

GUIA DEL INVERSIONISTA

SUBSECTOR HIDROCARBUROS



**MINISTERIO
DE ENERGÍA Y MINAS**

**TERCER TRIMESTRE
AÑO 2010**

ELABORADO POR:
DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

CONTENIDO:

- Variables Macroeconómicas
- Producción y Consumo de Energía
- Visión y Misión de la Dirección Gral. de Hidrocarburos
- Mapas de Interés
- Estadísticas de Hidrocarburos
- Actualidad Petrolera y Ronda de Licitación 2010
- Ley de Hidrocarburos
- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos
- Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Convocatoria para Presentar Ofertas con el Objeto de Celebrar Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Ley de Comercialización de Hidrocarburos
- Reglamento de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos
- Características y Especificaciones de Calidad de los Combustibles

Guatemala



• Variables Macroeconómicas

Superficie:	108,889 Km ²
Capital:	Guatemala
Población:	11.2 millones
Clima:	Tropical (55-77°F)
Moneda:	Quetzal
T. de Cambio:	1 US\$ = Q 8.07 *
Idioma Oficial:	Español

PIB año 2009 a Precios de 2001

= Q.193,874.9 Millones

Crecimiento 2009 0.5 %

(*) Al mes de septiembre de 2010



• Economía y Petróleo

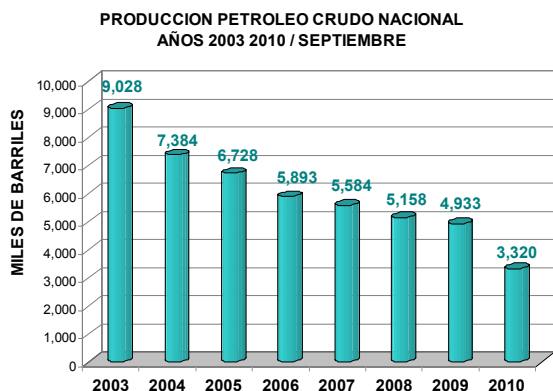
Guatemala se encuentra localizada en el corazón del continente americano, colindando con México, Belice, Honduras y El Salvador. Cuenta con puertos en el Océano Atlántico y en el Océano Pacífico, con un complejo de carreteras que la conectan con el resto de países vecinos, así como con aeropuertos de categoría internacional, por lo que se encuentra en una posición geográfica estratégica para el mundo de los negocios, inversiones y comercio mundial.

La extensión del territorio es de 108,889 km², su clima es tropical con una población de 11.2 millones de

habitantes. Su capital es la Ciudad de Guatemala su moneda es el Quetzal, con un sólido y estable tipo de cambio promedio de US \$1.00 por Q 8.07.

La estabilidad macroeconómica y crecimiento económico sostenido en los últimos cuatro años, es reconocido a nivel internacional (PIB 2006: 5.4%, 2007: 6.3%, 2008: 3.3% y 2009: 0.5%, Base 2001, según Banguat). Su nivel de competitividad, seguridad jurídica a las inversiones e igualdad de tratamiento a los inversionistas nacionales y extranjeros, configuran un clima agradable para los negocios.

Guatemala es el único país centroamericano con producción sostenida de petróleo y con reservas probadas de petróleo crudo, aunque Belice reporta en los últimos años ligera producción de crudo de buena calidad en áreas colindantes al territorio guatemalteco. Las reservas probadas de petróleo se estiman en 78.9 millones de barriles, mientras que las reservas posibles son del orden de los 360.2 millones de barriles. La producción promedio diaria de crudo durante los primeros nueve meses del 2010 es de 9.10 miles de barriles. El 95% de la producción es de una calidad de 15.8 ° API Y 6.54 % de azufre; a la vez, el 95% de la producción es exportada a los Estados Unidos de América y el 5% restante se destina a la producción local de asfaltos y, en menor medida, a la industria cementera.



Aunque no se cuenta con producción de gas natural, existen indicios de su existencia off-shore en el Pacífico y en el nororiente del país.

Guatemala cuenta con una producción aproximada de energía eléctrica de 6,641.2 GWH, de la cual un 47% es producida con combustibles fósiles derivados del petróleo. Con excepción del asfalto, Guatemala importa el total de los combustibles que consume, siendo el consumo promedio diario de 72.13 miles de barriles de

productos petroleros hasta el tercer trimestre del 2010. A nivel centroamericano, incluyendo Belice, el mercado guatemalteco de hidrocarburos es la más grande, competitiva y con más apertura.

**CONSUMO DE PETROLEO Y PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
(miles de barriles)**

CONCEPTO/ AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA%
Gasolina Superior	3,827.44	3,629.87	-197.56	-5.16
Gasolina Regular	2,438.88	2,372.80	-66.08	-2.71
TOTAL GASOLINAS	6,266.32	6,002.67	-263.65	-4.21
Diesel	6,878.85	6,875.10	-3.75	-0.05
GLP	2,017.41	2,065.04	47.63	2.36
Gasolina Aviación	11.19	10.64	-0.55	-4.89
Kerosina	444.54	466.67	22.14	4.98
Bunker C o Fuel Oil	4,688.33	2,984.95	-1,703.38	-36.33
Asfalto	355.79	187.93	-167.86	-47.18
PetCoke	836.91	736.44	-100.47	-12.00
TOTAL DERIVADOS	21,499.33	19,329.43	-2,169.89	-10.09
Crudo Nacional	440.56	362.27	-78.29	-17.77
TOTAL GENERAL	21,939.89	19,691.70	-2,248.18	-10.25

Por sus condiciones geográficas, infraestructura, apertura de mercado, estabilidad macroeconómica y por su posición estratégica geográfica en el continente americano, entre otros aspectos, Guatemala ha sido altamente calificada internacionalmente, a nivel institucional y empresarial, para la ubicación de una mega refinería de alta conversión, con un índice de refinación diario aproximado de 360 mil barriles, alimentada principalmente con crudo importado y, en menor escala, con crudo nacional.

• Servicios Generales

En los últimos años Guatemala ha enfatizado el desarrollo de sistemas de comunicación, como celular, fibra óptica y micro ondas, logrando una cobertura casi completa en todo el país.

El sistema vial permite movimiento vehicular desde los puertos modernos de la costa Pacífica hasta los puertos en el litoral atlántico. También se puede viajar desde y hacia México, El Salvador y Honduras. Aproximadamente 9 millones de

toneladas anuales de carga se mueve a través del sistema vial.



Hay dos aeropuertos internacionales. El primero, La Aurora, se encuentra en la ciudad capital, y el segundo, Mundo Maya, se ubica en Santa Elena, Petén. Entre ambos se mueve una carga de aproximadamente 55 mil libras por año.



Además, en las ciudades principales se encuentran hoteles nacionales e internacionales, escuelas, universidades, zonas residenciales, hospitales y áreas dedicadas al comercio y/o industria.

- **La Dirección General de Hidrocarburos (DGH)**

Misión

Promover el desarrollo racional de los yacimientos de hidrocarburos nacionales, obteniendo los mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos; así mismo, promover y fomentar el desarrollo ordenado y competitivo del mercado de hidrocarburos.

Visión

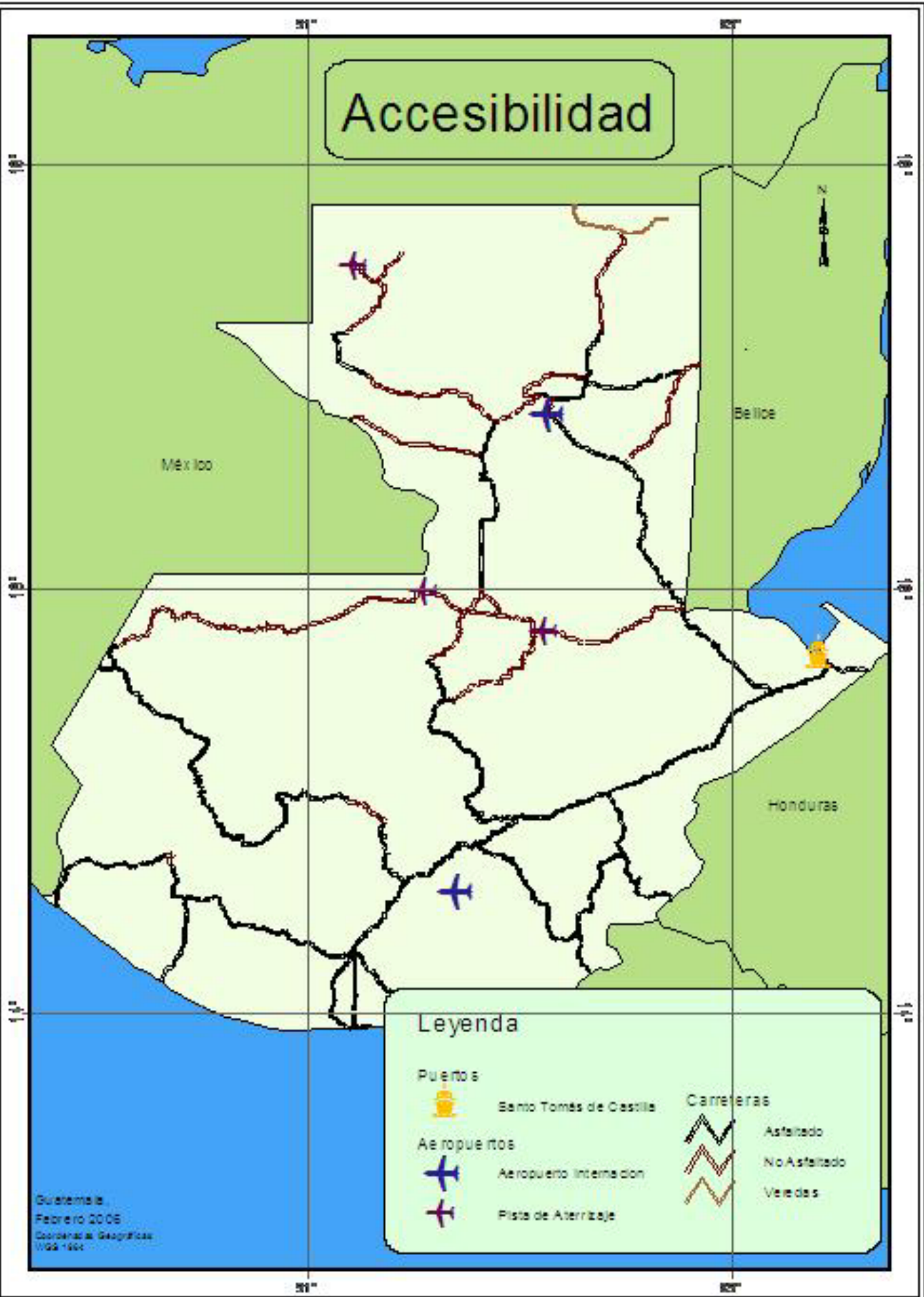
Que el gobierno de Guatemala cuente con una institución sólida en recursos humanos y de equipamiento, capaz de responder a los requerimientos técnicos de la industria y comercialización de hidrocarburos, para la adecuada administración, fiscalización y control de las actividades y de los recursos hidrocarburíferos del país, con el fin de lograr los mejores beneficios para la nación.

Objetivos

- Promover la inversión para lograr el aprovechamiento de los recursos petroleros del país, con la finalidad de que, a través de la exploración, explotación y refinación de los mismos, se logre el autoabastecimiento.
- Impulsar la inversión privada en la comercialización de petróleo y productos petroleros, que genere beneficios para la población guatemalteca.

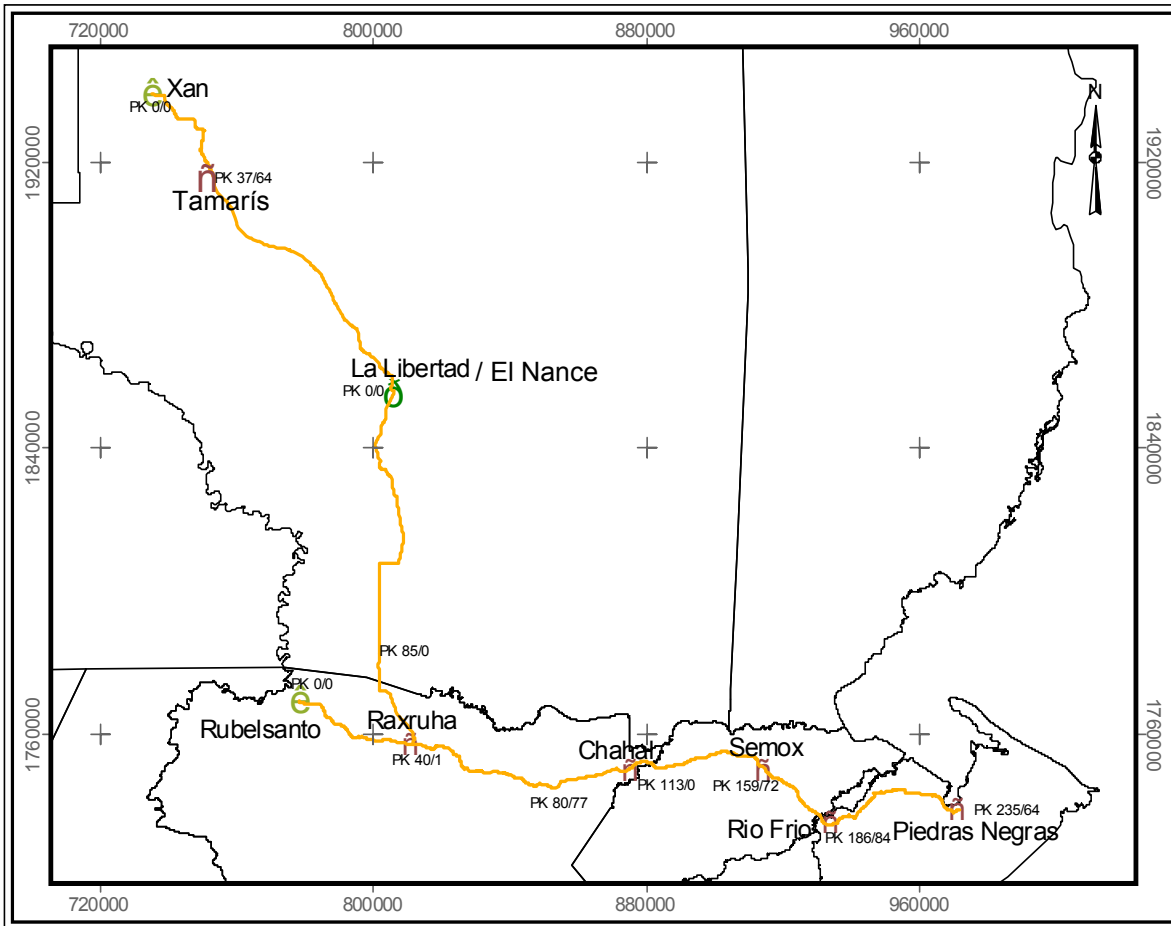
- Promover una sana competencia en la cadena de comercialización de combustibles, que beneficie al consumidor por medio de la fiscalización y control de la calidad y cantidad, promoviendo el suministro continuo de los mismos.
- Estudiar y analizar el comportamiento de los precios del petróleo y combustibles en el mercado internacional, velando por que los precios nacionales respondan a las variaciones internacionales.
- Fortalecer la profesionalización del personal guatemalteco y la capacidad de gestión en el Subsector Hidrocarburos.





Accesibilidad





Guatemala,
Febrero 2006
Coordenadas Geográficas
WGS 1984

OLEODUCTO

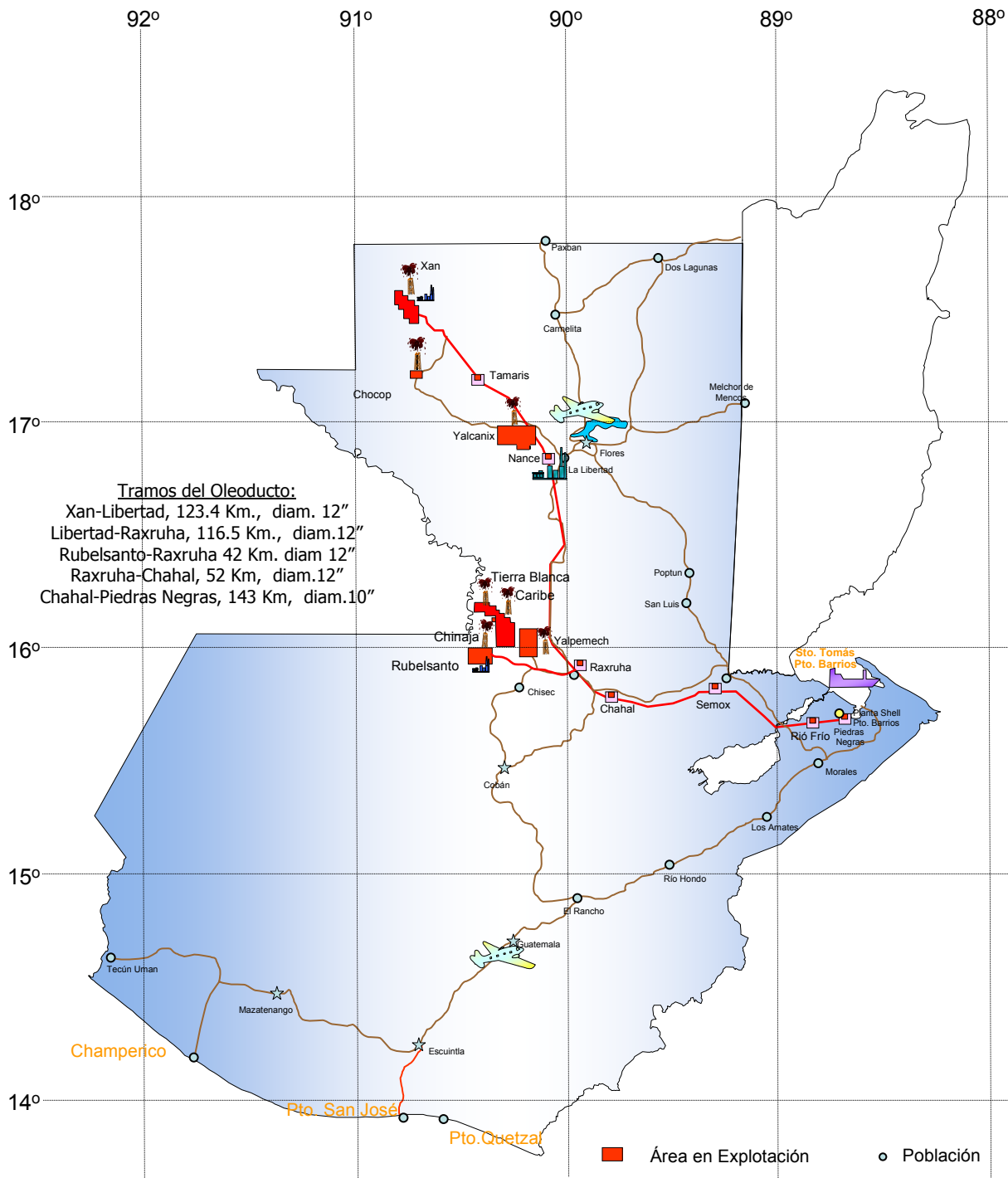


Explicación	
	Oleoducto
Estaciones	
	Estación de Bombeo
	Mini-Refinería / Estación de Bombeo
	Planta de Proceso














<h2>Oleoducto</h2> <p>Guatemala, Abril de 2005</p> <p>Datum Utilizado NAD 1927 Coordenadas UTM zona 15</p>
 

**MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
MAPA DE INFRAESTRUCTURA PETROLERA**



Tramos del Oleoducto:
 Xan-Libertad, 123.4 Km., diam. 12"
 Libertad-Raxruha, 116.5 Km., diam.12"
 Rubelsanto-Raxruha 42 Km. diam 12"
 Raxruha-Chahal, 52 Km, diam.12"
 Chahal-Piedras Negras, 143 Km, diam.10"

- | | |
|---|--|
|  Área en Explotación |  Población |
|  Campo Petrolero |  Ciudad |
|  Refinería |  Oleoducto |
|  Puerto de Embarque |  Carretera |
|  Estación de Bombeo |  Aeropuerto Internacional |
|  Planta de Proceso | |

Proyección NAD 27
 Sistema de Coordenadas Geográficas Zona 15

ESTADISTICAS HIDROCARBUROS



TERCER TRIMESTRE AÑO 2010



GUATEMALA, C.A.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS

Introducción

La Dirección General de Hidrocarburos pone a disposición del público la presente publicación, que entrega a los agentes interesados el conjunto de estadísticas más relevantes y descriptivas del Subsector de Hidrocarburos.

La tarea de compilación, ordenamiento y actualización se concentro en las estadísticas más importantes de este Subsector, clasificadas en producción, importación, exportación, consumo y precios, las cuales representan un valioso aporte a la disponibilidad de series temporales para las variables seleccionadas. Así mismo dicha información ha sido clasificada según diversos criterios económicos que permiten ordenar analíticamente los datos.

Esta publicación ha sido realizada teniendo presente la vital importancia que tiene disponer para el Subsector Hidrocarburos de cifras actualizadas y validadas a fin de ofrecer una visión sintética del mercado y su evolución; herramienta útil para la toma de decisiones como a potenciales inversionistas y centros de investigación que contribuyen con sus análisis a la comprensión del mercado.

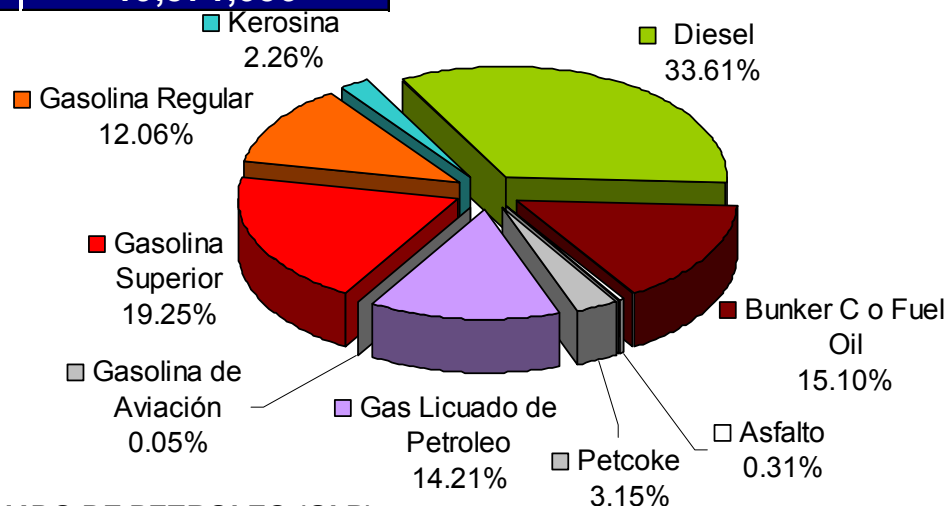
Importaciones



Las importaciones de productos derivados de petróleo en relación al año tercer trimestre de 2009 sufrieron una baja de 9.52%, el costo de las mismas se situó un 9.80% por encima del precio del tercer trimestre de 2009.

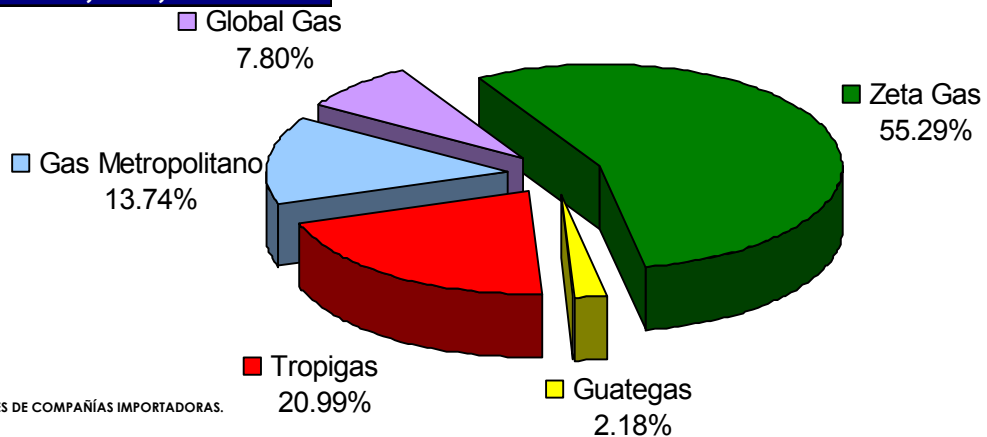
**IMPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010**

PRODUCTO	VOLUMEN (Bbls)
Gas Licuado de Petroleo	2,824,177
Gasolina de Aviación	9,901
Gasolina Superior	3,825,639
Gasolina Regular	2,395,892
Kerosina	448,729
Diesel	6,679,518
Bunker C o Fuel Oil	3,000,498
Asfalto	61,914
Petcoke	625,389
TOTAL	19,871,656



**IMPORTACIONES DE GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP)
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010**

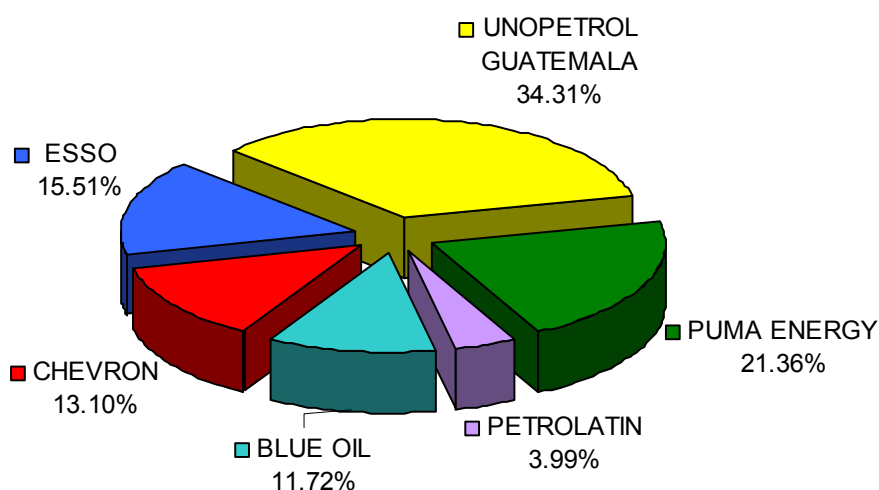
COMPAÑÍA	VOLUMEN (Bbls)
Zeta Gas	1,561,406
Guategas	61,429
Tropigas	592,791
Gas Metropolitano	388,131
Global Gas	220,419
TOTAL	2,824,177



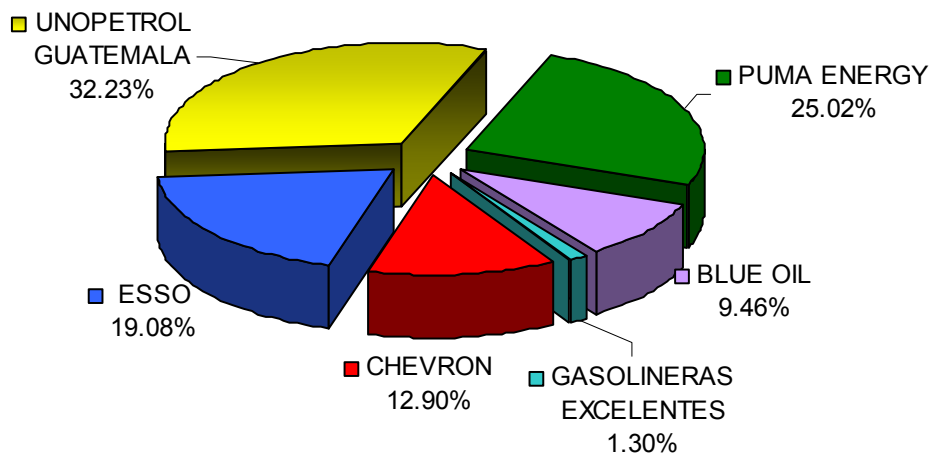
IMPORTACIONES DE GASOLINAS Y DIESEL POR COMPAÑÍA TERCER TRIMESTRE 2010

COMPAÑÍA	SUPERIOR (BBLs)	REGULAR (BBLs)	DIESEL (BBLs)	TOTAL POR COMPAÑÍA (BBLs)
CHEVRON	498,523	316,689	814,919	1,630,131
ESSO	605,953	359,009	1,205,456	2,170,418
UNOPETROL GUATEMALA	1,482,797	651,979	2,035,776	4,170,552
PUMA ENERGY	638,102	691,014	1,580,503	2,909,619
PETROLATIN	124,785	123,243	363,249	611,278
BLUE OIL	475,478	253,958	597,799	1,327,236
GASOLINERAS EXCELENTES	-	-	81,815	81,815
TOTAL POR PRODUCTO	3,825,639	2,395,892	6,679,518	12,901,048

IMPORTACIONES DE GASOLINA POR COMPAÑÍA TERCER TRIMESTRE AÑO 2010

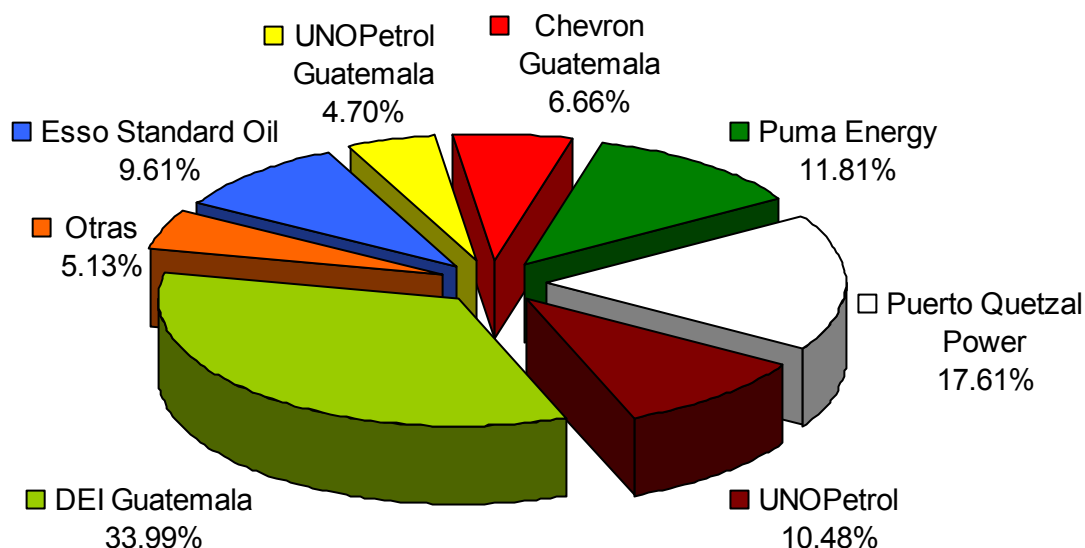


IMPORTACIONES DE DIESEL POR COMPAÑÍA TERCER TRIMESTRE AÑO 2010



**IMPORTACIONES DE BUNKER POR COMPAÑÍA
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010**

COMPAÑÍA	VOLUMEN (Bbls)
Esso Standard Oil	288,428
UNOPetrol Guatemala	140,938
Chevron Guatemala	199,819
Puma Energy	354,507
Puerto Quetzal Power	528,318
UNOPetrol	314,582
DEI Guatemala	1,019,912
Otras	153,993
TOTAL	3,000,498



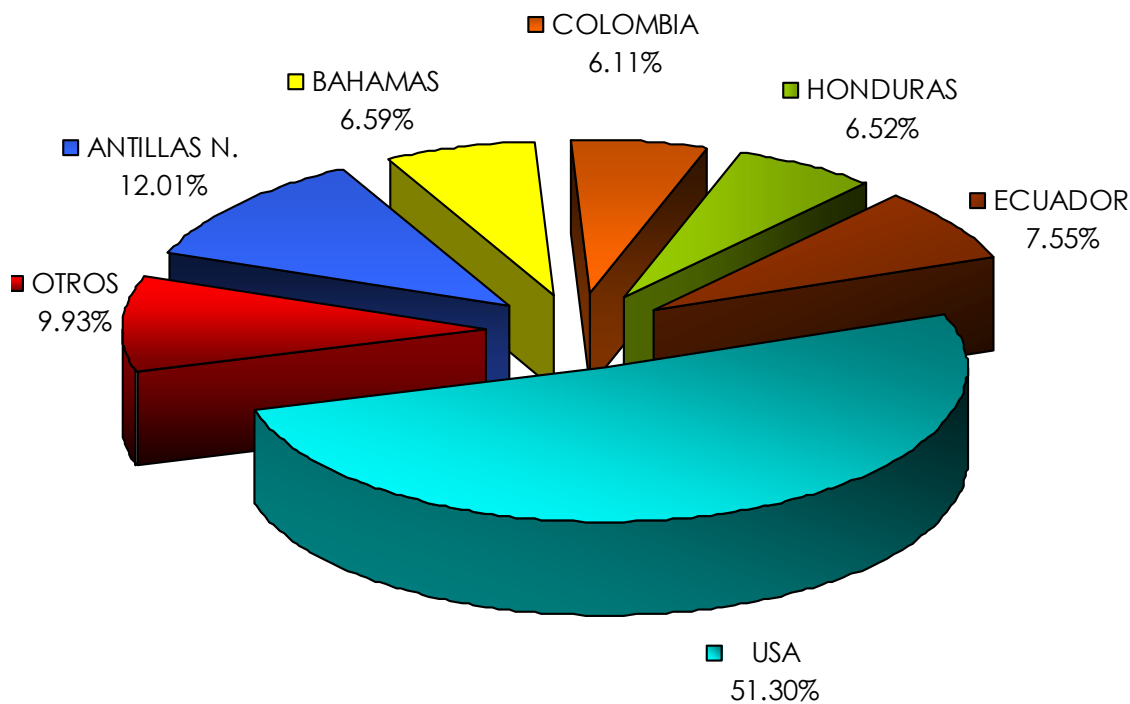
**COSTO DE LAS IMPORTACIONES
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**

PRODUCTO	2009 (US\$)	2010 (US\$)	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
GLP	235,361,415	171,076,212	-64,285,202	-27.31
Gasolina Aviación	878,749	1,308,323	429,574	48.88
Gasolina Superior	278,499,482	348,903,166	70,403,684	25.28
Gasolina Regular	185,754,721	209,474,001	23,719,280	12.77
Kerosina	33,274,021	41,738,633	8,464,612	25.44
Diesel	490,061,061	596,973,418	106,912,358	21.82
Bunker C	226,516,937	217,991,664	-8,525,273	-3.76
Asfalto	2,788,788	4,679,981	1,891,192	67.81
Petcoke	6,767,002	10,828,359	4,061,357	60.02
TOTALES	\$ 1,459,902,175	\$ 1,602,973,757	143,071,582	9.80

**IMPORTACION DE PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**
(miles de barriles)

CONCEPTO/ AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
Gasolina Superior	3,946.49	3,825.64	-120.85	-3.06
Gasolina Regular	2,748.71	2,395.89	-352.82	-12.84
TOTAL GASOLINAS	6,695.20	6,221.53	(473.67)	(7.07)
Diesel	7,228.02	6,679.52	-548.51	-7.59
GLP	2,665.43	2,824.18	158.75	5.96
Gasolina Aviación	8.32	9.90	1.58	18.98
Kerosina	463.22	448.73	-14.49	-3.13
Bunker C	4,355.05	3,000.50	-1,354.55	-31.10
Asfalto	51.56	61.91	10.35	20.07
Petcoke	496.04	625.39	129.35	26.08
TOTALES	21,962.84	19,871.66	-2,091.19	-9.52

**IMPORTACION DE PRODUCTOS POR ORIGEN
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010**



Volumen total de importaciones **19,871,656 BBLs.**

****OTROS:** Argentina, Belice, Canadá, Corea, El Salvador, Estonia, Holanda, Inglaterra, Nigeria, Panamá, República Dominicana, Suecia, Trinidad y Tobago, Ucrania

Consumo

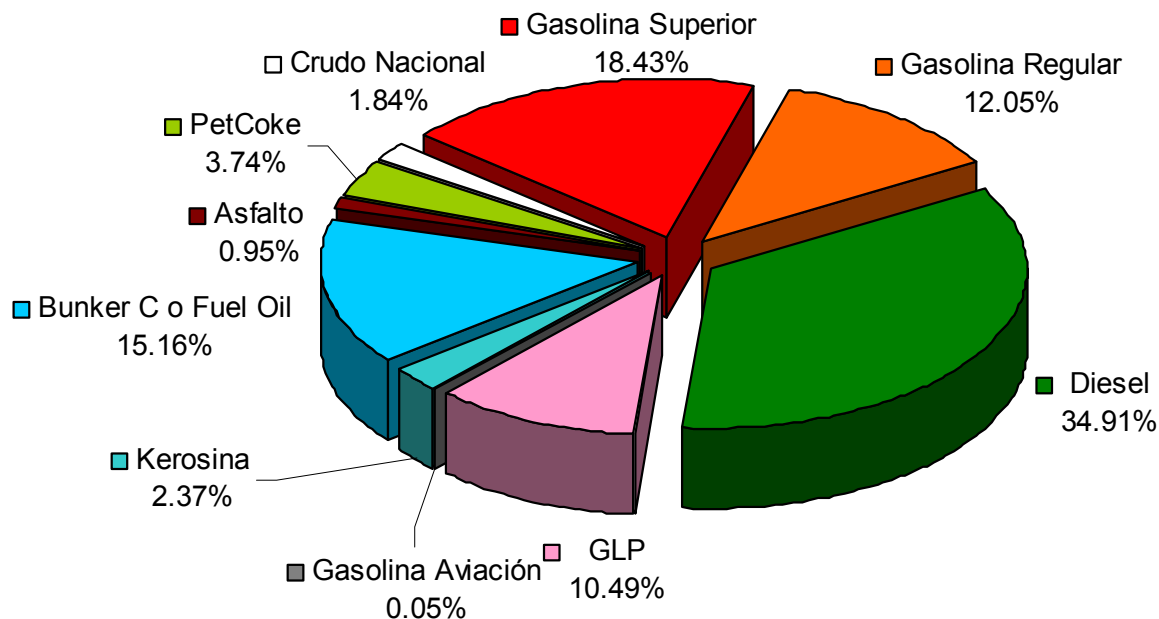


El consumo de petróleo y productos derivados se situó un 10.25% por debajo en relación al tercer trimestre del 2009. El combustible de mayor consumo en el tercer trimestre del 2010 fue el Diesel, el cual tuvo una participación del 34.91% del consumo nacional.

CONSUMO DE PETROLEO Y PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
(miles de barriles)

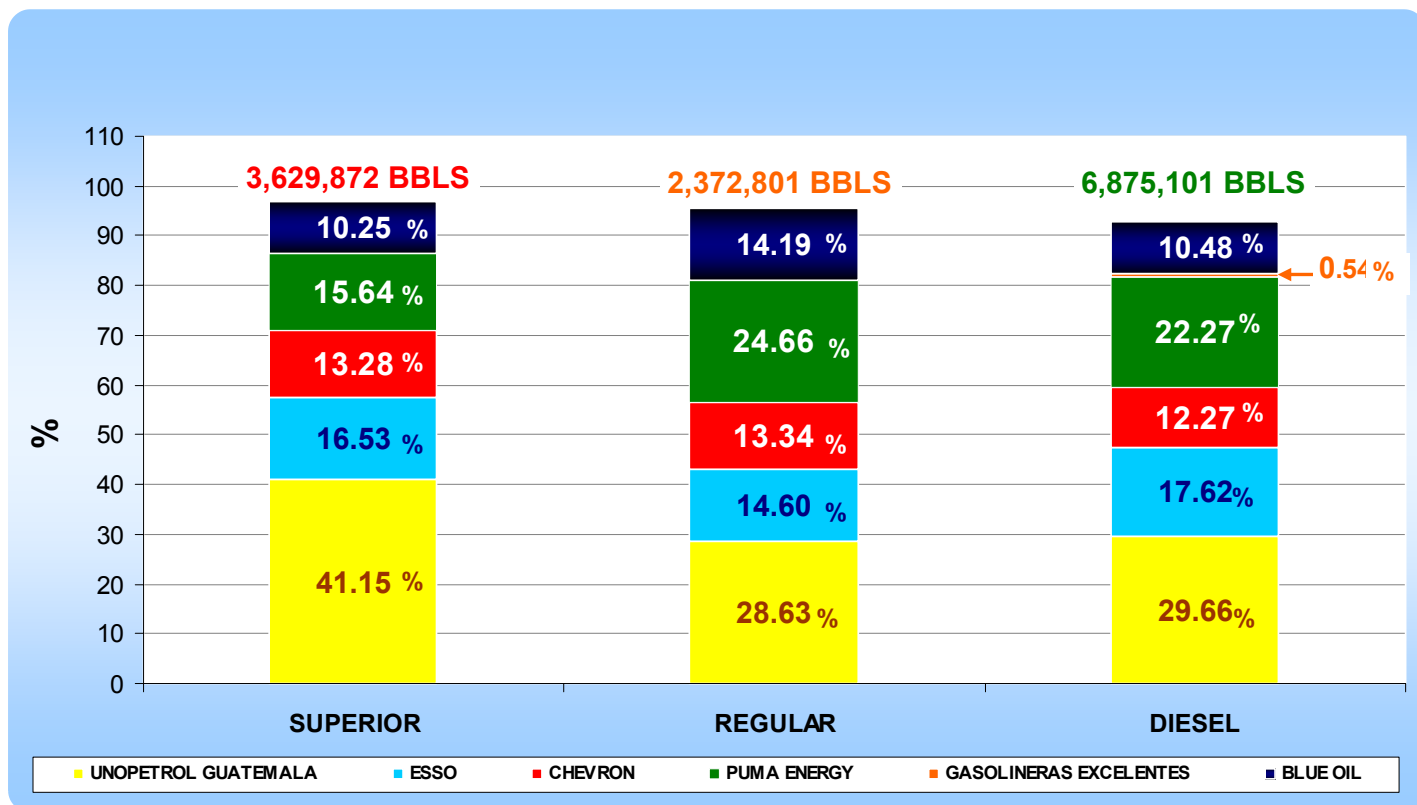
CONCEPTO/ AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA%
Gasolina Superior	3,827.44	3,629.87	-197.56	-5.16
Gasolina Regular	2,438.88	2,372.80	-66.08	-2.71
TOTAL GASOLINAS	6,266.32	6,002.67	-263.65	-4.21
Diesel	6,878.85	6,875.10	-3.75	-0.05
GLP	2,017.41	2,065.04	47.63	2.36
Gasolina Aviación	11.19	10.64	-0.55	-4.89
Kerosina	444.54	466.67	22.14	4.98
Bunker C o Fuel Oil	4,688.33	2,984.95	-1,703.38	-36.33
Asfalto	355.79	187.93	-167.86	-47.18
PetCoke	836.91	736.44	-100.47	-12.00
TOTAL DERIVADOS	21,499.33	19,329.43	-2,169.89	-10.09
Crudo Nacional	440.56	362.27	-78.29	-17.77
TOTAL GENERAL	21,939.89	19,691.70	-2,248.18	-10.25

CONSUMO DE PETROLEO Y PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010



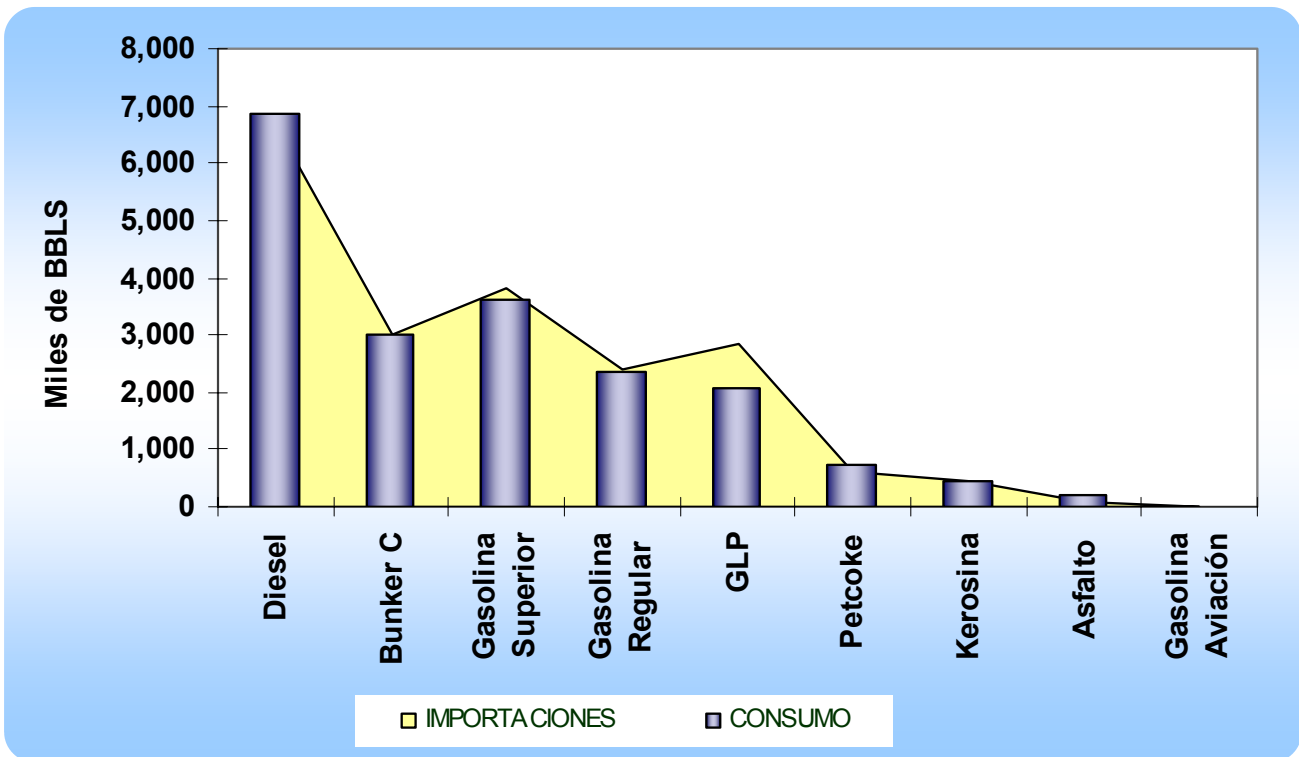
CONSUMO DE GASOLINAS Y COMBUSTIBLE DIESEL POR COMPAÑÍA TERCER TRIMESTRE AÑO 2010

COMPAÑÍA	SUPERIOR (BBLs)	REGULAR (BBLs)	DIESEL (BBLs)	TOTAL POR COMPAÑÍA (BBLs)
UNOPETROL GUATEMALA	1,493,560	679,252	2,039,185	4,211,997
ESSO	600,007	346,314	1,211,425	2,157,747
PUMA ENERGY	567,865	585,051	1,531,254	2,684,170
CHEVRON	482,146	316,503	843,462	1,642,111
BLUE OIL	371,976	336,631	720,424	1,429,031
PETROLATIN	114,318	109,050	492,232	715,599
GASOLINERAS EXCELENTES	-	-	37,119	37,119
TOTAL POR PRODUCTO	3,629,872	2,372,801	6,875,101	12,877,774



RELACION IMPORTACION / CONSUMO
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010
(miles de barriles)

CONCEPTO/ AÑO	2010 IMPORTACION	2010 CONSUMO	RELACION %
GLP	2,824.18	2,065.04	1.37
Gasolina Aviación	9.90	10.64	0.93
Gasolina Superior	3,825.64	3,629.87	1.05
Gasolina Regular	2,395.89	2,372.80	1.01
Kerosina	448.73	466.67	0.96
Diesel	6,679.52	6,875.10	0.97
Bunker C	3,000.50	2,984.95	1.01
Asfalto	61.91	187.93	0.33
Petcoke	625.39	736.44	0.85
TOTALES	19,871.66	19,329.43	1.03



Producción

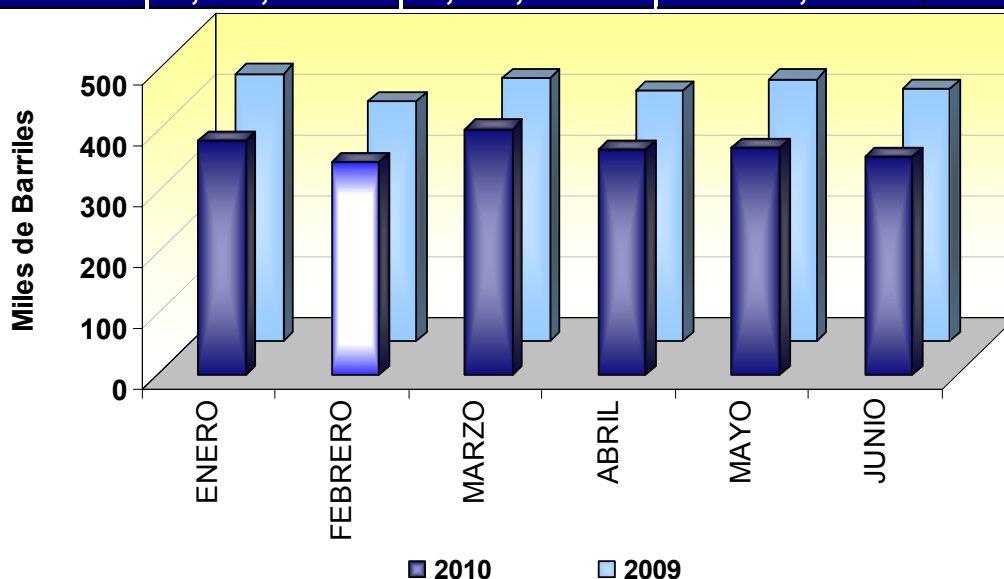


La producción fiscalizada de petróleo crudo nacional se situó un 12.096% por debajo de la producción durante el tercer trimestre del 2009, el contrato 2-85, ubicado en la parte norte de Peten, es el que presentó una mayor producción.

**PRODUCCION NETA DE PETROLEO CRUDO NACIONAL
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**

(Barriles)

MES/AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
ENERO	438,768.72	386,287.83	-52,480.89	-11.96
FEBRERO	394,186.53	349,886.65	-44,299.88	-11.24
MARZO	430,753.98	404,937.43	-25,816.55	-5.99
ABRIL	411,953.25	370,878.46	-41,074.79	-9.97
MAYO	430,369.48	375,407.20	-54,962.28	-12.77
JUNIO	413,930.00	358,787.22	-55,142.78	-13.32
JULIO	435,216.92	359,243.20	-75,973.72	-17.46
AGOSTO	420,374.74	371,315.97	-49,058.77	-11.67
SEPTIEMBRE	401,728.17	343,738.04	-57,990.13	-14.44
TOTALES	3,777,281.79	3,320,482.00	-456,799.79	-12.09



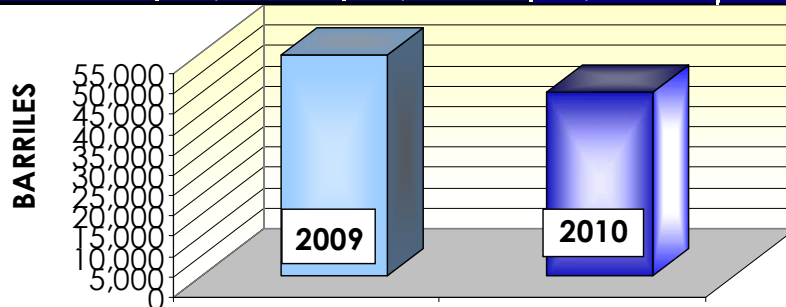
**PRODUCCION DE PRODUCTOS PETROLEROS
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**
(miles de barriles)

CONCEPTO/ AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
MINI-REFINERIA LA LIBERTAD :				
Asfalto	288.94	229.16	-59.78	-20.69
Nafta**	0.53	0.43	-0.10	-19.34
Kerosina**	5.42	2.54	-2.88	-53.16
Diesel**	127.19	110.10	-17.08	-13.43
Gas Oil de Vacío**	12.91	11.23	-1.68	-13.01
TOTALES	434.98	353.46	-81.52	-18.74

** Productos no comerciales

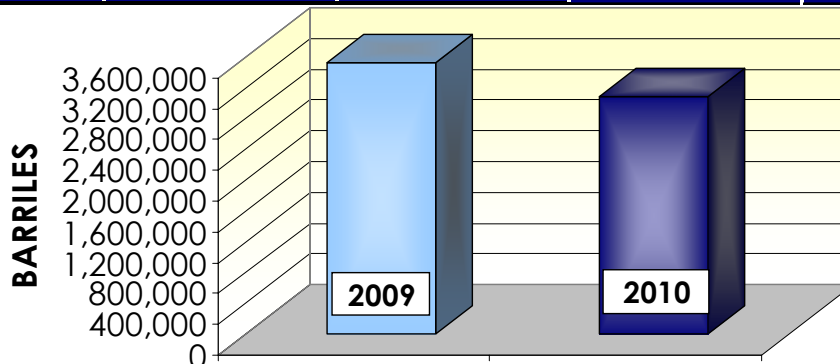
**PRODUCCION NETA DE PETROLEO CRUDO NACIONAL DEL CONTRATO 1-91
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
EN BARRILES**

CONTRATO 1-91				
MES/AÑOS	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
ENERO	7,022.71	8,039.53	1,016.82	14.48
FEBRERO	1,015.97	5,945.62	4,929.65	485.22
MARZO	5,411.75	5,821.59	409.84	7.57
ABRIL	6,696.37	5,294.84	-1,401.53	-20.93
MAYO	6,429.14	5,925.54	-503.60	-7.83
JUNIO	7,287.20	3,295.20	-3,992.00	-54.78
JULIO	7,588.35	2,637.22	-4,951.13	-65.25
AGOSTO	4,822.24	4,715.89	-106.35	-2.21
SEPTIEMBRE	8,115.01	3,754.36	-4,360.65	-53.74
TOTALES	54,388.74	45,429.79	-8,958.95	-16.47



**PRODUCCION NETA DE PETROLEO CRUDO NACIONAL DEL CONTRATO 2-85
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
EN BARRILES**

CONTRATO 2-85				
MES/AÑOS	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
ENERO	403,634.82	361,241.41	-42,393.41	-10.50
FEBRERO	368,451.82	329,990.31	-38,461.51	-10.44
MARZO	405,923.85	376,443.01	-29,480.84	-7.26
ABRIL	386,751.30	347,000.10	-39,751.20	-10.28
MAYO	396,907.53	342,459.51	-54,448.02	-13.72
JUNIO	385,736.07	332,463.52	-53,272.55	-13.81
JULIO	405,483.96	332,286.11	-73,197.85	-18.05
AGOSTO	401,928.72	344,314.19	-57,614.53	-14.33
SEPTIEMBRE	366,311.26	321,127.83	-45,183.43	-12.33
TOTALES	3,521,129.33	3,087,325.99	-433,803.34	-12.32

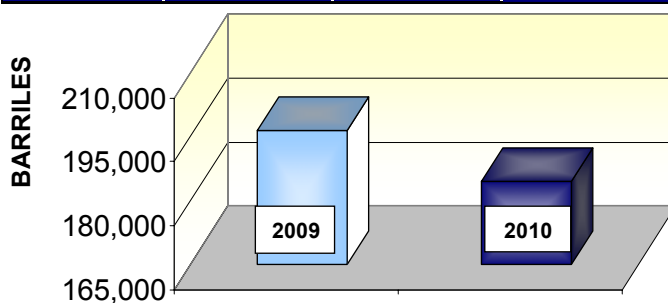


PRODUCCIÓN NETA DE PETROLEO CRUDO NACIONAL
CONTRATO QUE COMPRENDE LAS AREAS DE : RUBELSANTO, CHINAJA OESTE, CARIBE
Y TIERRA BLANCA

TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010

(EN BARRILES)

AREAS DE : RUBELSANTO, CHINAJA OESTE, CARIBE Y TIERRA BLANCA				
MES/AÑOS	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA
ENERO	27,075.28	16,624.39	-10,450.89	-38.60
FEBRERO	23,495.72	13,134.36	-10,361.36	-44.10
MARZO	18,279.97	22,007.14	3,727.17	20.39
ABRIL	17,734.08	18,248.15	514.07	2.90
MAYO	26,289.28	26,676.24	386.96	1.47
JUNIO	20,906.73	23,028.50	2,121.77	10.15
JULIO	22,144.61	24,319.87	2,175.26	9.82
AGOSTO	13,289.64	22,023.37	8,733.73	65.72
SEPTIEMBRE	27,301.90	18,339.14	-8,962.76	-32.83
TOTALES	196,517.21	184,401.16	-12,116.05	-6.17

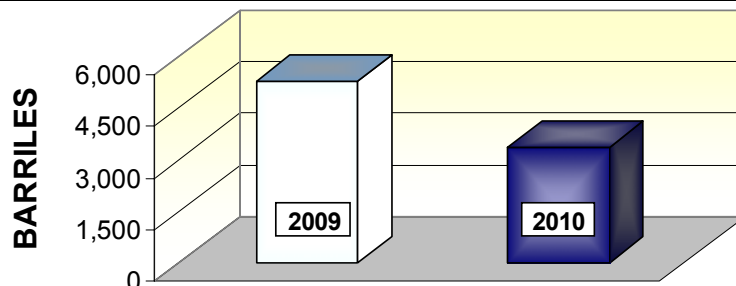


PRODUCCION NETA DE PETROLEO CRUDO NACIONAL
CONTRATO 1-2005

TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010

(EN BARRILES)

CONTRATO 1-2005				
MES/AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
ENERO	1,035.91	382.50	-653.41	-63.08
FEBRERO	1,223.02	816.36	-406.66	-33.25
MARZO	1,138.41	665.69	-472.72	-41.52
ABRIL	771.50	335.37	-436.13	-56.53
MAYO	743.53	345.91	-397.62	-53.48
JUNIO	0.00	0.00	0.00	0.00
JULIO	0.00	0.00	0.00	0.00
AGOSTO	334.14	262.52	-71.62	-21.43
SEPTIEMBRE	0.00	516.71	516.71	0.00
TOTALES	5,246.51	3,325.06	-1,921.45	-36.62



Exportaciones

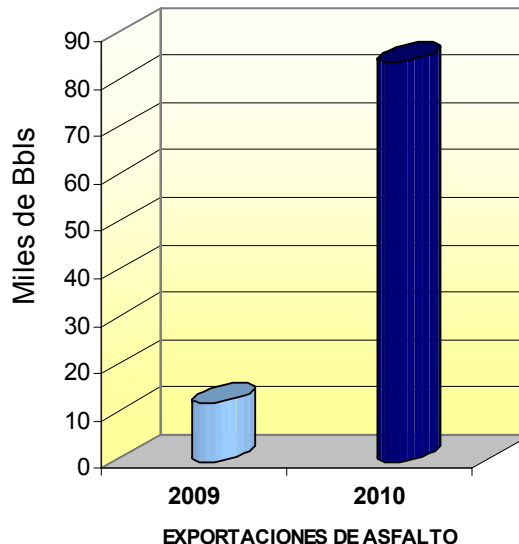
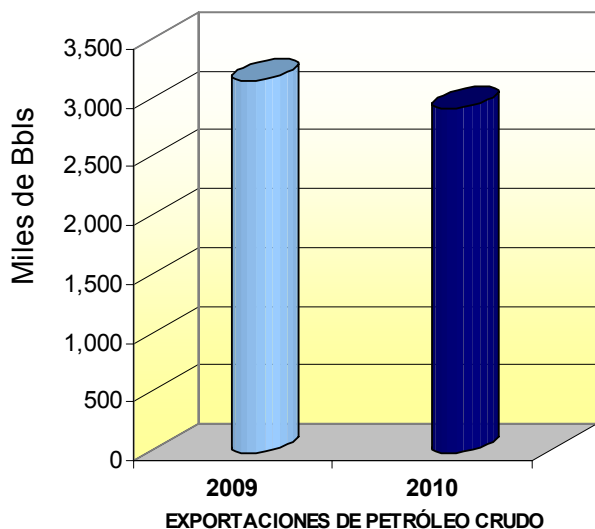


Las exportaciones de petróleo crudo nacional se situaron un 7.65% por debajo de las reportadas en el tercer trimestre del 2009; la participación del petróleo crudo nacional en las principales exportaciones como el café, azúcar, banano y cardamomo fue de 9.48% durante el tercer trimestre del 2010.

Las exportaciones de derivados presentaron un incremento del 58.20% en comparación con las de las reportadas en el tercer trimestre del 2009.

EXPORTACION DE ASFALTO Y PETROLEO CRUDO
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
(miles de barriles)

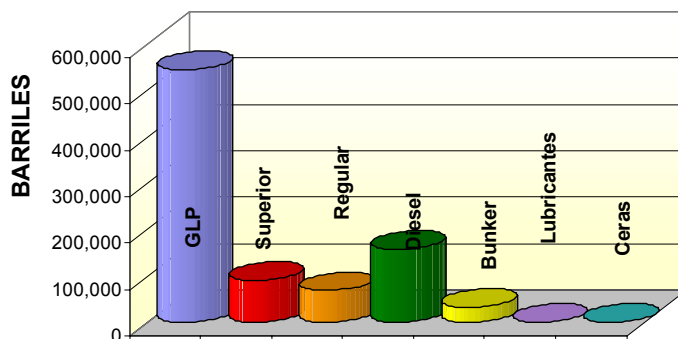
CONCEPTO/ AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
Asfalto	12.35	84.21	71.86	581.88
Crudo Nacional	3,169.72	2,927.40	-242.33	-7.65



EXPORTACION DE OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
(BARRILES)

PRODUCTO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
GLP	374,621	544,508	169,887.02	45.35
Gasolina Superior	42,104	90,395	48,290.93	114.69
Gasolina Regular	88,828	68,455	-20,373.06	-22.94
Diesel	21,754	157,970	136,215.43	626.16
Bunker C	14,952	31,871	16,919.26	113.16
Lubricantes	22,331	0	-22,331.00	-100.00
Ceras	24	0	-23.81	-
TOTAL	564,614.30	893,199.07	328,584.77	58.20

EXPORTACION DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO
TERCER TRIMESTRE AÑO 2010



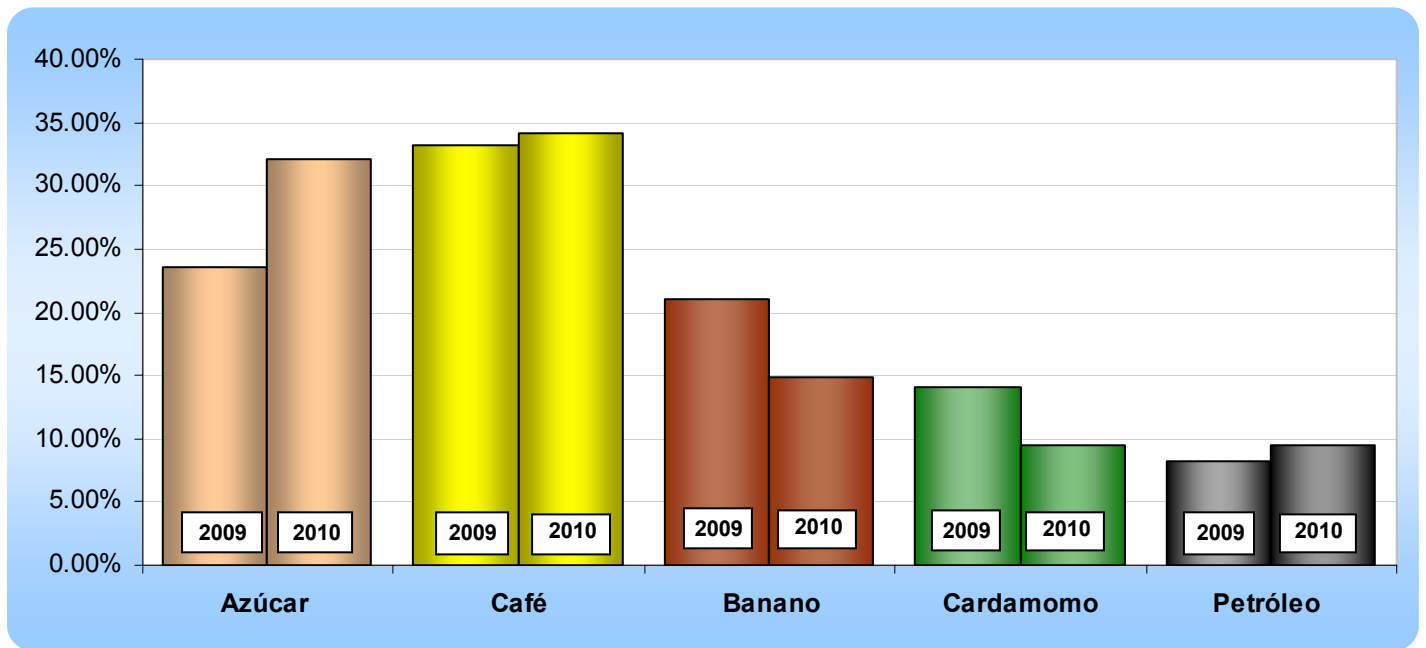
**PARTICIPACION DEL PETROLEO CRUDO EN EL
VALOR DE LAS PRINCIPALES EXPORTACIONES
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**

Miles de US\$

AÑO	2009	2010	VARIACION	
			ABSOLUTA	RELATIVA %
Azúcar	366,334	581,597	215,263	58.76
Café	517,862	620,905	103,044	19.90
Banano	327,846	268,725	-59,121	-18.03
Cardamomo	218,749	172,213	-46,536	-21.27
Petróleo	129,034	172,116	43,082	33.39
Total	1,559,825	1,815,556	255,731	16.39

**PARTICIPACION PORCENTUAL DEL PETROLEO CRUDO EN EL
VALOR DE LAS PRINCIPALES EXPORTACIONES
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**

Año	%	%	%	%	%	%
	Azúcar	Café	Banano	Cardamomo	Petróleo	TOTAL
2009	23.49%	33.20%	21.02%	14.02%	8.27%	77%
2010	32.03%	34.20%	14.80%	9.49%	9.48%	68%



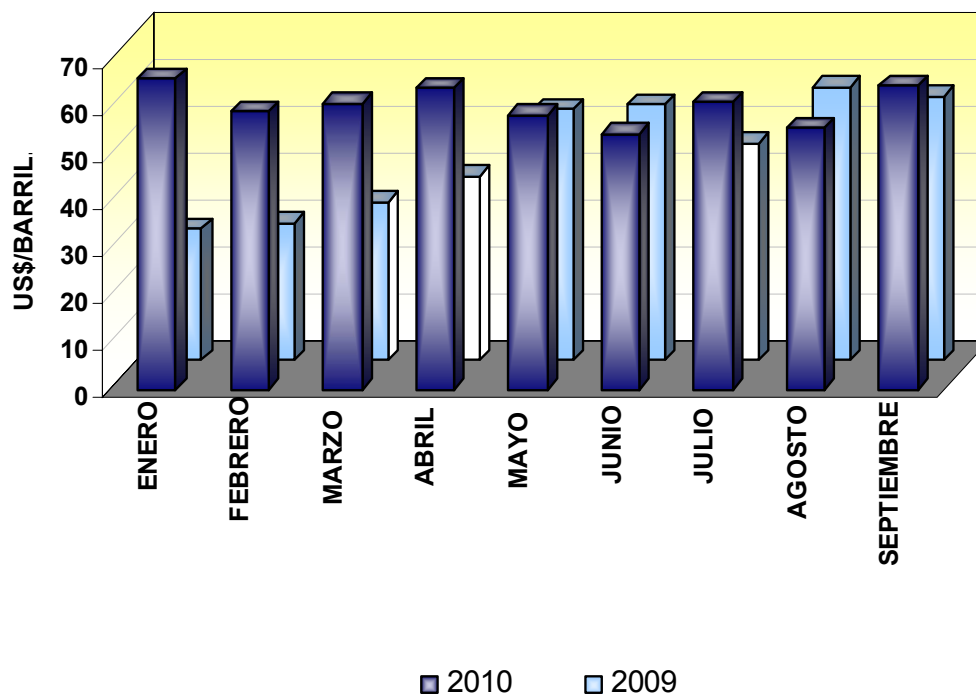
Precios



Los precios locales, de las gasolinas y diesel sufrieron incrementos de hasta un 38% en comparación con el tercer trimestre del 2009. Con respecto a los precios del crudo, éstos también sufrieron un incremento del 36.17% con respecto al tercer trimestre del 2009.

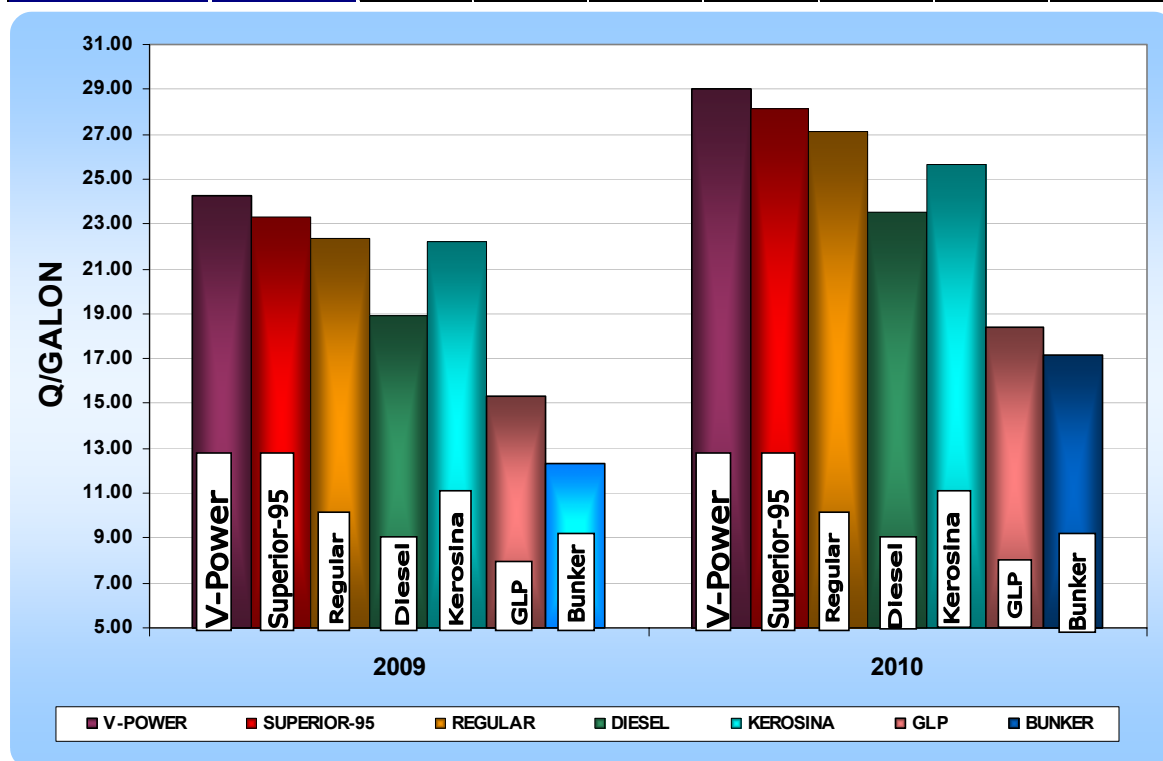
**PRECIOS DE PETROLEO CRUDO NACIONAL MEZCLA XAN/COBAN
PARA EXPORTACION EN SANTO TOMAS DE CASTILLA
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
US\$/BARRIL**

MES	AÑOS		VARIACION	
	2009	2010	ABSOLUTA	RELATIVA %
ENERO	27.87	65.96	38.09	136.65
FEBRERO	29.28	58.98	29.70	101.43
MARZO	33.65	60.74	27.09	80.51
ABRIL	39.29	63.85	24.56	62.51
MAYO	53.46	58.23	4.77	8.93
JUNIO	54.48	54.22	0.25	-0.47
JULIO	46.26	60.86	14.61	31.58
AGOSTO	58.16	55.40	2.76	-4.74
SEPTIEMBRE	56.09	64.44	8.35	14.88
PROMEDIOS	44.28	60.30	16.02	36.17



**PRECIOS PROMEDIO CONSUMIDOR FINAL DE COMBUSTIBLES EN CIUDAD GUATEMALA
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010
(Q/GALON)**

		PRODUCTOS							
		V-POWER	SUPERIOR-95	REGULAR	DIESEL	KEROSINA	GLP	BUNKER	
ENERO	2009	22.00	21.17	20.20	19.11	22.20	16.42	9.04	
	2010	28.77	27.92	26.99	24.13	25.13	18.44	18.30	
	VARIACION	ABS.	6.77	6.75	6.79	5.02	2.93	2.02	9.27
		%	30.79	31.89	33.59	26.27	13.18	12.29	102.57
FEBRERO	2009	21.86	20.90	19.93	17.97	21.95	15.23	10.35	
	2010	28.28	27.46	26.64	23.59	26.00	18.44	17.69	
	VARIACION	ABS.	6.43	6.56	6.71	5.62	4.05	3.21	7.34
		%	29.39	31.40	33.66	31.27	18.45	21.06	70.89
MARZO	2009	21.48	20.52	19.65	16.73	21.15	15.17	10.49	
	2010	30.05	29.05	27.96	23.96	25.20	18.44	17.59	
	VARIACION	ABS.	8.57	8.53	8.31	7.23	4.05	3.26	7.10
		%	39.87	41.59	42.30	43.23	19.15	21.51	67.69
ABRIL	2009	22.21	21.16	20.24	16.60	20.95	15.17	10.26	
	2010	31.05	30.14	28.91	24.56	25.00	18.44	17.40	
	VARIACION	ABS.	8.84	8.98	8.67	7.97	4.05	3.27	7.14
		%	39.81	42.45	42.84	48.00	19.33	21.56	69.52
MAYO	2009	23.40	22.44	21.47	17.33	21.95	15.17	12.63	
	2010	30.08	29.34	28.31	24.42	25.40	18.44	17.26	
	VARIACION	ABS.	6.68	6.90	6.84	7.09	3.45	3.27	4.63
		%	28.57	30.73	31.86	40.89	15.72	21.56	36.62
JUNIO	2009	26.12	25.17	24.20	19.51	22.70	15.17	13.84	
	2010	28.34	27.51	26.52	22.68	26.00	18.44	16.78	
	VARIACION	ABS.	2.23	2.34	2.33	3.17	3.30	3.27	2.94
		%	8.52	9.30	9.61	16.23	14.54	21.56	21.21
JULIO	2009	26.89	26.06	25.07	20.26	22.95	15.17	13.72	
	2010	28.08	27.40	26.38	22.91	26.00	18.44	16.56	
	VARIACION	ABS.	1.19	1.34	1.31	2.66	3.05	3.27	2.84
		%	4.42	5.15	5.23	13.11	13.29	21.56	20.70
AGOSTO	2009	27.05	26.16	25.17	21.41	22.95	15.13	14.62	
	2010	28.54	27.69	26.66	23.17	26.00	18.44	16.53	
	VARIACION	ABS.	1.49	1.53	1.49	1.76	3.05	3.30	1.91
		%	5.51	5.85	5.93	8.20	13.29	21.82	13.07
SEPTIEMBRE	2009	27.12	26.28	25.30	21.46	22.95	15.08	16.22	
	2010	27.73	26.93	25.91	22.60	26.00	18.44	16.41	
	VARIACION	ABS.	0.61	0.65	0.62	1.14	3.05	3.35	0.19
		%	2.25	2.45	2.43	5.30	13.29	22.22	1.19
PROMEDIO	2009	24.23	23.32	22.36	18.93	22.19	15.30	12.35	
	2010	28.99	28.16	27.14	23.56	25.64	18.44	17.17	
	▲ %		19.62%	20.77%	21.40%	24.44%	15.51%	20.49%	38.99%



FUENTE: DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS.

Ingresos Estatales



Los ingresos estatales son generados principalmente por la producción neta de Petroleo Crudo por los diferentes campos petroleros productores que existentes en Guatemala, dichos ingresos entran a las arcas del Estado; los ingresos del tercer trimestre del año 2010 con relación al los del 2009 tuvieron incremento del 149.44%, debido al comportamiento al alza del precio del crudo internacional.

**Resumen de Principales Ingresos a Caja Fiscal del Estado por Contrato Petrolero
[Capacitación y Cargos Anuales Fondos Privativos MEM (US \$) al mes de noviembre]**

Contrato	Descripción /Compañía Operadora	Regalias US\$	Participación en la Producción H.C. US\$	Capacitación US\$	Cargos Anuales Hectárea US\$	Convenio de Pago US\$	Aporte Anual -PRORROGA- US\$	Total US\$ Ingresados
2-85	Xan/ Perenco Guatemala Limited	\$ 9,371,982.62	\$ 54,458,453.10	\$ 362,880.00	\$ 51,586.30	-----	\$ 96,575.34	\$ 64,341,477.36
1-89	Mini refinera La Libertad/ Perenco Guatemala Limited	-----	-----	\$ 7,560.00	-----	-----	\$ 57,945.21	\$ 65,505.21
2-2009	Empresa Petrolera del Istmo S.A.	\$ 1,316,176.87	\$ 1,990,193.92	-----	-----	-----	-----	\$ 3,306,370.79
1-91	Chocop & Yalpemech/ Petro Energv S.A.	-----	-----	\$ 68,186.81*	\$ 149,791.18*	\$ 744,461.73*	-----	\$ 962,439.72
1-2005	Atzam/ Petrolatina Coorporation	\$ 47,871.20	-----	\$ 64,634.26	\$ 33,351.30	-----	-----	\$ 145,856.76
6-93	Las Casas/ Petrolatina Coorporation	-----	-----	\$ 43,149.50	\$ 132,080.21	-----	-----	\$ 175,229.71
1-2006	U.S. Oil Guatemala S.A. 49% City Peten S de RL	-----	-----	\$ 25,187.25	\$ 14,094.35	-----	-----	\$ 39,281.60
7-98	Compañía Petrolera del Atlántico S.A.	-----	-----	-----	-----	-----	-----	\$ 0.00
SUB TOTAL		\$ 10,736,030.69	\$ 56,448,647.02	\$ 571,597.82	\$ 380,903.34	\$ 744,461.73	\$ 154,520.55	\$ 69,036,161.15
	Sistema Estacionario de Transporte SETH							\$ 754,936.00
						TOTAL		\$ 69,791,097.15

* CONVENIO DE PAGO CONTRATO 1-91

**INGRESOS PERCIBIDOS POR PRODUCCION PETROLERA NACIONAL
TERCER TRIMESTRE AÑOS 2009 Y 2010**

AÑO	2009	2010	VARIACION	
			Absoluta	Relativa %
PRODUCCION NETA EN BARRILES	3,777,281.79	3,320,482.00	456,799.79	-12.09
INGRESO A CAJA FISCAL POR CONCEPTO DE REGALIAS US\$	\$ 6,474,349.73	\$ 10,736,030.69	\$ 4,261,680.96	65.82
INGRESO A CAJA FISCAL CONTRATO DE SERVICIOS US\$	\$ 2,228,801.45	Finalizó Contrato de Servicios 13/08/2009	\$ 2,228,801.45	-100.00
INGRESO A CAJA FISCAL PARTICIPACION ESTATAL EN LA PRODUCCION US\$	\$ 32,744,322.99	\$ 56,448,647.02	\$ 23,704,324.03	72.39
INGRESO A CAJA FISCAL CONVENIO DE PAGO CONTRATO 1-91	\$ 744,461.73	\$ 744,461.73	\$ 0.00	0.00
INGRESO A CAJA FISCAL SISTEMA ESTACIONARIO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS US\$	\$ 834,060.11	\$ 754,936.00	\$ 79,124.11	-9.49
APORTE ANUAL PRORROGA CONTRATO 2-85 Y MINIREFINERIA		\$ 154,520.55	\$ 154,520.55	0.00
INGRESOS PRIVATIVOS (Año 2009 Completo---Año 2010/noviembre)				
INGRESOS CAPACITACION US\$	\$ 389,456.72	\$ 571,597.82	\$ 182,141.10	46.77
CARGOS ANUALES US\$	\$ 79,805.09	\$ 380,903.34 ^{1/}	\$ 301,098.25	377.29
TOTAL INGRESOS US\$	\$ 43,495,257.82	\$ 69,791,097.15	\$ 26,295,839.33	60.46

^{1/}Las compañías operadoras hicieron efectivos pagos de años anteriores

Infraestructura Petrolera Nacional



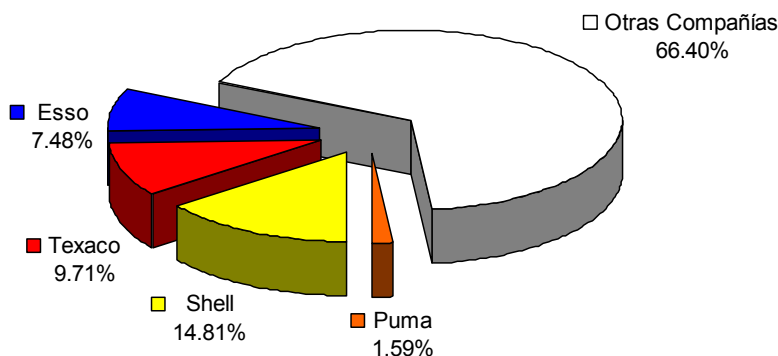
Como una parte de la infraestructura Petrolera Nacional se tiene la distribución de gasolineras en toda la Republica, las que son conformadas en un 66.40% del mercado total por gasolineras de bandera blanca (independientes).

**ESTACIONES DE SERVICIO A NIVEL NACIONAL
REGISTRADAS A SEPTIEMBRE DE 2010**

DEPARTAMENTO	INDEPENDIENTES	SHELL	TEXACO	ESSO	PUMA ENERGY	TOTAL POR DEPTO.
ALTA VERAPAZ	23	4	9	2		38
BAJA VERAPAZ	10	1	2	2		15
CHIMALTENANGO	41	1	3	3	1	49
CHIQUIMULA	16	6	3	1	1	27
EL PROGRESO	17	2	3		1	23
EL QUICHE	42	1	2		0	45
ESCUINTLA	50	13	8	7	1	79
GUATEMALA	133	100	32	36	9	310
HUEHUETENANGO	76	5	4	1		86
IZABAL	29	5	9	4	2	49
JALAPA	23	1	0	2		26
JUTIAPA	43	4	3	2		52
PETEN	38	3	4	4	2	51
QUETZALTENANGO	60	10	13	8	1	92
RETALHULEU	22	2	2	3		29
SACATEPEQUEZ	13	2	2	5		22
SAN MARCOS	76	4	6	3		89
SANTA ROSA	31	3	3	3		40
SOLOLA	20		2	1		23
SUCHITEPEQUEZ	33	8	6	3	1	51
TOTONICAPAN	23	2	1	1	0	27
ZACAPA	15	9	5	3	1	33
TOTAL	834	186	122	94	20	1,256.00
PORCENTAJE	66.4%	14.8%	9.7%	7.5%	1.6%	100%

PARTICIPACION EN EL MERCADO DE ESTACIONES DE SERVICIO POR MARCA A SEPTIEMBRE DE 2010			
MARCA/GASOLINERA	PRINCIPAL ABASTECEDORA	No. ESTACIONES	PORCENTAJE
Shell	SHELL	186	14.81%
Texaco	TEXACO	122	9.71%
Esso	ESSO	94	7.48%
	SUBTOTAL	402	32.01%
Otras Compañías	PUMA ENERGY, ECOPEPETROLEOS, PETROLATIN, ECOPEPETROLEOS Y OTRAS	834	66.40%
Puma	PUMA ENERGY	20	1.59%
	SUBTOTAL	854	67.99%
GRAN TOTAL		1,256	100.00%

Nota: Datos sujetos a revisión



PRINCIPALES COMPAÑIAS QUE PARTICIPAN EN EL SECTOR PETROLERO

	I	D	P	E		GA	GS	GR	D	K	TJ	BK	AS	AL	GL	GLP	PE	PC
CHEVRON GUATEMALA INC.	▪	▪					▪	▪	▪	▪	▪			▪	▪			
ESSO STANDARD OIL, S.A. LIMITED	▪	▪		▪		▪	▪	▪	▪		▪	▪		▪	▪			
UNOPETROL GUATEMALA, S.A.	▪	▪		▪			▪	▪	▪		▪	▪						
PUMA ENERGY GUATEMALA, S.A.	▪	▪		▪			▪	▪	▪		▪							
BLUE OIL, S.A.	▪	▪					▪	▪	▪									
BRENTAG GUATEMALA, S.A.	▪					▪												
PUERTO QUETZAL POWER LLC.	▪										▪							
PETROLATIN, S.A.	▪						▪	▪	▪									
UNOPETROL, S.A.	▪										▪							
DEI GUATEMALA Y CIA. S.C.A.	▪										▪							
PERENCO GUATEMALA LIMITED		▪	▪	▪									▪				▪	
PROMOTORA INTERNACIONAL DE ASFALTOS, S.A.	▪	▪											▪					
CEMENTOS PROGRESO, S.A.	▪																	▪
TROPIGAS DE GUATEMALA, S.A.	▪	▪		▪												▪		
EMPRESA GUATEMALTECA IMP. Y EXP. DE GAS, S.A.	▪	▪														▪		
GLOBAL GAS, S.A.	▪			▪												▪		
GAS METROPOLITANO, S.A.	▪	▪		▪												▪		
ZETA GAS DE CENTROAMERICA, S.A.	▪			▪												▪		
GAS NACIONAL, S.A.		▪														▪		
GAS ZETA, S.A.		▪		▪												▪		
DAGAS, S.A.		▪														▪		

GA = GASOLINA DE AVIACION
 GS = GASOLINA SUPERIOR
 GR = GASOLINA REGULAR
 D = DIESEL
 K = KEROSINA
 TJ = JET KERO
 BK = BUNKER C
 AS = ASFALTO
 AL = ACEITES LUBRICANTES
 GL = GRASAS LUBRICANTES
 GLP = GAS LICUADO DEL PETROLEO
 PE = PETROLEO CRUDO NACIONAL
 PC = PETCOKE

I = IMPORTADORA
 D = DISTRIBUIDORA
 P = PRODUCTORA
 E = EXPORTADORA

**CAPACIDAD MAXIMA DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS POR PRODUCTO, POR COMPAÑÍA
EN LA REPUBLICA DE GUATEMALA, TERCER TRIMESTRE 2010**

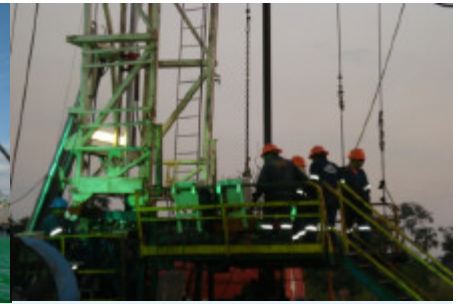
COMPAÑÍA	P R O D U C T O (BARRILES)									TOTALES Barriles	TOTALES Galones	
	GLP	AV / GAS	GASOLINAS		KEROSINA	AV / JET	DIESEL	FUEL OIL No 6	PETROLEO			ASFALTO
			SUP 95	REGULAR								
TERMINALES PACIFICO												
ZETA GAS DE CENTROAMERICA	428,571.43										428,571	18,000,000
POP LLC (ENRON)								200,000			200,000	8,400,000
DUKE ENERGY INT.						3,018		400,000			403,018	16,926,756
CARCASA			145,500	113,500			280,000				539,000	22,638,000
ESSO			82,240	60,398		55,843	210,666	102,914			512,061	21,506,557
COPENSA, PUMA ENERGY			295,000	205,000			300,000	340,000			1,140,000	47,880,000
OTSA			195,000	120,000			510,000	150,000			975,000	40,950,000
TOTALES	428,571.43		717,740	498,898		55,843	1,303,684	1,192,914			4,197,650	176,301,313
TERMINALES ATLANTICO												
GAS DEL PACIFICO - TOMZA	41,234.05										40,476	1,700,000
BRENNTAG		4,468									4,468	187,656
GENOR SOLIC STO. TOMAS							1,500	49,800			51,300	2,154,600
GENOR (PLANTA) BUENOS AIRES								14,000			14,000	588,000
COPENSA, PUMA ENERGY			36,000	30,000			213,000				279,000	11,718,000
TASA			210,000	103,000	25,000	5,000	200,000				543,000	22,806,000
CHEVRON (Barrios)			47,500	29,500		41,500	93,000				211,500	8,883,000
PETROLATIN			63,500	62,500			125,000				251,000	10,542,000
TOTALES	41,234.05	4,468	357,000	225,000	25,000	46,500	632,500	63,800			1,394,744	58,579,256
GLP (Interior de la República)												
GAS ZETA Y GAS NACIONAL	7,863										7,863	330,225
TOMZA	6,290										6,290	264,180
PLANTAS - INDEPENDIENTES	1,156										1,156	48,552
GAS UNICO (DAGAS)	1,024										1,024	43,000
TOTALES	16,333										16,332	685,957
PLANTA AEROPUERTO												
LIQUISA						3,000					3,000	126,000
CHEVRON					238	4,000					4,238	178,000
ESSO						2,619					2,619	110,000
TOTALES					238	9,619					9,857	414,000
OTROS												
LIQUISA - Km. 248.5 Carretera a Tecun Uman, Ayutla San Marcos			500	3,000		3,000	6,000				12,500	525,000
CEMASA - Central de Mayoreo Internacional, S.A. - Km. 248.5 Carretera a Tecun Uman, Ayutla San Marcos				7,143			16,429	10,714			34,286	1,440,001
SIGMA UNO - SIGMA CONSTRUCTORES, SA - KM. 21.5 RIBERA DEL RIO LAS CAÑAS, PALENCIA, GUATEMALA									476		476	20,000
PADEGUA (Villa Nueva) - KM. 12.5 CARRETERA A SAN MIGUEL PETAPA									3,738		3,738	157,000
REFINERIA PERENCO - La Libertad, Peten					1,048		13,982		48,600		63,630	2,672,460
TOTALES			500	10,143	1,048	3,000	36,411	10,714	52,814		114,630	4,814,460
PETROLEO												
PERENCO GUATEMALA LIMITED								648,500			648,500	27,237,000
PETRO ENERGY, S.A.								12,000			12,000	504,000
PETRO LATINA CORPORATION								6,000			6,000	252,000
TOTALES								666,500			666,500	27,993,000
TOTALES	486,138	4,468	1,075,240	734,041	26,286	114,962	1,972,595	1,267,428	666,500	52,814	6,399,714	268,787,986

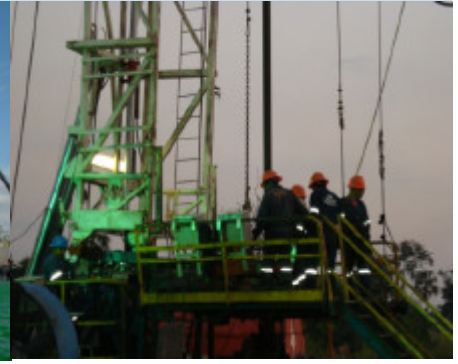
NOTA:

- * El almacenamiento de la Cía. Perenco Guatemala es en todo el trayecto del oleoducto (Xan-Piedras Negras).
- * El almacenamiento de la Cía. Petro Energy SA esta ubicado en Chocop, Petén.
- * El almacenamiento de la Cía. Petrolatina esta ubicado en Las Casas, Alta Verapaz.
- * El almacenamiento de la Refinería Perenco Guatemala esta ubicada en la Libertad Petén.
- * DATOS SUJETOS A REVISIÓN



ACTUALIDAD PETROLERA Y OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS



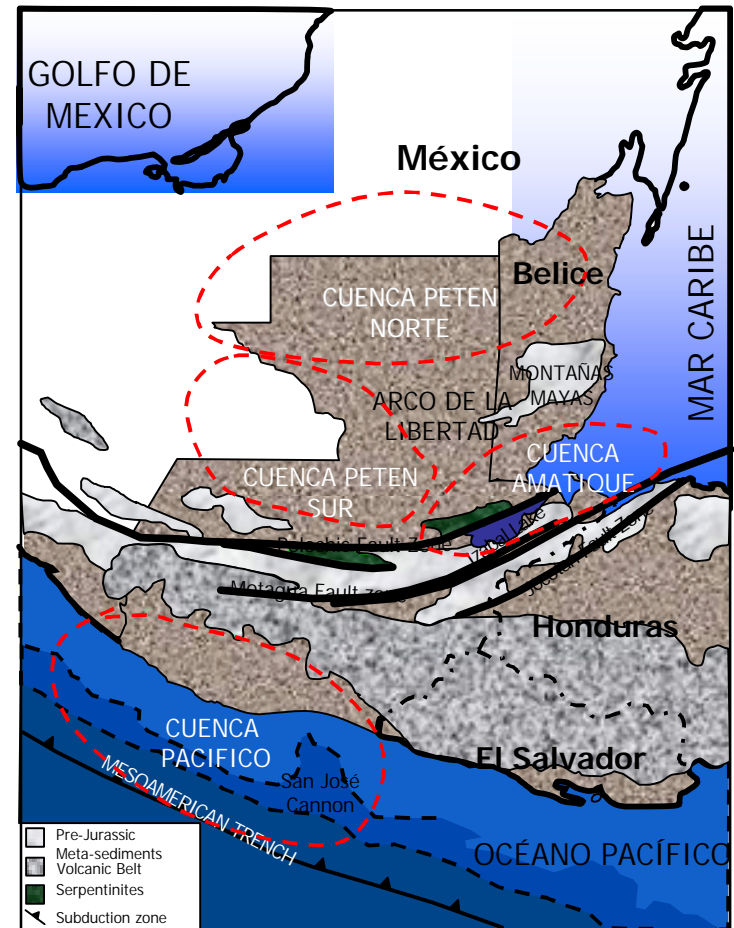


SITUACIÓN ACTUAL

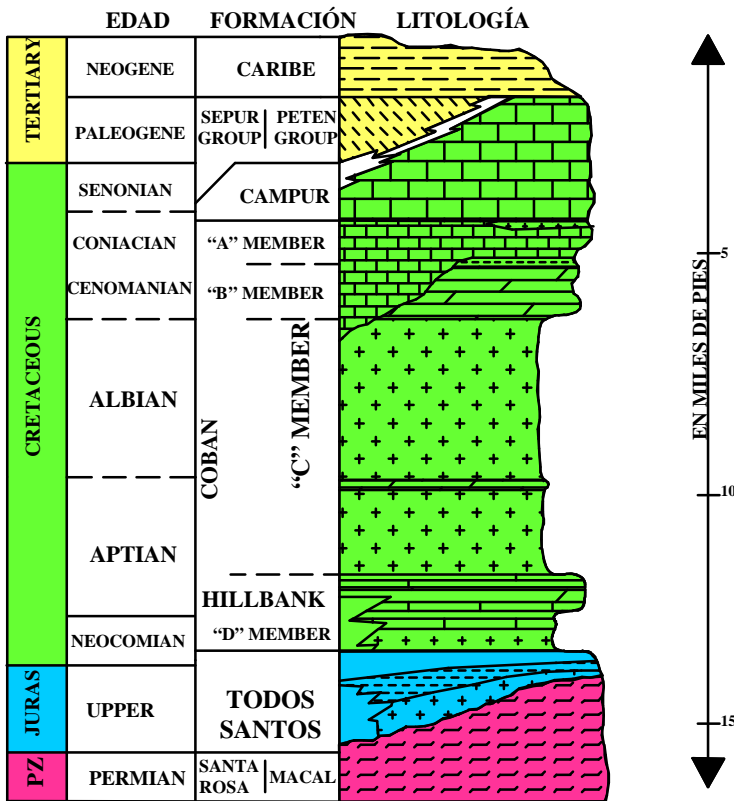


En Guatemala hay tres tipos de cuencas, las cuales son resultado de los procesos y actividad geológica y tectónica del área:

- **Cuenca Petén Norte/Sur:**
Todos los campos petroleros activos se encuentran en esta cuenca. La gravedad del petróleo es de 13° a 16° API en la Cuenca Petén Norte y de 22° a 38° API en la Cuenca Petén Sur.
- **Cuenca Amatique:**
Existen manaderos de petróleo que indican la presencia de petróleo subterráneo.
- **Cuenca Pacífico:**
Se encontraron hidratos de Metano posiblemente asociados con gas libre.



TIPO DE YACIMIENTOS



CUENCA PETÉN SUR, PETÉN NORTE Y AMATIQUE

-CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS

CUENCA DEL PACÍFICO

-ARENAS

Sección Estratigráfica Idealizada de la Cuenca Petén

PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Existen cuatro contratos de explotación de hidrocarburos, en fase de desarrollo y producción.

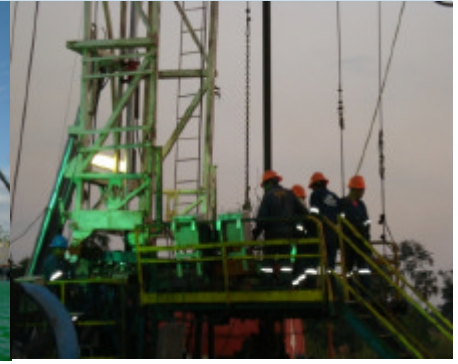
CUENCA PETÉN NORTE	PRODUCCIÓN PROMEDIO	GRAVEDAD API
Petén	11,800,000	15.9°

CUENCA PETÉN SUR	PRODUCCIÓN PROMEDIO	GRAVEDAD API
Petén / Alta Verapaz	700 bbls / día	33.4° / 23.2° / 37°

EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

A la fecha hay cuatro contratos de exploración vigentes: dos en la Cuenca Petén Sur, uno en la Cuenca Petén Norte y uno en la Cuenca Amatique.

CUENCA PETÉN NORTE	ÁREA	FASE
El Petén	29,544.00 Has.	Exploración Indirecta
CUENCA PETÉN SUR	ÁREA	FASE
El Petén/ Alta Verapaz	130,186.29 Has.	Evaluación de las Estructuras
	29,646.29 Has.	
CUENCA AMATIQUE	ÁREA	FASE
Izabal	53,793.54 Has.	Exploración Directa

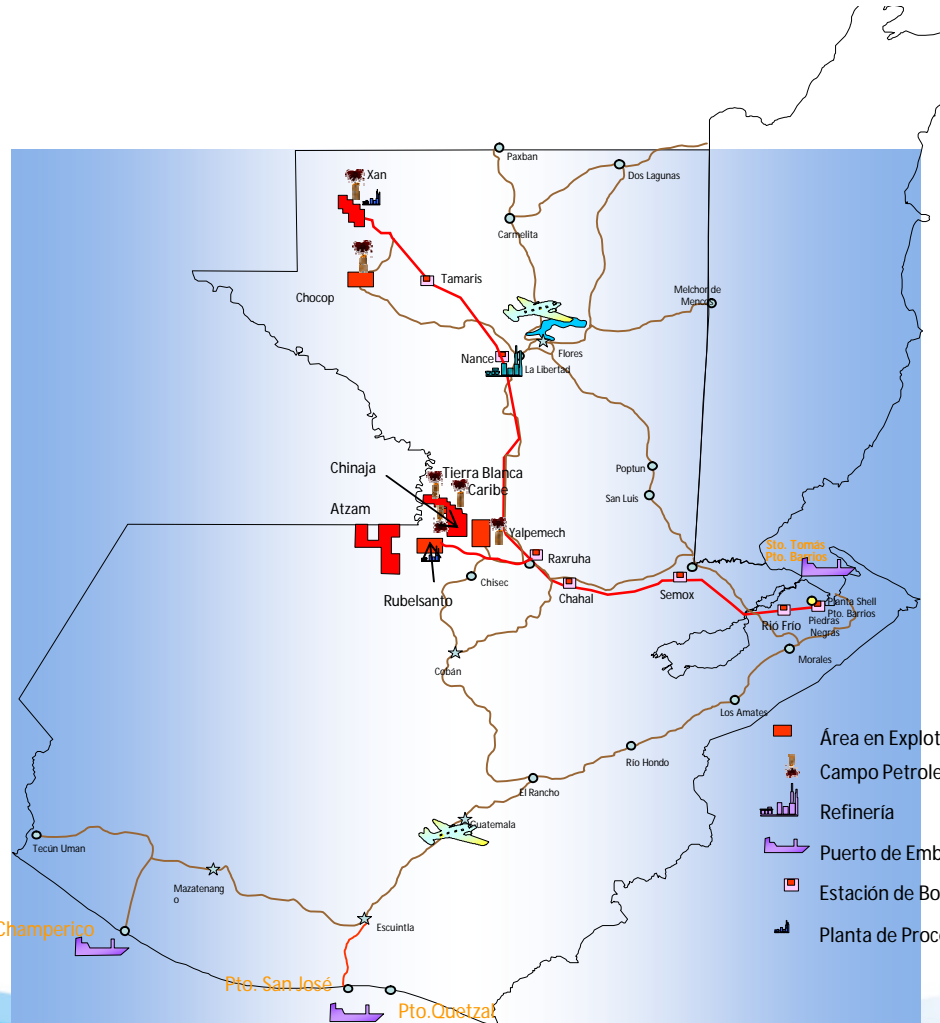


INFRAESTRUCTURA ACTUAL

GOBIERNO DE ÁLVARO COLOM
G U A T E M A L A



INFRAESTRUCTURA



Tramos del Oleoducto:

- Xan-Libertad, 123.4 Km., diam. 12"
- Libertad-Raxruha, 116.5 Km., diam. 12"
- Rubelsanto-Raxruha 42 Km. diam 12"
- Raxruha-Chahal, 52 Km, diam.12"
- Chahal-Piedras Negras, 143 Km, diam.10"

Capacidad técnica permisible

- Capacidad técnica permisible 36,000 bbls/día
- Capacidad máxima de operación 1,205 LPC

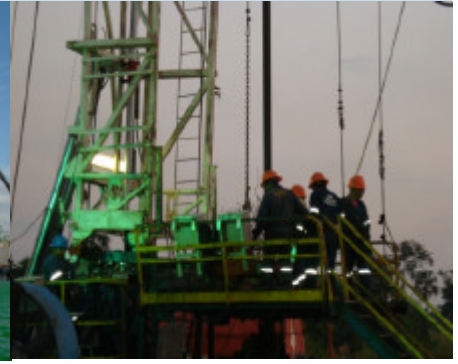
- Área en Explotación
- 🏠 Campo Petrolero
- 🏭 Refinería
- 🚢 Puerto de Embarque
- 📡 Estación de Bombeo
- 🏠 Planta de Proceso

- Población
- ☆ Ciudad
- Oleoducto
- Carretera
- ✈️ Aeropuerto Internacional

TERMINAL DE EXPORTACIÓN

- Terminal Piedras Negras en el Puerto Nacional Santo Tomás de Castilla.
 - Capacidad de almacenamiento de 430,000 barriles.
- Línea de TPN-Muelle 6
Diámetro 18"
Longitud 2.5 Kms.





OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS





INFORMACIÓN PRELIMINAR
RONDA DE LICITACIÓN
PETROLERA
2 0 1 0
G U A T E M A L A
HIDROCARBUROS PARA EL DESARROLLO





PRESENTACIÓN

La política energética del gobierno del Ing. Álvaro Colom tiene dentro de sus principales metas el aumento de la producción de petróleo y gas del país. Para tal efecto, el Ministerio de Energía y Minas determinó doce áreas a licitar como uno de los componentes más importantes para lograr dicho objetivo. Las áreas propuestas abarcan el territorio continental y la cuenca marina del pacífico.

Las áreas que se ubican en el territorio continental pertenecen geológicamente a la plataforma carbonatada de Yucatán. Esta plataforma ha sido ampliamente explorada en México, Belice y Guatemala en donde se han obtenido muy buenos resultados. Sin embargo, dentro del territorio guatemalteco aún quedan muchas oportunidades para el desarrollo de producción comercial de hidrocarburos. Básicamente, los yacimientos consisten en gruesos estratos de calizas y dolomías naturalmente fracturados e intercalados con unidades de anhidritas ubicados en trampas estratigráficas y estructurales.

En el pacífico, el desafío es de naturaleza exploratoria ya que aún queda por definir la existencia de yacimientos de gas metano. Esta posibilidad se encuentra fuertemente respaldada por los hallazgos durante el Deep Sea Drilling Project (DSDP) realizado por la United States Geological Survey (USGS) y que reportó la presencia de grandes cantidades de hidratos de metano en la zona.



CUENCAS HIDROCARBURIFERAS



RAPIDEZ DE INGRESO AL MERCADO MUNDIAL

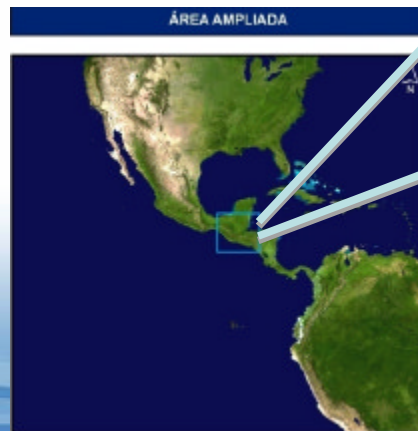
La infraestructura petrolera de Guatemala junto a la proximidad del país con grandes mercados mundiales como Estados Unidos, México y América del Sur, ayudan a los inversionistas a minimizar el tiempo necesario para realizar las operaciones de exploración y explotación.



CARACTERÍSTICAS DE LAS ÁREAS

> La República de Guatemala, a través del Ministerio de Energía y Minas, está promoviendo la licitación de 12 áreas para la celebración de Contratos de Exploración y Explotación Petrolera.

> 9 áreas se localizan dentro de la cuenca Peten (onshore) y 3 áreas están dentro de la Cuenca Pacífico (offshore).





CARACTERÍSTICAS DE LAS ÁREAS

Los descubrimientos de hidrocarburos en la cuenca Petén Sur y Norte (áreas continentales) únicamente se han referido a la existencia de hidrocarburos líquidos, sin embargo se ha reportado la existencia de hidrocarburos gaseosos en concentraciones no comerciales .

En las áreas diseñadas se incluyen áreas semi exploradas e inexploradas que pudieran contener recursos hidrocarburíferos líquidos, o bien gaseosos.

El en el pacifico (áreas marítimas) las condiciones de sedimentación y grado de maduración de la materia orgánica son aptas para la formación de gases húmedos, como por ejemplo el metano. La existencia de hidratos de metano son asociados a la existencia de gas metano libre. En la costa Pacifica estos hidratos han sido reportados, estudiados y datados por el proyecto Deep Sea Drilling Project (DSDP) realizado durante la epoca de los años 60´s.



DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Área	Tipo de Contrato	Sup. (Has.)
PAC-1-2008	Exploración y Explotación	469,505.14
PAC-2-2008	Exploración y Explotación	461,595.46
PAC-3-2008	Exploración y Explotación	475,574.96
1-2008	Exploración y Explotación	93,333.089
4-2008	Exploración y Explotación	126,649.35
9-2008	Exploración y Explotación	108,028.643
PTN-1-2008	Exploración y Explotación	143,344.55
PTN-3-2008	Exploración y Explotación	108,119.31
PTN-4-2008	Exploración y Explotación	99,217.33
PTN-5-2008	Exploración y Explotación	107,902.9
PTN-6-2008	Exploración y Explotación	99,526.09
PTN-7-2008	Exploración y Explotación	64,759.24

> Las áreas en tierra se localizan dentro de algunas de las zonas de menor desarrollo dentro de Guatemala.

> Actualmente la producción de petróleo en Guatemala es de 11,500 barriles/día, la meta del gobierno es llegar a 80,000 barriles/día, y tener producción comercial de gas.

> El afán de la Ronda de Licitación Petrolera 2010 es promover la exploración y explotación petrolera de la República de Guatemala, para alcanzar la producción eficiente de los recursos no renovables del país.





YALCANIX- PTN-1-2008



El prospecto se encuentra en la región norte de Guatemala en la cuenca Petén Norte en el extremo sur de la plataforma de Yucatán. En el área se reconocen, a partir de la campaña sísmica, dos estructuras las cuales fueron confirmadas mediante la perforación de 4 pozos. Posteriormente se estableció la comercialidad del campo, acumulando una producción de 1,044.73 barriles de gravedad API de 26° a 27°.

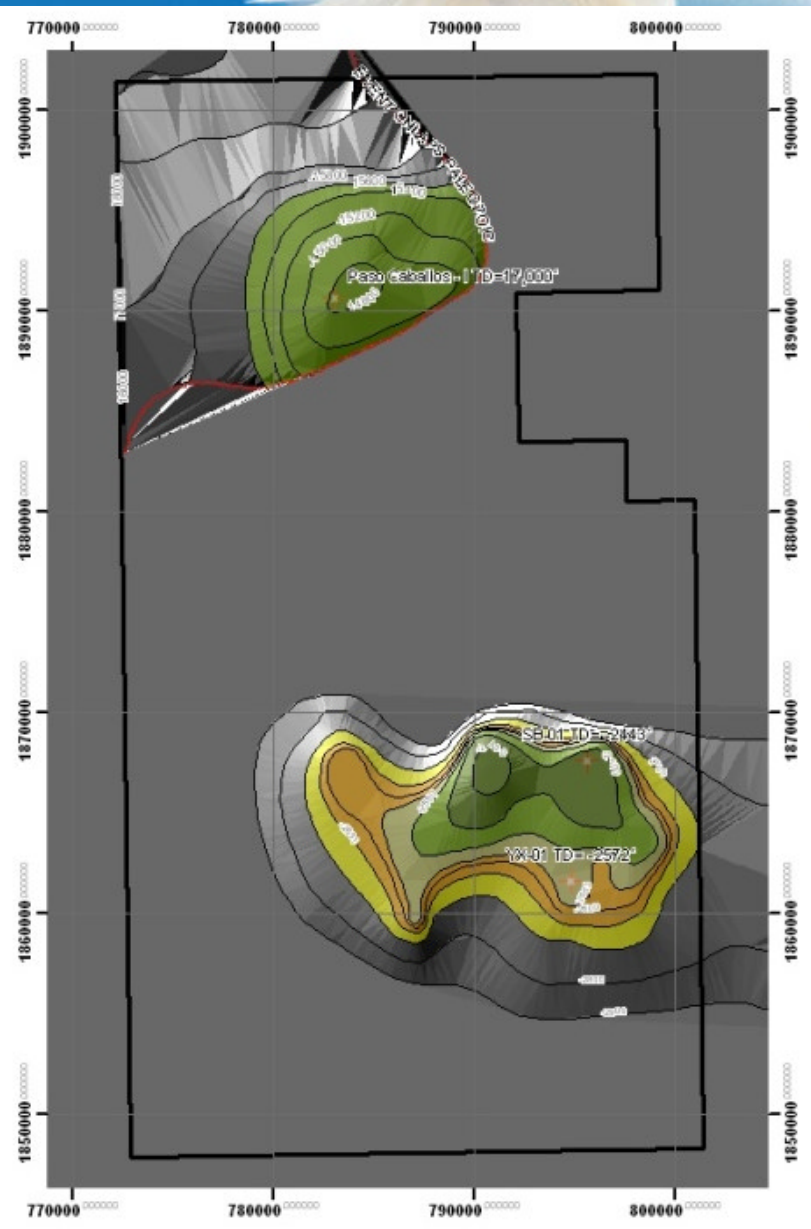
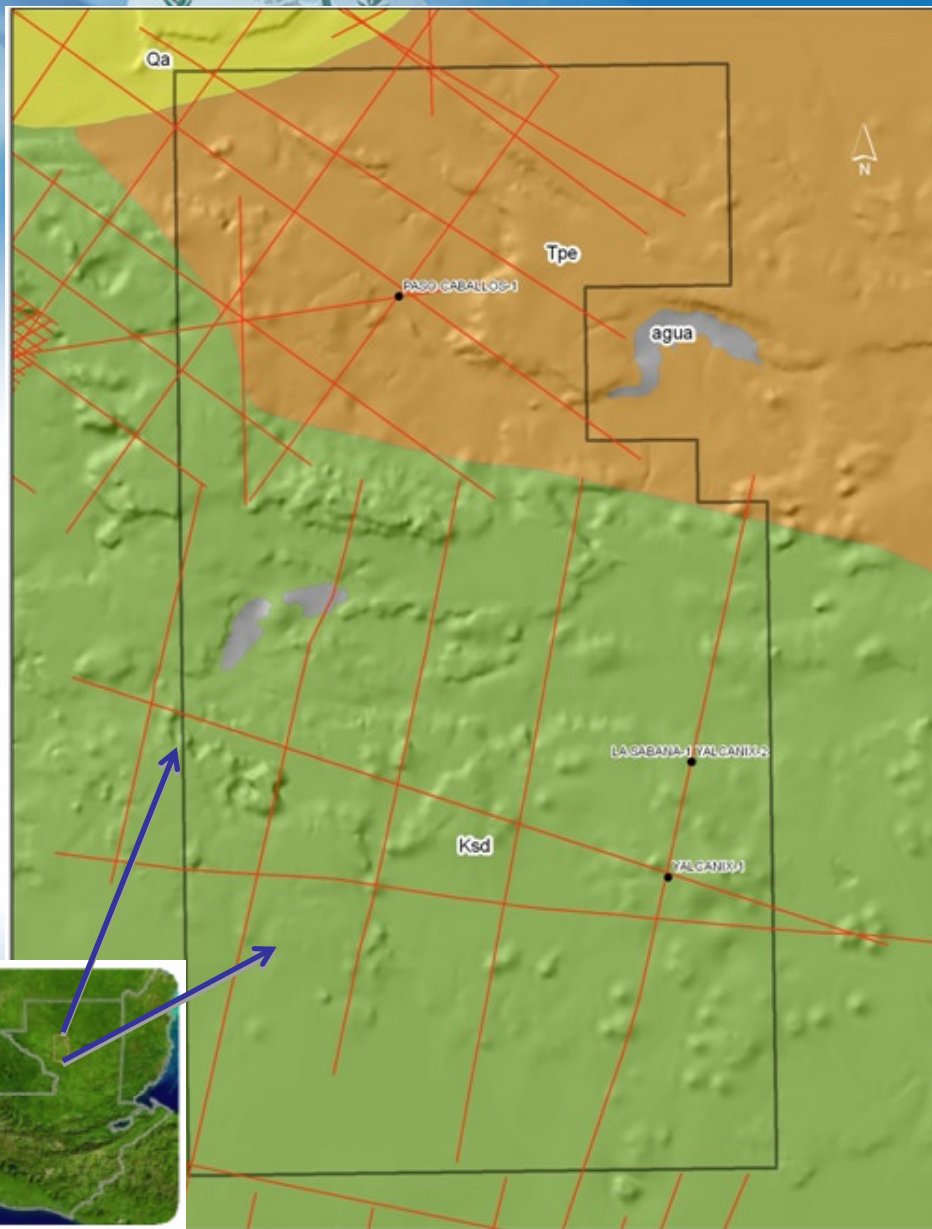
El área posee una extensión superficial de 143,344.55 hectáreas. Las reservas estimadas para esta área son 257 Millones de Barriles. La información con la que se cuenta del área es, sísmica 2D, interpretaciones estructurales e información producto de la perforación.

Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
PTN-1-2008 Yalcanix	143,344.55	3	3	16 (líneas)



Geología y Líneas Sísmicas

Mapa estructural (en intervalo de interés)



SAN FRANCISCO- PTN-3-2008

Esta área de interés exploratoria se encuentra ubicada en la cuenca Petén Sur, en el extremo sur de la plataforma de Yucatán en el límite de la deformación de las montañas Mayas.

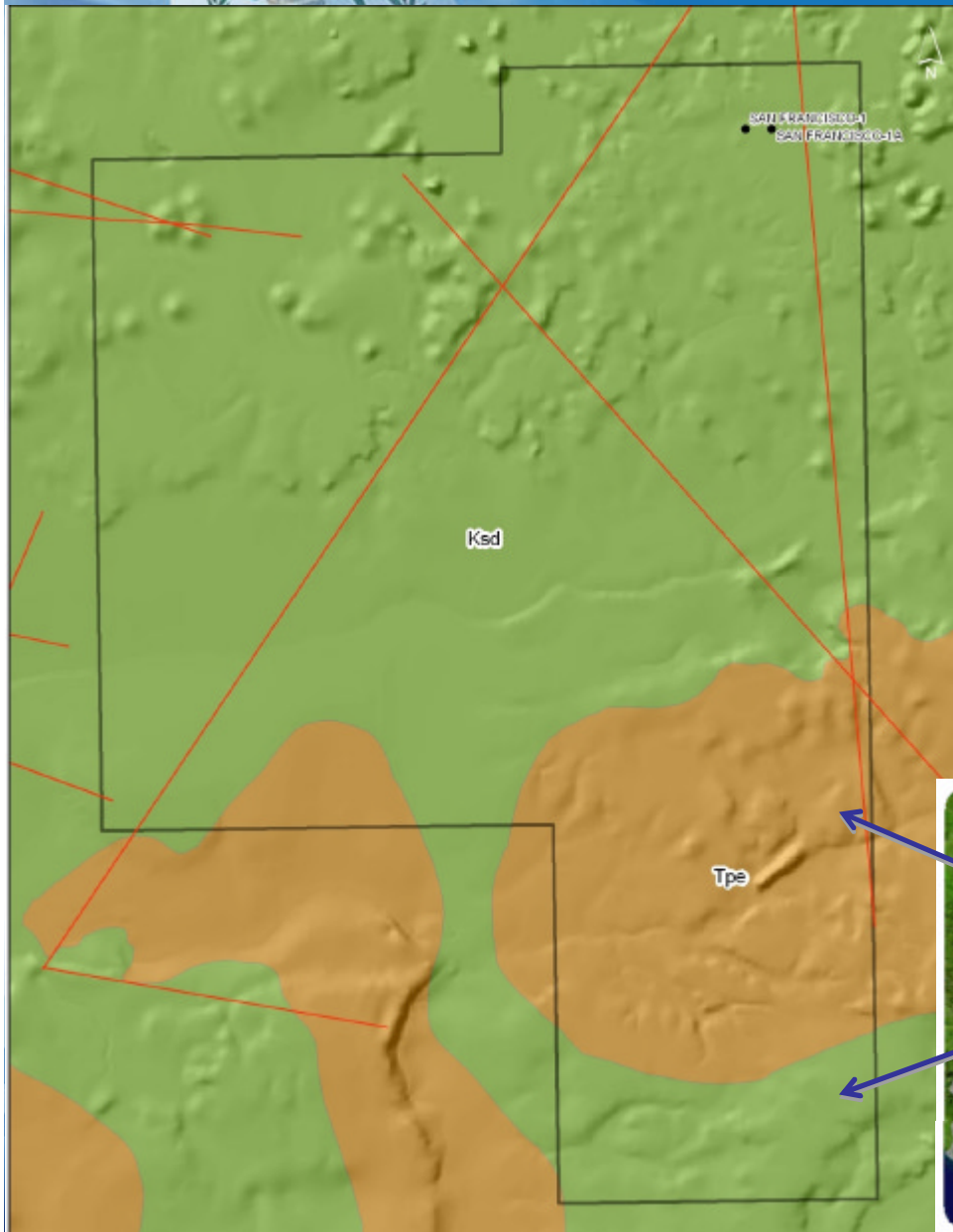
Cuenta con una extensión superficial de 108,199.31 hectáreas. Se reconoce a partir de sísmica y perforación, una única estructura. Durante la perforación de los 2 pozos exploratorios se tuvieron buenos indicios de hidrocarburos en varios intervalos estratigráficos. La información con la que se cuenta del área es, sísmica 2D e información recabada durante la perforación de los pozos. Los cálculos de volumen de petróleo no se pueden calcular con la información disponible.



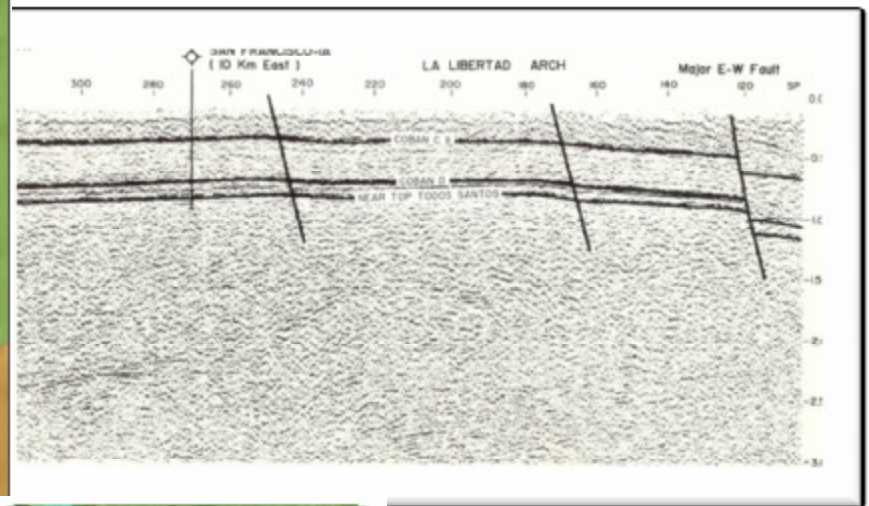
Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
PTN-3-2008 San Francisco	108,199.31	3	2	3 (líneas)



Geología y Líneas Sísmicas



Interpretación Geofísica





Libertad Norte-PTN-4-2008

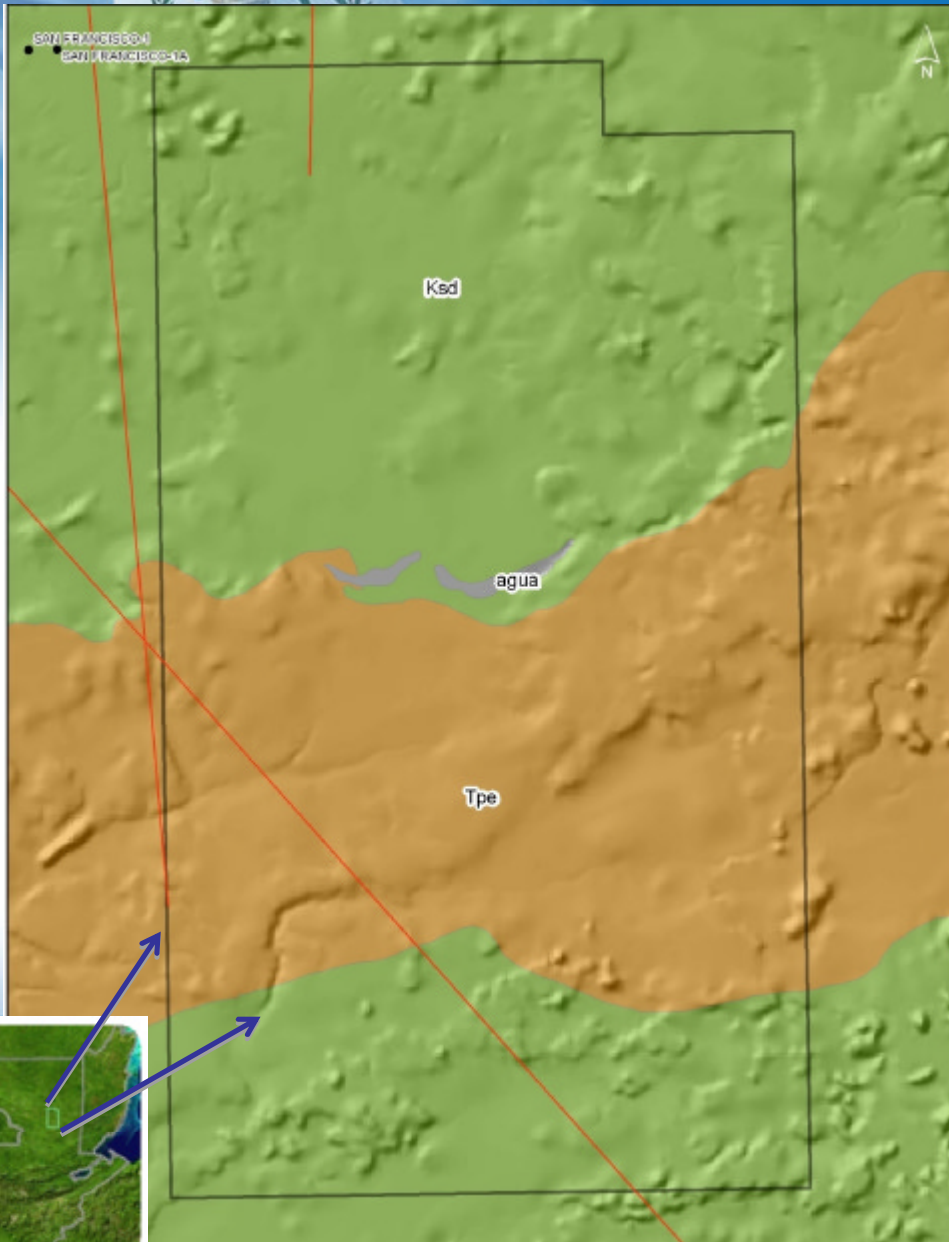
El área consta de 99,217.33 hectáreas de superficie. En esta no existe ningún pozo perforado y la información sísmica es escasa. Sin embargo, la presencia de estructuras están confirmadas por medio de información geológica y levantamientos aeromagnéticos. Está localizada en el extremo sur de la plataforma de Yucatán, en donde se han producido importantes cantidades de gas y petróleo crudo. Con la información disponibles no es viable realizar el calculo de reservas.



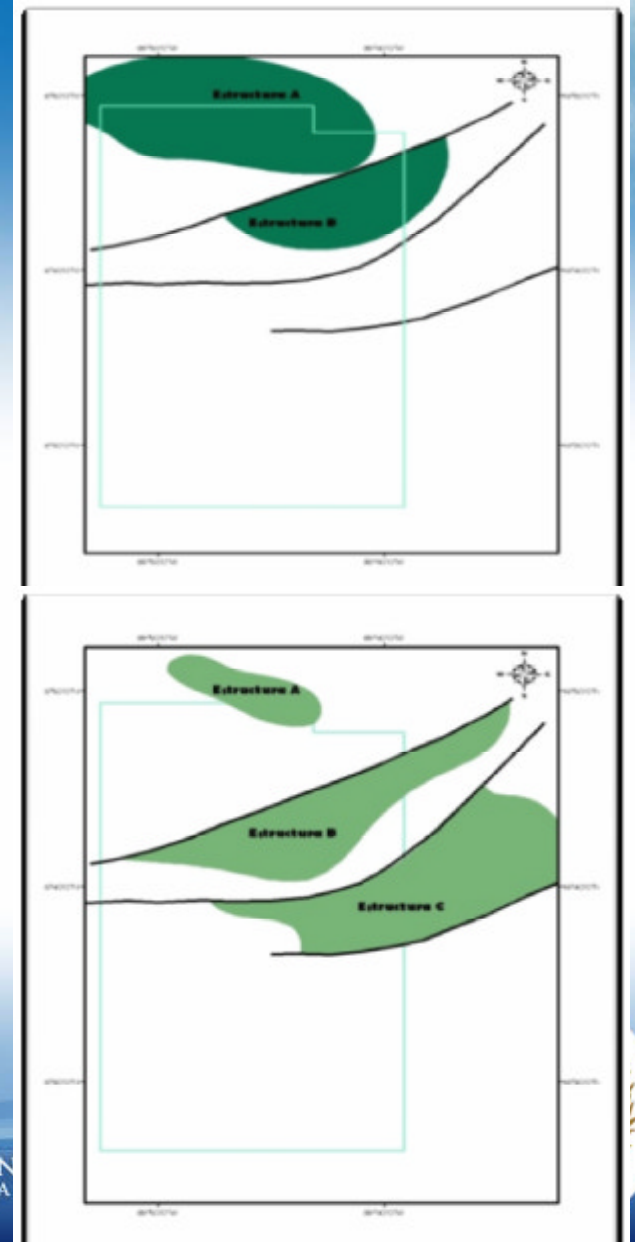
Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
Libertad Norte PTN-4-2008	99,217.33	2	0	1 (línea)



Geología y Líneas Sísmicas

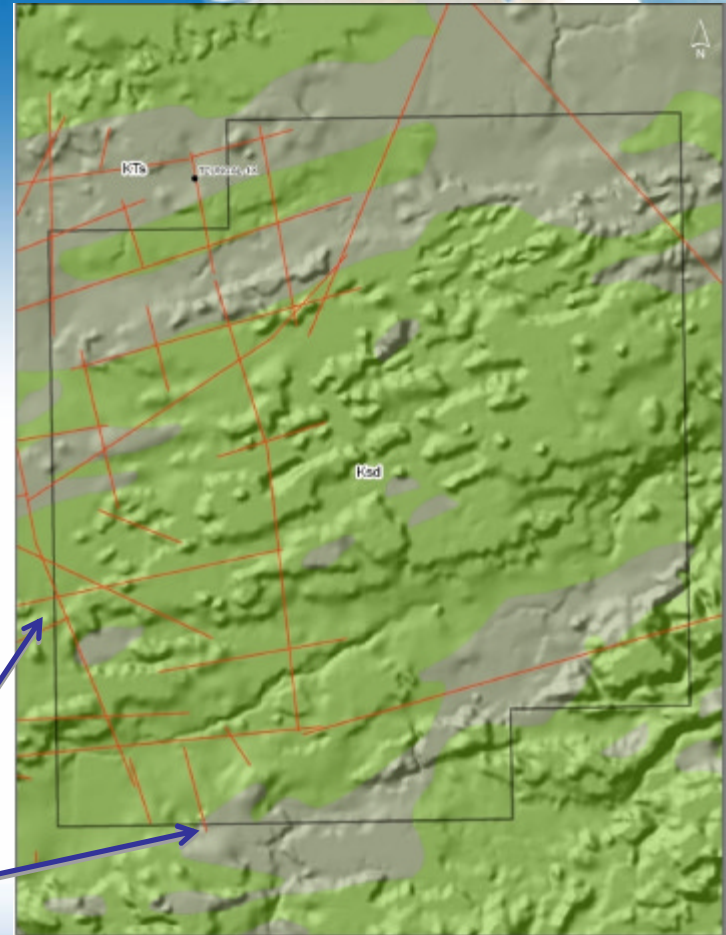


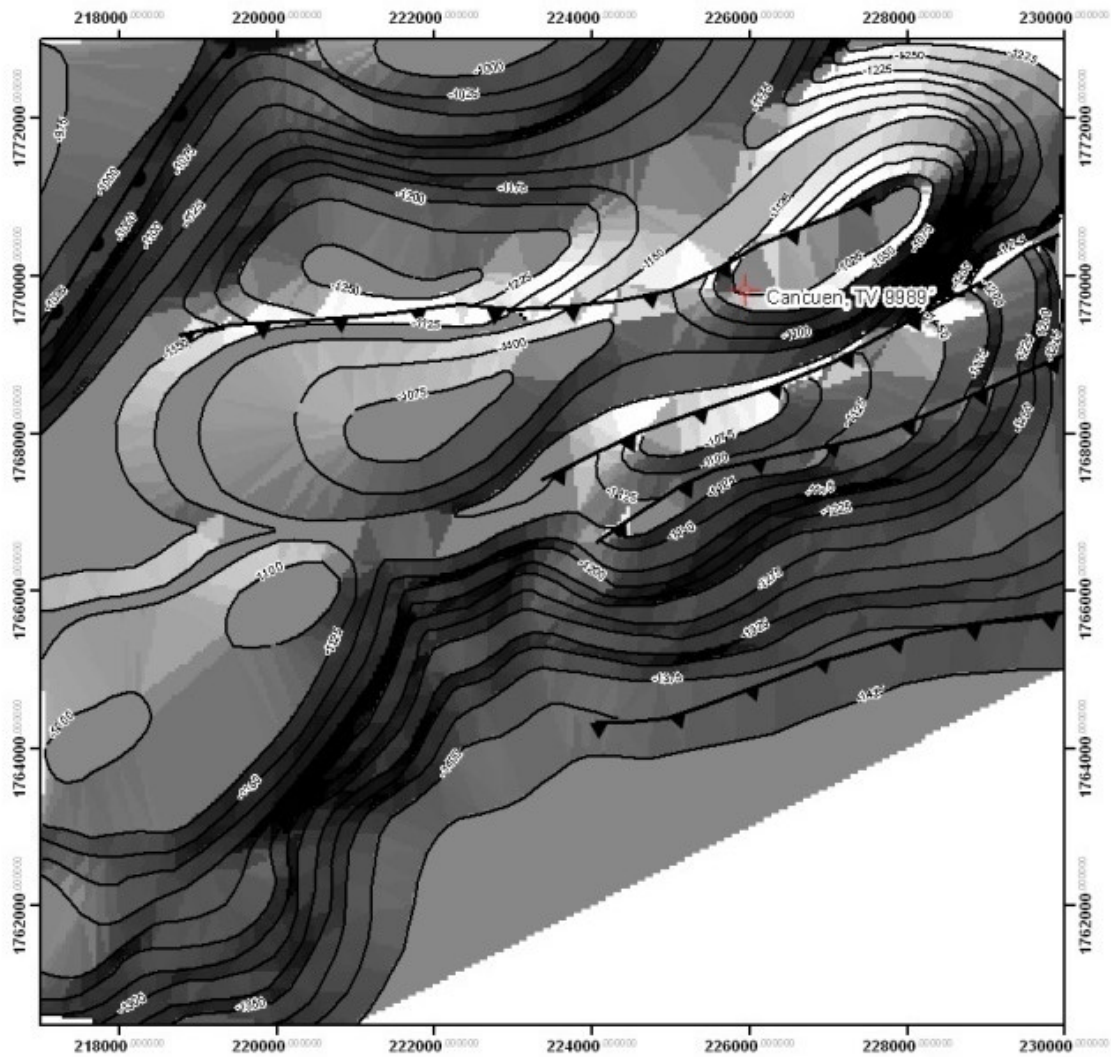
Interpretación Geológica de Estructuras



CANCUÉN PTN-5-2008

Esta área cuenta con una extensión superficial de 107,902.90 hectáreas dentro de la cuenca Petén Sur. Se identificó la presencia de la estructura denominada Cancuén, con base en información sísmica y geología de superficie. Este prospecto fue parcialmente estudiado en el pasado, culminado con la perforación de un pozo exploratorio, Cancuén. Adicionalmente, se cuenta con la información perteneciente al pozo Tzuncal, ubicado en el perímetro exterior del área ofertada. Ambos pozos mostraron muy buenos indicios durante las operaciones de perforación. La información disponible para esta área consta de registros eléctricos de pozo y sísmica 2D.





Mapa Estructural (En intervalo de Interés)

Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
PTN-5-2008 Cancún	107,902.90	3	2	28 (líneas)





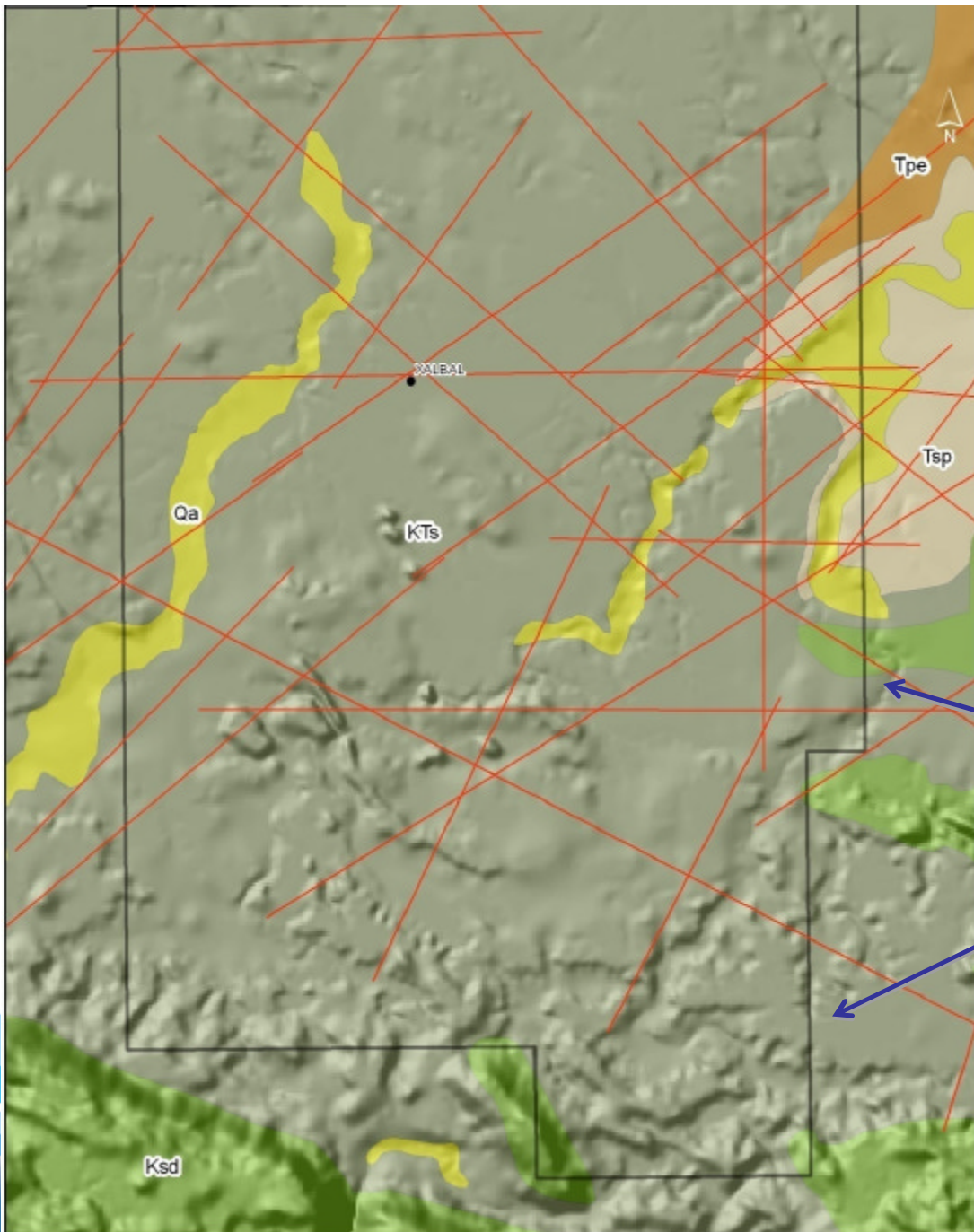
XALBAL PTN-6-2008



El prospecto exploratorio se encuentra incluido en la cuenca Petén Sur en el cinturón plegado de Chiapas. Superficialmente se reconocen varias estructuras, entre las cuales destaca Xalbal. Dicha estructura fue confirmada a través de estudios geofísicos y posteriormente con la perforación de un pozo del mismo nombre. A partir de los resultados obtenidos de la perforación de este pozo se destaca la exactitud de la interpretación sísmica del área. Durante la perforación se observó un incremento considerable de los espesores de los estratos reconocidos como productores, en otras áreas dónde se ha perforado. El cálculo volumétrico para la estructura es de 146.45 Millones de barriles, sin embargo este cálculo puede variar positiva y significativamente al evaluar los niveles inferiores que no fueron perforados. El área superficial de este prospecto es de 99,526.09 hectáreas.

Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
PTN-6-2008 Xalbal	99,526.09	2	1	26 (líneas)





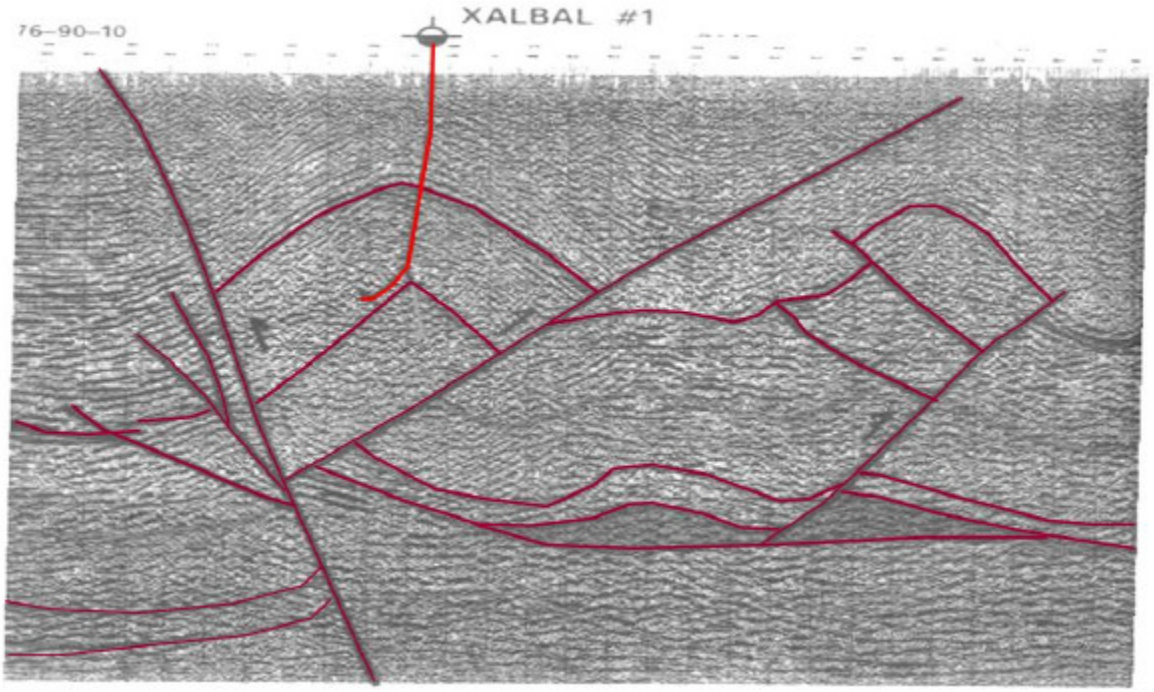
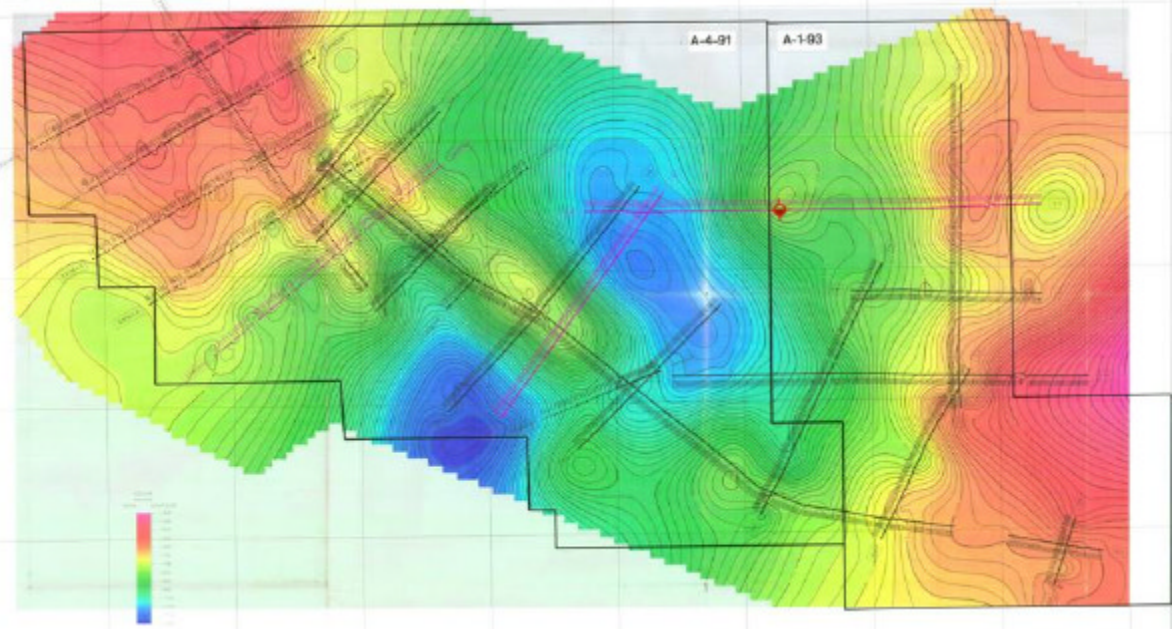
Geología y Líneas Sísmicas





Mapa Estructural >

(En intervalo de Interés)



< Interpretación Geofísica

ÁLVARO COLOM
E M A L A

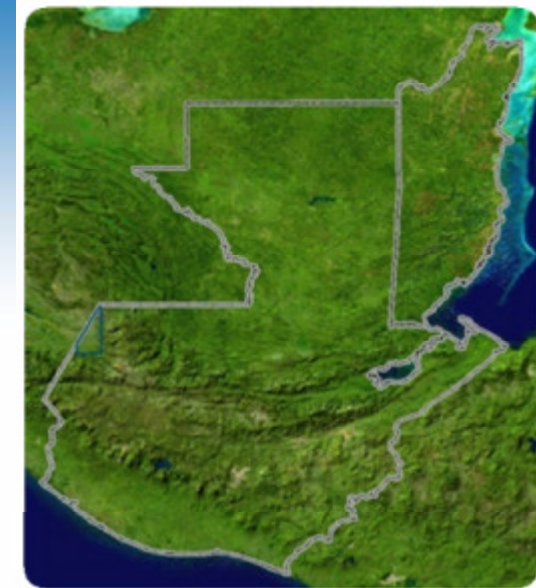
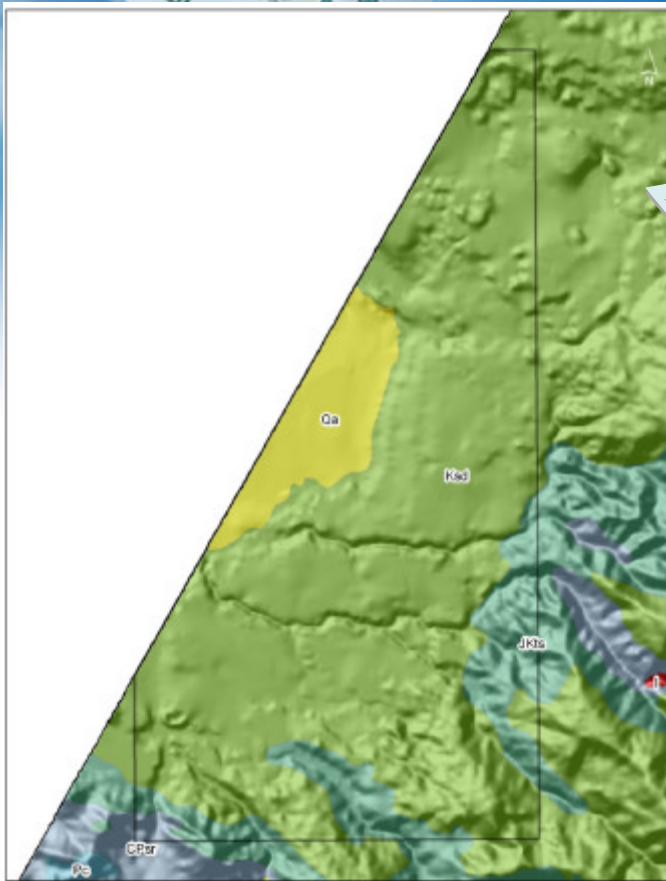


Todos Santos -PTN-7-2008

Esta área posee una extensión total 64,759.24 hectáreas. Esta porción de superficie del territorio guatemalteco no ha sido explorada con anterioridad, sin embargo en el mapa de anomalías gravimétricas se reconoce la existencia de una estructura de dimensiones similares al área total del prospecto exploratorio, así mismo se reportó informalmente la existencia de manifestaciones de hidrocarburos líquidos en superficie. Geomorfológica y geológicamente el área corresponde a un elevado estructural, por lo cual es viable la exploración de intervalos más profundos de la secuencia sedimentaria de la plataforma de Yucatán. No hay calculo de reserva derivado a que no se pudo llevar acabo el estudio necesario.



Geología Superficial



Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
Todos Santos PTN-7-2008	64,759.24	2	0	0





COTZAL-1-2008

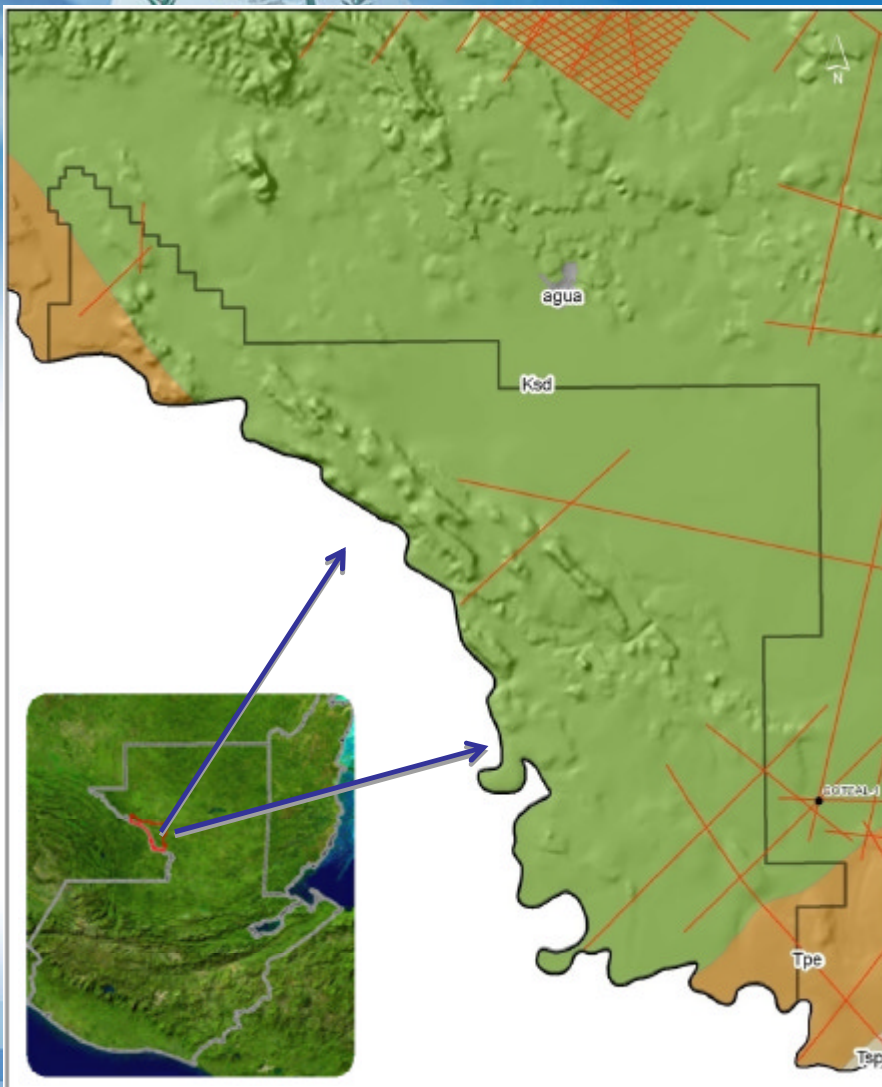
El área nombrada como Cotzál posee una extensión superficial de 93,333.089 hectáreas. Por medio de fotogeología, geología y sísmica se reconocieron 3 estructuras, las cuales no se exploraron por medio de perforación. No obstante, en el perímetro exterior del área existe un pozo exploratorio nombrado como Cotzal, el cual mostró buenos indicios a lo largo de toda la perforación. Este pozo guarda las mismas características en el sentido de correlación litológica y petrofísica respecto al pozo mexicano Lacantún, el cual produjo 4000 barriles netos de petróleo diariamente. Para esta área se estima la existencia de 374 a 765 millones de barriles de petróleo.



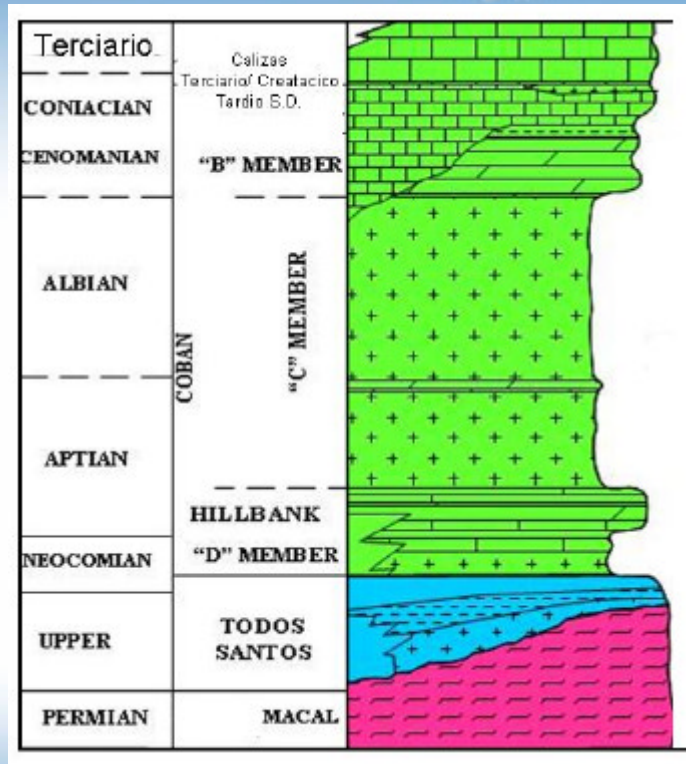
Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
Cotzal -1-2008	93,333.089	3	1	280 kms



Geología y Líneas Sísmicas

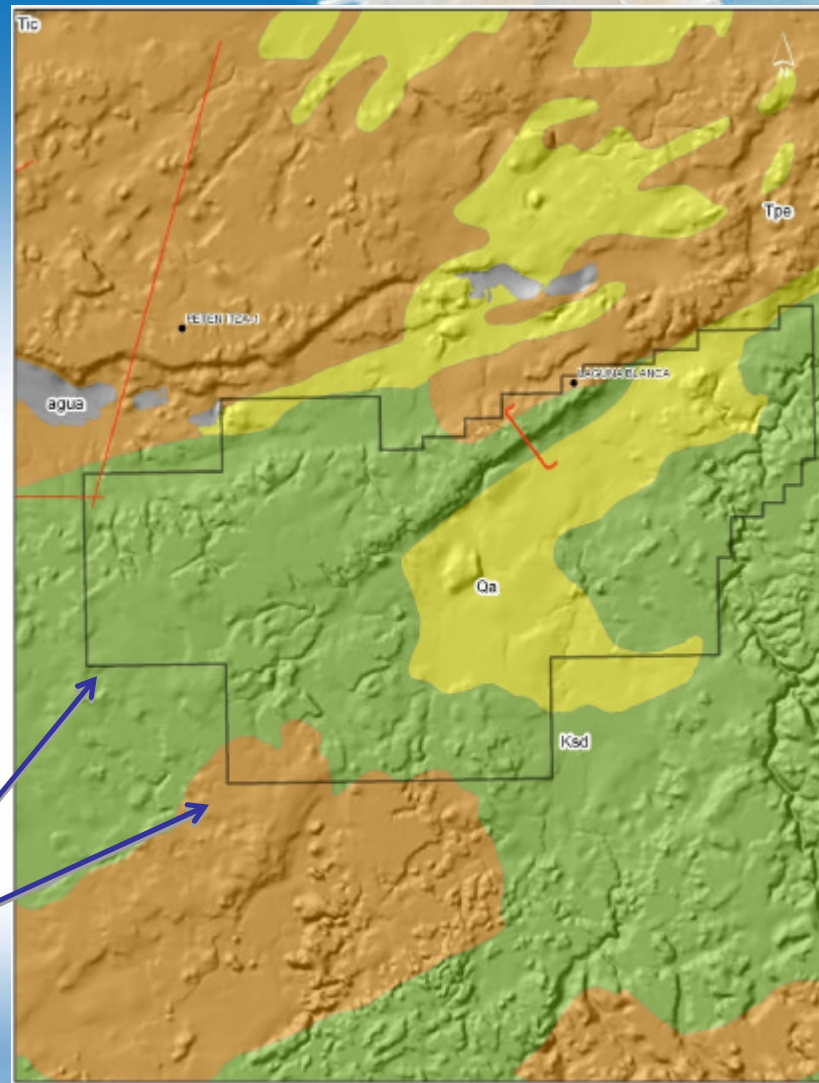


Columna Estratigráfica Simplificada (Cuencas Petén Sur y Norte)

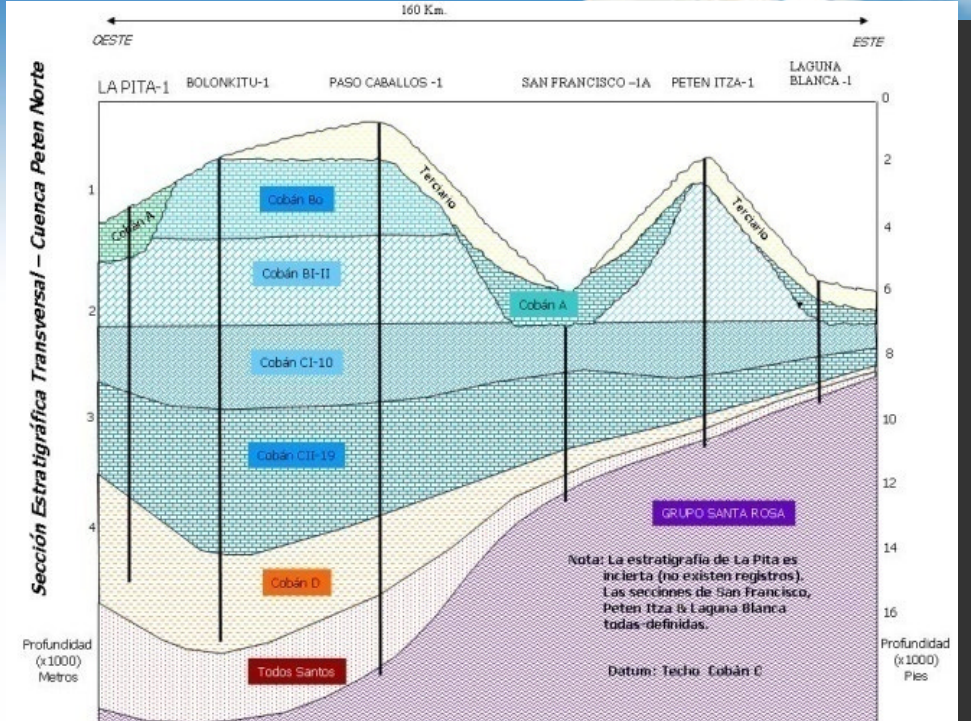


LAGUNA BLANCA-4-2008

El prospecto nombrado Laguna Blanca posee 126,649.35 hectáreas. En el área se reconocen un total de 6 estructuras con una extensión de 25,573 hectáreas. Existe un pozo exploratorio, Laguna Blanca, el cual descubrió hidrocarburos líquidos y gaseosos. A 35 kilómetros del área, pozos beliceños reportan una producción de 500 barriles de petróleo diario, de crudo mediano y liviano. Se estima la posible existencia de 273.1 millones de barriles para esta área.



Correlación de Pozos (Cuenca Petén Norte)



Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
4-2008 Laguna Blanca	126,649.35	3	1	9 kms



PIEDRAS BLANCAS-9-2008

El prospecto consta de 108,028.64 hectáreas. Se reconocen cinco estructuras a partir de información sísmica, geológica e imágenes de radar. Una de ellas, Piedras Blancas, fue confirmada por medio de perforación exploratoria de un pozo del mismo nombre. Este pozo, el Piedras Blancas 1, penetró hasta la formación Cobán C, en donde se obtuvieron buenos indicios de acumulaciones de hidrocarburos líquidos.

Se estima la existencia de 2,944 millones de barriles y unos 740 millones de barriles de reservas.

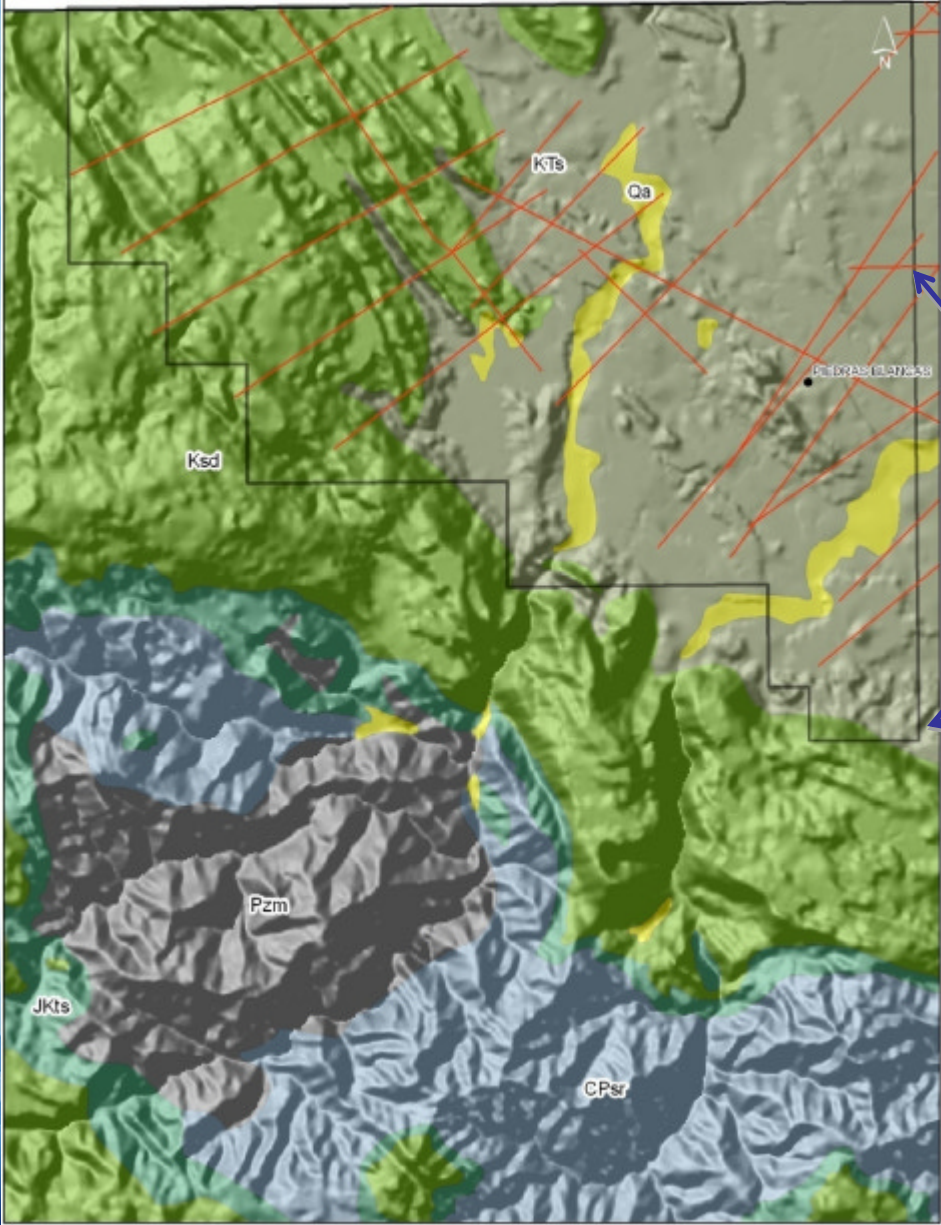


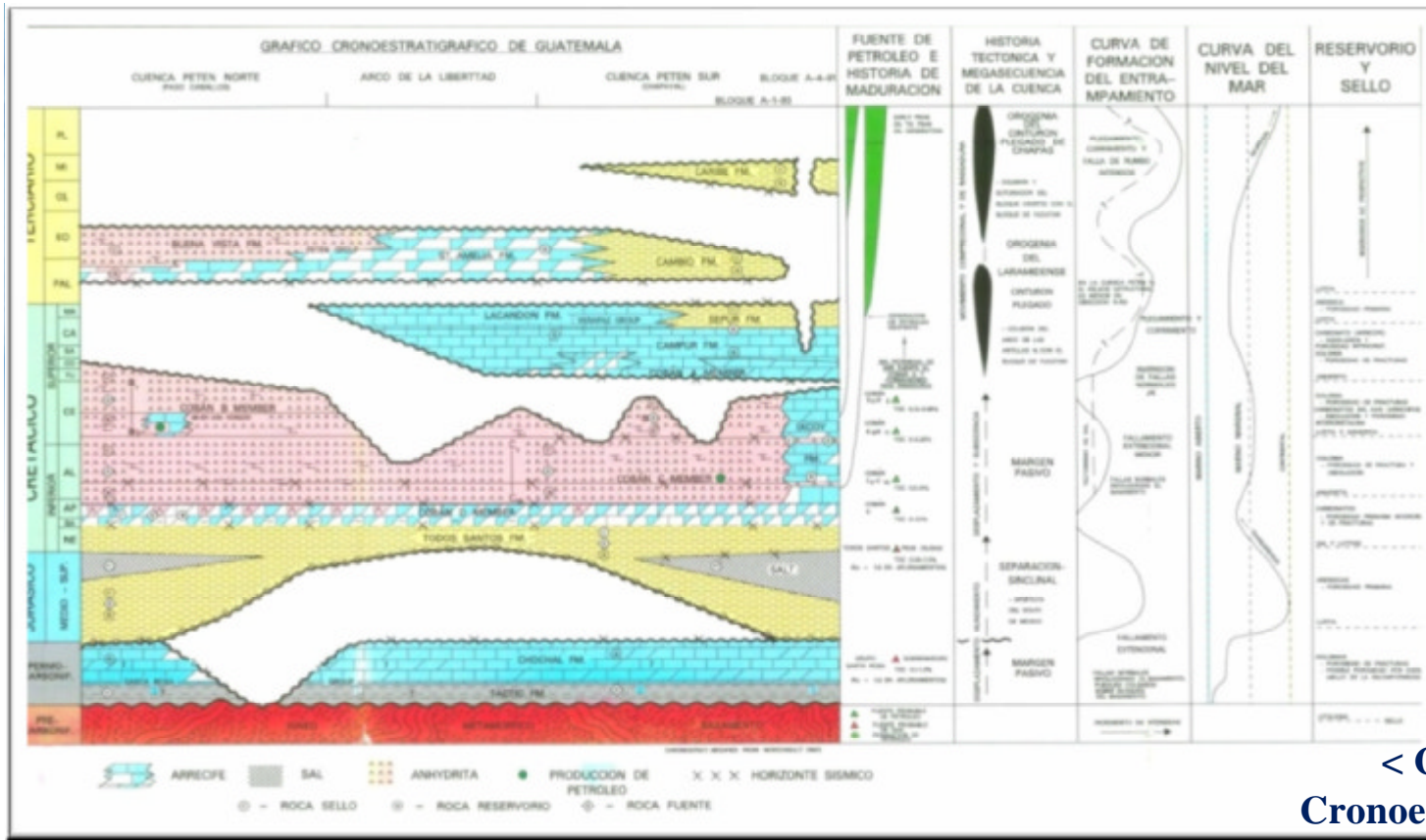
Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
9-2008 Piedras Blancas	108,028.64	3	1	345 kms





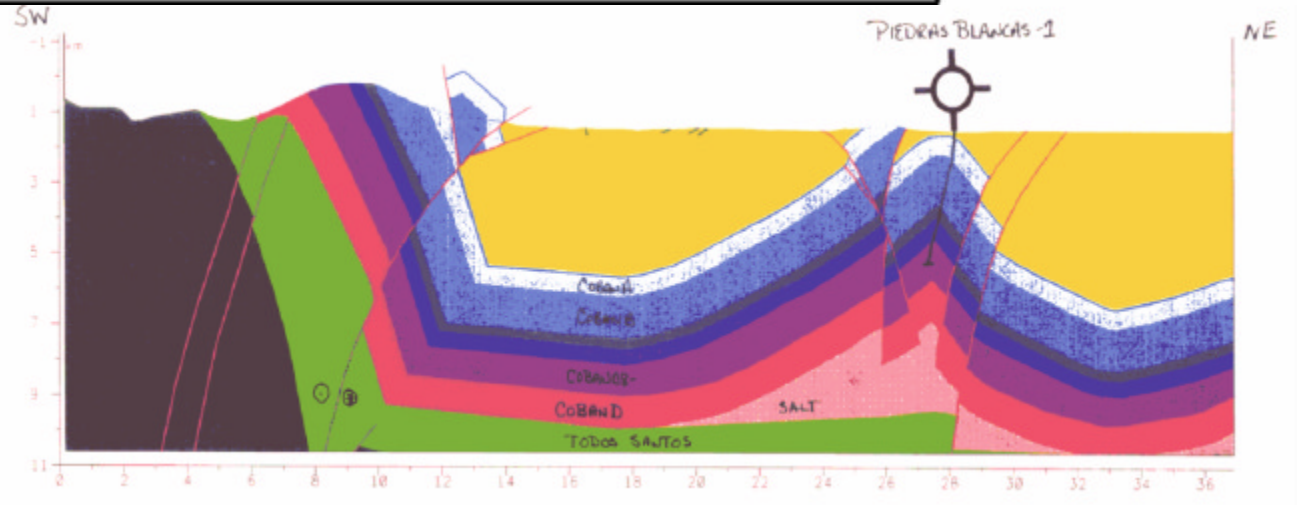
Geología y Líneas Sísmicas





< Gráfico Cronoestratigráfico

Interpretación > Estructural





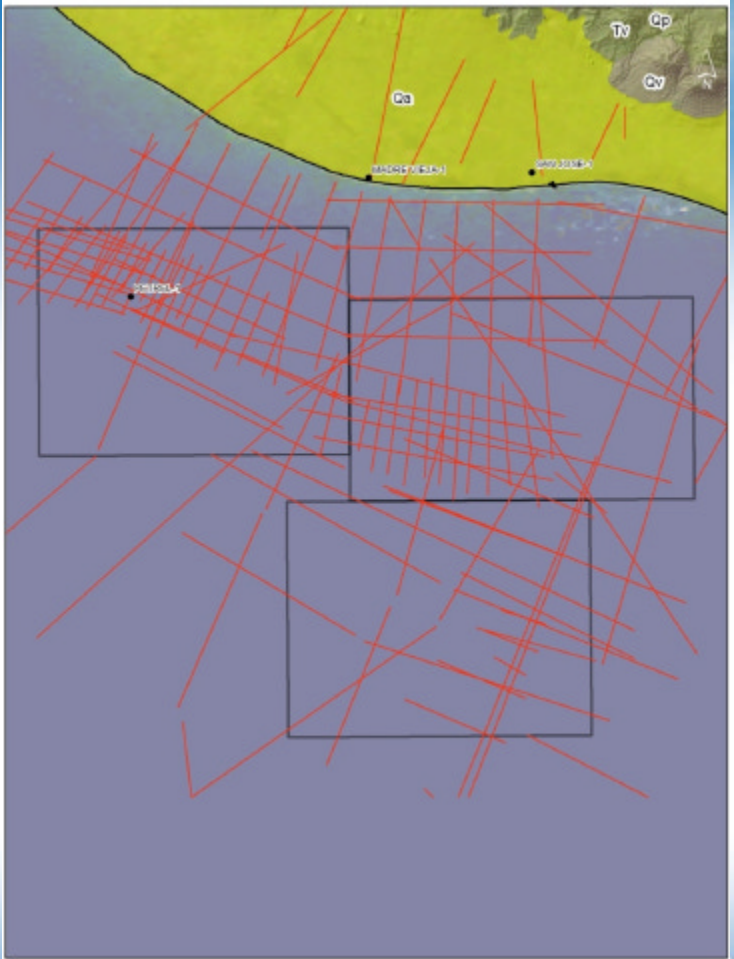
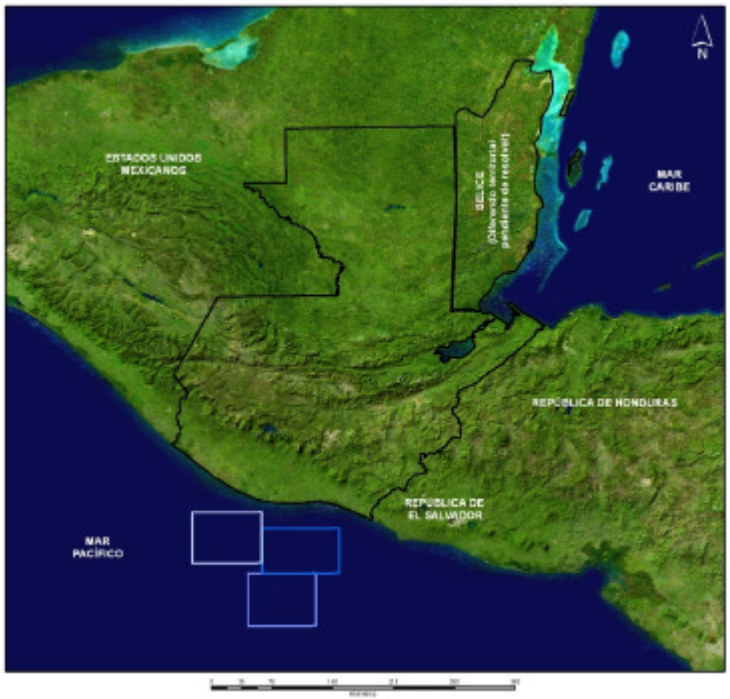
PAC-1, PAC-2 y PAC-3

Cuentan con una extensión superficial de 469,505.14, 461,595.46 y 475,574.96 hectáreas respectivamente. Estas estructuras principales se asocian a la zona de subducción ubicada en la costa del pacífico, al norte de la fosa mesoamericana. Por medio de estudios geofísicos se han identificado dos discordancias importantes en las que puede haber existencia de hidrocarburos gaseosos. La primera discordancia se encuentra entre el Paleoceno y Eoceno y la segunda entre el Eoceno y Mioceno.

Una de las áreas cuenta con un pozo exploratorio (Petrel) cuyo objetivo fue evaluar las areniscas del Cretácico y Oligoceno. Este pozo llegó a alcanzar el Cretácico Superior. Las trampas no son estructurales sino mayormente estratigráficas asociado al cambio de régimen de depositación. En el pacífico no se ha comprobado la existencia de hidrocarburos a excepción de los hidratos de gas reportados por los pozos del DSDP, lo cual podría suponer la existencia de yacimientos de gas libre en el área.

Nombre	Área (Has)	No. Bloques	Pozos	Sísmica
PAC-1-2008	469,505.14	6	1	1,800 kms
PAC-2-2008	461,595.46	6	0	1,747 kms
PAC-3-2008	475,574.96	6	0	1,149 kms





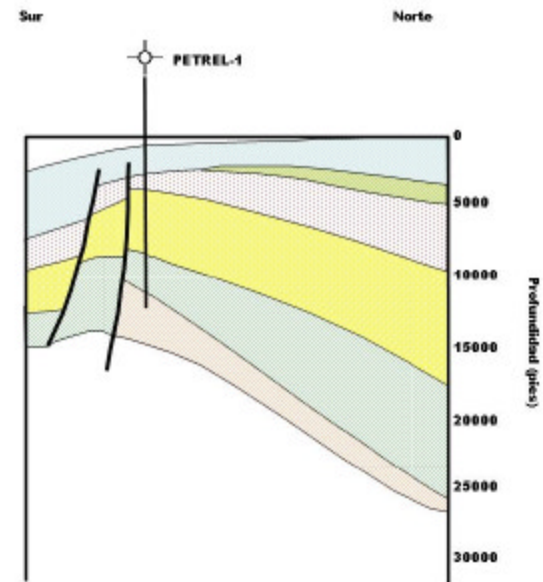
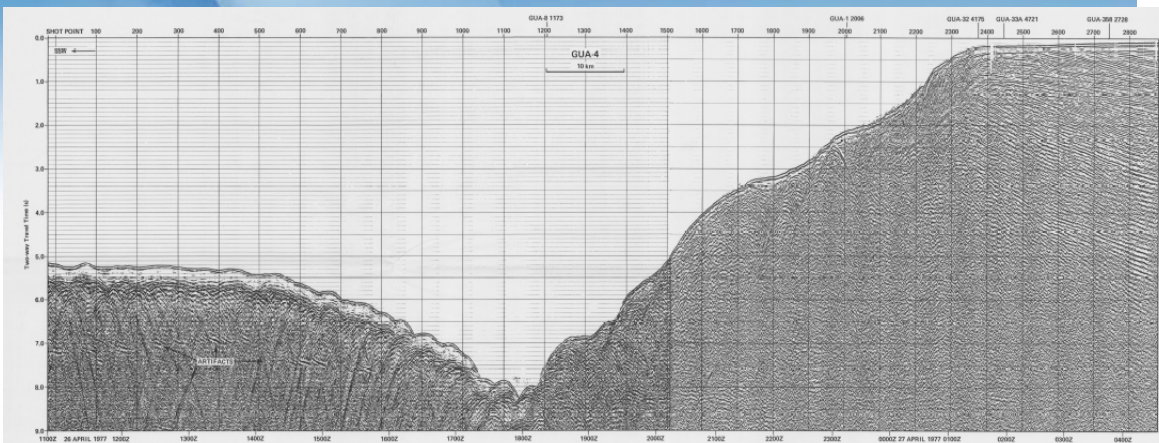
Geología y Líneas Sísmicas Áreas PAC-1, PAC-2 y PAC-3



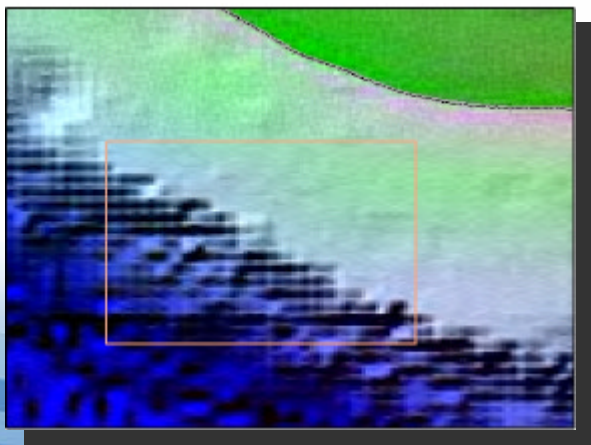
PAC-1-2008

Línea Sísmica

Pozo Petrel 1



- | | |
|--------------------|--------------------|
| Mioceno / Plioceno | Paleoceno |
| Mioceno temprano | Cretácico tardío |
| Eoceno / Oligoceno | Cretácico temprano |



Contornos Batimétricos

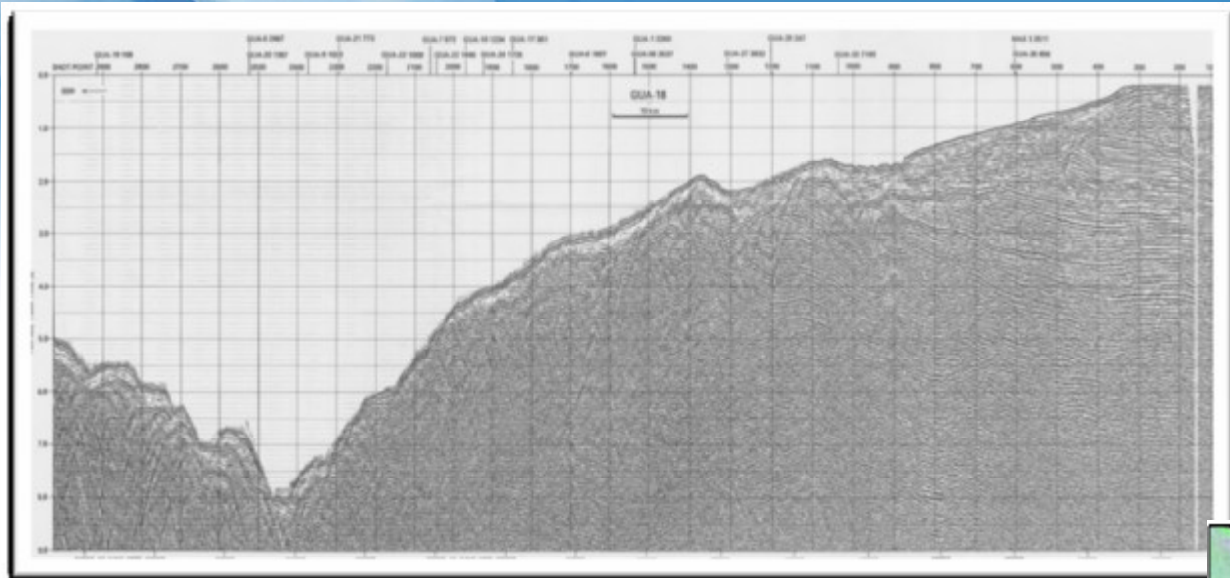




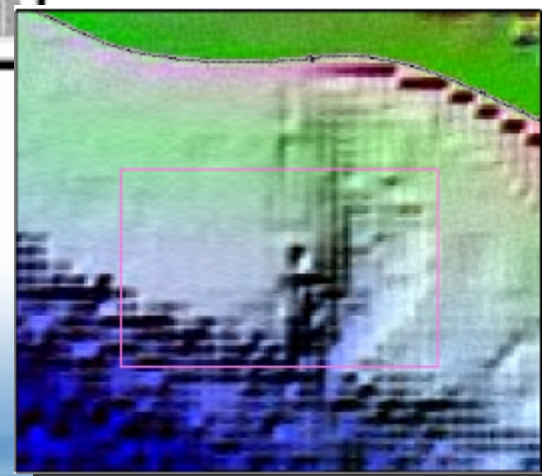
PAC-2 -2008



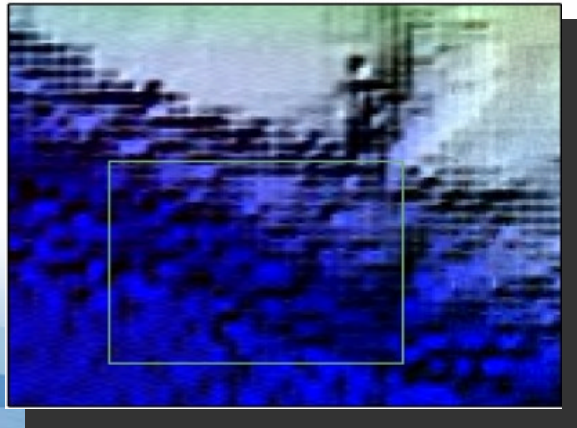
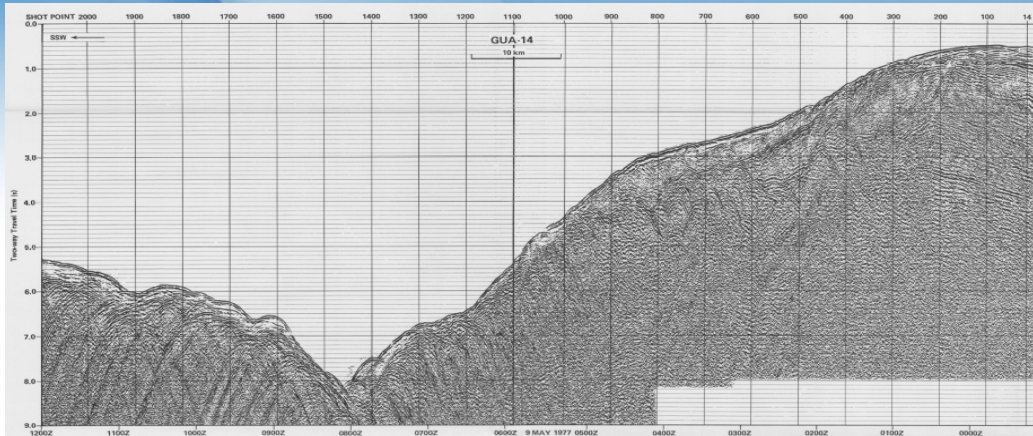
< Línea Sísmica



Contorno Batimétrico >



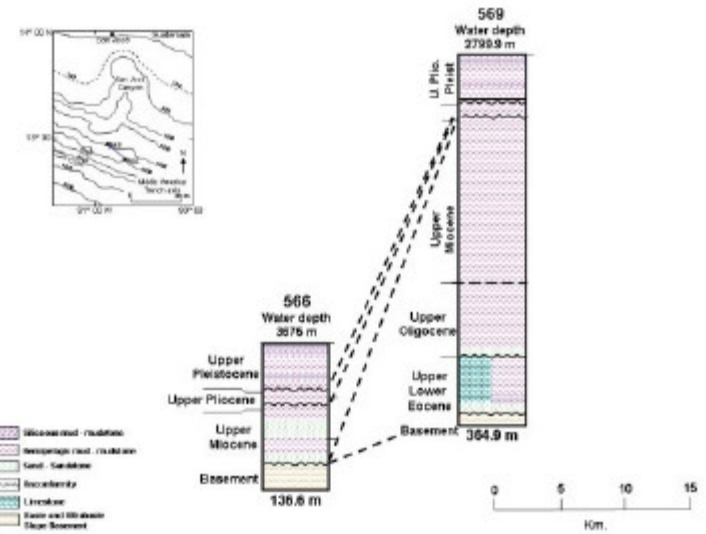
Línea Sísmica



Contorno Batimétrico

PAC-3- 2008


Columna Estratigráfica





LEGISLACIÓN Y PROCEDIMIENTO PARA OBTENER UN CONTRATO PETROLERO






La Constitución Política de la República de Guatemala, en el artículo 125, declara de utilidad y necesidad públicas, la explotación técnica y racional de hidrocarburos, minerales y demás recursos naturales no renovables, indicando además que el Estado establecerá y propiciará las condiciones propias para su exploración, explotación y comercialización.


La misma Carta Magna, señala en el artículo 119 las obligaciones fundamentales del Estado, dentro de las que se encuentran el adoptar las medidas que sean necesarias para la conservación, desarrollo y aprovechamiento de los recursos naturales en forma eficiente; proteger la formación de capital, el ahorro y la inversión; además de crear las condiciones adecuadas para promover la inversión de capitales nacionales y extranjeros.



The top of the slide features a blue background with the Guatemalan flag on the left and a white dove in flight on the right. The dove is carrying an olive branch in its beak, symbolizing peace.

Concretamente, en cuanto al área petrolera, la Ley de Hidrocarburos, Decreto 109-83 y el Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, Acuerdo Gubernativo 1034-83, establecen el marco legal general que regula esta materia en Guatemala, donde establece que son Bienes de la Nación, todos los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en el territorio de la República, su plataforma continental y su zona económica exclusiva, estableciendo que las operaciones petroleras por ser básicas y estratégicas para el desarrollo del país, se declaran de utilidad y necesidad públicas, ello en concordancia con el mandato constitucional antes citado.



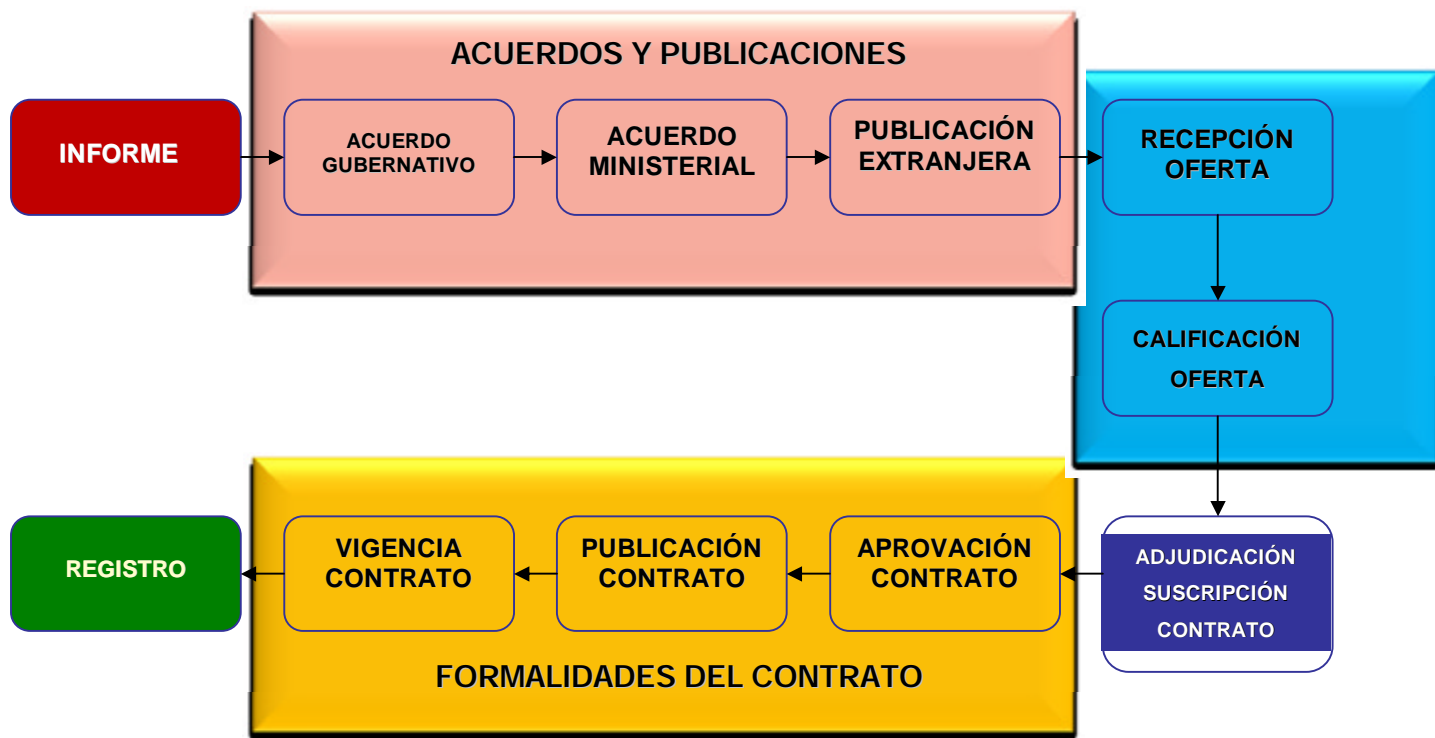


Conforme a la ley reguladora de la materia, las operaciones petroleras a contratarse entre el Gobierno y los contratistas se ajustarán a modelos de contratos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros.

Para ello, los Acuerdos Gubernativos números 754-92, Reglamento de Convocatoria para la celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, y 764-92, Convocatoria para presentar ofertas con el objeto de celebrar Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, tienen por objeto regular tanto el procedimiento aplicable para la celebración de ese tipo de contratos como los requisitos que son necesarios cumplir dentro del trámite correspondiente.



PROCEDIMIENTO DE LICITACIÓN PARA CELEBRAR CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS EN GUATEMALA



LEY DE HIDROCARBUROS

Decreto Número 109-83



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

**DECRETO NUMERO 109-83
EL JEFE DE ESTADO**

CONSIDERANDO:

Que es deber del Estado propiciar el aprovechamiento de las riquezas del país, especialmente los yacimientos de hidrocarburos, así como establecer una política petrolera orientada a obtener mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos, con el objeto de lograr la independencia energética del país y el autoabastecimiento de los hidrocarburos;

CONSIDERANDO:

Que la actual legislación petrolera no permite la adaptación a los cambios dinámicos de la industria petrolera mundial y que ello tiende a obstaculizar el ritmo de desarrollo de la exploración y, en consecuencia, la explotación petrolera en el país, por lo que es necesario impulsar el aprovechamiento efectivo de dichos recursos no renovables;

CONSIDERANDO:

Que es conveniente crear los mecanismos adecuados para estimular las inversiones en operaciones petroleras con el objeto de aprovechar racionalmente la riqueza petrolera del país;

CONSIDERANDO:

Que para la consecución de los objetivos enunciados en los considerandos que anteceden, se hace necesario dictar la correspondiente disposición legal;

POR TANTO:

En ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4º. del Estatuto Fundamental de Gobierno, Decreto Ley 24-82, modificado por los Decretos Ley números 36-82 y 87-83;

EN CONSEJO DE MINISTROS

DECRETA:

La siguiente:

“LEY DE HIDROCARBUROS”

**TITULO I
DEFINICIONES, ABREVIACIONES Y DISPOSICIONES GENERALES
CAPITULO I
DEFINICIONES Y ABREVIACIONES**

Artículo 1.- DEFINICIONES. Para los fines de esta ley se emplearán las siguientes definiciones:

AREA DE CONTRATO: Es el área original del contrato menos, en su caso, las partes devueltas a la reserva nacional por el contratista, según esta ley y el contrato respectivo, durante el período de exploración o de explotación.

AREA DE EXPLORACION: Es el área de contrato menos, en su caso, el o las áreas de explotación.

AREA DE EXPLOTACION: Es el área que el contratista retiene para el desarrollo de sus operaciones petroleras de explotación como consecuencia de uno o de varios descubrimientos de campos comerciales conforme a esta ley y el contrato.

Un área de contrato podrá contener una o más áreas de explotación.

AREA ORIGINAL DEL CONTRATO: Es el área identificada en el texto de un contrato de operaciones petroleras de exploración y explotación. El área original del contrato puede contener uno o más bloques.

BLOQUE: El definido en el artículo 60 de esta ley, menos las áreas que sean devueltas a la reserva nacional por el contratista, según esta ley y el contrato respectivo.

CAMPO PETROLERO: Área superficial delimitada por la proyección vertical de parte, uno o varios yacimientos.

CONDENSADOS: Aquellos hidrocarburos líquidos ligeros obtenidos por condensación del gas natural, condensado que consiste de una variada proporción de propano, butanos, pentanos y fracciones más pesadas con un poco o nada de etano y metano.

CONTRATISTA: Es cualquier persona, individual o jurídica, nacional o extranjera, debidamente autorizada para operar en la República de Guatemala, que en forma separada o conjunta celebre con el Gobierno contratos de operaciones petroleras.

CONTRATISTA DE SERVICIOS PETROLEROS: Es la persona individual o jurídica, nacional o extranjera, debidamente autorizada para operar en la República de Guatemala, que celebre contratos de servicios petroleros con un contratista o en su caso con el Gobierno.

CONTRATO DE OPERACIONES PETROLERAS: El que celebre el Gobierno con uno o mas contratistas para llevar a cabo operaciones petroleras en el país, que podrá abreviarse simplemente contrato.

CONTRATO DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION: Es el contrato de operaciones petroleras de exploración y explotación celebrado de conformidad con el artículo 66 de esta ley.

CONTRATO DE SERVICIOS PETROLEROS: El que celebre el contratista o en su caso el Gobierno, con un contratista de servicios petroleros para que éste ejecute trabajos especifica y directamente relacionados con operaciones petroleras.

CONSUMO INTERNO: El petróleo crudo, gas natural comerciable y condensados requeridos, en su caso, después de ser transformados o intercambiados, para abastecer las necesidades de los consumidores finales en la República, refinerías, plantas eléctricas, otras plantas de transformación energética, distribuidores, abastecimientos marítimos, combustibles para aeronaves abastecidas en el país, así como para garantizar un abastecimiento efectivo de los depósitos y terminales en el país.

CRIADERO, RESERVORIO O YACIMIENTO: Formación geológica subterránea, porosa y permeable, que contiene una acumulación natural, separada e individual, de hidrocarburos explotables; y que está limitada por rocas impermeables o agua y se caracteriza por esta sometida a un solo sistema de presión, comportándose como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

DILIGENCIA DEBIDA: Cuidado y actividad, eficiencia, prudencia y previsión que el contratista debe emplear en el desarrollo y ejecución de sus operaciones aplicando de buena fe los principios técnicos modernos de la industria petrolera.

GAS LICUADO DE PETROLEO: Es un producto obtenido del gas natural compuesto principalmente por una mezcla de propano-butano.

GAS NATURAL: Hidrocarburos que se encuentren en estado gaseoso, a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grados centígrados (15.56°C), equivalente a sesenta grados fahrenheit (60°F), y a la presión normal atmosférica a nivel del mar.

GAS NATURAL COMERCIBLE: El gas natural que después de ser separado, purificado o procesado, sea un gas principalmente constituido por gas metano, de una calidad generalmente aceptable para su comercialización como fuente de energía para el uso doméstico, industrial o comercial, o como materia prima industrial. El gas natural comerciable, al licuarse, se le denomina gas natural licuado.

HIDROCARBUROS: Compuestos de carbono e hidrógeno que se encuentran en la superficie o en el subsuelo, cualquiera que sea su estado físico.

OPERADORA: Es el contratista que habiendo suscrito contrato de operaciones petroleras con el Gobierno, en unión de otros contratistas en un convenio de operación conjunta, ha sido designado por éstos, por su capacidad técnica en la materia, para ejecutar las operaciones y actividades que se deriven de las obligaciones contraídas en dicho contrato; correspondiéndole también administrar y aplicar, los fondos proporcionados por los contratistas y requeridos para el desarrollo del contrato de operaciones petroleras.

OPERACIONES PETROLERAS: Todas o cada una de las actividades que tengan por objeto la exploración, explotación, desarrollo, producción, separación, compresión, transformación, transporte y comercialización de hidrocarburos y productos petroleros.

PETROLEO: Compuesto de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido, a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grados centígrados (15.56°C), equivalente a sesenta grados fahrenheit (60°F), y a la presión normal atmosférica a nivel del mar; y que no esté caracterizado como condensados.

PETROLEO CRUDO: El petróleo que después de ser purificado, separado o procesado, sea de una calidad generalmente aceptable para su transporte, transformación o comercialización.

POZO EXPLORATORIO: El pozo que se perfora con el objeto de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos.

PRODUCCION NETA: Los volúmenes de petróleo crudo, gas natural comerciable y condensados producidos en el área de explotación, medidos en el punto de medición después de ser purificados, separados o procesados, excluyéndose los volúmenes efectivamente utilizados en las operaciones de explotación, las cantidades de gas natural destinadas a la combustión en la atmósfera y los volúmenes de agua, sedimentos u otras sustancias no hidrocarburíferas.

PRODUCTOS PETROLEROS: Los productos gaseosos, líquidos o sólidos derivados del petróleo crudo, gas natural o condensados, resultantes de cualquier proceso físico o químico, incluyendo metano, etano, propano, butanos, gas natural licuado, gas licuado del petróleo, gasolina natural, naftas, gasolinas, kerosinas, diesel, combustibles pesados, asfaltos, aceites, grasas lubricantes y todas las mezclas de los mismos y sus subproductos hidrocarburíferos.

PUNTO DE MEDICION: Es el lugar situado en el área de explotación, en el que se mide la producción neta de hidrocarburos y se determinan los ingresos estatales en la forma prevista en el artículo 30 de esta ley.

RESERVA NACIONAL: Son las áreas que no estén incluidas en los contratos vigentes de exploración y/o explotación donde pueden descubrirse hidrocarburos.

RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL: Las operaciones ejecutadas conforme a esta ley, el contrato, o los permisos de reconocimiento superficial, con el solo objeto de obtener información topográfica, geológica, geofísica o geoquímica sobre el área de que se trate incluyendo la perforación de pozos de una profundidad no mayor de doscientos (200) metros.

SISTEMA ESTACIONARIO DE TRANSPORTE DE HIDROCRBUROS: Consiste en todas las facilidades e instalaciones establecidas para el transporte de hidrocarburos entre puntos determinados, incluidas sus ramificaciones, extensiones, facilidades de almacenamiento, bombas, equipos y facilidades de carga y descarga, medios de comunicación interestaciones, oficinas y cualquier otro bien mueble o inmueble ya sea propiedad del contratista o que éste los posea en otro concepto y que se utilicen en las operaciones, así como todas las demás obras relacionadas con las mismas. Se exceptúa cualquier bien o instalación relacionada con la explotación, procesamiento o refinación de hidrocarburos; así también se exceptúan los camiones, los ferrocarriles, los buques y cualquier otro medio de transporte para hidrocarburos, no estacionario, sea terrestre o marítimo.

SUBCONTRATISTA DE SERVICIOS PETROLEROS: Es la persona individual o jurídica, nacional o extranjera que celebra subcontratos de servicios petroleros con un contratista de servicios petroleros.

SUBCONTRATO DE SERVICIOS PETROLEROS: El que celebra un contratista de servicios petroleros con un subcontratista de servicios petroleros, para que ejecute determinados trabajos directamente relacionados con las operaciones que contrató.

TARIFA: Es el precio que debe pagarse por los servicios de transporte, almacenamiento o trasiego de hidrocarburos u otros servicios relacionados con operaciones petroleras en el territorio nacional, determinado de acuerdo con esta ley.

Artículo 2.- ABREVIACIONES. Para los efectos de esta ley, se emplearán las siguientes abreviaciones:

ESTADO	Estado de Guatemala
REPÚBLICA	República de Guatemala

GOBIERNO
MINISTERIO
DIRECCION
COMISION

Gobierno de la República de Guatemala
Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Hidrocarburos
Comisión Nacional Petrolera.

CAPITULO II DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 3.- ORDEN PUBLICO. La presente Ley es de orden público.

Artículo 4.- PROPIEDAD DE LOS YACIMIENTOS. Son bienes de la Nación, todos los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en el territorio de la República de Guatemala, su plataforma continental y su zona económica exclusiva en la forma establecida en las leyes del país o en los convenios internacionales ratificados por Guatemala.

Artículo 5.- UTILIDAD Y NECESIDAD PÚBLICAS. Por ser las operaciones petroleras básicas y estratégicas para el desarrollo del país, se declaran de utilidad y necesidad públicas.

Artículo 6.- EJECUCIÓN DE OPERACIONES PETROLERAS. Las operaciones petroleras podrán ser ejecutadas por el Estado o por medio de contratistas en base a contratos de operaciones petroleras. En el primer caso, el Estado podrá hacerlo por medio del Ministerio, o a través de una empresa petrolera estatal.

Salvo derechos adquiridos, el Estado se reserva el derecho de ejecutar operaciones petroleras de transporte y de transformación de los hidrocarburos que se produzcan en el país.

Artículo 7.- PROHIBICIÓN: Salvo derechos adquiridos, y lo dispuesto en el artículo anterior, ninguna persona individual o jurídica, podrá llevar a cabo operaciones petroleras, sino en virtud de un contrato de operaciones petroleras, o permiso de reconocimiento superficial. La instalación de depósitos de almacenamiento o la ejecución de operaciones de importación, distribución, comercialización y/o transporte por camiones cisternas o ferrocarril, de petróleo crudo, gas natural comerciable, gas licuado de petróleo, condensados y/o productos petroleros se rigen y regirán por las leyes, reglamentos y acuerdos gubernativos correspondientes.

TITULO II CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES PARA LOS CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS

Artículo 8.- MODELOS DE CONTRATO. Las operaciones petroleras a contratarse entre el Gobierno y los contratistas se ajustarán a modelos de contratos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros, de conformidad con las disposiciones de esta ley y sus reglamentos.

Artículo 9.- SUJECION A LAS LEYES DE LA REPUBLICA. Quedan sujetos con exclusividad a las leyes de la República, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros.

No podrán recurrir en cualquier forma a la reclamación por la vía de la protección diplomática, los contratistas, contratistas de servicios petroleros, los subcontratistas de servicios petroleros o sus socios, que sean extranjeros, en lo relacionado con la aplicación, interpretación, ejecución y terminación por cualquier causa de los contratos de operaciones petroleras. **(Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 1º del Decreto Ley número 161-83).**

Artículo 10.- JURISDICCION. En los contratos de operaciones petroleras y en los de servicios petroleros, que se ejecuten dentro del territorio de la República, deberá establecerse expresamente que en todo lo relacionado con su aplicación, interpretación, ejecución y terminación por cualquier causa, los contratistas o los contratistas de servicios petroleros, según sea el caso, renuncian al fuero de su domicilio y se someten a los tribunales con sede en la ciudad de Guatemala.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, cuando los contratos se refieran a operaciones de comercialización y transporte internacional de hidrocarburos, se estará a lo que las partes convengan en dichos contratos.

Artículo 11.- AUTORIZACIONES PREVIAS A INICIAR OPERACIONES PETROLERAS. Antes de iniciar cualquier operación petrolera, la persona interesada, individual o jurídica, nacional o extranjera, debe obtener su inscripción y/o autorización requeridas ante el Registro Mercantil y Registro Petrolero, respectivamente.

Con excepción de los contratistas, si fuere el caso de que en la ejecución de operaciones petroleras sobrevinieren situaciones de emergencia calificadas como tales por el Ministerio, que requieran una atención inmediata, tales como incendios o reventones de pozos u otros similares, no será aplicable lo dispuesto en el párrafo anterior y únicamente se requerirá aviso por escrito al Ministerio a los efectos de la calificación expresada. Cuando los servicios de la empresa o la situación atendida se prolongue por un período mayor de un mes, deberán llenarse los requisitos de inscripción y/o autorización dentro del plazo de seis meses, contados a partir de la fecha en que se iniciaron los trabajos.

En estos casos los contratistas serán solidaria y mancomunadamente responsables ante el Estado de todas las obligaciones que se deriven de la ejecución de los servicios que presten los contratistas de servicios petroleros y éstos a su vez, cuando sea el caso, serán solidaria y mancomunadamente responsables ante el Estado de todas las obligaciones que se deriven de la ejecución de los servicios que les presten los subcontratistas de servicios petroleros.

Artículo 12.- PLAZO DE LOS CONTRATOS. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 8 del Decreto Número 71-2008, publicado el treinta de enero de dos mil nueve).* "El plazo de los contratos de operaciones petroleras podrá ser hasta veinticinco (25) años, pudiendo el Ministerio de Energía y Minas aprobar una única prórroga de hasta quince (15) años, siempre y cuando los términos económicos resultaren más favorables para el Estado. Dicha prórroga cobrará vigencia en el momento que la misma cubra los respectivos trámites administrativos, y sea aprobado mediante Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros.

El Ministerio de Energía y Minas no podrá autorizar prórroga alguna de los contratos de operaciones petroleras, si estos lesionan los intereses nacionales o violan las leyes de la República."

Artículo 13.- TERMINACION DE LOS CONTRATOS. Los contratos de operaciones petroleras terminarán por cualquiera de las causas establecidas específicamente en los mismos y en esta ley.

Artículo 14.- NATURALEZA Y FORMALIDADES DE LOS CONTRATOS. Los contratos de operaciones petroleras, no constituyen concesión, ni generan más derechos y obligaciones para los contratistas que los específicamente estipulados en cada contrato.

La celebración y formalidades de los contratos de operaciones petroleras y de servicios petroleros, así como la disposición de los hidrocarburos conforme a esta ley, no estarán sujetas a las disposiciones del Decreto 35-80 del Congreso de la República y sus modificaciones.

El Gobierno a través del Ministerio, emitirá, mediante Acuerdo Gubernativo, los reglamentos respectivos de convocatoria para llevar a cabo operaciones petroleras mediante contratos. Salvo lo previsto en el artículo 64, cada contrato de operaciones petroleras podrá ser solamente suscrito después de realizada una convocatoria oficial.

Artículo 15.- CAPACIDAD TECNICA Y FINANCIERA DE LOS CONTRATISTAS. El Gobierno suscribirá contratos de operaciones petroleras y de servicios petroleros únicamente con personas individuales o jurídicas que tengan la calidad de contratistas o contratistas de servicios petroleros, según sea el caso, debidamente inscritos en el Ministerio y que a juicio de éste cuenten con suficiente capacidad técnico-financiera y probada experiencia en la materia del contrato. En el caso de que dos o más personas, individuales o jurídicas, celebren un contrato de operaciones petroleras o de servicios petroleros, serán responsables ante el Estado en forma mancomunada y solidaria de las obligaciones derivadas del mismo.

Artículo 16.- ESTIPULACIONES MINIMAS Y APROBACION DE LOS CONTRATOS. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 66 de esta ley, las estipulaciones mínimas de los demás contratos de operaciones petroleras, así como los contratos celebrados conforme aquellas, siempre que se ajusten a la ley, serán aprobados por Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros, publicados, a costa de los interesados, en el Diario Oficial y en dos de los de mayor circulación en el país.

Artículo 17.- INDEMNIZACION. Todo contratista, contratista de servicios petroleros o subcontratista de servicios petroleros está obligado de conformidad con las leyes de la República, a reparar los daños y/o

perjuicios que irroguen al Estado o a particulares y sus respectivos bienes, inclusive los derivados de la contaminación del medio ambiente.

Artículo 18.- CESION. Previa autorización del Ministerio, el cual podrá requerir condiciones adicionales, el contratista podrá ceder, en su totalidad o en parte, los derechos derivados de su contrato, siempre que el cesionario sea persona que, conforme a esta ley, reúna las condiciones requeridas para obtener un contrato de esta naturaleza y que, de manera expresa, asuma todas las obligaciones y responsabilidades contractuales, compruebe estar en capacidad de cumplirlas y preste las garantías de acuerdo con la ley y el contrato de que se trate.

En todo caso la autorización deberá ser denegada cuando sea lesiva a los intereses nacionales.

Artículo 19.- MODIFICACION DE LOS CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS. A requerimiento del Gobierno o a solicitud del contratista y por causas justificadas que lo hagan necesario, las estipulaciones de un contrato pueden ser modificadas, con el mutuo consentimiento de las partes contratantes. Dichas modificaciones, deberán apegarse estrictamente a lo establecido en esta ley y demás disposiciones aplicables y ser aprobadas con las mismas formalidades que el contrato original.

No podrá autorizarse modificaciones de los contratos de operaciones petroleras que lesionen los intereses nacionales o violen las leyes de la República.

Artículo 20.- GARANTÍA. Cuando sea el caso, el contratista o contratista de servicios petroleros otorgará, en la forma que establezca el Reglamento de esta ley, fianza o garantía a favor del Estado para respaldar el cumplimiento de los trabajos comprometidos en el respectivo contrato y para garantizar lo dispuesto en el artículo 17 de esta ley.

Artículo 21.- PROGAMAS DE CAPACITACION. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 1 del Decreto Ley número 143-85). Para la ejecución de programas de capacitación, adiestramiento y otorgamiento de becas para la preparación de personal guatemalteco, así como para el desarrollo de tecnología en actividades directamente relacionadas con las operaciones petroleras objeto del contrato, todo contratista contribuirá con las cantidades de dólares de los Estados Unidos de América que se estipulen en el contrato.

Las referidas contribuciones constituyen fondos privativos del Ministerio de Energía y Minas y los contratistas deberán depositarlas en bancos del exterior, en cuentas específicas del Banco de Guatemala, abiertas para este propósito.

Artículo 22.- PREFERENCIA. El contratista, el contratista de servicios petroleros y el subcontratista de servicios petroleros, en el desarrollo de sus operaciones dará preferencia a productos, bienes, servicios y personal guatemalteco, debiendo en éste último caso, observar la legislación laboral del país.

Artículo 23.- RIESGO. El Estado, salvo lo dispuesto en los párrafos siguientes, no asumirá por ningún concepto, riesgo alguno por las inversiones a realizarse, ni por cualquier resultado infructuoso de las mismas.

Cuando el Estado, conforme a esta ley, aporte directamente capital, quedará obligado única y exclusivamente en la forma convenida y, en tal caso, el riesgo estará limitado solamente a los aportes del capital que haya efectuado.

En el caso de que en un contrato de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, se convenga la recuperación de inversiones, el Estado quedará obligado única y exclusivamente en la forma convenida y, en tal caso, la recuperación de inversiones estará sujeta y limitada a que se produzcan los hidrocarburos suficientes de los yacimientos descubiertos, según el contrato respectivo.

Artículo 24.- INFORMACION. El contratista deberá proporcionar toda la información, datos, compilaciones y sus interpretaciones, originadas de la ejecución del contrato de operaciones petroleras, las cuales son propiedad del Estado. Cuando sea el caso, el contratista deberá instalar y mantener los instrumentos de medición u observación que la Dirección requiera.

El Estado mantendrá la confidencialidad de ciertos datos, cuando el contratista así lo solicite, por el plazo que se fije en el respectivo contrato de operaciones petroleras.

CAPITULO II EXONERACIONES

Artículo 25.- IMPORTACION LIBRE Y SUSPENSION TEMPORAL. Durante la vigencia de los contratos que se celebren de conformidad con esta ley, los contratistas, contratistas de servicios petroleros y los subcontratistas de servicios petroleros podrán ingresar al país los materiales que requieran para sus operaciones petroleras que no sean producidos en el país o que no tengan la calidad necesaria, bajo cualquiera de las siguientes formas:

- a) Importación libre de derechos de aduana y demás gravámenes conexos, incluyendo los derechos consulares e impuestos sobre el valor agregado (IVA), sobre la importación de materiales fungibles o sobre la importación de maquinaria, equipo, repuestos y accesorios para uso o consumo definitivo en el país o según declaración del interesado que permanecerán en el mismo por lo menos cinco años. Después de transcurridos estos cinco años, podrán ser enajenados libremente.
- b) Régimen de suspensión temporal, sin caución alguna de derechos de aduana y demás gravámenes conexos, incluyendo los derechos consulares e impuesto sobre el valor agregado (IVA), sobre la maquinaria, equipo y accesorios de propiedad extranjera.

El Ministerio calificará los materiales fungibles, maquinaria, equipo, repuestos y accesorios a que se refiere este artículo y en el caso del inciso b), el tiempo de suspensión, así como sus prórrogas, cuando concurren causas plenamente justificadas; y el Ministerio de Finanzas Públicas autorizará la correspondiente importación o suspensión, conforme a la ley.

Artículo 26.- PAGO DE IMPUESTOS Y DERECHOS DE IMPORTACION. No obstante lo dispuesto en el artículo anterior, en caso de que los contratistas, los contratistas de servicios petroleros o los subcontratistas de éstos últimos, previa autorización por escrito del Ministerio de Finanzas Públicas, dispusieren de los materiales importados mediante cualquiera de los sistemas anteriormente indicados, para darles fines distintos para los que fueron ingresados al país, deberán pagar los derechos de importación correspondientes, más los otros gravámenes que se debieron pagar con motivo de la importación. Tal pago se realizará entro de los treinta días siguientes a la fecha en que les sea notificada dicha autorización, aplicándose los porcentajes de depreciación que establece el Reglamento de la Ley de Impuesto sobre la Renta. No procederá dicho pago, si los adquirentes de esos materiales fueron otros contratistas o subcontratistas que gozaren de similar franquicia de importación.

Artículo 27.- REGISTROS DE BIENES EXONERADOS. El contratista, el contratista de servicios petroleros y los subcontratistas de éstos últimos, deberán asentar en sus registros contables, sujeta a la inspección de las autoridades correspondientes, la información que comprenda:

- a) El detalle de los bienes exonerados de impuestos de importación y el uso de los mismos, indicando el valor CIF, número de póliza aduanal y número de partida respectiva; y
- b) Las anotaciones que correspondan a los cambios de destino de los mismos, su traspaso y cuantía de los impuestos de importación pagados, cuando así proceda.

El Reglamento respectivo, especificará la sanción por el incumplimiento de este artículo.

Artículo 28.- REEXPORTACION DE BIENES. Previa autorización del Ministerio y del Ministerio de Finanzas Públicas, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o los subcontratistas de éstos últimos podrán reexportar, sin cargo o gravamen alguno, los materiales que hubieren importado para sus operaciones petroleras, con excepción de aquellos materiales cuyo costo hubiere sido recuperado en base a la producción neta, los cuales se sujetarán a lo que disponga el Reglamento de esta ley.

CAPITULO III PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS, INGRESOS ESTATALES Y TARIFAS

Artículo 29.- PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS. Previa opinión de la Comisión, el Ministerio determinará y adaptará el precio de mercado de cada uno de los diversos tipos de petróleo crudo producidos en el país, con base en los precios del mercado internacional, tomando en cuenta:

- a) Los diferenciales por calidad, transporte, tiempo de entrega y términos de crédito;
- b) Los precios reales y cotizados para productos petroleros para fines de determinar las diferencias de calidad;

- c) Los precios oficiales de exportación para el petróleo crudo de los principales países exportadores y los precios del mercado ocasional de los mismos; y
- d) Otros factores que la Comisión considere importantes.

Previa opinión de la Comisión, el Ministerio determinará y adaptará los precios para el gas natural comerciable y condensados producidos en el país, con base en el precio de mercado para petróleo crudo y la equivalencia del valor calorífico del gas natural comerciable y condensados. Asimismo, el Ministerio tomando en consideración la opinión de la Comisión, aplicará las políticas que sean necesarias para estimular el uso de los hidrocarburos mencionados en éste párrafo, para el consumo nacional.

El procedimiento para el cálculo del precio de los hidrocarburos se determinará en el Reglamento de esta ley.

Artículo 30.- FORMA DE PERCIBIR LOS INGRESOS ESTATALES. En los contratos de exploración y/o explotación, el Estado se reserva el derecho de percibir, en especie y/o en efectivo, los ingresos que le corresponden de conformidad con esta ley y el contrato respectivo.

Para fines de la determinación de las regalías y participación del Estado en efectivo o para determinar el valor de los volúmenes de los hidrocarburos retenidos para recuperación de costos, conforme lo previsto en el inciso a) del artículo 66 de esta ley, se aplicará el precio de mercado de los hidrocarburos adaptado al punto de medición, determinado conforme el artículo 29 de esta ley.

En el caso de que el Gobierno, opte por recibir en especie los ingresos que le corresponden, deberán celebrarse convenios, a efecto que los hidrocarburos que correspondan al Estado, por cualquier concepto o los que correspondan al contratista conforme al contrato, puedan ser producidos de manera que se posibilite el uso adecuado de las facilidades de almacenamiento, transporte o refinación de dichos hidrocarburos y no se cause interferencia en la venta interna y/o exportación de los mismos. Sin perjuicio de lo establecido en este párrafo, en el siguiente y en artículo 32 de esta ley, estos convenios no deberán en ningún caso, disminuir los ingresos estatales.

En el caso de que el Estado reciba sus ingresos en especie, el contratista debe almacenarlos hasta por treinta días calendario, solamente en el caso de ser hidrocarburos líquidos y entregarlos en los tanques de almacenamiento del punto de medición o del lugar para la venta interna o exportación de los mismo, sin costo alguno para el Estado, salvo lo dispuesto en el artículo 32 de esta ley.

Las regalías y la participación del Estado en la producción de hidrocarburos, se harán efectivos mensualmente, con base en liquidaciones provisionales mensuales, que se ajustarán trimestralmente. Contra la resolución que apruebe la liquidación no cabrá recurso alguno por el carácter provisional de la misma.

Artículo 31.- DESTINO DE LO INGRESOS ESTATALES. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 45 de esta ley, las regalías y la participación de los hidrocarburos que corresponden al Estado y los demás ingresos por cualquier concepto provenientes de los contratos de operaciones petroleras, pasarán a integrar un Fondo para el desarrollo económico de la Nación, el cual se destinará exclusivamente al desarrollo del interior del país y al estudio y desarrollo de fuentes nuevas y renovables de energía. Este fondo será administrado en la forma que se establezca en una ley especial que deberá emitirse para tal efecto.

Artículo 32.- TARIFAS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y TRASIEGO. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 2º del Decreto Ley número 161-83). Las tarifas por el uso de parte o el total de cualquier sistema estacionario de transporte de hidrocarburos, se determinarán sobre la base de principios generalmente aceptados en la industria petrolera; se establecerán tomando en cuenta la calidad y el total del volumen de hidrocarburos en consideración, y no podrán ser mayores que la cantidad necesaria para reembolsar la suma de todos los costos y gastos de capital y de operación efectivamente invertidos, en relación directa al sistema estacionario de transporte de hidrocarburos de que se trate, más una utilidad razonable. Cuando sea necesario transportar petróleo crudo o condensados en donde no haya un sistema estacionario de transporte, se aplicara la tarifa respectiva.

Las tarifas serán aprobadas por el Ministerio, previa opinión de la Comisión

Artículo 33.- REGIMEN CAMBIARIO. Los contratistas podrán remesar libremente al exterior los capitales extranjeros invertidos, así como los costos externos de operación, utilidades, préstamos obtenidos y sus intereses, así como otros conceptos análogos.

El contratista podrá retener en el exterior, las utilidades producidas en el país que hubieren cubierto el impuesto sobre la renta. En todo caso, deberán ingresar al país las divisas que correspondan al Estado, por cualquier concepto, conforme lo establecido en el respectivo contrato.

La Junta Monetaria emitirá el Reglamento correspondiente que norme lo dispuesto en este artículo.

CAPITULO IV REGIMEN TRIBUTARIO

Artículo 34.- PAGO DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA. Toda persona individual o jurídica, nacional o extranjera, que participe en operaciones petroleras, está afectada a la Ley de Impuesto sobre la Renta.

Para los contratistas que suscriban contratos de operaciones petroleras de exploración y/o explotación de hidrocarburos conforme a esta ley, en cualquier período impositivo de la vigencia del contrato, deberá tomarse en cuenta para el pago de Impuesto sobre la Renta, lo siguiente:

- a) Que todos los costos y gastos de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos atribuibles al área de contrato, debidamente aprobados por el Ministerio, se considerará como un costo de servicios prestados conforme al inciso a) del Artículo 7º de la Ley de Impuesto sobre la Renta. Cualesquiera otros costos y gastos relacionados con operaciones petroleras, podrán ser deducidos conforme a la ley antes mencionada;
- b) Adicionalmente a las deducciones del inciso anterior, y en sustitución de la deducción que se refiere el numeral 11 del inciso b) del Artículo 7º, de la Ley de Impuesto sobre la Renta, podrán deducir, únicamente, hasta el treinta y tres por ciento (33%) de las inversiones que se realicen de conformidad con el inciso n) del artículo 66 de esta ley;
- c) Que quedan exentos de los demás impuestos especiales sobre la renta diferentes o adicionales al impuesto básico de aplicación general; y
- d) Que no será aplicable ninguna deducción por factor agotamiento de los yacimientos.

En los casos de los incisos a) y b) de éste artículo, cuando en un período de imposición los costos de exploración, desarrollo, producción, otros costos y gastos incurridos como resultado de las operaciones petroleras de exploración y explotación excedan del ingreso bruto, tales excedentes acumulados serán deducidos de los ingresos en los períodos de imposición subsiguientes hasta su completa utilización.

Los contratistas que suscriban contratos de exploración y/o explotación y de sistemas estacionarios de transporte de hidrocarburos, quedan exentos de cualquier impuesto sobre los dividendos, participaciones y utilidades que el contratista remese al exterior como pago a sus accionistas, asociados, partícipes o socios, así como las remesas en efectivo y/o en especie y los créditos contables que efectúen a sus casas matrices.

Para los efectos de este artículo, la determinación de la renta bruta del contratista se hará con base en el valor total de los ingresos obtenidos de las operaciones petroleras; no obstante, el Gobierno queda facultado para investigar los precios de los hidrocarburos comercializados por el contratista y con base en la investigación determinar la renta obtenida y la imponible, cuando exista marcada discrepancia entre el precio de mercado libre y los precios facturados.

Artículo 35.- OTROS IMPUESTOS Y TASAS ADMINISTRATIVAS. Además de lo establecido en el artículo anterior, los contratistas de operaciones petroleras de exploración y/o explotación de hidrocarburos en virtud de los contratos que celebren con el Gobierno conforme a esta ley, están obligados al pago de los siguientes impuestos:

- a) De papel sellado y timbres fiscales, salvo lo que disponen los incisos b) y c) de éste artículo y las modificaciones del Decreto Ley 72-83;
- b) De cien mil quetzales (Q. 100,000.00), por suscripción del contrato, más el monto que se establezca en la convocatoria respectiva, por cada hectárea incluida en el área de contrato, en sustitución de cualquier otro tipo de gravamen, impuesto o tributo fiscal; y

- c) De cien mil quetzales (Q. 100,000.00) en concepto de tasa por cesión total de derechos de un contrato o la parte proporcional, en sustitución de cualquier otro tipo de gravamen, impuesto o tributo fiscal.

Los contratistas de exploración y/o explotación de hidrocarburos, también estarán obligados al pago de las tasas administrativas que se impongan de conformidad con el artículo 45 de esta ley.

Los demás contratistas, por virtud de los contratos que celebren conforme a esta ley, estarán sujetos al impuesto de papel sellado y timbres fiscales y a las tasas administrativas, comisiones, cargos y otros tributos fiscales que se especifiquen en las bases mínimas de la convocatoria respectiva y a lo establecido en el inciso c) de este artículo.

El valor de los servicios no personales prestados por los contratistas al Estado, no está sujeto al pago del impuesto sobre el valor agregado (IVA), quedando obligados a inscribirse como declarantes de dicho impuesto a efecto de gozar del crédito fiscal a que se refiere el artículo 24 del Decreto Ley 72-83.

En caso de terminación, por cualquier causa, de los contratos celebrados conforme a esta ley, el Estado conservará los derechos y acciones que correspondan sobre los impuestos y contribuciones a que estuvieren obligados los contratistas al momento que se produzca la terminación de dichos contratos. Estos derechos y acciones prescriben en el término de diez años computados a partir de la fecha en que debió exigirse el pago.

Artículo 36.- RESPONSABILIDAD SOLIDARIA. El contratista de operaciones petroleras es solidariamente responsable del pago de impuestos, otros tributos, salarios, prestaciones sociales, cuotas y multas que correspondan a los contratistas de servicios petroleros y a los subcontratistas de estos últimos, mientras no estén inscritos en la Dirección General de Rentas Internas, Dirección General de Hidrocarburos y/o cualquier otra dependencia que corresponda.

Artículo 37.- PAGOS EXTEMPORANEOS. El pago de las regalías, participación en la producción, tasas administrativas y cargos anuales que se efectúen extemporáneamente a lo especificado en esta ley y el contrato, se sancionará con una multa de diez por ciento (10%) sobre el monto adeudado. Asimismo, el monto adeudado devengará un recargo anual a partir de la fecha en que debió el contratista haber efectuado el pago hasta el día en que se efectúe el mismo, capitalizable trimestralmente, equivalente a la tasa máxima que puedan cobrar las instituciones bancarias del país, incrementada en diez puntos, vigente en el momento que se efectúe el pago.

Corresponde al Ministerio la aplicación de lo establecido en este artículo.

TITULO III

SUPERVISION DEL ESTADO

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 38.- INSPECCION. El contratista, contratista de servicios petroleros y subcontratistas de servicios petroleros, así como cualquier otra persona que realice operaciones petroleras, quedan obligados a permitir que los expertos, asesores, funcionarios y/o empleados del Gobierno, debidamente autorizados por el Ministerio o cualquier otra autoridad competente, tengan acceso y facilidades dentro de sus instalaciones y puedan inspeccionar las mismas, los libros de contabilidad y documentos de cualquier clase, así como proporcionar, sin costo alguno, los datos que se les solicite y cuando las operaciones petroleras que estén ejecutando se realicen fuera de la ciudad de Guatemala, los medios de transporte, hospedaje y alimentación que sean necesarios cada vez que se dispongan inspecciones temporales o permanentes, así como de asistirles razonablemente en su labor.

Artículo 39.- CONDUCCION DE OPERACIONES. Los contratistas deberán conducir todos sus trabajos derivados de un contrato de operaciones petroleras con la diligencia debida, aplicando prácticas de ingeniería técnicamente adecuadas, así como usar tecnología avanzada y equipo, maquinaria, métodos y

materiales apropiados.

El incumplimiento de este artículo, sin perjuicio de deducir las responsabilidades consiguientes, será causa de terminación del contrato de que se trate, salvo causa de fuerza mayor debidamente probada.

Artículo 40.- NORMAS TECNICAS DE OPERACION. El Ministerio será el encargado de vigilar y exigir que los contratistas exploten racionalmente los yacimientos comerciales con la diligencia debida; así mismo, tendrá la facultad, a través de la Dirección, de autorizar los volúmenes de hidrocarburos a utilizarse en las operaciones de explotación, así como las cantidades de hidrocarburos que se destinen a la combustión.

El Ministerio debe establecer, por medio de Acuerdo, las condiciones y obligaciones de los contratistas con respecto a las operaciones petroleras de conformidad con las normas reconocidas en la industria petrolera internacional.

La Dirección vigilará y exigirá el estricto cumplimiento de los Acuerdos que el Ministerio emita y, en base a los mismos podrá emitir las guías, circulares, disposiciones y resoluciones para su correcta aplicación.

Un contratista no podrá iniciar la perforación de pozos, la preparación de sitios o derechos de vía, o la construcción de cualquier obra, sin que la Dirección haya previamente aprobado los planes detallados de tales trabajos.

Un contratista tampoco podrá operar cualquier tipo de planta, sistema estacionario de transporte de hidrocarburos o refinería, que haya sido construido como consecuencia de la ejecución de un contrato de operaciones petroleras, sin que la Dirección haya previamente otorgado un permiso de operación. La Dirección otorgará tal permiso solamente en el caso de que la inspección y pruebas necesarias para la operación de tales trabajos hayan sido ejecutados bajo su supervisión, y que las mismas determinen que las obras fueron construidas conforme a las prácticas internacionales de construcción y que la calidad de dichas obras sea adecuada para proteger debidamente la seguridad de las personas y el medio ambiente. La Dirección podrá estipular, al otorgar el permiso de que se trate, los métodos y especificaciones de operación.

Artículo 41.- MEDIDAS DE PREVENCION. En el desarrollo de las operaciones petroleras, los contratistas, contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros, deben adoptar y ejecutar todas las medidas razonablemente necesarias con respecto a las siguientes materias:

- a) La seguridad de las personas;
- b) Las condiciones adecuadas de trabajo en las operaciones petroleras;
- c) La protección de los intereses de terceras personas afectadas por las operaciones petroleras;
- d) La protección del medio ambiente, incluyendo la no contaminación de la atmósfera, ríos, lagos, mares y aguas subterráneas; y
- e) La reforestación y la preservación de recursos naturales y sitios arqueológicos, así como otras áreas de valor científico, cultural y turístico.

El Gobierno por intermedio del Ministerio emitirá las guías, circulares, resoluciones, disposiciones o reglamentos correspondientes para el mejor cumplimiento de este artículo.

Artículo 42.- MULTAS. El Ministerio está facultado para fijar, sin perjuicio de lo especificado en los artículos 37 y 66, inciso d), las multas con que deben sancionarse las violaciones a esta ley y el incumplimiento de las obligaciones contractuales. El monto de las multas, según su gravedad, no será menor de quinientos quetzales (Q. 500.00) ni mayor de veinte mil quetzales (Q. 20,000.00) por cada infracción sancionable por una sola vez. No obstante, en caso de una violación continuada durante varios días, cada día se entenderá como una nueva infracción para los efectos de la determinación de la multa aplicable.

Para los efectos de lo establecido en el inciso d) del artículo 66, el monto de las multas se establecerá específicamente en los contratos, no estando sujetos dichos montos a los límites antes indicados.

Artículo 43.- INTERVENCION DE LAS OPERACIONES PETROLERAS. El Gobierno a través del

Ministerio podrá intervenir las operaciones petroleras del contratista y adoptar, según su gravedad, todas las medidas que sean necesarias, inclusive la suspensión temporal de las operaciones, en cualesquiera de los siguientes casos:

- a) Cuando el contratista ocasione daños o accidentes graves o haya presunciones serias de que pueda causarlos, hasta que tales efectos sean reparados o dichas causas hayan sido eliminadas por cuenta exclusiva del contratista;
- b) En caso de guerra declarada, hasta el fin de la misma;
- c) En caso fortuito o de fuerza mayor que afecte el contrato de operaciones petroleras, hasta que el motivo que las originó desaparezca;
- d) En caso de infracción grave de las normas técnicas a que estuviere obligado el contratista sin que hubiese sido corregida en los términos que se le hubieren fijado; y
- e) En caso que el contratista causare grave daño al país por incumplimiento del contrato de operaciones petroleras o infracción de las leyes de la República.

El Ministerio, previo a intervenir y tomar las medidas que fueren necesarias, concederá al contratista, cuando sea procedente, un plazo prudencial para que este corrija la situación. Si transcurrido el plazo que señale el Ministerio, el contratista no corrige tal situación, sin más trámite se procederá a la intervención y a la adopción de las medidas a que se refiere este artículo.

Artículo 44.- ASISTENCIA Y SERVICIOS TECNICOS. Previa opinión favorable de la Comisión, el Ministerio queda facultado para:

- a) Crear comisiones técnicas temporales que asistan a la Comisión o a el Ministerio mismo, en el cumplimiento de sus funciones en el campo de la energía;
- b) Apoyar a la Dirección en el cumplimiento de sus funciones contratando a personas o firmas asesoras o consultoras independientes, nacionales o extranjeras de reconocido prestigio; y
- c) Contratar servicios petroleros especializados y/o de emergencia.

Para los efectos de lo antes indicado, el Ministerio no está sujeto a las disposiciones legales contenidas en el Decreto 1748 del Congreso de la República ni a las que regulan la contratación de personal, bienes, obras, estudios, diseños, asesorías y consultorías.

La calificación técnica de la persona o firmas especializadas a contratar se hará por la Comisión con la asesoría que considere conveniente.

Se exceptúa de lo anterior el personal no técnico especializado en materia petrolera y la contratación de obras y adquisición de bienes que por su naturaleza no sean de emergencia, en cuyo caso, deberá cumplirse con los requisitos que establecen las leyes respectivas.

Artículo 45.- INGRESOS PRIVATIVOS. Para el cumplimiento de sus atribuciones y lo dispuesto en el artículo anterior, el Ministerio percibirá los siguientes ingresos:

- a) Las tasas administrativas que se establezcan en la convocatoria respectiva y en los reglamentos de esta ley;
- b) Una tasa de servicio de cincuenta mil quetzales (Q. 50,000.00) o el monto que se fije en la convocatoria respectiva, por cada área de explotación que se apruebe;
- c) Los cargos anuales por hectárea, que se incrementarán tomando en cuenta los índices de inflación que publique el Banco de Guatemala y que figuren en cada contrato de operaciones petroleras de exploración y/o explotación.

Los fondos antes indicados, serán depositados por los contratistas en la Tesorería Nacional en

cuenta abierta en la Dirección de Contabilidad del Estado del Ministerio de Finanzas Públicas y se considerarán como fondos privativos del Ministerio, quedando éste facultado para retirar esos fondos de la Tesorería Nacional a través de órdenes de compra y pago.

CAPITULO II

DE LA COMISION NACIONAL PETROLERA

Artículo 46.- OBJETO. Queda a cargo de la Comisión el ejercicio de las atribuciones que le asigna esta ley.

Artículo 47.- RELACION JERARQUICA. Para los efectos de los trámites administrativos derivados de sus actuaciones y resoluciones, la Comisión depende directamente del Ministerio.

Artículo 48.- INTEGRACION. La Comisión se integra con los siguientes miembros:

- a) El Ministro de Energía y Minas, quien fungirá como Presidente;
- b) Un representante del Ministerio de la Defensa Nacional;
- c) Un representante del Ministerio de Finanzas Públicas;
- d) Un representante del Ministerio de Economía;
- e) Un representante del Ministerio Público; y
- f) Un representante del Banco de Guatemala.

Juntamente con el nombramiento del miembro titular o su representante, serán nombrados los suplentes, quienes asistirán a sesiones en ausencia del titular, con derecho a voto. No obstante lo anterior, los suplentes podrán asistir, aunque no obligadamente a todas las sesiones que sean convocadas conjuntamente con el titular para los efectos de que se encuentren perfectamente enterados de las actividades de la Comisión, y puedan ejercer su voto cuando así proceda, con pleno conocimiento de los asuntos que se resuelvan o las decisiones que se adopten.

La Comisión nombrará a un Secretario sin derecho a voto, que podrá ser el Oficial Mayor del Ministerio o el Secretario de la Dirección.

No podrán ser miembros de la Comisión quienes sean o hubieren sido accionistas o representantes de intereses de compañías petroleras o mineras que operen o hayan operado en el país.

Artículo 49.- SESIONES Y QUORUM. Las sesiones de la Comisión deben ser convocadas por su Presidente, o, en su caso, en su orden, por cualquiera de los miembros indicados en los incisos b) y c) del artículo anterior. Para celebrar sesión se requerirá la presencia de por lo menos cuatro de los miembros de la Comisión y las resoluciones se tomarán por mayoría de cuatro votos a favor cualquiera que sea el quórum.

Los miembros titulares de la Comisión, los suplentes y los asesores devengarán dietas por sesión celebrada a la que asistan.

Artículo 50.- ATRIBUCIONES. Son atribuciones de la Comisión como órgano asesor del Ministerio, las siguientes:

- a) Opinar, en forma previa, para el caso de los contratos de operaciones petroleras que le corresponda suscribir o haya suscrito el Ministerio, sobre las aprobaciones de:
 - i) La selección de áreas destinadas a la exploración y/o explotación de hidrocarburos, estipulaciones mínimas, modelo de contrato y convocatoria para la presentación de ofertas para la suscripción de contratos de operaciones petroleras;

- ii) Los programas de trabajo y presupuesto anuales que en cumplimiento de los contratos deban presentar los contratistas;
 - iii) Los informes de trabajo, reconocimiento de inversiones y reducción de garantías relacionadas con los contratos de operaciones petroleras; y
 - iv) Las liquidaciones para el pago de las regalías y la participación en la producción de los hidrocarburos compartibles a que se refieren los artículos 61 y 66 de esta ley y otros pagos diferentes a los impuestos, comisiones, cargos y otros tributos fiscales que se deriven de los contratos de operaciones petroleras.
- b) Opinar, en forma previa, sobre:
- i) La fijación de los precios de los hidrocarburos y de las sustancias no hidrocarburíferas asociadas a la producción de hidrocarburos derivados de la ejecución de los contratos de operaciones petroleras, así como de las tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego, conforme lo establece esta ley;
 - ii) La aprobación de los programas de capacitación, adiestramiento y otorgamiento de becas para formar personal guatemalteco y de estudios y transferencia de tecnología al Estado; así como sobre la utilización de los fondos privativos a que se refiere el artículo 21 de esta ley;
 - iii) La autorización sobre cualquier cesión que se solicite conforme el artículo 18 de esta ley.
- c) Opinar, en forma previa, sobre la contratación de personas, firmas asesoras o consultoras, servicios petroleros especializados y/o de emergencia, que solicite el Ministerio, para obtener asistencia y servicios técnicos, cuando éstos deban obtenerse conforme lo establecen los artículos 44 y 45 de esta ley;
- d) Opinar sobre otros asuntos que el Ministerio someta a su consideración;
- e) Realizar los estudios en que se evalúen y determine la política petrolera en general y, en particular, sobre los ingresos estatales que se obtengan como resultado de la ejecución de los contratos de operaciones petroleras y, oportunamente, elevarlos al Ministerio para su conocimiento y demás efectos consiguientes; y
- f) Ejercer las demás atribuciones que le correspondan conforme a esta ley o en virtud de otras disposiciones.

Artículo 51.- ASISTENCIA DEL VICEMINISTRO, DIRECTOR Y SUBDIRECTOR GENERAL A SESIONES. El Viceministro de Energía y Minas, el Director y el Subdirector General de Hidrocarburos y demás asesores, asistirán a sesiones de la Comisión, con voz pero sin derecho a voto.

Artículo 52.- INFORMACION Y ASESORIA. La Dirección es asesora exoficio de la Comisión. Una y otra deben proporcionarse, a requerimiento, la información necesaria para el mutuo conocimiento de sus actividades, en lo que corresponda.

Artículo 53.- SUPERVISION Y FISCALIZACION TECNICA DE LAS OPERACIONES PETROLERAS. La Dirección es la dependencia encargada de realizar la continua supervisión y fiscalización técnica de las operaciones petroleras, debiendo mantener informada a la Comisión, sobre el estado de las mismas.

La Comisión, debe considerar a la Dirección como la única dependencia responsable de la supervisión y fiscalización técnica de las operaciones petroleras y en consecuencia, no debe interferir en las atribuciones de dicha Dirección.

Artículo 54.- REQUERIMIENTO DE INFORMACION A CONTRATISTAS. La Comisión podrá solicitar a la Dirección que requiera y obtenga de los contratistas, contratistas de servicios petroleros y subcontratistas de servicios petroleros, toda la información necesaria para el eficaz cumplimiento de sus atribuciones.

La Comisión podrá asimismo requerir información directamente a las personas mencionadas en el párrafo anterior, así como a la Dirección, Dirección General de Rentas Internas y demás dependencias o instituciones del Gobierno.

Artículo 55.- COOPERACION. Tanto la Comisión como la Dirección y demás dependencias estatales a que concierna algún conocimiento de la materia, deberán prestarse la mutua cooperación indispensable, en la esfera de su competencia, para el mejor resultado de sus respectivas atribuciones.

Artículo 56.- CONFIDENCIABILIDAD DE DOCUMENTOS. La Comisión debe mantener la secretividad de todos los documentos que haya recibido o reciba bajo garantía de confidencia, conforme a la ley; y debe mantener, cuando a su criterio sea procedente, la secretividad de las actuaciones, datos e informes emanados de la propia Comisión, relacionados con aquellos.

Los miembros de la Comisión son solidariamente responsables de los daños y/o perjuicios que se causen por los actos u omisiones en que incurran en el ejercicio de sus cargos. Incurrirán también en responsabilidad quienes divulguen, sin estar autorizados, cualquier información sobre los asuntos tratados por la Comisión; aprovechen dicha información para fines personales o perjudiquen los intereses del Estado, o de terceros, asimismo, quienes aprovechen los conocimientos o la información obtenida por razón de su cargo, en beneficio personal o que por su uso perjudiquen los intereses del Estado o de terceros.

CAPITULO III

DE LA DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS

Artículo 57.- FUNCIONES Y ATRIBUCIONES. Son funciones y atribuciones de la Dirección las siguientes:

- a) Cumplir y hacer que se cumplan las leyes, reglamentos y estipulaciones contractuales atinentes a operaciones petroleras;
- b) Asesorar en la materia de su competencia, a las dependencias públicas;
- c) Inspeccionar, vigilar, supervisar y fiscalizar las operaciones petroleras, inclusive, cuando sea el caso, la determinación de los volúmenes de hidrocarburos y sus calidades;
- d) Estudiar y evaluar las reservas de hidrocarburos del país;
- e) Recopilar y analizar los datos estadísticos referentes a la industria petrolera, preparar publicaciones que tiendan a difundir el conocimiento de los recursos hidrocarburíficos y de sus posibilidades en el país, así como servir de órgano de información del Ministerio, para el inversionista nacional o extranjero y otros interesados;
- f) Recibir, tramitar y resolver las solicitudes que conforme a la Ley le corresponda conocer;
- g) Estudiar y emitir dictámenes en forma previa a la construcción de cualquier tipo de instalación que se relacionen con la transformación, transporte, almacenamiento y comercialización de petróleo crudo, gas natural comerciable, condensados y productos petroleros;
- h) Asesorar sobre la determinación de los precios del petróleo crudo, gas natural comerciable, condensados y productos petroleros, así como sobre la determinación de las tarifas de los sistemas de transporte y almacenamiento;
- i) Verificar que se cumpla con el procedimiento establecido en la ley, para la constitución de servidumbres, ocupación temporal y/o expropiación de los inmuebles, como consecuencia de la ejecución de operaciones petroleras;
- j) Cuando lo juzgue necesario, emitir las guías circulares, disposiciones y resoluciones que regulen

las diferentes actividades técnicas de las operaciones petroleras;

- k) Efectuar, controlar y verificar la liquidación y el pago de las regalías, participación en la producción de los hidrocarburos compartibles y otros pagos que se deriven de la ejecución de cualquier contrato de operaciones petroleras;
- l) Efectuar los cálculos para la fijación de los precios de los hidrocarburos y las sustancias no hidrocarburíferas asociadas a la producción de hidrocarburos; así como de las tarifas de transporte, almacenamiento y trasiego, conforme lo establece esta ley;
- m) Controlar que los contratistas cumplan con la obligación de dar opción a guatemaltecos naturales a participar en las operaciones petroleras en la forma establecida en el artículo 59 de esta ley; y
- n) Las demás que le correspondan conforme a ésta y otras leyes y reglamentos, y las que, aunque no estén específicamente determinadas, sean inherentes al cumplimiento de sus funciones.

TITULO IV

RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL, CONTRATOS DE EXPLORACION Y/O EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS, CONTRATOS DE SISTEMAS ESTACIONARIOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y CONTRATOS DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION

CAPITULO I

RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL

Artículo 58.- PERMISOS DE RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL. El Ministerio podrá conceder permisos especiales para efectuar operaciones de reconocimiento superficial en cualquier parte del territorio nacional hasta por el plazo de un año, prorrogable por un período igual, bajo las condiciones establecidas en los mismos, inclusive la obligación de proporcionar sin costo alguno al Ministerio, toda la información obtenida. Estos permisos no confieren exclusividad ni otorgan derecho alguno para explorar y explotar hidrocarburos.

Los contratistas no podrán oponerse a las operaciones de reconocimiento superficial autorizadas conforme a este artículo, salvo que tales operaciones obstaculicen las del contratista, lo cual determinará el Ministerio. No podrá obligarse a los contratistas a comprar la información obtenida como consecuencia de los permisos de reconocimiento superficial.

El reglamento respectivo de esta ley determinará los requisitos y condiciones que regirán los permisos de reconocimiento superficial.

CAPITULO II

DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACION Y/O EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

Artículo 59.- (Derogado por el artículo 15, inciso 5 del Decreto número 9-98).

Artículo 60.- EXTENSION DE AREAS. El área original del contrato podrá contener uno o más bloques hasta un máximo de seis. En el área terrestre los bloques tendrán una extensión no mayor de cincuenta mil (50,000) hectáreas y en la plataforma continental y su zona económica exclusiva, los bloques tendrán una extensión no mayor de ochenta mil (80,000) hectáreas.

En ningún caso, un contratista podrá obtener ni retener áreas de contrato con una extensión mayor de:

- a) Trescientas mil (300,000) hectáreas en exploración en el área terrestre;
- b) Cuatrocientos ochenta mil (480,000) hectáreas en exploración en la plataforma continental y su zona económica exclusiva o cuando se explote simultáneamente parte de ésta y

- el área terrestre; y
c) Ciento cincuenta mil (150,000) hectáreas en explotación.

Artículo 61.- REGALIAS. Los contratistas de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, pagarán al Estado, con prioridad a la recuperación de cualquier costo, una regalía aplicada al volumen de la producción neta o al valor monetario de la misma.

Se establece para cada área de contrato, una regalía para el petróleo crudo basada en el promedio mensual de la gravedad API de la manera siguiente:

- a) Si la gravedad API es igual a treinta grados, la regalía será de veinte por ciento (20%);
b) El porcentaje indicado en el inciso anterior se incrementará o decrecerá en un uno por ciento (1%) por cada grado API mayor o menor a los treinta grados API, respectivamente; y
c) La regalía no será inferior al cinco por ciento (5%).

Se establece una regalía mínima de cinco por ciento (5%) para el gas natural comerciable y condensados (**Modificado este párrafo como aparece en el texto, por el artículo 3º del Decreto Ley número 161-83**)

Para aquellos casos en que se produzca petróleo crudo proveniente de yacimientos en los cuales no se haya hecho una declaración de comercialidad, se establece una regalía especial de treinta y cinco por ciento la cual deberá hacerse efectiva desde que se inició la producción hasta que la declaración de comercialidad se verifique.

La regalía no forma parte del ingreso bruto del contratista ni constituye pago a cuenta del Impuesto sobre la Renta.

Artículo 62.- CONVENIOS Y TRATADOS DE UNIFICACION. Cuando uno o más yacimientos comerciales se extiendan en forma continua en una acumulación localizada en una área de contrato y otra u otras áreas de contrato y/o el área de reserva nacional, las partes deberán formalizar uno o más convenios de unificación sobre la producción de hidrocarburos de manera que ésta se realice eficientemente, con arreglo a un solo criterio técnico y económico. El Ministerio dictará las disposiciones y guías que sean necesarias para la celebración de los convenios de unificación y los aprobará cuando proceda.

En caso de que uno o más yacimientos se extiendan fuera de los límites del territorio nacional, su explotación podrá ser objeto de un tratado internacional, celebrado con las formalidades de ley, a fin de explotar cualquier yacimiento en forma conjunta con el país correspondiente, si razones de orden técnico y económico así lo justifican.

Artículo 63.- PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL Y/U OTRAS SUBSTANCIAS NO HIDROCARBURIFERAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS. Los contratistas de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, sin perjuicio de lo establecido en el segundo párrafo del artículo 6 de esta ley, podrán procesar el gas natural y/u otras sustancias no hidrocarbúricas asociadas a la producción de hidrocarburos, en las condiciones que se establezcan en el contrato respectivo. Cuando el contratista decida no hacer uso de esta opción, éste los entregará al Estado en los términos y condiciones que se señalan en el segundo párrafo de este artículo.

En el caso de aquellos contratistas que no tomen medidas adecuadas para evitar la quema o desperdicio del gas natural y/u otras sustancias no hidrocarbúricas, en el plazo prudencial que fije el Gobierno, deberán entregar al Estado, la totalidad de los productos antes indicados, libre de cualquier costo en un lugar convenido por ambas partes, entendiéndose que de suceder ese hecho, estas condiciones regirán durante el resto de la vigencia del contrato y además no deberá considerarse que los productos en mención forman parte de la regalía y/o participación del Estado.

CAPITULO III

CONTRATOS DE SISTEMAS ESTACIONARIOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Artículo 64.- SUSCRIPCION DIRECTA. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 6, el Gobierno podrá suscribir directamente contratos para operar sistemas estacionarios de transporte de hidrocarburos, sin necesidad de la convocatoria prevista en el artículo 14 de esta ley, a solicitud de un contratista de exploración y/o explotación de hidrocarburos, bajo las siguientes condiciones:

- a) Que el contratista haya descubierto un yacimiento comercialmente explotable de hidrocarburos y la Dirección haya aprobado el área de explotación correspondiente;
- b) Que la construcción y operación de un nuevo sistema estacionario de transporte sea el medio más económico y seguro para transportar los hidrocarburos descubiertos fuera del área de contrato;
- c) Que el contratista se comprometa a transportar la parte de hidrocarburos que corresponde al Estado por cualquier concepto; y
- d) Que ofrezca al Estado, en igualdad de condiciones, el derecho de asociarse o formar empresas mixtas con el contratista **(Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 4o del Decreto Ley número 161-83)**.

Para suscribir cualquier contrato según lo especificado en este artículo, se necesita la aprobación previa del Gobierno por medio de Acuerdo Gubernativo emitido en Consejo de Ministros, el cual establecerá:

- a) La ruta del sistema estacionario de transporte de hidrocarburos; y
- b) Los términos y condiciones del contrato.

Artículo 65.- NO DISCRIMINACION. Cualquier sistema estacionario de transporte de hidrocarburos, sin perjuicio de derechos adquiridos, y lo establecido en el artículo 6 de esta ley, podrá ser utilizado por el Estado y otros contratistas en forma no discriminatoria, respecto a servicios y tarifas, conforme a la ley.

Sin embargo, un contrato suscrito conforme el artículo anterior, podrá estipular que el contratista tendrá prioridad conjuntamente con el Estado para el uso del mismo sistema estacionario de transporte de hidrocarburos para transportar la producción neta de su respectivo contrato. Cualquier capacidad adicional de transporte de hidrocarburos podrá ser utilizado por el Estado y otros contratistas en forma no discriminatoria, para aquellos hidrocarburos provenientes de otras áreas de contrato.

CAPITULO IV

CONTRATOS DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION

Artículo 66.- ESTIPULACIONES MINIMAS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACION EN LA PRODUCCION. Sin perjuicio de otros tipos de contratos de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, que puedan adoptarse conforme a esta ley, en los contratos de participación en la producción deberá incluirse las siguientes estipulaciones mínimas:

- a) La participación estatal en la producción de los hidrocarburos compartibles será, como mínimo, de un treinta por ciento (30%) en cada área de explotación, el cual aumentará en relación a la tasa de producción o al valor monetario de los hidrocarburos, de conformidad con las escalas que se establezcan para cada tipo de hidrocarburos en los contratos.

Los hidrocarburos compartibles constituyen la producción neta de hidrocarburos en cada área de explotación menos las regalías aplicables y el volumen de hidrocarburos en concepto de costos recuperables por las inversiones en exploración, desarrollo y los gastos de operación atribuibles al área de contrato de que se trate. El Reglamento y el contrato determinarán los costos recuperables;

- b) La participación del contratista en la producción de los hidrocarburos compartibles, en cada área de explotación, que constituirá la remuneración total por sus servicios y por sus compromisos técnicos y financieros asumidos conforme al contrato;
- c) Que los hidrocarburos descubiertos en el área de contrato pertenecen al Estado debiendo el contratista entregarle la producción de los mismos, sin embargo, podrá retener, salvo la regalía y previa autorización de los montos correspondientes por parte del Ministerio, los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en concepto de recuperación de costos y cuando sea el caso, su remuneración. El contratista podrá, salvo lo especificado en el inciso k) de este artículo, disponer, usar, vender, comercializar y exportar los hidrocarburos que le correspondan por esos conceptos;
- d) Los distintos períodos de exploración y explotación, sus respectivas fases y plazos. Para el período de exploración deberán establecerse los trabajos mínimos a ejecutar, así como las multas aplicables cuando el contratista no ejecute los trabajos comprometidos o solo los efectúe parcialmente;
- e) La obligación de perforar, por lo menos, un pozo exploratorio hasta la profundidad establecida en la convocatoria, durante los primeros tres años de contrato que constituyen la fase de perforación obligatoria; y, a partir del cuarto al sexto año, inclusive, de contrato, que constituyen la fase de perforación optativa, perforar cada año, cuando menos, dos pozos exploratorios en el área de contrato. Sin embargo, si el tamaño del área u otras razones debidamente calificadas lo justifican, en la convocatoria respectiva podrá reducirse la obligación de perforación relativa a los años del cuarto al sexto, inclusive, a un solo pozo exploratorio por cada año; **(Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 5o del Decreto Ley número 161-83).**
- f) La obligación del contratista de devolver oportunamente una o varias partes del área de contrato, en la forma, extensión y plazo que se estipulen, de manera que al finalizar el quinto año deberá haber devuelto un cincuenta por ciento (50%) de cada bloque. Si el contratista no cumple con dicha obligación, el Ministerio seleccionará el área que pasará a integrar la reserva nacional. Contra la resolución que para ese efecto emita el Ministerio, no se admitirá recurso alguno;
- g) La obligación del contratista de devolver la totalidad del área de contrato, con excepción de las áreas de explotación, al finalizar el sexto año de vigencia del contrato. Si el contratista no descubre hidrocarburos en cantidades comerciales antes de que finalice el sexto año de vigencia del contrato, éste terminará automáticamente, sin embargo el Ministerio podrá conceder una prórroga no mayor de un año, en el caso de que al finalizar los seis años de exploración se estuvieren realizando o necesitaran pruebas de evaluación en por lo menos, un pozo exploratorio. Para este efecto, el contratista presentará los programas de trabajo e inversión adicionales, así como las respectivas garantías, que se requieran.

El descubrimiento de hidrocarburos en cantidades comerciales obligará al contratista a seleccionar el área de explotación y delimitar, desarrollar y explotar, con la diligencia debida, el o los yacimientos de que se trate. Cada área de explotación no excederá de diez mil (10,000) hectáreas, salvo casos especiales en los que la magnitud de un yacimiento requiera de una extensión mayor. En las áreas de contrato en donde exista uno o más campos petroleros declarados comerciales, el contratista tendrá la obligación de perforar en cada campo petrolero, por lo menos, un pozo de desarrollo por año, hasta completar el desarrollo del mismo o hasta que devuelva el área de explotación donde se encuentre, si esto ocurre antes. En todo caso, el contratista completará, dentro de los cuatro primeros años del período de explotación, de cada área de explotación, el desarrollo del campo petrolero, e iniciará y continuará regularmente la producción de petróleo crudo, conforme al Reglamento;

- h) Las facilidades aduaneras, de construcción, de exportación y otras que sean necesarias para el cumplimiento de los contratos;
- i) La obligación del contratista de proporcionar toda la información, datos, compilaciones y sus interpretaciones, originadas de la ejecución del contrato, las cuales son propiedad del Estado.

El contratista tendrá el derecho de solicitar que cierta información conserve el carácter de confidencial para las partes, durante el plazo improrrogable de dos años contados a partir de la fecha de recepción de la información correspondiente, o cuando finalice el contrato, si este concluye antes de los dos años aludidos;

- j) Que toda la maquinaria, equipo e instalaciones adquiridos por el contratista y que se relacionen con el

área de contrato, en razón de que el costo de los mismos será recuperable en forma prioritaria conforme a lo establecido en el inciso a) de este artículo, pasarán al finalizar el contrato por cualquier causa y en cualquier momento que esto ocurra, a propiedad del Estado, sin costo alguno, en el estado en que los importó, adquirió o construyó, salvo los desperfectos inherentes al uso normal y prudente de los mismos.

Durante la vigencia del contrato, el contratista tendrá la facultad de hacer uso exclusivo, libre de cargas, los bienes antes mencionados para la realización de las operaciones comprometidas, debiendo el contratista sin perjuicio de lo establecido en el inciso a) de este artículo, dar mantenimiento, seguro y cubrir los costos asociados con tal uso. Asimismo, el contrato especificará que cuando el costo de los bienes haya sido recuperado, parcial o totalmente, al contratista le queda prohibido cualquier enajenación o gravamen de dichos bienes, salvo autorización por escrito del Ministerio, en cuyo caso, los ingresos que se obtengan serán acreditables a los costos recuperables.

- k) La obligación del contratista de vender al Estado, al precio indicado en el artículo 29 de esta ley, una cantidad prorrateada de los hidrocarburos producidos que retenga en concepto de recuperación de costos y/o de su remuneración, según sea el caso, que conjuntamente con otras cantidades igualmente producidas en el país por otros contratistas, sean suficientes para satisfacer el total del consumo interno o hasta completar un cincuenta y cinco por ciento (55%) de la totalidad de los hidrocarburos producidos en el país, lo que sea mayor. El Estado empleará con prioridad los hidrocarburos que le correspondan para el consumo interno;
- l) Los montos con los que el contratista deberá contribuir para el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 21, de esta ley, en los respectivos períodos de exploración y explotación;
- m) La obligación del contratista de ejecutar sus programas de trabajo por medio de presupuestos anuales previamente aprobados por el Ministerio.

El contrato tendrá un anexo que comprenda los sistemas y procedimientos de control de costos y gastos recuperables para la determinación de la participación estatal a que se refiere el inciso a) de este artículo;

- n) La obligación del contratista de llevar a cabo obras que se especifiquen para asegurar el bienestar y la asistencia social, de sus trabajadores, sus familiares y la población de las áreas aledañas al área de contrato;
- ñ) Las regalías, participación en la producción, impuestos, tasas, contribuciones, cargos que el contratista está obligado a pagar y que aparecen indicados en el inciso a) de este artículo y en los artículos 21, 34, 35, 45 y 61 de esta ley.

Para los efectos del inciso a) de este artículo los pagos realizados por el contratista conforme a lo estipulado en el inciso n) de este artículo, en el artículo 21, en el inciso b) del artículo 35 y 45 de esta ley serán considerados como gastos de operación; y

- o) La obligación del contratista de cumplir con las disposiciones previstas en esta ley y que sean de aplicación general a todos los contratistas.

TITULO V

CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES, OCUPACION TEMPORAL Y EXPROPIACION, DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

CAPITULO I

CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES, OCUPACION TEMPORAL Y EXPROPIACION

Artículo 67.- CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES, OCUPACION TEMPORAL Y EXPROPIACION. Se declara de utilidad y necesidad públicas, en su orden, la constitución de servidumbres, ocupación temporal o expropiación de bienes de propiedad privada que de cualquier manera deban afectarse para la realización de operaciones petroleras, en la forma en que estas aparecen definidas en la presente ley.

El Gobierno a través del Ministerio comprobará la utilidad o necesidad públicas a que se refiere el párrafo anterior y acordará en cada caso concreto, los bienes que deban ser afectados por la constitución de servidumbres u ocupación temporal. En caso de que no pueda realizarse la operación petrolera por medio de la constitución de servidumbres o de la ocupación temporal, se acordará la expropiación forzosa del área estrictamente indispensable para realizar dicha operación petrolera.

El propietario o el legítimo poseedor deberá ser indemnizado en la forma establecida en esta ley.

Artículo 68.- ORGANO COMPETENTE. Para los efectos de lo establecido en el artículo anterior, los respectivos expedientes se tramitarán y substanciarán a solicitud del Ministerio, en nombre propio o del contratista, según sea el caso, ante la Gobernación Departamental en cuya jurisdicción se encuentren los bienes afectables.

Si se tratare de bienes inmuebles comprendidos entre dos o más departamentos, será competente para conocer y sustanciar las referidas solicitudes, el Gobernador del Departamento en el que se encuentre la mayor área afectada. En igualdad de circunstancias o en caso de duda decidirá el Ministerio de Gobernación.

Artículo 69.- PROCEDIMIENTO. Presentada la solicitud ante la Gobernación Departamental correspondiente y sin perjuicio de lo que se resuelva en definitiva, en cuanto al monto de la compensación a los propietarios o poseedores de los bienes afectos, el Ministerio o el contratista, según sea el caso, deberá depositar en una institución bancaria a la orden de la respectiva Gobernación, o garantizar mediante una fianza expedida por afianzadora autorizada legalmente para operar en el país, el monto del avalúo fijado por el experto nombrado para el efecto. Constituido el depósito o la fianza y acreditado fehacientemente ante la Gobernación Departamental, el Ministerio o el contratista, según sea el caso, podrán ocupar los bienes afectados no obstante cualquier recurso, excepción o gestión dilatoria.

Para los efectos correspondientes la Gobernación Departamental emitirá orden a las autoridades de policía para que le presten al solicitante la ayuda y protección que sean pertinentes.

Simultáneamente, la Gobernación Departamental notificará la resolución a los propietarios de los bienes afectados confiriéndoles audiencia por el término de diez (10) días para que presenten su reclamación indemnizatoria. Si el interesado se opusiere dentro del término señalado, deberá indicar el valor que pretende como indemnización, y proponer un experto valuador; así mismo, deberá acompañar los documentos que tuviere para acreditar su derecho de propiedad o posesión o los individualizará indicando los archivos y oficinas donde se encuentren los originales. El Gobernador tendrá por designado al experto que proponga el interesado y mandará abrir a prueba el expediente por el término de veinte (20) días. Dentro de dicho término únicamente se recibirán las pruebas documentales ofrecidas y se practicará reconocimiento sobre los inmuebles afectados. Si el experto designado no concurriere dentro de los primeros cinco (5) días del término de prueba, al discernimiento del cargo, de oficio se nombrará a otro experto.

El experto deberá emitir su dictamen dentro del mismo término de prueba. Vencida la dilación probatoria y si hubiere discrepancia entre el monto de los avalúos de los expertos, el Gobernador Departamental designará a un tercero para que dentro del término de diez (10) días emita su dictamen. Vencido este último término las partes pueden presentar sus respectivos alegatos dentro de los cinco (5) días siguientes. Los expertos y el Gobernador Departamental deberán tomar en cuenta el valor real del inmueble basado en el uso efectivo del mismo, sin relacionarlo con la operación petrolera de que se trate. Posteriormente la Gobernación Departamental dictará la correspondiente resolución dentro de los quince (15) días siguientes. En la resolución deberá fijar el monto de la indemnización, el área del inmueble que se afecta ya sea para servidumbre, ocupación temporal o expropiación. Dicha resolución es impugnabile por recurso de revocatoria.

Al estar firme la resolución, cuando sea procedente, el Gobernador de oficio ordenará lo siguiente:

- a) Que se opere en la matrícula fiscal de la Dirección General de Rentas Internas el valor definitivo del avalúo para los efectos del pago del Impuesto Territorial;

- b) Que se cancele al interesado el monto del avalúo, fijado en la resolución definitiva; y
- c) Que una vez hecha la cancelación indicada, se le fije al propietario o poseedor del inmueble el término de tres (3) días para otorgar a favor del Estado la escritura pública correspondiente, bajo apercibimiento de que si no lo hace dentro del término indicado, en su rebeldía, la otorgará de oficio el Gobernador Departamental.

CAPITULO II

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 70.- REGISTRO PETROLERO. El Registro Petrolero es la dependencia del Ministerio, en el cual se inscribirán:

- a) Los traspasos, gravámenes, anotaciones, limitaciones, la modificación, terminación o cancelación de los derechos petroleros otorgados conforme al Código de Petróleo (Decreto 345 del Presidente de la República);
- b) Los contratos de operaciones petroleras, cesiones, modificaciones y terminación de los mismos;
- c) Todo lo relacionado con la recepción, despacho, registro y anotación de los demás asuntos que el Ministerio de Energía y Minas periódicamente especifique; y
- d) Cualesquiera otras circunstancias o actos que establezcan las leyes y sus reglamentos.

Artículo 71.- REGLAMENTOS. El Jefe de Estado emitirá los reglamentos para la adecuada aplicación de la presente ley.

CAPITULO III

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 72.- COMISION NACIONAL PETROLERA. Se revalida el nombramiento de los miembros que actualmente integran la Comisión y por Acuerdo Gubernativo se nombrarán a los miembros que representarán a las instituciones indicadas en los incisos b) y d) del artículo 48 de esta ley. La Comisión continuará rigiendo sus actuaciones conforme a los reglamentos y acuerdos vigentes, en tanto se emiten los que los sustituyan, para lo cual se tendrá un plazo de seis meses contados a partir de la vigencia de esta ley.

El personal de la Comisión, ya sea por nombramiento o por contrato, continuará en funciones confirmándose sus respectivas relaciones laborales o contractuales.

Artículo 73.- CONVERSION. La conversión de contratos de operaciones petroleras de exploración y explotación de hidrocarburos que hayan sido suscritos antes de la fecha de vigencia de la presente ley, al sistema regulado en esta misma, se regirá por las siguientes normas:

I

Se fija el plazo de noventa (90) días computados a partir del inicio de vigencia de esta ley, para que los contratistas que celebraron contratos de operaciones petroleras al amparo de la Ley de Régimen Petrolero de la Nación, Decreto 96-75 del Congreso de la República (de aquí en adelante llamado, para los efectos de este artículo, contrato original), si lo desean puedan solicitar ante el Ministerio, por escrito, en papel sellado de veinticinco centavos de quetzal (Q. 0.25) y con firmas legalizadas, acogerse a esta ley, adaptándose, a la modalidad del contrato de participación en la producción (de aquí en adelante llamado, para los efectos de este artículo, contrato de conversión). La solicitud antes indicada, deberá contener la oferta que el contratista propone al Gobierno, tomando como referencia la norma siguiente de este artículo, a efecto de que se considere su solicitud de acogerse a esta ley.

Los contratistas que no hicieren uso del derecho antes indicado en el plazo fijado para ese efecto, se entenderá que continuarán rigiéndose por la Ley de Régimen Petrolero de la Nación, Decreto 96-75 del Congreso de la República, hasta la terminación del contrato original por cualquier causa que sea.

II

En los contratos de conversión deberá tomarse en consideración lo siguiente:

- a) **PLAZO.** Se mantendrá el plazo del contrato original.
- b) **FECHA DE CONVERSION.** Será la fecha de publicación del contrato de conversión.
- c) **PERIODO DE EXPLORACION.** El contratista tendrá el derecho de continuar explorando en el séptimo y octavo año del contrato, más las moratorias indicadas en la norma VIII, bajo las condiciones siguientes:
 - i) Que al finalizar el sexto año del contrato original, más las moratorias correspondientes, haya descubierto hidrocarburos en cantidades comerciales, y devuelva el cincuenta por ciento (50%) del área original del contrato; y
 - ii) Que se comprometa a ejecutar los trabajos mínimos de perforación estipulados en esta norma para cada uno de los años correspondientes.
- d) **PROGRAMAS DE EXPLORACION.** Quedan inalterables los compromisos adquiridos por el contratista para los primeros tres años del contrato original.

A partir del fin del tercer año del contrato original más su moratoria, el contratista que se convierta debe perforar cada año, cuando menos, dos (2) pozos exploratorios, salvo que el contratista no haya descubierto hidrocarburos en cantidades comerciales antes de la fecha de conversión, en cuyo caso y sin perjuicio del compromiso indicado al principio de este inciso, únicamente deberá perforar un (1) pozo exploratorio por cada año en los dos años de contrato siguientes a la fecha de conversión, entendiéndose que para los años subsiguientes hasta el octavo año de contrato, deberá perforar dos (2) pozos exploratorios por cada año.

Sin perjuicio de los compromisos relativos a los primeros tres años del contrato original, el contratista debe obligarse a ejecutar, en todo caso, los compromisos de perforación que correspondan, conforme a este inciso, al primer año siguiente a la fecha de conversión.

- e) **PROGRAMA DE EXPLOTACION.** El contratista deberá sujetarse a lo dispuesto en el segundo párrafo del inciso g) del artículo 66 de esta ley.
- f) **REGALIAS.** El monto de la regalía para petróleo crudo, conforme al inciso a) del artículo 61 de esta ley, se fija en veinte por ciento (20%) para el petróleo crudo con una gravedad de treinta grados (30°) API, más la diferencia entre la participación incluida en el contrato original, aplicable a una producción de mil (1,000) barriles diarios y la participación mínima de cincuenta y cinco por ciento (55%) que establecía la Ley de Régimen Petrolero de la Nación. El porcentaje antes indicado se incrementará o decrecerá en un uno por ciento (1%) por cada grado API mayor o menor a los treinta grados (30°) API, respectivamente; y, en ningún caso, la regalía será inferior al cinco por ciento (5%).
- g) **PARTICIPACION ESTATAL EN LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS COMPARTIBLES. (Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 6° del Decreto Ley número 161-83).** La participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, conforme el inciso a) del artículo 66 de esta Ley, para cada área de explotación, se fija de acuerdo a la siguiente escala:

1) Tratándose de petróleo crudo y/u condensados compartibles:

- i) El treinta por ciento (30%) cuando la producción neta sea desde uno (1) hasta cinco mil (5,000) barriles de producción por día;
- ii) Después de aplicar el porcentaje especificado en el inciso anterior, el cuarenta por ciento (40%) por la producción neta que exceda de cinco mil (5,000) y no sobrepase los diez mil

(10,000) barriles de producción por día;

- iii) Después de aplicar los porcentajes especificados en los dos incisos anteriores, el cincuenta por ciento (50%) por la producción neta que exceda de diez mil (10,000) barriles de producción por día y no sobrepase de veinte mil (20,000) barriles de producción por día;
 - iv) Después de aplicar los porcentajes especificados en los tres incisos anteriores, el sesenta por ciento (60%) por la producción neta que exceda de veinte mil (20,000) barriles de producción por día y no sobrepase de cincuenta mil (50,000) barriles de producción por día; y
 - v) Después de aplicar los porcentajes especificados en los cuatro incisos anteriores, el setenta por ciento (70%) por la producción neta que exceda de cincuenta mil (50,000) barriles de producción por día.
- 2) Tratándose de gas natural comerciable compartible y/u otras sustancias no hidrocarbúricas, la participación estatal será de treinta por ciento (30%).
- h) **INVERSIONES PREVIAS.** Las inversiones de exploración, explotación, desarrollo, operación y cualquier otro costo o gasto en que haya incurrido el contratista antes de la vigencia del contrato de conversión, no podrán ser incluidos como costos recuperables dentro de los contemplados en el inciso a) del artículo 66 de esta ley.
 - i) **TARIFAS DE TRANSPORTE.** Se aplicará a todos los contratistas lo estipulado en el artículo 32 de esta ley. En caso de tarifas preferenciales ya establecidas a favor del Estado, éstas podrán sustituirse por una regalía fija adicional a la prevista en el artículo 61 de esta ley, equivalente al valor económico del beneficio que representa la tarifa preferencial, la cual será aplicable durante el resto de la vigencia del contrato de conversión.
 - j) **PROGRAMAS DE CAPACITACION.** Para los efectos de lo establecido en el artículo 21 de esta ley, se fija el monto de diez mil quetzales (Q. 10,000.00) por mes por cada área de explotación o trescientos cincuenta mil quetzales (Q. 350,000.00), por área de contrato, por año, cuando ya existiese un descubrimiento comercial, lo que sea mayor. Las áreas que se encuentren en exploración mantendrán la obligación de aportar ciento veinticinco mil quetzales (Q. 125,000.00), mientras no exista, por lo menos, una declaratoria de comercialidad.
 - k) **CARGOS ANUALES.** Se fija un monto de cincuenta centavos (Q. 0.50) anuales por hectárea en exploración y de cinco quetzales (Q. 5.00) anuales por hectárea que se encuentre en explotación, los cuales se incrementarán conforme lo establecido en el artículo 45, inciso c) de esta ley.
 - l) **CARRETERAS, ESCUELAS Y HOSPITALES.** Se mantendrán, como mínimo, las obligaciones contenidas en el contrato original.
 - m) **OTRAS CONDICIONES.** Se aplicarán, según proceda en cada caso, las estipulaciones contenidas en el artículo 66 de esta ley.

III

El Jefe de Estado, mediante Acuerdo Gubernativo, nombrará una Comisión de Conversión que con la asesoría que sea necesaria, a nombre del Estado, previo estudio de la oferta que el contratista proponga al gobierno y previa audiencia al mismo, elaborará el proyecto de contrato de conversión respectivo, con las condiciones contractuales indicadas en la norma II de este artículo y las adaptaciones que sean aplicables, siempre que a juicio del Ministerio, exista la documentación necesaria para la evaluación económica de dichas condiciones y el solicitante se encuentre solvente o garantice, a satisfacción del Ministerio, los pagos y obligaciones contractuales pendientes con el Estado. Si el contratista no cumple con lo antes indicado, el Ministerio podrá conceder un plazo prudencial prorrogable por una sola vez, para que subsane dichos requisitos. Vencido el plazo o la prórroga del mismo, sin que se hubiere cumplido con los requisitos antes indicados, el contrato original mantendrá su validez y vigencia al amparo de la Ley de Régimen Petrolero de la Nación (Decreto 96-75 del Congreso de la República), hasta su terminación por cualquier causa que sea.

IV

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

La Comisión de Conversión se integrará con los siguientes miembros:

- a) El Ministro de Energía y Minas o su representante, quién la presidirá;
- b) El Ministro de Finanzas o su representante;
- c) El Procurador General de la Nación o su representante;
- d) El Jefe de la Contraloría de Cuentas o su representante;
- e) El Director General de Hidrocarburos o su representante; y
- f) Un representante de la Comisión Nacional Petrolera, que podrá recaer en un miembro de la misma.

V

Para los efectos de lo dispuesto en la norma III de este artículo, la Comisión de Conversión tendrá un término de sesenta (60) días computados a partir de la fecha en que ésta reciba cada solicitud. En caso de ser necesaria una prórroga, por causas justificadas, el Ministerio podrá ampliar dicho término hasta por treinta (30) días hábiles.

VI

Para los casos en que se hubiere cumplido con los requisitos indicados en la norma III de este artículo, el respectivo contratista, dentro del plazo de treinta (30) días computados a partir de la fecha en que reciba la notificación deberá manifestar por escrito ante el Ministerio, si acepta o no el proyecto de contrato de conversión que hubiese elaborado la Comisión de Conversión. Si lo acepta, la Comisión de Conversión lo cursará al Ministerio para que dentro de un término de quince (15) días computados a partir de la fecha en que reciba el proyecto, se firme el contrato de conversión, el cual deberá ser aprobado en la forma establecida en el artículo 16 de esta ley. Si el contratista no acepta el proyecto de contrato de conversión, se tendrá agotado el trámite y el contrato original mantendrá su validez y vigencia hasta la terminación del mismo por cualquier causa, al amparo de la Ley de Régimen Petrolero de la Nación (Decreto 96-75 del Congreso de la República) y sus reglamentos.

VII

A efecto de sufragar los gastos en que se incurra para el estudio y análisis de los datos técnicos que el Ministerio tenga y/o que los contratistas proporcionen respecto a cada área de contrato, estos últimos deberán pagar una tasa administrativa de ciento veinticinco mil quetzales (Q. 125,000.00) al hacer la solicitud a que hace referencia la norma I de este artículo. El monto de ésta tasa administrativa deberá depositarse en la cuenta a que se refiere el artículo 45 de esta ley, quedando el Ministerio responsable de brindarle a la Comisión de Conversión con estos fondos la asesoría a que se refiere la norma III de este artículo.

VIII

Los actuales contratistas de operaciones petroleras de exploración y explotación, que no se encuentren dentro de los tres primeros años de contrato, tendrán una moratoria, como máximo, igual al plazo previsto en la norma I o hasta la fecha en que presenten la solicitud a que se refiere dicha norma, para la ejecución de las obligaciones de trabajo de conformidad con el contrato original.

Aquellos contratistas que hicieren la solicitud a que se refiere la norma I, gozarán de una moratoria adicional para la ejecución de las obligaciones de trabajo de conformidad con el contrato original, que vencerá en la fecha de conversión o bien cuando el contratista manifieste la no aceptación del proyecto de contrato de conversión a que se refiere la norma VI.

Finalizada la o las moratorias, según sea el caso, el contratista tendrá un plazo de treinta (30) días para presentar los programas de exploración y/o explotación que hayan quedado pendientes conforme el contrato original.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

La fecha de vencimiento de las moratorias indicadas en este artículo, se tomará como inicio de los nuevos períodos exploratorios, cuando haya conversión, o reinicio, en el caso de no haber conversión.

Las moratorias antes indicadas relevan al contratista, mientras duren éstas, únicamente de sus obligaciones de perforación exploratoria y la presentación de sus programas de exploración y explotación correspondientes, quedando obligado al cumplimiento de las demás obligaciones estipuladas en la Ley de Régimen Petrolero de la Nación y el contrato original.

Artículo 74.- FONDOS DE CAPACITACION. El saldo de los fondos con los que los actuales contratistas han sufragado la ejecución control y administración de los programas de entrenamiento y otorgamiento de becas para capacitar personal guatemalteco, tanto en el ramo profesional como en el de otros trabajos relacionados con operaciones petroleras, obligación establecida en el artículo 5º. inciso 16 de la Ley de Régimen Petrolero de la Nación, pasarán a formar parte de los Fondos Privativos que determina el artículo 21 de la presente ley.

Los contratos de becas firmados por la Comisión, así como los de servicios personales firmados por ésta para la ejecución, control y administración de los programas de capacitación, quedarán bajo ejecución, control y administración del Ministerio y los compromisos adquiridos en los mismos, serán cubiertos por el Fondo indicado en el párrafo anterior. En consecuencia, las erogaciones efectuadas hasta la fecha de emisión de esta ley para los fines indicados quedan legalizadas para efectos presupuestarios y contables.

Artículo 75.- DEROGACIONES. Salvo derechos adquiridos, se derogan el Código de Petróleo y su Reglamento, contenidos en los Decretos Presidenciales 345 y 445, respectivamente, la Ley de Régimen Petrolero de la Nación contenida en el Decreto 96-75 del Congreso de la República y sus reformas, el Acuerdo Gubernativo del veinte (20) de febrero de mil novecientos setenta y seis (1976), que creó la Comisión Nacional Petrolera y el Acuerdo Gubernativo del seis (6) de abril de mil novecientos setenta y nueve (1979).

Artículo 76.- VIGENCIA. La presente ley entrará en vigor ocho días después de su publicación en el Diario Oficial.

Dado en el Palacio Nacional, en la Ciudad de Guatemala, a los quince días del mes de Septiembre de mil novecientos ochenta y tres.

Publíquese y Cúmplase.

GENERAL DE BRIGADA
OSCAR HUMBERTO MEJIA VICTORES
Jefe de Estado y Ministro de la Defensa Nacional

MANUEL DE JESUS GIRON T.
Secretario General de la Jefatura de Estado

El Ministro de Energía y Minas
SIGFRIDO ALEJANDRO CONTRERAS BONILLA

El Ministro de Gobernación

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

GUSTAVO ADOLFO LOPEZ SANDOVAL

El Ministro de Comunicaciones,
Transporte y Obras Públicas
LUIS HUGO SOLARES AGUILAR

El Ministro de Relaciones Exteriores
FERNANDO ANDRADE DIAZ DURAN

El Ministro De Salud Pública
y Asistencia Social
JOSE RAMIRO RIVERA ALVAREZ

El Viceministro de Finanzas,
Encargado del Despacho
ERIC MEZA DUARTE

La Ministro de Educación
EUGENCIA TEJADA DE PUTZEYS

El Ministro de Trabajo y
Previsión Social
OTTO PALMA FIGUEROA

El Ministro de Economía
ARTURO PADILLA LIRA

El Ministro de Agricultura,
Ganadería y Alimentación
IVAN NAJERA FARFAN

Publicado Diario Oficial No. 11 del 16-9-83

REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY DE HIDROCARBUROS Acuerdo Gubernativo 1034-83



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ACUERDO GUBERNATIVO 1034-83

Palacio Nacional: Guatemala 15, de diciembre, de 1983

EL JEFE DE ESTADO,

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley número 109-83 regula el aprovechamiento de las riquezas que se obtengan de los yacimientos de hidrocarburos, propiciando una política petrolera orientada a obtener mejores resultados en la exploración y explotación de dichos recursos;

CONSIDERANDO:

Que para la efectiva aplicación de la Ley de Hidrocarburos, deben desarrollarse sus normas en forma reglamentaria, a efecto de permitir su adaptación a los cambios dinámicos de la industria petrolera mundial, para cuya finalidad es procedente dictar la respectiva disposición legal,

POR TANTO,

En el ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 4º del Estatuto Fundamental de Gobierno, modificado por los Decretos Leyes números 36-82 y 87-83, y con fundamento en lo que establece el artículo 71 del Decreto Ley número 109-83, Ley de Hidrocarburos,

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

REGLAMENTO GENERAL DE LA LEY DE HIDROCARBUROS

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

APLICACIÓN, ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

Artículo 1.- APLICACIÓN. Además de las definiciones y abreviaciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos, las contenidas, en este reglamento, serán aplicadas en los reglamentos, acuerdos, resoluciones, contratos y demás documentos derivados o concernientes a la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley número 109-83.

Artículo 2.- TERMINOS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 1 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos del artículo 1 de este Reglamento podrán emplearse los siguientes términos:

LEY	Ley de Hidrocarburos (Decreto Ley número 109-83).
MINISTRO	Ministro de Energía y Minas.
VICEMINISTRO	Viceministro de Energía y Minas.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR	Director General de Hidrocarburos.
SUBDIRECTOR	Subdirector General de Hidrocarburos.
DEPARTAMENTO DE AUDITORIA	Departamento de Auditoria y Fiscalización.
OTRAS SUSTANCIAS	Otras sustancias no hidrocarburíferas asociadas a la producción de hidrocarburos.
PERIODO CONTABLE	Un año calendario o el lapso de un año dependiendo de la vigencia del contrato.
PERMISO	Permiso de Reconocimiento Superficial.
SISTEMA DE TRANSPORTE	Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos.

Artículo 3.- DEFINICIONES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 2 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos del artículo 1 de este Reglamento, se emplearán las siguientes definiciones:

ANEXO CONTABLE: Es el documento que forma parte de un contrato de operaciones petroleras en donde se establecen las reglas, principios y procedimientos a observarse durante la vigencia del mismo para la presentación y contenido de presupuestos, adquisición de bienes y servicios, inventarios, auditorias y revisiones de los costos, gastos e inversiones; y los procedimientos de aprobación Ministerial.

AÑO CALENDARIO: El período de doce (12) meses consecutivos, comprendido del día uno (1) de enero al treinta y uno (31) de diciembre, inclusive, de cada año conforme al Calendario Gregoriano.

AÑO DE CONTRATO: Período de doce (12) meses consecutivos, contados a partir de la fecha de vigencia de un contrato de operaciones petroleras y que termina en la víspera de la fecha del año siguiente en que ha principiado a contarse.

BARRIL: Unidad de medida equivalente a ciento cincuenta y ocho litros con novecientas ochenta y siete milésimas de litro (158.987 litros) equivalente a cuarenta y dos (42) galones americanos.

BARRIL DE PETROLEO CRUDO: Un barril de petróleo, corregido a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grado centígrado (15.56° C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60° F), a la presión normal atmosférica a nivel del mar.

BARRIL DE CONDENSADOS: Un barril de condensados, corregido a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grado centígrado (15.56° C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60° F), a la presión normal atmosférica a nivel del mar.

BASAMENTO GEOLOGICO: Formación geológica subyacente a una cuenca sedimentaria, compuesta de rocas metamórficas y/o ígneas.

BIENES: Son los regulados en el libro II, Titulo I del Código Civil.

BLOQUE: Es una o más superficies que en su totalidad no sumen más de cincuenta mil (50,000) hectáreas en la zona terrestre u ochenta mil (80,000) hectáreas en la zona marítima.

CAMPO COMERCIAL: Es un campo petrolero en donde existe un descubrimiento comercial.

COMPAÑÍA AFILIADA: Significa una compañía o entidad que directa o indirectamente controle al

contratista, o una compañía o entidad que sea directa o indirectamente controlada por la misma compañía o entidad que controla al contratista; o una compañía o entidad que directa o indirectamente es controlada por el contratista. El criterio a seguirse, en todo caso, es que la posesión de más del cincuenta por ciento (50%) del control de las acciones con derecho a voto para la elección del máximo órgano de una compañía implica el control indicado.

CONTAMINACION: Es la introducción directa o indirecta de sustancias o energía en el medio ambiente de la cual resulten efectos nocivos u otros que alteren el equilibrio ecológico y/o que sea un peligro para la vida animal o vegetal, la agricultura, que impidan las actividades marinas, tales como la pesca u otros usos legítimos de la atmósfera, el suelo, las fuentes de agua dulce subterráneas o superficiales tales como los ríos o los lagos, el mar incluyendo el turismo en cuanto a sus balnearios u otros centros turísticos.

CONTRATO DE EXPLORACION Y EXPLOTACION: El que celebre el Estado con uno o más contratistas para llevar a cabo operaciones de exploración y explotación.

CONTRATO DE TRANSPORTE: El que celebre el Estado con uno o más contratistas para llevar a cabo operaciones de transporte de hidrocarburos y productos petroleros.

DESARROLLO U OPERACIONES DE DESARROLLO: Todas las operaciones ejecutadas por el contratista dentro del área de explotación, con el objeto de hacer posible la recuperación óptima de los hidrocarburos descubiertos, así como efectuar las actividades directamente relacionadas con las mismas, en enumeración no limitativa; perforación y terminación o completación de pozos de desarrollo, pruebas tendientes a determinar las características de los yacimientos, estudios de factibilidad, construcción de instalaciones para explotación, separación, purificación, proceso, licuefacción, mejoramiento, inyección; transporte de los hidrocarburos producidos dentro del área de explotación, todo lo anterior con el objeto de establecer un sistema de explotación de hidrocarburos y todo lo relacionado al establecimiento de un sistema común.

DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS O YACIMIENTO DESCUBIERTO:
Hallazgo de hidrocarburos dentro del área de contrato.

DESCUBRIMIENTO DE HIDROCARBUROS COMERCIALMENTE EXPLOTABLES O DESCUBRIMIENTO COMERCIAL O YACIMIENTO COMERCIAL: Un descubrimiento de hidrocarburos en cantidades comerciales que habiendo sido verificado por lo menos en un pozo y sobre la base de principios geológicos, técnicos y económicos generalmente aceptados en la industria petrolera internacional, haga posible la producción comercial de hidrocarburos.

DUCTO: Es la parte de un sistema de transporte que consiste en una tubería, generalmente metálica, y sus principales componentes, incluyendo las válvulas de aislamiento.

EQUIVALENCIA EN MONEDA NACIONAL: Para establecer la equivalencia en moneda nacional de las obligaciones previstas en la Ley y en este Reglamento, se utilizará el tipo de cambio comprador de referencia, publicado por el Banco de Guatemala para la fecha correspondiente.

ESTACION DE BOMBEO: Es la parte de un sistema de transporte, construida para bombear petróleo crudo, condensados y/o productos petroleros líquidos para su transporte a través del oleoducto e incluye las bombas, maquinaria, controles, tubos, y el terreno en que se encuentre instalada, los accesorios y otras obras construidas con tal propósito.

ESTACION DE COMPRESION: Es la parte de un sistema de transporte, construida para comprimir gas natural y/o productos petroleros gaseosos para su transporte a través del gasoducto e incluye los compresores, maquinaria, controles, tubos, y el terreno en que se encuentre instalada, los accesorios y otras obras construidas con tal propósito.

EXPLORACION U OPERACIONES DE EXPLORACION: Operaciones ejecutadas por el contratista dentro del área de contrato para el solo objeto de descubrir hidrocarburos, así como las operaciones directamente asociadas con aquellas. En las antedichas operaciones quedan comprendidas, en enumeración no limitativa, reconocimiento superficial, preparación de sitios de perforación, perforación y terminación o completación de pozos exploratorios, recolección y estudio de todos los datos que se obtengan de los referidos pozos; los pozos de evaluación y las pruebas necesarias con el fin de determinar la comercialidad del campo, la construcción de carreteras, aeródromos, helipuertos, edificios, ductos y pozos de agua y plantas

eléctricas, siempre que las mismas estén asociadas al objeto del contrato.

EXPLOTACION U OPERACIONES DE EXPLOTACION: Las operaciones de desarrollo y producción comercial de hidrocarburos dentro del área de explotación o, cuando sea el caso, en el sistema común y/o el establecimiento de líneas de flujo entre áreas de explotación.

FASE: Es cualquier lapso del período de exploración o explotación, según se defina en el contrato.

FECHA DE INICIO DE LA PRODUCCION COMERCIAL: Para cada área de explotación, es el día en que las instalaciones requeridas para la producción de petróleo crudo y/o gas natural, proveniente de por lo menos un pozo productor, sean puestas en operación comercial regular. Esta fecha podría ser la fecha efectiva de selección o cualquier otra fecha posterior.

FECHA DE VIGENCIA: La fecha que se establezca en la publicación del Diario de Centro América de un contrato de operaciones petroleras.

FECHA EFECTIVA DE DEVOLUCION: Es la fecha en que quede firme la resolución de la Dirección que apruebe el área devuelta de conformidad con este Reglamento.

FECHA EFECTIVA DE SELECCIÓN O DE ESTABLECIMIENTO DE UN CAMPO COMERCIAL: Es la fecha de la resolución de la Dirección que aprueba la selección de un área de explotación de conformidad con este reglamento.

FORMACION LIMITE: Es la formación geológica, que podrá identificarse en el contrato, en la que sobre la base del conocimiento generalmente aceptado en la industria petrolera internacional, las rocas sedimentarias no podrían razonablemente contener yacimientos de un tamaño y calidad que justifiquen económicamente la continuación de la perforación de un pozo en esas rocas.

GARANTIA: El afianzamiento o respaldo bancario que el contratista, en cumplimiento de sus obligaciones, constituye a favor del Estado, sus instituciones o terceras personas, conforme a la Ley, este Reglamento y el contrato respectivo.

GAS DE BOCA DE POZO: Es el gas natural recuperado o que puede ser recuperable de un yacimiento, a través de un pozo, al cual aún no se le han extraído los hidrocarburos licuables y otras sustancias.

GASODUCTO: Es el ducto para el transporte de gas natural y/o productos petroleros gaseosos, desde el punto de carga hasta una terminal u otro gasoducto, y que comprende las instalaciones y equipos necesarios para dicho transporte.

GASTOS RECUPERABLES: Son todos los desembolsos en costos de capital, exploración, explotación, desarrollo y gastos de operación atribuibles al área de contrato y los gastos administrativos. Así como los costos y gastos apropiados y razonables efectuados con motivo de las operaciones de producción, a partir de la fecha de inicio de la producción comercial, de conformidad con este Reglamento y el contrato respectivo, atribuibles a un área de explotación y los demás costos identificados en la Ley como gastos de operación.

INVERSIONES DE DESARROLLO: Son todos los costos e inversiones apropiados y razonables efectuados con motivo de las operaciones de desarrollo atribuibles a cada área de explotación, de conformidad con este Reglamento y el contrato respectivo.

INVERSIONES DE EXPLORACION: Son todos los costos e inversiones apropiados y razonables efectuados con motivo de las operaciones de exploración atribuibles a un área de contrato, de conformidad con este Reglamento y el contrato respectivo.

LINEA DE FLUJO: Es un ducto para el transporte de hidrocarburos no procesados o parcialmente procesados, de uno o varios pozos de un campo petrolero a una planta de separación, purificación o proceso de hidrocarburos y otro tipo de instalaciones de recolección.

MES O MES CALENDARIO: Significa los días que corresponden conforme al Calendario Gregoriano.

MES DE CONTRATO: Período computado conforme a la Ley del Organismo Judicial, que se inicia el día de la fecha de vigencia del contrato, referido al mes que corresponda.

METRO CUBICO DE GAS: Es la cantidad de gas natural necesaria para llenar un metro cúbico de espacio, a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grado centígrado (15.56° C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60° F) y a la presión normal atmosférica a nivel del mar.

OLEODUCTO: Es el ducto para el transporte de petróleo crudo, condensados y/o productos petroleros líquidos, desde el punto de carga hasta una terminal u otro oleoducto y que comprende las instalaciones y equipos necesarios para dicho transporte.

PARTE: El Ministerio o el contratista.

PARTES: El Ministerio y el contratista.

PERIODO DE EXPLORACION: Lapso durante el cual el contratista ejecuta operaciones de exploración y que comienza desde la fecha de vigencia y continúa hasta que el contratista termine tales operaciones conforme a la Ley, este Reglamento y el contrato respectivo.

PERIODO DE EXPLOTACION: Lapso durante el cual el contratista ejecuta operaciones de explotación y que comienza, con respecto a cada área de explotación, en la fecha efectiva de selección y continúa hasta que la misma sea devuelta al Estado o hasta la terminación del contrato por la causa que sea e incluye operaciones de exploración en el área de explotación.

POZO DE DELIMITACION: Es el perforado con la finalidad de determinar la extensión lateral de uno o más yacimientos.

POZO DE DESARROLLO: Es un pozo perforado en un campo comercial, con la expectativa de incrementar la producción del mismo. Este pozo se localiza de acuerdo a los requerimientos de desarrollo del campo petrolero y podrá ser de producción, delimitación, inyección o de observación o medición.

POZO DE EVALUACION: Es el pozo perforado para determinar la comercialidad de uno o más yacimientos, después de haber perforado el pozo de exploración que descubrió el o los yacimientos. Para los fines de cualquier contrato de exploración y/o explotación un pozo de evaluación no será considerado como pozo exploratorio o pozo de desarrollo.

POZO DE INYECCION: Es el perforado con la finalidad de inyectar al yacimiento agua, gas u otros fluidos con el objeto de mantener o aumentar la presión del mismo o que ha sido destinado para tal propósito; o bien, para llevar a cabo la recuperación secundaria o terciaria de uno o más yacimientos o por razones de prevención de contaminación.

POZO DE OBSERVACION O MEDICION: Es un pozo utilizado únicamente para la observación de la presión y/o la temperatura de uno o más yacimientos, de los movimientos de los contactos entre fluidos u otras características físico-químicas de el o los yacimientos.

POZO DE PRODUCCION: Es el pozo mediante el cual se producen hidrocarburos de uno o más yacimientos descubiertos.

POZO EXPLORATORIO: Es el definido en la Ley y el que posteriormente podrá ser destinado para otro fin.

PRESUPUESTO: Es el plan financiero anual que sirve como estimación de ingresos y gastos de las operaciones petroleras futuras y su control. Incluye presupuestos de gastos de capital, de operación y administrativos para el cumplimiento de un programa de trabajo conforme a este reglamento y el anexo contable.

PRODUCCION O PRODUCCION DE HIDROCARBUROS: Cualquier extracción de hidrocarburos de uno o más yacimientos a través de uno o más pozos.

PRODUCCION COMERCIAL: Operaciones realizadas con el objeto de mantener una producción

regular, que sea rentable bajo las prácticas comerciales de la industria petrolera internacional, tomando en cuenta los costos, gastos e inversiones posteriores a la fecha en que se considera la comercialidad futura del campo petrolero en cuestión, así como todos los pagos que el contratista debe efectuar al Estado, según la Ley.

PRODUCCION OPTIMA: Es la producción que permite la recuperación económica final máxima de un yacimiento descubierto, a una tasa en que la producción pueda llevarse a cabo sin declinación excesiva de la energía del yacimiento.

PRUEBAS DE EVALUACIÓN: Son las que permiten determinar la presencia de hidrocarburos y obtener los parámetros necesarios para confirmar si el descubrimiento es comercial.

PUNTO DE CARGA: Es el extremo del oleoducto o gasoducto a partir del cual se inicia el transporte de hidrocarburos.

PUNTO DE ENTREGA: Es el extremo del oleoducto o gasoducto a donde llegan los hidrocarburos transportados.

PUNTO DE MEDICION INTERMEDIO: Es el lugar situado dentro del área de explotación, establecido para la medición de hidrocarburos con el objeto de asignar la producción neta y los costos recuperables de la misma, en el caso de que se autorice un sistema común y en el punto de medición conjunto correspondiente, de conformidad con el artículo 201 de este Reglamento.

SISTEMA COMUN: Es un sistema de explotación de hidrocarburos, con excepción de cualquier tipo de pozo, utilizado en forma conjunta para dos o más áreas de explotación, dentro o fuera de las mismas, que incluya cualquier obra de infraestructura ubicada fuera de las áreas de explotación, directamente relacionada con las operaciones de explotación de dichas áreas de explotación.

SISTEMA DE EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS: Consiste en todas las facilidades e instalaciones dentro del área de explotación para la explotación de hidrocarburos, desde los yacimientos hasta el punto de medición, e incluye sus pozos de desarrollo; las plantas para separación, purificación, proceso, licuefacción o mejoramiento de hidrocarburos; líneas de flujo y cualquier otro medio de transporte; plantas de azufre y/u otras sustancias; depósitos, bombas, compresores, plataforma de producción en el mar; medios de comunicación interestaciones, tales como teléfonos, telégrafos y radios; caminos, carreteras, pistas de aterrizaje, aeródromos, oficinas y cualquier otro mueble o inmueble que se utilice en la operación; y todas las demás obras relacionadas con el mismo sistema.

TERCEROS O TERCERAS PERSONAS: Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras distintas de las partes.

TERMINAL: Es el conjunto de instalaciones construidas para almacenar hidrocarburos, incluyendo bombas, compresores, maquinaria, controles, tanques de almacenamiento, facilidades de medición, terrenos en que se encuentre instalada y todas las obras construidas para el mismo objeto y que podrán servir, indistintamente, ya sea para la carga y/o descarga de camiones cisterna, buques tanque y vagones tanque y llenado o vaciado de oleoductos y gasoductos.

TRANSPORTE MARITIMO: Comprende el valor de la tarifa aplicable, basada en tarifas de transporte internacionalmente aceptadas, los costos de seguro y los costos normalmente incluidos para transporte marítimo en la industria petrolera internacional.

TRIMESTRE: Significa un período de tres (3) meses consecutivos conforme el Calendario Gregoriano, comenzando el primer día de enero, el primer día de abril, el primer día de julio o el primer día de octubre, y termina a las veinticuatro (24) horas del último día de cada uno de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, respectivamente.

ZONA MARITIMA: Son las aguas territoriales, la plataforma continental y la zona económica exclusiva de la Nación.

ZONA TERRESTRE: Es el territorio nacional menos la zona marítima.

CAPITULO II

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 4.- UNIDADES DE MEDIDA. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 2 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Los hidrocarburos líquidos, cualquiera que sea su naturaleza y tipo, tendrán como unidad de medida el barril; en el caso de los hidrocarburos gaseosos, la unidad de medida será el metro cúbico.

En el caso de determinación de la gravedad específica de los hidrocarburos líquidos, ésta se expresará conforme a la escala de grados API del Instituto Americano del Petróleo, con aproximación de décimos de grado API.

Artículo 5.- IDENTIFICACION DE CONTRATOS. Todo contrato de operaciones petroleras será numerado del uno en adelante en cada año calendario y al número correlativo que corresponda al contrato, se agregará, separados por un guión, las dos últimas cifras correspondientes al año en que se suscriba.

Artículo 6.- INICIO DE LOS EFECTOS DE UN CONTRATO. Todo contrato de operaciones petroleras surte efectos a partir de la fecha de vigencia. La publicación de los contratos de operaciones petroleras se hará dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha del Acuerdo Gubernativo de aprobación. En el caso de que el contratista no cumpla con lo antes indicado y no exista una causal que justifique tal incumplimiento, se harán efectivas las fianzas de sostenimiento de oferta y el contrato quedará sin ningún efecto legal.

El contratista presentará, ante el Registro Petrolero para su archivo, un ejemplar del Diario Oficial en donde aparezca publicado el contrato suscrito y una copia auténtica del mismo a efecto de que se proceda a hacer la inscripción que corresponda en los registros respectivos.

Artículo 7.- SUSPENSION O PRORROGA. (Reformado como aquí aparece, por el Artículo 1 del Decreto Número 314-2009, publicado el veinticuatro de noviembre de dos mil nueve). La suspensión o prórroga que en la ejecución de un contrato se otorgue al contratista en virtud de la Ley, este reglamento y el contrato respectivo, en ningún caso deberá interpretarse o aplicarse como extensión al plazo de veinticinco (25) años establecido en el contrato o como extensión al plazo de la prórroga que se hubiere otorgado, en su caso, según lo establecido en el artículo 12 de la Ley.

Artículo 7 bis. SOLICITUD DE AMPLIACIÓN DEL PLAZO CONTRACTUAL. (Se adiciona por el Artículo 2 del Decreto Número 314-2009, publicado el veinticuatro de noviembre de dos mil nueve). El contratista podrá, cuando así lo determinen los programas de exploración o explotación que estuviere ejecutando, solicitar en cualquier momento dentro del plazo de dos años anteriores al vencimiento del contrato, una prórroga de contrato hasta por quince años adicionales al plazo original suscrito.

A la solicitud se acompañará la descripción de las características y circunstancias técnicas y económicas que determinen las condiciones de la prórroga; si los términos económicos propuestos resultan más favorables para el Estado, el Ministerio de Energía y Minas con los dictámenes legales, financieros y técnicos, elevará a la Comisión Nacional Petrolera el informe correspondiente. Con base en la opinión favorable de la Comisión Nacional Petrolera, el Ministerio dictará resolución aprobando la prórroga del contrato y procederá a la suscripción del mismo.

El procedimiento de instrumentación de la ampliación del plazo contractual a que se hace referencia en el Artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos, se ajustará, en lo que corresponda, a lo determinado en esa Ley y su Reglamento para los casos de modificación de contratos, y lo dispuesto en la Ley del Fondo Para el Desarrollo Económico de la Nación, Decreto 71-2008, del Congreso de la República.

El Ministerio de Energía y Minas podrá otorgar dicha prórroga, siempre y cuando las condiciones ofrecidas por el contratista representen mejores términos económico para el Estado que los originalmente pactados, y entrará en vigencia desde el momento en que se publique el acuerdo gubernativo que otorgue la prórroga.

Artículo 8.- EMPLEO DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS DE SERVICIOS PETROLEROS. El contratista podrá ejecutar las operaciones petroleras objeto del contrato, directamente o bien por intermedio de contratistas de servicios petroleros y estos a través de subcontratistas de servicios

petroleros. En caso de que el contratista celebre contratos de servicios petroleros, queda entendido que quién prestare tales servicios no podrá ejecutar por cuenta del primero las obligaciones que, con respecto al Estado, debe ejecutar el propio contratista ni podrá llevar a cabo la totalidad de las operaciones que éste debe ejecutar de conformidad con la ley.

Artículo 9.- INFORMACION DE DESCUBRIMIENTOS. El contratista y los contratistas de servicios petroleros o subcontratistas de servicios petroleros, a través del contratista, o el poseedor de un permiso, tienen la obligación de informar inmediatamente a la Dirección sobre el descubrimiento de hidrocarburos, de cualquier clase de depósitos de minerales, tesoros, sitios o piezas arqueológicas o históricas y otros de cualquier naturaleza cuyo control o conservación sea necesario en interés del patrimonio de la Nación.

Cuando se descubran tesoros, sitios o piezas arqueológicas o históricas, se prestará a las autoridades correspondientes todas las facilidades necesarias para que realicen inspecciones y se cumplirá con las disposiciones que al respecto se emitan a manera de salvaguardar aquellas áreas que por su importancia arqueológica o histórica sean susceptibles de ser conservadas y protegidas.

Artículo 10.- OTROS DESCUBRIMIENTOS Y LEYES APLICABLES. Si con motivo de las operaciones petroleras se descubrieren, obtuvieren o produjeran sustancias no hidrocarbúricas de interés nacional, salvo lo dispuesto en este reglamento, su aprovechamiento se regirá por las leyes respectivas. En todo caso, dicho descubrimiento no otorgará derecho o prioridad alguna.

Artículo 11.- PROHIBICION. Es prohibido celebrar arreglos, convenios o adquirir compromisos, directa o indirectamente, por sí o por intermedio de otras personas, tendientes a eludir el debido cumplimiento de los compromisos adquiridos en el contrato o que traten de aprovechar los beneficios que se conceden al contratista para fines distintos de los de las operaciones petroleras contratadas.

Artículo 12.- USO DE MADERAS Y AGUAS. Siempre que cumpla los requisitos que exijan las leyes y los reglamentos, el contratista podrá utilizar, exclusivamente para los trabajos de sus operaciones petroleras, los materiales naturales de construcción, las maderas y las aguas de los terrenos nacionales situados dentro de los límites del área de contrato.

Lo anterior no comprende la facultad de aprovechar las maderas finas, cuya tala y beneficio estén sujetos a leyes especiales, ni de utilizar, en perjuicio de las poblaciones, la madera utilizada como leña para uso doméstico o las fuentes que sirvan para el suministro de agua potable.

No obstante, si para efectuar una operación petrolera se vieren obligados a limpiar una superficie y derribar árboles de maderas finas, el contratista lo comunicará a la Dirección y pondrá a su disposición, en el lugar de la tala, los árboles que hubiere cortado.

Si se tratare de maderas de propiedad privada o agua cuyo aprovechamiento estuviere beneficiando a poblaciones o personas particulares, deberán previamente convenir con éstas el modo y forma de adquirirlas o utilizarlas, según sea el caso.

Artículo 13.- VIAS DE COMUNICACIÓN Y AERODROMOS. Las vías de comunicación y aeródromos que se hubiesen construido con motivo de la ejecución de un contrato de operaciones petroleras, podrán franquearse al uso público, conforme a la ley, previa opinión del Ministerio y siempre que con ello no se afecte el desarrollo de las operaciones petroleras.

Artículo 14.- EXPEDIENTES DE REFERENCIA. Las personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, debidamente autorizadas para operar en la República, que estén interesadas en llevar a cabo operaciones petroleras en el país, podrán solicitar ante el Ministerio, la formación de expedientes de referencia en donde se recopile la información y/o documentación que sea necesaria para cualquier gestión relacionada con las operaciones antes mencionadas, sin perjuicio de la información y/o documentos adicionales que se soliciten en la convocatoria respectiva.

La información y/o documentación que contengan los expedientes de referencia, podrá ser actualizada por iniciativa de los interesados o a solicitud del Ministerio.

Artículo 15.- PAPEL EN QUE DEBE GESTIONARSE. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 3 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Toda gestión realizada ante el gobierno relacionada

con la aplicación de la Ley, se hará en papel bond tamaño oficio, con un uso máximo de veinticinco (25) renglones o líneas por lado, con un margen izquierdo mínimo de cuarenta (40) milímetros, con dos copias simples, siempre que no se especifique un número mayor de copias.

CAPITULO III

CAPACIDAD TECNICA Y FINANCIERA DE LOS CONTRATISTAS

Artículo 16.- INFORMACION Y DOCUMENTOS. Para apreciar la capacidad técnico-financiera y la probada experiencia en la materia del contrato de que se trate, la persona individual o jurídica interesada en celebrar un contrato de operaciones petroleras presentará, de conformidad con los artículos siguientes, en la fecha o término que se señale para recibir ofertas, la información y documentos señalados en los artículos siguientes y los que se requieran en la convocatoria respectiva.

Artículo 17.- CAPACIDAD FINANCIERA. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 4 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Para apreciar objetivamente la capacidad financiera se presentará la siguiente información y documentos de los dos últimos períodos anuales anteriores a la fecha de recepción de ofertas:

- a) Activos totales al final de cada período;
- b) Ventas de petróleo crudo, condensados, gas natural y productos petroleros;
- c) Inversiones totales acumuladas al final de cada período, efectuadas en su país de origen;
- d) Inversiones en operaciones petroleras totales acumuladas al final de cada período, efectuadas en su país de origen;
- e) Inversiones en operaciones petroleras totales acumuladas al final de cada período, efectuadas en países industrializados;
- f) Inversiones en operaciones petroleras totales acumuladas al final de cada período, efectuadas en países en vías de desarrollo;
- g) Clasificación de las inversiones en exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización y petroquímica;
- h) Cotización de las acciones en bolsa de valores, en los mercados del país de origen y en otros mercados internacionales, en porcentaje a su valor nominal;
- i) Rendimiento obtenido, por cada unidad monetaria invertida en la compra de acciones ordinarias y preferenciales;
- j) Declaración de dos instituciones financieras o bancarias distintas que acrediten la capacidad financiera para ejecutar las operaciones petroleras de que se trate;
- k) Estados financieros auditados por firma de reconocido prestigio, por cada uno de los períodos; y
- l) Referencias bancarias nacionales e internacionales.

Cuando en razón de la fecha de presentación de ofertas el oferente no tuviere disponible uno o más de los documentos señalados en este artículo, correspondiente al último período, podrá presentar los correspondientes a los dos (2) períodos anteriores.

Para apreciar objetivamente la capacidad financiera de las personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que por ser de reciente constitución no puedan cumplir con los requisitos especificados en los incisos anteriores de este artículo, presentarán lo siguiente:

- l) Si es persona individual, su Estado Patrimonial emitido dentro de treinta (30) días antes de la fecha

de la presentación de su oferta, el cual deberá estar certificado por Contador Público y Auditor, colegiado activo, si es persona individual nacional; y en el caso de las personas individuales extranjeras, certificado por una firma de contadores públicos y auditores de su país de origen.

- II) Si es persona jurídica, Balance General, o cuando sea el caso, Balance General Consolidado, emitido dentro de treinta (30) días antes de la fecha de la presentación de su oferta, el cual deberá estar debidamente certificado por Contador Público y Auditor colegiado activo, si es persona jurídica nacional; y en el caso de las personas jurídicas extranjeras, certificado por una firma de contadores públicos y auditores de su país de origen.
- III) Tanto la persona individual como la jurídica presentará, un Flujo de Fondos, debidamente certificado de conformidad con los incisos anteriores.
- IV) Declaración de dos instituciones financieras o bancarias distintas que acrediten la capacidad financiera para ejecutar las operaciones petroleras de que se trate.
- V) Referencias bancarias nacionales e internacionales.

Artículo 18.- CAPACIDAD TECNICA. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 5 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Para apreciar objetivamente la capacidad técnica y la probada experiencia en la materia del contrato, se presentará, cuando sea aplicable, la siguiente información y documentos por país de por lo menos los dos (2) últimos períodos anuales anteriores a la fecha de recepción de ofertas:

- a) Descubrimientos efectuados de petróleo crudo, condensados y gas natural;
- b) Porcentaje de éxitos respecto del número total de pozos exploratorios y de desarrollo perforados;
- c) Reservas totales de petróleo crudo, condensados y gas natural, como activo de la persona interesada;
- d) Producción de petróleo crudo, condensados y gas natural;
- e) Capacidad y tipo de refinación y petroquímica que posea;
- f) Sistemas y capacidad de transporte de hidrocarburos que posea;
- g) Información que demuestre la capacidad de comercialización; y,
- h) Listado de los países en los cuales explora o explota hidrocarburos, indicando en cuales actúa como operadora.

Para apreciar objetivamente la capacidad técnica y la probada experiencia en la materia del contrato de las personas jurídicas nacionales o extranjeras, que por ser de reciente constitución no puedan cumplir con los requisitos especificados en los incisos anteriores de este artículo, presentarán lo siguiente:

- I) Declaración Jurada del listado y currículum del personal con capacidad técnica que empleará el oferente, para iniciar la operación petrolera motivo del contrato, o de la empresa que le proporcionará el apoyo técnico. En este último caso se proporcionará la información y documentos a que se refieren los incisos del a) al h) citados al principio de este artículo y cualquier otra información que se crea conveniente;
- II) Descripción y enumeración de las plazas o puestos técnicos mínimos con que realizará cada una de las fases o períodos del contrato. Esta descripción y enumeración será consignada en el contrato;
- III) Declaración jurada auténtica de que los servicios petroleros o personas que decida o deba contratar en el caso de ganar la convocatoria, se hará con contratistas de servicios petroleros y profesionales o técnicos según sea el caso, de reconocida capacidad técnica en la operación petrolera de que se trate.

Artículo 19.- CALIFICACION. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 6 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). La calificación de la capacidad técnico-financiera y probada experiencia de la persona individual o jurídica en la materia del contrato de que se trate, será apreciada por el Ministerio en la forma y oportunidad que se señale en el reglamento de convocatoria respectivo.

Artículo 20.- CAPACIDAD TECNICO-FINANCIERA CONJUNTA. Dos o más personas individuales o jurídicas podrán solicitar que se les acredite la capacidad técnico-financiera y probada experiencia en la materia del contrato de que se trate complementándose en forma conjunta una con otra. Sin embargo, sólo podrá actuar como operadora el contratista que posea capacidad técnica.

CAPITULO IV

PERMISOS DE RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL

Artículo 21.- INSCRIPCION. La persona individual o jurídica, nacional o extranjera, interesada en realizar operaciones de reconocimiento superficial, deberá obtener permiso del Ministerio.

Lo anterior es sin perjuicio del derecho implícito que tiene un contratista que ejecute operaciones de exploración y/o explotación de realizar operaciones de reconocimiento superficial dentro de su área de contrato.

Artículo 22.- REQUISITOS FORMALES DE LA SOLICITUD. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 3 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La persona que solicite permiso de reconocimiento superficial, debe presentar ante la Dirección, solicitud que deberá contener:

- a) Si se tratare de persona individual:
 1. Nombres y apellidos del solicitante;
 2. Edad, estado civil, nacionalidad, profesión u oficio y domicilio;
 3. Fotocopia legalizada de cédula de vecindad o pasaporte;
 4. Número de identificación tributaria;
 5. Dirección para recibir notificaciones; y,
 6. Si se actúa a través de Mandatario, deberá acreditarse dicho extremo.
- b) Si se tratare de persona jurídica:
 1. Fotocopia legalizada de la escritura de constitución de la sociedad, debidamente razonada por el Registro respectivo;
 2. Domicilio de la sociedad y lugar para recibir notificaciones;
 3. Nombres y apellidos del representante legal y sus generales, documentando dicho extremo con fotocopia legalizada del nombramiento razonado por el o los registros correspondientes; y,
 4. Número de identificación tributaria.
- c) Presentación de un mapa a escala 1:50,000, donde indique la ubicación geográfica de los vértices de la parte o partes del territorio nacional a que se refiere la misma e indicación de si el área cubre área o áreas de contrato;
- d) Manifestación clara y categórica de que cumplirá con lo dispuesto en el inciso c) del artículo siguiente;
- e) Manifestación clara y categórica de que la persona solicitante y/o sus representantes se someten a los tribunales con sede en la ciudad de Guatemala; y
- f) Lugar, fecha y firma legalizada de la persona interesada o del representante legal, según sea el caso.

Con la solicitud se presentará una declaración jurada otorgada ante Notario, en que se haga constar los trabajos y el presupuesto que el interesado ejecutará. En caso de que el interesado obtenga una resolución favorable a su solicitud y en la ejecución del permiso proyecte llevar a cabo trabajos e inversiones superiores a los indicados en la declaración jurada antes indicada, deberá hacerlo del conocimiento del

Ministerio.

Artículo 23.- RESOLUCION DE OTORGAMIENTO. Llenada en debida forma la solicitud, la Dirección con su opinión elevará la misma juntamente con la documentación respectiva al Ministerio para los efectos consiguientes, quien dentro de los treinta (30) días siguientes de recibida la solicitud, emitirá la resolución del permiso de reconocimiento superficial, que incluirá, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) El área en la cual podrá llevar a cabo el reconocimiento superficial, así como las operaciones que podrá realizar de acuerdo al programa de trabajo presentado;
- b) El plazo del permiso;
- c) La obligación de informar periódicamente a la Dirección sobre el desarrollo de sus operaciones en la forma y oportunidad que ésta lo indique y de entregarle, en originales reproducibles, con dos copias, la información que vaya obteniendo en el curso de las operaciones de reconocimiento superficial, así como la interpretación o procesamiento de la misma, sin costo alguno;
- d) La obligación, dentro del plazo que dure el permiso, de dar adiestramiento a dos técnicos del Ministerio, en el tipo de operaciones que realizará, por un período no menor de tres (3) meses, por cada año de plazo del permiso, cuando sea requerido por el Ministerio;
- e) Sin perjuicio de la obligación de indemnizar a los propietarios de terrenos o a cualquier persona a quienes se les cause daños y/o perjuicios, la obligación de cubrir una fianza, cuyo monto será del cinco por ciento (5%) del presupuesto presentado;
- f) La obligación de permitir al personal del Ministerio el acceso, en cualquier momento, a los trabajos y a la información que se esté recabando; y,
- g) Los pagos y otras obligaciones que el Ministerio estime conveniente.

Artículo 24.- CONFIDENCIALIDAD. El Ministerio, a solicitud del poseedor del permiso, mantendrá la confidencialidad de la información que se le proporcione y derive de un permiso, por un plazo de hasta dos (2) años contados a partir de la fecha de recepción de dicha información,

El poseedor del permiso, podrá dar a la información y datos derivados de la ejecución de sus operaciones el uso legal que mejor convenga a sus intereses. No obstante el Estado, en tanto dure la confidencialidad indicada en el párrafo anterior, podrá hacer uso de tal información para los estudios internos que realice.

Artículo 25.- CANCELACION DEL PERMISO. El Ministerio podrá, en cualquier momento, sin responsabilidad alguna de su parte, cancelar el permiso que hubiere otorgado, en el caso de que el poseedor del permiso no cumpla con alguna de las obligaciones previstas en la Ley, en el permiso mismo o cuando se estén ejecutando trabajos diferentes de los señalados en la resolución de otorgamiento.

Artículo 26.- INICIO DE LOS EFECTOS DEL PERMISO. Una vez emitida la resolución de otorgamiento del permiso, la persona interesada efectuará el pago de la tasa administrativa que corresponda. Acreditado este extremo ante el Ministerio, la persona interesada publicará, a su costa, en el Diario Oficial, la mencionada resolución, fecha a partir de la cual surtirá sus efectos.

Artículo 27.- EXCEPCION. La persona interesada en realizar trabajos de geología de superficie y/o trabajos de campo de geoquímica, con un presupuesto no mayor de cien mil quetzales (Q. 100,000.00) podrá solicitar permiso y no le serán aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 23, incisos d) y g) y 26, con excepción de la publicación de la resolución, ambos de este reglamento.

Artículo 28.- INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO PETROLERO. Publicada en el Diario Oficial la resolución de otorgamiento del permiso, el interesado presentará ante el Ministerio, un ejemplar de dicha publicación donde aparezca dicha resolución a efecto de que se realice su inscripción en el Registro Petrolero.

Artículo 29.- PRORROGA. El poseedor de un permiso tendrá derecho a la prórroga del mismo, si acredita haber cumplido con todas las obligaciones durante el período precedente del mismo. Para ese efecto el poseedor del permiso deberá manifestar por escrito ante la Dirección, por lo menos, con un mes de anticipación al vencimiento del mismo, su deseo de prorrogarlo; en cuyo caso, deberá observarse, en lo que sea aplicable, lo dispuesto en los artículos 22, 23, 26 y 28 de este reglamento; salvo lo previsto en artículo 27 del mismo. El Ministerio emitirá la resolución antes de que finalice el plazo del permiso.

CAPITULO V

CESION DE DERECHOS DERIVADOS DE UN CONTRATO

Artículo 30.- SOLICITUD DE CESION DE DERECHOS. El contratista interesado en ceder, parte o la totalidad de los derechos derivados de un contrato de operaciones petroleras, debe solicitar ante el Ministerio, la autorización requerida por el artículo 18 de la Ley, por escrito, adjuntando a su solicitud:

- a) Documentos que acrediten la existencia legal y registro de la persona individual o jurídica, nacional o extranjera, propuesta como cesionaria y en su caso, la autorización para hacer negocios en la República;
- b) Manifestación auténtica del interés de la cesionaria en la adquisición de los derechos contractuales, y de que asumirá todas las obligaciones y responsabilidades inherentes al contrato de operaciones petroleras de que se trate; y,
- c) Documentos que acrediten la capacidad técnico financiera y experiencia de la cesionaria propuesta, en relación a la clase de operaciones petroleras objeto del contrato respectivo, conforme a lo establecido en los artículos 17, 18 y 20 de este reglamento.

Cuando se trate de una operación conjunta, deben comparecer formulando la solicitud no sólo la operadora sino también los demás contratistas asociados, dando su anuencia a la cesión de derechos proyectada.

Artículo 31.- TRAMITE DE LA SOLICITUD. El Ministerio recabará los dictámenes que sean convenientes para establecer:

- a) Si el cesionario propuesto reúne los requisitos necesarios para adquirir del contratista los derechos contractuales que pretende; y si está en capacidad de cumplir las obligaciones y responsabilidades contractuales;
- b) Sí la cesión proyectada implica algún inconveniente para los intereses del país o su política petrolera;
- c) En su caso, que condiciones adicionales pueden fijarse al autorizarse la cesión;
- d) Si el contratista se encuentra solvente con el Estado en cuanto a trabajos comprometidos y pagos conforme a la Ley, este reglamento y el contrato; y,
- e) Otras circunstancias que sea pertinente consignar.

Artículo 32.- OPINION DE LA COMISION. Reunida la información y dictámenes mencionados en los artículos anteriores, la Comisión conocerá de la solicitud y emitirá su opinión, pronunciándose especialmente acerca de la conveniencia de autorizar la cesión de que se trate, y en su caso, las condiciones adicionales que deban fijarse en el caso particular.

Artículo 33.- CONDICIONES ADICIONALES. Cuando se considere conveniente requerir condiciones adicionales, previamente a otorgar la autorización, se hará saber al contratista y al cesionario, a fin de que expresen su aceptación. En caso de no aceptarse las condiciones adicionales, el Ministerio podrá resolver negativamente la solicitud.

Artículo 34.- ESCRITURACION, REGISTRO Y PUBLICACION. Otorgada la autorización de cesión,

presentadas las garantías correspondientes y acreditado el pago de la tasa administrativa respectiva por el cesionario, este presentará al Ministerio una minuta del contrato de cesión para su aprobación. Una vez aprobada la minuta, podrá suscribirse el contrato de cesión, el cual se elevará a escritura pública, en la que debe insertarse el texto de la autorización.

El contrato de cesión se publicará en el Diario Oficial, a costa del interesado, debiéndose presentar un ejemplar de dicha publicación donde aparezca inserto el contrato suscrito y testimonio de la escritura pública respectiva al Registro Petrolero, para los efectos de su inscripción en los registros respectivos.

A partir de la fecha de la publicación del contrato de cesión en el Diario Oficial, se tendrá al cesionario como contratista para todos los efectos legales y contractuales.

CAPITULO VI

CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES, OCUPACION TEMPORAL Y EXPROIACION

Artículo 35.- INGRESO A TERRENOS. En los terrenos propiedad del Estado, podrán practicarse los estudios necesarios para las actividades a las cuales se refiere la Ley, así como tomar muestras del suelo, instalar aparatos y, en general, efectuar cualquier actividad necesaria para la debida ejecución de las operaciones petroleras objeto de un contrato o permiso. En caso de terrenos de propiedad privada o municipal, podrán realizarse las actividades antes mencionadas, previo acuerdo con el propietario o poseedor de dichos terrenos.

Los daños que se causen deben ser indemnizados a la mayor brevedad, según acuerdo entre el propietario o poseedor de los terrenos y el responsable de haberlos causado.

En caso de no haber acuerdo con el propietario o poseedor del terreno en el cual se llevarán a cabo las operaciones petroleras, se estará a lo dispuesto en el artículo 67 de la Ley.

Artículo 36.- CONSTITUCION DE SERVIDUMBRES, OCUPACION TEMPORAL Y EXPROIACION. Para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 67 de la Ley, a efecto de comprobarse en cada caso la utilidad o necesidad públicas, el Ministerio solicitará a la Dirección, que se pronuncie sobre cual medida de las mencionadas en el precepto citado resulta menos gravosa para el propietario o poseedor del terreno y es la más apropiada para la finalidad que se persigue. En cuanto sea posible, se optará por la ocupación temporal.

Artículo 37.- RESTRICCIONES. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 7 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Constituida una servidumbre o declarada una ocupación temporal, el Ministerio lo comunicará a las Municipalidades y a las instituciones que corresponda, las cuales no podrán otorgar permisos de construcción o reconstrucción en los terrenos de que se trate, si no cuentan con autorización expresa del Ministerio en que consten las limitaciones propias de la servidumbre u ocupación.

Cuando sea el caso, el Ministerio de Comunicaciones, Transporte y Obras Públicas, las Municipalidades u otras instituciones del Estado, en cuanto a la construcción de vías públicas y áreas de servicios comunales, realizarán, cuando sea estrictamente necesario, las obras de traslado del oleoducto o gasoducto de que se trate y demás instalaciones relacionadas que correspondan al derecho de servidumbre u ocupación temporal de conformidad con las prácticas de la industria petrolera internacional, o bien las personas mencionadas al principio de este párrafo reconocerán mediante depósito previo, el costo de tales obras de traslado conforme a los presupuestos aprobados por el Ministerio. Igual procedimiento se aplicará en el caso de personas particulares.

CAPITULO VII

EXONERACIONES Y PREFERENCIA DE BIENES Y SERVICIOS

Artículo 38.- BIENES OBJETO DE IMPORTACION TEMPORAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 4 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos de la aplicación de la literal b) del artículo 25 de la Ley, se considerarán como objeto de importación temporal la maquinaria, equipo y accesorios de los mismos, para ser utilizados en las siguientes actividades petroleras:

- a) Reconocimiento superficial;
- b) Perforación y completación de pozos, incluyendo tuberías;
- c) Establecimiento de sistemas de explotación y sistema común;
- d) Producción, proceso, refinación y almacenaje de hidrocarburos;
- e) Construcción y operación de sistemas de transporte; y,
- f) Construcción de carreteras, campamentos y otras obras de infraestructura ubicadas en la República, dentro o fuera del área del contrato, directamente relacionadas a las actividades ejecutadas como consecuencia del contrato.

El Ministerio procederá a la calificación a que se refiere el párrafo último del artículo 25 de la Ley, haciéndolo del conocimiento de la autoridad tributaria correspondiente, para los efectos consiguientes.

La importación temporal será hasta de cinco (5) años, prorrogables, a solicitud del interesado.

Artículo 39.- EXONERACION PROHIBIDA. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 40.- SANCION POR FALTA DE REGISTRO DE BIENES IMPORTADOS TEMPORALMENTE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 5 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contratista, contratista de servicios petroleros, subcontratista de servicios petroleros y el poseedor de un permiso que no asentare en sus registros contables la información relativa a los bienes importados bajo el régimen de suspensión temporal, a que se refiere el artículo 25, inciso b) de la Ley, será sancionado conforme lo establece el artículo 42 de la misma.

Artículo 41.- FIJACION DE FIANZA ADUANAL. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

Artículo 42.- ESCALA PARA FIJAR EL MONTO DE FIANZA. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

Artículo 43.- INCREMENTO DEL MONTO DE LA FIANZA ADUANAL. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

Artículo 44.- CALIFICACION DE PREFERENCIA. El contratista, contratista de servicios petroleros, el subcontratista de servicios petroleros y el poseedor de un permiso darán preferencia a los productos y/o bienes guatemaltecos, cuando éstos puedan ser adquiridos en condiciones igualmente ventajosas con respecto a su calidad, precio, disponibilidad en el tiempo y en las cantidades requeridas que correspondan al propósito para el cual se destinan. Así mismo, las personas antes mencionadas darán preferencia a servicios guatemaltecos, siempre que dichos servicios comparados con servicios de origen extranjero, puedan ser adquiridos en condiciones igualmente ventajosas.

Artículo 45.- SERVICIOS GUATEMALTECOS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 6 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos de lo estipulado en el artículo 22 de la Ley, se considerarán como servicios guatemaltecos aquellos que sean proporcionados por guatemaltecos de origen o naturalizados o por personas jurídicas constituidas en la Republica.

Artículo 46.- PRODUCTOS Y BIENES GUATEMALTECOS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 7 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Se considerarán productos y bienes guatemaltecos aquellos producidos en el país o que hayan sido modificados sustancialmente o ensamblados

en su mayor parte en la República.

Artículo 47.- DIRECTORIO DE PRODUCTOS, BIENES Y/O SERVICIOS. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

CAPITULO VIII

FONDOS PRIVATIVOS

Artículo 48.- FONDOS PARA CAPACITACION. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 8 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Los aportes que hará el contratista en base a lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley, se harán efectivos dentro de los primeros quince (15) días de cada año de contrato durante el período de exploración, o fase de evaluación según el caso.

En el período de explotación, el primer aporte para capacitación se hará dentro del plazo de quince (15) días contados a partir de la fecha efectiva de selección de la primer área de explotación, en forma proporcional para el resto del año calendario de que se trate, tomando en cuenta el aporte hecho para el año de contrato que esté corriendo, y en adelante el aporte se hará efectivo dentro de los primeros quince (15) días de cada año calendario.

Artículo 49.- RETENCION DE FONDOS. Lo establecido en el artículo anterior es sin perjuicio del monto que autorice el Ministerio, previa opinión de la Comisión, para cubrir el programa de capacitación en actividades directamente relacionadas con el objeto del contrato que lleve a cabo el contratista, para el personal guatemalteco que labore para el mismo.

En los contratos de exploración y/o explotación, el contratista podrá retener para cubrir los costos y gastos que realice por los conceptos señalados en el párrafo siguiente, un treinta por ciento (30%) de los aportes anuales a que se refiere el artículo 21 de la Ley. Dicho porcentaje podrá ser modificado a iniciativa del Ministerio o por solicitud del contratista, previa opinión de la Comisión.

Los fondos de capacitación servirán para cubrir el costo de inscripción, cuotas de estudios, libros, seguro médico, gastos de hospedaje y alimentación, transporte de ida y vuelta, cuando sea el caso, así como otros gastos relacionados con el objeto de la capacitación, debidamente justificados y aprobados por el Ministerio, previa opinión de la Comisión.

Artículo 50.- FONDOS PARA DESARROLLO DE TECNOLOGIA. Previa opinión de la Comisión, el Ministerio podrá destinar parte de los fondos de capacitación para crear las condiciones que posibiliten el desarrollo de tecnología y la realización de estudios e investigaciones científicas relacionadas con las operaciones petroleras.

Artículo 51.- (Derogado por el artículo número 35 del Acuerdo Gubernativo número 753-92).

Artículo 52.- ADMINISTRACION Y CONTRATACION. (Reformado como aparece en el texto por el artículo 1º. del Acuerdo Gubernativo No. 161-2004). Con el fin de dar cumplimiento efectivo a las atribuciones que le competen al Ministerio y actuar conforme lo prevé el artículo 44 de la Ley, éste podrá administrar y utilizar los fondos privativos a que se refiere el artículo 45 de la ley, pudiendo aplicar para esos fines hasta un diez por ciento (10%) de los fondos previstos en el artículo 21 de la misma, realizando en todo caso las contrataciones que sean indispensables, para lo cual deberá someter a consideración de la Comisión Nacional Petrolera las mismas, previo a su aprobación.

Los contratos que para el efecto se celebren serán aprobados por Acuerdo Ministerial.

CAPITULO IX

TERMINACION DE LOS CONTRATOS

Artículo 53.- TERMINACION UNILATERAL DE LOS CONTRATOS. En los contratos se incluirá el derecho del contratista de dar por terminado el contrato, en cualquier momento, comunicándolo por escrito y

en forma auténtica al Ministerio, por lo menos con un mes de anticipación a la fecha propuesta para que se haga efectiva su decisión, a condición de pagar al Estado el monto de las obligaciones pendientes, así como cumplir con las obligaciones derivadas del contrato que le sean aplicables en el momento de su terminación.

Cuando se prevea la terminación de un contrato, el Ministerio deberá emitir las disposiciones relacionadas con la transferencia de bienes, operaciones y el plan de abandono, en la forma establecida en los Capítulos V y VI del Título X de este Reglamento.

Artículo 54.- CAUSAS DE TERMINACION AUTOMATICA. (Se adiciona la literal c), por el Artículo 3 del Decreto Número 314-2009, publicado el veinticuatro de noviembre de dos mil nueve). Según la naturaleza del contrato de que se trate y sin perjuicio de otras que se especifiquen en el mismo, los contratos incluirán, como mínimo, las siguientes causas de terminación automática:

- a) Cuando el contratista no realice un descubrimiento comercial, antes de que finalice el sexto año de contrato, salvo lo previsto en el artículo 66 inciso g) de la Ley;
- b) Por vencimiento del plazo del contrato; y,
- c) Por vencimiento de la prórroga del contrato.

Artículo 55.- CAUSAS DE TERMINACION NO AUTOMATICA EN CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS. Según la naturaleza del contrato de que se trate y sin perjuicio de otras que se especifiquen en el mismo, los contratos incluirán, como mínimo, las siguientes causas de terminación no automática:

- a) Por incapacidad financiera o técnica del contratista o de su casa matriz, puesta de manifiesto durante el desarrollo de sus operaciones;
- b) Cuando existiere declaración judicial de quiebra o se les abra judicialmente concurso de acreedores, sea en el país o en el extranjero;
- c) Cuando el contratista o sus cesionarios traspasaren el contrato, total o parcialmente, sin dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 18 de la Ley;
- d) Por presentación intencional de información falsa o incompleta; así como el entorpecimiento reiterado y manifiesto de las labores del Ministerio;
- e) Cuando el contratista reiterada o gravemente no cumpla con las obligaciones del contrato;
- f) Cuando el contratista incurra reiteradamente en retraso de cualquier pago que corresponda al Estado; y
- g) Cuando el contratista dispusiere de los bienes cuyo costo fuere parcial o totalmente recuperados conforme al contrato, sin la autorización a que se refiere el artículo 272 de este reglamento.

Artículo 56.- CAUSAS DE TERMINACION NO AUTOMATICA DE CONTRATOS DE EXPLORACION Y/O EXPLOTACION. Además de las causas de terminación establecidas en el artículo anterior, los contratos de exploración y/o explotación, incluirán, sin perjuicio de otras que se especifiquen en los mismos, las siguientes causas de terminación no automática:

- a) Cuando el contratista no renove la garantía a que se refiere el artículo 116 de este reglamento;
- b) Cuando finalice la producción comercial de todas las áreas de explotación del área de contrato de que se trate; y,
- c) Si las operaciones de desarrollo y/o de producción comercial cesaren por un período de más de noventa (90) días consecutivos, salvo caso fortuito o fuerza mayor, debidamente probado.

Artículo 57.- PROCEDIMIENTO DE TERMINACION NO AUTOMATICA DE UN CONTRATO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 8 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Si a juicio del Ministerio existe causa que motive la terminación no automática de un contrato, debe observarse el siguiente procedimiento:

- a) La existencia de la causa o causas será notificada al contratista, por escrito; indicando el motivo, las medidas necesarias para corregirla o compensarla, si esto último fuera posible legalmente y la intención del Ministerio de dar por terminado el contrato, si la causa no es corregida o compensada, según el caso; y,
- b) Si la causa señalada no se corrige o compensa dentro del plazo de noventa (90) días, contados a partir de la fecha de la notificación, el Ministerio procederá a declarar la terminación del contrato con base en el motivo invocado, haciendo efectivas las garantías existentes e iniciando la deducción de las responsabilidades del caso, si procediere.

Este procedimiento no es aplicable a caso fortuito o fuerza mayor debidamente probado.

Artículo 58.- RESOLUCION DE TERMINACION. La resolución que declare la terminación no automática de un contrato se emitirá después de que el Ministerio haya recibido las opiniones de la Dirección y de la Comisión.

CAPITULO X

OPERACIONES A CARGO DEL ESTADO

Artículo 59.- CONTRATOS DE SERVICIOS PETROLEROS CON EL ESTADO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 9 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). (Se reforma la literal c), por el Artículo 4 del Decreto Número 314-2009, publicado el veinticuatro de noviembre de dos mil nueve). Cuando el Estado, en uso de la facultad prevista en el artículo 6 de la Ley, decida ejecutar operaciones petroleras por sí mismo podrá hacerlo mediante contrato de servicios petroleros, entendiéndose como tal aquel en el cual un contratista de servicios petroleros se compromete ante el Estado, por pagos determinados en el contrato, a realizar los servicios específicos respecto a operaciones petroleras con el equipo, maquinaria y tecnología requeridos para ejecutar las operaciones objeto del contrato.

Tales contratos de servicios podrán referirse a la construcción, manejo u operación de cualquier instalación, equipo o plantas de todo tipo y a la ejecución de cualquier operación petrolera.

Las estipulaciones mínimas de estos contratos deberán tomar en consideración las siguientes bases:

- a) La obligación de realizar las operaciones a través de programas y presupuestos previamente aprobados, así como la fijación de las garantías aplicables cuando el contratista no ejecute los trabajos o sólo los efectúe parcialmente;
- b) El monto y la forma de pago por los servicios contratados;
- c) El plazo del contrato no será mayor de diez (10) años prorrogable por período de cinco (5) años, a conveniencia de las partes, hasta un máximo de veinticinco (25) años; **el contratista podrá solicitar que al finalizar los plazos antes referidos, se amplíe el plazo del contrato de acuerdo al procedimiento del Artículo 7 bis.**
- d) Los impuestos, tasas, pagos, contribuciones y cargos que el contratista de servicios petroleros esté obligado a pagar conforme a los establecido en el contrato; y,
- e) En el caso de contratos de servicios petroleros de exploración y/o explotación de hidrocarburos, se aplicará por analogía las literales d), h), i) y k) del artículo 66 de la Ley.

El Estado a través del Ministerio emitirá mediante Acuerdo Gubernativo, el reglamento respectivo que contenga los procedimientos de suscripción y licitación de estos contratos.

CAPITULO XI

EXPLOTACIÓN

Artículo 60.- CONTRATO DE EXPLOTACION. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

TITULO II

CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACION

CAPITULO I

BLOQUES Y AREAS

Artículo 61.- SELECCIÓN DE BLOQUES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 10 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Salvo áreas de contrato preexistentes, el Ministerio hará la selección de los bloques que se destinan a la exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio de la República, en la plataforma continental y su zona económica exclusiva. La identificación de los bloques se hará con números y letras a manera de identificar su período de selección y localización.

Dicha selección debe ser aprobada por Acuerdo Ministerial, el cual deberá ser publicado en el Diario de Centro América inmediatamente, adjuntando un mapa en donde aparezcan los bloques seleccionados de conformidad con este artículo.

Artículo 62.- SUGERENCIAS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 10 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). En cualquier tiempo, las personas interesadas podrán hacer sugerencias u observaciones debidamente razonadas y documentadas respecto a los bloques seleccionados u otras zonas en las cuales pueden seleccionarse bloques para ser destinados o excluidos de la exploración, explotación, o de ambas operaciones petroleras.

Las sugerencias u observaciones serán dirigidas y presentadas a la Dirección, la cual con informe las elevará al Ministerio, para tomarlas en cuenta en la selección de bloques.

Artículo 63.- (Derogado por el Artículo 35 del Acuerdo Gubernativo número 753-92).

Artículo 64.- AREA ORIGINAL DE UN CONTRATO. El área original de un contrato de exploración y/o explotación podrá contener uno o más bloques, hasta un máximo de seis (6) con las extensiones establecidas en el artículo 60 de la Ley.

Artículo 65.- BLOQUES EN TIERRA Y MAR. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 11 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). La superficie de un bloque podrá estar localizada parte en la zona terrestre y parte en la zona marítima. Todo bloque con más del cincuenta por ciento (50%) de su superficie en la zona terrestre, se considerará como bloque terrestre. Todo bloque con más del cincuenta por ciento (50%) de su superficie en la zona marítima, se considerará como bloque marítimo.

En la selección indicada en el artículo 61 de este reglamento, se identificarán los bloques que se consideran como terrestres y como marítimos.

Artículo 66.- DELIMITACION. Los bloques estarán delimitados por paralelos y meridianos definidos en grados, minutos y segundos completos, salvo cuando esto no fuere posible debido a la presencia de fronteras internacionales o límites departamentales, o como consecuencia de otras áreas de contrato preexistentes, o cualquier área reservada para parques nacionales o para cualquier otro fin en interés del patrimonio de la Nación.

Las áreas de explotación que seleccione un contratista, así como las áreas que devuelva, estarán delimitadas por paralelos o meridianos, definidos en grados, minutos y segundos completos o por los límites del área original del contrato.

Artículo 67.- MOJONES EN ZONAS TERRESTRES. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). El contratista en el caso de la zona terrestre, delimitará las áreas de explotación con mojones limítrofes, cuando le sea requerido por la Dirección.

Artículo 68.- DEVOLUCION. En un contrato de exploración y explotación, el contratista devolverá los porcentajes de cada bloque mencionados en su contrato, en los plazos estipulados en el mismo. En ningún caso, las superficies que devuelva al Estado podrán ser menores de dos mil (2,000) hectáreas, salvo en el caso de que:

- a) La superficie del bloque sea menor de diez mil (10,000) hectáreas;
- b) Los porcentajes a devolver no lo permitan; y,
- c) Las superficies a devolver sean a las que se refiere el artículo 77 de este reglamento.

El área de exploración remanente después de la devolución de una o más superficies podrá ser discontinua o podrá estar integrada por varias superficies.

El contratista devolverá el cincuenta por ciento (50%) de cada bloque que contenga el área original del contrato, antes de finalizar el quinto año de contrato.

Artículo 69.- INCUMPLIMIENTO DE DEVOLUCION. En caso de que el contratista no cumpla con devolver en las oportunidades estipuladas los porcentajes de los bloques, conforme a lo dispuesto en el contrato y este reglamento, el Ministerio seleccionará el área que pasará a reintegrarse a la reserva nacional, sin perjuicio del pago de la tasa administrativa a que se refiere el artículo 251 de este reglamento. Contra la resolución que para ese efecto emita el Ministerio, no se admitirá recurso alguno.

Artículo 70.- SELECCIÓN Y RETENCION. En el caso de que el contratista declare uno o más descubrimientos comerciales, antes de que finalice el periodo de exploración o la prórroga a que se refiere el artículo 82 de este reglamento, podrá seleccionar y retener como área de explotación por cada descubrimiento comercial, una superficie no mayor de diez mil (10,000) hectáreas, dentro del área de contrato.

En casos especiales en que la magnitud de un yacimiento requiera de una extensión mayor de diez mil (10,000) hectáreas, podrá seleccionarse una superficie que sea suficiente para cubrir el yacimiento de que se trate, debidamente comprobado ante la Dirección, con base en principios generalmente aceptados en la industria petrolera internacional.

Un área de explotación podrá abarcar superficie de más de un bloque incluidos en el área original del contrato.

Cualquier área de explotación, incluyendo las retenidas como áreas de explotación provisionales, se circunscribirá a la superficie suficiente para cubrir el yacimiento de que se trate, ajustándose la extensión y forma a lo indicado en este artículo y en los artículos 66 y 76 de este reglamento.

Artículo 71.- EXTENSION MAXIMA. De cada bloque que contenga el área original del contrato, sea terrestre o marítimo, el contratista podrá seleccionar una o más áreas de explotación y retener como máximo el cincuenta por ciento (50%) del área de cada bloque; sin embargo, el contratista podrá seleccionar y retener áreas de explotación cuyas superficies sumen en total un máximo de hasta ciento cincuenta mil (150,000) hectáreas.

Artículo 72.- RESERVA NACIONAL. Todas las áreas devueltas pasarán a formar parte de la reserva nacional, de manera automática, en la fecha efectiva de devolución.

Artículo 73.- DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 13 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Cada vez que el contratista declare la comercialidad de un descubrimiento, solicitará la aprobación del área de explotación que cubra el campo petrolero de que se trate y acompañará el informe de evaluación indicado en artículo 129 de este reglamento.

La Dirección basada en la información técnico-económica que recabe y en el informe de evaluación,

revisará la declaración de comercialidad y como resultado aprobará o modificará el área de explotación solicitada, conforme a lo establecido en este reglamento.

El contratista podrá declarar la comercialidad de un campo, aún cuando la misma esté condicionada a la construcción o puesta en operación de un sistema de transporte.

La resolución aprobatoria de la comercialidad de un campo, expresará la fecha de establecimiento de dicho campo comercial.

Queda prohibido al contratista declarar la comercialidad de un descubrimiento, que no esté fundamentada y probada con información técnica y económica generalmente aceptada en la industria petrolera internacional, y con lo establecido en este reglamento.

Artículo 74.- COMUNICACIÓN DE DEVOLUCION Y/O SELECCIÓN. El contratista comunicará a la Dirección las áreas que devuelva y/o las que selecciona como áreas de explotación, por lo menos, con un mes de anticipación a la fecha en que solicita que la renuncia o selección será efectiva. Cada comunicación a la Dirección será definitiva y no podrá ser modificada por el contratista después de la fecha de la comunicación, salvo lo previsto en el artículo siguiente.

Artículo 75.- MODIFICACION DEL AREA DE EXPLOTACION. Se modificará el área de explotación, cuando a consecuencia de posteriores actividades de perforación realizadas en el área de explotación y siempre que sea durante el período de exploración, suceda lo siguiente:

- a) Se descubra otro campo comercial en la misma área de explotación, cuya extensión quede parcialmente incluida en la misma; y
- b) Si se comprueba que la extensión del campo comercial que dio origen al área de explotación es mayor a la extensión originalmente establecida, siempre que el área de exploración disponible en el área de contrato lo permita.

Para el caso mencionado en el inciso a) de este artículo, se seguirá el siguiente procedimiento:

- i) Cuando más del cincuenta por ciento (50%) del nuevo campo comercial se localiza dentro del área de explotación esta se ampliará; o
- ii) Cuando menos del cincuenta por ciento (50%) del nuevo campo comercial se localiza dentro del área de explotación, se seleccionará una nueva área de explotación para cubrir el nuevo yacimiento, excluyendo la superficie para cubrir el yacimiento que dio origen al área de explotación original.

Lo dispuesto en los dos (2) últimos incisos, será aplicable siempre que el área de exploración disponible en el área de contrato lo permita y no se afecte áreas de reserva nacional o áreas de otro contrato.

Artículo 76.- APROBACION DE DEVOLUCION O SELECCIÓN. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 14 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). La Dirección aprobará la devolución de áreas de exploración o la selección de las áreas de explotación, en todo o parte, siempre que:

- a) Si el área es un rectángulo, los lados del mismo estén orientados de Norte a Sur y Este a Oeste; si no es un rectángulo, su configuración esté formada por líneas orientadas de Norte a Sur y de Este a Oeste;
- b) El área o áreas de explotación seleccionadas dentro del área de contrato, cubran como mínimo la proyección vertical del yacimiento o yacimientos declarados comerciales.

Se exceptúan de los requisitos en cuanto a forma y configuración, las áreas de exploración devueltas y las de explotación que no se ajusten a tales requisitos debido a la presencia de fronteras internacionales o áreas no disponibles para realizar operaciones de exploración, explotación, o por causa de los límites del área original del contrato.

Salvo la excepción contemplada en el párrafo anterior, la delimitación a que se refiere este artículo se sujetará a lo establecido en el artículo 66 de este Reglamento.

Artículo 77.- DEVOLUCION DE PARTE DE AREAS DE EXPLOTACION. Sin perjuicio de haber seleccionado el área de explotación, el contratista podrá devolver parte de dicha área de explotación; en cuyo caso, el área devuelta no deberá ser menor de un cinco por ciento (5%) del área de explotación originalmente seleccionada de conformidad con los artículos 66 y 76 de este reglamento.

Artículo 78.- RETENCION DE AREA PROPUESTA. Un contratista podrá retener provisionalmente el área de explotación propuesta hasta que la Dirección apruebe el área seleccionada, aún después de vencido cualquier año de contrato del período de exploración o de la prórroga del mismo, en caso de que la resolución de aprobación no se emita antes de la finalización de dichos plazos. Esta retención podrá extenderse hasta que se emita la resolución correspondiente que en todo caso no podrá exceder de más de un mes contado a partir del fin del año de contrato del período de exploración o de la prórroga del mismo, según sea el caso.

Lo especificado en este artículo es sin perjuicio de los trabajos a que debe comprometerse el contratista si desea retener área de exploración al final de cada año de contrato, a partir del final del tercer año de contrato.

Artículo 79.- RETENCION DE AREA EN PRORROGA DE EXPLORACION. En el caso de que se haya otorgado la prórroga del período de exploración a que se refiere el artículo 82 de este reglamento, el contratista podrá retener hasta el final del período de prórroga un área de explotación provisional, en caso de que en ese entonces no haya realizado la solicitud de selección de un área de explotación.

CAPITULO II

TRABAJOS COMPROMETIDOS

Artículo 80.- COMPROMISOS CONTRACTUALES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 11 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contrato de exploración y explotación expresará los trabajos comprometidos que el contratista ejecutará, entre los que se podrán incluir:

- a) La extensión territorial, magnitud o densidad de los estudios geológicos de superficie;
- b) La extensión territorial, magnitud o densidad de los estudios geofísicos y/o la longitud de las líneas sísmicas;
- c) La extensión territorial, magnitud o densidad de los estudios geoquímicos;
- d) El número y la profundidad del pozo o pozos exploratorios o de otro tipo y el objetivo a alcanzar;
- e) Otros trabajos, estudios o interpretaciones a realizarse; y,
- f) El plazo en el que iniciará y cumplirá con los compromisos adquiridos.

Con excepción de las literales d), e) y f) de este artículo, los demás trabajos podrán considerarse opcionales en los referidos contratos.

CAPITULO III

PERIODO DE EXPLORACION Y PRORROGA

Artículo 81.- DURACION DEL PERIODO DE EXPLORACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El período de exploración iniciará en la fecha de vigencia del contrato y terminará:

- a) Cuando el contratista haya seleccionado una o varias áreas de explotación que en conjunto sumen el límite que se establece en el artículo 71 de este Reglamento, aún antes de finalizar los primeros seis (6) años de contrato, o en su caso lo indicado en el contrato específico correspondiente;
- b) Cuando finalice el sexto año de contrato, o en su caso lo indicado en el contrato específico

correspondiente, aún cuando el contratista no haya seleccionado el cincuenta por ciento (50%) de cada bloque que contenga el área original del contrato como áreas de explotación, salvo lo previsto en el artículo 66, literal g) de la Ley;

- c) Por renuncia total del área de exploración;
- d) Si el contratista no realiza un descubrimiento comercial antes del sexto año de vigencia del contrato, o en su caso lo indicado en el contrato específico correspondiente, salvo lo previsto en el artículo 66, literal g) de la Ley; y
- e) Por terminación del contrato por cualquier causa.

Artículo 82.- SOLICITUD DE PRORROGA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 13 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio podrá considerar la prórroga del período de exploración por un plazo no mayor de un (1) año, en el caso de que al finalizar los seis (6) años de exploración, o el periodo que se haya fijado en el contrato específico respectivo, se estuvieren realizando o se necesitare pruebas de evaluación en por lo menos un (1) pozo exploratorio. En la solicitud respectiva, la cual deberá presentarse ante la Dirección, el contratista indicará la ubicación geográfica de la o las áreas de explotación provisionales y presentará un programa adicional que contendrá:

- a) El programa de trabajo a realizarse;
- b) El presupuesto del programa de trabajo; y,
- c) Las garantías de cumplimiento.

Artículo 83.- ESTUDIO DE LA SOLICITUD DE PRORROGA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 14 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para considerarse la prórroga indicada en el artículo anterior, además de lo establecido en el mismo, se tomará en cuenta lo siguiente:

- a) Que la solicitud haya sido presentada por lo menos tres (3) meses antes del vencimiento del sexto año de contrato, o del periodo de exploración indicado en el contrato específico respectivo; salvo casos especiales debidamente justificados, en cuyo caso, la solicitud podrá presentarse antes de finalizar el sexto año de vigencia del contrato;
- b) Que el contratista haya identificado, por lo menos, un posible yacimiento en base a registros eléctricos y otros métodos, o que existan evidencias manifiestas de un yacimiento o que estén ejecutando pruebas de evaluación;
- c) La o las pruebas de evaluación que sean necesarias no deberán, en ningún caso, atribuirse a demoras provocadas intencionalmente por el contratista;
- d) El contratista deberá haber mostrado a lo largo de la ejecución del contrato, diligencia debida;
- e) No deberá existir litigio judicial alguno; y
- f) El contratista deberá estar solvente con el Estado con respecto a los trabajos comprometidos y pagos conforme la Ley, este Reglamento y el contrato.

Después de efectuado el estudio de la solicitud a que se refiere el artículo anterior, la Dirección con su opinión, la cursará al Ministerio con copia a la Comisión para los efectos consiguientes.

En todo caso, el cumplimiento de lo antes indicado, no obliga al Ministerio al otorgamiento de la prórroga solicitada y la misma puede ser denegada sin ninguna responsabilidad para el Estado.

Artículo 84.- RESOLUCION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 15 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio, previa opinión de la Comisión, resolverá sobre la solicitud de prórroga, antes de finalizar el sexto año de vigencia del contrato o del periodo de exploración indicado en el contrato específico respectivo. La resolución del Ministerio, en caso de otorgarse la prórroga, contendrá, para cada caso considerado lo siguiente:

- a) La aprobación de la o las áreas de explotación provisionales;
- b) El programa de trabajo y presupuesto aprobado para su ejecución;
- c) El plazo de la prórroga concedida;
- d) El monto a garantizar y el plazo para presentar la garantía correspondiente; y,
- e) Otros elementos que se consideren necesarios.

La resolución surtirá sus efectos a partir del día siguiente de la terminación del sexto año de vigencia del contrato, siempre que el contratista acredite ante el Ministerio haber efectuado el pago de la tasa administrativa correspondiente y haya presentado la garantía requerida y finalizará en la fecha efectiva de selección o al finalizar el plazo a que se refiere la literal c) de este artículo.

Para el pago de la tasa administrativa y presentación de la garantía, el contratista tendrá un plazo improrrogable de cinco (5) días contados a partir de la fecha de notificación de la resolución. Vencido dicho plazo sin que se hubiere cumplido con acreditar los extremos antes indicados, la resolución quedará sin ningún efecto y, en consecuencia, el contrato terminará automáticamente.

Para el caso establecido en el último párrafo de la literal a) del artículo anterior, la Dirección emitirá una resolución provisional prorrogando por treinta (30) días el período de exploración mientras se emite la resolución definitiva.

CAPITULO IV

PERIODO DE EXPLOTACION

Artículo 85.- DURACIÓN DEL PERIODO DE EXPLOTACION. El período de explotación para cada área de explotación, comenzará a partir de la fecha efectiva de selección, conforme a este reglamento, y continuará hasta la terminación del contrato o de la producción comercial en caso de que esto suceda primero.

Artículo 86.- CONTINUACION DEL PERIODO DE EXPLORACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 16 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Si el período de explotación en un área de exploración comenzara antes de finalizar el sexto año de contrato, o del período indicado en el contrato específico correspondiente, el período de exploración continuará para el área fuera del área de explotación incluida dentro del área de contrato.

Artículo 87.- DILIGENCIA DEBIDA EN LA EXPLOTACION DE LOS CAMPOS COMERCIALES. El contratista delimitará y explotará con la diligencia debida los campos comerciales. El desarrollo de un campo comercial, lo completará el contratista dentro de los cuatro (4) primeros años del período de explotación, de cada área de explotación.

Se considerará que un campo comercial está completamente desarrollado, de acuerdo al programa de desarrollo aprobado a que se refiere el artículo 130 de este reglamento, cuando:

- a) Se haya completado la construcción y esté en operación el sistema de explotación de hidrocarburos o, cuando sea el caso, el sistema común para manejar la producción óptima;
- b) Se haya perforado el número de pozos suficientes para lograr la producción óptima antes mencionada; y,
- c) Se haya establecido un plan para lograr la producción óptima, aprobado por la Dirección.

El contratista perforará, por lo menos, un (1) pozo de desarrollo por año en cada campo comercial, a partir de la fecha efectiva de selección, hasta completar el desarrollo de cada uno de ellos conforme lo señalado en el párrafo anterior, o hasta que devuelva el área de explotación donde se encuentre el o los campos

comerciales, si esto ocurre antes.

Si el contratista completare el desarrollo del campo comercial, conforme a lo señalado en el segundo párrafo de este artículo, antes de que finalicen los cuatro (4) primeros años del período de explotación, no quedará obligado a perforar los pozos de desarrollo que restaren del período indicado.

El hecho de haber completado el desarrollo del campo comercial no limita en ninguna forma la continuación de la perforación de pozos de desarrollo, después del mencionado cuarto año, cuando esto sea necesario para la eficiente recuperación de los hidrocarburos.

Artículo 88.- DESARROLLO DE DESCUBRIMIENTOS EN AREAS DE EXPLOTACION. Cuando se descubriere otro u otros yacimientos en un campo comercial, para llevar a cabo el desarrollo completo de los nuevos yacimientos, el Ministerio podrá convenir con el contratista la oportunidad en que se desarrollarán dichos yacimientos conforme a las disposiciones de este reglamento.

Artículo 89.- SUSPENSIÓN POR PERIODOS ANUALES SUCESIVOS. El Ministerio, a solicitud del contratista y con opinión de la Comisión, podrá conceder suspensiones por períodos anuales sucesivos, para el inicio de la perforación de los pozos de desarrollo para completar el desarrollo de un campo comercial, conforme al programa de desarrollo a que se refiere el artículo 130 de este reglamento, siempre que el contratista haya cumplido debidamente con la obligación de perforar el primer pozo de desarrollo incluido en el primer programa de explotación y entregado el programa de desarrollo antes mencionado en los casos siguientes:

- a) Cuando no sea económicamente factible la construcción y operación de un oleoducto, gasoducto o cualquier medio de transporte que permita la producción comercial del campo petrolero; o,
- b) Cuando la producción no sea, de momento, económicamente factible, pero existan circunstancias económicas que permitan prever posibilidades específicas durante los primeros diez (10) años de vigencia del contrato de que se trate; o,
- c) Cuando concurren circunstancias semejantes a las indicadas en los incisos a) o b) anteriores, debidamente probadas a juicio del Ministerio, previa opinión de la Comisión.

Para considerarse una solicitud de esta naturaleza, la misma deberá presentarse por lo menos tres (3) meses antes de inicio del siguiente año calendario.

En los casos considerados en los incisos anteriores, el Ministerio podrá otorgar suspensiones sucesivas hasta por un total de tres (3) años calendario.

Sin embargo, en el caso de que el total de las regalías y participación estatal en la producción de hidrocarburos, que le correspondan al Gobierno, sean suficientes para satisfacer el consumo interno, el Ministerio podrá conceder las suspensiones que considere convenientes.

Artículo 90.- PRORROGA POR PERIODOS ANUALES SUCESIVOS. El Ministerio, a solicitud del contratista y con opinión de la Comisión, podrá prorrogar por períodos anuales sucesivos, el plazo de cuatro (4) años previsto en el artículo 87 de este reglamento, siempre que el contratista haya cumplido con los programas de explotación a que se refiere la Sección II del Capítulo V de este título, en los casos siguientes:

- a) Cuando la producción requiera de un sistema de explotación de hidrocarburos o un sistema común que, razonablemente, no pueda construirse dentro del plazo anteriormente mencionado y el contratista se encuentre procediendo activamente en la construcción de tales instalaciones;
- b) Cuando la producción no pueda iniciarse por causas que no le sean imputables al contratista;
- c) Cuando la producción requiera la construcción de plantas de licuefacción de gas natural comerciable, para la comercialización de dicho producto;
- d) Cuando concurren circunstancias semejantes muy calificadas, a juicio del Ministerio, previa opinión de la Comisión;

- e) Cuando a pesar de que se hayan cumplido con la diligencia debida los programas de explotación del área en cuestión, de acuerdo al programa de desarrollo a que se refiere el artículo 130 de este reglamento, por la magnitud, ubicación y profundidad del campo petrolero no es posible completar, en el plazo referido, el desarrollo del campo en cuestión; y,
- f) Cuando concurra la circunstancia señalada en el último párrafo del artículo anterior.

Para considerarse una solicitud de esta naturaleza, la misma deberá presentarse por lo menos tres (3) meses antes del inicio del siguiente año calendario.

Artículo 91.- RESOLUCION. El Ministerio resolverá sobre cada solicitud de suspensión o prórroga a que se refieren los dos (2) artículos anteriores, antes de que se inicie el año calendario respectivo.

CAPITULO V

PROGRAMAS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

SECCION I PROGRAMAS DE EXPLORACION

Artículo 92.- PRESENTACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 17 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Durante el período de exploración, el contratista presentará a la Dirección un programa anual con tres (3) copias, dos (2) de las cuales serán en formato digital. El primer programa se presentará dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia del Contrato y los programas subsiguientes por los menos tres (3) meses antes del inicio de cada año.

Artículo 93.- CONTENIDO GENERAL DEL PROGRAMA DE EXPLORACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 18 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El programa de exploración contendrá, conforme a las disposiciones de este Capítulo, y las estipulaciones del contrato específico correspondiente, lo siguiente:

- a) Un programa de trabajo de exploración;
- b) Un presupuesto de exploración; y,
- c) Un cronograma de ejecución de los programas de trabajo.

Artículo 94.- PROGRAMA DE TRABAJO DE EXPLORACION. El programa de trabajo de exploración contendrá una descripción de los diversos trabajos específicos que el contratista ejecutará, durante el año de contrato en consideración, conforme al contrato.

Artículo 95.- PRESUPUESTO DE EXPLORACION. El presupuesto de exploración contendrá, de conformidad con este reglamento y el Anexo Contable, una proyección de los costos, gastos e inversiones que tenga que realizar el contratista a efecto de ejecutar el programa de trabajo.

Artículo 96.- UNIFICACION DE TRABAJOS Y PERIODOS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 19 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio, a solicitud del contratista, podrá autorizar que más de un (1) año de la fase de perforación optativa y los trabajos comprometidos relacionados, se unifiquen sin afectar cuantitativamente el programa de trabajo que corresponda en dichos períodos del contrato, salvo lo establecido en el último párrafo del artículo 126 de este Reglamento. La ejecución del programa de trabajo podrá realizarlo el contratista, durante el período unificado, conforme al programa de exploración aprobado.

Para que la resolución de aprobación de unificación de trabajos surta sus efectos, el contratista deberá presentar, dentro de los tres (3) días siguientes a la notificación de la resolución indicada, la garantía

correspondiente al período unificado, para garantizar el cumplimiento de los trabajos unificados y comprometidos.

En el caso de que el contratista no cumpla con los trabajos unificados y comprometidos, conforme a este artículo, se hará efectiva la garantía antes indicada.

Artículo 97.- INFORME CONJUNTO DE EXPLORACIÓN. Dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de recepción del programa de exploración, la Dirección conjuntamente con el Departamento de Auditoría harán el estudio del mismo y el informe lo cursarán al Ministerio con copia a la Comisión, el cual contendrá, como mínimo, lo siguiente:

- a) Opinión general sobre los trabajos que se propone ejecutar;
- b) Opinión sobre los costos, gastos e inversiones presentados en el presupuesto; y,
- c) Opinión sobre el cronograma de ejecución de los programas de trabajo y presupuesto.

Artículo 98.- PROGRAMA DE LA PRORROGA DEL PERIODO DE EXPLORACION. La Dirección, conjuntamente con el Departamento de Auditoría, dentro de un término de quince (15) días, contado a partir de la fecha de recepción del expediente respectivo se pronunciará sobre el programa adicional mencionado en el artículo 82 de este reglamento; así como sobre la extensión de la prórroga solicitada y si la misma conviene a los intereses nacionales. El dictamen lo elevarán al Ministerio para los efectos consiguientes.

SECCION II

PROGRAMAS DE EXPLOTACION

Artículo 99.- PRESENTACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 20 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contratista presentará a la Dirección con tres (3) copias, dos (2) de ellas en formato digital, para cada año calendario, durante el período de explotación, un programa de explotación para todas las áreas de explotación tres (3) meses antes del inicio de cada año calendario. El primer programa se presentará, dentro de un período no mayor de tres (3) meses contados a partir de la fecha efectiva de selección de la primer área de explotación y aplicará al resto del año calendario en ejecución y al año calendario siguiente.

Para cada área de explotación, el segundo programa de explotación contendrá una descripción de los trabajos que el contratista ejecutará para el desarrollo completo del campo comercial, antes del cuarto año del periodo de explotación conforme lo dispuesto en los artículos 87 y 130 de este Reglamento.

Artículo 100.- CONTENIDO GENERAL DEL PROGRAMA DE EXPLOTACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 21 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El programa de explotación contendrá, conforme a las disposiciones de este Capítulo, y las estipulaciones del contrato específico correspondiente, lo siguiente:

- a) El programa del trabajo de explotación;
- b) El presupuesto de explotación;
- c) El programa de producción;
- d) Un cronograma de ejecución de los programas de trabajo, presupuesto y producción.

Artículo 101.- PROGRAMA DE TRABAJO DE EXPLOTACION. El programa de trabajo de explotación contendrá una descripción de los diversos trabajos específicos que el contratista se compromete a ejecutar durante el año de contrato en consideración. Además, el programa de trabajo de explotación, incluirá una descripción de las actividades en cada una de las áreas de explotación y los trabajos orientados a la construcción y operación de un sistema común, cuando sea el caso.

Artículo 102.- PROGRAMA DE PRODUCCION. El programa de producción contendrá:

- a) La proyección de las cantidades de hidrocarburos a producirse mensualmente, de cada campo comercial. Dicha estimación contendrá, como mínimo, lo siguiente:
1. La producción de cada tipo de petróleo crudo, gas de boca de pozo, gas natural comerciable, condensados, agua y sedimentos y la producción de otras sustancias;
 2. Los volúmenes de hidrocarburos a utilizarse efectivamente en las operaciones de explotación para inyección y para fines energéticos;
 3. Las cantidades de hidrocarburos destinadas para escape o combustión; y,
 4. Las cantidades de otras sustancias destinadas para escape o combustión.
- b) La estimación de los ingresos provenientes de la venta de la producción neta;
- c) La información adicional que haya sido requerida por la Dirección; y,
- d) La información que el contratista juzgue conveniente o necesario presentar.

Artículo 103.- PRESUPUESTO DE EXPLOTACION. El presupuesto de explotación contendrá, conforme a este reglamento y lo especificado en el Anexo Contable, una proyección de los costos, gastos e inversiones que tenga que realizar el contratista a efecto de ejecutar el programa de trabajo y el de producción.

Artículo 104.- ABASTECIMIENTO DEL CONSUMO INTERNO. La Dirección, con base en los estudios de que disponga, calculará anualmente los volúmenes de hidrocarburos que cada contratista debe vender al Estado para satisfacer el consumo interno, de conformidad con el siguiente procedimiento:

- a) Se determina el volumen total del consumo nacional de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, expresado en barriles de petróleo crudo;
- b) Se determina el cincuenta y cinco por ciento (55%) de la producción neta de la República;
- c) Se determina cual de las dos cantidades obtenidas en los incisos a) y b) de este artículo, es mayor;
- d) Se determina el volumen de hidrocarburos que el Estado percibirá de la producción neta de todas las áreas de contrato, en concepto de regalías y participación estatal en la producción;
- e) La cantidad con la cual contribuirán los contratistas para la satisfacción del consumo interno será el resultado de la resta de la cantidad mayor obtenida en el inciso c) menos la obtenida en el inciso d);
- f) La cantidad obtenida en el inciso anterior se asignará entre las áreas de contrato en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta de cada una de ellas.

La Dirección podrá, como consecuencia de excedentes o faltantes en el consumo interno, sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso e) del artículo 106 de este reglamento, efectuar los ajustes trimestrales que sean necesarios a los volúmenes de hidrocarburos que cada contratista debe vender al Estado en relación a la capacidad de producción de cada área de explotación que contenga su área de contrato y la tendencia del consumo interno de hidrocarburos en la República.

En base a lo dispuesto en este artículo, la Dirección empleará las proyecciones de producción y de consumo interno para el período de que se trate.

Artículo 105.- INFORME CONJUNTO DE EXPLOTACION. Dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de recepción del programa de explotación, la Dirección conjuntamente con el Departamento de Auditoría, harán el estudio del mismo y el informe lo cursarán al Ministerio con copia a la Comisión para los efectos consiguientes. El informe antes indicado contendrá, como mínimo, lo siguiente:

- a) Opinión sobre los trabajos a ejecutarse;
- b) Opinión sobre los costos, gastos e inversiones presentados en el presupuesto;

- c) Opinión sobre el cronograma de ejecución de los programas de trabajo y presupuesto;
- d) Opinión sobre las proyecciones de producción neta del contratista;
- e) Opinión sobre el uso posible de las cantidades de hidrocarburos y/u otras sustancias destinadas por el contratista para escape o combustión;
- f) Estimación de la parte de la producción neta que corresponda al contratista, que será necesaria para satisfacer el consumo interno;
- g) La parte de la producción que corresponda al Estado que el Gobierno podrá requerir en especie y/o efectivo; y,
- h) Otra información que la Dirección considere oportuno proporcionar.

Artículo 106.- CONTENIDO DE RESOLUCION DE APROBACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 22 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La resolución del Ministerio que apruebe el programa de explotación, entre otros puntos, fijará, específicamente:

- a) El programa de trabajo, de producción y presupuestos aprobados;
- b) Los volúmenes de hidrocarburos destinados a la combustión, que el Estado decida usar conforme a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley;
- c) Los volúmenes de otras sustancias destinadas a la combustión, que el Estado decida usar conforme al artículo 63 de la Ley;
- d) Las medidas adecuadas que se deberán poner en práctica para evitar, si fuere el caso, la quema o desperdicio del gas natural y/u otras sustancias y la contaminación;
- e) Los volúmenes siguientes de los diversos tipos de hidrocarburos provenientes de cada una de las áreas de explotación:
 - i. La fracción de la regalía que el Estado decida recibir en especie;
 - ii. De la producción neta, menos la regalía:
 - 1. La parte que el contratista podrá retener para la recuperación de costos, según el contrato, estipulando la fracción que el contratista debe vender al Estado para satisfacer el consumo interno;
 - 2. La parte que el contratista podrá retener como remuneración, estipulando la fracción que el contratista debe vender al Estado para satisfacer el consumo interno; y.
 - 3. De la parte remanente que constituye la participación estatal, la fracción que el Estado decida recibir en especie.

Los volúmenes aprobados conforme al último inciso de este artículo, serán ajustados trimestralmente, según los procedimientos establecidos en este Reglamento.

En esta resolución, el Ministerio señalará los aspectos técnicos respecto al programa de producción que, por razones del desarrollo de las actividades, podrán ser modificadas con la aprobación previa o a requerimiento de la Dirección.

SECCION III

DISPOSICIONES COMUNES

Artículo 107.- APROBACION DE PROGRAMAS DE TRABAJO DE EXPLORACION Y/O EXPLOTACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 23 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio previa opinión de la Dirección y la Comisión, aprobará, total o parcialmente, cada programa de trabajo de exploración y/o explotación, dentro de los setenta (70) días siguientes a la fecha de su presentación.

En caso de que la aprobación de un programa de trabajo de exploración y/o explotación fuere parcial, la aprobación de la parte pendiente deberá tomarse como la aprobación final del programa de que se trate.

Artículo 108.- OBLIGATORIEDAD EN LA EJECUCION DE LOS PROGRAMAS. La desaprobación total o parcial de los programas de exploración y/o explotación por parte del Ministerio, antes del inicio del período al cual fueren aplicables, no releva al contratista de la obligación de ejecutar los trabajos comprometidos conforme al contrato.

Artículo 109.- APROBACION DE PRESUPUESTO. Una vez aprobado un programa de trabajo total o parcialmente, se entrará a conocer el presupuesto correspondiente. En ningún caso, podrá aprobarse un presupuesto si antes no se ha aprobado el programa de trabajo respectivo.

Artículo 110.- DESAPROBACION DE PROGRAMAS DE TRABAJO. El programa de trabajo de exploración y/o explotación podrá ser desaprobado total o parcialmente únicamente cuando:

- a) No se ajusta a los trabajos comprometidos conforme a la Ley, los reglamentos, el contrato respectivo y, en su caso, al programa de desarrollo;
- b) Los trabajos no sean necesarios o se consideren excesivos para la eficaz ejecución de las operaciones petroleras derivadas del contrato de que se trate;
- c) Los trabajos puedan resultar en operaciones innecesariamente costosas;
- d) No se acompañe la documentación necesaria que fundamente o justifique el programa de trabajo.

Artículo 111.- DESAPROBACION DE PRESUPUESTO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 24 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Independientemente del programa de trabajo correspondiente, un presupuesto podrá ser desaprobado total o parcialmente únicamente cuando los costos recuperables presupuestados que incluyan costos, gastos e inversiones no figuren en el artículo 219 de este Reglamento o que el presupuesto no esté de acuerdo con lo establecido en los artículos 95 y 103 de este Reglamento, según sea el caso.

Artículo 112.- DESAPROBACION TOTAL O PARCIAL DE UN PROGRAMA. En caso de que el Ministerio desapruere total o parcialmente un programa de trabajo de exploración y/o explotación o su respectivo presupuesto, dispondrá que la Dirección se reúna con el contratista, tan pronto como sea posible a manera de convenir acerca de las modificaciones que sean necesarias y, con base en esas discusiones, el contratista propondrá otro programa y presupuesto, ajustándose a las modificaciones convenidas, dentro del término fijado para tal efecto por el Ministerio. De no llegarse a ningún acuerdo, el Ministerio resolverá lo procedente tomando en consideración los puntos de vista del contratista, la Dirección y lo establecido en la Ley, este reglamento y el contrato respectivo, a manera de hacer posible la continuación de la ejecución de los trabajos comprometidos.

En la misma forma se procederá cuando la Dirección considere que el programa de producción es inadecuado.

Artículo 113.- INFORMACION ADICIONAL O ACLARATORIA. El Ministerio o la Dirección podrá requerir del contratista, en cualquier momento, que proporcione información adicional o aclaratoria sobre el programa de que se trate.

SECCION IV

REVISION DE PROGRAMAS DE EXPLORACION Y/O EXPLOTACION

Artículo 114.- CAMBIOS. Cuando un contratista considere necesario hacer cambios a un programa de exploración y/o explotación aprobado, siempre que no afecte los trabajos comprometidos, presentará a la Dirección un memorial proponiendo las modificaciones del programa vigente.

Cualquier cambio o revisión de un programa de exploración y/o explotación, a efecto de ser aprobado, seguirá el procedimiento previsto en este Capítulo en lo que fuere aplicable.

Artículo 115.- CASOS DE EMERGENCIA. Cuando en el desarrollo de las operaciones se necesite efectuar cambios en el programa de trabajo y consecuentemente en el presupuesto, la Dirección podrá autorizar dichos cambios siempre que se trate de gastos de emergencia indispensables para:

- a) Salvaguardar el personal o la propiedad de las partes cuando se trate de incendios, inundaciones, tormentas y otros desastres;
- b) La protección y mantenimiento de la propiedad;
- c) La operación y el mantenimiento de las facilidades de producción, inclusive el mantenimiento de los pozos en condiciones de producir con la máxima eficiencia;
- d) La seguridad de los trabajadores;
- e) La protección y conservación de materiales y equipos necesarios en las operaciones;
- f) La solución de problemas mecánicos que impidan la continuación normal de la perforación de un pozo, tales como, atrapamiento de la tubería de perforación y/o pérdida de parte de la misma dentro del pozo o desvíos de la dirección del pozo.

En estos casos, la Dirección, previa consulta con el Ministerio, concederá al contratista la autorización de emergencia a que se refiere este artículo, sin perjuicio de que este último presente en el término de quince (15) días, el cambio del programa correspondiente.

CAPITULO VI

GARANTIAS Y MULTAS

Artículo 116.- GARANTIAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 25 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). No podrá suscribirse contratos de operaciones petroleras, sin que el contratista haya cumplido con la obligación de presentar ante el Ministerio, la garantía a favor del Estado para responder del cumplimiento de los trabajos comprometidos en el respectivo contrato y cuyo monto será equivalente al monto del programa de trabajo presentado por el Contratista y aprobado por el Ministerio.

Cuando el contratista no cumpla con los trabajos comprometidos, total o parcialmente, el Ministerio hará efectiva la garantía que corresponda al trabajo dejado de ejecutar.

Para las siguientes fases de exploración o explotación, el contratista presentará la garantía por lo menos dos (2) semanas antes del inicio de cada uno de los años en los cuales los trabajos específicos deban ser ejecutados.

Previamente a otorgarse la prórroga al período de exploración a que se refiere el artículo 82 de este Reglamento, el contratista deberá garantizar el programa de trabajo que realizará conforme al artículo 84 del citado Reglamento.

Las garantías a que se refiere este capítulo, serán fijadas con base en el presupuesto anual correspondiente a los trabajos comprometidos y presentadas ante el Ministerio, quien las requerirá en caso de no ser presentadas oportunamente.

Artículo 117.- AMPLIACION DE GARANTIAS. En el caso de que un contratista como consecuencia de un descubrimiento comercial presente programas de explotación de acuerdo al artículo 130 de este reglamento, garantizará conforme al artículo anterior los pozos de desarrollo que se incluyan en el programa respectivo.

Artículo 118.- REDUCCIÓN O CANCELACION DE GARANTIAS. A solicitud del contratista, la Dirección, previa opinión de la Comisión, autorizará, en cualquier momento, la reducción de las garantías, cuando los trabajos comprometidos estén parcialmente ejecutados, o bien su cancelación cuando la ejecución de los mismos fuere completa, conforme a la Ley y el contrato.

CAPITULO VII

PERFORACION DE POZOS Y EVALUACION DE DESCUBRIMIENTOS

Artículo 119.- PROFUNDIDAD MINIMA NO ALCANZADA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 26 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En el caso de que el contratista ya haya perforado como mínimo el cincuenta por ciento (50%) de la profundidad comprometida en el contrato, y justificadamente no perfore uno o más de los pozos exploratorios comprometidos de conformidad con el contrato, o bien, de por terminada la perforación sin haber alcanzado la profundidad comprometida en el mismo, el contratista tendrá la opción de:

- a) Pagar al Estado el valor correspondiente al pozo o los pozos exploratorios no perforados o el número de metros no perforados. Dicho valor será determinado de conformidad con el monto de las garantías presentadas; o
- b) Perforar, con previa autorización del Ministerio, uno o más pozos exploratorios en otra u otras estructuras, ubicadas dentro del área del contrato, para sustituir la profundidad originalmente pactada y no perforada. En este caso, el contratista deberá efectuar la perforación dentro del plazo originalmente comprometido.

En caso de que uno o más de los pozos que sustituyan a los originalmente comprometidos terminen de perforarse sin haber alcanzado la profundidad mínima pactada, la Dirección, a solicitud del contratista, podrá dar por cumplida la obligación original de perforación.

Si el contratista no ha cumplido con haber perforado como mínimo el cincuenta por ciento (50%) de la profundidad comprometida en el contrato, se le aplicará lo establecido en la literal a) de este artículo.

Artículo 120.- CREDITOS EN LA PERFORACION. En el caso de que el contratista llegue a perforar, en los plazos y en la profundidad comprometida, un número mayor de pozos a los requeridos para dichos plazos, el número de pozos exploratorios perforados en exceso se acreditará a solicitud del contratista, a la obligación de perforar pozos exploratorios que correspondan a plazos futuros.

El mismo principio se aplicará en casos de pozos de desarrollo, circunscribiéndose dichos créditos, a cada una de las áreas de explotación. No podrá acreditarse perforación de exploración a perforación de desarrollo o viceversa.

Artículo 121.- CREDITOS EN LA PROFUNDIDAD. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 27 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En caso de que un contratista perfore un pozo exploratorio hasta una profundidad que exceda de la profundidad mínima estipulada en el contrato, dicho excedente podrá acumularse y, a su solicitud, acreditarse total o parcialmente, a la profundidad de otro u otros pozos exploratorios.

Artículo 122.- MEDICION DE LA PROFUNDIDAD. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 28 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos de este Reglamento y de lo estipulado en los contratos de exploración y/o explotación, la profundidad de un pozo se establecerá midiendo la longitud a partir de la mesa rotatoria, independientemente de la dirección, la que no será necesariamente en sentido vertical.

Artículo 123.- DESVÍO POR PROBLEMAS MECANICOS. Cuando en la perforación de un pozo exploratorio se deba efectuar una desviación por problemas mecánicos, cualquier profundidad perforada y

abandonada por debajo del punto de desviación, no será tomada en consideración para el establecimiento de la profundidad del pozo de que se trate.

Artículo 124.- PROFUNDIDAD RECONOCIDA. Para los efectos de los artículos precedentes, la Dirección reconocerá como profundidad total de un pozo exploratorio, aquella profundidad perforada, cuando:

- a) Haya sido previamente evaluada con los registros necesarios para determinar si contiene o no hidrocarburos;
- b) Según los registros y otra información indican la posible presencia de reservorios económicamente explotables y estos hayan sido evaluados con las pruebas iniciales de evaluación necesaria; y
- c) Esté libre de cualquier obstrucción o pescado alguno.

Artículo 125.- REDUCCION DE LA OBLIGACION DE PERFORACION. La obligación de perforar dos (2) pozos exploratorios a partir del cuarto año de contrato, prevista en el inciso e) del artículo 66 de la Ley, podrá ser reducida por el Ministerio, siempre que el área de explotación que retenga el contratista no sea mayor de:

- a) Ochenta mil (80,000) hectáreas al finalizar el tercer año de contrato;
- b) Sesenta mil (60,000) hectáreas al finalizar el cuarto año de contrato; o,
- c) Cuarenta mil (40,000) hectáreas al finalizar el quinto año de contrato.

Artículo 126.- TRANSFERENCIA EN LA PERFORACION. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

Artículo 127.- INFORME INICIAL DE EVALUACION DE DESCUBRIMIENTO. Dentro de los noventa (90) días siguientes contados a partir de la fecha de presentación del informe del descubrimiento de hidrocarburos en un pozo a que se refiere el artículo 9 de este reglamento, el contratista presentará el informe inicial de evaluación de descubrimiento, que contendrá en lo que le sea aplicable lo requerido en el artículo 129 de este reglamento, así como otra documentación que sobre el mismo disponga, indicando si el descubrimiento amerita o no ser evaluado o si lo considera como descubrimiento comercial.

Artículo 128.- EVALUACION DEL DESCUBRIMIENTO. En caso de que el contratista informe que el yacimiento descubierto amerita ser evaluado, dentro de un plazo de noventa (90) días contados a partir de la fecha de suspensión de la perforación en forma permanente del pozo en cuestión, someterá a la aprobación de la Dirección un programa adicional, si no se hubiere efectuado antes, para la realización de pruebas de evaluación o perforación de pozo o pozos de evaluación. Dicho programa adicional contendrá un programa de trabajo y un presupuesto de los costos, gastos e inversiones asociadas al mismo, las cuales serán en adición a cualquier otra obligación que el contratista tenga de conformidad con el contrato.

En todo caso la ejecución de cualquier prueba de evaluación se realizará sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 211 de este reglamento.

Artículo 129.- CONTENIDO DEL INFORME DE EVALUACION. El informe de evaluación, para los efectos del artículo 73 de este reglamento, contendrá:

- a) Identificación del pozo o pozos, reservorios y estructura;
- b) Diagrama de completación del pozo o pozos;
- c) Cálculo del volumen de petróleo crudo, condensados y gas natural inicialmente en sitio;
- d) El factor de recobro en base a un cálculo o predicción de comportamiento por métodos de recuperación primaria y/o secundaria;
- e) Historia gráfica del comportamiento de la presión del reservorio, presión a la cabeza, presión en el separador, relación gas-petróleo, relación agua-petróleo contra producción acumulada y contra tiempo;

- f) Método de recuperación elegido y razones para su elección;
- g) Análisis del petróleo crudo y gas natural producidos;
- h) Resultados detallados de las pruebas de formación (DST) realizadas en cada pozo;
- i) Análisis económico preliminar del descubrimiento; y,
- j) Conclusión con respecto a la comercialidad del descubrimiento.

Artículo 130.- PROGRAMA DE DESARROLLO. *(Reformado como aparece en el texto, por el artículo 29 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005).* Sin perjuicio de la obligación del contratista de perforar pozos de desarrollo conforme el artículo 87 de este Reglamento, antes de finalizar la ejecución del primer programa de explotación de un área de explotación, el contratista presentará un programa de desarrollo para tal área. La presentación de este programa de desarrollo es independiente del segundo programa de explotación que debe presentar el contratista de conformidad con la Sección II del Capítulo V de este Título. El programa de Desarrollo deberá ser actualizado cada año, contado a partir de la fecha de presentación del primer programa.

El programa de desarrollo contendrá, como mínimo, lo siguiente:

- a) Evaluación de los pozos perforados en el área de explotación;
- b) Evaluación de la información geológica, geofísica, geoquímica, petrofísica y de fluidos recabada y relacionada con el o los yacimientos del campo en cuestión, así como los estudios de yacimientos que incluyan como mínimo el cálculo de los hidrocarburos en sitio, tipo de empuje, recobro y datos de presión, volumen y temperatura (PVT);
- c) Una descripción de los pozos de desarrollo a perforar, los métodos de recuperación de los hidrocarburos y las técnicas y el equipo con el que se propone desarrollar el campo petrolero;
- d) Planos con indicaciones de todas las facilidades que comprenderá el sistema de explotación de hidrocarburos;
- e) Las medidas de control de contaminación y seguridad que se pondrán en práctica;
- f) Informe de producción y de la predicción del comportamiento de el o los yacimientos, a tres años plazo, y a la depletación del yacimiento;
- g) Estimación de las inversiones de desarrollo, costos y gastos de operación y valor de la producción neta y el flujo de caja respectivo;
- h) Manifestación del contratista en cuanto a su decisión de hacer uso de la opción prevista en el artículo 63 de la Ley; si decide hacer uso de tal opción, las inversiones para el procesamiento del gas natural y/u otras sustancias a efecto de evitar el escape, quema, combustión o desperdicio de dichos productos;
- i) Cuando sea el caso, sugerencia de los convenios de unificación que sean necesarios para la explotación del campo petrolero de que se trate; y,
- j) Medio de transporte de la producción neta para su comercialización.

Este programa será aprobado por el Ministerio con informe previo de la Dirección y opinión de la Comisión para lo cual se seguirán los procedimientos de aprobación establecidos para los programas de exploración y/o explotación en las Secciones III y IV del Capítulo V de este Título, en lo que le fuere aplicable.

Artículo 131.- TERMINACION DEL PERIODO DE CONFIDENCIALIDAD. El carácter de confidencialidad de la información presentada como tal por el contratista, terminará en los siguientes casos:

- a) Al finalizar el plazo que se establezca en el contrato contado a partir de la fecha de recepción de la

información correspondiente;

- b) Al finalizar el contrato, por cualquier causa que sea; o,
- c) Para la información, datos y muestras relacionadas en cualquier área, en la fecha efectiva de devolución de la misma a la reserva nacional.

En todo caso, el plazo de confidencialidad no será mayor de dos (2) años y la Dirección determinará qué documentación tiene ese carácter y la forma en que deberá acompañarse, mediante la emisión de circulares.

Artículo 132.- AUTORIZACIÓN PARA ESTUDIO Y ANALISIS. El contratista podrá exportar de la República toda la información, datos y muestras, siempre que deje en sus oficinas principales de la ciudad de Guatemala, un original reproducible de la información o datos y la mitad de las muestras o núcleos, según sea el caso, en este último caso, salvo autorización del Ministerio.

CAPITULO VIII

OPERACIONES DE EXPLORACION Y EXPLOTACION

Artículo 133.- OBLIGACION DEL CONTRATISTA. Es obligación del contratista desarrollar técnicamente cada campo comercial, de tal manera que el sistema de explotación de hidrocarburos sea de capacidad suficiente para el manejo de la producción óptima proyectada, conforme a lo establecido en el programa de desarrollo a que se refiere el artículo 130 de este reglamento, incluyendo la regalía y la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles.

Artículo 134.- ACUERDOS MINISTERIALES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 30 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). A fin de garantizar la explotación óptima y racional de los yacimientos, y conforme a las prácticas reconocidas en la industria petrolera internacional moderna, el Ministerio podrá normar las operaciones de exploración y/o explotación en particular sobre:

- a) La localización, perforación, terminación o completación, producción, suspensión y abandono de pozos;
- b) Los equipos para uso en las actividades mencionadas en la literal anterior;
- c) La regulación y control del nivel de producción de hidrocarburos o agua, de cada pozo o yacimiento;
- d) La prescripción de métodos a usar para la medición de hidrocarburos, agua y otras sustancias producidas de los pozos;
- e) La restauración y mantenimiento de presión y reciclaje en los yacimientos;
- f) La quema o remoción de hidrocarburos del área de contrato;
- g) La construcción y operación de oleoductos, gasoductos y otros medios de transporte en el área de contrato o entre áreas de explotación y el sistema común, cuando sea el caso;
- h) La prevención de desperdicios de hidrocarburos;
- i) La determinación de métodos y condiciones de trabajo en zonas pantanosas, lacustres y en las zonas marítimas;
- j) La adopción de métodos para evitar la comunicación entre estratos que contengan hidrocarburos y/o agua durante las operaciones de perforación;
- k) La prescripción de normas mínimas aceptables para los métodos, equipos y materiales usados en las operaciones petroleras;

- l) Los métodos de disposición, recolección e inyección de hidrocarburos, agua u otras sustancias; y,
- m) Los demás que se juzgue necesarios para la buena marcha de las operaciones de exploración y explotación.

En todo caso, los Acuerdos a que se refiere este artículo deben ser emitidos para que el contratista cumpla con sus obligaciones y no para interferir con la necesaria libertad en la gestión de las operaciones.

Artículo 135.- PROHIBICIONES ESPECÍFICAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 31 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Durante las operaciones de exploración y explotación queda estrictamente prohibido al contratista:

- a) Desperdiciar hidrocarburos;
- b) Desperdiciar o usar inadecuadamente la energía natural del yacimiento;
- c) Localizar, perforar u operar cualquier pozo que, sobre la base de principios técnicos o económicos aceptados en la industria petrolera internacional, de por resultado una reducción de la cantidad de hidrocarburos recuperables del yacimiento;
- d) Perforar y operar pozos en tal forma que causen la destrucción o desperdicios de hidrocarburos o que causen contaminación o que atenten contra la seguridad e integridad de las personas y la propiedad privada o pública;
- e) Almacenar hidrocarburos inadecuadamente;
- f) Producir hidrocarburos en exceso de la capacidad de producción óptima o capacidad máxima de almacenamiento o de transporte;
- g) Quemar, desperdiciar o dejar escapar el gas natural que pueda ser recuperado o reinyectado económicamente, salvo lo previsto en el artículo 208 de este Reglamento;
- h) Almacenar agua de formación sin tomar medidas de reinyección adecuadas; y,
- i) Disponer del agua de formación al ambiente.

Durante las operaciones petroleras se exigirá a los contratistas usar métodos adecuados basados en modernos principios técnicos y económicos aceptados en la industria petrolera internacional, con el objeto de lograr la más eficiente recuperación de los hidrocarburos subyacentes.

Artículo 136.- RESPONSABILIDAD DE LOS CONTRATISTAS DE SERVICIOS PETROLEROS. Cuando el contratista ejecute los trabajos derivados de su contrato por medio de contratistas de servicios petroleros, aquel será responsable de que éstos realicen los mismos conforme al artículo 39 de la Ley. El mismo principio se aplicará a los subcontratistas de servicios petroleros, cuando fuere el caso.

TITULO III

SEGUROS Y FIANZAS

CAPITULO I

ASEGURAMIENTO EN LAS OPERACIONES PETROLERAS

Artículo 137.- ASEGURAMIENTO DE INSTALACIONES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 32 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En los contratos de operaciones petroleras, es obligatorio, a cargo y responsabilidad del contratista, el aseguramiento de los bienes e

instalaciones que, por razón de lo dispuesto en los mismos, deban pasar, a la terminación del plazo del contrato, a propiedad del Estado. Los pagos que el contratista efectúe en concepto de primas de seguros o fianzas, serán considerados como costos recuperables o se incluirán en las tarifas respectivas, según sea el caso.

Artículo 138.- RESPONSABILIDAD EN EL MANEJO DE HIDROCARBUROS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 33 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El manejo de los hidrocarburos que el contratista tenga en sus instalaciones quedará bajo su riesgo y responsabilidad, y responderá por cualquier pérdida de los mismos. El contratista podrá asegurar el manejo de dichos hidrocarburos y el costo de las primas de los seguros serán considerados como costos recuperables o se incluirá en las tarifas respectivas, según sea el caso.

CAPITULO II INDEMNIZACIONES

Artículo 139.- GARANTIA DE INDEMNIZACIÓN. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 34 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Antes de la suscripción de un contrato de operaciones petroleras y durante la vigencia del mismo, el contratista obtendrá y presentará ante el Ministerio, fianza o garantía con el fin de reparar los posibles daños y/o perjuicios que se irroguen al Estado o a particulares y sus respectivos bienes, inclusive los derivados de la contaminación. La fianza o garantía será revisada anualmente por el Ministerio.

Quando, a consecuencia de reclamación de terceros, se efectuaren pagos por daños y/o perjuicios con cargo a la fianza prestada para cubrir indemnizaciones, conforme al contrato respectivo, y la caución quedare reducida el contratista y/o el contratista de servicios petroleros, cuando sea el caso, obtendrá, fianzas o garantías adicionales o bien ampliaciones a las existentes, a manera que durante la vigencia del contrato se mantenga la caución prestada por la suma original.

CAPITULO III

APROBACION Y REVISION DE LAS FIANZAS Y/O SEGUROS

Artículo 140.- APROBACION Y REVISION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 35 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio aprobará y/o revisará anualmente el monto de las fianzas y los seguros o cualquier otra garantía que el contratista y/o el contratista de servicios petroleros, según sea el caso, presenten en cumplimiento de la Ley y el contrato.

Artículo 141.- MONTO INSUFICIENTE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 36 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La presentación de una fianza, seguro o cualquier otra garantía, no exime a los contratistas, contratistas de servicios petroleros o titular de un permiso de la obligación de compensar en su totalidad los daños y/o perjuicios que se hubieren causado cuando el monto de la misma no fuere suficiente para cubrir los pagos indemnizatorios que el caso amerite.

CAPITULO IV

MEDIDAS PRECAUTORIAS

Artículo 142.- NOTIFICACION DE MEDIDAS. Por el carácter de utilidad y necesidad públicas de las operaciones petroleras, siempre que se afecten o puedan afectarse bienes, derechos o intereses del Estado en operaciones petroleras, con motivo de medidas precautorias, ejecuciones o procesos judiciales, el contratista está obligado, bajo su responsabilidad, a notificarlo de inmediato al Ministerio, con inclusión de los datos que permitan asumir la defensa y acciones que correspondan. Cualquier omisión o descuido del contratista en este sentido se reputará de extrema gravedad.

TITULO IV

GAS NATURAL Y/U OTRAS SUSTANCIAS

CAPITULO I

APROVECHAMIENTO Y ENTREGA

Artículo 143.- GAS NATURAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 37 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El gas natural, cuya explotación no sea considerada comercial, será utilizado, previa autorización de la Dirección, prioritariamente en las operaciones de explotación en el área de contrato de que se trate, conforme al artículo 207 de este Reglamento.

En el caso que un contratista, de conformidad con el artículo 63 de la Ley, haya optado por el procesamiento del gas natural y se hubiere comprometido en el programa de desarrollo a ejecutar ciertos trabajos en determinados plazos, pero no toma las medidas programadas para evitar la quema, escape, combustión o desperdicio de dicho gas según el programa antes indicado, el Ministerio fijará un plazo de seis meses (6) para que cumpla con lo comprometido, quedándole prohibida la ejecución de dichos trabajos mientras no se tomen las medidas correctivas correspondientes.

Artículo 144.- ENTREGA DEL GAS NATURAL Y/U OTRAS SUSTANCIAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 38 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En caso de que el contratista no ejecute los trabajos comprometidos y/o no toma, en el plazo fijado en el artículo precedente, las medidas programadas, entregará al Estado, si así lo dispusiera éste, en su totalidad, el gas natural y/u otras sustancias conforme lo establece el segundo párrafo del artículo 63 de la Ley.

Artículo 145.- OPCION DE QUEMA O COMBUSTION. En caso de que, conforme al artículo precedente, el gas natural y/u otras sustancias, hubieren sido entregados al Estado, el Ministerio podrá requerir la quema o combustión de las mismas, en tanto resuelve proceder en la forma más conveniente a los intereses nacionales. Los gastos en que se incurra serán cargados a los gastos de operación del área de contrato.

Artículo 146.- CONTRATOS DE APROVECHAMIENTO. En caso de que el Ministerio decida no utilizar, por sí mismo, el gas natural y/u otras sustancias que le sean entregados en la forma que establece este Capítulo, celebrará, previa opinión de la Comisión, contratos de compraventa con terceras personas o de operaciones petroleras conforme la Ley, a efecto de aprovechar las sustancias antes mencionadas.

CAPITULO II

REGALIAS Y PARTICIPACION CON RESPECTO A AZUFRE Y/U OTRAS SUSTANCIAS

Artículo 147.- REGALIAS DE AZUFRE Y/U OTRAS SUSTANCIAS. En caso de obtención de azufre y/u otras sustancias, cuya explotación sea comercial, el contratista deberá pagar al Estado, como mínimo, una regalía de cinco por ciento (5%) de la producción neta de los mismos.

Artículo 148.- APLICACIÓN DE REGALIAS Y PARTICIPACION ESTATAL. Las regalías y participación estatal en la producción para azufre y/u otras sustancias se aplicarán solamente en el caso de que estas sustancias sean producidas en instalaciones que formen parte del sistema de explotación de hidrocarburos o del sistema común, cuando sea el caso. La participación estatal en la producción de azufre y/u otras sustancias se establecerá en el contrato aplicando por analogía lo dispuesto en el párrafo segundo del inciso a) del artículo 66 de la Ley.

TITULO V

DETERMINACION, APROBACION Y ADAPTACION DEL PRECIO DE LOS HIDROCARBUROS

CAPITULO I

AUTORIDAD ENCARGADA DE LA DETERMINACION

Artículo 149.- AUTORIDAD ENCARGADA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 39 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Previa opinión de la Comisión, el Ministerio determinará el precio de mercado del petróleo crudo nacional. La determinación servirá únicamente para los fines establecidos en la Ley y el contrato de que se trate; sin embargo, y con el objeto de aprovechar mejores precios de mercado, los contratistas podrán vender los hidrocarburos a precios distintos, debiendo informar fehacientemente al Ministerio de dichos precios, para que éste realice los ajustes respectivos para el cobro de los ingresos estatales y valoración de la producción.

CAPITULO II

DETERMINACION DEL PRECIO DE MERCADO DEL PETROLEO CRUDO

Artículo 150.- PETROLEO CRUDO NACIONAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 40 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos de este Reglamento, se denominará petróleo crudo nacional, a aquel existente, explotado o producido dentro del territorio del país y su plataforma marítima continental.

Artículo 151.- DETERMINACION DEL PRECIO DE MERCADO DEL PETROLEO CRUDO NACIONAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 41 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El precio de mercado del petróleo crudo nacional, se determinará con base a los precios del mercado internacional, y será el establecido en el puerto de Santo Tomás de Castilla de Guatemala u otro puerto nacional conforme este Reglamento. Para este efecto se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) El precio de mercado del petróleo crudo nacional, será el precio de mercado internacional de dicho crudo, puesto en el Puerto de Houston en los Estados Unidos de América, menos el transporte marítimo del puerto de exportación de Santo Tomás de Castilla al puerto de Houston.
- b) Para los efectos del inciso anterior, se elegirá uno o más crudos internacionales de referencia que por sus características y rendimiento, sean lo más razonablemente comparables con las características de calidad y rendimiento del petróleo crudo nacional.
- c) El precio de mercado internacional del petróleo crudo nacional, puesto en el Puerto de Houston, se determina como el promedio aritmético de los precios de el o los crudos indicados en el inciso b) anterior, corregidos según los diferenciales de calidad, de acuerdo con el artículo 152 de este Reglamento.
- d) El precio de referencia de los crudos internacionales indicados en el inciso b) anterior, puesto en el puerto de Houston, se determina, para cada uno de ellos, adicionando a su precio promedio, el valor del transporte marítimo desde su puerto de exportación al puerto de Houston, cuando corresponda. El precio de cada uno de los mismos, se obtiene a través de publicaciones internacionales especializadas en la materia.

Artículo 152.- DIFERENCIALES DE CALIDAD. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 42 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Los diferenciales de calidad comprenderán un diferencial de gravedad, un diferencial por contenido de azufre o, en su defecto, un diferencial que englobe estos aspectos y otras características que afectan la calidad del petróleo.

Los diferenciales de calidad serán determinados o ajustados, conforme a procedimientos generalmente aceptados en la industria petrolera internacional, o a las condiciones específicas de compra-venta contractuales previamente aprobadas por el Ministerio.

El Ministerio podrá utilizar otro diferencial de calidad que considere importante tomarse en consideración.

Artículo 153.- DIFERENCIAL DE GRAVEDAD. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 154.- DIFERENCIAL. DE CALIDAD POR AZUFRE. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 155.- CARACTERISTICAS DE LOS PETROLEOS CRUDOS INTERNACIONALES. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 156.- OTRO PUERTO EXTRANJERO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 43 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). A fin de verificar el precio de mercado internacional del petróleo crudo nacional a que se refiere el artículo 151, de este Reglamento, el Ministerio podrá elegir otro puerto que no sea Houston. En todo caso, el nuevo puerto debe ser uno de los puertos internacionalmente aceptados como referencia para la comercialización de petróleo, o uno de los puertos principales de importación del país comprador del petróleo crudo nacional.

Artículo 157.- OTRO PUERTO DE EMBARQUE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 44 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 151 de este Reglamento, podrá usarse otro puerto de exportación, siempre que cuente con las facilidades necesarias y que sea económicamente factible para la comercialización y determinación del precio del petróleo crudo nacional.

En todo caso, se hará la determinación del precio de mercado del petróleo crudo nacional, siguiendo una metodología de cálculo similar a la utilizada para el puerto de Santo Tomás de Castilla.

Artículo 158.- INFORME DE LA DIRECCION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 45 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Previamente a determinarse el precio de mercado del petróleo crudo nacional y los diferenciales de calidad indicados en el artículo 152 de este Reglamento, la Dirección, a más tardar el veinte (20) de cada mes, cursará al Ministerio con copia a la Comisión, la información y cálculos que sean necesarios, tales como:

- a) El comportamiento de los precios de los crudos internacionales utilizados como referencia para la determinación del precio de mercado del petróleo crudo nacional;
- b) Tipos y volúmenes de los petróleos crudos producidos en el último trimestre;
- c) El o los diferenciales de calidad aplicables conforme el artículo 152 de este Reglamento;
- d) Tarifas y fletes marítimos vigentes y sus tendencias;
- e) Propuesta del precio de mercado del petróleo crudo nacional y de los precios de mercado en el punto de medición, o punto de medición conjunto, según el caso, de los crudos producidos en cada área de explotación en el territorio nacional y su plataforma marítima continental; y,
- f) Toda la información que estime necesaria incluir o que haya sido requerida por el Ministerio.

Artículo 159.- REVISION. Una vez recibido el informe a que se refiere el artículo anterior, el Ministerio, previamente a resolver sobre la aprobación del precio de mercado del petróleo crudo nacional y el valor de los diferenciales de calidad, podrá requerir a la Dirección que revise y a la Comisión que opine, sobre la determinación del precio y/o los diferenciales de calidad.

Artículo 160.- PRECIO DE LOS PETROLEOS CRUDOS DE PRODUCCION NACIONAL EN EL PUNTO DE MEDICION (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 46 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El precio de mercado del petróleo crudo producido por el contratista, valorado en el punto de medición o, cuando sea el caso, en el punto de medición conjunto, será el que corresponda a la determinación del precio de mercado del petróleo crudo nacional puesto en el puerto de Santo Tomás de Castilla, aplicando los diferenciales de calidad indicados en el artículo 152 de este Reglamento, y, en el caso de producción terrestre, menos los costos de transporte por el medio más económico disponible desde el punto de medición o, cuando sea el caso, el punto de medición conjunto, hasta el puerto de Santo Tomás de Castilla o el puerto de embarque elegido conforme al artículo 157 de este Reglamento.

Artículo 161.- ADAPTACION POR SELECCIÓN DE PUERTOS EN LA COSTA DEL PACIFICO. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

CAPITULO III

PRECIO DE MERCADO DEL GAS DE BOCA DE POZO, GAS NATURAL COMERCIALIZABLE, GAS LICUADO DE PETROLEO Y CONDENSADOS

Artículo 162.- DETERMINACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 47 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El precio de mercado del gas natural comerciable producido en la República, se establecerá aplicando por analogía, en lo que corresponda, el procedimiento establecido en el artículo 151 de este Reglamento, debiéndose tomar en cuenta el valor calorífico y el estado gaseoso de este hidrocarburo.

Artículo 163.- INFORME DE LA DIRECCION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 48 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Previamente a adaptar el precio calculado en el artículo anterior para obtener el precio de mercado del gas natural comerciable la Dirección, antes del veinte (20) de cada mes, cursará al Ministerio, con copia a la Comisión la siguiente información:

- a) Identificación de las características de los diferentes tipos de gas natural comerciable disponibles para su comercialización;
- b) Valor calorífico;
- c) Otras características físicas y químicas del gas natural comerciable que sirvan para determinar su precio;
- d) Propuesta del precio de mercado del gas natural comerciable; y de los precios de mercado de dicho gas para cada uno de los contratistas; y,
- e) Cualquier otra información que se estime necesario incluir o que haya sido requerida por el Ministerio.

Artículo 164.- PROCEDIMIENTO DE ADAPTACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL COMERCIALIZABLE. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 165.- PRECIO DIFERENTE PARA EL GAS NATURAL COMERCIALIZABLE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 49 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En caso de que el Ministerio considere que el precio de mercado del gas natural comerciable establecido de conformidad con el artículo 162 de este Reglamento, no se ajusta a las condiciones del mercado nacional e internacional, podrá fijar, previa opinión de la Comisión, precios diferentes que sean suficientes para hacer económica la comercialización de dicho gas e inducir a los inversionistas a construir las instalaciones necesarias que tiendan al mejor aprovechamiento del mencionado hidrocarburo.

Artículo 166.- PRECIO DEL GAS LICUADO DE PETROLEO. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 167.- PRECIO DE CONDENSADOS. Para cualquier otra mezcla de condensados, diferentes al gas licuado de petróleo, el precio de mercado se fijará en base a criterios razonables tomando en cuenta su calidad y valor calorífico, así como las prácticas utilizadas en la industria petrolera internacional.

Artículo 168.- PRECIO DEL GAS NATURAL COMERCIALIZABLE Y CONDENSADOS FUERA DE LA REPUBLICA. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

Artículo 169.- PRECIO DEL GAS DE BOCA DE POZO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 50 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El precio de mercado del gas de boca de pozo, lo podrá fijar el Ministerio, previa opinión de la Comisión, debiéndose tener en cuenta las tarifas de transporte debidamente aprobadas y siguiendo metodologías que se adapten a las condiciones del mercado, siempre que convenga a los intereses nacionales y que tienda a posibilitar el aprovechamiento del mismo.

CAPITULO IV

PRECIO DEL AZUFRE Y/U OTRAS SUSTANCIAS

Artículo 170.- PRECIO. El precio de mercado del azufre y/u otras sustancias se determinará en base al precio de importación de dichas sustancias puestos en Santo Tomás de Castilla, menos el transporte desde el punto de medición o, cuando sea el caso, desde el punto de medición conjunto, hasta dicho puerto.

En caso de que el Ministerio considere que el precio de mercado del azufre y/u otras sustancias, establecido de conformidad con este artículo no se ajusta a la realidad nacional, podrá fijar, previa opinión de la Comisión, un precio de mercado diferente que sea suficiente para hacer económica la comercialización del azufre y/u otras sustancias y para inducir a los inversionistas a construir las instalaciones necesarias que tiendan al aprovechamiento del azufre y/u otras sustancias.

CAPITULO V

OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 171.- TÉRMINO DE FIJACION DEL PRECIO Y SU CAMBIO. La determinación del precio de mercado del petróleo crudo nacional, condensados, gas de boca de pozo, gas natural comerciable, gas licuado de petróleo, azufre u otras sustancias se hará dentro de los quince (15) días previos al inicio de cada mes calendario para el cual será aplicable; sin embargo el precio de los hidrocarburos así fijado tendrá carácter provisional por un período de tres (3) meses y cuando ocurran cambios retroactivos en el mercado internacional u otros casos imprevistos, el Ministerio, previa opinión de la Comisión, podrá ajustar el precio, siempre que se apliquen los principios estipulados en este reglamento. Transcurrido dicho periodo de tres (3) meses se entenderá que el precio es definitivo para el mes que sea aplicable.

Artículo 172.- PUBLICACION DE LOS PRECIOS DE MERCADO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 51 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Ministerio, conforme a los precios de mercado de los hidrocarburos, determinados en este capítulo, mediante Acuerdo Ministerial fijará y publicará los mismos en el Diario de Centro América, por una sola vez.

Artículo 173.- PUBLICACION. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 174.- INICIO DE LA APLICACION DEL PRECIO. Los precios de mercado determinados por el Ministerio conforme a este reglamento, surtirán efectos a partir del primer día del mes calendario al cual se aplica.

Artículo 175.- OPINION DE LOS CONTRATISTAS. Durante los primeros quince (15) días de cada mes calendario, los contratistas podrán presentar sus puntos de vista, debidamente fundamentados y documentados, sobre la determinación del precio de mercado del petróleo crudo nacional para el mes siguiente.

Artículo 176.- INFORMACION. Los contratistas están obligados a proporcionar al Ministerio los datos, informes y análisis de laboratorio que este último requiera para la determinación de los precios de los hidrocarburos y/u otras sustancias.

Artículo 177.- INFORMACION FALSA O INCOMPLETA (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 52 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Queda prohibido al contratista, proporcionar al Ministerio información falsa o incompleta, bajo pena de incurrir en la multa máxima prevista en el artículo 42 de la Ley.

El Ministerio, a través de sus unidades técnicas y fiscalizadoras, o por medio de la contratación de personas o firmas asesoras o consultoras independientes, nacionales o extranjeras, podrá verificar los precios de venta de los hidrocarburos comercializados por los contratistas.

Cuando a consecuencia de la información falsa o incompleta sobrevinieren daños o perjuicios particularmente considerables para el Estado, éste podrá dar por terminado el contrato sin responsabilidad alguna de su parte, siguiendo el procedimiento previsto en el artículo 57 de este Reglamento.

TITULO VI

TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

CAPITULO I

TARIFAS DE TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y TRASIEGO

Artículo 178.- PROGRAMA DE TRANSPORTE. El contratista autorizado para construir y/u operar parte o la totalidad de un sistema de transporte, presentará ante la Dirección, tres (3) meses antes del inicio de cada año calendario, un programa de transporte, que incluirá, como mínimo, lo siguiente:

- a) Un programa que contendrá los trabajos a realizar;
- b) El presupuesto de los costos, gastos e inversiones;
- c) El programa de operaciones que contendrá:
 - i) Los volúmenes de hidrocarburos que manejará, clasificados por tipo y propietario;
 - ii) El manejo de los volúmenes de hidrocarburos indicados en el numeral anterior;
- d) El proyecto de tarifas a aplicar;
- e) Un cronograma de ejecución del programa de trabajo y del presupuesto.

El primer programa de trabajo se presentará dentro de un período no mayor de tres (3) meses contados a partir de la fecha de vigencia y aplicará al resto del año calendario en ejecución y al año calendario siguiente.

Artículo 179.- INFORMES. Dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de recepción del programa de transporte, la Dirección conjuntamente con el Departamento de Auditoría harán el estudio del mismo y el informe lo cursarán al Ministerio con copia a la Comisión. El relacionado informe contendrá, como mínimo, recomendaciones sobre lo indicado en los incisos a), b) y c) del artículo 97 de este reglamento y cuando sea el caso, prorrateo conforme al artículo 192 del mismo.

Artículo 180.- RESOLUCION. Recibido el informe indicado en el artículo anterior, el Ministerio emitirá la resolución correspondiente, la cual entre otros aspectos aprobará, o desaprobará la tarifa o tarifas propuestas en el programa de transporte presentado por el contratista.

Artículo 181.- PROCEDIMIENTOS ANALOGOS. Las Secciones III y IV del Capítulo V del Título II serán aplicables, por analogía, al programa de transporte.

Si al principio de un año calendario determinada tarifa no ha sido aprobada, se aplicará, provisionalmente, la tarifa aprobada para el año calendario anterior.

CAPITULO II

SUSCRIPCION DIRECTA DE CONTRATOS DE TRANSPORTE

Artículo 182.- SOLICITUD DE SUSCRIPCION DIRECTA. En cualquier tiempo, durante el período de explotación, un contratista que tenga aprobada una o varias áreas de explotación podrá solicitar al Ministerio, por si solo o conjuntamente con otros contratistas de otras áreas de contrato que necesiten hacer uso del sistema de transporte, una resolución sobre la necesidad de instalar un sistema de transporte y su intención de realizar una suscripción directa de un contrato de transporte, de conformidad con lo que establece el artículo 64 de la Ley.

Artículo 183.- INFORMACION PARA SUSCRIPCION DIRECTA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 53 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Conjuntamente a la solicitud a que hace referencia el artículo anterior, el contratista presentará:

- a) Según sea el caso, información que demuestre:
 - i. Que la capacidad de los medios de transporte que estén en operación es insuficiente o técnica o económicamente inadecuada, para el transporte de los hidrocarburos del punto de medición, o, cuando sea el caso, del punto de medición conjunto a la terminal portuaria, planta de almacenamiento en el lugar de su industrialización u otros sitios que convengan a los intereses de los partícipes de la producción de hidrocarburos;
 - ii. Que los hidrocarburos producidos por el contratista solicitante se transportarán en el sistema de transporte propuesto a costos inferiores a los medios de transporte existentes en el momento de hacer su solicitud;
- b) Características generales del sistema de transporte que a su juicio es necesario;
- c) El compromiso de transportar la parte de los hidrocarburos que corresponda al Estado por cualquier concepto;
- d) La ruta preliminar y rutas alternativas que propone para el sistema de transporte;
- e) Ofrecimiento al Estado en igualdad de condiciones, de asociarse o formar empresas mixtas con el contratista para el establecimiento del sistema de transporte, conforme lo establece el artículo 64 de la Ley; y,
- f) En su caso, el convenio entre los contratistas para el establecimiento y operación del sistema de transporte propuesto.

Artículo 184.- ESTUDIO DE LA SOLICITUD. El Ministerio cursará a la Dirección, la solicitud, a que hace referencia el artículo 182 de este reglamento, para que realice el análisis de la misma, de conformidad con lo siguiente:

- a) Verificará la información recibida y recabará los datos que sean necesarios;
- b) Realizará los estudios que considere pertinentes;
- c) Analizará los términos y condiciones de la solicitud de suscripción directa;
- d) Estudiará la conveniencia de que el Estado se asocie o que forme una empresa mixta con el contratista;
- e) Analizará la ruta óptima del sistema de transporte desde el punto de vista del interés nacional; y,
- f) Otros aspectos que considere convenientes.

Analizada la solicitud, la Dirección cursará el informe al Ministerio con copia a la Comisión para los efectos consiguientes.

Artículo 185.- CORREDOR AUTORIZADO DE CONSTRUCCION. Cuando sea necesario instalar el sistema de transporte, en base a los estudios anteriores, previa opinión de la Comisión, por Acuerdo Gubernativo se aprobará el corredor de la ruta definitiva de establecimiento del sistema de transporte, el cual tendrá un ancho no mayor de cuatro (4) kilómetros; así como la localización de las terminales. En ningún caso, el indicado corredor constituirá un derecho de vía.

A partir de la publicación del Acuerdo Gubernativo a que se refiere el párrafo anterior, el contratista tendrá seis (6) meses para presentar el plan de establecimiento del sistema de transporte. En todo caso, la construcción del sistema de transporte de que se trate estará sujeta a los lineamientos que el Ministerio emita en su oportunidad.

Artículo 186.- RESOLUCION. El Ministerio tendrá un plazo de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de recepción del plan de establecimiento del sistema de transporte, para emitir, previa opinión de la Comisión, la resolución que corresponda con respecto a la solicitud a que se refiere el artículo 182 de este reglamento. Dicho plan deberá ser conocido por la Dirección para su análisis en el término que fije el Ministerio.

La resolución que emita el Ministerio sobre la solicitud de suscripción directa, si fuere favorable, contendrá:

- a) Las observaciones y recomendaciones a ser atendidas con respecto al plan de establecimiento y operación;
- b) El tipo de contrato, los términos y condiciones del mismo; y,
- c) La fórmula aplicable para la determinación de las tarifas de transporte, almacenamiento y/o trasiego.

Artículo 187.- MODELO DE CONTRATO DE TRANSPORTE. En el caso de que la resolución sea favorable, el Ministerio elaborará, en el plazo de un (1) mes contado a partir de que la resolución quede firme, el modelo de contrato que se suscribirá con el contratista, el cual contendrá, como mínimo, lo siguiente:

- a) La obligación del contratista de construir el sistema de transporte dentro de un plazo estipulado en el contrato que no será mayor de tres (3) años, en base al diseño, capacidad, costos y a programas anuales de transporte previamente aprobados.
- b) La obligación de construir el sistema de transporte dentro del corredor indicado en el artículo 185 de este reglamento y de localizar las estaciones de bombeo o compresión y tanques o terminales en las áreas previamente aprobadas por el Acuerdo Gubernativo a que se refiere el Artículo antes mencionado;
- c) La obligación de operar el sistema de transporte en forma ininterrumpida y continua, salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, reparación, mantenimiento necesarios o por razón de construcción adicional;
- d) La obligación de prestar servicios a todos los usuarios en forma no discriminatoria, en base a tarifas establecidas de conformidad con la Ley;
- e) La obligación de construir, a requerimiento del Ministerio, las estaciones de bombeo o compresión, tanques, terminales o ductos laterales que sean necesarios para el adecuado funcionamiento del sistema de transporte y para servir en forma óptima a los contratistas de exploración y/o explotación en el área servida por el sistema de transporte;
- f) La obligación de ejecutar las demás actividades necesarias para el buen funcionamiento del sistema de transporte;
- g) La obligación del contratista de realizar cotizaciones cuando se contrataren servicios para la construcción total o parcial y/o la operación del sistema de transporte a que se refiere este Capítulo, por un monto que supere la suma de cien mil Quetzales (Q. 100,000.00); dichas cotizaciones serán aprobadas por tres representantes del Ministerio y tres representantes del contratista. Para tal efecto, se tomarán en cuenta esencialmente las características de calidad, tiempo de entrega, competitividad en el precio, asistencia técnica y de refacción y la garantía de la naturaleza de la obra de que se trate; y,
- h) El plazo del contrato de transporte celebrado por suscripción directa no podrá ser mayor al plazo del contrato de exploración y/o explotación del contratista. En caso de que varios contratistas de operaciones de exploración y/o explotación participen en el contrato de suscripción directa, la fecha de terminación de dicho contrato será la fecha de terminación del contrato de exploración y/o explotación del contratista que sea socio mayoritario a la fecha de vigencia del contrato de suscripción directa.

Para un contrato de transporte que no sea por suscripción directa, el plazo será el establecido en el

artículo 12 de la Ley.

La Comisión deberá emitir opinión con respecto al modelo a que se refiere este artículo, antes de la suscripción del contrato de transporte.

Las condiciones establecidas en este artículo, con excepción de lo establecido en el inciso h), sin perjuicio de otras condiciones que se fijen en la convocatoria respectiva, serán aplicables a los contratos de operaciones petroleras de transporte.

Artículo 188.- TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS DE VARIAS AREAS DE CONTRATO.

Cuando el sistema de transporte contemple servicio para dos (2) o más áreas de contrato, el Ministerio solicitará a los contratistas involucrados que, dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la fecha de notificación de la resolución, opinen sobre el proyecto de construcción del sistema de transporte de que se trate.

Artículo 189.- ACEPTACION. Cuando sea el caso, el contratista manifestará por escrito su aceptación ante el Ministerio, de los términos y condiciones del modelo de contrato de transporte y el plan de establecimiento del sistema de transporte de que se trate, acompañando a su vez, una garantía equivalente al valor de los trabajos comprometidos, aplicando por analogía lo establecido en el Capítulo VI del Título II de este reglamento.

Artículo 190.- SUSCRIPCIÓN y PUBLICACION. (Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 18 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Una vez en vigor el Acuerdo Gubernativo a que se refiere el artículo 64 de la Ley y cumplido lo indicado en el artículo 189 de este reglamento, se procederá a la suscripción del contrato de transporte, debiendo publicarse, a costa del contratista, en el Diario Oficial.

En caso de incumplimiento, total o parcial de los trabajos comprometidos, se hará efectiva la garantía mencionada en el artículo anterior, y se dará por terminado el contrato conforme el procedimiento establecido en el artículo 57 de este reglamento.

Artículo 191.- DENEGACION DE SOLICITUD. En el caso de que el Ministerio deniegue la solicitud para la suscripción directa de un contrato de transporte y es de opinión que dicha operación petrolera es necesaria por convenir a los intereses nacionales, procederá a celebrar la convocatoria respectiva, a fin de suscribir el respectivo contrato de transporte, conforme lo establece la Ley.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE

Artículo 192.- PRORRATEO. Cuando un sistema de transporte preste servicio a varias áreas de contrato y su capacidad disponible no sea suficiente para transportar los hidrocarburos producibles en dichas áreas, a solicitud de un contratista, la misma se prorrateará entre las diferentes áreas de contrato. Este prorrateo podrá ser revisado mensualmente.

La capacidad disponible de un sistema de transporte es la capacidad instalada total del sistema. Sin embargo, cuando el sistema de transporte haya sido construido en base a un contrato suscrito conforme al artículo 64 de la Ley, la capacidad disponible podrá ser, según lo acordado en el contrato respectivo, la capacidad total del sistema de transporte menos la capacidad requerida para transportar, con prioridad, la producción neta total del área de contrato de donde se origine la suscripción directa.

El prorrateo se hará en proporción directa a los hidrocarburos producibles que se definen, para cada área de contrato, como la capacidad de producción de los pozos en producción más la de los pozos perforados con capacidad de producir hidrocarburos en dicha área de contrato.

Artículo 193.- USO DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE. Cuando un sistema de transporte sea destinado únicamente al transporte de cierto tipo de hidrocarburos, el contratista podrá, previa autorización de la Dirección, inyectar otra clase de hidrocarburos para ser transportados en la cantidad y forma que se autorice.

Artículo 194.- MEZCLA DE HIDROCARBUROS RESULTANTE DE SU TRANSPORTE. Cuando los hidrocarburos que un contratista reciba del Estado o de terceros autorizados, para ser transportados por el sistema de transporte que opere, fueren mezclados entre sí o con otros hidrocarburos por razones inherentes al funcionamiento de las instalaciones, los propietarios no podrán exigir que se les entregue, una vez efectuado su transporte, precisamente el mismo petróleo crudo que entregaron, sino una cantidad equivalente de la mezcla en cuanto a su calidad, tomando en cuenta la disminución inherente a la operación de transporte.

Artículo 195.- DENEGACION DE TRANSPORTE. El contratista operador de un sistema de transporte no estará obligado a transportar ningún tipo de hidrocarburo que pueda causar daño a las tuberías o sus accesorios. Cuando por razón de las características de uno o varios crudos se pueda rebajar excesivamente la calidad de los demás hidrocarburos, el contratista los transportará por lotes de similar calidad.

Artículo 196.- CESACION DE RESPONSABILIDAD. La responsabilidad del contratista operador de un sistema de transporte cesará en el momento en que los hidrocarburos transportados sean entregados al propietario de los mismos, ya sea en sus tanques de almacenamiento o, si los tanques fueren propiedad del contratista del sistema de transporte, en los buques tanque, camiones cisterna o vagones tanque que el propietario de los hidrocarburos designe.

Artículo 197.- CAPACIDAD MAYOR A LA INSTALADA. Cuando por razones técnicas y/o económicas sea necesario que un sistema de transporte opere a una capacidad mayor que la instalada, el contratista instalará y operará las estaciones de bombeo o compresión y otras instalaciones adicionales para aumentar la capacidad del sistema de transporte hasta alcanzar la capacidad total técnicamente permisible.

Artículo 198.- USO DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE POR PARTE DEL ESTADO. En el caso que el contratista se niegue a instalar y/u operar estaciones de bombeo o compresión y otras instalaciones adicionales para aumentar la capacidad del mismo, hasta alcanzar la capacidad total técnicamente permisible, el Estado tendrá derecho a utilizar, en cualquier momento, la capacidad disponible de dicho sistema de transporte con las tarifas no discriminatorias autorizadas y, en este caso, tendrá la facultad de instalar y/u operar, por su cuenta, estaciones adicionales de bombeo o compresión o tanques de almacenamiento adicionales.

El contratista del sistema de transporte operará por su cuenta y riesgo, de conformidad con la Ley y los términos del contrato respectivo, las instalaciones construidas de conformidad con este artículo.

CAPITULO IV

OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 199.- COSTOS DE TRANSPORTE Y OTROS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 54 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En los casos que el Ministerio decida usar la totalidad o parte de los hidrocarburos destinados por el contratista a la combustión, los costos de transporte, proceso o cualesquiera otros costos asociados a las operaciones que se realicen, serán por cuenta del Estado, después de la recepción de los hidrocarburos por éste en el lugar establecido conforme al artículo 63 de la Ley.

TITULO VII

DETERMINACION DE LA PRODUCCION NETA E INGRESOS ESTATALES

CAPITULO I

DETERMINACION Y CONTROL DE LA PRODUCCION NETA DE HIDROCARBUROS

Artículo 200.- PERIODO DE DETERMINACION. La determinación de la producción neta de

los diferentes tipos de hidrocarburos se efectuará en los primeros cinco (5) días hábiles siguientes al mes de que se trate.

Artículo 201.- SISTEMA COMUN. El contratista tendrá la obligación de purificar, separar o procesar, dentro del área de explotación, los hidrocarburos que produzca, de tal manera que los mismos sean de una calidad aceptable para su transporte, transformación o comercialización; no obstante, cuando por razones técnicas y/o económicas no se justifique la instalación de una planta de proceso por área de explotación, a solicitud del contratista, el Ministerio podrá autorizar la construcción y operación de un sistema común, en cuyo caso se establecerá un solo punto de medición localizado después de dicho sistema, al cual se le denominará punto de medición conjunto, en base al cual se determinará la producción neta de las varias áreas de explotación que hagan uso del sistema común.

Sin embargo, para fines de asignación de producción neta y costos recuperables atribuibles a cada una de las áreas de explotación, el punto de medición localizado en cada una de dichas áreas será considerado como un punto de medición intermedio. En este caso los costos de las líneas de flujo, aunque las mismas se construyan fuera del área de contrato, entre las áreas de explotación y la planta de purificación, separación o proceso del sistema común, serán considerados como costos recuperables de dicho sistema y el valor de la producción neta para fines de determinar las regalías y la participación estatal en la producción se determinará en el punto de medición conjunto.

Artículo 202.- DEPENDENCIA ENCARGADA. La Dirección verificará la producción neta y sus características en el punto o puntos de medición, y cuando sea aplicable, en el punto de medición conjunto, por cada tipo de hidrocarburos, así como los volúmenes de hidrocarburos y otras sustancias destinadas a escape, quema o combustión. La Dirección determinará la producción neta diaria promedio por cada mes, dividiendo la producción neta mensual entre el número de días de producción por cada mes. La producción neta diaria promedio así como la gravedad API promedio en el caso de producción de petróleo crudo, serán la base para la determinación de la regalía, participación del Estado en la producción y otros ingresos conforme al contrato.

Artículo 203.- CONTROL DE INSTRUMENTOS. Los instrumentos y técnicas que desee utilizar el contratista para determinar los volúmenes, gravedad API y cualquier otra característica de la producción de hidrocarburos y/u otras sustancias, quedan sujetos a la aprobación y control de la Dirección.

Artículo 204.- CONDICIONES DE LA PRODUCCION NETA DE HIDROCARBUROS. La producción neta de petróleo crudo medida en el punto de medición o cuando sea el caso, el punto de medición conjunto, no podrá contener más de uno por ciento (1%) de agua y sedimentos, ni más de cien partes por millón (100ppm) de ácido sulfhídrico o los niveles que determine oportunamente la Dirección.

Artículo 205.- CONTENIDO DE AZUFRE DEL PETROLEO CRUDO PRODUCIDO. La determinación del contenido de azufre en el petróleo crudo producido en cada área de explotación la efectuará el contratista, como mínimo, una vez por año, en base a los métodos y procedimientos aprobados por la Dirección. Respecto al gas natural o condensados se determinará con la frecuencia que sea necesaria.

Artículo 206.- MEDICION DE LA PRODUCCION NETA. Cuando sea aplicable la producción neta de petróleo crudo y condensados se determinará por medición con cinta del contenido de los tanques de almacenamiento situados en el punto de medición o, cuando sea el caso en el punto de medición conjunto, determinando en cada medición, el volumen de hidrocarburos, agua, sedimentos y su correspondiente gravedad, aplicando las correcciones necesarias por temperatura.

El gas de boca de pozo y el gas natural comerciable, se medirán por medio de los medidores de volumen, aplicándose las correcciones necesarias por temperatura.

La Dirección, tomando en consideración las técnicas modernas aplicadas en la industria petrolera internacional, podrá aprobar otros procedimientos y técnicas a aplicarse en la medición de la producción neta.

Artículo 207.- AUTORIZACIÓN PARA EL USO DE HIDROCARBUROS. La Dirección aprobará para su uso exclusivo en las operaciones de explotación:

- a) Los volúmenes de hidrocarburos a producirse exclusivamente para realizar pruebas de evaluación y determinar la capacidad de producción de cada pozo y los que deban ser destinados a la combustión;

- b) Los volúmenes de hidrocarburos inyectados o reciclados conforme a los principios establecidos en los reglamentos o circulares; y,
- c) Los volúmenes de hidrocarburos utilizados dentro del área de contrato en las operaciones de exploración, explotación, separación, purificación, proceso, licuefacción, mejoramiento y transporte dentro de dicha área.

La aprobación a que se refiere este artículo, se hará con base en el informe del contratista y los informes internos que recabe la Dirección que la justifiquen, tomando en cuenta las prácticas generalmente aceptadas en la industria petrolera internacional. Cuando el Ministerio autorice un sistema común se aplicará por analogía los conceptos de este artículo.

Artículo 208.- AUTORIZACIÓN DE VOLUMENES DE HIDROCARBUROS PARA COMBUSTION O ESCAPE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 55 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La Dirección aprobará los volúmenes de hidrocarburos para la combustión o escape, que:

- a) Conforme al artículo 63 de la Ley no puedan ser utilizados económicamente por el Estado; y,
- b) No puedan ser utilizados económicamente para la inyección o utilización conforme a lo dispuesto en los reglamentos o circulares.

CAPITULO II

REGALIAS

Artículo 209.- DETERMINACION DE LA GRAVEDAD API. (Modificado como aparece en el texto, por el Artículo 19 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). A fin de determinar mensualmente la gravedad API promedio de la producción neta de petróleo crudo de un área de contrato, se tomará el promedio ponderado de la gravedad API de la producción neta de petróleo crudo correspondiente de cada área de explotación que contenga el contrato. El promedio de gravedad API de un área de contrato así determinado, se aplicará a la producción neta de cada área de explotación que contenga el área de contrato.

Cuando la producción de un área de contrato sea reunida en un sistema común, conforme el artículo 201 de este reglamento, la gravedad API de la producción neta de petróleo crudo resultante de la mezcla servirá de base para los efectos del cálculo de regalías en sustitución del promedio ponderado a que se refiere el párrafo anterior.

Artículo 210.- DETERMINACION DE REGALIA. El promedio de la gravedad API de un área de contrato determinada conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, será la base para determinar la regalía a que se refiere el artículo 61 de la Ley, la cual se aplicará a la producción neta de cada una de las áreas de explotación.

Artículo 211.- REGALIA ESPECIAL. A la producción proveniente de cualquier descubrimiento no declarado comercial se aplicará una regalía especial de treinta y cinco por ciento (35%), sobre el volumen de la producción mensual. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 214 de este reglamento y en este artículo, se entiende por producción, los volúmenes de petróleo crudo producidos medidos después de ser separados, purificados o procesados, excluyéndose los volúmenes efectivamente utilizados en las operaciones necesarias para obtener la producción, los destinados a escape, quema o combustión autorizados por la Dirección y los volúmenes de agua, sedimentos u otras sustancias.

La regalía especial a que se refiere este artículo se aplicará desde que se inicie la producción en el descubrimiento no declarado comercial hasta la fecha efectiva de selección del mismo.

CAPITULO III

PARTICIPACION ESTATAL

Artículo 212.- DETERMINACION DE LA PARTICIPACION ESTATAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 56 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles se determinará, en forma separada, para cada una de las áreas de explotación, en base al promedio diario de la producción neta de cada área de explotación de acuerdo a los porcentajes establecidos en cada contrato, individualmente para el petróleo crudo, gas de boca de pozo, gas natural comerciable y condensados. Para el cálculo de la participación se deducirá la regalía pagada en efectivo y/o la entregada en especie.

Artículo 213.- INVERSIONES DE EXPLORACIÓN. Para los efectos de recuperación de las inversiones de exploración efectuadas en el área de contrato y cualquier gasto de carácter general aplicable a la misma área de contrato considerado como costo recuperable, se asignarán dichos costos recuperables entre las áreas de explotación en forma directamente proporcional al volumen de la producción neta trimestral de cada una de ellas.

Cuando en un trimestre las inversiones y gastos antes mencionados no puedan recuperarse con la producción neta de las áreas de explotación, los excedentes acumulados podrán deducirse en los trimestres calendarios subsiguientes.

Artículo 214.- PARTICIPACION ESTATAL ESPECIAL. A la producción proveniente de cualquier descubrimiento no declarado comercial, en virtud de que no se pueden atribuir costos recuperables a dicha producción por no existir área de explotación, se le aplicará, excluyendo la regalía a que hace referencia el artículo 211 de este reglamento, una participación estatal especial, conforme a la escala de participación estatal en la producción de petróleo crudo establecida en el contrato. El saldo de la producción de petróleo crudo corresponderá al contratista.

La Dirección, dentro de los diez (10) días siguientes a cada mes calendario determinará la regalía antes indicada.

CAPITULO IV

PRESUPUESTO

Artículo 215.- CONTENIDO GENERAL DEL PRESUPUESTO. Para los efectos de un contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos, en el que se convenga la recuperación de costos, cada presupuesto se presentará de conformidad con los centros de costos y los renglones generales establecidos en este artículo, y los subcentros de costos y renglones especificados en el Anexo Contable.

El presupuesto presentado como parte del programa de exploración incluirá, como mínimo, los siguientes centros de costos:

- a) Las inversiones de exploración;
- b) Los costos y gastos diferentes a los del inciso anterior, incurridos en la República; y,
- c) Los costos y gastos diferentes a los de los incisos anteriores, incurridos fuera de la República.

El presupuesto presentado como parte del programa de explotación incluirá, como mínimo, los siguientes centros de costos:

- a) Las inversiones de desarrollo, separadamente para cada una de las áreas de explotación;
- b) Las inversiones de desarrollo del sistema común, cuando sea aplicable;
- c) Los gastos de operación, separadamente por cada una de las áreas de explotación;
- d) Los gastos de operación del sistema común, cuando sea aplicable;
- e) Los costos y gastos diferentes a los de los de los incisos anteriores, incurridos en la República; y,

- f) Los costos y gastos diferentes a los de los incisos anteriores, incurridos fuera de la República.

Cada uno de los centros de costos contendrá, como mínimo, los siguientes renglones generales:

- a) Los costos recuperables;
- b) Los costos no recuperables;
- c) Los créditos contra los costos recuperables; y,
- d) Los créditos contra los costos no recuperables.

Artículo 216.- IMPREVISTOS. Los costos recuperables incluirán un renglón por imprevistos, los cuales no podrán exceder del diez por ciento (10%) del total de los costos recuperables.

Artículo 217.- GASTOS FUERA DE LA REPUBLICA. Los gastos por concepto de los estudios, análisis de laboratorio u otros trabajos ejecutados fuera de la República, atribuibles al área de contrato, podrán ser considerados como costos recuperables cuando los informes y resultados correspondientes hayan sido sometidos a la consideración de la Dirección.

En el Anexo Contable se establecerá un porcentaje o una escala de porcentajes en relación a los costos recuperables totales, para cubrir los gastos generales de administración de la casa matriz respecto al área de contrato de que se trate.

Artículo 218.- COTIZACIONES. El Anexo Contable establecerá el procedimiento y condiciones bajo las cuales el contratista contratará servicios o realizará las compras de bienes en base a cotizaciones. Dichas cotizaciones serán aprobadas por tres representantes del Ministerio y tres representantes del contratista. En los casos de emergencia contemplados en el artículo 115 de este reglamento, debidamente justificados, la Dirección podrá autorizar, por la naturaleza de los servicios o de la compra de bienes de que se trate, que se omita la celebración de la cotización que corresponda.

CAPITULO V

COSTOS RECUPERABLES

Artículo 219.- COSTOS RECUPERABLES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 57 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Son todos los desembolsos en costos de capital, exploración, explotación y desarrollo, gastos de operación atribuible al área de contrato y los gastos administrativos, donde se convenga la recuperación de los mismos, conforme el artículo 220 de este reglamento, los cuales se detallan a continuación:

1. Sueldos y Salarios;
2. Sueldos transitorios y por contrato;
3. Tiempo extraordinario;
4. Prestaciones laborales que dicte las leyes vigentes de la materia;
5. Honorarios médicos para atención de la clínica establecida en el área de contrato;
6. Seguros de vida y médico;
7. Geología y geoquímica;
8. Geofísica;
9. Carreteras;
10. Logística y transporte;
11. Perforación, Obra Civil, Fluidos de perforación, Registros de pozo, Cementación de pozo, Prueba de pozo;
12. Completación de pozos;
13. Reacondicionamiento de pozos;
14. Mantenimiento de instalaciones, accesos, equipo y maquinaria del área de contrato;
15. Primas de Seguros y Fianzas a favor del Estado;
16. Consultoría legal que no sea para dirimir procesos contra el Estado o asuntos laborales;

17. Consultoría de auditoría interna y fiscal;
18. Gastos de alimentación en los campamentos del área de contrato;
19. Vestuario para trabajadores de campo;
20. Equipo y accesorios para seguridad industrial;
21. Productos metálicos;
22. Productos no metálicos;
23. Productos químicos;
24. Productos medicinales y farmacéuticos para el área de contrato;
25. Costo de Combustibles y lubricantes para maquinaria, equipo y vehículos para las operaciones del área de contrato, registrados como costos de capital, excluye el Impuesto al Valor Agregado;
26. Costos de capital de campo y oficinas centrales debidamente registrados;
27. Adquisición y renta de edificios;
28. Gastos de medio ambiente;
29. Gastos administrativos dentro de la República, para la realización de funciones de planificación, organización, integración y control a cargo de la administración se reconocerá hasta el ochenta por ciento (80%) de los mismos y distribuidos conforme el Anexo Contable;
30. Gastos administrativos fuera de la República incurridos por la Casa Matriz del Contratista por administración y gerencia el uno por ciento (1%) calculados sobre la totalidad de los costos recuperables aprobados y ejecutados;
31. Maquinaria y equipo de exploración y producción, arrendamiento y/o adquisición;
32. Maquinaria y equipo para obra civil a ser usado en el área de contrato, arrendamiento y/o adquisición;
33. Equipo de almacenaje y distribución;
34. Equipo médico-quirúrgico;
35. Equipo de ingeniería;
36. Equipo de laboratorio de uso en la exploración y/o explotación petrolera;
37. Vehículos y transporte pesado, arrendamiento y/o adquisición, a ser usado en el área de contrato;
38. Adquisición de equipo de computación con sus sistemas operativos utilitarios y software especializado relacionado con las actividades de exploración y/o explotación;
39. Adquisición o renta de inmuebles para el uso de la operación;
40. Capacitación y cargos anuales por hectárea;
41. Contribuciones para el desarrollo de las comunidades ubicadas dentro del área de contrato del cero punto cinco por ciento (0.5%) del valor fiscal de la producción del año anterior;
42. Estudios relacionados directamente con las operaciones petroleras objeto del contrato;
43. Los costos de arbitraje, indicados en el artículo 242 de este Reglamento y en el contrato respectivo, si el resultado no es favorable al Estado.

Todos los costos y/o gastos referidos en las literales anteriores, deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y en el anexo contable. Los costos deberán ser contabilizados dentro del período correspondiente al programa aprobado por el Ministerio, para ser considerados como tales, caso contrario no podrán recuperarse bajo ningún concepto. Cualquier otro gasto o costo ajeno a los anteriores no podrá ser recuperado por el Contratista.

Artículo 220.- APROBACION DE COSTOS EN PROGRAMAS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 20 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Sin perjuicio de lo establecido en la Ley y el contrato, el contratista podrá recobrar únicamente aquellos costos recuperables que hayan sido aprobados previamente en base a los programas de exploración, explotación, o ambas operaciones petroleras, previstos en los capítulos III y V del Título II de este reglamento, salvo las inversiones incurridas en casos de emergencia previstos en el artículo 115 de este reglamento y que posteriormente sean justificadas y aprobadas por el Ministerio como costos recuperables, para el área de contrato correspondiente.

El valor de la producción procedente de un área de explotación no será utilizado para recuperar inversiones de exploración, desarrollo o gastos de operación provenientes de otra u otras áreas de explotación.

Artículo 221.- COSTOS RECUPERABLES EN CASO DE DEVOLUCION DE AREA. En caso que el contratista, de conformidad con la Ley y el contrato, devuelva al Estado un área de explotación sin haber recobrado los costos recuperables aprobados y atribuibles a dicha área, el monto no recuperado se dividirá proporcionalmente en la forma indicada en el artículo 213 de este reglamento, a efecto de que los recupere de

la producción neta de otras áreas de explotación del área de contrato.

La recuperación de las inversiones o gastos incurridos en las operaciones petroleras derivadas de un contrato de exploración y/o explotación se hará solamente de la producción neta proveniente del área de explotación y, en el caso de que dicha producción no fuere suficiente para cubrir las mismas, el Estado no asumirá responsabilidad alguna.

Artículo 222.- COSTOS NO RECUPERABLES. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005).

CAPITULO VI

LIQUIDACIÓN Y PAGO DE REGALIAS Y PARTICIPACION ESTATAL

Artículo 223.- NOTIFICACION Y PAGO DE REGALIAS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 22 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). La Dirección, dentro de los primeros diez (10) días hábiles de cada mes calendario, notificará al contratista sobre el pago que tenga que efectuar con respecto al mes anterior, en concepto de regalía y, si fuera el caso, regalía especial, debiendo el contratista pagarla dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del monto respectivo.

Artículo 224.- INFORME MENSUAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 58 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Dentro de los primeros ocho (8) días hábiles de cada mes calendario el contratista presentará a la Dirección un informe mensual con tres (3) copias, dos (2) de ellas en formato digital, respecto al mes anterior que contendrá la información requerida, conforme al Anexo Contable, en relación a los costos totales de la operación de cada centro de costo y los renglones específicos correspondientes.

Artículo 225.- DICTAMEN CONJUNTO. La Dirección y el Departamento de Auditoría dictaminarán, en forma conjunta, antes del veinte (20) de cada mes calendario, sobre el monto de los costos recuperables y la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, indicados en el informe mensual conforme al artículo 224 de este reglamento. Dicho dictamen será provisional y se cursará al Ministerio con copia a la Comisión.

Artículo 226.- RESOLUCION PROVISIONAL y NOTIFICACION. El Ministerio resolverá, antes del veinticinco (25) de cada mes calendario sobre la aprobación de la liquidación provisional de la participación estatal en la producción de los hidrocarburos compartibles, debiendo mantener informada a la Comisión de tales liquidaciones. La Dirección notificará al contratista la liquidación provisional de la suma o sumas que debe pagar al Estado.

Artículo 227.- PLAZO PARA EFECTUAR EL PAGO. En caso de que el contratista entregue la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, total o parcialmente, en efectivo, el contratista lo hará dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación a que hace referencia el artículo anterior.

Artículo 228.- AUDITORIA TRIMESTRAL. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 59 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El Departamento de Auditoría, podrá realizar la auditoría de los costos reportados en los informes indicados en el artículo 224 de este Reglamento y conjuntamente con la Dirección harán la revisión final de los informes mensuales; del resultado de esta revisión, se dará audiencia a el Contratista por el plazo de diez (10) días y con su contestación o sin ella, la Dirección y el Departamento de Auditoría dictaminarán conjuntamente sobre los ajustes que sean necesarios, para la liquidación final del trimestre de que se trate. Este dictamen se elaborará antes de finalizar el segundo mes siguiente al trimestre de que se trate.

Artículo 229.- RESOLUCION FINAL Y NOTIFICACION. El Ministerio, con opinión previa de la Comisión, resolverá sobre la liquidación final de las regalías y la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, así como sobre los costos recuperables conforme a este reglamento y el contrato. La Dirección, antes de la terminación del trimestre siguiente al trimestre de que se trate, notificará al contratista:

- a) Cuando entregue parte o la totalidad de la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, en efectivo, la suma o sumas que este debe pagar conforme a la Ley o que el Estado deba reconocer a favor del contratista en concepto de ajustes; y,
- b) Cuando el contratista entregare parte o la totalidad de la participación estatal en especie, los ajustes en las partes y fracciones conforme al inciso e) del artículo 106 de este reglamento.

Lo anterior es sin perjuicio del derecho del Estado de hacer las verificaciones, rectificaciones o ajustes a las liquidaciones que se efectúen.

Artículo 230.- PLAZO PARA EFECTUAR EL PAGO. El contratista pagará al Estado, los montos a que se refiere el artículo anterior, dentro de los quince (15) días siguientes a la notificación a que se refiere el artículo anterior. En el caso de que el ajuste sea a favor del contratista, este se hará en la liquidación correspondiente del mes siguiente.

CAPITULO VII

OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 231.- REGALIA Y PARTICIPACION ESTATAL EN EFECTIVO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 60 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). La regalía y la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles en efectivo, serán determinados multiplicando el volumen de la producción neta que le corresponda al Estado, por los correspondientes precios de mercado de conformidad con este Reglamento.

Artículo 232.- REGALIA Y PARTICIPACION ESTATAL EN ESPECIE. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 61 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Cuando no exista convenio conforme a lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley, el Ministerio podrá requerir al contratista que le entregue la regalía y la participación estatal en la producción de hidrocarburos compartibles, que le corresponda en especie, por lo menos con un (1) mes de anticipación. El contratista podrá oponerse a lo anterior solamente cuando tenga, contratos de abastecimiento de hidrocarburos firmados previamente lo cual debe demostrar fehacientemente ante el Ministerio; sin embargo, en este último caso, el Ministerio tendrá el derecho de obtener, en especie, la regalía y la participación estatal que le corresponda al Estado, si lo requiere por lo menos con seis (6) meses de anticipación.

Artículo 233.- FORMAS DE PAGO DE LOS HIDROCARBUROS PARA CONSUMO INTERNO. En caso de que el contratista venda al Estado, de conformidad con el artículo 66 inciso k) de la Ley y el contrato, una cantidad de los hidrocarburos, el Gobierno pagará el valor de los mismos al precio indicado en el artículo 29 de la Ley, en los mismos plazos que el Estado percibe las regalías y su participación en la producción de hidrocarburos compartibles.

Artículo 234.- DISPOSICION DE LOS HIDROCARBUROS. El contratista dispondrá de los hidrocarburos que, conforme al artículo 106, inciso e), subinciso ii), numeral 1) de este reglamento, retenga en concepto de recuperación de costos recuperables o de la remuneración que le corresponda de acuerdo con el contrato, desde el momento en que los despache desde el punto de medición ó cuando sea el caso, el punto de medición conjunto, al oleoducto principal o a sus instalaciones de almacenaje.

Cuando el Gobierno reciba total o parcialmente en especie, las regalías, participación en la producción en los hidrocarburos compartibles y otros ingresos conforme al contrato, el Ministerio asumirá la responsabilidad del manejo y control de los hidrocarburos recibidos, desde el momento en que el contratista se los entregue conforme al convenio que para tal efecto se celebre de acuerdo al artículo 30 de la Ley.

Artículo 235.- ALMACENAJE DE HIDROCARBUROS PROPIEDAD DEL ESTADO. Vencido el plazo a que hace referencia el artículo 30 de la Ley, sin que el Estado retire los hidrocarburos almacenados, el contratista podrá disponer del petróleo crudo almacenado de conformidad con lo acordado en el respectivo convenio y pagará al Estado el valor equivalente, conforme el artículo 231 de este reglamento.

Artículo 236.- AJUSTE DE COSTOS A RECUPERAR. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

TITULO VIII

SUPERVISION DEL ESTADO

CAPITULO I

INFORMACION

Artículo 237.- OBLIGACION DE PRESENTAR INFORMACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 62 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Sin necesidad de requerimiento, el contratista presentará a la Dirección un juego completo de las muestras y núcleos obtenidos durante la perforación de pozos, copias de los registros eléctricos y geofísicos, resultados de las pruebas, estudios y análisis efectuados en los pozos y las interpretaciones de los mismos y cualquier otra información que sea necesaria para ejercer debidamente la supervisión y fiscalización del Estado. Salvo las muestras y núcleos, el contratista entregará un (1) original reproducible y dos (2) copias, una (1) de las cuales deberá ser en formato digital, de toda la información y/o datos que presente, siempre que no se especifique, un número mayor de copias.

Toda persona que lleve a cabo operaciones petroleras de conformidad con la Ley, deberá permitir al personal del Ministerio, en cualquier momento, el acceso a los trabajos y a la información que se esté recabando.

Artículo 238.- CIRCULARES E INSTRUCTIVOS RELATIVOS A LA INFORMACION. La Dirección emitirá las guías, circulares e instructivos necesarios y podrá determinar los procedimientos que deben observar los contratistas con respecto a la información que debe proporcionarse.

Artículo 239.- CONSERVACION DE COPIAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 63 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contratista entregará al Ministerio y conservará, por lo menos, una copia reproducible de toda la información, datos y estudios geológicos, técnicos, económicos-financieros y de cualquier otra índole relacionada con las operaciones objeto del contrato, en su oficina principal en la ciudad de Guatemala.

Artículo 240.- SUMINISTRO PERIODICO DE INFORMES Y PROGRAMAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 64 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contratista tendrá la obligación de suministrar a la Dirección, los siguientes informes y programas:

- a) Un informe por cada trimestre de contrato, sobre el progreso de las operaciones de exploración;
- b) Un informe por cada trimestre calendario, sobre el progreso de las operaciones de explotación o transporte, según sea el caso;
- c) Un informe anual relacionado con las operaciones de exploración dentro del primer trimestre de cada año de contrato;
- d) Un informe anual relacionado con las operaciones de explotación o transporte, según sea el caso, técnico y financiero, dentro del primer trimestre de cada año calendario;
- e) Dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización del término del período de exploración, un resumen sobre esa actividad;
- f) Los programas anuales conforme a los artículos 92, 99 y 178 de este Reglamento;
- g) Un informe mensual respecto a costos totales de la operación por centro de costo y renglones específicos, discriminados en recuperables y los no incluidos en el artículo 219 de este

Reglamento; y,

- h) Los informes que se requieran conforme al Anexo Contable y a las circulares que emita la Dirección.

Los informes a que se refieren los incisos a) y b) de este artículo, deben ser presentados dentro del mes siguiente al trimestre a que correspondan.

Artículo 241.- OBSTRUCCION DE LAS OPERACIONES PETROLERAS. El personal del Ministerio, los miembros de la Comisión o cualquier otro funcionario estatal en el desarrollo normal de sus funciones y/o atribuciones deben actuar de tal manera que, en lo posible, no impidan la gestión y la continuidad de las operaciones petroleras llevadas a cabo por el contratista.

CAPITULO II

DISCREPANCIAS TECNICAS

Artículo 242.- DISCREPANCIAS TECNICAS Y/O FINANCIERAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 65 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En caso que por razón del desarrollo de las operaciones petroleras surjan discrepancias de carácter técnico y/o financieras entre el contratista y el Ministerio, se procurará solucionarlas directamente y con la prontitud que las circunstancias lo exijan; a ese efecto y por iniciativa de cualquiera de las partes interesadas, podrá recabarse todo elemento de juicio que se juzgue necesario; si las diferencias no puedan ser solucionadas como lo indica el párrafo anterior, se podrán dirimir mediante la Ley de Arbitraje, con la opinión de un experto, quien debe ser una persona de reputación reconocida y experiencia comprobada en la materia que se trate, independiente de las partes.

CAPITULO III

CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

Artículo 243.- INCUMPLIMIENTO POR CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR. El incumplimiento por una de las partes, de cualquier obligación o condición estipulada en un contrato será dispensada durante el tiempo y en la medida en que dicho incumplimiento sea ocasionado por caso fortuito o fuerza mayor debidamente probada.

Artículo 244.- IMPOSIBILIDAD DE CUMPLIR CON LAS OBLIGACIONES DEL CONTRATO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 66 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Cualquiera de las partes que se vea imposibilitada de cumplir con cualquier obligación o condición estipulada en el contrato, debido a caso fortuito o fuerza mayor acaecida en la República, notificará dentro del plazo de diez (10) días, por escrito a la otra parte indicando la causa de su incumplimiento. La parte afectada por el caso fortuito o fuerza mayor debe dar cumplimiento a las obligaciones suspendidas dentro de un período razonable acordado entre las partes.

Artículo 245.- CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR ACAECIDA FUERA DE LA REPUBLICA. Si el contratista no pudiera cumplir con sus obligaciones derivadas de la Ley, los reglamentos y el contrato, debido a caso fortuito o fuerza mayor debidamente probada que ocurra fuera de la República, solicitará reunirse con el Ministerio con el fin de llegar a arreglos satisfactorios por medio de los cuales las operaciones petroleras puedan continuar en la forma que sea más adecuada a los intereses de las partes. En caso de que el incumplimiento se prolongase por más de un período de veinticuatro (24) meses, cualquiera de las partes tendrá el derecho de dar por terminado el contrato y, en tal caso, el contratista queda relevado de todas las obligaciones derivadas de la Ley, los reglamentos y el contrato, que debiera cumplir con posterioridad al acaecimiento del suceso que motivó el caso fortuito o fuerza mayor.

CAPITULO IV

INTERVENCION DE OPERACIONES

Artículo 246.- PROCEDIMIENTO DE INTERVENCION. En los casos previstos por el artículo 43 de la Ley, una vez agotado el trámite preceptuado en el segundo párrafo del mismo, el Ministerio dictará un Acuerdo conteniendo:

- a) Expresión de la causa o causas que motivan la intervención;
- b) Designación del interventor, que debe recaer en persona de reconocida competencia y honorabilidad;
- c) Cuando fuere posible, tiempo que durará la intervención;
- d) Grado o alcance de la intervención;
- e) Facultades y responsabilidad del interventor;
- f) Ejecutoriedad del acto de intervención.

El Ministro discernirá el cargo al interventor designado, quien se apersonará en las oficinas o instalaciones del contratista para hacer efectiva la intervención, lo cual se hará constar en acta notarial.

Artículo 247.- EFECTOS DE LA INTERVENCION. La intervención de las operaciones petroleras tiene como finalidad únicamente implementar las medidas que sean necesarias para la efectiva continuación de la ejecución de las operaciones petroleras de conformidad con la Ley; lo cual, en ningún caso, implicará la disminución, pérdida, confiscación o expropiación de los derechos del contratista en el contrato respectivo.

Artículo 248.- GASTOS E INVERSIONES. Los gastos que ocasione la intervención, así como las inversiones que deban efectuarse en el tiempo que dure la misma, serán a cargo del contratista, los cuales se considerarán como costos recuperables. El interventor, por su parte, someterá a la aprobación del Ministerio, el presupuesto de inversiones, así como la planilla de gastos de la intervención, entre los cuales figurarán los honorarios del propio interventor; así como los que correspondan a los profesionales y técnicos que le auxilien en su cometido.

Cuando la intervención sea motivada por negligencia o imprudencia del contratista, los gastos derivados de la misma, sin perjuicio de otras deducciones y efectos legales, no se considerarán como costos recuperables.

Artículo 249.- PRESENTACION DE PROGRAMA. El interventor someterá a aprobación del Ministerio los programas que correspondan de conformidad con la Ley y este reglamento.

CAPITULO V

TASAS ADMINISTRATIVAS

Artículo 250.- PERMISO DE RECONOCIMIENTO SUPERFICIAL. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 24 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por otorgamiento de cada permiso de reconocimiento superficial o su prórroga, según sea el caso, conforme al artículo 58 de la Ley, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a cinco mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 5,000.00).

Artículo 251.- DEVOLUCION DE AREA. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 25 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por aprobación de cada devolución de área conforme a los artículos 76 y 77 de este Reglamento, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a mil dólares de los Estados Unidos de América. (US \$. 1,000.00).

Artículo 252.- SELECCIÓN DE AREAS MAYORES DE DIEZ MIL (10,000) HECTAREAS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 26 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). En adición al monto estipulado en la Ley o el que se fije en la convocatoria respectiva, en el caso de aprobación de la selección de un área de explotación mayor de diez mil (10,000) hectáreas, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 100,000.00), más el equivalente en moneda nacional a cien dólares de los Estados Unidos de América (US

\$.100.00) por cada hectárea en exceso de diez mil (10,000) hectáreas.

Artículo 253.- MODIFICACION DE AREA DE EXPLOTACION. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 27 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por cada modificación de un área de explotación, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a diez mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 10,000.00).

Artículo 254.- PRORROGA DEL PERIODO DE EXPLORACION. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 28 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por prórroga de hasta un año del período de exploración conforme al artículo 66, inciso g) de la Ley, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a veinticinco mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 25,000.00).

Artículo 255.- SUSPENSION POR PERIODOS ANUALES SUCESIVOS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 29 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por la suspensión de cada período anual, según lo especificado en el artículo 89 de este reglamento, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 50,000.00), salvo cuando sea autorizada por la causa indicada en el último párrafo del mencionado artículo, en cuyo caso la tasa se reducirá a un diez por ciento (10%).

Artículo 256.- PRORROGA POR PERIODOS ANUALES SUCESIVOS. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 30 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por la prórroga de cada período anual sucesivo, según lo especificado en el artículo 90 de este reglamento, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 50,000.00), salvo cuando sea autorizada por la causa indicada en el último párrafo del artículo 89 de este reglamento, en cuyo caso la tasa se reducirá a un diez por ciento (10%).

Artículo 257.- SUSCRIPCION DIRECTA. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 31 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Por la suscripción directa de un contrato de transporte de conformidad con lo especificado en el artículo 64 de la Ley, se establece una tasa de suscripción del equivalente en moneda nacional, a cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 100,000.00).

Artículo 258.- CAMBIOS EN PROGRAMAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 67 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Por cada cambio a un programa de operaciones petroleras que se apruebe a el Contratista, se establece una tasa administrativa del equivalente en moneda nacional, a diez mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$. 10,000.00), salvo que el cambio se deba a casos de emergencia conforme lo establece el artículo 115 de este Reglamento.

Artículo 259.- PAGO. Las tasas administrativas a que se refiere este capítulo y el pago de la tasa de servicio a que se refiere el artículo 45, inciso b) de la Ley, se pagarán dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de notificación de la resolución favorable a la solicitud de que se trate, las que deberán hacerse efectivas en la Tesorería Nacional previa orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría.

Artículo 260.- FALTA DE PAGO DE LAS TASAS. Cuando las tasas administrativas no sean pagadas dentro del término que se haya fijado, el Ministerio dejará sin efecto la autorización que hubiese concedido.

CAPITULO VI

CARGOS ANUALES

Artículo 261.- CARGOS ANUALES EN EXPLORACIÓN. El pago de cargos anuales por hectárea en exploración, a que se refiere el artículo 45 inciso c) de la Ley lo efectuará el contratista dentro de los primeros quince (15) días de cada año de contrato. Para su cálculo se tomará en cuenta:

- a) El número de hectáreas completas que tiene el área de contrato en exploración, el último día del año de contrato inmediatamente anterior; y,
- b) Los incrementos conforme a la Ley y el artículo 268 de este reglamento.

Artículo 262.- CARGOS ANUALES EN EXPLOTACION. Para las áreas de explotación, sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, se aplicará el cargo por hectárea en explotación a partir de la fecha efectiva de selección en forma proporcional para el resto del año calendario de que se trate y en adelante el pago se hará en los primeros quince (15) días de cada año calendario, tomando en cuenta para su cálculo lo siguiente:

- a) El número de hectáreas completas que tienen las áreas de explotación en el área de contrato, el último día del año calendario inmediatamente anterior; y,
- b) Los incrementos conforme a la Ley y el artículo 268 de este reglamento

TITULO IX

UNIFICACION

CAPITULO UNICO

CONVENIOS DE UNIFICACION

Artículo 263.- UNIFICACION CON OTRAS AREAS DE EXPLOTACION Y/O LA RESERVA NACIONAL. A fin de garantizar la explotación racional de los yacimientos, los contratistas podrán celebrar convenios de unificación entre si y/o con el Ministerio, en caso de que el yacimiento comercial, se extienda fuera del área de explotación y dentro de otra área de explotación de otra área de contrato y/o dentro de la reserva nacional.

En caso de unificación con la reserva nacional, los gastos unificados de operación imputables al Estado serán cubiertos por el mismo, y de igual manera, la producción de hidrocarburos correspondientes al yacimiento en la parte de reserva nacional, será exclusivamente de su propiedad. Los convenios con la reserva nacional serán aprobados por Acuerdo Gubernativo emitido en Consejo de Ministros.

Artículo 264.- COSTOS Y PRODUCCION. Los convenios de unificación podrán incluir la distribución de los ingresos y de los costos, gastos e inversiones respecto al área de explotación incluida en el convenio de que se trate. No obstante, ningún convenio podrá variar la naturaleza misma del contrato de exploración y/o explotación respectivo.

Artículo 265.- FORMALIZACION DE LOS CONVENIOS DE UNIFICACION. Cuando se establezca la necesidad de celebrar un convenio de unificación, el Ministerio fijará un plazo de hasta un año para la formalización del convenio de que se trate.

En caso de que el convenio no se formalice en el plazo fijado para tal efecto, el Ministerio podrá fijar un término perentorio adicional de treinta (30) días, para que se formalice dicho convenio estableciendo las bases de unificación de conformidad con los principios generalmente aceptados por la industria petrolera internacional, con el propósito de asegurar la continuidad de la explotación racional de los yacimientos en cuestión.

Vencido dicho término sin que se formalice el convenio de unificación de que se trate, el Ministerio podrá hacer aplicación de lo dispuesto en el artículo 43 de la Ley.

TITULO X

ASPECTOS FINANCIEROS

CAPITULO I

CONTABILIDAD

Artículo 266.- CONTABILIDAD EN IDIOMA ESPAÑOL. El contratista de operaciones petroleras, el contratista de servicios petroleros, el subcontratista de servicios petroleros, y el poseedor de un permiso, llevará en sus oficinas principales de la ciudad de Guatemala, su contabilidad en idioma español, con los libros y registros respectivos de conformidad con lo establecido por las Leyes de la República.

La documentación que respalde las operaciones contables que esté en otro idioma será traducida al idioma español por el contratista, contratista de servicios petroleros, el subcontratista de servicios petroleros o el poseedor de un permiso.

Artículo 267.- ESTADOS FINANCIEROS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 68 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). El contratista entregará al Ministerio, en el primer trimestre, los estados financieros correspondientes al ejercicio contable anterior, certificados por un Contador Público y Auditor colegiado o por un Perito Contador autorizado legalmente en Guatemala. Dentro de los estados financieros estarán comprendidos, como mínimo, el Balance General, el Estado de Resultados y el flujo de efectivo, con los apéndices o anexos correspondientes, así como cualquier documentación necesaria para la mejor comprensión o explicación de aquellos.

CAPITULO II

VALOR CONSTANTE DE LAS OBLIGACIONES

Artículo 268.- VALOR CONSTANTE. (Modificado como aparece en el texto, por el artículo 33 del Acuerdo Gubernativo número 753-92). Para obtener un valor constante de las obligaciones previstas en la Ley, así como en los artículos del 250 al 258 inclusive, 261 y 262 de este reglamento y en el contrato de que se trate, que tenga que pagar el contratista conforme los instrumentos legales mencionados, dichas obligaciones serán ajustadas anualmente por el Ministerio, para corregir las mismas por razones de inflación; el ajuste deberá hacerse de conformidad con el índice de inflación interanual observado en los Estados Unidos de América para el mes de noviembre del año anterior al que deberá hacerse efectivo el pago, reportado por el fondo Monetario Internacional (FMI).

La aplicación del índice mencionado, se hará sobre la base de la obligación que se trate, en la forma siguiente:

$$V(A) = V \times IA$$

V(A) = Valor constante de la obligación que se trate.

V = Valor de la obligación establecida en la Ley, este Reglamento o el Contrato.

IA = Porcentaje a aplicar, conforme al índice de inflación Interanual observado para el mes de noviembre del año anterior al que deberá hacerse efectivo el pago.

La Dirección determinará el valor de las diferentes obligaciones antes del veinte (20) de diciembre de cada año, para el año siguiente.

CAPITULO III

FINANCIAMIENTO

Artículo 269.- FINANCIAMIENTO EN LAS OPERACIONES PETROLERAS. El contratista financiará u obtendrá el financiamiento necesario para los costos, gastos e inversiones de las operaciones petroleras determinadas en su contrato. En este último caso, el contratista informará con prontitud a la Dirección, cada vez que obtenga financiamiento o firme convenios crediticios.

Artículo 270.- LIMITACIÓN. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

CAPITULO IV

DOCUMENTOS

Artículo 271.- PRESENTACION. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

CAPITULO V

TRANSFERENCIA DE BIENES EN PROPIEDAD AL ESTADO

Artículo 272.- AUTORIZACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 69 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En los contratos de exploración y/o explotación en que se convenga la recuperación de inversión de exploración y desarrollo o gastos de operación así como en otros contratos de operaciones petroleras en que se convenga la recuperación de costos, gastos e inversiones, queda prohibido al contratista enajenar, gravar o retirar, durante la vigencia del contrato, parte alguna de los bienes adquiridos para los fines del cumplimiento de los trabajos comprometidos conforme al mismo, sin la previa autorización del Ministerio; cualquier acto en contra de esta disposición será nula y como consecuencia no tendrá efecto alguno. Si el contratista fuere titular de dos o más contratos de operaciones petroleras en el país, deberá de solicitar autorización permanente para movilizar y utilizar maquinaria y equipo entre sus contratos, a efecto de minimizar los costos.

Artículo 273.-TRANSFERENCIA DE BIENES A LA TERMINACION DE UN CONTRATO. Sin perjuicio de lo establecido en otras disposiciones legales, en los contratos de operaciones petroleras, debe establecerse que a la terminación de los mismos, por cualquier causa, las edificaciones, instalaciones fijas, maquinaria, equipo, cualquier otro bien que forme parte de las operaciones petroleras, así como todas las obras de infraestructura que se hubieren construido durante la vigencia de un contrato, serán transferidas en propiedad al Estado, sin costo alguno y sin limitaciones o gravámenes.

Artículo 274.- DESCRIPCION E INVENTARIO DE BIENES. Cuando un contratista comunique al Ministerio, conforme al artículo 53 de este reglamento, su decisión de terminar voluntariamente el contrato, presentará un inventario que incluya una descripción de todas las edificaciones, instalaciones fijas, maquinaria, equipo y cualquier otro bien, especificando cuales si y cuales no, a su juicio, forman parte de las operaciones petroleras, acompañando copia auténtica del inventario. Cuando sea el caso, en el inventario antes indicado, se especificará los bienes cuyo costo hubiere sido recuperado conforme al contrato.

En caso de vencimiento del plazo del contrato, el contratista procederá en la misma forma, haciendo la comunicación por lo menos con tres (3) meses de antelación.

Artículo 275.- BIENES QUE NO PUEDEN SER PROPIEDAD DE TERCEROS. En la ejecución de operaciones petroleras de exploración y/o explotación, no podrán ser propiedad de terceros los siguientes bienes:

- a) El equipo instalado en un pozo;
- b) Las líneas de flujo, así como los tanques de almacenamiento relacionados a las áreas de explotación;
- c) Las plantas de separación, purificación, proceso, licuefacción o mejoramiento de hidrocarburos;
- d) El equipo instalado en el punto de medición y/o en el punto de medición conjunto, cuando sea el caso; y,
- e) Cualquier edificio, bodega y demás instalaciones para el manejo, mantenimiento y operación del campo petrolero, dentro del área de contrato o fuera de ella que forme parte del sistema común y en general los bienes que sean necesarios para la óptima y continua operación del sistema de explotación de hidrocarburos.

Artículo 276.- INFORME DE LA DIRECCION. Después de recibida la comunicación del contratista, a que se refiere el artículo 274 de este reglamento, el Ministerio lo enviará a la Dirección y al Departamento de Auditoría para que rindan un informe conjunto al respecto.

Artículo 277.- RESOLUCION. El Ministerio, previa opinión de la Comisión, con base en el informe conjunto de la Dirección y el Departamento de Auditoría a que se refiere el artículo anterior, decidirá que bienes forman parte de las operaciones petroleras de que se trate.

CAPITULO VI

TRANSFERENCIA DE OPERACIONES A LA TERMINACION DE UN CONTRATO

Artículo 278.- FUNCIONAMIENTO APROPIADO. El contratista debe mantener en buena y apropiada condición de funcionamiento los edificios, estructuras, maquinaria, equipo y en general otros bienes utilizados o que permitan llevar a cabo las operaciones petroleras que realice y que de conformidad con la Ley deban pasar a propiedad del Estado a la terminación del contrato, por cualquier causa.

Artículo 279.- DILIGENCIA DEBIDA EN EL MANTENIMIENTO. Hasta la terminación del contrato, el contratista realizará, con diligencia debida, el trabajo de mantenimiento en todas las instalaciones pertenecientes a las operaciones petroleras derivadas del mismo.

Artículo 280.- PREPARACION PARA FUTUROS TRABAJOS DE EXPLOTACION. A partir del quinto año antes de la finalización del plazo del contrato, el contratista llevará a cabo los trabajos que el Ministerio considere necesarios para la conservación en buen estado y la preparación de la realización de la futura explotación, de conformidad con los convenios que para tal efecto se celebren.

Artículo 281.- PLAN DE TRANSFERENCIA. Por lo menos un año antes de la terminación del plazo del contrato, cuando sea el caso, el contratista presentará un plan de transferencia de operaciones de explotación que incluirá programas de traspaso como mínimo, de lo siguiente:

- a) la administración y gerencia, así como los arreglos necesarios con respecto al personal ;
- b) Los contratos de servicios, los arrendamientos o derechos de ocupación temporal firmados por el contratista para el área de contrato de que se trate;
- c) En el caso de contratos de exploración y/o explotación el o los sistemas de explotación de hidrocarburos y sistemas comunes;
- d) Todas las demás instalaciones necesarias para la adecuada realización de las operaciones petroleras; y,
- e) En el caso de los contratos de participación en la producción, el cálculo final de ajustes respecto a la participación estatal.

Artículo 282.- PLAN DE ABANDONO DE OPERACIONES. Cuando, por cualquier causa, se prevea el abandono de las operaciones de explotación en un área de contrato, sea en el área terrestre o marítima, se presentará un plan de abandono, un (1) año antes de la fecha propuesta para el abandono efectivo, que contendrá, como mínimo, lo siguiente:

- a) El taponamiento o cementación de pozos;
- b) Un programa de limpieza del área;
- c) Remoción de instalaciones que representen un peligro para la movilización de vehículos, o para la navegación marítima y/o la pesca;
- d) Todas las demás necesarias para resguardar la seguridad de las personas que puedan humanamente preverse.

TITULO XI

DISPOSICIONES FINALES

CAPITULO I

GESTIONES, SUGERENCIAS Y PROPUESTAS

Artículo 283.- SOLICITUDES. Cualquier persona individual o jurídica, nacional o extranjera, en cualquier tiempo, puede presentar, al Ministerio, gestiones, sugerencias y/o propuestas que se refieran a las operaciones petroleras consideradas en la Ley.

Artículo 284.- DOCUMENTACION. En toda gestión, sugerencia y/o propuesta, se acompañará, según sea el caso, la información, datos, documentación y/o estudio en los cuales se base la misma. En el caso de que la documentación indicada en este artículo no sea acompañada, la misma podrá no ser considerada.

Artículo 285.- EXPEDIENTE. El Ministerio, previa opinión de la Comisión y la Dirección, considerará la posibilidad, si fuera el caso, de celebrar una convocatoria para llevar a cabo la operación petrolera de que se trate; en caso contrario, archivará la gestión, sugerencia o propuesta en un expediente especial.

Artículo 286.- PRIORIDAD Y RESPONSABILIDAD. La presentación y/o consideración de una gestión, sugerencia y/o propuesta no otorga ningún derecho ni prioridad de ninguna clase a su proponente.

En el caso de que en la presentación y trámite de una gestión, sugerencia y/o propuesta se hubiere incurrido en gastos, el Estado no asume ninguna responsabilidad en caso de no ser considerada.

CAPITULO II

NOTIFICACION

Artículo 287.- AVISOS, INFORMES Y COMUNICACIONES AL ESTADO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 70 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Todos los avisos, informes o comunicaciones que deban hacerse por el contratista al Estado, relacionados con las operaciones petroleras, se harán por escrito a donde correspondan, según el caso, sin perjuicio de los avisos o informes que, conforme a las leyes, deban hacer a otras dependencias.

Artículo 288.- LUGAR PARA NOTIFICAR AL CONTRATISTA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 71 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Todas las notificaciones, avisos y comunicaciones que deban hacerse por el Estado al contratista se entenderán hechas cuando sean entregadas en el último lugar que, dentro de la ciudad de Guatemala, expresamente haya señalado por escrito el contratista.

Artículo 289.- CAMBIOS DE LUGAR PARA RECIBIR NOTIFICACIONES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 72 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). Tanto el Estado como los contratistas podrán cambiar de lugar para recibir notificaciones dentro de la ciudad de Guatemala, notificándolo por escrito a la otra parte. En caso contrario, se tendrán por bien hechas las notificaciones practicadas en el lugar señalado con anterioridad.

Artículo 290.- COMUNICACIONES URGENTES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 73 del Acuerdo Gubernativo Número 165-2005). En caso de avisos, informes o comunicaciones urgentes, éstas podrán efectuarse por telegrama, radiograma, correo electrónico o fax, sin perjuicio de efectuar dichas comunicaciones con las formalidades legales en cada caso específico.

CAPITULO III

PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO

Artículo 291.- TRAMITE. Para aquellos casos en que este reglamento no exprese procedimiento o trámite a seguirse en el asunto de que se trate, la Dirección, según sea el caso, dará audiencia al contratista por el término de tres (3) días y con su contestación o sin ella, se emitirá la resolución que corresponda.

En los casos de imposición de multas se procederá en la forma indicada en el párrafo anterior; sin embargo, cuando a juicio de la Dirección, exista violación a las obligaciones o prohibiciones establecidas en la Ley y este reglamento, consideradas de extrema gravedad, el procedimiento se iniciará imponiendo la sanción, pero el afectado podrá plantear ante la Dirección, dentro de los dos (2) días siguientes a la fecha de notificación, la reconsideración de la sanción impuesta, o solamente su disminución si considera que es excesiva, rindiendo las explicaciones o justificaciones que fueren pertinentes. Si se aceptan las explicaciones, la sanción quedará sin efecto, o bien, se graduará su monto; sin embargo, si no se rindiere ninguna explicación, ésta fuere insuficiente o extemporánea, se dictará la resolución confirmatoria, procediendo en ese caso los recursos contemplados en la Ley de lo Contencioso Administrativo.

CAPITULO IV

CASOS NO PREVISTOS Y VIGENCIA

Artículo 292.- CASOS NO PREVISTOS. Los casos no previstos derivados de la aplicación de la Ley y este reglamento, serán resueltos por el Ministerio, con la opinión previa de la Comisión, de conformidad con los principios de la Ley del Organismo Judicial y los contenidos en el Capítulo II, Título I de la Ley.

Artículo 293.- APLICACIÓN A CASOS DE CONVERSION. (Derogado por el artículo 75 del Acuerdo Gubernativo número 165-2005)

Artículo 294.- VIGENCIA. El presente Acuerdo entrará en vigor el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

COMUNÍQUESE,

General de División
OSCAR HUMBERTO MEJIA VICTORES

SIGFRIDO ALEJANDRO CONTRERAS BONILLA
Ministro de Energía y Minas

Publicado en el Diario Oficial No. 74 del 16-12-83

Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Acuerdo Gubernativo 754-92



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 754-92

Palacio Nacional: Guatemala, 7 de septiembre de 1992.

El Vicepresidente de la República en funciones de Presidente,

CONSIDERANDO:

Que la Ley de Hidrocarburos contenida en el Decreto Ley 109-83, reformada por el Decreto Ley 161-83 y su Reglamento General contenido en el Acuerdo Gubernativo 1034-83 de fecha 15 de diciembre de 1,983, disponen que para suscribir cualquier tipo de contrato de exploración o explotación de hidrocarburos, o de ambas operaciones petroleras, es necesario realizar una convocatoria.

CONSIDERANDO:

Que el actual Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos contenido en el Acuerdo Gubernativo número 196-84 de fecha 15 de marzo de 1,984. Contiene regulaciones que es preciso reestructurar, buscando con ello agilizar la selección de áreas y la determinación de los trabajos correspondientes a fin de dinamizar el trámite de las ofertas que se presenten.

CONSIDERANDO:

Que para el logro de los objetivos indicados en el considerando anterior, se hace necesario emitir el cuerpo normativo que en sustitución del indicado Reglamento regule las convocatorias.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183 inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y con base en lo dispuesto en los artículos 14 tercer párrafo y 71, ambos de la Ley de Hidrocarburos.

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

REGLAMENTO DE CONVOCATORIA PARA LA CELEBRACION DE CONTRATOS DE

EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

CAPITULO I

ABREVIACIONES

Artículo 1.- ABREVIATURAS Y DEFINICIONES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 1 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Para los efectos de este Reglamento, además de las abreviaturas y definiciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley número 109-83, reformado por el Decreto Ley número 161-83 y en el Reglamento General de dicha ley contenido en el Acuerdo Gubernativo 1034-83 de fecha 15 de diciembre de 1983, se utilizarán las siguientes abreviaturas y definiciones:

REGLAMENTO GENERAL: Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos.

COMISION: Comisión Nacional Petrolera

COMITÉ: Comité de Calificación.

CAPITULO II

ESTIPULACIONES MINIMAS Y MODELOS DE CONTRATO

Artículo 2.- OBJETO. El presente reglamento tiene por objeto regular el procedimiento aplicable a la celebración de contratos de operaciones petroleras de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículo 3.- ESTIPULACIONES MINIMAS. Cuando se trate de la celebración de contratos de participación en la producción, las estipulaciones mínimas de los mismos son las previstas en el artículo 66 de la Ley.

Para contratos distintos al de participación en la producción, el Ministerio dispondrá la elaboración del anteproyecto de estipulaciones mínimas, solicitará la opinión de la Comisión y elevará el proyecto a la Presidencia de la República para su consideración y aprobación mediante Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros.

Artículo 4.- MODELOS DE CONTRATO. La Dirección conforme a las estipulaciones mínimas establecidas, elaborará el anteproyecto de modelo o modelos de contrato de operaciones petroleras a que se refiere este reglamento. Una vez recibido el anteproyecto, el Ministerio

requerirá la opinión de la Comisión y elevará el o los proyectos a la Presidencia de la República, para su consideración y aprobación conforme al artículo 8 de la Ley. Igual procedimiento se seguirá, cuando sea el caso, para la aprobación del Anexo Contable.

Un mismo modelo de contrato de exploración o explotación podrá ser utilizado para una o más convocatorias.

CAPITULO III

CONVOCATORIA

Artículo 5.- INFORME. La Dirección comunicará al Ministerio la necesidad de realizar una convocatoria, debiendo incluir en el informe respectivo, en forma no limitativa lo siguiente:

- a) Las bases mínimas a requerirse, que incluirán, entre otras, las siguientes:
 - I) Participación Estatal en la Producción;
 - II) Monto de las garantías en caso de que no se ejecuten los trabajos comprometidos;
- b) Modelos de contrato a utilizarse;
- c) Los criterios a utilizarse para examinar, calificar y resolver las ofertas, enumerándolos en orden a su mayor grado de atractividad;
- d) Información y documentos que los interesados deben presentar;
- e) Información adicional que se juzgue conveniente requerir a los oferentes;
- f) Monto de la fianza de garantía de sostenimiento de oferta;
- g) Monto de la tasa por hectárea que deberá pagarse al suscribir el contrato, conforme lo establece el artículo 35 de la Ley y;
- h) Información adicional que se juzgue conveniente incluir en la convocatoria.

Artículo 6.- PROYECTO DE ACUERDO GUBERNATIVO DE CONVOCATORIA. El Ministerio, una vez recibido el informe a que se refiere el artículo anterior, preparará un proyecto de Acuerdo Gubernativo que contenga:

- a) Bases mínimas;
- b) Los modelos de contratos a utilizar;
- c) La convocatoria respectiva, que deberá contener, como mínimo, lo establecido en el artículo 12 de este Reglamento.

Artículo 7.- APROBACION Y PUBLICACION DE LA CONVOCATORIA. El proyecto de Acuerdo Gubernativo a que se refiere el artículo anterior, previa opinión de la Comisión, lo elevará el Ministerio a la Presidencia de la República para su consideración y aprobación mediante Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros, y deberá ser publicado en el Diario Oficial y en por lo menos dos de los de mayor circulación en la República, así como un resumen de dicha convocatoria será publicado en uno de los medios de comunicación extranjeros especializados en materia de hidrocarburos.

Artículo 8.- ACUERDO MINISTERIAL. Para cada periodo de recepción de ofertas, el Ministerio emitirá Acuerdo que contenga en forma no limitativa, la selección de áreas, los trabajos mínimos a ejecutar en cada una de ellas, y la designación del correspondiente modelo de Contrato.

Artículo 9.- PERIODOS DE RECEPCION DE OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 2 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). La recepción de las ofertas se hará el día y hora que se señale para el efecto en el Acuerdo de Convocatoria respectivo, sin más restricciones que las que se indiquen en el mismo. El orden de recepción de las ofertas de ninguna manera implica prioridad alguna.

Los interesados presentarán la información y documentación de sus ofertas, de la manera siguiente:

1. PARA ACREDITAR PERSONERÍA, CONSTITUCION Y CAPACIDAD TECNICA Y FINANCIERA: Deberá presentarse la información y documentos enumerados en los artículos 13, 14 y 15 de este Reglamento, en la fecha que se establezca en el Acuerdo de Convocatoria.
2. PARA LA PRESENTACION DE OFERTAS TECNICO-ECONOMICAS: Deberá presentarse la información y documentos enumerados en los artículos 13, 14 y 15 de este Reglamento, en la fecha que se establezca en el Acuerdo de Convocatoria.

Artículo 10.- REVISION DE LAS BASES MINIMAS APROBADAS. Cuando menos una

vez por año, el Ministerio hará una revisión de las bases mínimas aprobadas y conforme el desarrollo alcanzado por la actividad petrolera nacional y las condiciones prevalecientes en el mercado internacional, promoverá los cambios de las bases mínimas vigentes, congruentes con la política petrolera que se pretenda impulsar.

Artículo 11.- SUSPENSIÓN DE RECEPCIÓN DE OFERTAS. El Ministerio queda facultado para suspender la recepción de ofertas en los períodos indicados, decisión a la cual debe darse la publicidad necesaria.

Artículo 12.- CONTENIDO DE LA CONVOCATORIA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 3 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Cada convocatoria deberá contener, como mínimo, en forma no limitada lo siguiente:

- a) Designación de la oficina u oficinas estatales en donde estarán a la disposición de las personas interesadas, el Acuerdo Gubernativo a que se refiere el artículo 7 de este Reglamento, el o los modelos de contrato y demás información atinente. Entre las oficinas seleccionadas, se incluirá a la Dirección y podrá designarse a misiones diplomáticas y consulados guatemaltecos;
- b) Lugar donde serán recibidas las ofertas, así como el día y la hora local, límites para recibir las mismas, con la indicación de que deben presentarse en plica que exprese en la parte exterior el nombre de el o los oferentes. No se aceptarán las ofertas enviadas por correo, ni por cualquier otro medio;
- c) Indicación de que toda persona, individual o jurídica, nacional o extranjera, podrá presentar ofertas;
- d) Declaración en el sentido de que se resolverá sobre las ofertas, dentro del plazo que será establecido en el Acuerdo correspondiente, plazo que podrá ampliar el Ministerio de Energía y Minas por razones justificadas;
- e) Indicación acerca de que las estipulaciones contenidas en el modelo o modelos de contrato, así como las bases mínimas establecidas en el Acuerdo Gubernativo a que se refiere el artículo 7 de este Reglamento, son las mínimas a favor del Estado;
- f) Indicación en el sentido de que cada oferta deberá referirse únicamente a un (1) área;
- g) Indicación en el sentido de que cada oferta debe contener una manifestación clara

y categórica de que el o los oferentes, su o sus representantes, y los accionistas, los cesionarios o adquirentes por cualquier concepto; en su caso los herederos, donatarios o legatarios, renuncian a la reclamación en cualquier forma por la vía de la protección diplomática, en lo relacionado con la convocatoria, aplicación e interpretación de la Ley, su Reglamento General, este Reglamento, los demás que sean aplicables y el contrato, si se diere el caso. Que renuncian al fuero de su domicilio y se someten expresamente a la jurisdicción de las autoridades administrativas y judiciales competentes de la ciudad de Guatemala;

- h) Declaración en el sentido de que se recibirán las ofertas con carácter de confidencialidad, desde su presentación hasta seis (6) meses después de la fecha en que se de a conocer la adjudicación de una o varias áreas o, en su caso, el rechazo de las ofertas, y que la documentación quedará en poder del Ministerio de Energía y Minas;
- i) Información y documentos que el o los oferentes deberán presentar;
- j) Monto de la garantía de sostenimiento de oferta y los casos y formas en que dicha garantía debe hacerse efectiva a favor del Ministerio de Energía y Minas;
- k) Monto de la tasa administrativa por presentación de oferta, que deberá pagarse previamente;
- l) Monto de la tasa a pagar por suscripción de contrato, así como los cargos anuales por hectárea; y,
- m) Los demás datos e información que se estime necesario incluir.

Artículo 13.- INFORMACION REQUERIDA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 4 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). La información a que se refiere la literal i) del artículo anterior que el o los oferentes deben presentar, incluirá, en cada oferta lo siguiente:

- a) Identificación oficial del área objeto de la oferta. Deberá colocarse la denominación oficial del área objeto de la oferta, en el margen superior derecho de la primera hoja, extralíneas, a efecto de facilitar su identificación;
- b) Los siguientes datos sobre el o los oferentes:
 - I. Datos de identificación personal de el o los oferentes, o de los mandatarios o representantes legales;

- II. Cuando se trate de una persona jurídica, lugar y fecha de su constitución;
 - III. Descripción de la clase de actividades que realizan el o los oferentes;
 - IV. Dirección oficial de el o los oferentes;
 - V. En su caso, dirección de los mandatarios o representantes legales en Guatemala; y,
 - VI. Lugar en la ciudad de Guatemala, para recibir notificaciones, citaciones, comunicaciones, avisos y correspondencia.
- c) En la oferta técnico-económica, las obligaciones que el o los oferentes están dispuestos a asumir y cumplir y que corresponden a las estipulaciones fijadas en el modelo de contrato, en las bases mínimas, las contenidas en la convocatoria correspondiente, así como aquellas otras que adicionalmente a las anteriores, el oferente esté dispuesto a asumir;
- d) Si se trata de una oferta conjunta, proporción en que participará cada oferente e indicación precisa de la empresa que será la operadora;
- e) Los demás datos e información requeridos conforme a la Ley, el Reglamento General y este Reglamento; y,
- f) Lugar, fecha en letras y firma o firmas legalizadas por Notario.

Artículo 14.- DOCUMENTOS REQUERIDOS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 5 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Los documentos a que se refiere el inciso i) del artículo 12 de este Reglamento, deben presentarse en los anexos que a continuación se enumeran:

a) PARA ACREDITAR PERSONERIA, CONSTITUCION Y CAPACIDAD TECNICO FINANCIERA:

Anexo 1: Documento o documentos que contengan y acrediten la constitución de la entidad o entidades oferentes y en su caso de la o las respectivas casas matrices, y las modificaciones que han sufrido.

Anexo 2: Documento o documentos que acrediten la personería de el o los firmantes de las ofertas.

Anexo 3: Nombre, nacionalidad y respectivos cargos de los miembros de la Junta Directiva de la entidad o entidades oferentes.

Anexo 4: I) Si se trata de personas jurídicas constituidas en Guatemala, los documentos que acrediten su inscripción en el Registro Mercantil General de la República; y si fueren personas jurídicas constituidas en el extranjero, los documentos que acrediten haber obtenido autorización para operar en la República y estar inscritas en el Registro Mercantil General de la República y en el Ministerio de Energía y Minas.

II) Si se trata de personas individuales, nacionales o extranjeras, la documentación que acredite su inscripción en el Registro Mercantil General de la República y en el Ministerio de Energía y Minas. En caso de que las personas mencionadas en el numeral I) y el presente, acrediten tener en trámite su inscripción o si aún no la hubieren iniciado antes de presentar la oferta, deben hacer y firmar declaración jurada en acta notarial de que tales extremos serán satisfechos, llegado el caso, a más tardar veinte (20) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación por parte del Ministerio de Energía y Minas sobre la resolución de la adjudicación del área objeto de este contrato.

Anexo 5: La información y documentos enumerados en el artículo 17 del Reglamento General.

Anexo 6: La información y documentos enumerados en el artículo 18 del Reglamento General.

b) PARA LA PRESENTACION DE LA OFERTA TECNICO-ECONOMICA:

Anexo 7: Las obligaciones que el o los oferentes están dispuestos a asumir y cumplir y que corresponden a las estipulaciones fijadas en el modelo de contrato, en las bases mínimas, las contenidas en la convocatoria correspondiente, así como aquellas otras que adicionalmente a las anteriores, el oferente esté dispuesto a asumir.

En relación a los anexos 5 y 6 indicados en el inciso a) de este artículo, el respaldo de la capacidad técnico-financiero sólo será admisible si proviene de la casa matriz de el o los

oferentes.

Las demás declaraciones, garantías, constancias, mapas y otra información que el Comité estime conveniente exigir y las que el o los oferentes deseen presentar se incluirán, según su contenido, en el anexo correspondiente.

Si el oferente presenta dos o más ofertas técnico-económicas para ser consideradas en una misma oportunidad de recepción de ofertas para la celebración de Contratos de Operaciones Petroleras, conforme a este Reglamento y a la convocatoria, la información requerida en los anexos a que se refiere este artículo se incluirá en cualquiera de sus ofertas, debiendo indicarlo para que sirvan de referencia para las otras ofertas por él presentadas.

En el caso de este artículo y el anterior, el oferente podrá manifestar expresamente que se haga uso de la documentación que obre en su respectivo expediente de referencia, cuando así proceda, conforme el artículo 14 del Reglamento General.

Artículo 15.- OTROS DOCUMENTOS E INFORMACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 6 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). El o los oferentes deben presentar, además de lo indicado en los artículos 13 y 14 de este Reglamento lo siguiente:

- a) En el texto de la oferta, declaraciones en el sentido que:
 - I. Acepta expresamente las bases mínimas y el modelo de contrato oficialmente aprobado, para el área objeto de su oferta;
 - II. Estar dispuesto a entregar, en el plazo que se les fije, la información adicional que el Comité estime necesaria o útil para considerar su oferta;
 - III. Se compromete a presentar a favor del Estado una garantía, conforme a lo establecido en las bases mínimas, para el caso de suscripción del contrato correspondiente.
- b) Fotocopia legalizada de la constancia de haber efectuado el pago de la tasa administrativa por presentación de ofertas; y,
- c) La fianza para garantizar el sostenimiento de la oferta.

Artículo 16.- OFERTAS Y PROHIBICION DE ALTERNATIVA. Cada oferente o en el caso de ofertas conjuntas, dos o más oferentes podrán presentar solamente una oferta por área.

Ninguna oferta deberá contener alternativa.

Cada oferta debe estar acompañada de toda la documentación e información requerida en la convocatoria, sin perjuicio de lo previsto en los dos últimos párrafos del artículo 14 de este reglamento.

Artículo 17.- OFERTAS CONJUNTAS. Si dos o más oferentes desean presentar una o más ofertas conjuntamente, deberán adjuntar a la o a las mismas la documentación a que se refiere el artículo 14 de este reglamento, concerniente a cada oferente, sin perjuicio de lo dispuesto en los dos últimos párrafos del artículo antes citado.

CAPITULO IV

PRESENTACION Y RECEPCION DE OFERTAS

Artículo 18.- FORMA DE PRESENTACION DE OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 7 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Las ofertas deben presentarse en plica, escritas en idioma español y con firma legalizada por Notario. De cada oferta y de los documentos acompañados a la misma se presentarán dentro de la plica cinco (5) fotocopias simples legibles. La información y documentos correspondientes a la oferta técnico-económica deberá ser entregada adicionalmente en formato electrónico.

Los documentos originales provenientes del extranjero y los otorgados en el país deben llenar los requisitos necesarios para su admisibilidad, salvo aquellos que por su propia naturaleza tengan carácter confidencial.

Artículo 19.- RECEPCION DE OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 8 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Toda plica que contenga una oferta deberá entregarse al Comité de Calificación, el cual está obligado a cerciorarse que la misma se encuentra debidamente cerrada, la que en su exterior deberá indicar que contiene una oferta; y a extender constancia de recepción, expresando la fecha y hora, el nombre de la persona que hace entrega de la plica y demás circunstancias que fuere pertinente consignar.

CAPITULO V

CALIFICACION DE OFERTAS

Artículo 20.- COMITÉ DE CALIFICACIÓN. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 9 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Para la recepción, apertura de las plicas, examen y calificación de las ofertas que se recibieren, el Ministerio de Energía y Minas nombrará

por medio de Acuerdo un Comité de Calificación, integrado por profesionales colegiados activos, titular y suplente, en la forma siguiente:

- a) Un representante del Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá;
- b) Un representante del Ministerio de Finanzas Públicas; y,
- c) Un representante de la Procuraduría General de la Nación.

El Ministerio de Energía y Minas solicitará con prudente anticipación, de cada una de las dependencias públicas mencionadas en los incisos b) y c) de este artículo, designar a sus respectivos representantes titulares y suplentes; y asimismo, solicitará a la Contraloría General de Cuentas, nombrar a un delegado para intervenir en las actuaciones del Comité, de conformidad con la Ley Orgánica de tal institución.

Los funcionarios, antes indicados, devengarán dietas por sesión celebrada a la que asistan.

El Comité contará, además, con el auxilio del Jefe del Departamento Administrativo Legal de la Dirección General de Hidrocarburos, quien fungirá como Secretario y será el encargado de documentar las actuaciones. Contará también con los asesores que considere necesario.

Artículo 21.- APERTURA DE PLICAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 10 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Para la apertura de las plicas el Comité de Calificación procederá de la siguiente forma:

1. Para la acreditación de personería y constitución y calificación de la capacidad técnica-financiera de el o los oferentes y en su caso de la o las respectivas casas matrices: El Comité recibirá las plicas en la fecha y hora indicadas para el efecto y las analizará con base a las matrices de calificación previamente aprobadas por el Comité.
2. Para las ofertas técnico-económicas: El Comité procederá de la siguiente manera:
 - a) Se instalará en la oficina que designe el Ministerio de Energía y Minas el día y hora señalada para la recepción de ofertas;
 - b) Se colocará el reloj en un lugar visible y ajustado a la hora oficial, el que servirá de base para precisar la hora límite de recepción de ofertas;

- c) Recibirá las ofertas que sean presentadas, procediendo inmediatamente a identificarlas;
- d) Después de la hora fijada para la recepción de ofertas, procederá a la apertura de las plicas, rubricará y sellará todos los documentos originales y las copias acompañadas a las mismas;
- e) Levantará acta de recepción de ofertas en el mismo acto, enumerando las que hubiesen sido recibidas así como la documentación complementaria, y si fuera el caso, hará constar que no se presentaron ofertas;
- f) Una vez elaborada el acta de recepción de ofertas y suscrita por los miembros del Comité, se enviará copia al Despacho Ministerial del Ministerio de Energía y Minas y conservará bajo su custodia las plicas hasta el cierre final del proceso de licitación, momento en el cual procederá a enviarlas al Despacho Ministerial;
- g) El Comité de Calificación podrá requerir de los oferentes los documentos aclaratorios, datos o información que juzgue convenientes.

Artículo 22.- MATRIZ DE CALIFICACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 11 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). El Comité, una vez establecido procederá a la elaboración de las matrices de calificación para la evaluación de:

- a) La personería y constitución de las entidades oferentes;
- b) La capacidad financiera de el o los oferentes y en su caso de la o las respectivas casas matrices;
- c) La capacidad técnica de el o los oferentes y en su caso de la o las respectivas casas matrices;
- d) Las ofertas técnico-económicas presentadas por las entidades oferentes.

Artículo 23.- CALIFICACION DE LA CAPACIDAD TECNICA Y FINANCIERA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 12 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). El Comité cuando reciba la oferta u ofertas y su documentación, analizará, dentro del plazo establecido en el Acuerdo de Convocatoria, la capacidad técnica, económica y financiera así como la experiencia del oferente u oferentes.

El Comité podrá requerir de los oferentes las aclaraciones, datos e información que sean necesarios.

El Comité podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas prórroga del plazo para la calificación de las ofertas, cuando así lo requieran causas plenamente justificadas.

Artículo 24.- CALIFICACION DE LAS OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 13 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). El Comité rendirá al Ministerio de Energía y Minas por cada área, un informe razonado de calificación que expresará:

I. PARA ACREDITAR PERSONERIA, CONSTITUCION Y CAPACIDAD TECNICO Y FINANCIERA:

- a) Si la o las ofertas han sido presentadas de acuerdo con la convocatoria;
- b) Si la o las ofertas reúnen los requisitos legales, a cuyo efecto se pronunciará el representante de la Procuraduría General de la Nación;
- c) La capacidad técnico-financiera y experiencia de el o los oferentes;
- d) Si la o las ofertas deben ser rechazadas, exponiendo los motivos en que fundamenta su opinión; y,
- e) El informe antes mencionado contendrá, además con respecto a las ofertas que se considere no deben ser rechazadas, calificación sobre lo siguiente:
 - I. La mejor o mejores ofertas que resulten de su estudio aplicando los criterios de calificación; y,
 - II. Las demás observaciones que estime pertinente consignar.

II. PARA ADJUDICAR LAS AREAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA:

- a) Si la o las ofertas han sido presentadas de acuerdo con la convocatoria, bases mínimas y modelo de contrato; y,
- b) Si la o las ofertas deben ser rechazadas, exponiendo los motivos en que fundamenta su opinión.

El informe del Comité deberá ser rendido dentro del plazo establecido en el Acuerdo de Convocatoria, salvo que el propio Comité requiera de los oferentes información adicional o si la

prórroga del plazo le imposibilita presentarlo dentro del mismo, en cuyo caso, éste se prorrogará por el tiempo prudencial que fije el Ministerio de Energía y Minas.

El Comité adoptará las decisiones relativas a la calificación de las ofertas, por votación simple, con el voto favorable de la mayoría de sus miembros y consignará todas sus actuaciones en acta para dejar constancia de la calificación de las ofertas.

Artículo 25.- ASISTENCIA TECNICA AL COMITÉ. El Ministerio proporcionará al Comité, la asistencia técnica y cooperación que le sea requerida.

Artículo 26.- GASTOS DEL COMITÉ. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 14 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). De la tasa administrativa a que se refiere la literal k) del artículo 12 de este Reglamento, el Ministerio de Energía y Minas cubrirá los gastos necesarios para el desarrollo de las labores del Comité. Estos costos serán imputados a los fondos privativos del Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 27.- RETIRO DE OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 15 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Las ofertas podrán ser retiradas en cualquier momento previo a la suscripción del respectivo contrato pero en tal caso:

- a) Se tendrán por retiradas todas las demás ofertas no conjuntas que hubiese presentado el oferente u oferentes con respecto a otras áreas; y,
- b) Se harán efectivas las garantías a que se refiere la literal j) del artículo 12 de este Reglamento.

Cuando sea retirada la oferta que el Comité calificó como mejor para el área, sea que esto suceda antes o después de haber sido adjudicada, el Ministerio de Energía y Minas podrá decidir si adjudica el área correspondiente a la segunda mejor oferta calificada.

CAPITULO VI

ADJUDICACION Y APPROBACION

Artículo 28.- RESOLUCION DE ADJUDICACION. Recibidos el o los informes del Comité, el Ministerio resolverá aceptando la o las mejores ofertas, adjudicando el área o áreas respectivas o, en su caso, rechazando la o las ofertas.

Si el Ministerio lo considera necesario, pedirá al Comité las aclaraciones oportunas. Hechas éstas, procederá conforme lo dispuesto en el párrafo que antecede.

Cada resolución de adjudicación de área, fijará el plazo dentro del cual deberá suscribirse el contrato.

Los contratos serán suscritos por el Ministro y el oferente u oferentes en caso de ofertas conjuntas, conforme al modelo de contrato que corresponda; contendrán la transcripción de la resolución de adjudicación del área; serán redactados en papel membretado del Ministerio y cada hoja rubricada y con impresión del sello correspondiente.

Artículo 29.- CANCELACION DE FIANZA DE SOSTENIMIENTO DE OFERTA. A partir de la fecha de vigencia del contrato quedará sin efecto la garantía de sostenimiento de oferta. Para aquellos oferentes a quienes no se les adjudique el área, quedará sin efecto la garantía antes mencionada, en la fecha de la resolución a que se refiere el artículo anterior.

Artículo 30.- CASOS EN QUE NO SE PUEDE SUSCRIBIR UN CONTRATO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 16 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). No podrá suscribirse un contrato en cualquiera de los siguientes casos:

- a) Cuando la oferta no hubiese sido calificada en la forma establecida en el artículo 23 de este Reglamento;
- b) Sin haberse recibido la o las garantías requeridas;
- c) Sin haberse acreditado por el adjudicatario, el pago a que se refiere la literal l) del artículo 12 de este Reglamento;
- d) Sin haberse cumplido con los demás requisitos legales aplicables.

En caso de que no pueda ser suscrito el contrato por alguna de las causales indicadas en las literales mencionadas en este artículo, se procederá a adjudicar la licitación al oferente que haya presentado la oferta que haya sido calificada en el segundo lugar y así sucesivamente.

Artículo 31.- APROBACION DEL CONTRATO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 17 del Acuerdo Gubernativo 162-2005). Dentro del plazo de diez (10) días contados a partir de la fecha de suscripción del contrato respectivo, el Ministerio de Energía y Minas lo elevará a la Secretaria General de la Presidencia de la República solicitando su aprobación por el Presidente de la República mediante Acuerdo Gubernativo en Consejo de Ministros. En caso de no ser aprobado un contrato, sin responsabilidad alguna para el Estado se devolverá al interesado la cantidad indicada en el inciso c) del artículo anterior y se cancelarán la o las garantías a que se refiere el inciso b) de mismo artículo.

Artículo 32.- INSCRIPCION EN EL REGISTRO PETROLERO. Publicado el Acuerdo a que

se refiere el artículo anterior, conforme al artículo 16 de la Ley, el contratista presentará ante el Ministerio, un ejemplar del Diario Oficial en donde aparezca dicho Acuerdo a efecto de que se realice su inscripción en el Registro Petrolero.

El original de cada contrato suscrito y aprobado, quedará en el Ministerio y una copia certificada por el mismo, se entregará al contratista; ambos documentos deberán ser razonados por el Registro Petrolero al realizar su inscripción.

CAPITULO VII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 33.- INCOMPATIBILIDADES. No podrán formar parte del Comité de Calificación quienes fueren parientes entre sí, dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad, ni quienes sean o hubiesen sido accionistas, representantes legales o apoderados de empresas que se dediquen a las mismas operaciones petroleras. Dicho extremo será verificado antes de emitir el nombramiento respectivo.

Artículo 34.- APLICACIÓN A OTROS CONTRATOS. Las disposiciones del presente Reglamento podrán ser aplicadas, por analogía, a contratos de operaciones petroleras distintos de los de exploración o explotación de hidrocarburos.

Artículo 35.- CASOS NO PREVISTOS. Los casos no previstos en este Reglamento serán resueltos por el Ministerio de conformidad con los principios de la Ley del Organismo Judicial.

Artículo 36.-DEROGACION. Se deroga el Acuerdo Gubernativo número 196-84 de fecha 15 de marzo de 1,984 y sus modificaciones, así como todas las disposiciones anteriores que regulen la materia objeto de este Reglamento.

Artículo 37.- VIGENCIA. Este Reglamento empezará a regir el día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

COMUNÍQUESE,

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

GUSTAVO ADOLFO ESPINA SALGUERO

CESAR AUGUSTO FERNANDEZ FERNANDEZ

Ministro de Energía y Minas

Publicado Diario Oficial 28-09-92

Convocatoria para Presentar Ofertas con el Objeto de Celebrar Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Acuerdo Gubernativo 764-92



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 764-92

Palacio Nacional: Guatemala, 7 de septiembre de 1992.

El Vicepresidente de la República en funciones de Presidente,

CONSIDERANDO:

Que la situación actual del país en materia energética continúa desfavorablemente afectada por factores externos e internos, siendo indispensable dinamizar la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos propiciando su explotación racional mediante la celebración de Contratos de Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación, a fin de superar dicha situación.

CONSIDERANDO:

Que la convocatoria contenida en Acuerdo Gubernativo número 904-91 ha demostrado su rigidez obstaculizando con ello el proceso ágil que es imperativo para alcanzar los fines indicados en el considerando anterior; lo que hace necesario reestructurar la misma, orientándola en la forma debida mediante la emisión del Acuerdo normativo que en sustitución del referido, regule el indicado proceso.

POR TANTO,

En ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala; y con base en lo dispuesto por el Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

ACUERDA:

Emitir la siguiente,

**CONVOCATORIA PARA PRESENTAR OFERTAS CON EL OBJETO DE CELEBRAR
CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS**

CAPITULO I

CONVOCATORIA

Artículo 1. INVITACION. Se abre oficialmente el proceso de convocatoria, y se invita a toda persona, individual o jurídica, nacional o extranjera, a presentar ofertas para la celebración de contratos de Operaciones Petroleras de Exploración y Explotación.

Este proceso queda abierto permanentemente, hasta que se emita la disposición legal que lo derogue.

Artículo 2. SELECCIÓN DE AREAS. El Ministerio deberá seleccionar las áreas, determinar los trabajos mínimos y designar el Modelo de Contrato que corresponda, emitiendo el Acuerdo respectivo.

Artículo 3. PUBLICACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 1 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). El Acuerdo a que se refiere el artículo anterior, deberá ser publicado en el Diario de Centro América y en dos periódicos de los de mayor circulación en la República, así como, en uno de los medios de comunicación extranjero especializado en materia de hidrocarburos, dentro de los dos meses previos a la recepción de ofertas.

CAPITULO II

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 4. DOCUMENTACION E INFORMACION. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 2 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). La documentación e información relacionada a cada período de recepción de ofertas estarán a la disposición de las personas interesadas en:

La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, ubicado en la Diagonal diecisiete (17) número veintinueve guión setenta y ocho (29-78) zona once (11), código postal número cero uno cero once (01011) de la Ciudad de Guatemala.

Artículo 5. FORMA DE PRESENTACION DE LAS OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 3 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). Cada oferta deberá presentarse dentro de una plica, en cuya cubierta deberá estar escrito el nombre de el o los oferentes y la leyenda siguiente: "Oferta presentada ante el Ministerio de Energía y Minas de la República de Guatemala, para el área _____ dentro del período de recepción de ofertas del mes de _____ de 20 ____".

No se aceptarán las ofertas enviadas por correo, o por cualquier otro medio que no sea la

plica.

Artículo 6. CONTENIDO DE LAS OFERTAS. Cada oferta debe estar redactada en papel bond tamaño oficio, con un uso máximo de veinticinco (25) renglones o líneas por lado, con escrita en letra de máquina con caracteres no removibles, en idioma español, con firma o firmas legalizadas por Notario, en original y cinco (5) fotocopias legibles incluidas en la plica, dirigida al Ministerio de Energía y Minas. En la redacción de la oferta no se aceptarán borraduras, raspaduras, signos, cifras o palabras tachadas, ni testados y entrelineados.

La oferta debe contener lo siguiente:

- 6.1 Manifestación clara y categórica de que el o los oferentes, su o sus representantes, y los accionistas, los cesionarios o adquirentes por cualquier concepto, y en su caso los herederos, donatarios o legatarios, renuncian a la reclamación en cualquier forma por la vía de la protección diplomática, en lo relacionado con esta convocatoria, aplicación e interpretación de la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento General, el Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, los demás reglamentos que sean aplicables, los Modelos de Contrato vigentes, y su Anexo Contable.
- 6.2 Manifestación clara y categórica de que el o los oferentes, su o sus representantes, y los accionistas, los cesionarios o adquirentes por cualquier concepto, y en su caso los herederos, donatarios o legatarios renuncian al fuero de su domicilio, y se someten expresamente a la jurisdicción de las autoridades administrativas y judiciales competentes de la ciudad de Guatemala.
- 6.3 La información y documentación a que se refieren los Artículos 12, 13 y 14 del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Artículo 7. LIMITACIONES. Ningún oferente, en forma individual o conjunta, podrá participar en más de una oferta para la misma área. Ninguna oferta podrá presentar alternativa.

Artículo 8. TASA POR PRESENTACION DE OFERTA. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 4 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). El monto de las tasas administrativas por presentación de cada oferta, es el equivalente en quetzales a:

- 8.1 Contrato de Exploración y Explotación: Veinticinco mil dólares (US \$25,000.00) de los Estados Unidos de América; y,

8.2 Contrato de Administración y Producción Incremental: Veinticinco mil dólares (US \$25,000.00) de los Estados Unidos de América.

Estas tasas deben pagarse previamente, a la presentación de la oferta, haciéndose efectivas mediante orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría y Fiscalización del Ministerio de Energía y Minas, conforme el artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos, Decreto-Ley número 109-83, en la Tesorería del Departamento Financiero del mismo.

Artículo 9. GARANTIA DE SOSTENIMIENTO. El monto de la garantía que debe presentar el oferente para el sostenimiento de la oferta es el equivalente en quetzales de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US \$ 100,000.00) que podrá ser mediante fianza otorgada por una compañía afianzadora o carta de crédito expedida por una institución bancaria a favor del Ministerio de Energía y Minas; en caso de que el oferente retire su oferta, este Ministerio podrá ejecutar o hacer efectivas las garantías, según lo previsto en el Artículo 27 del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, sin necesidad de procedimiento judicial previo, mediante simple requerimiento escrito.

Artículo 10. TASA DE SUSCRIPCIÓN. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 5 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). Adjudicada el área de contrato objeto de esta convocatoria, el adjudicatario debe hacer efectiva, previo a la suscripción del contrato, la suma de cien mil quetzales (Q. 100,000.00) conforme el artículo 35 literal b) de la Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83, más el equivalente en quetzales de veinticinco centavos de dólar (US \$0.25) de los Estados Unidos de América, para la fase de exploración directa y/o indirecta y de cincuenta centavos de dólar (US \$0.50) de los Estados Unidos de América, para la fase de evaluación, por hectárea completa incluida en el área de contrato.

El pago se hará efectivo en la Tesorería del Departamento Financiero del Ministerio de Energía y Minas, mediante orden de pago extendida por el Departamento de Auditoría y Fiscalización.

Artículo 11. RECEPCIÓN DE OFERTAS. Las ofertas serán recibidas por el Director General de Hidrocarburos o en su defecto, por el Subdirector General de Hidrocarburos en la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Por cada oferta se entregará una contraseña que contendrá: número según el orden de su recepción; nombre del o de los oferentes; día, mes, año y hora de recepción y sello de la Dirección General de Hidrocarburos.

Artículo 12. APERTURA DE PLICAS. El Comité procederá a la apertura de plicas conforme lo dispuesto en el Artículo 20 del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

CAPITULO III

BASES MINIMAS Y MODELOS DE CONTRATOS

Artículo 13. BASES Y ESTIPULACIONES MINIMAS. Las bases a que se refiere el Artículo 14 de este Acuerdo Gubernativo, y las estipulaciones contenidas en el Artículo 66 de la Ley de Hidrocarburos, son las mínimas a favor del Estado.

Consecuentemente, los oferentes podrán proponer mejores condiciones que las allí establecidas.

Artículo 14. BASES MINIMAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 6 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). Las bases mínimas que rigen la convocatoria, son las siguientes:

14.1 Participación Estatal en la Producción. La escala de participación estatal, correspondiente a los diferentes intervalos de producción de hidrocarburos compatibles, para cada área de explotación, es la siguiente:

14.1.1 Tratándose de petróleo crudo o condensados compatibles, o ambos productos:

14.1.1.1 El treinta por ciento (30%) cuando la producción neta, sea de cero (0) hasta veinte mil (20,000) barriles por día.

14.1.1.2 Después de aplicar el porcentaje especificado por el intervalo anterior, el treinta y cinco por ciento (35%) por la producción neta que exceda de veinte mil (20,000) barriles y no sobrepase los treinta mil (30,000) barriles por día.

14.1.1.3 Después de aplicar el porcentaje especificado por los dos (2) intervalos anteriores, el cuarenta por ciento (40%) por la producción neta que exceda de treinta mil (30,000) barriles y no sobrepase los cuarenta mil (40,000) barriles por día.

14.1.1.4 Después de aplicar el porcentaje especificado para los tres (3) intervalos anteriores, el cuarenta y cinco por ciento (45%) por la producción neta que exceda de cuarenta mil (40,000) barriles y no sobrepase los cincuenta mil (50,000) barriles por día.

14.1.1.5 Después de aplicar el porcentaje especificado para los cuatro (4)

intervalos anteriores, el cincuenta por ciento (50%) por la producción neta que exceda de cincuenta mil (50,000) barriles y no sobrepase los sesenta mil (60,000) barriles por día.

14.1.1.6 Después de aplicar el porcentaje especificado para los cinco (5) intervalos anteriores, el cincuenta y cinco por ciento (55%) por la producción neta que exceda de sesenta mil (60,000) barriles y no sobrepase los setenta mil (70,000) barriles por día.

14.1.1.7 Después de aplicar el porcentaje especificado para los seis (6) intervalos anteriores, el sesenta por ciento (60%) por la producción neta que exceda de setenta mil (70,000) barriles y no sobrepase los ochenta mil (80,000) barriles por día.

14.1.1.8 Después de aplicar el porcentaje especificado para los siete (7) intervalos anteriores, el sesenta y cinco por ciento (65%) por la producción neta que exceda de ochenta mil (80,000) barriles y no sobrepase los noventa mil (90,000) barriles por día.

14.1.1.9 Después de aplicar el porcentaje especificado para los ocho (8) intervalos anteriores, el setenta por ciento (70%) por la producción neta que exceda de noventa mil (90,000) barriles por día.

En cada uno de los intervalos anteriores, la participación del contratista será el complemento para el cien por ciento (100%) del porcentaje señalado en cada intervalo.

14.1.2. Tratándose de Gas Natural Comerciable y Otras Sustancias:

La participación estatal en la producción compartible de gas natural comerciable y otras sustancias será de treinta por ciento (30%) y como remuneración del contratista, el setenta por ciento (70%).

14.2. Plazo: El plazo para dar inicio a los trabajos comprendidos es de seis meses, contados a partir de la fecha en que inicie de vigencia del contrato suscrito.

14.3. Garantías: Conforme los artículos 116 y 117 del Reglamento General de la Ley de Hidrocarburos, la garantía a favor del Estado para respaldar el cumplimiento de los trabajos, para el caso en que el contratista incumpla total o parcialmente con los mismos, deberá ser constituida por un monto que corresponda a lo indicado en el programa de

trabajo presentado por fase.

- 14.4. Impuestos y Otros Pagos: El Contratista pagará conforme a la Ley de Hidrocarburos y su Reglamento General, los cargos anuales siguientes:

14.4.1 Veinticinco centavos de dólar (US \$0.25) de los Estados Unidos de América por cada hectárea completa incluida en el área de exploración.

14.4.2 Cincuenta centavos de dólar (US \$0.50) de los Estados Unidos de América por cada hectárea completa incluida en el área de contrato, cuando se encuentre en fase de evaluación; y,

14.4.3 Cinco dólares (US \$5.00) de los Estados Unidos de América por hectárea completa incluida en el área de explotación.

- 14.5. Capacitación a Personal Guatemalteco: El o la contratista se obliga a contribuir para capacitación de personal guatemalteco, conforme el Reglamento General de la Ley de hidrocarburos, con los siguientes montos:

14.5.1 Cuando se encuentre en el período de exploración o evaluación, según el caso, veinticinco mil dólares (US \$ 25,000.00) de los Estados Unidos de América por cada año de contrato.

14.5.2 A partir de la fecha de establecimiento del primer campo comercial, en sustitución de lo acordado en la literal anterior, será por cada año calendario de acuerdo a la siguiente escala:

14.5.2.1 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea menor de ciento cincuenta mil (150,000) barriles, será de treinta y siete mil quinientos dólares (US \$37,500.00) de los Estados Unidos de América;

14.5.2.2 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de ciento cincuenta mil (150,000) barriles, y menor de trescientos mil (300,000) barriles, será, en sustitución a lo acordado en la literal anterior, de setenta y cinco mil dólares (US \$75,000.00) de los Estados Unidos de América.

- 14.5.2.3 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de trescientos mil (300,000) barriles, y menor de quinientos mil (500,000) barriles, será, en sustitución a lo acordado en las dos (2) literales anteriores, de ciento veinticinco mil dólares (US \$125,000.00) de los Estados Unidos de América;
- 14.5.2.4 Cuando la producción neta del petróleo crudo del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de quinientos mil (500,000) barriles, y menor de setecientos cincuenta mil (750,000) barriles, será, en sustitución a lo acordado en las tres (3) literales anteriores, de ciento ochenta mil dólares (US \$180,000.00) de los Estados Unidos de América;
- 14.5.2.5 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de setecientos cincuenta mil (750,000) barriles, y menor de un millón (1,000,000) de barriles, será, en sustitución a lo acordado en las cuatro (4) literales anteriores, de doscientos cuarenta mil dólares (US \$ 240,000.00) de los Estados Unidos de América;
- 14.5.2.6 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de un millón (1, 000,000) de barriles, y menor de tres millones (3, 000,000) de barriles, será, en sustitución a lo acordado en las cinco (5) literales anteriores, de trescientos sesenta mil dólares (US \$360,000.00) de los Estados Unidos de América; y,
- 14.5.2.7 Cuando la producción neta de petróleo crudo, del año calendario, proveniente del área de contrato, sea mayor de tres millones (3, 000,000) de barriles, será en sustitución a lo acordado en las seis (6) literales anteriores, de cuatrocientos ochenta mil dólares (US \$ 480,000.00) de los Estados Unidos de América.

En el período de explotación, el primer aporte para capacitación se hará en base a la proyección de la producción del campo, que realice el contratista en la declaración de comercialidad, en forma proporcional para el resto del año calendario de que se trate. En

los años subsiguientes, el aporte se hará en base a la producción del año calendario anterior; sin embargo, en la oportunidad de pago del aporte del año calendario siguiente, se revisará el monto del aporte realizado, en base a la producción neta real de ese año, y se acreditará o pagará el ajuste a que hubiere lugar.

El fondo a retener por el contratista será liquidado anualmente.

- 14.6. Estudio de Evaluación del Impacto Ambiental. El o la contratista debe elaborar el estudio de evaluación del Impacto Ambiental, previo al inicio de actividades petroleras de exploración y explotación, el cual deberá ser aprobado por las autoridades correspondientes.

Artículo 15. MODELOS DE CONTRATO. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 7 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). Los modelos de contrato a ser utilizados en la suscripción, son los siguientes:

15.1 Modelo de Contrato de Exploración y Explotación.

15.2 Modelo de Contrato de Administración y Producción Incremental.

CAPITULO IV

CALIFICACION DE OFERTAS

Artículo 16. PROCEDIMIENTO PARA CALIFICAR LAS OFERTAS. Las ofertas serán calificadas por el Comité de Calificación de conformidad con lo que establece el Capítulo V del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración o Explotación de Hidrocarburos y demás disposiciones aplicables del citado reglamento.

Artículo 17. CRITERIOS PARA CALIFICAR Y SELECCIONAR LAS OFERTAS. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 8 del Acuerdo Gubernativo 163-2005), Los criterios a utilizarse para calificar y seleccionar la mejor oferta se establecen en las bases o estipulaciones mínimas aprobadas mediante Acuerdo Gubernativo para cada convocatoria.

Artículo 18. OFERTAS EN IGUALDAD DE CONDICIONES. (Reformado como aparece en el texto, por el artículo 9 del Acuerdo Gubernativo 163-2005). En caso de que después de aplicar los criterios expuestos, hubieren ofertas en igualdad de condiciones, el Comité de Calificación invitará a mejorarlas, fijándoles para el efecto el plazo de diez (10) días.

Artículo 19. OFERTA UNICA. Si se recibiere una sola oferta que llene los requisitos legales, será analizada y calificada con relación a las bases mínimas establecidas en este Acuerdo.

CAPITULO V OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 20. CONFIDENCIALIDAD. Las ofertas tendrán carácter confidencial desde su presentación hasta la fecha en que se dé a conocer la adjudicación o el rechazo de las áreas objeto de esta convocatoria. En cualesquiera de dichas circunstancias, las ofertas y los documentos presentados con las mismas quedarán en poder del Ministerio.

Artículo 21. MOTIVOS DE RECHAZO. Se rechazarán las ofertas por cualquiera de las causas siguientes:

- 21.1 Cuando no llenen los requisitos o no cumplan con las disposiciones previstas en la presente convocatoria.
- 21.2 Cuando alteren o tergiversen las estipulaciones del Modelo de Contrato o las disposiciones de esta Convocatoria.
- 21.3 Cuando sean presentadas por oferentes que no llenen la capacidad técnico-financiera o la probada experiencia en la materia motivo del contrato, conforme lo establece la Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos.

Artículo 22. DISCRECIONALIDAD. El Ministerio de Energía y Minas hace expresa reserva sobre su discrecionalidad administrativa para aceptar o rechazar una, más de una o todas las ofertas presentadas.

Artículo 23. PLAZO PARA EMITIR RESOLUCION. Las ofertas serán resueltas dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de cierre del período de recepción de ofertas, plazo que podrá ampliar el Ministerio de Energía y Minas por razones justificadas de conformidad con el Capítulo V del Reglamento de Convocatoria para la Celebración de Contratos de Exploración o Explotación de Hidrocarburos.

Artículo 24. DEROGATORIA. Se deroga el Acuerdo Gubernativo número 904-91 de fecha 5 de Diciembre de 1,991 y sus modificaciones.

Artículo 25. VIGENCIA. El presente Acuerdo empezará a regir al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

COMUNIQUESE,

GUSTAVO ADOLFO ESPINA SALGUERO

CESAR AUGUSTO FERNADEZ FERNANDEZ
Ministro de Energía Y Minas

LIC. CARLOS JIMENEZ LICONA
Viceministro de Relaciones Exteriores
Encargado del Despacho

LIC. FRANCISCO ROLANDO PERDOMO SANDOVAL
Ministro de Gobernación

Dr. EUSEBIO DEL CID PERALTA
Ministro de Salud Pública y Asistencia Social

LICDA. MARIA LUISA BELTRANENA DE PADILLA
Ministra de Educación

ARTURO AGUIRRE ESCOBAR
INGENIERO AGRONOMO
Viceministro de Agricultura y Alimentación
Encargado del Despacho

ALVARO E. HEREDIA
Ministro de Comunicaciones, Transporte y Obras Públicas

EUNICE LIMA
Ministra de Cultura y Deportes

Dr. MARIO SOLORZANO MARTINEZ
Ministro de Trabajo y Previsión Social

LIC. JUAN LUIS MIRON AGUILAR
Ministro de Economía

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

RICARDO CASTILLO SINIBALDI
Ministro de Desarrollo Urbano y Rural

RICHARD AITKENHEAD CASTILLO
Ministro de Finanzas Públicas

General de Brigada
JOSE DOMINGO GARCIA SAMAYOA
Ministro de la Defensa Nacional.

LEY DE COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS

Decreto Número 109-97



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

DECRETO NUMERO 109-97

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE GUATEMALA

CONSIDERANDO:

Que es obligación del Estado orientar la comercialización de los productos petroleros que se importen o produzcan internamente para el consumo nacional y el adecuado desarrollo de la Economía Nacional.

CONSIDERANDO:

Que es mandato constitucional para el Estado, crear y promover las condiciones adecuadas para el desarrollo ordenado y eficiente del comercio interior y exterior, siendo imperativo con este mandato, impulsar la libre comercialización de los hidrocarburos, desde su importación y producción hasta llegar al consumidor final; y con ello contribuir a incentivar una sana competencia que beneficie al consumidor final.

CONSIDERANDO:

Que para la existencia de un mercado de competencia es necesaria la libre participación de empresas que se dediquen a las diferentes actividades que conlleva la comercialización de hidrocarburos y evitar los monopolios, oligopolios y prácticas privilegiadas.

CONSIDERANDO:

Que conforme a la tendencia de modernización del Estado, es necesario orientar y readecuar las funciones concedidas al Ministerio de Energía y Minas, en lo referente a la comercialización de hidrocarburos, con el propósito de facilitar e incentivar la participación del sector privado en esta actividad, y de velar porque se cumpla con las normas de seguridad, protección del medio ambiente, calidad, volúmenes y pesos de despacho.

CONSIDERANDO:

Que es conveniente agrupar y ordenar todas las disposiciones relacionadas con la comercialización de hidrocarburos, que en la actualidad se encuentran dispersas en varias leyes y reglamentos, y que señalan funciones al Ministerio de Energía y Minas.

POR TANTO:

En el ejercicio de las atribuciones que le confiere la literal a) del artículo 171 de la Constitución Política de la República de Guatemala.

DECRETA:

La siguiente:

LEY DE COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS

**TITULO I
REGIMEN GENERAL**

**CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1. OBJETO. Esta ley tiene por objeto:

- a) Propiciar el establecimiento de un mercado de libre competencia en materia de petróleo y productos petroleros, que provea beneficios máximos a los consumidores y a la economía nacional;

- b) Agilizar los procedimientos relativos a las autorizaciones y funcionamiento de las diversas actividades que conllevan la refinación, transformación y la comercialización de petróleo y productos petroleros;
- c) Velar por el cumplimiento de normas que fomenten y aseguren la comercialización, evitando las conductas contrarias a la libre y justa competencia;
- d) Velar por el cumplimiento de normas que protejan la integridad física de las personas, sus bienes y el medio ambiente; y,
- e) Establecer parámetros para garantizar la calidad, así como el despacho de la cantidad exacta del petróleo y productos petroleros.

Artículo 2. ABREVIATURAS. Para los efectos de esta ley, se emplearán las siguientes abreviaturas:

MINISTERIO:	Ministerio de Energía y Minas
DIRECCION:	Dirección General de Hidrocarburos
GLP:	Gas Licuado de Petróleo

Artículo 3. DEFINICIONES. Para los efectos de esta ley, se emplearán las siguientes definiciones:

Adulterar: Mezclar con sustancias extrañas o extraer parte de los componentes de un producto, que disminuyan o modifiquen su calidad conforme a especificaciones establecidas por el Ministerio.

Almacenador: Es toda persona individual o jurídica, autorizada para operar instalaciones de almacenamiento de petróleo y productos petroleros.

Alteración: Todo cambio físico o de cualquier naturaleza que se efectúe en medidores, equipo fijo o rodante, u otra instalación, que incremente el precio o disminuya el peso o volumen en la entrega de productos.

Cadena de Comercialización: Toda actividad relacionada con la importación, exportación, almacenamiento, transporte, envasado, expendio y consumo de petróleo y productos petroleros.

Características: Cualidades y propiedades identificables y medibles que distinguen a un producto.

Cilindro para GLP: Recipiente hermético, portátil, apto para envasar hasta 45 kilogramos (100 libras) de peso de gas licuado de petróleo, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura; y que cumple con especificaciones de normas nacionales e internacionales reconocidas y aceptadas por la Dirección.

Condensados: Son hidrocarburos convertidos del estado gaseoso o en forma de vapor, al estado líquido liviano.

Denominación: Nombres o títulos que se otorgan a los diversos productos para facilitar su identificación y divulgación referido a un ámbito de aplicación.

Depósito de Petróleo y Productos Petroleros: Es toda instalación integrada por uno o más tanques de almacenamiento, tuberías, áreas de recepción y despacho de productos, con sistemas de seguridad industrial, ambiental y demás equipos e instalaciones conexas.

Depósito para Consumo Propio: Es todo depósito de petróleo y productos petroleros para el consumo exclusivo en unidades y equipo propio del titular del depósito.

Especificación: Es la serie de caracterizaciones físico-químicas que se establece bajo ciertas condiciones para la aceptación de un producto.

Estación de Servicio o Gasolinera: Establecimiento que posee instalaciones y equipos en condiciones aptas para almacenar y expender principalmente combustibles derivados del petróleo, para uso automotriz, además, posee equipo para el acopio de aceites lubricantes usados.

Expendedor: Es toda persona individual o jurídica autorizada para operar una o más estaciones de servicio o expendios de GLP.

Expendio de GLP: Es toda instalación que posee condiciones de seguridad y donde se vende al consumidor final, gas licuado de petróleo para uso doméstico o automotriz.

Expendio Móvil: Venta al por menor de GLP y kerosina por medio de unidad móvil.

Exportador: Es toda persona individual o jurídica, autorizada para remesar fuera del país, petróleo y productos petroleros.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Combustible compuesto por uno o más hidrocarburos livianos, principalmente propano, butano, metano y sus mezclas; son gaseosos en condiciones normales de presión y temperatura, pudiendo pasar al estado líquido mediante la aplicación de una presión moderada, de lo cual, depende el término licuado.

Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular: etano, propano, butano y mayormente metano. El gas natural asociado a la producción de petróleo, contiene vapores de pentano y hexano, y se conoce con el nombre de gas húmedo. Con escaso contenido de pentano y hexano, se denomina gas seco.

Hidrocarburo: Compuesto formado de los elementos carbono e hidrógeno, cualquiera que sea su estado físico.

Importador: Es toda persona individual o jurídica, autorizada para ingresar al territorio nacional, petróleo y productos petroleros.

Petróleo: Líquido natural aceitoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Mediante procesos de destilación, refinación y petroquímica, se obtienen de él diversos productos utilizables con fines energéticos o industriales.

Petróleo Reconstituido: Es la mezcla de petróleo con productos petroleros semi-refinados o semi-elaborados.

Productos Petroleros: Productos gaseosos, líquidos o sólidos, derivados del gas natural o resultantes de los diversos procesos de refinación del petróleo. Los productos petroleros comprenden: metano, etano, propano, butano, gas natural, naftas, gasolinas, kerosinas, diesel, fuel oil y otros combustibles pesados, asfaltos, lubricantes y todas las mezclas de los mismos y sus subproductos hidrocarburiíferos.

Refinador-Transformador: Toda persona individual o jurídica, autorizada para refinar petróleo crudo y petróleo reconstituido, así como para transformar otros productos petroleros.

Transporte Estacionario: Conjunto de tuberías para transportar petróleo y productos petroleros entre puntos determinados, que incluye estaciones de bombeo, facilidades de almacenamiento y demás equipo para el control de presión, temperatura y volumen; su instalación es permanente y no expuesta a movimiento o alteración ya sea superficial o subterránea.

Venta al por Mayor: Es toda venta a granel que se efectúa en las refinerías, plantas de transformación y terminales de almacenamiento de petróleo y productos petroleros.

Venta al por Menor: Es toda venta que se efectúa al detalle de productos petroleros en estaciones de servicio y expendios de GLP.

Artículo 4. LIBRE COMERCIALIZACIÓN. Son libres de participar en todas las actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, las personas que cumplan con los requisitos que establece esta ley y su reglamento.

Artículo 5. PRECIOS. Las personas individuales o jurídicas que efectúen actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, establecerán libre e individualmente los precios de sus servicios y productos, los cuales, deben reflejar las condiciones del mercado internacional y nacional.

CAPITULO II COMPETENCIA ADMINISTRATIVA

Artículo 6. DEPENDENCIA COMPETENTE. El Ministerio, a través de la Dirección, velará por la eficacia y garantía del abastecimiento de productos petroleros en el país, así como para la correcta aplicación de esta ley y las normas reglamentarias que se emitan. La Dirección es el órgano encargado de conocer a instancia de parte o de oficio e imponer las sanciones a que se refiere esta ley.

Artículo 7. INSPECCIÓN. Las personas individuales y jurídicas que efectúen actividades de refinación, transformación y comercialización de petróleo y productos petroleros, quedan obligadas a permitir que los

inspectores, funcionarios, asesores y expertos, autorizados por el Ministerio, tengan libre acceso y facilidades para inspeccionar instalaciones y equipos relacionados con las actividades que contempla esta ley.

Artículo 8. FISCALIZACIÓN Y CONTROL. La Dirección es la dependencia competente para fiscalizar y controlar todo lo concerniente al origen o procedencia, calidad y cantidad exacta de los productos petroleros que se comercialicen. A fin de cumplir tales funciones, la Dirección en el ámbito de su competencia, podrá solicitar la colaboración y asesoría que juzgue necesaria, requerir los estudios, informes y análisis, a cualquier dependencia pública o entidad privada, así como ordenar las inspecciones y revisiones físicas y documentales que estime procedentes.

Artículo 9. INFORMACIÓN Y REGISTRO. La Dirección recopilará y analizará la información sobre precios y otras variables económicas del mercado internacional y nacional del petróleo y productos petroleros, y efectuará las publicaciones que sean necesarias para conocimiento y beneficio del consumidor final.

Toda persona individual o jurídica que realice actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, está obligada a proporcionar mensualmente a la Dirección, la información y documentación sobre sus operaciones principalmente, lo relativo a volúmenes, origen, destino, calidad y precios.

Artículo 10. NÓMINA DE PRODUCTOS. La Dirección publicará anualmente durante el mes de noviembre una nómina de productos petroleros con sus respectivas denominaciones, características y especificaciones de calidad. Dicha nómina debe publicarse mediante acuerdo ministerial en el diario oficial y otro de mayor circulación. La comercialización de cualquier producto petrolero que no aparezca en la nómina se someterá a consideración de la Dirección, de ser aprobado será incorporado a la nómina inmediatamente.

TITULO II ENTES DE COMERCIALIZACION

CAPITULO I DE LA IMPORTACION

Artículo 11. IMPORTACIÓN. Toda persona individual o jurídica podrá ingresar al territorio nacional petróleo y productos petroleros por cualquier medio de transporte adecuado, cumpliendo con lo prescrito en la presente ley y su reglamento. Quienes importen petróleo y productos petroleros para comercializarlos, deberán venderlos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transformar, refinar, transportar y operar depósitos para expender y para consumo propio.

Artículo 12. LICENCIA DE IMPORTADOR. La solicitud de licencia de importador debe tramitarse ante la Dirección, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- b) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- c) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- d) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio; y,
- e) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas Del Ministerio de Finanzas Públicas.

Debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 del Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 13. CONTROL DE OPERACIONES. En sus operaciones, el importador está obligado a cumplir con:

- a) Proporcionar a los inspectores de la Dirección, a su requerimiento, la información y documentación que consigna el tipo de cada producto que importa, volumen, procedencia, calidad y precios de adquisición;
- b) Proporcionar a los inspectores de la Dirección, a su requerimiento, la cantidad de muestras necesarias de los productos que importa, para verificar su calidad;
- c) Las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio, conforme a la nómina de productos, para cada producto que ingrese al país; y,
- d) Las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

**CAPITULO II
DE LA REFINACION Y TRANSFORMACION**

Artículo 14. LA REFINACIÓN Y TRANSFORMACIÓN. Toda persona individual o jurídica podrá instalar y operar refinarias de petróleo y plantas de transformación de petróleo y productos petroleros, cumpliendo previamente con lo establecido en la presente ley y su reglamento. Deben vender sus productos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transportar, almacenar, operar estaciones de servicio, expendio de GLP, exportar y para consumo propio.

Artículo 15. LICENCIA DE REFINACIÓN Y DE TRANSFORMACIÓN. La solicitud de licencia de refinación de petróleo o de licencia de transformación de petróleo o de productos petroleros, debe tramitarse ante la Dirección, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a) Resolución de aprobación de la autoridad del medio ambiente, del estudio de impacto ambiental del proyecto de refinación o de transformación de petróleo o productos petroleros;
- b) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- c) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- d) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- e) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio;
- f) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas del Ministerio de Finanzas Públicas; y,
- g) Título de propiedad o contrato de arrendamiento de las instalaciones de refinación o de transformación.

Se debe acompañar también la documentación técnica sobre las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

Se debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 del Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 16. CONTROL DE OPERACIONES. En sus operaciones, el titular de licencia de refinación de petróleo o de licencia de transformación de petróleo o productos petroleros, está obligado a cumplir con:

- a) Las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio, conforme a la nómina de productos, para cada producto refinado o transformado que se obtenga.
- b) Proporcionar a los inspectores de la Dirección, a su requerimiento, la cantidad de muestras necesarias de los productos refinados o transformados que se obtengan, para verificar su calidad; y,
- c) Las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

**CAPITULO III
ALMACENAMIENTO**

Artículo 17. TERMINALES DE ALMACENAMIENTO. Toda persona individual o jurídica podrá almacenar para si o para terceros, petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para su comercialización, cumpliendo con lo prescrito en la presente ley y su reglamento, y leyes ambientales. Quienes almacenen petróleo y productos petroleros para comercializarlos, deben venderlos a toda persona individual o jurídica, sin distingo alguno, que posea licencia para transformar, transportar, operar estaciones de servicio, expendios de GLP, exportar y para consumo propio.

Artículo 18. LICENCIA DE ALMACENAMIENTO. La solicitud de licencia para instalar y operar deposito de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio y/o para la comercialización, debe tramitarse ante la Dirección, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a) Resolución de aprobación de la autoridad del medio ambiente, del estudio de impacto ambiental del proyecto de almacenamiento de petróleo o productos petroleros, cuando la capacidad exceda de los ciento cincuenta y un mil cuatrocientos litros (151,400 Lts.);
- b) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- c) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- d) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- e) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio;

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

- f) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas del Ministerio de Finanzas Públicas; y,
- g) Título de propiedad o contrato de arrendamiento de las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

Se debe acompañar también la documentación técnica sobre las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

Se debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 del Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 19. CONTROL DE OPERACIONES. En sus operaciones, el titular de la licencia de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, está obligado a cumplir con:

- a) Las especificaciones de calidad aprobadas por el Ministerio, conforme a nómina de productos, para cada producto que almacene;
- b) Proporcionar a los inspectores de la Dirección, a su requerimiento, la cantidad de muestras necesarias de los productos almacenados, para verificar su calidad; y,
- c) Las normas y sistemas de seguridad industrial y ambiental.

**CAPITULO IV
DEL TRANSPORTE**

Artículo 20. TRANSPORTISTA. Toda persona individual o jurídica podrá prestar los servicios de transporte de petróleo y productos petroleros, utilizando unidades móviles o sistemas estacionarios desde las instalaciones de suministro hasta los puntos de destino, cumpliendo con lo prescrito en esta ley y su reglamento.

Artículo 21. LICENCIA DE TRANSPORTE. La solicitud de licencia de transporte de petróleo y de productos petroleros debe tramitarse ante la Dirección, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- b) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- c) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- d) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio;
- e) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas del Ministerio de Finanzas Públicas;
- f) Título de propiedad o contrato de arrendamiento de cada unidad o medio de transporte; y,
- g) Certificación de calibración volumétrica de los compartimientos que conforman cada unidad de transporte, extendida por entidades autorizadas por la Dirección.

Si el transporte de petróleo y productos petroleros se realiza por sistemas estacionarios, la solicitud de licencia de transporte, debe acompañar copia legalizada de la resolución de la autoridad del medio ambiente, aprobando el estudio de impacto ambiental del proyecto correspondiente. Se debe acompañar también la documentación técnica sobre las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

Se debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 22. RESPONSABILIDAD. El transportista es responsable de que los productos que transporte no sean sometidos a adulteración, alteración y extracción indebida de la cantidad consignada; además cumplirá con las normas, sistemas y mecanismos de seguridad

industrial y ambiental; también velará por la integridad física de las personas y sus bienes, conforme lo indique el reglamento de esta ley.

**CAPITULO V
DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO Y EXPENDIOS DE GLP**

Artículo 23. ESTACIONES DE SERVICIO Y EXPENDIOS DE GLP. Toda persona individual o jurídica puede instalar y operar una o varias estaciones de servicio o expendios de GLP, sin limitación de distancia entre estaciones

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

de servicio o expendios de GLP, cumpliendo con lo prescrito en esta ley y su reglamento, y las leyes ambientales. Las estaciones de servicio y expendios de GLP, deben vender sus productos al detalle, al público en general.

Artículo 24. LICENCIA DE ESTACIÓN DE SERVICIO Y DE EXPENDIO DE GLP. Para las estaciones de servicio, así como para los expendios de GLP, se debe solicitar licencia para instalar y operar depósito de productos petroleros para la venta al público, tramitándose ante la Dirección, conteniendo los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, acompañando copias legalizadas de:

- a) Resolución de aprobación de la autoridad del medio ambiente, del estudio de impacto ambiental del proyecto de estación de servicio o expendio de GLP, cuando su capacidad total de almacenamiento de productos petroleros exceda los ciento cincuenta y un mil cuatrocientos litros (151.400 Lts.);
- b) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- c) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- d) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- e) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio;
- f) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas del Ministerio de Finanzas Públicas; y,
- g) Título de propiedad o contrato de arrendamiento de la estación de servicio o del expendio de GLP.

Se debe acompañar también la documentación técnica sobre las instalaciones, conforme al reglamento de esta ley.

Se debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 25. EXPENDIO MÓVIL. Se permite el expendio de GLP y kerosina a través de unidad móvil, cumpliendo con los requisitos para la obtención de licencia de transporte y expendio de productos petroleros.

**CAPITULO VI
DE LAS EXPORTACIONES**

Artículo 26. EXPORTACIÓN. Toda persona individual o jurídica puede exportar petróleo o productos petroleros por cualquier medio de transporte adecuado, cumpliendo con lo prescrito en esta ley y su reglamento, las regulaciones ambientales y el pago de los impuestos de exportación respectivos.

Artículo 27. LICENCIA DE EXPORTADOR. La solicitud de Licencia de Exportador de Petróleo y Productos Petroleros, debe tramitarse ante la Dirección, conteniendo las referencias del solicitante y dirección para recibir notificaciones, así como los productos y volúmenes que se pretenden exportar, acompañando copias legalizadas de:

- a) Testimonio de la Escritura Constitutiva de la Sociedad;
- b) Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad;
- c) Las Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad;
- d) En el caso de persona individual: Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio; y,
- e) Constancia de inscripción como contribuyente en la Dirección General de Rentas Internas del Ministerio de Finanzas Públicas.

Se debe cumplir con lo preceptuado en los artículos 46 y 47 Capítulo Unico del Título V, Disposiciones Complementarias y Transitorias, de la presente ley.

Artículo 28. AUTORIZACIÓN DE EXPORTACIÓN. Las personas individuales o jurídicas que posean licencia de exportador, deben solicitar ante la Dirección, la autorización correspondiente para efectuar cada operación de exportación de petróleo o productos petroleros, indicando las fechas de la operación, el tipo de producto, volumen, destino, vía de transporte, puerto y aduana nacional de salida. La Dirección autorizará o denegará la exportación, en consideración de lo siguiente:

- a) Que el producto a exportarse no cause desabastecimiento en el país.
- b) Que el producto a exportarse no cause distorsión de precios en la comercialización interna.

**CAPITULO VII
OTRAS LICENCIAS, VIGENCIA Y RENOVACION**

Artículo 29. OTRAS LICENCIAS. Debe tramitarse ante la Dirección, la licencia respectiva para efectuar las siguientes actividades:

- a) Construir y modificar terminales de almacenamiento, refinerías, plantas de transformación, sistemas de transporte estacionario, estaciones de servicio, expendios de GLP y depósitos para el consumo propio;
- b) Importar, construir y reparar cilindros para el envasado de GLP, así como el montaje, mantenimiento y reparación de equipo para utilizar GLP en automotores;
- c) Calibrar tanques estacionarios de almacenamiento, auto-tanques y equipo de despacho o surtidores; y,
- d) Almacenamiento temporal, envasado y trasiego.

Artículo 30. VIGENCIA DE LAS LICENCIAS. El período de vigencia de las licencias es:

- a) De importador, de refinación, de transformación, de terminales de almacenamiento, de exportador y de transporte estacionario de petróleo y productos petroleros: indefinido, a partir de la fecha de emisión de las mismas;
- b) De operación de estaciones de servicio, depósitos para consumo propio y expendios de GLP: cinco años a partir de la fecha de emisión de las mismas, renovables por períodos iguales, previa solicitud del interesado;
- c) De transporte de petróleo y productos petroleros con unidades móviles: tres años a partir de la fecha de emisión de la misma, renovable por períodos iguales, previa solicitud del interesado;
- d) Construir, ampliar y modificar terminales de almacenamiento, refinerías, plantas de transformación y sistemas estacionarios de transporte: cinco años, renovables, previa solicitud del interesado;
- e) Construir, ampliar y modificar estaciones de servicio, expendios de GLP y depósitos para consumo propio; un año, renovable por períodos iguales, previa solicitud del interesado; y,
- f) Importar, construir y reparar cilindros para envasar GLP; montaje, mantenimiento y reparación de equipo para utilizar GLP en automotores, calibrar tanques estacionarios de almacenamiento, auto-tanques y equipo de despacho o surtidores, y, el almacenamiento temporal, envasado y trasiego: cinco años a partir de la fecha de emisión de las mismas, renovables por períodos iguales, previa solicitud del interesado.

Artículo 31. RENOVACIÓN DE LAS LICENCIAS. Para renovar una licencia debe presentarse solicitud de renovación ante la Dirección, como mínimo treinta días antes del vencimiento de su período de vigencia, adjuntando únicamente la licencia cuya renovación se solicita.

Artículo 32. PLAZO PARA RESOLUCIÓN DE SOLICITUDES. Cumplidos los requisitos respectivos, el plazo para emitir la resolución final de solicitudes de licencias no debe exceder de veinte días; de no resolver la Dirección en este plazo, las solicitudes se tendrán por resueltas afirmativamente.

Artículo 33. AVISOS. Las personas que cuenten con licencia para efectuar operaciones de refinación, transformación y comercialización de petróleo y productos petroleros, deben avisar por escrito a la Dirección con ciento veinte días de anticipación, como mínimo, sobre el cese o suspensión de sus operaciones o retiro del país. Se exceptúa el transporte en auto-tanques, que deben hacerlo con treinta días, como mínimo; ambos plazos incluyen días hábiles e inhábiles.

TITULO III DE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES

CAPITULO I DE LAS INFRACCIONES

Artículo 34. DE LA RESPONSABILIDAD CIVIL Y PENAL. Las sanciones que imponga la Dirección a las personas que efectúen actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, por las infracciones a esta ley, no las exime de responsabilidad civil y penal.

Artículo 35. CUOTA DISCRIMINATORIA. Se incurre en práctica de cuota discriminatoria, cuando el importador, refinador y transformador limite o racione la cantidad de productos petroleros a cualquier comprador.

Artículo 36. COACCIÓN DE PRECIO. Se incurre en práctica de coacción de precio, cuando personas individuales, entidades, asociaciones o gremiales de individuos que efectúan actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, presionen u obliguen a sus asociados, agremiados o compradores, a fijar o mantener un precio de venta de productos petroleros.

Artículo 37. CONCERTACIÓN DE PRECIO. Se incurre en práctica de concertación de precio, cuando dos o más personas que posean licencia para efectuar actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, acuerdan precios de venta de sus productos y sus servicios.

Artículo 38. REBAJA DISCRIMINATORIA. Se incurre en práctica de rebaja discriminatoria, cuando el importador, almacenador, refinador o transformador, en igualdad de suministro, cantidad, calidad y condiciones de negociación de compra, ofrezca a un comprador, rebajas, subsidios o concesiones de tipo económico.

Artículo 39. OTRAS INFRACCIONES. Para los efectos de esta Ley, también se considerarán como infracciones las siguientes:

- a) Construir y modificar instalaciones, así como efectuar operaciones de importación, refinación, transformación, almacenaje, depósito para consumo propio, expendio, envasado, trasiego, transporte y exportación de petróleo o productos petroleros, sin poseer la respectiva licencia;
- b) Importar, construir y reparar cilindros para envasado de GLP, así como el montaje, mantenimiento y reparación de equipo para utilizar GLP en automotores; sin poseer la respectiva licencia;
- c) No cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por el Ministerio en la nómina de productos, para la importación, producción y expendio de los productos petroleros;
- d) Adulterar los productos petroleros para su comercialización;
- e) Vender menos contenido o cantidad de productos petroleros, de acuerdo a las unidades de medición legalmente establecidas;
- f) Tener en existencia para la venta, petróleo o productos petroleros y negarse sin causa justificada a venderlos; así como, ejecutar prácticas que den origen al acaparamiento de los mismos y a consecuencia de lo cual, se produzca escasez ficticia y distorsión de precios;
- g) No colocar el marchamo o tapón de seguridad que garantice el contenido de los hidrocarburos envasados para su comercialización;
- h) No colocar en lugar visible, los precios de venta al público de los productos petroleros en estaciones de servicio y expendios de GLP;
- i) Alterar la tara o capacidad de los depósitos de hidrocarburos, el depósito de los camiones cisternas o el de los cilindros de condensados o GLP, colocando doble fondo o utilizando cualquier otro artificio con la misma finalidad;
- j) No proporcionar la información y documentación solicitada por la Dirección, de acuerdo a lo prescrito en esta ley y su reglamento;
- k) Contaminar el ambiente por derrames, emisión de sustancias, gases o vapores nocivos que puedan originarse en las operaciones de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros; y,
- l) No cumplir con las demás disposiciones de esta ley y su reglamento.

CAPITULO II DE LAS SANCIONES

Artículo 40. UNIDAD DE MULTA. Para la aplicación de las sanciones a las infracciones a la presente ley, se establece la unidad de multa cuyo valor es de un Mil Quetzales (Q.1,000.00). El Ministerio por medio de acuerdo ministerial podrá incrementar el monto del valor de la unidad.

Artículo 41. APLICACIÓN DE SANCIONES. Las sanciones por infracciones a la presente ley, consisten en:

- a) Práctica de cuota discriminatoria: multa de tres mil unidades;
- b) Práctica de coacción de precio: multa de cuatro mil unidades;
- c) Práctica de concertación de precio: multa de tres mil unidades;
- d) Práctica de rebaja discriminatoria: multa de un mil unidades;
- e) Construir instalaciones de refinación, transformación, terminales de almacenamiento y transporte estacionario de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de cien unidades;
- f) Construir instalaciones de estaciones de servicio, depósitos para consumo propio, expendios de GLP, envasado y trasiego de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de veinticinco unidades;
- g) Ampliar y modificar instalaciones de refinación, transformación, terminales de almacenamiento y transporte estacionario de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de cincuenta unidades;
- h) Ampliar y modificar instalaciones de estaciones de servicio, depósitos para consumo propio, expendios de GLP, envasado y trasiego de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de cinco unidades;
- i) Efectuar actividades de refinación, transformación, almacenamiento, transporte estacionario, importación y exportación de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de cien unidades;
- j) Operar estaciones de servicio y expendios de GLP, así como efectuar operaciones de envasado y trasiego de petróleo y productos petroleros, sin poseer licencia: multa de diez unidades;
- k) Importar y construir cilindros para el envasado de GLP para uso doméstico y en automotores, sin poseer licencia: multa de cinco unidades;

- l) Montaje, mantenimiento y reparación de equipo y cilindros para el envasado de GLP para uso doméstico y en automotores, sin poseer licencia: multa de cinco unidades;
- m) Calibrar tanques estacionarios de almacenamiento, auto-tanques y equipo de despacho o surtidores, sin poseer licencia: multa de cinco unidades;
- n) No cumplir con las especificaciones de calidad establecidas por el Ministerio en la nómina de productos, en la importación y producción de los productos petroleros: multa de cincuenta unidades;
- ñ) Vender productos petroleros adulterados en las estaciones de servicio, o adulterar en los medios de transporte: multa de veinticinco unidades;
- o) Vender menos contenido o cantidad de productos petroleros de acuerdo a las unidades de medición legalmente establecidas: multa de veinticinco unidades;
- p) Tener en existencia para la venta, petróleo o productos petroleros y negarse a venderlos, o ejecutar practicas de acaparamiento de los mismos: multa de cincuenta unidades;
- q) No colocar el marchamo o tapón de seguridad que garantice el contenido de los hidrocarburos envasados para su comercialización: multa de diez unidades;
- r) No colocar en lugar visible, los precios de venta al público de los productos petroleros en estaciones de servicio y expendios de GLP, o que los precios exhibidos no correspondan a los operados en los equipos de despacho o surtidores: multa de cinco unidades;
- s) Alterar la tara o capacidad de los depósitos de hidrocarburos, el depósito de los camiones cisternas o el de los cilindros de condensados o GLP, colocando doble fondo, o utilizando cualquier otro artificio con la misma finalidad: multa de veinticinco unidades;
- t) No proporcionar la información y documentación solicitada por la Dirección, de acuerdo a lo contemplado en esta ley y su reglamento: multa de cinco unidades;
- u) Derrames y emisión de sustancias, gases o vapores nocivos originados en las operaciones de refinación, transformación, transporte, importación y exportación de petróleo y productos petroleros: multa de una unidad desde cinco hasta doscientos cincuenta litros, y en adelante, una unidad por cada doscientos cincuenta litros de los productos derramados y su equivalente de las sustancias o gases contaminantes que se liberaron al ambiente, exceptuándose los casos de accidentes de tránsito;
- v) No cumplir con las demás disposiciones de esta ley y su reglamento: multa de cinco unidades;
- w) Incurrir por segunda vez en cualquier infracción contemplada en esta ley: el doble de la multa que le corresponde a la infracción, y suspensión por tres meses de la licencia respectiva para realizar operaciones de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros; y,
- x) Incurrir por tercera vez en cualquier infracción contemplada en esta ley: cinco veces el monto de la multa que le corresponde a la infracción y cancelación de la licencia respectiva para realizar operaciones de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros.

Artículo 42. DENUNCIAS. Cualquier persona que se percate o resulte afectada de un acto o práctica que viole la presente ley, podrá presentar denuncia escrita o verbal ante la Dirección. En el interior de la República, la denuncia podrá presentarse ante la Gobernación Departamental, quien debe remitirla a la Dirección para su trámite, en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles. La Dirección debe resolver dentro de los 10 días hábiles posteriores a la recepción de la denuncia.

Artículo 43. CUMPLIMIENTO DE MEDIDAS. La imposición de cualquier sanción prescrita en esta ley, se hará sin perjuicio de exigir al infractor el cumplimiento de las medidas que la Dirección le fije para enmendar las causas de la infracción, y se compense el daño causado a los afectados.

TITULO IV CAPITULO UNICO PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

Artículo 44. CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES. En las especificaciones de calidad del aceite combustibles para motores diesel, para uso automotriz, el contenido de azufre en ningún caso debe exceder las cinco décimas por ciento en masa, el contenido de agua y sedimento no debe exceder las cinco centésimas en porcentaje en volumen y la temperatura máxima al recuperar el noventa por ciento de su destilación no debe exceder los trescientos cincuenta grados centígrados; para las gasolinas de uso automotriz el contenido de azufre no debe exceder las quince centésimas en porcentaje en masa y el contenido del plomo no debe exceder las trece milésimas de gramo por litro.

En las publicaciones anuales de la nómina de productos, la Dirección debe actualizar los valores de estas y otras sustancias, así como las propiedades físico-químicas de los productos petroleros, con el propósito de proteger la vida y el ambiente.

ARTICULO 45. Legislación aplicable. En la planificación y operación de proyectos de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, se deben acatar las leyes sobre protección ambiental.

TITULO V
CAPITULO UNICO
DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

Artículo 46. SEPARACIÓN DE EMPRESAS. Toda persona individual o jurídica debe constituirse en empresa distinta para poder efectuar cada una de las operaciones de importación, refinación, transformación, almacenamiento; transporte; estación de servicio, expendio de GLP; y exportación de petróleo y productos petroleros. Todas las empresas de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, deben realizar su cierre fiscal el 30 de junio de cada año.

Artículo 47. EMPRESAS EN OPERACIÓN. Las empresas que actualmente se dedican a las actividades de refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, deben ajustarse a lo preceptuado en el artículo anterior, dentro de los seis meses siguientes de entrar en vigencia la presente ley.

Artículo 48. VENTA DE COMBUSTIBLES. *(Modificado como aquí aparece, por el Artículo 2 del Decreto 74-98, publicado el dieciséis de diciembre de mil novecientos noventa y ocho).* La unidad de medida de la venta de combustibles, es el galón americano, equivalente a tres litros con setecientos ochenta y cinco milésimas de litro (3.785 lts). La venta de los combustibles deben efectuarse de la siguiente forma:

- a) Las del importador, refinador, transformador y almacenador efectuará las ventas a las condiciones de temperatura y volumen que se negocien entre el oferente y el demandante;
- b) En la distribución en estaciones de servicio a consumidor final a temperatura natural o ambiente. El expendio de GLP envasado en cilindros, para uso doméstico se hará de acuerdo a la unidad de medida denominada libra, equivalente a cuatrocientos cincuenta y cuatro milésimas de kilogramo (0.454 kgs.).

Las unidades de medición contenidas en esta ley deben ajustarse al sistema métrico decimal al cobrar plena vigencia el mismo.

Artículo 49. DISTORSIÓN DE PRECIOS. La distorsión de precios en una o más etapas que conforman la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros facultará al Ministerio para determinar y publicar precios de referencia de los mismos. El cálculo de los precios tomará como base los precios de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América, publicados en el reporte (PLATT'S OILGRAM PRICE REPORT, U.S. GULF COAST)

Artículo 50. CALAMIDAD PÚBLICA. En caso de estado de calamidad pública, el Ministerio podrá intervenir directamente en todas aquellas actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, ejerciendo las acciones legales que estime pertinentes, para garantizar el normal abastecimiento y desarrollo de las actividades productivas y económicas del país.

Artículo 51. EXPEDIENTES EN TRÁMITE. Los expedientes que estuvieren en trámite, relacionados con la refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, se regirán por lo estipulado en esta ley y su reglamento.

Artículo 52. DERECHOS ADQUIRIDOS. Quedan vigentes aquellos derechos adquiridos resultantes de las relaciones de índole civil, mercantil o laboral, de los transportistas de petróleo y productos petroleros con las empresas refinadoras e importadoras y de la cadena de comercialización, tales como derecho de llave, indemnización, agencia, representación, o cualquier otro; dichos derechos no pueden ser endosados ni trasladados a terceros.

Artículo 53. SEGUROS. Las personas que realicen actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, deben contar con seguros por daños causados a personas, bienes materiales y medio ambiente, por los montos y características de los riesgos potenciales a que están expuestas las actividades de refinación, transformación y comercialización de petróleo y productos petroleros. Las pólizas de seguros deben presentarse en fotocopia legalizada ante la Dirección para su registro, conforme a su período de vigencia.

Artículo 54. CASOS NO PREVISTOS. Los casos no previstos surgidos por la aplicación de esta ley y su reglamento, serán resueltos por la Dirección, de conformidad con el espíritu de esta ley.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

Artículo 55. REGLAMENTO. Dentro del plazo de cuarenta y cinco días hábiles siguientes a la vigencia de la presente ley, el Organismo Ejecutivo debe emitir el reglamento correspondiente.

Artículo 56. DEROGATORIA. Quedan Derogados:

- a) Decreto Ley 130-83, Ley Reguladora de la Comercialización de Hidrocarburos, y su reglamento contenido en el Acuerdo Gubernativo 216-95.
- b) Cualquier otra disposición legal o reglamentaria que se oponga al contenido de la presente ley.

Artículo 57. VIGENCIA. El presente decreto entrará en vigencia ocho (8) días después de su publicación en el diario oficial.

ARABELLA CASTRO QUIÑONES
PRESIDENTA

ANGEL MARIO SALAZAR MIRON
SECRETARIO

CESAR FORTUNY ARDON
SECRETARIO

Publicado en el Diario de Oficial el 26 de noviembre de 1997.

REGLAMENTO DE LA LEY DE COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS Acuerdo Gubernativo 522-99



DEPTO. DE ANÁLISIS ECONÓMICO

ACUERDO GUBERNATIVO NUMERO 522-99

Palacio Nacional, Guatemala, 14 de julio de 1999.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que es obligación del Estado promover el desarrollo de la Nación, procurando su inserción dentro del nuevo contexto económico internacional, que requiere la liberalización del comercio y la eliminación de prácticas contrarias a la libre competencia, para cuyo efecto debe propiciar que la misma se realice en observancia de los principios de libertad e igualdad.

CONSIDERANDO:

Que es obligación del Estado orientar la adecuada utilización del petróleo y los productos petroleros, mediante el establecimiento de normas y condiciones que fomenten la comercialización de los mismos, para proveer beneficio máximo a los consumidores y a la economía nacional.

CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Hidrocarburos, es el órgano encargado de fiscalizar y velar por la eficacia y garantía del abastecimiento en materia de petróleo y productos petroleros en el país, así como para la correcta aplicación de la Ley de Comercialización de Hidrocarburos.

CONSIDERANDO:

Que el Congreso de la República mediante Decreto Número 109-97 promulgó la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, y que en la misma Ley se establece la obligación para el Organismo Ejecutivo de emitir el Reglamento correspondiente.

POR TANTO:

En el ejercicio de las funciones que le confieren los Artículos 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y el 55 del Decreto Número 109-97 del Congreso de la República,

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

REGLAMENTO DE LA LEY DE COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS

**TITULO I
REGIMEN GENERAL**

**CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1. OBJETO. El presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones contenidas en la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, para su correcta aplicación.

Artículo 2. ABREVIATURAS. En el presente Reglamento, se emplearán las siguientes abreviaturas:

A N S I : Instituto Nacional Americano de Normas (American National Standard Institute).

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

A P I :	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
A S M E :	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (The American Society of Mechanical Engineers).
A S T M :	Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (American Society for Testing Materials).
CADENA DE	Toda actividad relacionada con la importación, almacenamiento, exportación, transporte,
COMERCIALIZACION:	Envasado, expendio y consumo de petróleo y productos petroleros.
COGUANOR:	Comisión Guatemalteca de Normas.
DIRECCION:	Dirección General de Hidrocarburos.
D O T :	Departamento de Transporte de Estados Unidos de América (U.S. Department of Transportation)
G L P :	Gas Licuado de Petróleo.
ICAITI :	Instituto Centroamericano de Investigación y Tecnología Industrial.
LA LEY :	Ley de Comercialización de Hidrocarburos.
MINISTERIO:	Ministerio de Energía y Minas.
N F P A :	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National Fire Protection Association).
PERSONA:	Persona Individual o Jurídica.

**CAPITULO II
COMPETENCIA ADMINISTRATIVA**

Artículo 3. DEPENDENCIA COMPETENTE. La Dirección es el órgano encargado de velar por la correcta y pronta aplicación de las disposiciones contenidas en la Ley y el presente Reglamento, considerando las garantías establecidas por la Constitución Política de la República de Guatemala.

Artículo 4. INFORMACION Y COLABORACION. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 1 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Los titulares de las licencias a que se refiere la Ley y este reglamento, están obligados a prestar su colaboración y a proporcionar dentro de un plazo de diez (10) días la información y documentación requerida por la Dirección, relacionada con sus operaciones.

Para el cumplimiento de tales obligaciones, las personas requeridas podrán presentar por medio escrito o documental la información ante la Dirección o enviarla por medios electrónicos. En el caso de utilizar medios electrónicos, la obligación se tendrá por cumplida, si la Dirección envía por el mismo medio, aviso de recepción de dicha información al día hábil siguiente de la recepción de la información requerida.

Lo expresado en este artículo es sin perjuicio del cumplimiento de lo dispuesto en el presente reglamento, sobre la información y documentación específica que se exige a los solicitantes y titulares de licencias, para cada actividad de la cadena de comercialización de hidrocarburos.

La información y documentación debe proporcionarse en idioma español. Si se trata de documentos en otro idioma, se debe acompañar la correspondiente traducción jurada.

Artículo 5. INSPECCIONES. Los inspectores, funcionarios, asesores y expertos, autorizados por el Ministerio, previa identificación que los acredite como tales, tendrán libre acceso y facilidades para inspeccionar operaciones, instalaciones y equipos relacionados con las actividades y licencias que contempla la Ley y el presente Reglamento. Finalizada la inspección, deben proporcionar copia de lo actuado a los encargados de las operaciones, instalaciones y equipos inspeccionados.

**TITULO II
ENTES DE COMERCIALIZACION**

**CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 6. REGISTRO DE EMPRESAS. Para su debido control, la Dirección establecerá un registro de las empresas mercantiles que estén autorizadas para efectuar cada una de las actividades conforme a lo establecido en la Ley.

(Se adiciona el siguiente parrafo, por el Artículo 2 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).

“Todo cambio relacionado con el nombre comercial y denominación de la empresa, sede social, lugar para recibir notificaciones, nombre del propietario o representante legal, debe ser comunicado por escrito a la Dirección, por el propietario o representante legal, dentro de los quince días siguientes de ocurrido el cambio, adjuntando la documentación correspondiente debidamente legalizada”.

Artículo 7. RECEPCION DE SOLICITUDES DE LICENCIAS. Las solicitudes de licencias para efectuar actividades de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, se presentarán ante la Dirección quien dictará la respectiva resolución de trámite, y posteriormente las cursará al Departamento competente para su conocimiento, análisis, inspección y dictamen técnico, conforme lo establece la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 8. CATEGORIA DE LAS INSTALACIONES. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 3 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Las instalaciones se clasifican en:

Categoría A-1, aquellas instalaciones para consumo propio cuya capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros sea menor o igual a seiscientos (600) galones.

Categoría A, aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, sea mayor de seiscientos (600) galones y hasta cuarenta mil (40,000) galones.

Categoría B, aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, sea mayor a cuarenta mil (40,000) galones.”

CAPITULO II DE LA IMPORTACION

Artículo 9. LICENCIA DE IMPORTADOR. La persona interesada en importar petróleo y productos petroleros, para el consumo propio o para comercializarlos, previamente debe obtener Licencia de Importador, cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 10. TRAMITE DE LICENCIA DE IMPORTADOR. La solicitud debe presentarse ante la Dirección quien la cursará al Departamento de Transformación y Distribución, para que dentro de los cinco días hábiles posteriores a su recepción, efectúe el análisis técnico de la información y documentación proporcionada por el solicitante, y el dictamen con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación aportada, o bien, declarando procedente o improcedente la solicitud. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Artículo 10 bis. INFORMACION Y DOCUMENTACION. *(Se adiciona, por el Artículo 4 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* El titular de licencia de importador de petróleo y productos petroleros, debe presentar sin necesidad de requerimiento alguno, ante la Dirección, la documentación siguiente:

- a) En los primeros diez (10) días de cada mes, información del mes anterior correspondiente a sus inventarios, importaciones (volumen por producto, país de origen, vía de importación, precio por barril en dólares de los Estados Unidos de América en compraventas FOB Y CIF), compras locales, ventas o consumo propio, en el formulario elaborado por la Dirección. En el caso de que no tenga movimiento en el mes, debe presentar el informe ante la Dirección de dicha situación dentro del mismo plazo antes señalado.
- b) En los primeros diez (10) días de diciembre de cada año, programación anual estimada de arribo de sus importaciones del año siguiente. Se debe indicar en la misma, fechas estimadas de arribo, volúmenes por producto, país de procedencia, aduana probable de ingreso e instalaciones de almacenamiento, si fuera el caso, indicando el nombre del titular de dicha licencia.
- c) En los últimos cinco (5) días de cada mes, la programación de sus importaciones del mes siguiente. Se debe indicar en la misma, fechas estimadas de arribo, volúmenes por producto,

país de procedencia, aduana probable de ingreso e instalaciones de almacenamiento, si fuera el caso, indicando el nombre del titular de dicha licencia.

- d) Al arribo de cada una de las importaciones marítimas de petróleo y productos petroleros, debe entregarse al delegado de la Dirección presente en la terminal de recepción correspondiente, copia del procedimiento de descarga; manifiesto de carga o conocimiento de embarque (Bill of Lading); certificados de calidad, de cantidad y de origen; y factura comercial. Dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores al arribo, deben entregar a la Dirección copia de la póliza de importación.
- e) Al inicio de la descarga en el territorio nacional, debe informar inmediatamente por vía electrónica o facsímil los datos contenidos en el manifiesto de carga o conocimiento de embarque (Bill of Lading) y factura comercial que contenga como mínimo el precio FOB de el o los productos importados, nombre o razón social del proveedor, características de el o los productos importados.
- f) Para las importaciones terrestres, en los primeros diez (10) días hábiles de cada mes, presentar a la Dirección el total de la documentación que ampara todas las importaciones efectuadas en el mes anterior, incluyendo copia de manifiesto de carga o conocimiento de embarque (Bill of Lading); certificados de calidad, de cantidad y de origen; factura comercial y póliza de importación.

CAPITULO III DE LA REFINACION Y TRANSFORMACION

Artículo 11. LICENCIA DE REFINACION O LICENCIA DE TRANSFORMACION. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 5 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La persona individual o jurídica interesada en instalar y operar refinería de petróleo o planta de transformación de petróleo y/o productos petroleros, previamente debe obtener la respectiva licencia, cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento. ”

Artículo 12. SOLICITUD DE LICENCIA DE REFINACION O LICENCIA DE TRANSFORMACION. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 6 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A la solicitud de licencia de instalación de refinería o planta de transformación, se debe acompañar:

- a) La documentación que se indica en la Ley, referente a la refinación o la transformación; además, fotocopia legalizada del Testimonio de la Escritura Pública por medio de la cual se acredita la propiedad o el arrendamiento del terreno destinado a dichas instalaciones;
- b) Descripción general del proyecto de refinación o del proyecto de transformación;
- c) Descripción técnica del proceso de refinación o de transformación que se pretende emplear;
- d) Plano de ubicación, que indique la localización, accesos y colindancias del terreno donde se pretende instalar la refinería o la planta de transformación, así como construcciones e instalaciones que se encuentren a una distancia exterior conforme se estipula el artículo 49 del presente Reglamento, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;
- e) Planos de instalaciones, que muestren las distancias entre las construcciones e instalaciones existentes y las diversas áreas planificadas dentro del terreno, principalmente: Oficinas administrativas, laboratorios, áreas de proceso, almacenamiento, despacho de productos, tratamiento de derrames, desechos, y otras de importancia, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Civil colegiado activo;
- f) Planos de detalles técnicos, relativos al diseño e instalación del equipo principal y auxiliar del proceso, tanques de almacenamiento, sistema de tuberías de recepción, trasiego, operación y despacho, sistema de carga y descarga de productos, fosas o tanques de recolección y tratamiento de derrames y desechos, y construcciones de otras áreas que integrarán el proyecto

de refinación o de transformación, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Civil colegiado activo;

- g) Planos de medidas de seguridad, que indiquen el equipo principal y auxiliar de los sistemas de prevención y contingencia de incendios y de los sistemas de prevención, recuperación y tratamiento de emanaciones nocivas y derrames de petróleo y/o productos petroleros, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Industrial o Mecánico Industrial, colegiado activo;
- h) Planos de instalaciones eléctricas, relativos a: Detalles e instalación electromecánica de los equipos principales y auxiliares; Diagramas unifilares y trayectorias de las redes de suministro de energía eléctrica a las diversas áreas que conforman el proyecto, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Electricista, colegiado activo;
- i) Diagrama simplificado del proceso de refinación o del proceso de transformación, que indique las condiciones de presión, temperatura, flujo y subproductos generados desde la etapa inicial de carga de la materia prima a la unidad de proceso, hasta la obtención de los productos finales, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Petrolero, Industrial o Químico, colegiado activo;
- j) Programa de desarrollo del proyecto de refinación o de transformación, por fases (diseño, adquisición de equipo y materiales, construcción, pruebas de funcionamiento y etapas de puesta en servicio);
- k) Especificaciones técnicas y de seguridad:
 - k.1. La descripción de las especificaciones técnicas a que se sujetarán el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones de refinación o de transformación;
 - k.2. Declaración de que los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos que serán utilizados en el proyecto de refinación o en el proyecto de transformación, cumplen con las características y especificaciones establecidas por las normas guatemaltecas obligatorias aplicables y que, a falta de dichas normas, satisfacen especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria petrolera, tal es el caso de ANSI, API, ASME, ASTM y NFPA;
 - k.3. La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad que se utilizarán para la operación y el mantenimiento del proyecto de refinación o de transformación, indicando las pruebas que efectuarán para verificar que las instalaciones cumplen las especificaciones contempladas en el inciso anterior k.2., debiéndose fijar la periodicidad para realizar dichas pruebas, la forma y los plazos para informar a la Dirección sobre los resultados obtenidos;
 - k.4. La descripción de métodos y procedimientos de seguridad debe sustituirse al inicio de operaciones, por el Plan Integral de Seguridad que debe incluir: Manual de Operaciones, Programa de Mantenimiento Preventivo y Correctivo; Programa de Seguridad Industrial; Análisis de Riesgos; Plan de Contingencias; y
 - k.5. El solicitante debe justificar la elección de las especificaciones técnicas, los métodos y procedimientos de seguridad contemplados en los incisos anteriores k.1. y k.3., debiendo: manifestar que son suficientes y adecuados para garantizar la seguridad del proyecto de refinación o del proyecto de transformación; acreditar que generalmente se utilizan en la industria internacional de la refinación o de la transformación del petróleo y/o productos petroleros; especificar sus fuentes, indicando si éstas se utilizarán en forma total o parcial y, en este último caso, justificar la omisión de las partes no incluidas; e, identificar las disposiciones legales o reglamentarias que hagan obligatoria su observancia y, cuando sean disposiciones extranjeras, presentar copias de las mismas. ”

Artículo 13. TRAMITE DE LICENCIA DE REFINACION Y LICENCIA DE TRANSFORMACION. La solicitud debe presentarse ante la Dirección quien la cursará al Departamento de Transformación y Distribución, para que

dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación que contiene la solicitud; la inspección técnica del lugar donde se pretende construir la refinería o la planta de transformación; y, el dictamen con las observaciones pertinentes para requerir al solicitante que amplíe o modifique la información y documentación que contiene la solicitud, o bien, para autorizar o denegar la construcción de la refinería o de la planta de transformación. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al solicitante.

Al finalizar la construcción de la refinería o de la planta de transformación, el interesado debe informar a la Dirección; y dentro de los diez días hábiles siguientes, el Departamento de Transformación y Distribución inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, sobre lo construido y lo planificado. Dentro de los diez días hábiles siguientes, la Dirección con base a ese dictamen, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al solicitante; con el propósito de otorgar la Licencia de Refinación o la Licencia de Transformación solicitada, o requerir al interesado que corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a otorgarle la Licencia solicitada.

CAPITULO IV DEL ALMACENAMIENTO

Artículo 14. LICENCIA DE ALMACENAMIENTO. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 7 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La persona interesada en instalar y operar instalaciones para almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para la venta, previamente debe obtener la respectiva licencia; cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

Las instalaciones de almacenamiento se clasifican en:

- a) Depósito de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para la venta, teniendo como mínimo las siguiente áreas: tanques de almacenamiento cuya capacidad en conjunto corresponda a la Categoría A-1 o A respectivamente, sistema de tuberías de carga y descarga, área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos, área de carga y descarga de unidades de transporte, oficinas administrativas, laboratorio;
- b) Planta de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para la venta; teniendo como mínimo las siguientes áreas: tanques de almacenamiento cuya capacidad en conjunto corresponda a la Categoría B, sistema de tuberías de carga y descarga, área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos, área de carga y descarga de unidades de transporte, oficinas administrativas, laboratorio; y
- c) Terminal de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros para el consumo propio o para la venta; teniendo como mínimo las siguientes áreas: tanques de almacenamiento cuya capacidad en conjunto corresponda a la Categoría B, sistema de tuberías de recepción marítimas, trasiego y despacho, área de recolección y tratamiento de afluentes y derrames de productos, área de carga y descarga de unidades de transporte, oficinas administrativas, laboratorio.

Para las instalaciones de almacenamiento para consumo propio no se requiere el área de carga de unidades de transporte y laboratorio.

Con el objeto de velar por la integridad física de las personas, sus bienes y el medio ambiente, la Dirección a través de la Circular correspondiente establecerá los requerimientos técnicos, medidas de seguridad, de ubicación, operación y otros que se consideren pertinentes referente a la Categoría A-1, y verificará el cumplimiento de la misma por medio de inspecciones a las instalaciones y equipos. ”

Artículo 15. SOLICITUD DE LICENCIA DE TERMINAL, PLANTA O DEPOSITO DE ALMACENAMIENTO. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 8 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A la solicitud de licencia de instalación de Terminal, Planta o Depósito de Almacenamiento, se debe incluir la información y documentación siguiente:

- a) La documentación que establece la Ley, referente al almacenamiento; además, fotocopia legalizada del Testimonio de la Escritura Pública por medio de la cual se acredita la propiedad o el arrendamiento del terreno destinado a dichas instalaciones;

- b) Descripción general del proyecto;
- c) Plano de Ubicación, que indique referencias de localización, accesos y colindancias del terreno donde se pretende instalar el proyecto, así como construcciones, instalaciones y otra información importante a la distancia exterior indicada en el artículo 49 del presente Reglamento; en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;
- d) Planos de Instalación, que contengan la planta general y distancias entre las construcciones e instalaciones existentes y las diversas áreas planificadas dentro del terreno, principalmente: oficinas administrativas, laboratorios, almacenamiento, despacho de productos, tratamiento de derrames y desechos, y otras de importancia dentro del proyecto, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Civil colegiado activo;
- e) Planos de Detalles Técnicos, relativos al diseño e instalación de la obra civil y metal mecánica de: Tanques de almacenamiento; sistemas de tuberías internas y de recepción; área de carga; equipo principal y auxiliar; fosas o tanques de recolección y tratamiento de derrames y desechos, área administrativa y otras construcciones de importancia dentro del proyecto; en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Civil colegiado activo;
- f) Planos de Medidas de Seguridad, que indiquen el equipo principal y auxiliar de los sistemas de prevención y contingencia de incendios y de los sistemas de prevención, recuperación y tratamiento de emanaciones nocivas y derrames de petróleo y productos petroleros, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Industrial o Mecánico Industrial, colegiado activo;
- g) Planos de Instalaciones Eléctricas, relativos a: Detalles e instalación electromecánica de los equipos principales y auxiliares; diagramas unifilares y trayectorias de las redes de suministro de energía eléctrica a las diversas áreas que conforman el proyecto, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Electricista, colegiado activo;
- h) Diagrama simplificado de la red de recepción, almacenaje, despacho o consumo del petróleo y/o productos petroleros, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Industrial o Mecánico Industrial, colegiado activo;
- i) Programa de desarrollo del proyecto por fases: diseño, adquisición de equipo y materiales, construcción, pruebas de funcionamiento y etapas de puesta en operación;
- j) Especificaciones técnicas y de seguridad:
 - j.1. La descripción de las especificaciones técnicas a que se sujetarán el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las instalaciones de almacenamiento;
 - j.2. Declaración de que los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos a utilizarse en el proyecto cumplen con las especificaciones establecidas por las normas guatemaltecas obligatorias aplicables y que, a falta de dichas normas, satisfacen especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria petrolera, como ANSI, API, ASME, ASTM y NFPA;
 - j.3. Descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad que se utilizarán para la operación y el mantenimiento del proyecto de almacenamiento, indicando las pruebas que se efectuarán para verificar que las instalaciones cumplen las especificaciones técnicas contempladas en el inciso anterior j.2., debiéndose fijar la periodicidad para realizar dichas pruebas y la forma y los plazos para informar a la Dirección sobre los resultados obtenidos;
 - j.4. La descripción de métodos y procedimientos de seguridad debe sustituirse al inicio de operaciones, por el Plan Integral de Seguridad que debe incluir: Manual de Operaciones, Programa de Mantenimiento Preventivo y Correctivo; Análisis de Riesgos; Plan de Contingencias; y,

- j.5. El solicitante debe justificar la elección de las especificaciones técnicas y los métodos y procedimientos de seguridad contemplados en los incisos anteriores j.1. y j.3., debiendo: manifestar que son suficientes y adecuados para garantizar la seguridad del proyecto; acreditar que generalmente se utilizan en la industria internacional para el almacenamiento de petróleo y productos petroleros; especificar sus fuentes, indicando si éstas se utilizarán en forma total o parcial y, en este último caso, justificar la omisión de las partes no incluidas; e, identificar las disposiciones legales o reglamentarias que hagan obligatoria su observancia y, cuando sean disposiciones extranjeras, presentar fotocopias de las mismas;
- k) Para el Depósito categoría A, el solicitante únicamente debe cumplir con las literales a), c), d), e), f) y g) anteriores.

El solicitante, en todos los casos debe cumplir con los requerimientos técnicos, procedimientos de seguridad, de proceso y otros que aunque no estén contemplados en los incisos anteriores, están establecidos en las normas guatemaltecas obligatorias aplicables: y a falta de dichas normas, debe satisfacer las especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria petrolera, tal es el caso de ANSI, API, ASME, ASTM y NFPA.

Artículo 16. TRAMITE DE LICENCIA DE TERMINAL DE ALMACENAMIENTO Y LICENCIA DE DEPOSITO.

La solicitud debe presentarse ante la Dirección quien la cursará al Departamento de Transformación y Distribución, para que dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación que contiene la solicitud; la inspección técnica del lugar donde se pretende construir la terminal de almacenamiento o el depósito; y, el dictamen con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación que contiene la solicitud, o bien, para autorizar o denegar la construcción de la terminal de almacenamiento o el depósito. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Al finalizar la construcción de la terminal de almacenamiento o el depósito, el interesado debe informar a la Dirección; y dentro de los diez días hábiles siguientes, el Departamento de Transformación y Distribución inspeccionará y dictaminará, sobre lo construido y lo planificado.

La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado, con el propósito de otorgar la Licencia de Operación de Terminal de Almacenamiento de Petróleo y/o Productos Petroleros o la Licencia de Operación de Depósito de Petróleo y/o Productos Petroleros, para la Venta o para el Consumo Propio, o requerir al interesado que corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a otorgarle la respectiva Licencia de Operación que solicita.

**CAPITULO V
DEL TRANSPORTE**

Artículo 17. LICENCIA DE TRANSPORTE. La persona interesada en transportar petróleo y productos petroleros, previamente a iniciar operaciones debe obtener Licencia de Transporte de Petróleo o Productos Petroleros, por Unidad Móvil o por Sistema Estacionario, cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

El titular de la Licencia de Transporte de Petróleo o Productos Petroleros, es el responsable de los derrames y emisión de sustancias, gases o vapores nocivos, por motivo de explosión y ruptura de las unidades móviles o sistemas estacionarios de transporte de petróleo y productos petroleros, provocados por malas prácticas de operación, conducción y negligencia en el cumplimiento de medidas de seguridad industrial y ambiental, salvo prueba en contrario.

Toda unidad o medio de transporte que posea Licencia de Transporte de Petróleo o Productos Petroleros, otorgada por la Dirección, podrá efectuar la operación de carga por medio de contador cuando los productos sean susceptibles de ser despachados de esa manera, en cualquier terminal o planta de suministro de petróleo y/o productos petroleros, siempre que cumpla las condiciones mínimas de seguridad que emita la Dirección en manuales y circulares.

Toda norma o accesorio de seguridad que se requiera a las unidades de transporte, en cada planta o terminal de suministro de petróleo y/o productos petroleros, primeramente debe someterse a consideración y aprobación de la Dirección.

Las relaciones comerciales de los servicios de transporte de petróleo y productos petroleros se regirán por los contratos mercantiles verbales o escritos que existan entre las partes.

Artículo 18. SOLICITUD DE LICENCIA DE TRANSPORTE POR UNIDAD MOVIL. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 9 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A la solicitud de Licencia de Transporte de Petróleo o Productos Petroleros por Unidad Móvil se debe acompañar lo siguiente:

- a) La documentación que se indica en la Ley, referente al transporte;
- b) Formulario en donde se consigne la totalidad de la información solicitada, proporcionado por la Dirección;
- c) Tabla de calibración de los compartimentos, emitida por empresa autorizada por la Dirección, realizada dentro de los dos (2) meses anteriores a la fecha de presentación de la solicitud ante la Dirección.
- d) Certificado de funcionalidad extendido por empresa autorizada por la Dirección, de acuerdo a la circular técnica correspondiente, emitida por la Dirección. ”

Artículo 19. TRAMITE DE LICENCIA DE TRANSPORTE POR UNIDAD MOVIL. La solicitud debe presentarse ante la Dirección, quien la cursará al Departamento de Licencias, para que dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación de la solicitud; la inspección de la unidad de transporte, según guía técnica; y, el informe con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que corrija las deficiencias detectadas en la unidad de transporte, o bien, para otorgar la licencia solicitada o denegar la solicitud de la misma. La Dirección con base a ese informe y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la respectiva resolución, otorgando la Licencia de Transporte por unidad Móvil o denegando la solicitud, y la notificará al interesado.

Artículo 20. INSPECCION TECNICA DE UNIDAD MOVIL DE TRANSPORTE. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 10 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Previo a otorgarse la respectiva Licencia de Transporte de Petróleo y Productos Petroleros por Unidad Móvil o su renovación, la parte interesada deberá cumplir con los requerimientos mínimos que se indican en los incisos siguientes:

- a) **UNIDAD DE TRANSPORTE DE PETROLEO Y PRODUCTOS PETROLEROS EXCEPTO EL GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP):** Certificado de Funcionalidad vigente, que acredite que la unidad cumple con los requerimientos establecidos en el Reglamento Técnico Centroamericano aplicable y vigente; y a falta de éste con la edición vigente de la normativa internacional aceptada por la industria petrolera.
- b) **UNIDAD DE TRANSPORTE DE GAS LICUADO DE PETROLEO (GLP).** Certificado de Funcionalidad vigente, que acredite que la unidad cumple con los requerimientos establecidos en el Reglamento Técnico Centroamericano aplicable y vigente; y a falta de éste con la edición vigente de la normativa internacional aceptada por la industria petrolera.
- c) **UNIDAD DE TRANSPORTE DE GLP ENVASADO EN CILINDROS PORTATILES:** Certificado de Funcionalidad vigente, que acredite que la unidad cumple con los requerimientos establecidos en el Reglamento Técnico Centroamericano aplicable y vigente; y a falta de éste con la edición vigente de la normativa internacional aceptada por la industria petrolera.

Las empresas que realicen las pruebas y emitan el Certificado de Funcionalidad deberán estar autorizadas por la Dirección; así mismo deben presentar ante misma, fianza de responsabilidades civiles y ambientales por un monto de quinientos mil quetzales.

El Certificado de Funcionalidad requerido en las literales anteriores tendrá la misma vigencia que la licencia de operación. ”

Artículo 21. TRANSPORTE POR SISTEMA ESTACIONARIO. Toda persona que cumpla con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento y que demuestre ante la Dirección, poseer capacidad técnica, administrativa, económica y financiera, podrá construir, operar y proporcionar mantenimiento a sistemas estacionarios de transporte de petróleo y/o productos petroleros; así también, podrá transportar o comercializar petróleo y/o productos petroleros, por medio de estos sistemas estacionarios.

La persona que no sea propietaria de sistemas estacionarios de transporte de petróleo y/o productos petroleros, podrá realizar las actividades indicadas en el párrafo anterior, conforme a convenios que suscriba con el propietario de los sistemas estacionarios de transporte, según las actividades que pretenda efectuar. Esta documentación debe acompañarse a las solicitudes de licencias o permisos respectivos, para que la Dirección efectúe la evaluación de mérito. En estos casos, es necesario que el sistema estacionario disponga de capacidad operativa, para garantizar el acceso al mismo, y principalmente para garantizar la continuidad del transporte, el suministro, la calidad y la cantidad de los productos que se pretendan transportar o comercializar, para no perjudicar al consumidor final.

Todo proyecto de transporte de petróleo y/o productos petroleros por sistemas estacionarios, debe planificarse con criterio funcional, económico y eficiente; y para ello, la Dirección efectuará el análisis técnico, económico y financiero, para establecer la tarifa razonable por unidad de medida de los productos que se transporten, en beneficio del consumidor final y de la economía nacional. El cálculo de la tarifa de transporte, se basará en parámetros e índices de precios y costos internacionales para la operación y funcionamiento de sistemas estacionarios de transporte de petróleo y/o productos petroleros; así también, entre otras variables considerará el monto de la inversión, la vida útil, la vida económica, los costos de operación, los costos de mantenimiento, la tasa de retorno de la inversión y la modalidad del servicio que se pretenda proporcionar.

Aquellas solicitudes de licencias para construir sistemas estacionarios de transporte o para prestar servicios conexos a estos sistemas, cuya evaluación demuestre que no son beneficiosas para el consumidor final y para la economía nacional, serán denegadas por la Dirección.

Artículo 22. SOLICITUD DE LICENCIAS DE CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE SISTEMA ESTACIONARIO DE TRANSPORTE. Además de la información requerida por la Ley, la solicitud de Licencia de Construcción o de la Licencia de Operación, de Sistema Estacionario de Transporte de Petróleo y/o Productos Petroleros, debe incluir: calidad con que actúa el solicitante, datos de identificación del proyecto de transporte por sistema estacionario, los productos y los volúmenes que podrá transportar. De acuerdo a la licencia en interés, la respectiva solicitud debe acompañar la siguiente información y documentación:

- a) La documentación que se indica en la Ley, referente al transporte por sistema estacionario; así como otra pertinente a los derechos de paso de la ruta seleccionada para este sistema de transporte;
- b) Descripción general del proyecto:
 - b. 1. Ubicación y trayecto (ruta) de la obra proyectada;
 - b. 2. Capacidad de diseño del sistema de transporte;
 - b. 3. Cálculo adoptado para la determinación del diámetro y los espesores de las tuberías;
 - b. 4. Cálculo de la pérdida de presión y estimación de la presión de operación de los diferentes tramos del sistema;
 - b. 5. Protección que se instalará para evitar la corrosión de las tuberías;
 - b. 6. Especificaciones de tuberías, equipos y materiales;
 - b. 7. Cálculo de la estabilidad de las estructuras del sistema donde existan condiciones externas especiales;
 - b. 8. Características físicas y propiedades de los productos que se transportarán por el sistema;
 - b. 9. Estudios de suelo;
 - b.10. Condiciones ambientales;
 - b.11. Fuentes de suministro de los productos que se transportarán por el sistema;

- b.12. Programa de desarrollo del proyecto por fases (diseño, adquisición de equipo y materiales, construcción, pruebas de funcionamiento y etapas de puesta en servicio); y,
 - b.13. Justificación de la demanda de los productos a transportar por el sistema.
- c) Especificaciones técnicas y seguridad:
- c.1. La descripción de las especificaciones técnicas a que se sujetarán el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento del sistema;
 - c.2. Declaración de que los equipos, materiales, instalaciones y demás dispositivos que serán utilizados en el sistema cumplen con las características y especificaciones establecidas por las normas guatemaltecas obligatorias aplicables y que, a falta de dichas normas, satisfacen especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria petrolera, tal es el caso de API, ANSI, ASME, ASTM y NFPA;
 - c.3. La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad que se utilizarán para la operación y el mantenimiento del sistema, que comprenda lo relativo a las pruebas que llevará a cabo para comprobar que el sistema cumple con las especificaciones técnicas contempladas en el inciso anterior c.2.; para lo cual, se fijará la periodicidad para realizar esas pruebas y señalar la forma y los plazos para informar a la Dirección los resultados obtenidos;
 - c.4. La descripción de métodos y procedimientos de seguridad debe sustituirse al inicio de operaciones, por el Plan Integral de Seguridad que debe describir: el programa de mantenimiento preventivo y correctivo; análisis de riesgos; y, plan de contingencias;
 - c.5. El solicitante debe presentar justificación de la elección de las especificaciones técnicas y los métodos y procedimientos de seguridad contemplados en los incisos anteriores c.1. y c.3., debiendo: manifestar que son suficientes y adecuados para garantizar la seguridad del sistema; acreditar que generalmente se utilizan en la industria internacional del petróleo o de los productos petroleros que se transportarán; especificar sus fuentes, indicando si éstas se utilizarán en forma total o parcial y, en este último caso, justificar la omisión de las partes no incluidas; e, identificar las disposiciones legales o reglamentarias que hagan obligatoria su observancia y, cuando sean disposiciones extranjeras, presentar copias de las mismas.
- d) Principales planos, firmados y timbrados por Ingeniero Civil, Industrial, Mecánico, Electricista, u otro profesional, según la especialización del diseño e información que contenga cada plano:
- d. 1. Requisitos que deben cumplir los planos:
 - d.1.1. Estar dibujados a escala; incluir nombres y linderos; ser claros y exactos para permitir buena apreciación visual de la información; presentarse en formatos del ICAITI; y,
 - d.1.2. Contener lo siguiente: norte geográfico; escala del dibujo; croquis de localización; Simbología; colindancias en caso de que el plano muestre sólo una parte del sistema; fecha de elaboración, nombre y firma de los responsables; áreas que correspondan a cada etapa de construcción; estaciones de compresión; diámetro y material de las tuberías; ubicación de las válvulas de seccionamiento; ubicación de las trampas de diablos; estaciones de medición y regulación; y, tipos y características de la protección anticorrosiva;
 - d. 2. Plano básico de localización sobre mapa topográfico, a escala 1:250,000, o la apropiada para la dimensión del sistema estacionario de transporte, que indique la ruta geográfica seleccionada, terminales de almacenamiento, carga y descarga, estaciones de bombeo y trasiego, así como el equipo principal del control de operaciones;
 - d. 3. Plano del perfil longitudinal de la ruta seleccionada para el sistema;
 - d. 4. Planos generales por tramos a la escala adecuada, que indiquen los detalles de interconexión con el sistema de suministro y los principales elementos del proyecto en forma clara y cuantificable, así también, de otros detalles relativos al diseño, instalación y especificaciones de calidad de tanques, tuberías, equipo para el control de operaciones y dispositivos de seguridad, y de los cruces de las tuberías en ríos, lagos, carreteras, vías férreas y puentes;

- d. 5. Plano de la planta general con acotaciones de los diversos elementos que conforman cada una de las estaciones de bombeo, carga y descarga;
- d. 6. Planos isométricos de los tanques de almacenamiento, red de tuberías y equipo principal en cada una de las estaciones de bombeo, carga y descarga;
- d. 7. Planos de las estaciones de válvulas de bloqueo y retención;
- d. 8. Planos de estaciones de limpieza (envío o recepción de raspadores);
- d. 9. Planos de instalaciones eléctricas en las diversas áreas y estaciones que conforman el sistema estacionario de transporte;
- d.10. Planos de protección catódica en patios de tanques y a lo largo de las tuberías;
- d.11. Planos de detalles de las instalaciones complementarias típicas o especiales del proyecto; y,
- d.12. Diagrama simplificado de la operación o funcionamiento del sistema, que indique principalmente las condiciones de presión, temperatura y flujo.

Artículo 23. CONSIDERACIONES DE LOCALIZACION Y DISEÑO DE SISTEMAS ESTACIONARIOS DE TRANSPORTE. Con el propósito de obtener beneficio funcional y eficiente de los sistemas estacionarios de transporte de petróleo y productos petroleros, y evitar riesgos en su construcción y operación, debe atenderse lo siguiente:

- a) La ruta o trayecto debe localizarse cercana a carreteras y vías de ferrocarril para facilitar la inspección y el mantenimiento continuo, dando importancia a las poblaciones aledañas para satisfacer su futura demanda de petróleo y/o productos petroleros;
- b) El sistema debe diseñarse e instalarse: fuera de zonas declaradas de alto riesgo sísmico y de probables fallas y desplazamientos; para minimizar posibles rupturas de la tubería y bloquear el flujo mediante dispositivos de control local; para permanecer en funcionamiento, aún cuando pudiera sufrir daños localizados y reparables en un período de tiempo relativamente corto; y, comportarse adecuadamente ante vibraciones mecánicas inducidas por fenómenos naturales.

Artículo 24. TRAMITE DE LICENCIAS DE CONSTRUCCION Y OPERACION DE SISTEMA ESTACIONARIO DE TRANSPORTE. Estas solicitudes deben presentarse en el Departamento Administrativo de la Dirección, quien debe trasladarlas el mismo día a la Comisión Evaluadora que conformará la Dirección, para que dentro de los quince días hábiles siguientes, revise la información y documentación que contienen las solicitudes, y elabore el informe respectivo con las observaciones pertinentes para requerir al solicitante que amplíe o modifique la información y documentación aportada, o bien, para indicarle que la información y documentación es suficiente para iniciar el estudio técnico, económico y financiero del proyecto. La Dirección con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al solicitante.

Dentro de los cinco días posteriores a dicha notificación, el solicitante publicará en el Diario Oficial y en otro periódico de mayor circulación, un edicto relacionado con la pretensión de construir un sistema estacionario de transporte de petróleo y/o productos petroleros; para que dentro de los siguientes quince días, cualquier persona manifieste por escrito ante la Dirección, las incomodidades o daños que pudiera ocasionarle la construcción de ese sistema de transporte. La Dirección resolverá y notificará a las partes interesadas, dentro de los diez días hábiles siguientes de finalizada la audiencia conferida por el edicto.

Al no existir oposición a la construcción del sistema estacionario de transporte, o al desestimarse la misma, la Dirección ordenará a la Comisión Evaluadora que dentro de los siguientes quince días hábiles, presente el informe del análisis técnico, económico y financiero, recomendando autorizar o denegar la construcción del sistema estacionario de transporte de petróleo y/o productos petroleros. La Dirección con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la respectiva resolución y la notificará al solicitante.

En el caso que la Dirección emita la Licencia de Construcción del sistema estacionario de transporte, al finalizar dicha construcción, el solicitante debe informar a la Dirección; y dentro de los quince días hábiles siguientes, la Comisión Evaluadora lo inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, y estipulará el período en el cual deben efectuarse las pruebas de operación y funcionamiento planificadas, o bien, requiriendo al solicitante que

corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a efectuarles tales pruebas. Con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, la Dirección emitirá la respectiva resolución y la notificará al solicitante.

Dentro de los quince días hábiles posteriores a la culminación satisfactoria de dichas pruebas, la Comisión Evaluadora elaborará el informe respectivo y dentro de los cinco días hábiles siguientes, la Dirección emitirá la Licencia de Operación del Sistema Estacionario de Transporte de Petróleo y/o Productos Petroleros, acompañada de una Resolución que contendrá las obligaciones del titular de esa Licencia, para poder operar el proyecto, en beneficio de los consumidores y de la economía nacional.

Artículo 25. SISTEMAS ESTACIONARIOS PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL. Las disposiciones relacionadas con la comercialización en general, que incluye el transporte por sistemas estacionarios, de gas natural y otros gases con composición y comportamiento similares, serán abordadas en el reglamento correspondiente.

CAPITULO VI DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO, EXPENDIOS DE GLP Y EXPENDIOS MOVILES

Artículo 26. LICENCIA DE ESTACION DE SERVICIO Y LICENCIA DE EXPENDIO DE GLP. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 11 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La persona interesada en instalar y operar instalaciones de estación de servicio, expendio de GLP para uso automotor o envasado en cilindros metálicos portátiles, previamente deberá obtener la respectiva licencia; cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento. En las estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor, deberán venderse los productos al detalle, al público en general.

Las estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor, incluyen principalmente: área de administración; sala de ventas; marquesina; área de almacenamiento; área de descarga de combustibles; área de despacho, pista de circulación de vehículos y otros servicios conexos para el automovilista. Pueden clasificarse en Categoría A o B, de acuerdo a la capacidad de almacenamiento que posean, conforme lo establece el Artículo 8 de este Reglamento.

La Dirección no autorizará la construcción ni operación de estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor, cuyas áreas, instalaciones y equipos que las conforman, se encuentren dispersas en terrenos separados por: otros terrenos, inmuebles, carreteras, avenidas, calles, ríos o barrancos.

Los expendios de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles se clasifican en:

Categoría 1, aquellas instalaciones para almacenar hasta veinte (20) cilindros portátiles de diferentes capacidades.

Categoría 2, Aquellas instalaciones para almacenar de veintiún (21) hasta cien (100) cilindros portátiles de diferentes capacidades.

Categoría 3, Aquellas instalaciones para almacenar mas de cien (100) cilindros portátiles de diferentes capacidades. ”

Artículo 27. SOLICITUD DE LICENCIA DE CONSTRUCCION DE ESTACION DE SERVICIO O DE EXPENDIO DE GLP PARA USO AUTOMOTOR. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 12 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A la solicitud de licencia de instalación de estación de servicio o expendio de GLP para uso automotor se deberá incluir la información y documentación siguiente:

- a) La documentación indicada en la Ley, para estaciones de servicio y expendios de GLP; además, el Título de Propiedad o Contrato de Arrendamiento del terreno destinado a estas instalaciones;
- b) Formulario en donde se consigne la totalidad de la información solicitada, proporcionado por la Dirección;
- c) Plano de ubicación, que indique su localización y referencias, acceso y colindancias del terreno en donde se pretende instalar la estación de servicio o el expendio de GLP para uso automotor, así también, construcciones, instalaciones y otra información importante a una distancia

exterior conforme se estipula el artículo 49 del presente Reglamento; en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;

- d) **Plano de Instalación, que contenga la planta general con sus respectivas dimensiones y distancias entre las construcciones e instalaciones existentes y las diversas áreas planificadas dentro del terreno, principalmente: Área de administración, sala de ventas, marquesina, área de almacenamiento, área de descarga de combustibles, área de despacho, pista de circulación de vehículos y otras áreas de importancia, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;**
- e) **Planos de detalles técnicos, relativos al diseño e instalación de la obra civil y metal mecánica de: Tanques de almacenamiento; sistemas de tuberías internas; área de recepción; área de despacho; equipo principal y auxiliar; fosas o tanques de recolección y tratamiento de derrames y desechos, área administrativa y otras construcciones de importancia dentro del proyecto en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Civil colegiado activo.**
- f) **Plano de medidas de seguridad industrial, que indique los sistemas de prevención y mitigación de incendios y contaminación ambiental, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Industrial o Mecánico Industrial, colegiado activo y;**
- g) **Planos de instalaciones eléctricas, relativos a: Detalles e instalación electromecánica de los equipos principales y auxiliares; Diagramas unifilares y trayectorias de las redes de suministro de energía eléctrica a las diversas áreas que conforman el proyecto, en formato ICAITI A1 (59.4 X 84.1 centímetros) firmados, sellados y timbrados por Ingeniero Electricista, colegiado activo.**

Artículo 28. TRAMITE DE LICENCIA DE ESTACION DE SERVICIO Y LICENCIA DE EXPENDIO DE GLP PARA USO AUTOMOTOR. La solicitud debe presentarse ante la Dirección, quien la trasladará al Departamento de Licencias, para que dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación que contiene la solicitud, la inspección técnica del lugar donde se pretende construir la estación de servicio o el expendio de GLP para uso automotor, y, el informe con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación que contiene la solicitud, o bien, para otorgar o denegar la Autorización de Construcción de la Estación de Servicio o el Expendio de GLP para Uso Automotor. La Dirección con base a ese informe y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Al finalizar la construcción de la estación de servicio o el expendio de GLP para uso automotor, el solicitante debe informar a la Dirección, y dentro de los diez días hábiles siguientes, el Departamento de Licencias inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, sobre lo construido y lo planificado. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado; con el propósito de otorgarle la Licencia de Operación de Estación de Servicio o la Licencia de Operación de Expendio de GLP para Uso Automotor, o bien, requiriéndole que corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a otorgarle la licencia solicitada.

Artículo 28 bis. INFORMACION Y DOCUMENTACION. *(Se adiciona, por el Artículo 13 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* El titular de licencia de estación de servicio, deberá presentar sin necesidad de requerimiento alguno, ante la Dirección, la documentación siguiente:

- a) **En los primeros diez (10) días de cada mes, información del mes anterior correspondiente a sus inventarios, volúmenes de compra y ventas; y precios de compra de los productos petroleros comercializados, en el formulario elaborado por la Dirección. En el caso de que no tenga movimiento en el mes, deberá presentar el informe ante la Dirección de dicha situación dentro del mismo plazo de diez (10) días.”**

Artículo 29. SOLICITUD DE LICENCIA DE EXPENDIO DE GLP ENVASADO EN CILINDROS. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 14 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A la solicitud de licencia de instalación u operación de expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles, se debe acompañar la información y documentación siguiente:

- a) **La documentación que establece la Ley para estaciones de servicio y expendios de GLP;**
- b) **Título de Propiedad o Contrato de Arrendamiento del local donde se pretenda operar el expendio de GLP; o del terreno, en el caso que el expendio de GLP se pretenda construir;**
- c) **Formulario en donde se consigne la totalidad de la información solicitada, proporcionado por la Dirección;**
- d) **Plano de ubicación, que indique su localización, los accesos y colindancias del local o del terreno destinado para operar o construir el expendio, y las construcciones e instalaciones a una distancia exterior conforme se estipula en el artículo 49 del presente Reglamento; en formato, ICAITI A4 (21 x 30 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;**
- e) **Plano de instalaciones, que indique las construcciones e instalaciones existentes y las planificadas dentro del terreno o local, tales como oficinas, área de almacenaje de cilindros, sistema de iluminación y ventilación, y otros servicios conexos de importancia, con sus respectivas dimensiones y distancias entre ellas; además, deberá contener la ubicación de los extintores y rótulos preventivos en el área de almacenaje y ventas, en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;**
- f) **Plano de instalaciones eléctricas, que indique las redes de suministro de energía eléctrica a las diversas áreas que conforman el expendio, en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado y timbrado por Ingeniero electricista colegiado activo.**
- g) **Plano de medidas de seguridad industrial, que indique los sistemas de prevención y mitigación de incendios, en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Industrial o Mecánico Industrial, colegiado activo.**

Para el expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles Categoría 1 la parte interesada únicamente deberá cumplir con las literales a), b), c) y d) anteriores.

Para el expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles Categoría 2, la parte interesada únicamente deberá cumplir con las literales a), b), c), d) y e) anteriores.

Para el expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles Categoría 3, la parte interesada deberá cumplir con todos los requisitos definidos en el presente artículo.

El solicitante, en todos los casos, debe cumplir con los requerimientos técnicos, procedimientos de seguridad, de proceso y otros que no estén contemplados en los incisos anteriores, los que deberán cumplir con las características y especificaciones establecidas por las normas guatemaltecas obligatorias aplicables y, a falta de dichas normas, se deberán satisfacer las especificaciones técnicas internacionales aceptadas en la industria petrolera, tal es el caso de ASME, ASTM y NFPA. ”

Artículo 30. TRAMITE DE LICENCIA DE EXPENDIO DE GLP PARA USO DOMESTICO. La solicitud debe presentarse ante la Dirección, quien la trasladará al Departamento de Licencias, para que dentro de los quince días hábiles siguientes, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación que contiene la solicitud, la inspección técnica del lugar donde se pretende construir el expendio o del local donde se pretende instalar el expendio; y, el informe con las observaciones pertinentes para que amplíe o modifique la información y documentación aportada, o bien, para autorizar o denegar la construcción o instalación del expendio. La Dirección con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado. En el caso que el local reúna las condiciones mínimas de seguridad para la instalación del expendio, la Dirección emitirá la resolución con el propósito de otorgar la Licencia de Operación de Expendio de GLP para Uso Doméstico.

En el caso de construcción del expendio de GLP para uso doméstico, al finalizar la misma, el interesado debe informar a la Dirección; y dentro de los quince días hábiles siguientes, el Departamento de Licencias inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, sobre lo construido y lo planificado. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado; con el propósito de otorgar la Licencia de Operación de Expendio de GLP para uso Doméstico, o bien,

requiriendo al interesado que corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a otorgarle la licencia solicitada.

Artículo 31. EXPENDIO MOVIL. El expendio móvil de GLP consiste en un auto-tanque que cumple las normas de seguridad industrial y ambiental, y que posee el equipo apropiado para transportar y suministrar GLP a los tanques estacionarios de almacenamiento de GLP para el consumo propio, excluyendo los cilindros metálicos portátiles para envasar GLP. El expendio móvil de kerosina consiste en un auto-tanque que cumple las normas de seguridad industrial y ambiental, y que posee el equipo apropiado para transportar y suministrar kerosina en volúmenes que no excedan los ciento cincuenta y nueve litros, a cada tienda o negocio que opere legalmente, para que expendan este producto en volúmenes menores.

La persona interesada en expender GLP o expender Kerosina a través de unidad móvil, previamente debe obtener Licencia de Operación de Expendio Móvil de GLP o Licencia de Expendio Móvil de Kerosina, respectivamente.

La solicitud de Licencia de Operación de Expendio Móvil de GLP ó Kerosina, debe presentarse en el Departamento de Licencias, consignando lo siguiente: datos de identificación y calidad con que actúa el solicitante, dirección para recibir notificaciones, procedencia y destino del combustible que expenderá; acompañando: Licencia de Transporte de Productos Petroleros por Unidad Móvil, del auto-tanque destinado para esa actividad; documentación relativa a la empresa y al solicitante, según establece la Ley para estaciones de servicio y expendios de GLP; y, el formulario de la Dirección relativo a expendio móvil. La resolución de la solicitud, no excederá los veinte días hábiles siguientes a su recepción, y los plazos que se otorguen en el caso que sea necesario ampliar o modificar la información y documentación aportada, no excederá los tres días.

CAPITULO VII DE LA EXPORTACION

Artículo 32. LICENCIA DE EXPORTADOR. La persona interesada en exportar petróleo y/o productos petroleros, previamente debe obtener Licencia de Exportador, cumpliendo con la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 33. TRAMITE DE LICENCIA DE EXPORTADOR. La solicitud de Licencia de Exportador debe presentarse ante la Dirección, quien la trasladará al Departamento de Transformación y Distribución. Esta solicitud, además de la información requerida en la Ley, debe incluir: calidad con que actúa el solicitante, los principales destinos de las exportaciones, y los puertos y aduanas nacionales por donde se exportará el petróleo y/o los productos petroleros.

Dentro de los diez días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud, el Departamento de Transformación y Distribución, efectuará el análisis técnico de la información y documentación que acompaña la solicitud, y el dictamen con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación aportada, o bien, autorizando o denegando la solicitud. La Dirección con base a ese dictamen y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la resolución para otorgar la Licencia de Exportador o denegar su solicitud.

La persona que posea Licencia de Exportador, debe solicitar la Autorización de Exportación ante la Dirección, para efectuar cada operación de exportación de petróleo y/o productos petroleros, conforme lo establece la Ley en el Capítulo referente a exportaciones.

CAPITULO VIII DE LA CALIBRACION VOLUMETRICA

Artículo 34. CALIBRACION DE TANQUES Y SURTIDORES. La persona interesada en efectuar operaciones de calibración volumétrica de tanques estacionarios de almacenamiento y de auto-tanques para el transporte, así como la calibración de equipo de despacho o surtidores, de petróleo y productos petroleros, previamente debe obtener Licencia de Calibración Volumétrica de Tanques Estacionarios, Licencia de Calibración Volumétrica de Auto-Tanques y Licencia de Calibración de Equipo de Despacho, respectivamente; cumpliendo con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

La calibración volumétrica de auto-tanques debe utilizar el procedimiento y equipo establecido en la Norma Guatemalteca Obligatoria COGUANOR NGO 51 021:96 u otras que se emitan para este propósito. En el caso de calibración volumétrica de tanques estacionarios, se adoptarán normas actualizadas y publicadas al respecto, por la ASTM y el API.

La calibración de equipo de despacho o surtidores, se refiere al ajuste mecánico o electrónico de los mismos,

para que suministren o entreguen la cantidad exacta de combustibles que requiera el comprador. Para el efecto, dicha calibración debe realizarse conforme al manual o guía técnica del fabricante del surtidor o equipo de despacho.

De conformidad con el inciso v) del Artículo 41 de la Ley, el titular de la licencia para efectuar calibración volumétrica de tanques estacionarios y auto-tanques y la calibración de equipos, surtidores o bombas de despacho, será responsable por las malas prácticas de calibración en perjuicio de los compradores o consumidores de petróleo y productos petroleros, así también de colocar los marchamos o dispositivos que garanticen que la calibración practicada no será objeto de alteración.

Artículo 35. SOLICITUD DE LICENCIA DE CALIBRACION. La solicitud de Licencia para realizar operaciones de Calibración Volumétrica, debe contener los datos de identificación y calidad con que actúa el solicitante, dirección para recibir notificaciones, la calibración que pretende efectuar y el equipo móvil que utilizará para calibrar. En el caso de calibración volumétrica de auto-tanques, indicar el equipo estacionario y el lugar en donde se instalará. Toda solicitud debe acompañar:

- a) Copias legalizadas de: Testimonio de la Escritura de Constitución de la Sociedad; Acta de Nombramiento del Representante Legal de la Sociedad; Patentes de Comercio de Empresa y de Sociedad; para persona individual, la Cédula de Vecindad y la Patente de Comercio; Constancia de inscripción como contribuyente en el Ministerio de Finanzas Públicas; y, Título de Propiedad o Contrato de Arrendamiento del terreno y de las instalaciones para efectuar la calibración volumétrica;
- b) Para la calibración volumétrica de auto-tanques, planos de:
 - b.1. Ubicación: que indique referencias de ubicación, acceso y colindancias del terreno en donde se pretende instalar el sistema o equipo de calibración volumétrica, así como construcciones y otra información de importancia a una distancia exterior de cien metros a partir de los linderos del terreno; en formato ICAITI A4, firmado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;
 - b.2. Localización: que contenga la planta general y distancias entre construcciones e instalaciones existentes y las planificadas dentro del terreno, tales como oficinas administrativas, sistema y equipo de calibración, y los tanques de aprovisionamiento, recepción y tratamiento del agua utilizada para la calibración volumétrica; en formato ICAITI A1, firmado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;
 - b.3. Detalles Técnicos: relativos al diseño e instalación del equipo principal y auxiliar que conforma el sistema de calibración; en formato ICAITI A1, firmado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo;
 - b.4. Medidas de Seguridad: que indique el equipo principal y auxiliar de los sistemas de prevención y contingencia de incendios, de desgasificado y limpieza previa de los auto-tanques que se calibrarán y del tratamiento del agua utilizada para efectuar la calibración; en formato ICAITI A1, firmado y timbrado por Ingeniero Civil o Industrial, colegiado activo; y,
 - b.5. Instalaciones Eléctricas: que indique las redes de suministro de energía eléctrica a las diversas áreas de la planta de calibración volumétrica de auto-tanques; en formato ICAITI A1, firmado y timbrado por Ingeniero Electricista colegiado activo.
- c) Descripción del sistema de calibración;
- d) Diagrama de flujo del sistema estacionario de calibración; y,
- e) Copia del método utilizado para efectuar la calibración.

Artículo 36. TRAMITE DE LICENCIA DE CALIBRACION. La solicitud de licencia para efectuar actividades de calibración, se presentará ante la Dirección, quien la trasladará al Departamento de Transformación y Distribución, para que dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción y de acuerdo a la licencia requerida, efectúe: el análisis de la información y documentación que acompaña la solicitud; la inspección del equipo móvil que se utilizará para calibrar los tanques estacionarios o equipos de despachos o surtidores; la inspección del lugar donde se pretende instalar el equipo estacionario para calibrar auto-tanques; y, el informe con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación que contiene la solicitud, o para denegar la solicitud o autorizar: la Licencia de Calibración Volumétrica de Tanques Estacionarios o la Licencia de Calibración de Equipo de Despacho; o bien, denegar o autorizar la construcción de las instalaciones de calibración volumétrica de auto-tanques.

La Dirección con base al informe del Departamento de Transformación y Distribución, y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Al finalizar la construcción de las instalaciones para la calibración volumétrica de auto-tanques, el interesado debe informar a la Dirección, y dentro de los diez días hábiles siguientes, el Departamento de

Transformación y Distribución inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, sobre lo construido y lo planificado, recomendando que se otorgue la Licencia de Calibración Volumétrica de Auto-Tanques, o requiriendo al interesado que corrija las deficiencias detectadas en las instalaciones, previamente a otorgarle la licencia. La Dirección con base a ese informe y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Artículo 37. SELECCION DE LA EMPRESA DE CALIBRACION. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 15 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Los titulares de licencias para efectuar operaciones de refinación, transformación, y la cadena de comercialización son los responsables de mantener debidamente calibrados los tanques estacionarios de almacenamiento y el equipo de despacho o surtidores que pertenezcan a sus instalaciones, y seleccionarán a su conveniencia la empresa de calibración autorizada por la Dirección, para que efectúe la calibración correspondiente; así también, en el caso del transporte móvil deben mantener debidamente calibrados los compartimentos del tanque o cisterna de su unidad.

El operador deberá mantener en las instalaciones, copia de las calibraciones practicadas a los equipos de despacho o surtidores, para su respectivo control y corroboración por parte de los inspectores de la Dirección.

La calibración de los compartimentos del tanque o cisterna de toda unidad móvil de transporte deberá efectuarse cada tres (3) años; así también, inmediatamente después de cualquier reparación, modificación, abolladuras de cualquier magnitud o algún accidente ocurrido al tanque o cisterna, debiendo remitir a la Dirección el reporte respectivo.

A los tanques estacionarios superficiales y subterráneos, se les deberá efectuar calibración volumétrica inmediatamente después de su instalación o construcción, proporcionando copia de la misma a la Dirección en el momento de solicitar la respectiva licencia de operación; posteriormente, cuando sufran reparaciones que afecten su capacidad volumétrica o lo requiera la Dirección, debiendo remitir el reporte respectivo,

Los surtidores o equipos de despacho, deberán calibrarse cada tres (3) meses, debiendo remitir a la Dirección el reporte respectivo, dentro de los cinco (5) días posteriores a la calibración practicada. De igual forma, se calibrarán cuando lo requiera la Dirección. ”

Artículo 38. CERTIFICACION DE LA CALIBRACION. Toda persona que practique calibración volumétrica a auto-tanque para transportar o tanque estacionario para almacenar petróleo o productos petroleros, elaborará un reporte o tabla de calibración que contenga los valores obtenidos por la calibración practicada, según formato proporcionado por la Dirección, debiendo remitir tres ejemplares en original al Departamento de Transformación y Distribución, firmados y sellados por los propietarios, representantes legales o titulares de las licencias de operación, de la empresa calibradora y del auto-tanque o tanque estacionario calibrado; para que dicho Departamento analice y dé validez a esos reportes, y de esta forma puedan constituirse en Certificación de Calibración. Una de estas Certificaciones se archiva en el Departamento de Transformación y Distribución, otra es para el titular de la licencia de operación del auto-

tanque o tanque estacionario calibrado, y la restante, obligadamente debe portarse en el auto-tanque o estar disponible en el lugar donde funciona el tanque estacionario.

Toda Certificación de Calibración emanada de la Dirección, debe ser aceptada como tal, por las empresas que importen, refinan, transformen, procesen, almacenen, transporten y operen estaciones de servicio, expendios de GLP para uso automotor y depósitos de petróleo y/o productos petroleros.

CAPITULO IX DE LA IMPORTACION, FABRICACION Y REPARACION DE CILINDROS PARA ENVASAR GLP

Artículo 39. LICENCIAS DE IMPORTACIÓN, EXPORTACION, FABRICACIÓN, O REPARACIÓN DE CILINDROS PORTATILES Y TANQUES PARA ENVASAR GLP. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo*

16 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete). La persona interesada en efectuar actividades de importación, exportación, fabricación o reparación de cilindros metálicos portátiles para envasar GLP, previamente deberá obtener la licencia respectiva. Asimismo, deberá obtener licencia para efectuar las actividades de importación, fabricación, instalación y reparación de tanques para utilizar GLP para automotores. Así también se deberá de obtener licencia para importar o fabricar tanques estacionarios para almacenar GLP. ”

Artículo 40. SOLICITUD DE LICENCIAS DE IMPORTACION, EXPORTACION, FABRICACION O REPARACION DE CILINDROS O TANQUES PARA ENVASAR GLP. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 17 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* A La solicitud de las licencias de importación, exportación, fabricación o reparación de cilindros portátiles para envasar GLP; la de importación, fabricación, instalación y reparación de tanques para utilizar GLP en automotores y la de importación o fabricación de tanques estacionarios para almacenar GLP, se debe adjuntar la documentación siguiente:

- a) **Fotocopias legalizadas de: testimonio de la escritura de constitución de la sociedad, acta de nombramiento del representante legal de la sociedad, patentes de comercio de empresa y de sociedad; en el caso de persona individual: fotocopia legalizada de la cédula de vecindad y la patente de comercio; constancia de inscripción como contribuyente en la Superintendencia de Administración Tributaria; y, para ambos casos, título de propiedad o contrato de arrendamiento del terreno y de las instalaciones donde se fabricarán, almacenarán, repararán o instalarán los cilindros;**
- b) **Para el caso de fabricación o reparación de cilindros; de fabricación o instalación de tanques en automotores; de fabricación de tanques estacionarios, planos de:**
 - b.1. **Ubicación: que indique localización, accesos y colindancias del terreno en donde se realizará la construcción y otra información de importancia fuera de los linderos del terreno; en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo.**
 - b.2. **Instalaciones: que contenga la planta general y distancias entre las construcciones e instalaciones existentes y las planificadas dentro del terreno, tales como oficinas administrativas, áreas de proceso de fabricación y tratamiento, áreas de instalación de cilindros, áreas de almacenamiento de materia prima y de los cilindros como producto final; en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros) firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil colegiado activo.**
 - b.3. **Detalles técnicos: relativos al diseño e instalación del equipo o unidades principales y auxiliares que conforman la fábrica o el taller; en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros), firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil o industrial, colegiado activo.**
 - b.4. **Medidas de seguridad: que indiquen el equipo principal y auxiliar de los sistemas de prevención y mitigación de incendios y de contaminación ambiental; en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros), firmado, sellado y timbrado por Ingeniero Civil o industrial, colegiado activo;**
- c) **El diagrama de flujo y la descripción de la norma y del proceso utilizado en formato ICAITI A2 (42.1 X 59.4 centímetros), firmado, sellado y timbrado por Ingeniero industrial, colegiado activo, excepto para la licencia de importador y exportador. ”**

Artículo 41. TRAMITE DE LICENCIAS DE IMPORTACION, FABRICACION Y REPARACION DE CILINDROS PARA ENVASAR GLP. Las solicitudes de Licencias para efectuar actividades de Importación, Fabricación y Reparación de Cilindros Portátiles para Envasar GLP, así como las de Fabricación, Instalación y Reparación de Cilindros de Acero para Utilizar GLP en Automotores, deben presentarse ante la Dirección, quien las trasladará al Departamento de Transformación y Distribución, para que dentro de los diez días hábiles siguientes a su recepción y de acuerdo a la licencia requerida, efectúe: el análisis técnico de la información y documentación que acompaña la solicitud; la inspección técnica del lugar, equipo e instalaciones donde se pretende almacenar, fabricar, reparar o instalar en automotores, los cilindros para envasar GLP; y, el informe con las observaciones pertinentes para requerir al interesado que amplíe o modifique la información y documentación que contiene la solicitud; o bien, para denegar la solicitud o autorizar: la Licencia de Importación, la Construcción de la Fábrica, la Construcción del Taller de

Reparación o el Taller de Instalación, según sea el caso, de Cilindros Portátiles para Envasar GLP o Cilindros de Acero para Utilizar GLP en Automotores. La Dirección con base a ese informe, y dentro de los diez días hábiles siguientes, emitirá la resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Al finalizar la construcción de la fábrica o del taller de reparación de cilindros portátiles para envasar GLP, o de la fábrica o del taller para reparar o instalar cilindros de acero para utilizar GLP en automotores, el interesado debe informar inmediatamente a la Dirección, y dentro de los diez días hábiles siguientes, el Departamento de Transformación y Distribución inspeccionará y dictaminará con las observaciones pertinentes, sobre lo construido y lo planificado, requiriendo al interesado que corrija las deficiencias detectadas en esas construcciones, previamente a otorgarle la licencia, y de no existir deficiencias, recomendando que se otorgue la respectiva: Licencia de Fabricación de Cilindros Portátiles para Envasar GLP, Licencia de Reparación de Cilindros Portátiles para Envasar GLP, Licencia de Fabricación de Cilindros de Acero para Utilizar GLP en Automotores, Licencia de Instalación de Cilindros para Utilizar GLP en Automotores, o la Licencia de Reparación de Cilindros para Utilizar GLP en Automotores.

Para el caso de fábricas y talleres de reparación de cilindros portátiles para envasar GLP, instalados antes de la vigencia del presente Reglamento, la Dirección otorgará la respectiva Licencia de Fabricación o la Licencia de Reparación de Cilindros Portátiles para Envasar GLP; siempre que el interesado presente la solicitud acompañando la información y documentación requerida, y que las instalaciones cumplan las

condiciones mínimas de seguridad industrial y ambiental, según informes de inspecciones técnicas practicadas por el Departamento de Transformación y Distribución.

Artículo 42. CONTROL DE CALIDAD DE CILINDROS PORTÁTILES PARA ENVASAR GLP. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 18 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Los cilindros para almacenar GLP y los productos accesorios al mismo, tales como válvulas de carga y descarga, reguladores de presión, tuberías y mangueras, nuevos y en uso, deben de cumplir con la normativa aplicable y vigente aceptada por la Dirección.

Cada lote de cilindros, previo a su exportación, importación o comercialización en el país, debe estar autorizado por la Dirección. Para efectuar las pruebas de calidad correspondientes, el importador o fabricante proporcionará la muestra o muestras de cilindros que se indique en el Reglamento Técnico Centroamericano correspondiente o en la norma aplicable.

Los cilindros a importar deben permanecer en almacenaje fiscal, hasta obtener autorización de la Dirección para su importación y comercialización. Los cilindros fabricados en el país, deben permanecer en las bodegas del fabricante debidamente inventariados, hasta obtener autorización de la Dirección para comercializarse o exportarse.

En el caso que los cilindros no cumplan con las especificaciones en el Reglamento Técnico Centroamericano correspondiente o en la norma aplicable, la Dirección ordenará que inmediatamente se retiren del país, a costa del importador; o, que se destruyan si son fabricados en el país, a costa del fabricante. Los ensayos o pruebas de calidad, practicados a los cilindros, se harán a costa del importador, exportador o fabricante.

La Dirección podrá inspeccionar en cualquiera de las actividades que comprende la cadena de comercialización, el estado físico y la calidad de los cilindros portátiles para envasar GLP y sus accesorios, de acuerdo a la normativa aplicable y vigente.

En coordinación con las empresas que comercializan el producto, la Dirección por medio de circulares técnicas, establecerá los procedimientos apropiados para el mantenimiento, retiro y sustitución inmediata de los cilindros portátiles o sus accesorios defectuosos, por otros que garanticen su adecuado funcionamiento y cumplimiento de la normativa aplicable. ”

Artículo 43. ESPECIFICACIONES DE TANQUES PARA USO AUTOMOTOR O TANQUES ESTACIONARIOS, PARA ALMACENAR GLP. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 19 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La importación y fabricación local de tanques para uso automotor o tanques estacionarios, para almacenar GLP, deben cumplir con las normas aplicables vigentes y en su defecto con las normas internacionales aplicables.

Los tanques para almacenar GLP, deben tener adherida una placa de identificación que contendrá los siguientes datos: Número de serie, nombre del fabricante, país de procedencia, país de origen, fecha de fabricación, norma de fabricación, presión de servicio, tara y capacidad de envasado de GLP. ”

CAPITULO X OTRAS LICENCIAS

Artículo 44. SOLICITUDES DE OTRAS LICENCIAS. Las solicitudes de licencias para efectuar las actividades establecidas en el Artículo 29 de la Ley, se tramitarán ante la Dirección, conteniendo la información y documentación que establece la Ley en las solicitudes de licencias de los Capítulos anteriores, de acuerdo a la relación que tengan con cada una de ellas. Además, es necesario describir el propósito expreso de la actividad que se pretende realizar, así como el sistema que se instalará y utilizará para esa actividad.

Para el equipo y sistema estacionario que se pretenda instalar, se debe incorporar principalmente planos de ubicación, localización, detalles técnicos, medidas de seguridad e instalaciones eléctricas, firmados y timbrados por Ingeniero Civil u otro profesional colegiado activo, según la especialización del diseño e información que contengan. Así también, se debe adjuntar las normas y especificaciones de calidad del material y de los procedimientos de fabricación, operación y mantenimiento.

Dentro de los veinte días hábiles posteriores a la recepción de la solicitud, el Departamento competente de la Dirección, efectuará el análisis, inspección técnica e informe con las observaciones pertinentes, para que la Dirección emita la respectiva Resolución y la notifique al interesado, con el propósito de: requerir que se amplíe o modifique la información y documentación técnica que contiene la solicitud; denegar o autorizar la construcción de las instalaciones que se indiquen en la solicitud; o bien, denegar o autorizar la licencia que se solicite.

Al concluir la instalación o construcción del equipo o sistema, el interesado informará a la Dirección, y dentro de los quince días hábiles posteriores, el Departamento competente de la Dirección, practicará la inspección y elaborará el informe técnico sobre lo construido y lo planificado. Con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, la Dirección emitirá la respectiva resolución y la notificará al interesado, para requerirle que corrija las deficiencias detectadas en la instalación o construcción, previamente a otorgarle la licencia; o bien, para otorgarle la licencia solicitada.

Artículo 45. MARCHAMOS. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 20 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Está prohibido comercializar cilindros conteniendo GLP sin el respectivo marchamo que garantice la cantidad de producto contenido en el cilindro.

Para instalar marchamos en las válvulas de carga y descarga de los cilindros metálicos portátiles para envasar GLP, se debe poseer licencia extendida por la Dirección. Dichos marchamos, deben cumplir con lo especificado en el Reglamento Técnico Centroamericano correspondiente o con la normativa aplicable.

La solicitud de licencia para instalar marchamos en las válvulas de carga y descarga de los cilindros metálicos portátiles para envasar GLP debe presentarse ante la Dirección, consignando los datos de identificación del solicitante y dirección para recibir notificaciones, adjuntando la documentación siguiente:

- a) En el caso de persona jurídica: fotocopias legalizadas del Testimonio de la escritura de constitución de la sociedad, acta de nombramiento del representante legal de la sociedad, patentes de comercio de empresa y de sociedad; en el caso de persona individual: fotocopia legalizada de la cédula de vecindad y la patente de comercio; constancia de inscripción como contribuyente en la Superintendencia de Administración Tributaria.
- b) Tres (3) muestras de cada uno de los marchamos que pretende instalar. ”

Artículo 46. OTRAS LICENCIAS DE ALMACENAMIENTO Y TRANSFORMACION DE PRODUCTOS PETROLEROS. Para efectuar las actividades siguientes, toda persona debe obtener previamente, la licencia respectiva:

- a) Licencia de Operación de Planta de Proceso de Asfalto: para construir y operar instalaciones con el propósito de almacenar y elaborar mezclas asfálticas, o para almacenar y utilizar cualquier tipo de asfalto para fabricar pavimento asfáltico;

- b) Licencia de Operación de Planta de Proceso de Mezclas Oleosas: para construir y operar instalaciones con el propósito de almacenar, producir o desintegrar emulsiones o mezclas constituidas por diversos productos petroleros; y,
- c) Licencia de Operación de Planta de Proceso de Lubricantes: para construir y operar instalaciones con el propósito de almacenar, producir, formular y reciclar aceites y grasas lubricantes derivados del petróleo, utilizados en vehículos y equipo industrial en general.

Las solicitudes de las licencias indicadas en este Artículo, para la venta o para el consumo propio de los productos obtenidos, deben cumplir con los requisitos y trámites establecidos en el presente Reglamento, para la solicitud de Licencia de Refinación y Licencia de Transformación.

Las instalaciones y las diversas operaciones que se desarrollen en las plantas de proceso de asfalto, de mezclas oleosas y de lubricantes, deben cumplir con las normas de seguridad industrial y ambiental que se mencionan en el presente Reglamento para la Refinación y la Transformación. Además de esto, el Ministerio o la Dirección emitirá oportunamente, otras disposiciones específicas al respecto.

Artículo 47. LICENCIA DE MODIFICACION DE INSTALACIONES. Se debe solicitar licencia respectiva ante la Dirección, en el caso que las modificaciones en las instalaciones de refinerías, plantas de transformación, de procesamiento y de reciclaje, fábricas de cilindros para envasar GLP, terminales de almacenamiento, sistemas de transporte estacionario, estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor; no estén contempladas en la planificación original o impliquen incremento mayor al treinta por ciento de la capacidad de proceso, almacenamiento, red de transporte, distribución y suministro.

Se debe solicitar ante la Dirección, Licencia de Conversión de Categoría de las Instalaciones, en el caso que cualquier incremento en la capacidad de almacenamiento original, supere los ciento cincuenta y un mil cuatrocientos litros; y también, en el caso inverso.

No se requerirá licencia de modificación de estaciones de servicio, en el caso de mejoras en las pistas de servicio, edificios y marquesinas, bahías de lubricación, oficinas, equipos de despacho o surtidores, y en instalaciones de servicios conexos para el público.

Las solicitudes deben contener la información del propietario o la persona que opera las instalaciones que serán modificadas, acompañando los planos sobre la situación actual y las modificaciones contempladas para las instalaciones, firmados y timbrados por Ingeniero Civil, Industrial, Electricista u otro, colegiado activo, según la especialización del diseño e información que contenga cada plano.

Dentro de los quince días hábiles siguientes a la recepción de la solicitud, el Departamento competente de la Dirección, analizará la información y documentación que contiene la solicitud y elaborará el informe técnico con las observaciones pertinentes para autorizar o denegar la licencia solicitada. La Dirección con base a ese informe y dentro de los cinco días hábiles siguientes, emitirá la Resolución correspondiente y la notificará al interesado.

Artículo 48. REGISTRO DE OPERACION DE INSTALACIONES, UNIDADES O EQUIPOS. Las instalaciones, unidades o equipos, para refinar, transformar, almacenar, transportar, expender petróleo y productos petroleros, y otras actividades conexas a las mismas, podrán operarse por personas diferentes a las propietarias, al culminar su construcción o posteriormente a que sus propietarios obtengan la licencia de operación de las mismas. La Dirección otorgará la respectiva Licencia de Operación a nombre de la persona a quien se traspasan las instalaciones, unidades o equipos para operarlos, cancelando la licencia de operación anterior, en el caso que existiera; después de cumplir con lo siguiente:

- a) Presentar solicitud que contenga: el propósito de la misma, datos de identificación, calidad con que actúa y la dirección para notificaciones de la persona propietaria de las instalaciones, unidades o equipos, y de la persona a quien se traspasa para operarlas; firmada por ambas personas;
- b) La persona que adquiera las instalaciones, unidades o equipos, para operarlos, debe proporcionar la documentación requerida por la Ley y el presente Reglamento, de acuerdo a la solicitud de licencia de la actividad que pretenda realizar; y,
- c) Adjuntar copia legalizada del contrato u otra modalidad legal que demuestre el traspaso de las instalaciones, unidades o equipos, para su respectiva operación, así como las obligaciones y responsabilidades de la persona que las adquiera, en aspectos legales, reglamentarios y de seguridad industrial y ambiental.

Los períodos de vigencia de las Licencias a que se refiere este Artículo, no excederán a los establecidos en la Ley.

**TITULO III
CAPITULO UNICO
MEDIDAS DE SEGURIDAD AMBIENTAL E INDUSTRIAL**

Artículo 49. UBICACIÓN DE INSTALACIONES. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 21 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Las instalaciones deben cumplir con los requerimientos de ubicación siguientes:

- a) Ninguna refinería, planta de transformación, terminal o planta de almacenamiento, planta o depósito para envasado, plantas de proceso, y depósito para la venta, de petróleo y/o productos petroleros, debe instalarse dentro de áreas urbanas ni a menor distancia de mil metros de: perímetros urbanos, establecimientos educativos debidamente autorizados, de fábricas, almacenes o ventas de pólvora, salitre y productos pirotécnicos, a partir de sus linderos.

Lo indicado en esta literal, no aplica en zonas francas, áreas, zonas o parques industriales establecidos por la autoridad competente. En este caso, el interesado debe presentar ante la Dirección, junto con la solicitud de licencia, documento emitido por la autoridad competente, donde se indique que el inmueble se encuentra ubicado dentro de una localización franca o industrial, su clasificación y que las actividades que pretende realizar están permitidas en la misma.

- b) Ninguna instalación destinada a almacenar más de cuarenta mil galones americanos de grasas y aceites lubricantes, y las instalaciones para procesar y envasar esos productos, debe instalarse dentro de áreas urbanas ni a menor distancia de doscientos metros de: perímetros urbanos, establecimientos educativos debidamente autorizados, de fábricas, almacenes o ventas de pólvora, salitre y productos pirotécnicos, a partir de sus linderos.

Lo indicado en esta literal, no aplica en zonas francas, áreas, zonas o parques industriales establecidos por la autoridad competente. En este caso, el interesado debe presentar ante la Dirección, junto con la solicitud de licencia, documento emitido por la autoridad competente, donde se indique que el inmueble se encuentra ubicado dentro de una localización franca o industrial, su clasificación y que las actividades que pretende realizar están permitidas en la misma.

- c) Ningún depósito de GLP para la venta a granel o envasado en cilindros portátiles, cuya capacidad de almacenamiento sea menor o igual a diez mil galones americanos o expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles Categoría 3, debe instalarse dentro de áreas urbanas ni a menor distancia de quinientos metros de: perímetros urbanos, establecimientos educativos debidamente autorizados, de fábricas, almacenes o ventas de pólvora, salitre y productos pirotécnicos, a partir de sus linderos.

Lo indicado en esta literal, no aplica en zonas francas, áreas, zonas o parques industriales establecidos por la autoridad competente. En este caso, el interesado debe presentar ante la Dirección, junto con la solicitud de licencia, documento emitido por la autoridad competente, donde se indique que el inmueble se encuentra ubicado dentro de una localización franca o industrial, su clasificación y que las actividades que pretende realizar están permitidas en la misma.

- d) Ninguna estación de servicio, expendio de GLP para uso automotor, expendio de GLP envasado en cilindros metálicos portátiles Categoría 1 y 2 o depósito para consumo propio categoría A, debe instalarse a menos de cien metros de establecimientos educativos debidamente autorizados y de fábricas, almacenes o ventas de pólvora, salitre y productos pirotécnicos, medidos a partir de los linderos del área de tanques o cilindros de almacenamiento que posean.

- e) Los terrenos donde se instalarán estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor, tendrán frente a calles o avenidas, las dimensiones necesarias para permitir que las unidades automotores se abastezcan de combustibles dentro de los linderos del terreno, y con

- el mismo propósito, los surtidores o bombas de despacho deben ubicarse dentro del mismo terreno, como mínimo a tres metros de distancia de los linderos adyacentes a calles o avenidas;
- f) Los terrenos donde se realicen operaciones relacionadas con la comercialización de petróleo y/o productos petroleros, deben tener las dimensiones necesarias para que se realicen dentro del mismo las operaciones de carga o descarga de las unidades de transporte; y;
 - g) La ubicación y las dimensiones de los tanques, equipo principal y equipo auxiliar, así como la distancia entre cada uno de estos elementos, y la distancia a linderos y edificaciones, se regirán por las especificaciones de ASTM, API, NFPA, y a otras entidades de reconocido prestigio internacional, relacionadas con la seguridad industrial y ambiental en materia de hidrocarburos.

Artículo 50. SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE INCENDIOS. Con el propósito de prevenir y combatir incendios, deberá cumplirse con los requerimientos mínimos siguientes:

- a) Para estaciones de servicio, expendios de GLP para uso automotor y depósitos de petróleo y/o productos petroleros:
 - a.1. Un extintor conteniendo polvo químico seco del tipo ABC, en condiciones aptas, con capacidad de 20 libras, ubicado a una altura comprendida entre 1.2 metros y 1.5 metros, libre de obstáculos, en cada área de: tanques de almacenamiento, sala de ventas, bodega y otras de importancia, y 2 extintores del mismo tipo, por cada 3 bombas de despacho, en las respectivas islas; debiendo revisar la carga de los mismos, cada 3 meses;
 - a.2. Como alternativa al inciso a.1. anterior, un banco móvil de 10 extintores, cada uno con capacidad de 10 libras de polvo químico seco del tipo ABC y en condiciones aptas; debe ubicarse en lugar estratégico, libre de obstáculos y que permita su inmediata maniobra hacia cada área de: sala de ventas, bodega, tanques de almacenamiento, bombas de despacho y otras áreas de importancia; la carga de los extintores debe revisarse cada 3 meses;
 - a.3. Un chorro o toma de agua, como mínimo, por cada isla de bombas de despacho y en otras áreas de importancia;
 - a.4. Un recipiente que contenga bolsas llenas de arena seca de río, que totalicen medio metro cúbico, en cada extremo de las islas de bombas de despacho y en el área de tanques; y,
 - a.5. Rótulos preventivos: PROHIBIDO FUMAR, APAGUE SU MOTOR, y otros relativos a la seguridad de las personas y los bienes, ubicados en lugares visibles, principalmente en áreas de despacho y suministro.

(Se reforma la literal b), por el Artículo 22 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).

- b) Para terminal, planta de almacenamiento, depósito para la venta y áreas de almacenamiento de petróleo y productos petroleros de refinería y planta de transformación, procesamiento, tratamiento y reciclaje:
 - b.1. Dos (2) extintores con características indicadas en el inciso a.1. de este Artículo, por cada tanque instalado; extintores a quince (15) metros, como máximo, entre uno y otro, en áreas de descarga, carga y otras importantes; además, un (1) extintor por cada doscientos (200) metros cuadrados en áreas aledañas a las anteriores y que sean susceptibles de riesgos de incendios;
 - b.2. Tanques u otro medio de almacenamiento de agua, para asegurar el suministro continuo de agua a la red contra incendios, durante sesenta (60) minutos como mínimo, conforme a la capacidad máxima de su equipo de bombeo; o bien, veinte (20) minutos si se dispone de un pozo de extracción de agua, exclusivamente para el suministro de dicha red;

- b.3. Red de suministro de agua-espuma, en áreas de: almacenamiento, despacho, unidades de consumo y otras de importancia que representen riesgos de incendio; y,**
 - b.4. Rótulos preventivos: PROHIBIDO FUMAR, PROHIBIDO INGRESAR SIN AUTORIZACION, ATIENDA SEÑALES E INDICACIONES, INGRESO, SALIDA DE EMERGENCIA, y otros que se consideren adecuados para la seguridad de las personas y de los bienes.**
- c) Para terminales o plantas de almacenamiento de GLP, depósitos de GLP para el consumo propio, expendios de GLP para uso automotor y expendios de GLP envasado en cilindros, además de las disposiciones de los incisos anteriores que le sean aplicables:
- c.1. Los tanques deben ubicarse sobre base firme y nivelada, en área de cielo abierto y debidamente ventilada, instalados de tal forma que la parte inferior del tanque, más próxima al suelo, esté a una altura máxima de 1.5 metros respecto al nivel del suelo;
 - c.2. No deben instalarse tanques: subterráneos, en sótanos, hondonadas o en lugares situados en el nivel inferior del terreno adyacente;
 - c.3. Debe instalarse sistema aéreo de irrigación de agua, para estabilidad térmica de los tanques y contrarrestar presión en caso de incendio; para el caso del tanque o grupo de tanques cuya capacidad en conjunto no exceda los 5,000 galones, la irrigación podrá efectuarse en forma manual con mangueras apropiadas, conectadas a chorros o tomas de agua permanentes;
 - c.4. La instalación de varios tanques, no debe realizarse en grupos mayores de 6 tanques;
 - c.5. Los tanques no deben circundarse por paredes, diques, barreras o elementos sólidos;
 - c.6. No debe instalarse un tanque sobre otro y tampoco en voladizos o fachadas; y,
 - c.7. El local destinado para expender GLP envasado en cilindros para uso doméstico, debe:
 - c.7.1. Establecer el almacenaje y despacho en un solo nivel, no subterráneo, sin sótanos, y el nivel del piso no estará por debajo del nivel del suelo circundante al mismo;
 - c.7.2. El almacenaje de GLP envasado en cilindros no podrá compartirse con otros productos susceptibles de contaminarse con GLP, principalmente alimenticios, y se debe suprimir cualquier fuente de calor o ignición: estufas, hornos, quemadores y similares;
 - c.7.3. Tener suficiente iluminación y ventilación natural que permita la recirculación continua de aire en la parte inferior y superior del mismo local, y acomodar grupos de cilindros con pasillos de 90 centímetros de ancho mínimo entre esos grupos;
 - c.7.4. Poseer 1 extintor de polvo químico seco tipo ABC de 20 libras de capacidad, en condiciones aptas, por los primeros 50 cilindros, y 1 extintor de 10 libras de capacidad a partir de cada 25 cilindros adicionales;
- (Se reforma la literal d), por el Artículo 22 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).***
- d) Los diversos equipos, construcciones, instalaciones, así como los sistemas eléctricos, utilizados en la refinación, transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros, deben cumplir con la normativa nacional vigente o en su defecto deben satisfacer especificaciones técnicas internacionales, tomándose como referencia la última versión vigente, recomendada y aceptada en la industria petrolera como ANSI, API, ASME, ASTM, NFPA. ”**
 - e) Desarrollar Programas de Capacitación al personal sobre prevención y contingencia de incendios, orientado principalmente a las instalaciones donde desarrollan sus actividades; y,
 - f) Efectuar simulacros de acuerdo a lo contemplado en el Plan de Contingencias de Incendios.

Artículo 51. SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 2 del Acuerdo Gubernativo 19-2006, publicado el treinta de enero de dos mil seis)*
Con el propósito de prevenir y combatir la contaminación ambiental, sin perjuicio de otras disposiciones que emita la Dirección, debe cumplirse con los requerimientos mínimos siguientes:

a) Para las estaciones de servicio y depósitos de petróleo y/o productos petroleros:

- a.1. Los tanques y/o tuberías que correspondan a una nueva instalación o a una modificación por ampliación o sustitución deben ser nuevos. Los tanques y tuberías deben ser: De doble pared, o de metal con recubrimiento de fibra de vidrio, o de metal con pintura de base asfáltica; los cuales deben cumplir con las especificaciones establecidas en la normativa nacional aplicable, y a falta de ésta, con la última edición vigente de la normativa internacional aceptada por la industria petrolera. Para el efecto, cuando se presente la solicitud de licencia de operación, debe adjuntarse fotocopia legalizada de la factura de compra de los tanques, del Certificado de Fabricación de los tanques y además presentar el Certificado de Funcionalidad de los tanques y tuberías ya instalados.
- a.2. Los tanques deben instalarse dentro de fosas Impermeabilizadas, rodeados de arena seca de río. La parte superior de cada tanque estará a la profundidad de un metro respecto al nivel del suelo. Las tuberías de ventilación de los tanques, alcanzarán una altura mínima de un metro sobre el nivel más alto de las construcciones inmediatas a las mismas, y no menor de 3 metros de altura respecto al nivel del suelo, evitando su instalación próxima a edificaciones habitables.
- a.3. Se autorizará la instalación de tanques superficiales de almacenamiento, cuando las condiciones del terreno, nivel freático, diseño y construcción lo justifiquen; debiendo contar con medidas de seguridad como las descritas en el inciso b) de este Artículo.
- a.4. Los tanques subterráneos y tuberías conexas, deben someterse a Pruebas de Funcionalidad de acuerdo a la normativa nacional aplicable; y a falta de ésta a la última edición vigente de la normativa internacional aceptada por la industria petrolera, debiendo efectuarse estas pruebas por empresa acreditada y autorizada por la Dirección. El Certificado de Funcionalidad tendrá la misma vigencia que la licencia de operación.
Los titulares de licencias de estaciones de servicio o de depósitos de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros con tanques subterráneos, deben mantener vigente y acreditado ante la Dirección, el respectivo Certificado de Funcionalidad.
Todo tanque o tubería que no cumpla con las Pruebas de Funcionalidad, debe ser puesto fuera de servicio inmediatamente, hasta que se demuestre que cumple con las mismas.
La Dirección podrá requerir las Pruebas de Funcionalidad en caso de fuerza mayor o en aquellos casos debidamente justificados.
- a.5. Al momento de solicitar la renovación de licencia de operación de estación de servicio o depósito de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros con tanques y tuberías subterráneos; el interesado debe presentar a la Dirección el Certificado de Funcionalidad vigente. Los titulares de las licencias cuya renovación se encuentra en trámite a la fecha de inicio de la vigencia del presente Acuerdo Gubernativo, y los que soliciten renovación durante el año 2006, tendrán un plazo que vence el 29 de Diciembre de 2006, para presentar el Certificado de Funcionalidad vigente.
- a.6. Todas las estaciones de servicio y depósitos de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, deben contar con sistemas de contención y recuperación de derrames de petróleo y productos petroleros al momento de solicitar la licencia de operación o la renovación de licencia de operación de estación de servicio o depósito de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros; en el caso de las estaciones de servicio o depósitos de almacenamiento que proporcionan el servicio de engrase y cambio de aceite, además deben poseer tanques o recipientes apropiados para recolectar las grasas y aceites lubricantes usados; en ambos casos, los productos recolectados o recuperados deben ser trasladados a personas individuales o jurídicas autorizadas por la Dirección para su posterior tratamiento, reciclaje, aprovechamiento o incineración apropiada de los mismos.

- a.7. La construcción e instalación de tanques, tuberías y accesorios, debe realizarse por personas con amplio conocimiento y experiencia en materiales, técnicas modernas de seguridad industrial y ambiental para este tipo de actividad.
- b) Para terminales de almacenamiento, depósitos para la venta, refinerías y plantas de transformación, procesamiento, tratamiento y reciclaje:
- b.1. Cada tanque o conjunto de tanques superficiales para almacenar petróleo y productos petroleros, debe rodearse de paredes, muros o diques que permitan contener el volumen del tanque de mayor capacidad, más el 10 por ciento de la capacidad del resto de tanques. La superficie delimitada por las paredes, muros o diques de contención, debe ser de un material que no permita la filtración y contaminación del suelo, por parte de los productos derramados.
- b.2. Las instalaciones deben contar con equipos para detectar gases o vapores peligrosos y sistemas para la recuperación, tratamiento y disposición de derrames y de aguas servidas.
- c) En las diversas instalaciones de refinación, transformación, procesamiento, almacenamiento, depósito y de la cadena de comercialización de petróleo y/o productos petroleros, se prohíbe acumular basura, sustancias u otro material de fácil combustión o contaminación ambiental;
- d) Desarrollar Programas de Capacitación al personal, sobre prevención y contingencia de contaminación ambiental; y,
- e) Efectuar simulacros de acuerdo al Plan de Contingencias de Contaminación Ambiental.”

Artículo 52. MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE POR UNIDAD MOVIL. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 23 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Con el propósito de evitar accidentes, sin perjuicio de otras normas contenidas en leyes y disposiciones especiales, toda unidad de transporte deberá de cumplir con las medidas de seguridad contempladas en el Reglamento Técnico Centroamericano respectivo o en su defecto con la norma aplicable. ”

TITULO IV APLICACIÓN DE SANCIONES Y DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

CAPITULO I PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO PARA LA APLICACION DE SANCIONES

Artículo 53. APLICACION DE SANCIONES. Toda persona debe acatar las disposiciones desarrolladas en el presente Reglamento, bajo apercibimiento que la inobservancia o infracciones a las mismas, dará lugar a sanción conforme al Artículo 41, incisos v), w) y x), de la Ley. Queda prohibido:

- a) Que las personas importadoras, refinadoras, transformadoras y almacenadoras de petróleo y productos petroleros, vendan sus productos a estaciones de servicio, expendios de GLP para uso automotor o doméstico, y depósitos para la venta o para el consumo propio, que no posean o que no tengan en vigencia las respectivas licencias de operación que otorga la Dirección;
- b) Que las personas importadoras, refinadoras, transformadoras, almacenadoras y expendedoras de petróleo y productos petroleros, obliguen a los transportistas a efectuar la calibración volumétrica de las unidades de transporte en determinada empresa de calibración volumétrica;
- c) Que en las instalaciones de suministro se efectúen operaciones de carga de petróleo y productos petroleros a la unidad de transporte que: no posea o no tenga en vigencia la respectiva licencia de transporte y el seguro contra riesgos; no presente condiciones seguras de operación y funcionamiento; y, el piloto no cumpla las condiciones de seguridad para conducir la unidad;
- d) Denegar en las instalaciones de suministro, la operación de carga de petróleo y productos petroleros a la unidad de transporte que posea: vigente la licencia de transporte que otorga la Dirección, el seguro contra riesgos y la certificación de calibración volumétrica; condiciones seguras de operación y funcionamiento; y, piloto con condiciones seguras para su conducción;

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

- e) Que las unidades de transporte trasladen combustibles a personas que no posean o no tengan en vigencia las respectivas licencias que otorga la Dirección para efectuar operaciones de refinación, transformación y de la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros;
- f) La venta de combustibles en unidades móviles, sin poseer licencia para ello;
- g) El transporte de combustibles en unidades móviles, sin poseer licencia para ello;
- h) Que los depósitos para consumo propio, vendan, cedan o proporcionen en cualquier forma a cualquier persona, el petróleo y/o productos petroleros adquiridos;
- i) Colocar rótulos con los precios de los combustibles, con el fin de confundir o engañar al público;
- j) Exportar o comercializar sin licencia de la Dirección, cilindros metálicos portátiles para envasar GLP o tanques estacionarios para almacenar GLP, sean estos importados o fabricados en el país;
- k) Que los expendios móviles de GLP, efectúen operaciones de llenado de cilindros metálicos portátiles para envasar GLP para uso doméstico;
- l) Efectuar operaciones de carga, venta y trasiego de petróleo y/o productos petroleros, en carreteras, avenidas, calles, áreas o predios que no estén autorizados por la Dirección, salvo caso fortuito o fuerza mayor;
- m) Utilizar para almacenaje de agua para el consumo de las personas, animales y plantas, o para almacenaje de combustibles, los tanques de almacenamiento de petróleo o productos petroleros que se pongan fuera de servicio por daños de corrosión, fugas u otras causas de riesgos en su funcionamiento;
- n) Que en las instalaciones de suministro de petróleo y/o productos petroleros, no coloquen los marchamos de seguridad en los manholes o las válvulas de carga y descarga de productos, de las unidades móviles de transporte, para evitar la extracción o adulteración indebida de los productos;
- ñ) El consumo de bebidas alcohólicas y de otras sustancias que alteren el normal y correcto comportamiento de las personas, en las instalaciones y unidades donde se refine, transforme, procese, recicle, almacene, transporte y expendan petróleo y/o productos petroleros;
- o) Según Mandato Constitucional, los monopolios, asociaciones y empresas que tiendan a absorber una actividad comercial o restringir la libertad del mercado, directa o indirectamente, en perjuicio de la economía nacional y de los consumidores; concepto que se hace extensivo para prohibir cualquier práctica desleal o artificio de precios y suministro, que tienda a impedir el libre y normal desarrollo de las actividades que contempla la Ley y el presente Reglamento.

(Se adicionan las literales p) y q), por el Artículo 24 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).

- p) Proporcionar información o documentación falsa o incompleta al Ministerio o a la Dirección.**
- q) Envasar o expender menos contenido o cantidad de productos petroleros de acuerdo a las unidades de medición legalmente establecidas.**

Artículo 54. DENUNCIA. Las denuncias sobre infracciones a la Ley y el presente Reglamento, podrán presentarse en la forma prevista en el Artículo 42 de la Ley. En el caso que los hechos denunciados fueren constitutivos de delitos o faltas, la Dirección trasladará la denuncia al Ministerio Público para la investigación penal que proceda conforme a las disposiciones de orden común aplicables.

Artículo 55. AUDIENCIA. De la denuncia presentada, se correrá audiencia al presunto infractor por el plazo de cinco días hábiles, oportunidad en la cual podrá éste presentar los argumentos y ofrecer las pruebas para desvanecer la existencia de la supuesta infracción. La Dirección debe proceder de igual manera, en aquellos casos que tenga conocimiento de oficio, de cualquier acto o práctica que viole la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 56. AMPLIACION DE PRUEBAS. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 25 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Si el supuesto infractor al evacuar la audiencia conferida lo solicita, la Dirección podrá otorgar un plazo máximo de diez (10) días de prórroga al periodo de prueba para presentar otros elementos de convicción.

Artículo 56 bis. AUTO PARA MEJOR FALLAR. *(Se adiciona, por el Artículo 26 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Si la Dirección lo considera necesario podrá ordenar, antes de emitir la resolución correspondiente, la práctica de las diligencias que estime convenientes para mejor resolver, fijando un plazo máximo de diez (10) días para ese efecto.

Artículo 57. RESOLUCION. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 27 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Agotado el trámite correspondiente, la Dirección resolverá dentro de un plazo máximo de quince (15) días. Agotado el trámite correspondiente, la Dirección resolverá dentro de un plazo máximo de quince (15) días. La resolución respectiva se dictará de acuerdo a las facultades que otorga la Ley y el presente Reglamento, en estricta observancia de las garantías constitucionales y legales.”

Artículo 58. RECURSOS. En contra de lo resuelto por la Dirección, podrán interponerse los recursos establecidos en la Ley de lo Contencioso Administrativo.

CAPITULO II DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS Y TRANSITORIAS

Artículo 59. SEGUROS. Los titulares de las licencias para efectuar operaciones relacionadas con la refinación, transformación, procesamiento, tratamiento, reciclaje, almacenamiento, transporte, estación de servicio y expendio de petróleo y/o productos petroleros, deben contratar seguros por los riesgos potenciales a los que está expuesto el desarrollo de sus actividades.

Los seguros se contratarán con empresas aseguradoras que operen legalmente en el país, y deben cubrir las responsabilidades por daños a terceros, a bienes materiales y al medio ambiente. Se debe proporcionar a la Dirección, copia legalizada de la póliza del seguro contratado:

- a) Dentro de los diez días hábiles siguientes a la fecha de notificación de la resolución de la Dirección, que aprueba otorgar la Licencia de Operación solicitada por el interesado; de lo contrario, la Dirección podrá retener o revocar la respectiva Licencia de Operación;
- b) Dentro de los sesenta días posteriores a la vigencia del presente Reglamento, para las personas que ya poseen las licencias de operación que se indican en este Artículo;
- c) Cada año, dentro de los primeros quince días hábiles del período de prórroga o renovación del seguro;
- d) Cada vez que se solicite renovación de las licencias de operación, indicadas en este Artículo; y,
- e) Además de otros riesgos que deba cubrir el seguro, la cobertura mínima de las responsabilidades por daños a terceros, bienes materiales y al medio ambiente, será la siguiente:
 - e.1. Refinería, plantas de almacenamiento y de transformación y depósito para la venta, cien mil quetzales por cada cuarenta y dos mil galones americanos de capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, monto que se aplicará en forma proporcional a volúmenes mayores o menores al indicado;
 - e.2. Plantas de proceso y reciclaje de asfalto, de mezclas oleosas y aceites lubricantes usados, ochenta mil quetzales por cada cuarenta y dos mil galones de capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros, monto que se aplicará en forma proporcional a volúmenes mayores o menores al indicado;

(Se reforma la literal e.3., por el Artículo 28 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).

 - e.3. Estación de servicio, expendio de GLP para uso automotor, expendio de GLP envasado en cilindros Categoría 3, no menor de quinientos mil quetzales; y,”
 - e.4. Depósito para el consumo propio, cien mil quetzales dentro de áreas urbanas y cincuenta mil quetzales en áreas rurales, en ambos casos por cada diez mil galones americanos de capacidad de almacenamiento de petróleo y/o productos petroleros; monto que se aplicará en forma proporcional a volúmenes mayores o menores al indicado.

Artículo 60. SEGURO DE TRANSPORTE POR UNIDAD MOVIL. Se establece el seguro para el transporte especializado de petróleo y productos derivados del petróleo, en forma obligatoria, en todo el territorio nacional.

Como requisito indispensable para prestar los servicios de transporte que requieran las compañías refinadoras, importadoras, transformadoras, almacenadoras y expendedoras que operan en el país, los transportistas de petróleo y productos derivados del petróleo deben contratar con las aseguradoras que

se encuentren legalmente autorizadas para operar en el país, en forma colectiva o individual, la emisión de las pólizas de seguros que cubran principalmente los siguientes riesgos:

Daños propios, daños a terceros, responsabilidad civil básica, responsabilidad civil en exceso, responsabilidad civil del transportista, gastos médicos a ocupantes de los vehículos accidentados, invalidez permanente o muerte accidental del piloto, muerte natural del piloto, la carga o el combustible transportado y contaminación ambiental por el combustible derramado o incendiado.

Artículo 61. MONTO DEL SEGURO DE TRANSPORTE POR UNIDAD MOVIL. Además de los otros riesgos que obligadamente debe cubrir el seguro de transporte de petróleo y productos petroleros por unidades móviles, la cobertura mínima, por contaminación ambiental será de quinientos mil quetzales; por daños a terceros será de trescientos mil quetzales; por responsabilidad civil será de ciento cincuenta mil quetzales; y, por la carga o combustible transportado será de diez mil quetzales por cada mil galones de capacidad, por cada unidad móvil.

Para el transporte móvil de GLP envasado en cilindros portátiles, la cobertura mínima, por contaminación ambiental será de doscientos mil quetzales; por daños a terceros será de ciento cincuenta mil quetzales; y, por responsabilidad civil será de cien mil quetzales, por cada unidad móvil.

Los montos indicados en el presente Reglamento, deberán ajustarse anualmente por el Ministerio, tomando en cuenta la fluctuación de la moneda nacional y/o el índice de inflación, según publicaciones oficiales del Banco de Guatemala y el Instituto Nacional de Estadística; lo cual deberá aplicarse al momento de renovar las pólizas de los seguros respectivos.

Artículo 62. RECAUDACIÓN DEL SEGURO. *(Se reforma como aparece aquí, por el Artículo 1 del Acuerdo Gubernativo 137-2005, de fecha veinticinco de abril de 2,005).* El valor del seguro, que será independiente del valor del flete, lo retendrán las empresas que provean el petróleo y productos petroleros con base al volumen mensual de productos retirados de cada instalación o planta de suministros. Dicho valor lo entregarán al titular de la licencia de transporte o a las compañías de seguros contratadas por los titulares, dentro de los primeros diez días hábiles del mes siguiente a la retención.

Artículo 63. VERIFICACION DE DOCUMENTOS EN UNIDAD MOVIL DE TRANSPORTE. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 29 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* Los titulares de licencias de refinación, transformación y almacenamiento están obligados a requerir a los titulares de licencia de transporte por unidad móvil, la licencia de transporte y la póliza de seguro vigentes, lo cual será requisito indispensable para despachar el producto.

Artículo 64. EXHIBICION DE PRECIOS. En las estaciones de servicio y expendios de GLP para uso automotor, debe colocarse rótulos que indiquen los precios de los combustibles que se expenden por servicio completo, y a la par de éstos, se colocarán rótulos con los precios de los combustibles que se expenden por auto servicio en el caso que exista; incluyendo el respectivo octanaje de las gasolinas. Estos rótulos se instalarán en lugares visibles, respecto a las vías principales de acceso y serán de un tamaño que permitan la lectura normal a la distancia de 50 metros. En los expendios de GLP envasado en cilindros portátiles, los rótulos deben colocarse en lugares visibles al público, con letras estéticas que posean dimensiones mínimas de: 10 centímetros de altura, 6 centímetros de ancho y 1 centímetro de grosor, indicando los precios del GLP, de acuerdo a la capacidad de envasado de los cilindros.

Artículo 65. RENOVACION DE LICENCIA. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 30 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La solicitud de renovación de licencia de operación a las que hace referencia la Ley y el presente Reglamento, debe presentarse ante la Dirección conforme a lo establecido en el artículo 31 de la Ley. Previo a otorgar la renovación, la Dirección verificará la documentación legal y técnica que obra dentro del expediente, así como el cumplimiento de las medidas de seguridad industrial y ambiental estipuladas en la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 66. SUSPENSIÓN Y CANCELACIÓN DE LAS LICENCIAS. *(Reformado como aquí aparece, por el Artículo 31 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La Dirección podrá suspender o cancelar las licencias que contempla el presente Reglamento por las siguientes causales: a) inexistencia o pérdida de vigencia de los presupuestos o requisitos indispensables bajo los cuales se otorgó la licencia; b) reincidencia en infracciones a lo previsto en la Ley y este Reglamento.

Artículo 66 bis. EXTINCIÓN DE LICENCIAS. *(Se adiciona, por el Artículo 32 del Acuerdo Gubernativo Número 505-2007, publicado el doce de noviembre de dos mil siete).* La Dirección tendrá por extinguidas las licencias autorizadas al amparo de la Ley y de este Reglamento por las causales siguientes: a) vencimiento del período de vigencia de la licencia, sin que la misma sea renovada; b) renuncia expresa por parte del titular de la licencia que deberá ser presentada con firma legalizada.

Artículo 67. SUSPENSIÓN DE ACTIVIDADES Y TRABAJOS DE CONSTRUCCIÓN. Sin perjuicio de las sanciones que establece la Ley, la Dirección ordenará a las personas que no posean las respectivas licencias, que suspendan los trabajos de construcción de infraestructura, las actividades o las operaciones, que se relacionen con la refinación, la transformación y la cadena de comercialización de petróleo y productos petroleros. La Dirección podrá ordenar que se reanuden tales trabajos de construcción, actividades u operaciones, después que las personas hayan solventado su situación legal y que cumplan con los requerimientos previstos en la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 68. RELACIONES COMERCIALES. Las relaciones comerciales de los servicios de transporte y de la compra venta de petróleo y productos petroleros que surjan en la refinación, la transformación y la cadena de comercialización, se regirán por lo estipulado en las leyes de la República, el presente Reglamento y los contratos mercantiles verbales o escritos que existan entre las partes.

Artículo 69. PLAZOS PARA MODIFICAR SOLICITUDES Y CORREGIR INSTALACIONES. La Dirección otorgará el plazo de diez días en aquellos casos que sea necesario ampliar y modificar la información y documentación técnica que contengan las solicitudes, para obtener las licencias que se contemplan en el presente Reglamento; así también, se otorgará el mismo plazo para que se corrijan aquellas deficiencias detectadas en las instalaciones o construcciones a que se refiere el presente Reglamento, previamente a otorgarles las respectivas licencias de operación.

Artículo 70. CASOS NO PREVISTOS. Los casos no previstos por el presente Reglamento, principalmente lo relativo a: desabastecimiento, importaciones y exportaciones emergentes; tipo, propósito, vigencia, trámite y cancelación de las licencias; construcción, operación y mantenimiento de instalaciones; infracciones y aplicación de sanciones; tipo o categoría de las instalaciones de almacenamiento; transporte; seguros; equipo para envasar y comercializar petróleo y productos petroleros; otras situaciones pertinentes a esta materia; y, casos fortuitos; serán resueltos oportunamente por la Dirección conforme al objeto de la Ley, la equidad y los principios generales del derecho contemplados en la Ley del Organismo Judicial y las leyes de orden común en lo que les fuere aplicable.

Artículo 71. CIRCULARES E INSTRUCTIVOS TECNICOS. La Dirección emitirá instructivos, manuales y circulares relativas al conocimiento y al cumplimiento de las disposiciones de seguridad, calidad, los procedimientos de inspección física sobre la ubicación, la infraestructura y la operación técnica de las diversas instalaciones que integran las refinarias, las plantas de transformación, las plantas de proceso diverso, las terminales y los depósitos de almacenamiento, el transporte y el equipo para envasar y comercializar petróleo y productos petroleros, conforme a las normas actuales de seguridad industrial y ambiental adoptadas continuamente por la industria petrolera; para resguardar principalmente la integridad física de las personas, el medio ambiente y los bienes materiales.

Artículo 72. DEROGATORIA. Quedan derogados:

- a) El Acuerdo Gubernativo Número 88-84, el Acuerdo Gubernativo Número 821-84 y el Acuerdo del Ministerio de Energía y Minas Número 14-84, relativos al abastecimiento de gasolina superior y gasolina regular a depósitos de productos petroleros para el consumo propio;
- b) El Acuerdo del Ministerio de Energía y Minas Número 67-90, relativo al seguro para el transporte especializado de productos derivados del petróleo;
- c) El Acuerdo Gubernativo Número 99-96, relativo a la liberación de importaciones de productos derivados del petróleo;
- d) El Acuerdo Gubernativo Número 351-96, que contiene el Reglamento para Depósitos de Petróleo y Productos Petroleros, y su Reforma contenida en el Acuerdo Gubernativo Número 1-97.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

- e) El Acuerdo Gubernativo número 188-2002 de fecha 20 de junio de 2002 y el artículo 63 del Acuerdo Gubernativo 522-99 y todas aquellas disposiciones que se opongan a este Reglamento.

Artículo 73. VIGENCIA. El presente Acuerdo empieza a regir al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMUNÍQUESE,

**OSCAR BERGER
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**

**MINISTRA DE ENERGIA Y MINAS,
CARMEN URIZAR HERNANDEZ**

**LIC. ROSAMARÍA COBRERA ORTÍZ
SUBSECRETARIA GENERAL
PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA
ENCARGADA DEL DESPACHO**

Publicado en el Diario Oficial el 21 de julio de 1999



**NOMINA DE PRODUCTOS PETROLEROS
CON SUS RESPECTIVAS
DENOMINACIONES, CARACTERISTICAS
Y ESPECIFICACIONES DE CALIDAD**

ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 363-2009



Guatemala, 27 de noviembre de 2009

EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 363-2009

CONSIDERANDO:

Que por Decreto Número 109-97 se emitió la LEY DE COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS, la cual tiene como objeto, entre otros, establecer parámetros para garantizar la calidad, así como el despacho de la cantidad exacta del petróleo y productos petroleros.

CONSIDERANDO:

Que en el artículo 10 del Decreto Número 109-97 mencionado, expresamente indica que la Dirección General de Hidrocarburos publicará anualmente durante el mes de noviembre una nómina de productos petroleros con sus respectivas denominaciones, características y especificaciones de calidad. Dicha nómina debe publicarse mediante acuerdo ministerial en el diario oficial y otro de mayor circulación.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 15 del Protocolo Guatemala, los Estados Parte se comprometen a constituir una Unión Aduanera entre sus territorios, la que se alcanzará de manera gradual y progresiva, sobre la base de programas que se establezcan por consenso; en cuyo marco el Consejo de Ministros de Integración Económica ha aprobado reglamentos técnicos que contienen las especificaciones de calidad de productos petroleros.

CONSIDERANDO

Que conforme a los términos del artículo 55, numerales 6 y 7 del Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana – Protocolo de Guatemala – las resoluciones emitidas por el Consejo de Ministros de Integración Económica entraron en vigencia de acuerdo a su publicación en el Diario de Centroamérica.

CONSIDERANDO:

Que la Dirección General de Hidrocarburos, en cumplimiento de lo estipulado en el artículo 10 del Decreto Número 109-97, ha propuesto y elevado a este Despacho la Nómina de Productos Petroleros, por lo que habiéndose revisado la indicada y encontrándola procedente, es del caso emitir la disposición legal que la apruebe;

POR TANTO:



Este Ministerio, con fundamento en lo considerado y lo establecido en el Decreto Número 109-97:

ACUERDA:

Aprobar la siguiente:

NOMINA DE PRODUCTOS PETROLEROS CON SUS RESPECTIVAS DENOMINACIONES, CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES DE CALIDAD

ARTÍCULO 1. OBJETO: La presente nómina de productos petroleros tiene por objeto establecer las denominaciones, características y especificaciones de calidad de los productos petroleros que se importen, produzcan y se comercialicen en el país, tendientes a lograr un nivel adecuado de protección integral de los bienes, de la salud, de la población y del ambiente.

ARTICULO 2. AMBITO DE APLICACIÓN: Las disposiciones de esta Nómina de Productos Petroleros se aplican a todos los productos petroleros que se importen, produzcan o que se comercialicen dentro del territorio nacional.

ARTÍCULO 3. ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y GLOSARIO DE TÉRMINOS: Para los efectos de la aplicación de esta nómina de productos petroleros, se emplearán las abreviaturas, acrónimos y glosario de términos siguientes:

API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials)
BTU	La cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en un 1°F, unidad de calor británica (British Thermal Unit)
°C	Grados celcius
CMA	Asociación de Fabricantes Químicos (Chemical Manufacturers Association)
cm ³	Centímetros cúbicos
cP	Centipoises
cSt	Centistokes
EP	Extrema Presión
°F	Grados Fahrenheit
g/gal	Gramos por galón americano
g/m ³	Gramos por metro cúbico
g/L	Gramos por litro
ISO	Organización Internacional para la Estandarización (International Standard Organization).
ISO VG	Grado de viscosidad ISO (ISO Viscosity Grade)



kcal/kg	Kilo calorías por kilogramo
L	Litro
lb/pulg ²	Libras por pulgada cuadrada
mg/kg	Miligramos por kilogramo
mm ² /s	Milímetros cuadrados por segundo
mL	Mililitro
MJ/kg	Mega Joules por kilogramo
mmHg	Milímetros de mercurio
mPa	Mili Pascal
NLGI	Instituto Nacional de Grasas Lubrificantes (National Lubricating Grease Institute)
pS/m	Pico Siemens por metro
SAE	Sociedad de Ingenieros Automotrices (Society of Automotive Engineers)
SI	Sistema Internacional (de Unidades)
W	Invierno (Winter), temperaturas bajo 0°C.
CO	Monóxido de Carbono
GLP	Gas Licuado de Petróleo
NO	Monóxido de Nitrógeno
NOx	Óxidos de Nitrógeno
PM ₁₀	Material particulado con un diámetro aerodinámico menor a 10µm
RVP	Presión de Vapor Reid (Reid Vapor Pressure)
SO ₂	Dióxido de Azufre
SOx	Óxidos de Azufre
% vol.	Porcentaje en volumen

Glosario de Términos

Acidez Total	Es un análisis que se usa para determinar la presencia residual de ácidos minerales y ácidos orgánicos en los hidrocarburos.
Agua Libre	Es la que está incorporada en el hidrocarburo por efecto de agitación, es inestable, y se separa fácilmente al dejar reposar la mezcla.
Agua y Sedimento	Es una medida del volumen de agua y del sedimento insoluble que se encuentran presentes en el petróleo crudo y sus derivados, la cual se determina bajo condiciones de prueba específicas.
Asfaltenos	Es una fracción de hidrocarburos de alto peso molecular precipitado del producto utilizando nafta.
Azufre Mercaptano	Compuestos sulfurados que presentan el radical RSH, donde R puede ser una cadena Carbono (C) - Hidrógeno (H) abierta o cerrada y S representa el Azufre en la molécula.



Benceno	Hidrocarburo aromático con un único anillo de seis carbonos sin ramificaciones.
Calidad de Combustión	Prueba que indica la calidad de la combustión, evaluada en un banco de pruebas de combustión.
Calor de Combustión	Cantidad de calor liberado por la combustión de una cantidad unitaria de combustible en presencia de oxígeno. También se conoce como poder de combustión o poder calorífico.
Cenizas	Residuo remanente después de que una muestra de combustible ha sido calentada en un crisol a una temperatura de 775°C (1427°F).
Color ASTM	Método visual para la determinación del color de productos petroleros, utilizando para ello un medidor de color denominado colorímetro.
Corrosión de la Tira de Cobre	Determinación cualitativa del poder corrosivo de los productos petroleros, con base en el efecto que provocan sobre una tira de cobre, luego que la misma se ha mantenido sumergida en el producto bajo determinadas condiciones de prueba.
Densidad	Razón masa/volumen medida a 15 °C, cuya unidad de medida es kg/m ³ .
Densidad Relativa 15,56°C/15,56°C (60°F/60°F)	También conocida como Gravedad Específica 15,56°C/15,56°C (60°F/60°F), se define como la relación de la masa de un volumen dado de un líquido a 15,56°C (60°F) respecto a la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura.
Destilación	Proceso de calentamiento de un líquido llevándolo hasta sus temperaturas de ebullición, removiendo los vapores a través de aparatos de enfriamiento para su condensación, recuperando el líquido correspondiente.
Estabilidad a la Oxidación	Propiedad de los derivados del petróleo de ser estables a las reacciones de oxidación, durante su almacenamiento; es decir, la resistencia a la acción de procesos de oxidación que tienden a formar gomas, sedimentos y otros productos de oxidación.



Gomas	Productos formados como consecuencia de la oxidación lenta de los combustibles durante su almacenamiento. Son solubles en las gasolinas, kerosenes y otros, presentándose las mismas como un residuo pegajoso y gomoso, al evaporarse el combustible.
Gravedad API	Es una función especial de la densidad relativa (gravedad específica) a 15,56 °C/15,56 °C (60 °F/60 °F), definida ésta como la relación de la masa de un volumen dado de un líquido a 15,56 °C (60 °F) con la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. La gravedad API se calcula así: $\text{Gravedad API } (^{\circ}\text{API}) = (141,5/d_{15,56^{\circ}\text{C} / 15,56^{\circ}\text{C}}) - 131,5$ donde: $d_{15,56^{\circ}\text{C} / 15,56^{\circ}\text{C}}$: Densidad relativa a 15,56 °C/15,56°C
Hidrocarburos Aromáticos	Son hidrocarburos insaturados que presentan uno o más anillos bencénicos en su molécula
Hidrocarburos Olefínicos	Son hidrocarburos insaturados (presentan uno o más enlaces dobles entre dos átomos de carbono en la molécula: C=C) que tienen configuración en cadenas normales o ramificadas
Índice de Cetano calculado	Representa una estimación del Número de Cetano (calidad de ignición) para combustibles destilados, calculado a partir de la Densidad o Gravedad API y de la temperatura de destilación al obtener el 50% de evaporado, por medio de la fórmula o nomograma
Índice de Octano o Índice antidetonante	Conocido en inglés como "Octane Index" o "Antiknock Index", se calcula así: $(\text{RON} + \text{MON})/2$.
Mercaptanos	Compuestos orgánicos de azufre, también conocidos como tioles. Se caracterizan por su olor desagradable.
Naftalina o Naftaleno	Hidrocarburo sólido blanco cristalino, con fórmula química C_{10}H_8 , usado generalmente como desinfectante.



Número de cetano	Es el porcentaje (%) volumétrico de n-hexadecano (cetano) en mezcla con 1-metil-naftaleno, que produce un combustible con la misma calidad de ignición que una muestra patrón. Físicamente el Número de Cetano representa el retardo de la ignición, es decir un mayor Número de Cetano implica un menor retardo de la ignición del combustible.
Número de Octanos Método Motor (MON)	Corresponde a sus iniciales en inglés "Motor Octane Number", la definición de esta característica es la misma que para el RON, pero las condiciones de la prueba son más severas, utilizando mayores revoluciones del motor de prueba.
Número de Octanos Método Pesquisa (RON)	Corresponde a sus iniciales en inglés "Research Octane Number", es el % volumétrico de iso octano (2,2,4-trimetilpentano) con base de 100 (cien) octanos en una mezcla de n-heptano con base 0 (cero) octanos, que detona con la misma intensidad que la muestra patrón, cuando son comparadas utilizando un motor de prueba.
Olefinas	Clase de hidrocarburo con uno o más dobles enlaces en su estructura de carbono.
Oxigenados	Alcoholes y éteres que contienen carbono, hidrógeno y generalmente un átomo de oxígeno. Los oxigenados pueden ser utilizados como reforzadores de octanaje o diluentes de la gasolina.
Pérdida por Destilación	Es el volumen de la muestra inicial menos la suma del residuo y el recuperado por destilación.
Poder Calorífico Inferior	Se obtiene al restar del Poder Calorífico Superior el calor latente de condensación del vapor de agua formado en la combustión del hidrógeno del combustible.
Poder Calorífico Superior	El Poder Calorífico Superior es la cantidad de calor liberada por cantidad unitaria de combustible, cuando esta es quemada completamente con oxígeno, y los productos de la combustión son retornados a la temperatura ambiente.
Presión de vapor Manométrica	Presión ejercida por el vapor de un líquido cuando dicho vapor está en equilibrio con el líquido, medido a través de un manómetro



Presión de Vapor Reid (RVP)	Presión de vapor absoluta obtenida por medio de un ensayo que mide la presión de una muestra en el interior de un cilindro a una temperatura de 37,8 °C (100 °F) en una relación volumétrica de 4 (cuatro) partes de líquido por 1 (una) parte de vapor [relación (líquido/vapor) = 4], esta propiedad mide la tendencia a la vaporización de un líquido.
Prueba Doctor	Prueba cualitativa para determinar la presencia de mercaptanos.
Punto de anilina	Temperatura de equilibrio de solución mínima para volúmenes iguales de anilina y muestra.
Punto de Congelamiento	Temperatura a la cual los cristales de hidrocarburos formados por el enfriamiento de la muestra desaparecen cuando la misma es sometida a calentamiento.
Punto de Ecurrimiento	Es la menor temperatura en números múltiplos de 3°C, en la cual la muestra todavía fluye, cuando es sometida a enfriamiento bajo condiciones definidas.
Punto de Enturbamiento	Es la menor temperatura en que se observa nieve o turbidez en la muestra, indicando el inicio de la cristalización de la misma, cuando es sometida a enfriamiento continuo.
Punto de inflamación ("Flash Point")	Temperatura a la cual el producto se vaporiza en cantidad suficiente para formar con el aire una mezcla capaz de inflamarse momentáneamente cuando se le acerca una llama.
Reacción al Agua	Medida para determinar la presencia de componentes miscibles en agua, en gasolina para aviación y combustibles para turbina, y el efecto de estos componentes sobre el cambio de volumen en la interfase combustible-agua.
Recuperación por Destilación	Volumen de la muestra evaporada que se ha recuperado por condensación.
Residuo de Carbón	Medida de las tendencias de depositar carbón de un combustible, cuando es calentado en un bulbo a condiciones determinadas. Es una



aproximación de la tendencia del combustible a depositar carbón en los motores.

Residuo de Destilación	Volumen de la muestra evaporada que no se recupera, pero queda como residuo líquido.
T10	Temperatura a la cual el 10% del combustible se evapora.
T40	Temperatura a la cual el 40% del combustible se evapora.
T50	Temperatura a la cual el 50% del combustible se evapora.
T90	Temperatura a la cual el 90% del combustible se evapora.
Tetraetilo de Plomo	Compuesto utilizado como aditivo para aumentar el valor de octanaje de la gasolina, $Pb(C_2H_5)_4$.
Viscosidad Absoluta	Fuerza por unidad de área requerida para mantener el fluido a una velocidad constante en un espacio considerado, es decir la medida de la resistencia de una sustancia al fluir.
Viscosidad Cinemática	Cociente de la viscosidad absoluta entre la densidad.
Volatilidad	Facilidad con la cual una sustancia líquida pasa del estado líquido al gaseoso, o sea la tendencia de los líquidos a evaporarse.

ARTÍCULO 4. DENOMINACIONES, CARACTERISTICAS Y ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE LOS PRODUCTOS PETROLEROS: Los productos petroleros que se importen, produzcan o que se comercialicen en el país, deben cumplir con las denominaciones, características y especificaciones de calidad siguientes:

a) GASES LICUADOS DE PETRÓLEO:

GASES LICUADOS DE PETRÓLEO

Deben cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.21:05 Productos de Petróleo. Gases Licuados de Petróleo: Propano Comercial, Butano Comercial y sus Mezclas. Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 152-2005 (COMIECO-XXXIII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.



Mezcla Propano-Butano

El GLP que se envase en cilindros portátiles para uso residencial, para ser comercializado no debe tener más del 40 % de Butano.

Tabla No.1
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA PROPANOO COMERCIAL

CHARACTERISTICS	UNITS	ASTM METHOD	VALUES
Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100 °F) (Después de adicionar el Odorizante)	-----	D-1838	No.1 máx.
Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	g/m ³ of gas (ppmw)	D-2784	0,35 (185) máx.
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	-----	D-2598	Report
Residuo en 100 mL de evaporación.	°C	D-1837	-38,3 máx.
Mancha de aceite observada	mL	D-2158	0,05 máx.
Odorizante	-----	D-2158	Pasar la prueba
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Contenido de agua libre	kPa (psig)	D-1267	1434 (208) máx.
Sulfuro de Hidrógeno	-----	Visual	Zero
<u>Composición:</u> Contenido de C ₄ y más pesados	mg/kg	D-2420	Test OK

Note: The listed ASTM methods are adopted as guidelines. Other acceptable methods are listed in the Central American technical regulation.

Tabla No. 2
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA BUTANO COMERCIAL

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	VALORES
----------------	----------	-------------	---------



Corrosión tira de cobre, 1 h, 37,8 °C (100 °F) (Después de adicionar el Odorizante)	-----	D-1838	No.1 máx.
Contenido de azufre (después de Adicionar Odorizante)	g/m ³ de gas (ppmw)	D-2784	0,35 (140) máx.
Densidad relativa 15,56 °C/15,56 °C (60°F/60°F)	-----	D-2598	Reportar
Temperatura de evaporación a 95% evaporado	°C	D-1837	2,2 máx.
Residuo en 100 mL de evaporación.	mL	D-2158	0,05 máx.
Mancha de aceite observada	-----	D-2158	Pasar la prueba
Odorizante	g/m ³ líquido	D-5305	12 – 24
Presión de vapor manométrica a 37,8 °C (100°F)	kPa (psig)	D-1267	485 (70) máx.
Contenido de agua libre	-----	Visual	Nada
Sulfuro de Hidrógeno	mg/kg	D-2420	Pasar la prueba
<u>Composición:</u>			
Contenido de C ₅ y más pesados	% volumen	D-2163	2,0 máx.

Nota: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos ámbitos. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.

b) GASOLINAS:

GASOLINA SUPERIOR

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.20:04 Productos de Petróleo. Gasolina Superior. Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.



Tabla No.3

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	VALORES
Aditivos	-----	-----	Reportar ^(a)
Color	-----	Visual.	Rojo
Contenido de Plomo ^(b)	g Pb/L	D-3237	0,013 máx.
Corrosión tira de cobre, 3 h, 50°C	-----	D-130	No.1 máx.
Estabilidad a la oxidación, Tiempo de descomposición	Minutos	D-525	240 mín.
Contenido de azufre total.	% masa	D-2622	0,10 máx.
Prueba Doctor o Azufre Mercaptano	----- % masa	D-4952 D-3227	Negativa 0,003 máx.
Presión de vapor REID a 37,8 °C	kPa (psi)	D-323	69 (10) máx.
Gravedad API a 15,56 °C (60 °F) o Densidad a 15°C	°API kg/m ³	D-287 D-1298	Reportar
Gomas existentes (lavado con solvente)	mg/100 mL	D-381	4 máx.
<u>Destilación:</u> 10% recuperados 50% recuperados 90% recuperados Punto final de ebullición Residuo	°C °C °C °C % volumen	D-86	65 máx. 77 – 121 190 máx. 225 máx. 2 máx.
<u>Número de octanos:</u> RON Índice de Octano (RON + MON)/2 ^(c)	----- -----	D-2699 D-2699 y D-2700	95,0 mín. 89,0 mín.
Contenido de Aromáticos	% volumen	D-1319	Reportar ^(d)
Contenido de Olefinas	% volumen	D-1319	Reportar ^(d)
Contenido de Benceno	% volumen	D-3606	Reportar ^(d)
Oxígeno	% volumen	D-4815	Reportar ^(d)

^(a) La información que se deberá presentar para cada aditivo que se agregó a este producto es la siguiente:

- Hoja de Datos de Seguridad del Material ("Material Safety Data Sheet")
- Proporción agregada del aditivo (mezcla)
- Propiedad del producto que el aditivo genera o mejora en el mismo, ejemplo: antiespumante, antioxidante, detergente, etc.

Si se mantiene la fuente de suministro, la información se deberá proporcionar únicamente una vez, pero deberá informar al Ente Nacional Competente, cada vez que éste cambia de aditivo y también cuando se cambia de la fuente de suministro.

^(b) El valor máximo del fósforo es de 0,0013 g P/L (0,005 g P/gal) tal como lo establece el método ASTM D 4814 Numeral X 3.2.1 de los apéndices.

^(c) El análisis del Índice de Octano se realizará al menos una vez cada 3 (tres) meses.

^(d) Reportar indicando el resultado obtenido de acuerdo al método, por un período de un año y evaluar en los siguientes tres meses, con el propósito de definir si se mantiene reportar o se define un valor numérico.



Nota: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en el dicho reglamento técnico centroamericano.

GASOLINA REGULAR

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.19:06 Productos de Petróleo. Gasolina Regular. Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 169-2006 (COMIECO-XLIX) y publicado en el Diario de Centroamérica el 10 de agosto de 2006 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0455-2006 del Ministerio de Economía de fecha 10 de agosto de 2006.

Tabla No.4

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	VALORES
Aditivos	-----	-----	Reportar ^(a)
Color	-----	Visual.	Anaranjado
Contenido de Plomo ^(b)	g Pb/L	D-3237	0,013 máx.
Corrosión tira de cobre, 3 h, 50°C	-----	D-130	No.1 máx.
Estabilidad a la oxidación, Tiempo de descomposición	Minutos	D-525	240 mín.
Contenido de azufre total	% masa	D-2622	0,10 máx.
Prueba Doctor o	-----	D-4952	Negativa
Azufre Mercaptano	% masa	D-3227	0,003 máx.
Presión de vapor REID a 37,8 °C	kPa (psi)	D-323	69 (10) máx.
Gravedad API a 15,56 °C (60 °F) o Densidad a 15°C	°API kg/m ³	D-287 D-1298	Reportar
Gomas existentes (lavado con solvente)	mg/100 mL	D-381	4 máx.
<u>Destilación:</u> 10% recuperados 50% recuperados 90% recuperados Punto final de ebullición Residuo	°C °C °C °C % volumen	D-86	65 máx. 77 – 121 190 máx. 225 máx. 2 máx.
<u>Número de octanos:</u> RON	-----	D-2699	88,0 mín. (Ver nota para Nicaragua)



Índice de Octano (RON + MON)/2 ^(c)	-----	D-2699 y D-2700	83,0 mín. (Ver nota para Nicaragua)
Contenido de Aromáticos	% volumen	D-1319	Reportar ^(d)
Contenido de Olefinas	% volumen	D-1319	Reportar ^(d)
Contenido de Benceno	% volumen	D-3606	Reportar ^(d)
Oxígeno	% volumen	D-4815	Reportar ^(d)

^(a) La información que se deberá presentar para cada aditivo que se agregó a este producto es la siguiente:

- Hoja de Datos de Seguridad del Material ("Material Safety Data Sheet")
- Proporción agregada del aditivo (mezcla)
- Propiedad del producto que el aditivo genera o mejora en el mismo, ejemplo: antiespumante, antioxidante, detergente, etc.

Si se mantiene la fuente de suministro, la información se deberá proporcionar únicamente una vez, pero deberá informar al Ente Nacional Competente, cada vez que éste cambia de aditivo y también cuando se cambia de la fuente de suministro.

^(b) El valor máximo del fósforo es de 0,0013 g P/L (0,005 g P/gal) tal como lo establece el método ASTM D 4814 Numeral X 3.2.1 de los apéndices.

^(c) El análisis del Índice de octano se realizará al menos una vez cada 3 (tres) meses.

^(d) Reportar indicando el resultado obtenido de acuerdo al método, por un período de un año y evaluar en los siguientes tres meses, con el propósito de definir si se mantiene reportar o se define un valor numérico.

Nota: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos ámbitos. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.

GASOHOL 90/10

Tabla No.5

Características y especificaciones de calidad del GASOHOL 90/10 (mezcla del 90% en volumen de gasolina regular y 10% en volumen de alcohol etílico anhidro desnaturalizado).

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ARBITRO	METODO ALTERNATIVO	VALORES
Color	-----	Visual.		Rojo
Contenido de Plomo ^(a)	G Pb/L	D-3237	D-3341 D-5059	0,013 máx.
Corrosión tira de cobre, 3 h, 50°C	-----	D-130		No.1 máx.
Estabilidad a la oxidación, Tiempo de descomposición	Minutos	D-525		240 mín.
Contenido de azufre total.	% masa	D-2622	D-1266 D-4294 D-5453	0,15 máx.
Presión de vapor REID a 37,8 °C	kPa (psi)	D-323	D-4953	75,843 (11) máx.



Gravedad API a 15,56 °C (60 °F)	°API	D-287	D-1298	Reportar
Densidad a 15°C	kg/m ³	D-1298		
Gomas existentes (lavado con solvente)	Mg/100 mL	D-381		4 máx.
Contenido de alcohol etílico	% vol	D-4815	D-5845	9,5 min – 10,5 max
Destilación:				
10% recuperados	°C			65 máx.
50% recuperados	°C			77 min – 121 max 190 máx.
90% recuperados	°C			
Punto final de ebullición	°C	D-86		
Residuo	% volumen			2 máx.
Número de octanos:				
RON	-----			91,0 mín.
Índice de Octano (RON + MON)/2 ^(c)	-----	D-2699 D-2699 y D-2700	PetroSpec	87,0 mín.
Agua no disuelta o agua libre y sedimentos	% volumen	Visual		Reportar
Contenido de agua	% masa	D-1744		0,4 max

^(b) El método ASTM D 4814 Numeral X 3.2.1, establece que el valor máximo de plomo es de 0,013 g Pb/L (0,05 g Pb/gal) y el valor máximo del fósforo es de 0,0013 g P/L (0,005 g P/gal). (ver método ASTM D 3231).

GASOLINA DE AVIACIÓN (AvGas)

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.12:04 Productos de Petróleo. Gasolina de Aviación (AvGas). Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.

Tabla No.6

Especificaciones de Calidad para Gasolina de Aviación (AvGas) ¹⁾
ASTM D 910-02



CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM ²⁾	Grado 80	Grado 91	Grado 100LL	Grado 100
Valor Detonante, Mezcla Pobre: Número de Octano Método Motor	-----	D-2700	80,0 mín.	91,0 mín.	99,5 mín.	99,5 mín.
Valor Detonante, Mezcla Rica, Clasificación Sobrecargada: Número de Octano Número de Desempeño ^{3) 4)}	-----	D-909	87,0 mín.	98,0 mín.	----- 130,0 mín.	----- 130,0 mín.
Tetraetilo de Plomo (TEL)	mL TEL/L g Pb/L	D-3341 ó D-5059	0,13 máx. 0,14 máx.	0,53 máx. 0,56 máx.	0,53 máx. 0,56 máx.	1,06 máx. 1,12 máx.
Color	-----	D-2392	rojo	cafe	azul	verde
Contenido de Colorante: ⁵⁾ Anaranjado	Colorante Azul Colorante Amarillo Colorante Rojo Colorante mg/L	-----	0,2 máx. nada 2,3 máx. nada	3,1 máx. nada 2,7 máx. 6,0 máx.	2,7 máx. nada nada nada	2,7 máx. 2,8 máx. nada nada
Requerimientos para todos los grados						
Densidad a 15°C	kg/m ³	D-1298 ó D-4052	Reportar			
Destilación:			Reportar			
Punto inicial de ebullición	°C		75 máx.			
Combustible evaporado:			75 mín.			
10 % volumen	°C		105 máx.			
40 % volumen	°C		135 máx.			
50 % volumen	°C		170 máx.			
90 % volumen	°C	D-86	135 mín.			
Punto final de ebullición	°C		97 mín.			
Temperatura de la suma de 10% + 50% evaporado	°C		1,5 máx.			
Recuperado	% volumen		1,5 máx.			
Residuo	% volumen		38,0 - 49,0			
Pérdidas	% volumen		- 58 máx.			
Presión de vapor	kPa	D-323, D-5190 ó D-5191 ⁶⁾	0,05 máx.			
Punto de congelamiento	°C	D-2386				
Azufre	% masa	D-1266 ó D-2622				
Calor neto de combustión	MJ/kg ⁷⁾	D-4529 ó D-3338	43,5 mín.			
Corrosión, tira de cobre, 2-h a 100°C	-----	D-130	No. 1 máx.			
Estabilidad a la oxidación (envejecimiento 5-h): ^{8) 9)}			6 máx.			
Goma potencial	mg/100 mL	D-873	3 máx.			
Plomo precipitado	mg/100 mL		±2 máx.			
Reacción al agua, cambio de volumen	mL	D-1094	450 ¹⁰⁾ máx.			
Conductividad eléctrica	PS/m	D-2624				



- 1) Para el cumplimiento de los resultados de las pruebas con los requerimientos de la Tabla 6, ver el Capítulo 4 de dicho reglamento técnico centroamericano.
- 2) Los métodos de prueba indicados en esta tabla aparecen referidos en el Capítulo 6 de dicho reglamento técnico centroamericano.
- 3) El número de desempeño de 130,0 es equivalente al valor detonante determinado utilizando iso-octano más 0,34-mL TEL/L.
- 4) Las clasificaciones detonantes se deben reportar con aproximaciones de 0,1 octano/número de desempeño.
- 5) Las concentraciones máximas de colorante mostradas no incluyen el solvente en el colorante suministrado en forma líquida.
- 6) El Método de Prueba D-5191 debe ser el método de presión de vapor árbitro.
- 7) Para todos los grados utilizar cualquiera la Ecuación 1 o la Tabla 6 del Método de Prueba D-4529 o la Ecuación 2 del Método de Prueba D-3338. El Método de Prueba D-4809 se puede utilizar como uno alternativo. En caso de disputa se debe utilizar el Método de Prueba D-4809.
- 8) Si se acuerda mutuamente entre el comprador y el vendedor, un requerimiento de goma para envejecimiento de 16-h se puede especificar en vez de la prueba de envejecimiento de 5-h; en tal caso el contenido de goma no debe exceder 10-mg/100-mL y el precipitado de plomo visible no debe exceder 4-mg/100-mL. En tal combustible el antioxidante permisible no debe exceder 24-mg/L.
- 9) El Método de Prueba D-381 del ensayo de goma existente puede proporcionar un medio para detectar el deterioro de la calidad o contaminación, o ambos, con productos más pesados después de la distribución de la refinería al aeropuerto.
- 10) Se aplica sólo cuando se utiliza un aditivo de conductividad eléctrica; cuando un usuario especifica un combustible conteniendo aditivo de conductividad, los siguientes límites de conductividad se deben aplicar en la condición del punto de uso: Mínimo 50-pS/m Máximo 450-pS/m. El vendedor debe reportar la cantidad agregada de aditivo.

Nota: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.

c) KEROSENES:

KEROSENE DE ILUMINACIÓN (KEROSINA)

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.14:04 Productos de Petróleo. Kerosene de Iluminación. Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.

Tabla No.7

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM ^{a)}	VALORES ^{b)}
Color Saybolt	-----	D-156	+ 16 mín.
Corrosión tira de cobre, 3 h, 100°C (212°F)	-----	D-130	No.3 máx.
Azufre mercaptano ^{c)}	% masa	D-3227	0,003 máx.
<u>Contenido de azufre total:</u> No. 1-K (Kerosene grado especial de bajo azufre) No. 2-K (Kerosene grado regular)	% masa	D-1266	0,04 máx 0,3 máx



Punto de Congelamiento	°C	D-2386	-30 máx.
Punto de Inflamación ("Flash Point")	°C	D-56	38 mín.
Viscosidad Cinemática a 40°C	mm ² /s	D-445	1,0 - 1,9
Calidad de Quema	-----	D-187	Pasar
Destilación:	°C	D-86	205 máx.
10% recuperado	°C		300 máx.
Punto final de ebullición			

- a) Los métodos de prueba indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.
- b) Kerosene de Iluminación para usos no domésticos con características diferentes a las especificadas, excepto el contenido de azufre, podrán ser objeto de negociación / contratación entre las partes interesadas, previa autorización del Organismo o Ente Nacional Competente de cada país.
- c) La determinación de Azufre Mercaptano se puede evitar si el combustible se considera dulce por el método de prueba D-4952.

KEROSENE DE AVIACIÓN (JET A-1)

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.13:04 Productos de Petróleo. Kerosene de Aviación (Jet A-1). Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.

Tabla No.8

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	VALORES
COMPOSICIÓN			
Acidez Total	mg KOH/g	D-3242	0,10 máx.
Aromáticos	% volumen	D-1319	25 máx.
Azufre Mercaptano ¹⁾	% masa	D-3227	0,003 máx.
Azufre Total	% masa	D-1266, D-1552, D-2622, D-4294 ó D-5453	0,30 máx.
VOLATILIDAD			
<u>Destilación:</u>		D-86	
10% recuperado	°C		205 máx.
50% recuperado	°C		Reportar
90% recuperado	°C		Reportar
Punto Final de Ebullición	°C		300 máx.
Residuo	% volumen		1,5 máx.
Pérdidas	% volumen		1,5 máx.
Punto de Inflamación ("Flash Point")	°C	D-56 ó D-3828 ²⁾	38 mín.
Densidad a 15 °C	kg/m ³	D-1298 ó D-4052	775 - 840



FLUIDEZ Punto de congelamiento Viscosidad a - 20 °C	°C mm ² /s ⁷⁾	D-2386, D-4305 ⁵⁾ , D-5901 ó D-5972 ⁶⁾ D-445	- 47 ⁴⁾ máx. 8,0 máx.
COMBUSTIÓN Calor neto de combustión Uno de los requerimientos siguientes se debe cumplir: (1) Número de luminómetro (2) Punto de humo, ó (3) Punto de humo, y Naftalenos	MJ/kg ----- mm mm % volumen	D-4529, D-3338 ó D-4809 D-1740 D-1322 D-1322 D-1840	42,8 ⁸⁾ mín. 45 mín. 25 mín. 18 mín. 3,0 máx.
CORROSIÓN Tira de Cobre, 2 h a 100 °C	-----	D-130	No.1 máx.
ESTABILIDAD TÉRMICA JFTOT (2,5 h a temperatura de control mínima de 260°C) Caída de Presión en Filtro Depósito en tubo, menor que	kPa(mm Hg) -----	D-3241 D	3,3(25) máx. Código 3 ⁹⁾
CONTAMINANTES Gomas existentes Reacción al agua: Clasificación Interfacial	mg/100 ml -----	D-381 D-1094	7 máx. 1 b máx.
ADITIVOS Conductividad Eléctrica	pS/m	D-2624	¹⁰⁾

- 1) La determinación de Azufre Mercaptano se puede evitar si se considera "combustible dulce" a través de la Prueba Doctor descrita en el método D-4952.
- 2) Los resultados obtenidos por los Métodos D-3828 pueden estar 2 °C más abajo que los obtenidos por el Método de Prueba D-56, el cual es el método preferido. En caso de disputa se debe aplicar el Método D-56.
- 4) Otros Puntos de Congelamiento se pueden convenir entre el vendedor y el comprador.
- 5) Cuando se utiliza el Método de Prueba D-4305, usar sólo el Procedimiento A, no use el Procedimiento B, El Método de Prueba D-4305 no se debe utilizar sobre muestras con viscosidad mayor que 5,0 mm²/s a -20 °C. Si la viscosidad no se conoce y no se puede obtener por medio de lote(s) ("batch") certificado(s), entonces se deberá medir. La viscosidad debe reportarse cuando se reportan los resultados del Método de Prueba D-4305. En caso de disputa, el Método de Prueba D-2386 debe ser el método árbitro.
- 6) El Método de Prueba D-5972 puede producir un resultado mayor (más caliente) que el del Método de Prueba D-2386 sobre combustibles de corte amplio tales como Jet B o JP-4. En caso de disputa, el Método de Prueba D-2386 debe ser el método árbitro.
- 7) 1 mm²/s = 1 cSt.
- 8) Para todos los grados utilice la Ecuación 1 o la Tabla 8 del Método de Prueba D-4529 o la Ecuación 2 del Método de Prueba D-3338. El Método de Prueba D-4809 se puede utilizar como alternativo. En caso de disputa, se debe utilizar el Método de Prueba D-4809.
- 9) Las clasificaciones del depósito de tubo se deben reportar siempre por el Método Visual; una clasificación por el método de densidad óptica para la Clasificación del Depósito de Tubo (TDR) es deseable, pero no mandatorio.
- 10) Si se usa aditivo de conductividad eléctrica, la conductividad no debe exceder 450 pS/m en el punto en el cual se usa el combustible. Cuando el comprador especifique la conductividad eléctrica aditiva, ésta deberá estar entre 50 y 450 pS/m bajo las condiciones del punto de entrega. 1 pS/m = 1 x 10⁻¹² Ω⁻¹ m⁻¹



Nota: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.

d) ACEITE COMBUSTIBLE:

ACEITE COMBUSTIBLE DIESEL

Debe cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.02.17:06 Productos de Petróleo. Aceite Combustible Diesel. Especificaciones**; aprobado por medio de la Resolución numero 187-2006 (COMIECO-XL) y publicado en el Diario de Centroamérica el 04 de enero de 2007 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 004-2007 del Ministerio de Economía de fecha 02 de enero de 2007.

Tabla No. 9

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	VALORES
Apariencia	-----	D-4176	Claro y Brillante ^(a)
Aditivos	-----	-----	Reportar ^(b)
Color ASTM	-----	D-1500	Reportar
Índice de cetano calculado	-----	D-976	45 mín.
Número de cetano ^(c)	-----	D-613	45 mín.
Corrosión tira de cobre, 3 h, 50 °C.	-----	D-130	No.2 máx.
Contenido de cenizas	Fracción de masa (% masa)	D-482	0,01 máx.
Contenido de azufre total	Fracción de masa (% masa)	D-129	0,50 máx. ^(d)
Residuo de carbón Conradson en 10 % residuo (Nota 1)	Fracción de masa (% masa)	D-189	0,10 máx.
Residuo de carbón Ramsbottom en 10 % residuo (Nota 1)		D-524	0,13 máx.
Agua y sedimentos	Fracción de volumen (% volumen)	D-2709	0,05 máx.
Punto de inflamación (Flash Point)	°C	D-93	52 mín.
Gravedad API a 15,56 °C (60 °F) o densidad a 15 °C	°API kg/m ³	D-287 D-1298	Reportar
Punto de escurrimiento	°C	D-97	Reportar
Punto de enturbamiento	°C	D-2500	0 máx. ^(e)
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm ² /s ^(f)	D-445	1,9 - 4,1



<u>Destilación:</u> 10 % recuperados 50 % recuperados 90 % recuperados Punto final de ebullición	°C °C °C °C	D-86	Reportar Reportar 360 máx. Reportar
Aromáticos	Fracción de volumen (% volumen)	D-1319	Reportar ⁽⁹⁾

(a) Si el producto cumple con los valores establecidos en este reglamento, se considerará apto para la venta aún cuando su apariencia no sea clara y brillante.

(b) La información que se debe presentar para cada aditivo que se agregó a este producto es la siguiente:

- Hoja de Datos de Seguridad del Material (“Material Safety Data Sheet”)
- Proporción agregada del aditivo (mezcla)
- Propiedad del producto que el aditivo genera o mejora en el mismo, ejemplo: antiespumante, antioxidante, detergente, etc.

Si se mantiene la fuente de suministro, la información se debe proporcionar únicamente una vez, pero debe informar al Ente Nacional Competente, cada vez que éste cambia de aditivo y también cuando se cambia la fuente de suministro.

(c) Si el valor del Índice de cetano calculado es menor a 45 se debe realizar la prueba del número de cetano.

(d) 1 mm²/s = 1 cSt.

(e) Reportar indicando el resultado obtenido de acuerdo al método, por un período de un año y evaluar en los siguientes tres meses, con el propósito de definir si se mantiene reportar o se define un valor numérico.

Nota 1: Los límites que aquí se indican son los parámetros que debe cumplir el Aceite Combustible Diesel antes de la adición de mejoradores de Cetano del tipo Nitratos de Alquilo; si se determina su presencia mediante el método ASTM D-4046, el límite máximo para el residuo de carbón debe ser 0,35% masa, tanto por el método Conradson (ASTM D-189) como Ramsbottom (ASTM D-524).

En este caso, debe presentar a la Dirección General de Hidrocarburos el certificado de calidad en donde se indique los valores iniciales de número cetano del aceite combustible Diesel utilizado como base, residuo de carbón, el porcentaje de mezcla de nitrato de alquilo y el valor obtenido por medio del método ASTM D-4046.

Nota 2: Los métodos ASTM indicados son los aprobados como métodos árbitros. Otros métodos aceptables se indican en dicho reglamento técnico centroamericano.



ACEITE COMBUSTIBLE No. 6 (FUEL OILS GRADE No. 6) O BUNKER C

Tabla No. 10

Características y especificaciones de calidad del aceite combustible No. 6 (Fuel Oils No.6) o Bunker C

CARACTERÍSTICA	UNIDADES	MÉTODO ASTM	METODO ALTERNATIVO	VALORES ^(a)
Contenido de azufre total	% masa	D-129	D- 1552, D-2622, D-4294	3,0 máx.
Residuo de carbón Conradson, ó Residuo de carbón Ramsbottom	% masa	D-189 D-524	D-4530	Reportar ^(d) Reportar ^(d)
Agua y sedimentos	% volumen	D-95 + D-473	D-1796	2,0 ^(b) máx.
Punto de inflamación (Flash Point)	°C	D-93		60 mín.
Gravedad API a 15,56 °C (60 °F) o Densidad	°API kg/m ³	D-287 D-1298	D-4052	Reportar
Viscosidad Cinemática a 50 °C	mm ² /s ^(c)	D-445		Reportar ^(d)
Punto de Escurrimiento	°C	D-97	D-5949, D-5950, D-5985	24 máx.
Contenido total de cenizas	% masa	D-482		0,1 máx.
Asfaltenos	% masa	D-3279		Reportar ^(d)
Poder calorífico inferior	MJ/kg	D-240	D-4868	40 mín
<u>Metales contaminantes:</u> Vanadio (V)	mg/kg	D-5863		Reportar. ^(d)

^(a) Aceites combustibles para usos industriales con valores diferentes a los especificados, excepto el contenido de azufre, podrán ser objeto de negociación / contratación entre las partes interesadas, previa autorización de la Dirección General de Hidrocarburos.

^(b) La cantidad de agua por destilación por el método ASTM D-95 + la extracción del sedimento por el método ASTM D-473, no debe exceder la cantidad indicada en esta tabla; la cantidad de sedimento por extracción no debe exceder 0,50 % masa, y se debe hacer una deducción en la cantidad para toda agua y sedimento en exceso de 1,0 % masa.

^(c) 1 mm²/s = 1 cSt

^(d) Reportar indicando el resultado obtenido de acuerdo al método, por un período de un año y evaluar en los siguientes tres meses, con el propósito de definir si se mantiene reportar o se define un valor numérico.

e) ACEITES LUBRICANTES:

ACEITES LUBRICANTES PARA MOTORES A GASOLINA O MOTORES DIESEL

Deben cumplir con las especificaciones establecidas en el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.15:04 Productos de Petróleo. Aceites Lubricantes para**



motores a gasolina o motores Diesel. Especificaciones; aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.

f) GRASAS Y OTROS PRODUCTOS PETROLEROS:

GRASAS Y OTROS PRODUCTOS PETROLEROS

Las grasas lubricantes y otros productos petroleros que no aparezcan en la presente nómina de productos petroleros con sus respectivas denominaciones, características y especificaciones mínimas de calidad, deberán satisfacer las especificaciones técnicas internacionales, tomándose la última versión vigente, recomendadas y aceptadas por la industria petrolera.

g) ASFALTOS:

ASFALTOS

Deben cumplir con el Reglamento Técnico Centroamericano **RTCA 75.01.22:04 Productos de Petróleo. Asfaltos. Especificaciones;** aprobado por medio de la Resolución numero 142-2005 (COMIECO-XXXII) y publicado en el Diario de Centroamérica el 17 de octubre de 2005 en cumplimiento del Acuerdo Ministerial No. 0662-2005 del Ministerio de Economía de fecha 10 de octubre de 2005.

ARTICULO 5. Para la Gasolina Superior, Regular, GASOHOL 90/10, Aceite Combustible Diesel, otro método reconocido como alternativo a parte de los indicados en los Reglamentos Técnicos Centroamericanos es la utilización del equipo de PETROSPEC, para las pruebas que allí se realicen.

ARTÍCULO 6. DEROGACIÓN: Se deroga el Acuerdo Número AG-192-2006 de este Ministerio emitido con fecha veintiuno de noviembre de dos mil seis y todo Acuerdo anterior que contenga Nomina de Productos Petroleros.

ARTÍCULO 7. VIGENCIA: Este acuerdo entrará en vigor a partir del 01 de diciembre del 2008.



COMUNÍQUESE,

CARLOS MEANY VALERIO
EL VICEMINISTRO

ALFREDO A. POKUS YAQUIÁN
VICEMINISTRO