

República Argelina Democrática y Popular
Ministerio de Enseñanza Superior



Universidad de Orán
Facultad de Letras, Lenguas y Artes
Departamento de Lenguas Latinas
Sección de Español
Memoria de Magister
Opción : Civilización
Tema:

**Semiología del Petróleo y Estrategias Energéticas Alternativas en
Venezuela, Siglos XX-XXI**

Bajo La dirección del
Pr.TERKI HASSAINE Ismet
Co director: Sr.NEGAOUI Salah

Presentado por :
Sra.NÂAB Houaria

Miembros del jurado:

Presidenta : Pra. KHELLADI Zoubida.
Director : Pr. TERKI HASSAINE Ismet
Vocal : Dra. MOUSSAOUI Meriem.

Año académico: 2011 – 2012



Dedicatorias

Dedico el fruto de mi modesto trabajo, ante todo, a mis queridos e inolvidables padres que me acompañan siempre en lo más profundo y hondo de mi sendero. Gracias a ellos he alcanzado a concretizar sus deseos y esperanzas como aquellos granos que crecen tiernamente desde sus raíces por donde corren mis sueños filiales.

A mí querido esposo Sofiane que me ha ayudado mucho durante el proceso de consagración de mi proyecto de investigación.

A mis pequeñitos ángeles Anfal y Omar Farouk,

A mis hermanas khaira, Mokhtaria y Dalila.

A todos mis hermanos sobre todo Amine.

A todas mis amigas sin excepción y a todas aquellas que me conocen.



Agradecimiento

Mis sinceros agradecimientos se dirigen a mi tutor de tesis el señor Salah Negaoui por su orientación académica y su modesta y constante contribución a la consagración plena de este trabajo de investigación.

Con la misma gratitud quería agradecer en particular, a mi director de Tesis el Profesor TERKI HASSAINE Ismet.

Le agradezco su gran esfuerzo y colaboración, sus consejos y su rigor metodológico.

Expreso igualmente mi reconocimiento a la Profesora KHELLADI Zoubida y al Doctora MOUSSAOUI Meriem. por haber consagrado su tiempo a leer y a examinar nuestro modesto trabajo.

Mis reconocimientos van, asimismo, a todos mis profesores del Departamento de Estudios Hispánicos e Hispanoamericanos, con una mención especial a la profesora Fatma Benhamamouche, Responsable de los Estudios de Post- grado, dentro del cual se inserta mi modesta investigación sobre las energías convencionales y alternativas.



Plan de trabajo

Índice

Siglas y abreviaturas

Introducción.....p.1

Capítulo I

Historia y origen del petróleo.

I. Historia contemporánea del petróleo en Venezuela.....p.4

II. Consideraciones geográficas, políticas y sociales.....p.10

II. 1. Características económicas.....p.10

II .2. Estadísticas de la industria petrolífera.....p.12

III. Historia y origen del petróleo.....p.14

III .1. Las crónicas de las Indias y el petróleo.....P.14

III .2. Los viajeros del siglo XIX y el petróleo.....p.15

III .3. Primeras concesiones en el siglo XIX.....p.18

IV. El cártel internacional del petróleo.....p.24

IV .1. Presencia del cártel en Venezuela.....p.27

IV .2. Motivación del nuevo plan cuatrienal.....p.27

IV .3. Cártel y la exploración de petróleo.....p.27

3. a. Exploración y perforación de yacimientos de petróleo.....p.27

3. b. Reservas de hidrocarburos.....p.29

3. c. producción de petróleo crudo.....p.29

3. d. las compañías extranjeras y la extracción de Crudo.....p.31

3. e. Producción de gas natural.....p.31

3. f. Refinación.....p.33

3. g. Refinerías en Venezuela.....p.36

3. h. Oleoductos y gasoductos.....p.36

IV.4. Consumo nacional.....p.37



IV .5. Consumo per -cápita.....	p.37
IV .6 Estación del barril del cártel.....	p.37
IV.7. Exportación de petróleo.....	p.40
IV .8. Rentas de las compañías petroleras y la fiscalía.....	p.42
IV .9. Correlación entre utilidad e inversión.....	p.44

Capítulo II

La estrategia energética actual de Venezuela.

I .Venezuela y sus proyectos energéticos.....	p.47
I .1. Nacionalización del petróleo.....	p.49
I .1. a . Consecuencias de la nacionalización petrolera.....	p.51
I.2. Petróleos de Venezuela (P.D.V.S.A).....	p.53
I.3. Localización de las cuencas petrolíferas venezolanas.....	p.54
3. a. Cuenca Maracaibo Falcón.....	p.54
3. b. Cuenca Oriental.....	p.54
3. c. Cuenca Tuy Cariaco.....	p.55
3. d. Cuenca Apuré-Barinas.....	p.55
3. e. Faja petrolífera del Orinoco.....	p.55
I.4.Comercialización del petróleo venezolano.....	p.55
I.5.Cambios políticos y orientación socioeconómica.....	p.56
II. Mercado Sudamericano.....	p.57
II.1.Costos del proyecto.....	p.59
II.2. El anillo energético.....	p.59
II.3.La posición de Venezuela.....	p.60
II.4. La postura energética de la política peruana.....	p.60
II.5.Estrategia Bolivariana del gas natural.....	p.61



II.6. Integración o geopolítica.....	p.62
6. a. Competencia gasífera en el cono sur.....	p.62
6. b. Anillo energético y la integración geopolítica.....	p.63
III. Organización de Países Productores del Gas.....	p.65
III.1.Panorama general.....	p.65
III.2. Pertenencia.....	p.67
III.3.Petrocaribe y su importancia.....	p.68
III.4.Organización de Países Productores de Petróleo.....	p.70
4. a. Políticas de la OPEP.....	p.71
4. b. OPEP regulación y política de los precios.....	p.72
4. b.1.Politica de los precios.....	p.72
4. b.2.Regulacion de los precios.....	p.73
III.5.Reservas mundiales actuales.....	p.75
5. a. Producción y duración.....	p.75
5. b. Países del mundo con más petróleo en su subsuelo.....	p.76
5. c. Reservas regionales.....	p.77
5. d. Producción.....	p.78
5. e. Producción de petróleo en Venezuela en 2006.....	p.78
III.6.Refinación y obtención de productos petroleros.....	p.82
III.7.Proceso de refinación.....	p.84
7. a. Destilación.....	p.84
7. b. Conversión catalítica.....	p.84
7. c .Tratamiento.....	p.84
III.8.Oleoductos y gasoductos.....	p.86
8. a. Cómo funciona un oleoducto.....	p.86
III.9.La importancia del petróleo en Venezuela y en la economía mundial.....	p.87
III.10.Distribución de los productos derivados del petróleo.....	p.89



Capítulo III

Cooperación y desarrollo de las energías alternativas.

I. Cooperación energética entre Argelia y Venezuela.....	p.92
I.1.Estimaciones sobre la producción del petróleo en Venezuela.....	p.94
I.2.Comparación entre Argelia y Venezuela.....	p.99
1. a. La OPEP y aprovechamiento de las reservas.....	p.101
1. b. Impacto sobre los rendimiento.....	p.101
1. Organización empresarial, social, económica y política.....	p.102
II. El desarrollo de las energías alternativas en Venezuela.....	p.103
II.1 Definición de energías alternativas.....	p.104
II.2.Energías alternativas en Venezuela.....	p.105
2. a. Potencial de energías alternativas.....	p.105
2. b. Programa de & d.....	p.106
II.3.Energías alternativas y el petróleo.....	p.109
II.4.Fuentes de energías alternativas.....	p.111
4.1. La energía.....	p.111
1. a. Energía solar.....	p.112
1. b. Energía hidráulica.....	p.112
1. c. Energía eólica.....	p.112
1. d. Biomasa.....	p.113
Conclusión.....	p.114
Fuentes Bibliográficas Básicas.....	p.117
Esquema Técnico – Económico.....	p.120
Glosario de Términos Técnicos.....	p.120
Índice onomástico.....	p.140
Anexos.....	p.142

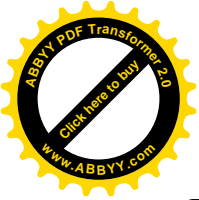


Siglas y abreviaturas

- AD: Acción Democrática.
- AIE : Agencia Internacional de Energía
- API: Gravedad específica.
- BBL/D: Millones de barriles al día.
- BCV : Banco Central de Venezuela
- BD : Barril Diario
- BM : Banco Mundial
- BID : Banco Internacional de Desarrollo
- CODELGO: Compañía Chilena de Cobre.
- CO₂: Dioxido de carbono.
- CVP : Corporación Venezolana del Petróleo
- EA: Energías Alternativas.
- EAU: Emiratos Árabes Unidos.
- EE.UU: Estado-Unidos de norte América.
- ESPE: Empresa Social de Producción Energética.
- EPS: Empresa de Producción Social.
- FPEG: Foro de Países Exportadores de Gas.
- GASPROM: Compañía Rusa de Petróleo y Gas.
- GNL : Gas Natural Licuado
- GPL : Gas de Petróleo Liquido (Gas Propano)
- H₂S: Sulfuro de hidrogeno.
- H₂O: Agua.
- IAP : Instituto Argelino de Petróleo
- KW: Kilowatt/día
- MENPET: Ministro de Energía, Petróleo y transporte.
- MEP: Ministerio de Energía y Petróleo.
- MEP: Millones equivalentes Petróleo.
- MIC-IX: Codificación de un pozo de petróleo.
- M²: Metros cuadrados



- M³: Metro cubico.
- MIR: Movimiento de Izquierda revolucionaria.
- MPCG: Millones de pies cúbicos de gas .
- OCDE : Organización Cooperación y Desarrollo Económico
- OPAEP : Organización de País Árabes Exportadores de Petróleo
- OPEP : Organización de países Exportadores de petróleo
- OPEG : Organización de países Exportadores de Gas
- OPEGASUR: Organización de Países Productores de Gas de Sud América
- OPU : Office de publication Universitaire
- PDVSA : Petróleos de Venezuela
- PEL: Panorama Económico Latino Americano.
- PFB: Empresa petrolera estatal bolivariana.
- PIB: Porcentaje Bruto por habitante (per- capita).
- PM: Plata forma Marina.
- PODE : Petróleo y Otros Datos Estadísticos
- TCF: Trillones de pies cúbicos.
- TN: Territorio Nacional.
- UNESCO: Organización de las Naciones Unidas para la educación, la ciencia y la cultura.
- US\$: Moneda norte americana (dólar).
- UNEFM: Universidad Experimental Francisco de Miranda.
- UNIMET: Universidad Metropolitana de Caracas.
- ULA: Universidad de los Andes.
- USB: Universidad Simón Bolívar.



Introducción

El objetivo de nuestra investigación se basa en una evaluación técnica y sobre el concepto histórico del petróleo y el desarrollo de las energías alternativas.

En este contexto, intentaríamos destacar la importancia de dichos hidrocarburos en los campos científicos, políticos y económicos en relación con el ámbito geopolítico internacional.

Con este tema de investigación, a pesar de su contenido eminentemente científico y técnico, nos esforzaríamos para lograr resultados conceptuales y operativos semánticamente, que se relacionan, modestamente, con nuestro objetivo académico – científico y que corresponde al método técnico aplicable a los estudios geológicos o sea los hidrocarburos, su composición, formación, etc. (Ver Arthur Holmes, “La vida, como productora de combustibles: Hulla y petróleo”, en Geología física).

Para la elaboración de nuestro proyecto de investigación ha sido necesario hacer un análisis básico sobre el origen del petróleo y la evolución y desarrollo de las energías convencionales y renovables. Partiendo de estas consideraciones, cabe formular la siguiente pregunta ¿Cuáles serían las perspectivas e importancia de los hidrocarburos?

Hemos escogido este tema por la importancia que encierra desde una perspectiva lexicográfica o semántica, rica y compleja en términos técnicos, distantes del universo fantástico de la literatura.

Cuando se analizan las relaciones energéticas se entiende que son bilaterales y en muchos casos antagónicos entre unos países productores de crudo y gas, con una gestión económicamente ineficiente de sus recursos naturales, y unos países consumidores cuyas economías y poblaciones dependen de estos recursos fundamentales para el desarrollo material, industrial y científico de la civilización actual.



Así, energéticamente, el mundo es dicotómico hay unos países que venden crudo y gas y otros que lo compran. En este paradigma energético ambivalente, el Magreb queda del lado de los que venden crudo y gas; fundamentalmente porque en su espacio territorial se encuentran dos países productores relevantes Argelia y Libia.

Esta visión del mundo energético suele conllevar un análisis de las relaciones energéticas entre Argelia y Venezuela desde una óptica vital y estratégica del espacio geo-energético en consonancia con la dimensión de seguridad energética, de la demanda y de la oferta a precios justos y equilibrados.

A / Un espacio geográfico el que se dan determinadas relaciones entre los distintos protagonistas energéticos, los Estados productores, las empresas y los gobiernos de los países consumidores que actúan en él.

B / Un espacio en el que los intercambios de bienes energéticos puedan ser la base para la constitución de una comunidad de seguridad que se crea a partir de la integración entre sus miembros.

Como hemos señalado, nuestro tema es de índole científico y económico, partiendo del análisis del tema central “la semiología del petróleo y el desarrollo de las energías alternativas”, consta de tres partes esenciales: la primera parte está dedicada al planteamiento del concepto histórico del petróleo, analizando los principales aspectos relacionados con el tema del petróleo (la historia del petróleo en Venezuela).

La segunda parte se relaciona con la política energética actual de Venezuela, que se basa en tres fundamentos esenciales:

Primero, el desarrollo nacional, segundo la política energética continental, y por último la estrategia internacional.

El tercer capítulo se relaciona con el estudio del concepto cooperación energética, económica, política, ideológica, y cultural entre Argelia y Venezuela, como también trata de la importancia de las energías renovables (alternativas). Estas fuentes energéticas del futuro tales como la eólica, la biomasa, la fotovoltaica constituyen



algunas premisas para resolver las cuestiones de la biodegradación ecológica, la protección de la naturaleza y de las necesidades fundamentales de la humanidad.

En resumen, habría que señalar que hemos encontrado algunos problemas y dificultades en lo que concierne las fuentes bibliográficas, es decir, la documentación apropiada y necesaria para la elaboración de nuestro proyecto de investigación, en este campo técnico – científico.



Primer capítulo

HISTORIA Y ORIGEN DEL PETRÓLEO (1864-1974)



I. Historia contemporánea del petróleo en Venezuela

En las primeras décadas del siglo xx comienza uno de los períodos más importantes de la historia económica y social de Venezuela , porque en él se establecen los elementos fundamentales de la transformación estructural del país : se multiplican las inversiones del capitalismo financiero internacional , se desarrollan , de modo incipiente , algunos sectores y, en lo fundamental se configura una estructura económica que impone a Venezuela la condición de área dependiente de los países capitalistas cuya política es expresión de las necesidades de los monopolios .

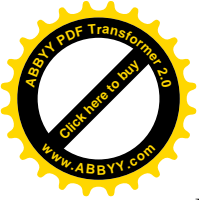
En el cuadro histórico económico de esta transformación del capitalismo fueron organizados los monopolios petroleros ⁽¹⁾ , en 1862 ,o sea, tres años después de haberse iniciado la explotación del petróleo en Pensilvania , John D , Rockefeller realizó su primera inversión en esas actividades , y en 1865 organizó una empresa con estos mismos objetivos , esta empresa se unificó, en 1870, con las plantas de Harkness y Flagler, surgiendo de este modo la Standard Oil Company ,con capital de un millón de dólares.

Gracias al grupo Rockefeller se centran, rápidamente, los intereses relacionados con la refinación y el transporte del petróleo adquirido en Pensilvania desde 1865 , con una producción de 600 barriles diarios, seis años más tarde monopolizaba la casi totalidad del petróleo de EE ,UU .

Entre 1872 /1874 su capital aumentó diez veces, hacia 1880 controlaba el 95% de la producción petrolera americana y en 1881 la Standard Oil Company estaba, ya formada por 39 compañías petroleras, con un capital de 75 millones de dólares ⁽²⁾ .

¹. BRIETO, FEDERICO, (1967); *Venezuela Siglo xx*, la Habana, Casa de las Américas, p11.

². *Ibid.*, p12.



Este consorcio explotaba dos mil setecientos pozos y posee un capital que se estimaba en 256 millones de dólares. En 1899 reaparecería con el nombre de Standard Oil of New Jersey por sentencia de la Suprema corte de EE.UU.

En los últimos años del siglo XIX y las dos primeras décadas del XX realiza una firme política de expansión; en 1888 organiza su primera filial extranjera, la Anglo-América. Oil Company, destinada a controlar sus negociaciones con las Islas Británicas; en 1898 esta filial controla la imperial Oil Company del Canadá, en 1904 organiza la Romano Americana, en 1912 se establece firmemente en las Indias Holandesas; en 1914 constituye la Internacional Petroleum, con el objetivo de explotar el petróleo peruano, en 1919 obtiene un 58% de interés en la Hunble Oil Company ; en 1920 lleva al medio oriente por intermedio del Irak Petroleum ,en 1921 organiza la Standard Oil Company en Venezuela y en 1928 la Creol Petroleum Corporation.

Al finalizar la segunda mitad del siglo XX, la Standard Of New jersey controlaba el 23% de la producción petrolera, el 69% de los oleoductos, refinaba el 44% del petróleo crudo y distribuya el 60% de la gasolina en EE.UU. Solo, la Standard Oil Company repartió desde 1911 a 1924.1, 619, 956,006 dólares y las diversas filiales del consorcio .

General Santander, ligado siempre al mismo círculo monopolista habrá incrementado sus capitales en términos astronómicos de algunas empresas:

1-La Standard Oil Of New York fundada en 1882 con un capital de 3000 000 de dólares tenía en 1992 un capital de 6858000000 de dólares.

2- la Standard Oil of New Jersey fundada en 1889 con un capital de 3000000 de dólares repartió dividiéndose por 210000000 de dólares.

Esta expansión del consorcio Standard utilizando infinidad de nombres para evadir la acción de la ley anti-trust⁽³⁾, su poder real manifestado en los capitales

³. Ibid., p13.



concentrados, en su influencia en las instituciones fundamentales del estado, capaz de utilizar todos los mecanismos para monopolizar el petróleo, transformó el grupo Rockefeller en uno de los núcleos más poderosos de la oligarquía financiera norteamericana.

La organización de la Standard y sus filiales inició sus actividades con la Royal Deutch Oil Company fundada en 1890, con capital de 1400000 florines, fueron establecidas otras compañías que estaban presentes en el capital anglo-holandés: Anglo Persian Oil, Deutch petroleum Verkauf y Shell, etc. Pero las que adquieren concesiones en el territorio venezolano, en orden cronológico, fueron la Royal Deutch Shell la British controlled Oil fields y la Standard Oil Company.

Las primeras concesiones fueron otorgadas a Venezuela. En efecto el 16 de diciembre de 1905, Eduardo Echenagucia obtuvo derecho para explotar todo el petróleo del Estado de Zulia.

El 31 de enero de 1907 Andrés .J. Vigas obtuvo derechos para explotar el petróleo en todo el Distrito Colón del Estado de Zulia.

EL 28 de febrero de 1907 fue otorgada una concesión a Antonio Aranguren Para explotar asfalto en los distritos bolerea y Maracaibo del Estado de Zulia. Esta concesión está transferida en 1913 a la Venezuela Oil concession, empresa filial del grupo Royal Deutch Shell.

El 13 de julio de 1907 .F .Jiménez Arriaz obtuvo concesión sobre medio millón de hectáreas en los distritos Acosta y Zamora del Estado Falcón y Distrito Silvia del Estado Lara y fue transferida a la North Venezuela Petroleum Company.

El 22 de Julio de 1907 Bernabé Planas recibió una concesión de medio millón de hectáreas en el Distrito Buchería con del Estado Falcón cuya transferida a la British controlled Oil Field .



Esta concesión constituye la norma de la política seguida por el Estado venezolano en las décadas iniciales de la era del petróleo. Ha sido una época de múltiples agresiones armadas norteamericanas contra Venezuela, las que se enfrenta con decisión del dictador Cipriano Castro exaltando un nacionalismo ⁽⁴⁾ que obstaculizaba la rapaz penetración de los colonizadores contemporáneos y el dominio de los monopolios internacionales en Venezuela. Había revolución contra el gobierno como la “revolución libertadora”; seguida, también, de las reclamaciones de las deudas contraídas con los países monopolistas con fin de realizar una política de concesiones sin ningún tipo de restricciones, se impone otra política petrolífera de Juan Vicente Gómez.

Para imponerse a Gómez los monopolios petroleros contaron con el apoyo de los políticos de la oligarquía de Caraqueña.

El ministro de relaciones exteriores José de Jesús Paul solicitó la intervención armada de EE.UU para sostener en el poder de Juan Vicente Gómez, efectivamente, el 21 de diciembre zarpaba hacia Venezuela el acorazado Maine y el 23 el Des Moines y North Carolina. En uno de ellos venía, a título de Comisionado Especial, el contralmirante W.I Buchanan.

El 13 de febrero de 1909 Gómez en nombre de Venezuela suscribió un acuerdo ⁽⁵⁾ con Buchanan mediante el cual el país renunciaba a la actitud asumida por Castro frente a las reclamaciones de los consorcios norteamericanos.

Consecuente con esta política de sumisión colonial del gobierno Juan Vicente Gómez no había podido reiniciar la entrega de concesiones sobre el Subsuelo Venezolano.

⁴. Ibid., p15.

⁵. Ibid., p20.



En 1909, John Allen Treguelles en representación de The Venezuela Development Company Ltd; obtuvo una concesión territorial enorme de Petrolífera en doce Estados ,con duración de 30 años, comprendía una extensa área que inicia a los Estados de Cachería, Trujillo, Mérida, Zulia, Lara, Falcón, Carabobo, Yaracuy, Sucre, y territorios fundados, quedaron, fuera de los efectos de esta concesión .

Los impuestos se reducían, y para desarrollar la refinación en el país, el concesionario que refinara y vendiera estaba obligado a pagar la mitad del impuesto de los importadores petrolíferos.

La Venezuela Oil fiels Exploration Company, consorcio asociado a los concesionarios, se dedicaba a explorar, basando en los términos de la concesión, el Oriente venezolano levantó mapas y perforó un pozo en jurisdicción de Cumaná pero no extrajo petróleo y dejó el contrato caducara. La significación de esta explotación consistió en que estableció las normas generales de las que se otorgaron en ese período a ciudadanos venezolanos como intermediarios entre el Estado y los monopolios petroleros.

En 1918, finaliza la primera etapa de la explotación de capital financiero monopolista en Venezuela. Estas inversiones en la exploración y explotación de los yacimientos petroleros introducen modificaciones sustanciales especialmente, a partir de 1920 en la estructura económica y social del país.

En 1784 comenzaron a aplicarse en el territorio venezolano las ordenanzas de minería que reafirmaban el domino del Estado metropolitano sobre minas y materiales como líquidos de la tierra, principio que fue ratificado por Decreto Presidencial de Simón Bolívar, el 24 de Octubre de 1829 ⁽⁶⁾.

El 23 de enero de 1904 fue promulgada una ley de minas modificada el 23 de febrero de 1906 que no alteró del todo ese principio básico.

⁶. Ibid., p22.



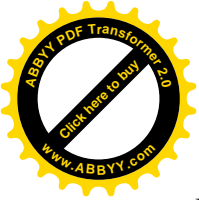
El 6 de Junio de 1921 el Congreso Nacional aprobó una nueva ley que incorporaba la mayoría de las modificaciones propugnadas por las petroleras.

- 1) La superficie de explotación se elevó hasta 120,000 hectáreas.
- 2) Los derechos iniciales de explotación fueron reducidos a Bs.7, en lugar de Bs. 10 por hectáreas.
- 3) Los impuestos sobre superficie se redujeron a las tierras del interior y fueron abolidas las restricciones sobre traspasos.
- 4) El artículo 50 de la ley de 1920 fue modificado en el sentido de que la obligación de explotar todas las parcelas seleccionadas fue sustituido por el pago de los impuestos fijos de la superficie inicial de explotación.

El desarrollo industrial de un país se determina por el desarrollo de su industria pesada, la destinada a la producción de bienes e instrumentos de producción, pero este fenómeno estaba ausente y muy lejos, en la economía venezolana de la realidad desde las primeras décadas del siglo XX. Los centros de explotación petrolera y el uso de las técnicas capitalistas más avanzadas representan una elevada inversión de capitales que fueron dedicados a la extracción de hidrocarburos y su exportación.

La estructura económica de Venezuela estaba representada por las formas de producción impulsadas por la inversión de capital petrolero que implican relaciones del modo capitalista de producción en el sistema global de relaciones pre capitalistas y latifundistas que en conjunto, continúan dominando en estas primeras décadas de la penetración imperialista en el renglón estratégico de los recursos energéticos.

La industria petrolera en Venezuela constituye el sector más importante, ya que es el noveno país productor de hidrocarburos. Cabe señalar, también, que 60% de este recurso está dirigido hacia el mercado exterior, por eso, Venezuela es el sexto exportador de petróleo después de Arabia Saudí, Noruega, Irán, los Emiratos Árabes Unidos y Rusia.



II. Consideraciones geográficas, políticas y sociales

La República Bolivariana de Venezuela ha sido proclamada y fundada por Simón Bolívar el 19 de abril de 1811. Venezuela es una República Federal ⁽⁷⁾, constituida por veintidós Estados y un Distrito Federal.

El clima es tropical, cálido y húmedo. También, sólo 4% de la tierra es cultivable; por eso, no hay mucha agricultura. Venezuela está situada entre Brasil Colombia y Guyana Británica y al norte con el Caribe y el Océano Atlántico. Tiene una población de casi veintisiete millones. La mayoría 87%, es urbana y vive en las ciudades como Caracas, la capital y otras ciudades principales como Maracaibo, Barquisimeto, San Cristóbal, Valencia, Carupano y Sucre. Dos tercios de la población son mestizos y dos por ciento (2%) son indios principalmente Yaruros , Guájiros y motilones, ubicados cerca de las fronteras con Colombia, Guyana Británica y Brasil. El noventa y seis por ciento (96%) de la población es de compasión católica.

La lengua oficial es el español, pero hay dialectos indígenas que se hablan.

II.1. Características Económicas

La economía de Venezuela es capitalista pero hay muchas empresas mixtas y públicas. Por eso, la economía Venezolana es llamada “Capitalismo del estado”.

El producto Interno Bruto (el PIB) de Venezuela se ha elevado en 186,3\$ ⁽⁸⁾ mil millones en el año 2006 y es el más importante de los países Latinoamericanos.

Su PIB per cápita es de 7,200\$, el quinto más importante de dicho continente. En año 1999 y 2004, Venezuela atravesaba una enorme depresión económica y el PIB ha conocido una etapa difícil. En el año 2004, el precio del petróleo aumentó y el PIB creció. Ver en el esquema siguiente.

⁷. Véase la definición según el diccionario Wikipedia.

⁸ www.P.D.V.S.A.com. Petróleo de Venezuela.

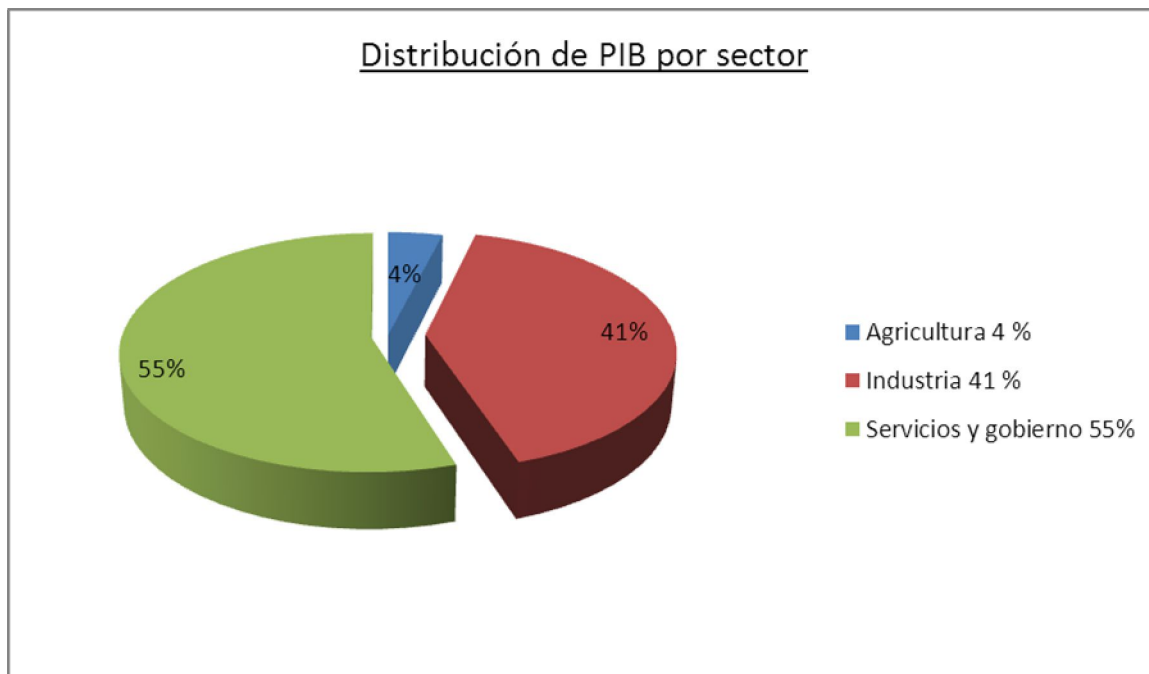


La tasa de desempleo es casi de 9%, muy baja en Latinoamérica, pero más de treinta y siete por ciento (37%) de la población vivía en la pobreza .

Esta distribución desproporcionada es la razón central por la que Hugo Chávez ha sido elegido presidente; las exportaciones venezolanas han alcanzado unos setenta mil millones en el año 2006, mientras que las importaciones de ciertos productos han alcanzado unos veintinueve mil millones.



GRÁFICO N o.1



PDVSA: empresa estatal de Venezuela. 2006.

II.2. Estadísticas de la industria petrolífera

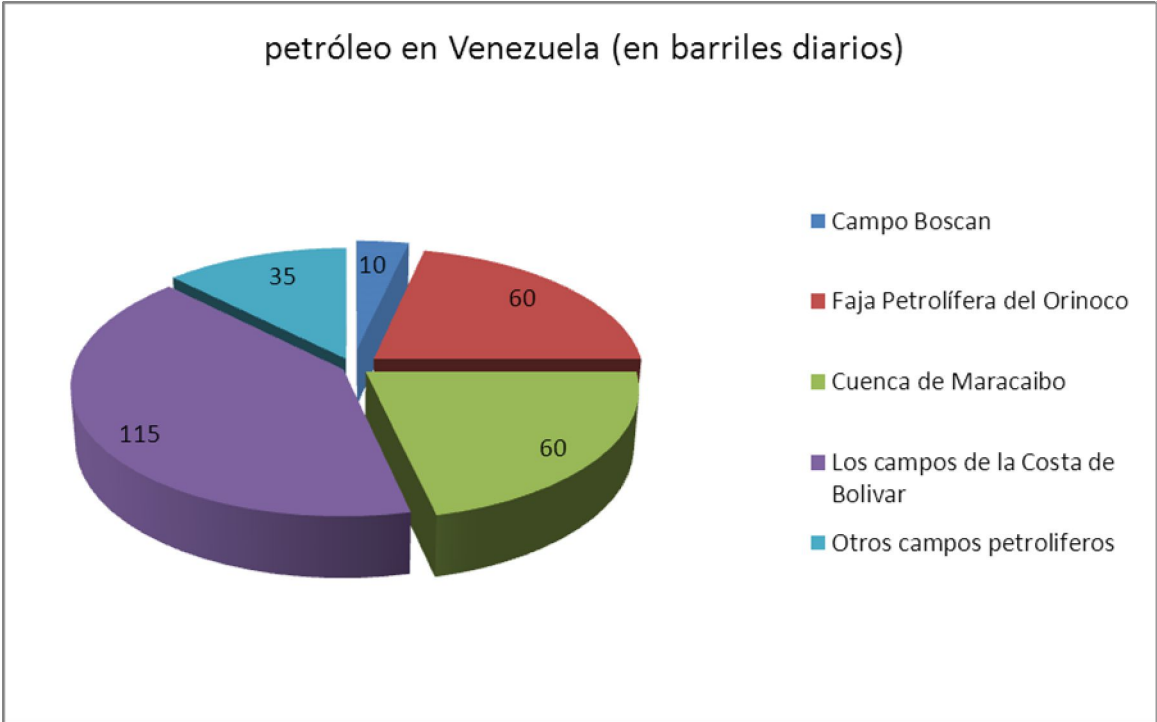
La industria petrolífera venezolana es la más grande en el hemisferio occidental. El petróleo responde de un tercio del PIB y casi ochenta por ciento (80%) de sus exportaciones energéticas.

Petróleos de Venezuela (PDVSA) declara que tiene una capacidad de producción de cuatro millones de barriles de petróleo cada día, pero sólo produce diariamente 3,3 millones de barriles. Según la Organización de Países Exportadores de Petróleo ⁽⁹⁾ el año 2006, Venezuela sólo ha producido 2,8 millones barriles de petróleo cada día.

⁹. OPEP. Organización de Países Exportadores petróleo datos del año 2006.



GRÁFICO N o.2

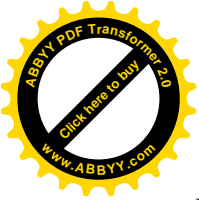


PDVSA

Exportaba unos 2,2 millones de estos barriles. Puede ver los grandes países productores de petróleo en el mundo en el esquema siguiente.

La parte en azul ⁽¹⁰⁾ es el porcentaje de su producción que cada país exporta .Por ejemplo, los Estados Unidos no exporta mucho petróleo, pero los Emiratos Árabes Unidos y Venezuela exportan comercialmente un enorme porcentaje de sus petróleos respectivos.

¹⁰. *Ibíd.* : P.D.V.S.A.Petróleos de Venezuela.



II. Historia y origen del petróleo

Antes de contextualizar la historia del petróleo en Venezuela a partir de las Crónicas de las Indias, es necesario plantear la siguiente pregunta: ¿Qué es el Petróleo?

Del petróleo se dice que es el energético más importante en la historia de la Humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor caudal energético que se consume en el mundo actual.

El petróleo ⁽¹¹⁾ (del latín, *petra*, roca, y *óleum*, aceite) es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas, lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, constituidos por átomos de carbono (C) e hidrógeno (H) y, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales por otra, se presenta de forma natural en bolsas o depósitos de rocas sedimentarias y en poros de las dunas Saharianas, en las charcas, etc.

Origen:

Factores para su formación:

- * Ausencia de aire.
- * Restos de plantas y animales.
- * Gran presión de las capas geológicas.
- * Altas temperaturas.
- * Acción de Bacterias.

II.1. Las crónicas de las Indias y el petróleo

Antes, los indígenas usaron, discretamente, el petróleo crudo (aceite) que se les ofrecía en las numerosas manifestaciones superficiales que existían en todas las

¹¹. FEDERICH.LAHEE, (1958), *Geología Practica* (trad.de la quinta edición americana por el Dr. Rafael Candel Vila, Ingeniero – Geólogo de la universidad de Estrasburgo, Barcelona, Ed.Omega.1958.p.339.



colonias españolas y aún, hoy, se aplica a los rezumaderos; usaron el petróleo crudo como impermeabilizados, mortero, iluminante y producto medicinal; como en algunas regiones, los Indígenas extendían mantas sobre las películas iridiscentes que se formaban en la superficie de arroyos y ríos, y una vez impregnadas las exprimían para recoger las fracciones livianas del aceite. Los menes fueron después objeto de la admiración de los conquistadores; de los indígenas aprendieron a usar la sustancia para calafatear “naos”, preparar sus armas e iluminar. Los bucaneros franceses e ingleses que asolaron el mar Caribe contra la Corona española, repararon sus buques con el petróleo crudo y el asfalto natural de los menes que bordean el lago Maracaibo.

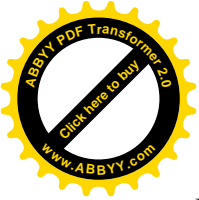
La primera referencia en la literatura universal ⁽¹²⁾ al petróleo crudo venezolano es de septiembre de 1535 y apareció en la historia natural y general de las Indias, Islas y Tierras firmes del Mar Océano por el primer cronista del Nuevo Mundo Capitán .

II.2.Los viajeros del siglo XIX y el petróleo

En los primeros años del siglo XIX, los naturalistas europeos visitaron Venezuela, en sus relaciones de viaje, se refirieron de diferentes maneras al petróleo venezolano.

Alejandro de Humboldt (quien había llegado a 16 de julio de 1799 con Aimé Bonplana a Cumaná) relacionó las ocurrencias de hidrocarburos las causas que producen terremotos e irrupciones volcánicas en la parte septentrional de la América del sur; Humboldt descubrió las técnicas utilizadas por los nativos que vivían cerca de los rezumaderos para aprovechar la brea y el asfalto, y preparó la primera lista de depósitos naturales de asfalto y fuentes termales en la zona costera que se extiende desde Trinidad Hasta Maracaibo .

⁽¹²⁾. AROYO, URBANEJA DIEGO, (1902), *Pueblo y Petróleo en la política de Venezolana del siglo xx*. Cepet, Caracas.



François Depones (1806) mencionó unos rezumaderos de petróleo al noreste del lago de Maracaibo, cercanos a una localidad que erróneamente llamo Mena y llegó a la curiosa conclusión de que los vapores que allí se emitían son causa del relámpago del Catatumbo (linterna de Maracaibo).

Otro francés, J.J Dauxion Lavaysse, se refirió brevemente (1813) a rezumaderos de petróleo que observó cerca de Cumaná y Barcelona en sus recorridos por Venezuela entre 1805-1807-1808.

En 1825, muestras de petróleo liviano de un rezumadero ubicado entre Escuque y Betijo que fueron enviadas al Reino Unido. (En la región por algunos años). El 24 de octubre de 1829, el libertador Simón Bolívar dictó en quinto el reglamento sobre minas reiterando la propiedad nacional de los recursos naturales sobre las minas de cualquier clase, de acuerdo con las condiciones expresadas en las leyes y en las ordenanzas de 1783.

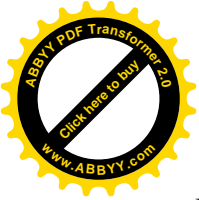
El Congreso de la República ratificó el decreto de Simón Bolívar el 29 de abril de 1830 y acepto su aplicabilidad a la nueva República.

El 3 de octubre de 1839, José María Vargas ⁽¹³⁾ informo por carta al secretario de Estado del Despacho de Hacienda y Relaciones Exteriores sobre los análisis que hizo a una muestra de petróleo que le enviaron del sitio de Pedernales, Cantón del Bajo Orinoco; Vargas se refirió, en general, a la existencia de hidrocarburos en territorio Venezolano y a la existencia del petróleo extraído de la provincia de Trujillo.

Se procedieron a las investigaciones para determinar la extensión, forma y profundidad del depósito, “atreviéndose a opinar” que el Estado podría “arrendar” la explotación de la mina. Los naturalistas alemanes dominaron el impulso al conocimiento del petróleo Venezolano, con sus minuciosas y exactas descripciones

¹³. José María Vargas: Nació en el 10 de marzo 1786 in la Gaira , fue Médico, científico, catedrático y rector de la Universidad de Caracas , además político y presidente de Venezuela. Murió en Nueva York en el 13 julio de 1854.(ESTADOSUNIDOS).

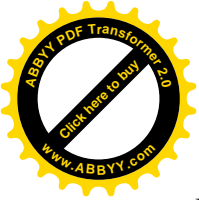
Véase el sitio www.WikiPedia.org .también, www.biograficas.com y Vidas.com / V.vargas.



geográficas y geológicas, durante la segunda mitad del siglo XIX. Herman Karsten publicó (1850) el primer sumario de geología sobre las regiones centrales y orientales de Venezuela en el Boletín de la Sociedad Geológica Alemana; al año siguiente, informó sobre un rezumadero de petróleo ubicado entre Escuque y Betijo que y desde Barranquilla (1852) sobre los abundantes rezumaderos de petróleo en muchos sitios del lago de Maracaibo. Durante el mismo año L. Von Buche publica en la Revista de la Sociedad Geológica de Berlín el primer fósil Venezolano, que apareció en efígie en la literatura universal, el Ammonites Tocuensis. En su informe ante la Sociedad Geológica de Londres, el 24 de octubre de 1860, G.P. Wall se refirió a depósitos de brea muy extendidos en la provincia de Maturín y en cantidades aún mayores cerca del Golfo de Maracaibo, así como a los volcanes de barro cercanos a Maturín. La Asamblea Constitucional del Estado Trujillo otorgó a Pascual Casanova una concesión petrolera por 20 años, para la explotación de “las minas”⁽¹⁴⁾ del cantón de Escuque, mediante el canon de arrendamiento de 20 pesos anuales. El 03 de septiembre de 1878, Manuel Antonio Pulido obtuvo del gobierno del Gran Estado de los Andes los derechos exclusivos para explotar “un globo de terreno mineralizado” de 100 Ha, a 15 Km al Suroeste de san Cristóbal; la concesión denominó cien minas de asfalto; el 12 de octubre, Pulido y J.A. Baldó, Román M. Maldonado, Carlos González Bona y otros.

Villa Fañe hijo y Pedro Rafael Rincones, registraron el contrato que estableció la primera compañía petrolera. Antes de un año Rincones viajó a Pensilvania para estudiar la industria petrolera y comprar equipos, el taladro de perforación a percusión llegó a la Alquitrana, el campo explotado por Petrolea, después de meses de trabajosos traslado; durante a barril de 1883, petrolea completó Eureka, su primer pozo productor. En total, Petrolea completó 14 pozos, de los cuales por lo menos la mitad resultaron productores, al propio tiempo, construyó en la Alquitrana una primitiva unidad de destilación con una capacidad de unos 2.000 litros diarios, Petrolea fue la

¹⁴. Las minas: o mina, yacimiento de mineral útil para su explotación.



primera compañía que explotó el petróleo venezolano ; hoy la llamaríamos una empresa integrada :exploró , perforó , refinó y vendió sus productos en el mercado local , incluso “exportó” Kerosene y otros derivados petroquímicos a Cúcuta y regiones vecinas .

Wall mostró las ubicaciones correspondientes. Contribuyeron decididamente al conocimiento de la riqueza en petróleo crudo del subsuelo venezolano. Arístides Rojas en la Opinión Nacional (1869) y en un libro sobre la Geografía de Venezuela (1870) , e informes en el Boletín del Ministerio de Fomento (1873) ,los trabajos de Adolfo Ernesto, Miguel Tejera en su libro Venezuela pintoresca e ilustrada (1875) ,a demás de publicaciones e informes científicos al respecto.

II .3. Primeras concesiones siglo XIX

En tanto, se dieron las primeras concesiones de asfalto y el 24 de agosto de 1865, la primera de petróleo crudo. Jorge Sutherland ⁽¹⁵⁾. Celebró contrato con el ciudadano norteamericano Camilo Ferrand por el cual concedió ,el derecho y privilegio exclusivo en el Estado de Zulia de taladrar , sacar y exportar petróleo o nafta bajo cualquier otra denominación que se conozca el aceite que existía en la tierra por término de 10 años , en razón de ser una industria desconocida en el país , pudiendo aumentar o extender este lapso , si así conviniera a los intereses de ambas partes; Ferrand perdió el privilegio antes de un año por no haber podido cumplir sus compromisos laborales .

En 2 de febrero de 1866 , la Asamblea Legislativa del Estado de Nueva Andalucía (hoy Sucre y Monagas) otorgó una concesión ⁽¹⁶⁾ a Manuel Olavarría para explotar petróleo en todo el Estado por un período de 20 años y el 19 Petrolea entrenó su personal enviándoles al exterior (en Estados Unidos , la industria petrolera apenas

¹⁵. Jorge Sutherland “general en jefe de los Ejercitos de la Unión y presidente constitucional del Estado Soberano de Zulia”.

¹⁶. BRIETO FEDERICO.op.cit.p.28.



llegaba al cuarto de siglo) ha sido una empresa , netamente , nacional y dentro de la tecnología de la época , exitosa en sus operaciones .Después de la constitución de petrolea , el ritmo contractual de concesiones se fue consolidando progresivamente .

En 1884, Sixto González recibió títulos para explotar petróleo y otros minerales en Guarecía; Manuel Cadenas Delgado para petróleo y ozoquerita en Betjoque y Escuque; Manuel Hernández López para los asfaltos y petróleos que existan en la Península de Paraguaná; José Andadle para petróleo y asfalto en Zulia, y Crisóforo Dacovich para explotar y refinar petróleo en Falcón y los Andes. El 20 enero de 1880, el Ministerio de Fomento contrató con Aníbal Dominici el derecho exclusivo de explotar y refinar petróleo en el territorio nacional. Graham Co. de Trinidad (1890) completó varios pozos poco profundos en la Brea, cerca de Pedernales que produjeron petróleo pesado; se construyó una pequeña refinería, pero se abandonó el proyecto.

Las actividades como es natural, se concentraron primero en el desarrollo y comercialización de los grandes depósitos de asfalto. La compañía inglesa Val de Través comenzó a explotar, en 1900, los yacimientos del área de Pedernales y la New York and Bermúdez en el lago de Guanaco, en 1901.

El presidente Cipriano Castro promulgó, el 14 de agosto de 1905, el régimen de la ley de Minas ⁽¹⁷⁾. instrumento jurídico de trascendencia , pues constituirá la base legal de las primeras concesiones , realmente , importantes para la evolución de la industria petrolera ; no obstante , la ley de Minas de 1905, solamente ,se refirió a “ las minas de asfalto , nafta , petróleo betún , ozoquerita o cera mineral “ en tres artículos de la sección XIV; se estableció , en ellos , un impuesto anual de Bs . 2 por ha .de superficie de la concesión, más una regalía de Bs. 4 por tonelada exportada ; la duración de los derechos fue por un lapso de 50 años y la explotación debía comenzar dentro de los 4 años siguientes al otorgamiento del título ; el reglamento de la ley se dictó el 23 de febrero de 1906.

¹⁷. Ley de Minas: “Es un instrumento jurídico de trascendencia, constituirá la base legal de las concesiones y es importante para la la industria petrolera.



En 1907, comenzó el ciclo de otorgamiento de concesiones que con el correr de los años, y por causa de los ricos yacimientos petrolíferos que contenían, se harían notables dentro del panorama histórico de la industria petrolera y petroquímica. El 31 de enero Andrés Jorge Vigas recibió una concesión en el área de Río de Oro, posteriormente traspasada a la Colón Development (Shell) ; el 28 de febrero, Antonio Aranguren recibió 1.000.000 ha para explotar asfalto en los distritos Bolívar y Maracaibo del Estado Zulia, extendida a yacimientos petrolíferos ⁽¹⁸⁾el 18 de junio de 1912; el 18 de marzo, a Francisco Jiménez Aráis se le otorgó una concesión de 500.000 ha en los distritos Acosta y Zamora del Estado Falcón y Silva del Estado Lara. Modificado el 3 de julio para incluir la exploración de petróleo.

Y el 22 de julio, el general Bernabé Planas recibió 1.000.000 ha para explotar petróleo, asfalto y otras sustancias en el distrito Buchivacoa del Estado Falcón .El 10 de diciembre de 1910, se otorgó una concesión a Juan Allen Tregelles y N. G. Buche, que contenía una provisión según la cual, por primera vez, se promovió la refinación en el país del petróleo producido, así como una estipulación que permita la expropiación de las áreas necesarias para los trabajos de explotación. A pesar de que en julio de 1911, la Venezuela Oil Fields Exploration completó un pozo de 100 m. de profundidad en Manicuaire , cerca de Cumaná , la concesión Tregelles revertió a la Nación al final de los 2 años del período exploratorio , el 10 diciembre de 1911 , pero el 2 enero de 1912 , Rafael Max Valladares recibió prácticamente los mismos 27.000,000 ha ; al día siguiente , Valladares pidió permiso al ministro de Fomento para tras par su concesión y , el 4 de enero , ya estaba transferida a la Caribbean Petroleum (Shell) . En septiembre de 1911, el geólogo Ralph Arnoldo ⁽¹⁹⁾ comenzó, junto con sus asociados, lo que ellos mismos con justeza han llamado “la primera gran cacería” por el petróleo venezolano; durante un año los investigadores completaron la

¹⁸. Yacimiento: Acumulación de petróleo y o gas o yacimiento petrolífero, es una formación geológica continua de roca prosa.

¹⁹. “*Métodos de prospección geofísica*” Op.cit.pp.734.791.



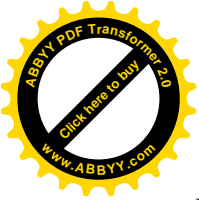
primera visión de conjunto sobre de la Geología de Venezuela; para el 27 de noviembre de 1912, la Caribbean recibió en sus oficinas el informe preliminar, donde se recomendó la selección de 87 lotes de 500 a lo es hoy zona petrolera de Monagas.

Anzoátegui, Falcón y Zulia, así como otros en Sucre, Nueva Experta y Trujillo; en particular, Arnoldo propuso la perforación inmediata del pozo Zumaque, cerca de Mene Grande. A la expiración del período exploratorio de la concesión de la Caribbean, por recomendaciones de Arnoldo, la compañía pidió 1,028 lotes de explotación con una superficie total de 512.000 ha; principalmente, alrededor de los rezumaderos de petróleo.

El 15 de agosto de 1913, la New York and Bermúdez descubrió el campo Guanaco, con la exitosa complementación del pozo Baba bue. El 15 de abril de 1914, la Caribbean, con el segundo descubrimiento, hizo avanzar con firmeza a Venezuela al panorama de la industria internacional del petróleo; Zumaque 1, a hora MG-1, descubrió el campo gigantesco de Mene Grande, a 120 km al sureste de Maracaibo.

Entre 114 y 1916, se descubrieron pequeñas acumulaciones en Totumo, Río de Oro y Tarra. En enero de 1917, entraron en operación dos líneas paralelas de 15 km. de longitud y 20cm de diámetro del campo de Mene Grande al terminal de San Lorenzo, sobre la ribera Oriental del lago de Maracaibo; las primeras operaciones de la refinería, una de las más modernas de su época, se realizaron el 17 de agosto; la primera exportación de petróleo desde el terminal de San Lorenzo fue en septiembre.

El 13 de diciembre de 1917, sin poder darse cuenta que se estaba descubriendo uno de los depósitos de petróleo crudo más grandes del mundo, la Venezuelan Oil Concesions (Shell) completó, exitosamente, el pozo exploratorio Santa Bárbara 1, a hora R-2. El 27 Junio de 1918, se promulgó la duodécima y última Ley de Minas aplicable a la industria petrolera; se declaró que el otorgamiento de una nueva concesión no confiere la propiedad de los depósitos que se descubrieron, sino



solamente el derecho a explotar las sustancias; (cuatro) artículos trató con exclusividad a las medidas de conservación de los yacimientos descubiertos.

El petróleo apareció en las estadísticas de exportación de Venezuela con 21. 194 avaluadas en Bs. 900. 000 ⁽²⁰⁾.

En 1929 Venezuela se convierte en el segundo mayor productor petrolero después de Estados Unidos.

En 1939 estalla la segunda guerra mundial. Se ha dicho que Venezuela aportó cerca del 60 % de la producción mundial y adquiere una importante demanda de las fuerzas aliadas, con lo que se transformó en un abastecedor y actor fundamental en los conflictos europeos del siglo XX.

En 1943, la Standard Oil of New Jersey y Shell aceptan los nuevos cánones venezolanos. En 1958 para proteger a la industria petrolera estadounidense ante los crecientes suministros de petróleo a buen precio proveniente de Arabia Saudita y otros países del Oriente Medio importados por los socios de Arranco.

El resultado es una desenfrenada oferta crónica fuera de los Estados Unidos, bajas continuas de los precios y creciente descontento entre los países exportadores, especialmente, en Venezuela y Arabia Saudita.

En 1959 para mantener la cuota de mercado, después de la imposición de cuotas de importación por parte de Estados Unidos, la British Petroleum reduce su precio de venta lo que amenaza directamente los ingresos de los Países Productores de Petróleo.

A partir de 1958, la política petrolera de Venezuela conoce un cambio importante. En aquel momento, se pensaba que el volumen de reservas probadas de petróleo era de 17 mil millones de barriles y que el ritmo de producción, de la época, no superaría unos 16 años.

²⁰. Juan Pablo Pérez Alonzo, (1965), *La dinámica del petróleo en el progreso de Venezuela*. Universidad central de Venezuela.



Si el petróleo durara tan poco tiempo, sería lógico procurar la máxima rentabilidad posible de tales reservas. El objetivo, claro está, nacionalizarlo inmediatamente. Las empresas transnacionales no tardaron en reaccionar. Las inversiones relacionadas a la exploración se paralizaron para ejercer una presión de chantaje contra el gobierno venezolano.

En 1960 nuevos recortes en los precios aplicados por Standard Oil New Jersey provocan que Arabia Saudita, bajo Abdulá Al Tariki y Venezuela, bajo Pérez Alfonso, a crear la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Otros miembros fundadores han sido Irán, Irak y Kuwait.

En 1960 se crea la Cooperación de petróleo, la cual jugó un importante papel en el proceso de nacionalización, como la única empresa estatal petrolera en los últimos años de la etapa concesionaria.

En 1973 ocurre lo que se conoce como el “Primer Shock petrolero” ⁽²¹⁾, la OPEP aumenta el precio de venta de su crudo marcado Arabia Light en 70%, llevando a 5,11 dólares el barril, y sus miembros comenzaron su producción para apoyar a los egipcios y los sirios en su guerra con Israel. Se instrumenta el racionamiento, en casi, todos los países occidentales.

En el recién creado “Mercado Spot”. Los precios se sitúan alrededor de los 20 dólares el barril, para finales de año El precio de venta del Arabia Light alcanzó 11,65 dólares el barril.

En 1974, las 18 naciones más industrializadas del mundo forman la Agencia Internacional de Energía (AIE), con el objetivo de contrarrestar la política energética de la OPEP que se inscribe dentro de una estrategia de recuperación de sus recursos naturales.

²¹. OSLEM, Jean Pierre, (1984), *L'énergie dans le monde, Stratégie face a la crise*, 2^{ème} Ed HATIER. París.



En 1976, Venezuela nacionaliza las concesiones de Shell, Exxon y otros inversionistas extranjeros, fusionándolas en Petroleros de Venezuela SA (PDVSA).

En, 1973, Estalla la guerra del Youm Kipur y se produce el embargo petrolero árabe contra los países occidentales que sostenían el sionismo israelí... El precio del barril de petróleo se incrementó sustancialmente, pasando de 2 a 12 dólares en Venezuela.

El gobierno aprovecha la inmensa influencia de recursos y decide nacionalizar la industria petrolera. A partir del 1 enero de 1976⁽²²⁾ el control del petróleo venezolano es asumido por PDVSA. El barril de petróleo adquiere una nueva dimensión para el país.

Simultáneamente, se inicia un plan exploratorio para incrementar las reservas probadas de hidrocarburos.

El crecimiento de PDVSA es apreciable y pasa a ser catalogada (de hidrocarburos) como la segunda empresa petrolera del mundo.

III. El cártel internacional del petróleo

El cártel internacional del petróleo es el más poderoso del mundo con sus Siete (7) grandes miembros asociados entre los cuales, tres pertenecen al grupo de la Standard Oil, la de New Jersey, la de California y la Soconny (de New York), que ocupan las posiciones primera, quinta y sexta, respectivamente; incorporándose la Shell, la Gulf y la Texaco, ocupando el séptimo rango la British Petroleum Company (la antigua Anglo-Persiana).

Los recursos de que disponen las siete (7) compañías ⁽²³⁾ que, en 1960, ascendían a 34,710 millones dólares, se han elevado, en 1963 a 43 mil millones, en un 24%. Las utilidades netas, 2,614 millones dólares, en 1960 se han elevado, en mayor porcentaje,

²². JOSÉ AGUSTIN Y F. Souslette; (1976), *Nacionalización petrolera; recursos humanos*; Caracas. Universidad central de Venezuela.

²³. Varios autores, (1961) "Reforma fiscal", in *Panorama Económico Latinoamericano*, (PEL), *Prensa Latina*, La Habana, p.471.



en un 28,7% en 1963, alcanzando la suma de 3,363 millones dólares, como puede apreciarse en el cuadro uno (1).

En el periodo a que se refiere el cuadro la compañía mayor de utilidades ha sido la Socony, seguida, inmediatamente por la Jersey, con porcentajes del 48,6% y 47,9%.

Coexisten otros asociados menores, entre ellos, el más importante es la Compagnie Française de Pétrole, cuyo activo, en 1963, era de 598 millones dólares y sus utilidades netas llegaron a unos 36 millones dólares.

Las ocho compañías que acabamos de examinar controlaban el 90% del comercio a escala mundial de los hidrocarburos. De los pozos explotados por el cártel internacional, se alcanza un valor de más de diez (10) millones de Barriles diarios (BD). La flota tanquera que transporta esa producción representaba, en 1960 el 37% del total de la navegación mundial. El importe de las ventas de las siete grandes compañías del cártel y el porcentaje de ganancias netas sobre las ventas puede verse en el cuadro uno (1).

El promedio de 10,5% de ganancias netas sobre el total las ventas y los 32 millones de dólares que importaron éstas empresas, en 1963, nos dan una idea de la capacidad del cártel y de absorbente del cártel de las riquezas a través de su aparato de explotación mundial.



C U A D R O N o.1 ⁽²⁴⁾
MUNDIAL/ACTIVO Y UTILIDADES DE LOS SIETE GRANDES DEL
CÁRTEL INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO
(En US\$ Millones)

	Activo		Utilidades		% Aumento en el trienio	
	1960	1963	1960	1963	Activo	Utilidades
Standard Oil de New Jersey	10.090	11.997	689	1.019	18.9	47.9
Royal Dutch Shell	8.874	10.651	497	601	20.0	20.9
Gulf Oil	3.843	4.549	330	371	18.4	12.4
Texaco	3.647	4.555	392	546	22.2	39.3
Socon y Mobil Oil	3.455	4.660	183	272	34.9	48.6
Standard Oil de California	2.782	3.545	266	322	27.4	21.1
British Petroleum	2.019	3.144	147	232	55.7	33.3
TOTAL	34.710	43.001	2.614	3.363	23.7	28.7

	Activo		Utilidades	
	U\$S Millones	% aumento sobre 1960	millones U\$S	sobre 1960 % aumento
Standard Oil de New Jersey	12.490	23.8	1.051	52.5
Gulf Oil	4.667	21.4	395	19.6
Texaco	4.967	36.2	577	47.2
Socony Mobil Oil	4.879	41.6	294	60.7
Standard Oil de California	3.796	36.4	345	29.7
British Petroleum Co	3.475	72.1	231	32.8
TOTALES	34.274	32.7	2.983	43.7

²⁴: Harvey O 'Connor: "World Crisis in Oil", New York, 1962. Revista "Fortune", Julio y agosto, 1964.

Ob: Para el año 1964, que no se incluye en Cuadro por no tener disponible la información completa, el activo y las utilidades de las 5 compañías estadounidense y de la British Petroleum Co, con los aumentos en relación a 1960 fueron como sigue:



III. 1. Presencia del Cártel en Venezuela

El cártel internacional dominaba la industria petrolera en Venezuela. Sus subsidiarias controlaban alrededor del 90% de la producción de crudos y la casi totalidad de las refinerías existentes.

La industria de hidrocarburos en Venezuela ha sido hundida en una profunda crisis desde la caída del dictador Pérez Jiménez, el 23 de enero de 1958, acontecimiento que las compañías petroleras extranjeras acogieron con disgusto.

La ley del 60 y 40 desató reacciones amenazantes del vicepresidente de la Creol Petroleum Corporation, la principal subsidiaria de la Standard Oil de New Jersey.

Para la Creol la nueva ley significa una reducción substancial de sus ganancias, o sea, entre el 16 y el 25%, según las estimaciones de Hervey O'Connor, las pérdidas alcanzan unos 90 millones de dólares menos al año para la subsidiaria del imperio de Rockefeller.

III.2. La motivación del nuevo plan cuatrienal

La presentación de un nuevo plan a finales de 1962 se decidió en las esferas oficiales por la recuperación económica operada durante el año y las previsiones de que continuarían en los siguientes debido a los factores económicos inestables.

La verdadera razón de esa recuperación se encuentra en la difícil situación en que se encontraba el gobierno de Betancourt en sus relaciones con los partidos políticos, MIR, URD y AD ⁽²⁵⁾.

III.3 .Cártel y la exploración del petróleo

3. a. Exploración y perforación de yacimientos de petróleo

La exploración primaria ha sido, casi, abandonada. De 1,6 millones de Hectáreas, en 1959 ha descendido a 301 mil, en 1963, lo que significa una reducción enorme del 82%.

²⁵. Los partidos políticos: AD: Acción Democrática – MIR: Movimiento de Izquierda Revolucionaria URD: Unión Revolucionaria Democrática / *Ibíd.* . p.477.



CUADRO N.º 2 ⁽²⁶⁾
VENEZUELA / RESERVAS DE PETRÓLEO
(En millones de barriles)

Año	Aumento bruto	Producción anual	Cambio	Nivel	Duración	Relación
			Neto en las reservas	reservas a fin de año	teórica de reservas %	producción a reservas
1959	1,232.80	1,011.42	220.14	17,011.33	16.8	5.9
1960	1,446.65	1,041.6	402.55	17,403.88	16.7	6.0
1961	540.92	1,065.76	522.05	16,881.82	15.8	6.3
1962	1,094.44	1,167.2	75.47	16,806.35	14.4	6.9
1963	1,390.15	1,185.51	207.56	17,013.91	14.4	7.0

²⁶. Menorías del Banco Central de Venezuela, años 1959 y 1963.



En la actividad geofísica fase avanzada hacia la exploración, o sea, la perforación de pozos exploratorios acusa un descenso del 48%.

Los pozos exploratorios completados fueron 103 en 1959 y 54 en 1963, este abandono o retroceso de la prospección y desarrollo por las compañías extranjeras afectaba a la capacidad de producción y con otros factores políticos era la respuesta del cartel petrolero a la decisión de concesiones del gobierno venezolano.

3. b. Reservas de hidrocarburos

Las reservas han ido decayéndose, cada año, durante el quinquenio 1959-1963. De la extracción de petróleo, en 1959, un 5,9% correspondía a las reservas comprobadas, en 1962, el 6,9% y en 1963, el 7% como resultado de esta política. La duración estimada de las reservas comprobadas se ocultaban, en 1959, suficientes para 16,8 años y en 1963, solamente, para 14,4 años. Estas estimaciones sobre las reservas venezolanas eran insuficientes.

Las estimaciones sobre las reservas petroleras se pueden ver en el cuadro (2) ⁽²⁷⁾.

En cuanto al aumento absoluto de 207,56 millones de barriles, en 1963 sobre el año precedente, en el “Informe Económico del Banco Central de Venezuela”, de 1963, se admite que una de las causas que lo determinó fue la revisión de los cálculos. Y es el mismo Banco, en su informe, quien consigna que la inmovilidad del potencial productivo se ha mantenido alrededor de los 17 millones de barriles.

3. c .La producción de petróleo crudo

Como puede verse en el Cuadro (3) ⁽²⁸⁾, la producción en los años 1957-1964 muestra un ligero aumento del 17%, que refleja la historia de los acontecimientos políticos en Venezuela y de la reacción de los monopolios petroleros.

Es bien significativa la reducción de 1958 (año de la Junta y de interinaturra de Edgar Sanabria, así, como la débil reacción durante los tres primeros años de Betancourt (1959-1961) que puede considerarse como periodo de estancamiento

²⁷ Ibid.p.478.

²⁸ Ibid.p.480.



C U A D R O N o.3 ⁽²⁹⁾
VENEZUELA / PRODUCCION DE PETRÓLEO CRUDO

Año	Millones de barriles	Miles de ton. métricas	índices
1957	1,014.42	145.830	100.0
1958	950.77	135.636	93.7
1959	1,011.42	144.850	99.7
1960	1,041.68	149.372	102.7
1961	1,065.76	152.616	105.1
1962	1,167.92	167.147	115.1
1963	1,185.51	169.671	116.9
1964	1,238.45	177.996	122.1

²⁹ Banco Central de Venezuela, Informe Económico para el año 1963. (Para la producción en barriles 1957-1963).

“Carta Semanal”, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Caracas abril 3,1963. (Para la producción en barriles en 1964).

Statistical year Book , NN.UU, 1964. (Para la producción en toneladas métricas 1957-1963) Monthly Bultin of Statistics . .NN.UU.julio 1965 (Para la producción en toneladas métricas en 1964).

Ob : La conversión de barriles a toneladas métricas la hacen las NN.UU; dúriendo la unidad de medida de peso (tonelada) por la gravedad específica del petróleo crudo , y multiplicando el resultado por 6.2898, equivalente en barriles de 1 metro cúbico .

El peso específico del petróleo Venezolano es de un medio de 0.90 (petróleo pesado) .Para hallar dicho promedio, las NN.UU; toman los tipos de petróleo extraídos en 5 años.

Según este procedimiento, para Venezuela, el promedio de barriles por tonelada métrica es de 6.9886. Pereden Varia de un año mayor o menor cantidad de petróleos más livianos.



alrededor del tonelaje producido en 1957. No menos de notarse es que, en 1961, la mitad de la producción se ha realizado a expensas de las reservas comprobadas.

3. d. las compañías extranjeras y la extracción de Crudo

Como puede verse en el cuadro (4) ⁽³⁰⁾, las tres principales, subsidiarias, respectivamente, de la Standard Oil de New Jersey, de la Shell y de la Gulf, producen el 78% del crudo, mientras las doce compañías con producción menor de 100 mil barriles diarios han estado ralentizando su participación en la producción nacional en el 14,4%, en 1961 al 11,4%, en 1963, en un diferencial de 03%. No todas son compañías pequeñas, pues entre ellas están la Texas, la Texaco, la Philips y otras sociedades petroleras.

La Corpovet de la C.V.P (Corporación venezolana del Petróleo), a pesar de Haber multiplicado por 60 su participación en el período estudiado, todavía ésta era de 0,2%, en 1964.

3. e. Producción de Gas natural

En Venezuela son escasos los yacimientos de gas natural puro; ellos aportan apenas un 3% de la producción total.

La mayoría sube a la superficie junto con el petróleo, es el llamado “Gas Asociado” (G.A) en el lenguaje técnico de la industria petrolera.

La fiebre del petróleo en campos tan ricos como los de Venezuela hizo menospreciar a las compañías extranjeras las riquezas del gas que emergía asociado al petróleo.

En 1951, en los comienzos del mando de Pérez Jiménez, todavía se aventaba en la atmósfera el 85% del que brotaba de los pozos, iniciándose, a partir de 1953, una mayor utilización o que, en 1957, había reducido el desperdicio en un 64% ⁽³¹⁾.

³⁰. Panorama de economía Latinoamericano, (1965), publicación periódica, editada por presensa Latina, La Habana, Cuba –T.VI.

³¹. IBid. p 482.



CUADRO N.º 4⁽³²⁾
MUNDIAL/PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO DE LAS
PRINCIPALES COMPAÑIAS

Compañías	En miles de barriles diarios				En % de la producción total			
	1964	1963	1962	1961	1964	1963	1962	1961
Creole	1,306.6	1,316.1	1,251.4	1,165.9	38.5	40.5	39.1	39.9
Shell	941.4	813.7	833.9	741.5	27.7	25.1	26.1	25.4
Mene Grande	402.6	406.2	406.6	383.4	11.9	12.5	12.7	13.1
Subtotal	2,650.6	2,536.0	2,491.9	2,290.8	78.1	78.1	77.9	78.4
Van Sun	210.9	186.0	172.9	95.7	6.2	5.7	5.4	3.3
Mobil Oil	137.5	130.6	118.2	113.8	4.1	4.0	3.7	3.8
SUB TOTAL	2,999.0	2,852.6	2,783.0	2,500.3	88.4	87.8	87.0	85.6
12 Compañías (a)	387.4	392.2	414.8	419.5	11.4	12.1	13.0	14.4
Corpovet	6.4	3.2	1.0	0.1	0.2	0.1	—	—
TOTAL	3,392.8	3,248.0	3,199.8	2,919.9	100.0	100.0	100.0	100.0

³². “Carta Seal” del Ministro de Minas e Hidrocarburos, Caracas enero 23 de 1965.

(a) Con producción promedio diario inferior a 100 mil barriles en 1962-1964.



Esta reducción continuó, en años posteriores, hasta limitarse al 40%, en 1963.

La CEPAL calcula en 82,029 millones de metros cúbicos de gas natural, equivalente a 70,5 millones de toneladas de petróleo (E.TP), han sido desperdiciados durante el quinquenio 1958-1962.

El período de mayor utilización del gas asociado coincide con el de la política de los monopolios petroleros de intensificar los rendimientos de los pozos en explotación, porque ha ido subiendo la proporción que se re inyecta en los pozos con el objetivo de obtener mayor rendimiento en la producción del aceite crudo.

Todo lo que concierne la producción y en distintos empleos del gas natural puede verse en el cuadro (5).

3. f. Refinación

La historia de la refinación del crudo en Venezuela, durante el período 1957-1964, aparece en el cuadro siete (7) ⁽³³⁾, en el que, también se puede constatar la baja capacidad productiva de refinación.

Tratándose del petróleo, en Venezuela hay que tener muy presente el calendario Político en el año 1958, la Junta del gobierno provisional dictó la ley que aumentaba la participación del fisco venezolano en las ganancias de las compañías petroleras del 60%.

Entre 1959 y 1963, se observa que la capacidad de las refinerías de las Antillas holandesas ha disminuido en 1,5% mientras la de Trinidad ha aumentado, en el elevado porcentaje, del 70,3% y la de Venezuela registraba un modesto incremento de orden de 19%.

En 1959, se ha refinado en Venezuela, el 29,7% de la producción de crudos en las dos islas holandesas, el 26,2%, y en la de Trinidad, el 6,6%.

³³. Ibid.p.487.



CUADRO N.º 5 ⁽³⁴⁾
VENEZUELA / PRODUCCIÓN Y UTILIZACIÓN DE GAS NATURAL
(En millones de metros cúbicos)

Año	Producción bruta	Reinyectado En pozos	Desperdiciado utilizado	Total	Utilizado como combustible en industria petrolera
1957	32.128	7.384	20.658	4.086	2.506
1958	31.517	9.312	17.744	4.461	2.679
1959	31.836	9.751	17.337	4.748	2.677
1960	31.561	11.063	15.406	5.092	2.920
1961	33.125	13.056	14.705	5.364	3.110
1962	36.301	13.705	16.855	5.741	3.146
1963	37.465	16.268	15.029	6.168	3.361
En % de la producción bruta					
1957		23.0	64.3	12.7	7.8
1958		26.6	56.3	14.2	8.5
1959		30.6	54.5	14.9	8.4
1960		35.1	48.8	16.1	9.4
1961		39.4	44.4	16.2	9.4
1962		37.8	46.4	15.8	8.7
1963		43.4	40.1	16.5	9.0

Ob: (a) Incluye gas asociado al petróleo y alrededor de un 3% de gas puro.

³⁴.Banco Central de Venezuela, Informe Económico correspondiente al año 1963. (Para los años 1959 – 1963).
Banco Central de Venezuela, Memoria correspondiente al año 1959. (Para los años 1957 y 1958).

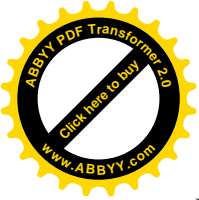


CUADRO N.º 6 ⁽³⁵⁾
VENEZUELA / PETRÓLEO CRUDO SOMETIDO A REFINACIÓN
(En miles de barriles diarios)

Año	Crudo refinado	%refinado de la producción de crudos	Capacidad de refinación	% refinado de la capacidad	INDICES: 1959 = 100	
					Crudo refinado	Capacidad refinación
1957	688.6	24.8	672.5	100.0	84	71
1958	731.8	28.1	883.0	82.9	89	93
1959	824.0	29.7	945.5	87.1	100	100
1960	882.3	31.0	1,003.5	87.9	107	106
1961	928.0	31.8	1,037.3	89.5	113	110
1962	1,025.4	32.0	1,072.6	95.6	124	113
1963	1,041.9	32.1	1,127.4	92.4	126	119
1964	1,092.0	32.2	1,307.2 (a)	83.5	133	138

³⁵ Banco Central de Venezuela, Informe Económico correspondiente al año 1963. "Carta Semanal", del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Caracas, abril 3, 1965. (Para 1964.) CEPAL, "Estudio Económico de América Latina", 1963. (Para la capacidad de refinación en 1964.)

Ob: (a) Según la relación de refinerías publicadas por CEPAL, con capacidad para 207,834 m³ convertida a barriles siguiendo la tabla de las NN.UU. de 6.2898 barriles por m³.



Las tres islas vecinas habían refinado el 32,8% de la producción de petróleo crudo de Venezuela. En 1963, Venezuela ha aumentado en 32,1%, Aruba y Curazao (el 0,3% más que en 1959) y Trinidad el 9,7% (3,1% más que 1959).

Agrupadas estas las islas refinaban el 36,2% de la producción de crudo venezolano.

3. g. las refinerías en Venezuela

En 1963, de las 15 refinerías establecidas en territorio Venezolano, con capacidad total para procesar 207,834 metros cúbicos (m³) diarios (1,307 millones de barriles), relacionadas en el cuadro 6, catorce 14 pertenecen a las grandes compañías extranjeras, abarcando 99,8% del total de la capacidad instalada.

La Creol (S.O.Nueva Jersey) tiene las dos mayores, de igual capacidad, en perspectivas potenciales de refinación de 109,964M³ diarios, el 53% del total.

La Shell tiene 5, con una grande, que suman 50,817M³, el 24,5%. La Venezuela Petroleum Co, una grande de 24,375 M³, el 11,7%. Estas tres compañías con sus ocho (8) refinerías integran y cubren 82,2% de la capacidad total de refinación en Venezuela.

3. h. Oleoductos y Gasoductos

En Venezuela existen doce (12) oleoductos, con una capacidad de 486,389 metros cúbicos diarios. De ellos cuatro (4), con capacidad para 232,738 M³, el 48% del total, van a Puerto La Cruz, donde está ubicada la empresa de la Venezuela Petroleum and Refining Co. La Creol tiene, entre otros, dos grandes oleoductos, con 82,673M³ de capacidad, que van a Amuy; La Shell tiene el de Punta Cardón.

Los gasoductos tienen una longitud de 1,063 Kilómetros, además de Guacimito-Caracas. Los gasoductos son operados técnicamente por el Instituto Venezolano de Petroquímica.



III.4.El Consumo Nacional

Ha habido enormes transformaciones en la política nacional del consumo, que se puede ver en el cuadro N.8 ⁽³⁶⁾. Por su peso e importancia del consumo global de los renglones más importantes son el “Fuel-Oíl”, 41,9% en 1959 y 38,6% en 1963, y la gasolina, 31,4% en 1959 y 33,3% en 1963, Sólo estos dos productos significaron el 73,3% del consumo global, en 1959 y el 71,9% en 1963.

III.5.El Consumo Per-cápita

En barriles por habitantes, el consumo durante el quinquenio de 1959 a 1963 ha ido como sigue: 6.89, 6.34, 6.12, 6.20 y 6.04, respectivamente ⁽³⁷⁾.

En la producción gasolinera se ha observado también un descenso en la curva del consumo Per-cápita que entre los años 1959 y 1963, convertido en litros, ha sido como se señala más adelante en una proporción que varía entre: 346 – 333 – 328 – 320 y 320. En 1964, se ha operado un pequeño aumento a 335 litros, o sea, 11 litros por debajo del consumo correspondiente al año 1959. La conversión a litros se ha hecho sobre la base de 159,32 litros por barril de gasolina según experiencia en años anteriores en que las estadísticas calculan la producción gasolinera a base de barriles y metros cúbicos.

III.6.La Estación del Barril del Cártel

El cártel petrolero nació con el convenio de Achnacarry, Escocia, en 1928. Siete grandes compañías, cinco (5) estadounidenses, una (1) inglesa y la Shell Anglo-holandesa, se comprometieron a vender en todo el mundo a un mismo precio.

Todavía, al iniciarse el Plan Marchall se mantenía dicho sistema de precios, o sea, como si el petróleo procedente del Medio Oriente y de otros países petroleros se produjera en Texas y por sus cotizaciones.

³⁶. Ibid.p.489.

³⁷. FEDERICH LAHEE .op.cit.p.490.



C U A D R O N o. 7 ⁽³⁸⁾
VENEZUELA / REFINERIAS DE PETRÓLEO

Número De orden	Lugar	Compañía a que pertenecen	Capacidad diaria de refinación de m ³
1	Caripito	Creol Petroleum CO.	54.982
2	A muay	Creol Petroleum Co.	54.982
3	Punta Cardón	Cía. Shell de Venezuela	44.997
4	Puerto de la Cruz	Venezuela Petroleum Refining Co	24.375
5	El Palito	Mobil Oil Co. de Venezuela	8.840
6	El Chaure	Sinclair Oil and Refining Co	6.042
7	San Lorenzo	Cia . Shell de Venezuela	5.565
8	Bajo Grande	Richmond Exploration Co	5.167
9	Tucupita	Texas Petroleum Co	1.590
10	San Roque	Philipe Petroleum Co	604
11	Morón	Corporación Venezuela del petróleo	366
12	Casigua	Cia . Shell de Venezuela	159
13	San Silvestre	Mobil Oil Co . de Venezuela	69
14	La Riviera	Cia . Shell de Venezuela	48
15	Calvario	Cia . Shell de Venezuela	48
	TOTAL		207.834

³⁸. "Estudio Económico de América Latina" .1963, CEPAL.

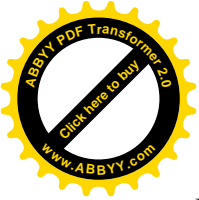


CUADRO N.º 8 ⁽³⁹⁾
VENEZUELA / CONSUMO INTERNO DE PRODUCTOS PETROLEROS
(En millones de barriles)

	1963	1962	1961	1960	1959
Combustible Pesado	18,99	20,66	18,31	18,65	20,53
Gasolina (a)	16,36	15,85	15,64	15,39	15,42
Diesel – Gasóleo	6,81	6,34	6,72	7,25	8,15
Kerosén	3,88	3,77	3,70	3,56	3,46
Asfalto	1,82	1,62	1,23	1,10	0,94
Lubricantes	0,45	0,39	0,31	0,23	0,18
Turbo Fuel	0,55	0,54	0,40	0,21	0,13
Otros	0,31	0,27	0,26	0,30	0,24
Total	49,17	48,83	46,47	46,68	49,05

Ob: (a) El consumo de gasolina en 1964, subió a 17.7 millones de barriles, un 8.2% más que en el año anterior. « Carta Semanal », del Ministerio de Minas e Hidrocarburos de Venezuela, marzo 25 de 1965.

³⁹. Banco Central de Venezuela, Informe Económico, correspondiente al año 1963.



El nuevo sistema de cotizaciones establecía precios distintos LAB (FOB) en los puertos de embarque, tanto para los aceites del Medio Oriente como para Venezuela y sus correspondientes precios CIF, puestos en Gran Bretaña o en la Costa Oriental de los Estados Unidos, subsistiendo la antigua cotización en campos de producción de Texas, ésta sirve como base para las importaciones en las costas occidentales de Estados Unidos.

Como puede verse en el cuadro, el precio representativo de Venezuela FOB es el más alto y puede competir en la costa Atlántica con los petróleos del Medio Oriente.

El puerto escogido ha sido el de Amuy, en la península de Paraguaná, donde terminan grandes oleoductos de la Creol, y su cotización es más alta que el promedio general en otros puertos de embarques de Venezuela en U\$S 0,16 por barril.

III.7.Las Exportaciones de Petróleo

Para tener mejor idea del lugar de destino del petróleo venezolano tengamos en cuenta que de las exportaciones de Aruba y Curazao se dirigían a los Estados Unidos en una proporción del 48%, en 1959 y el 47.1%, en 1963 ⁽⁴⁰⁾.

De las exportaciones de dicho refinado de las islas holandesas, correspondió al Fuel oil con el 51.5 y 52.5% en el curso de los mismos años que acabamos de señalar tratándose de exportaciones debe plantearse la cuestión de cuánto han representado para Venezuela los descuentos sobre las cotizaciones para ventas en el exterior.

En 1962, se exportaron 1.121.9 millones de barriles con un valor de 7.284 millones de bolívares, resultante de un promedio de 6,57(BA) bolívares por barriles.

La cotización fue de 6,83 bolívares (convertidos los dólares al tipo de cambio especial para exportaciones de petróleo de 3.09), por lo que dejaron de entrar en Venezuela por los descuentos 286 millones de bolívares (U\$S 92,5 millones).

⁴⁰. Ibid.p.496. (Hidrocarburos III).



CUADRO N.º 9 ⁽⁴¹⁾
VENEZUELA / PETRÓLEO. PRECIO DE REALIZACIÓN POR BARRIL
EXPORTADO Y PRECIOS MEDIOS F.O.B EN VENEZUELA (EN US\$)

Año	CRUDOS				DERIVADOS			
	Realización US\$ por barril	Cotización promedios F.O.B US\$ por B.	INDICES		Realización US\$ por barril.	Promedios F.O.B US\$ por B.	INDICES	
			Realización F.O.B	Realización F.O.B			Realización F.O.B.	Realización F.O.B.
1959	2.19	2.21	100.0	100.0	2.62	2.50	100.0	100.0
1960	2.11	2.14	96.3	96.8	2.42	2.45	92.3	98.0
1961	2.12	2.14	96.9	96.6	2.40	2.44	91.4	97.6
1962	2.06	2.14	94.3	96.6	2.30	2.40	87.6	96.0
1963	2.05	2.14	94.0	96.6	2.22	2.40	84.7	96.0

⁴¹. Informe Económico, correspondiente a 1963 del Banco de Venezuela.



En 1963, el valor promedio por barril exportado bajó a 6,49 bolívares, y como la cotización permaneció dejaron de entrar en el país 379 millones de bolívares (U\$S 122 millones). Las pérdidas en los ingresos para Venezuela han sido progresivas.

En dos años, la diferencia entre el precio de realización y las cotizaciones FOB en puerto venezolano ha representado unos 665 millones de bolívares, unos 215 millones de dólares.

III.8.Las rentas de las compañías petroleras y la fiscalía

Como se muestra en el cuadro 6, las utilidades de las compañías petroleras no han vuelto a conocer un nivel semejante al de 1957, se ha reducido en mayor proporción tanto el capital invertido como las ganancias netas.

La ley aplicable del 60% para el fisco sobre los ingresos netos de las compañías petroleras como la anterior del 50%, se aplica como impuesto sobre la renta, y no como impuesto sobre las utilidades netas. Esto significa que opera sobre la utilidad en operación antes de deducir los impuestos. De modo que no hay tal regalía, la que comprende un 90% o más de la pérdida que aparece en la segunda columna del cuadro (6-A). Por eso, se observará que la recaudada por el fisco venezolano por concepto de impuesto sobre la renta es inferior o igual que las utilidades netas declaradas por las compañías.



CUADRO N.º 10 ⁽⁴²⁾
EXPORTACIONES DESDE VENEZUELA DE PETRÓLEO CRUDO Y
SUS DERIVADOS CON LOS PRINCIPALES PAISES DE DESTINO
(En millones de barriles)

Países	1963				1959			
	Total General	Total Crudo	Total Derivados(a)	Fuel Oil	Total General	Total Crudo	Total Derivados(a)	Fuel Oil
Antillas Holandesas	296.99	264.82	32.17	25.12	266.68	252.61	14.07	8.93
Estados Unidos	324.48	191.26	143.22	120.59	285.34	166.12	119.22	101.05
Canadá	96.82	88.37	8.45	3.3 1	81.96	74.91	7.05	3.02
Reino Unido	89.89	54.54	35.35	19.67	60.41	39.64	20.77	11.61
Brasil	35.27	33.67	1.60	—	32.85	22.39	10.46	4.64
Puerto Rico	38.22	33.40	4.82	0.78	27.96	24.20	3.76	0.59
Antillas Inglesas	41.07	31.87	9.20	7.68	26.27	22.67	3.59	2.73
Alemania	2 0.60	17.78	2.82	1.21	14.98	14.63	0.35	0.35
Holanda	31.44	17.78	13.66	2.53	10.54	9.21	1.33	0.33
Francia	19.44	16.87	2.57	0.61	13.40	12.23	1.17	0.02
España	18.46	16.13	2.33	0.83	0.12	—	0.12	0.07
Panamá	19.11	13.51	5.60	4.27	1.72	—	1.72	0.94
Argentina	5.53	4.40	1.13	0.29	34.39	0.66	1.87	0.91
Otros	84.53	33.83	40.60	15.83	81.64	80.87	32.94	8.76
Total	121.85	818.23	303.52	202.72	938.26	719.84	218.42	143.95
Índices	119.6	113.7	139.0	140.8	100	100	100	100

⁴². Elaboración de PEL basada en datos en el Informe Económico correspondiente al año 1963, del Banco Central de Venezuela.

Ob : (a) Incluye el « Fuel Oil ».



III.9. Correlación entre utilidades e inversiones

La tasa de ganancias de las compañías petroleras ha sido de 31,2% sobre el capital invertido, en 1957, y después de los descensos entre 1958, 1960, en que conoció un descenso paulatino de 18, 7,16.1 y 14.3%, respectivamente, en 1961, con el 32.3% se superó, ya, la masa de 1957 llegando en 1962 a la enorme tasa de beneficio de 37.8%.

En el quinquenio 1959-1963 las empresas petroleras acumularon ganancias netas por valor de 7,493 millones de bolívares y al terminar el quinquenio el capital invertido se había reducido a 8,113 millones de bolívares, habiendo descendido para el mismo período en 2,262 millones de bolívares.

En cuanto a las inversiones brutas y netas en petróleo, el cuadro.7⁽⁴³⁾ se inserta en la valoración de las inversiones brutas y netas en la industria petrolera para el septenio 1957-1963.

El porcentaje de las inversiones extranjeras alcanzaba su nivel más alto en 1962, con 99,3% del total.

Si las inversiones nacionales en petróleo eran insignificantes en 1957 con el 1,7% del total, año en que ascendían no más que a 129 millones de bolívares y representaban 0,7% de la inversión total.

⁴³. Ibid.p.504.



CUADRO N.º 11⁽⁴⁴⁾
VENEZUELA / INVERSIONES EN LA INDUSTRIA PETROLERA
(En millones de bolívares)

Año	Inversión Bruta total acumulada	Inversión Bruta Extranjera		Inversión neta total	% de la inversión neta sobre la bruta
		Importe	% del total		
1957	15,828	15,554	98,3	9,002	56,9
1958	17,218	16,984	98,6	9,652	56,1
1959	18,803	17,449	92,8	10,375	55,2
1960	18,987	18,506	97,5	9,771	51,5
1961	19,155	18,708	97,7	9,140	47,7
1962	19,184	19,055	99,3	8,505	44,3
1963	19,230 (a)	(b)	—	8,113	42,0

⁴⁴. Elaboración de PEL, sobre datos contenidos en las Memorias del Banco Central de Venezuela, años 1959 y 1963.

Ob (a) Estimaciones de PEL, tomando en cuenta las cifras de inversión bruta por sectores de 1963.

(b) No hay información disponible.



CUADRO N.º 12 ⁽⁴⁵⁾
UTILIDADES DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS
Y CONTRIBUCIÓN AL FISCO
(En millones de bolívares)

Año	Utilidades Brutas antes De pagar impuestos (a)	Regalías y otros impuestos (b)	Utilidades netas de las compañías	% de las Utilidades netas de las compañías sobre las brutas	Recaudación del fisco Venezolano	
					Total (c)	Por impuesto sobre la renta
1957	5,464	1,526	2,774	50	3,822	931
1958	4,476	1,380	1,616	36	2,667	1,195
1959	4,053	1,424	1,335	33	3,227	1,465
1960	3,897	1,492	1,282	33	3,002	1,260
1961	4,291	1,533	1,477	34	3,236	1,555
1962	4,891	1,728	1,693	35	3,216	1,500
1963	4,937	1,749	1,706	35	3,597	1,758

Ob: (a) Ingresos brutos menos costo de operación (véase Cuadro N.º 4).

(b) Las regalías o contribución por barril extraído, importan más del 90%. Los otros impuestos son por exploración, aduana y varios de poco montante.

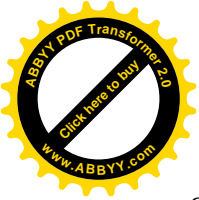
(c) Incluye lo recaudado por regalías y otros impuestos, más el impuesto sobre la renta.

⁴⁵. Elaboración de PEL, basado en datos contenidos en las Memorias del Banco Central de Venezuela, años 1959 y 163.



Segundo Capítulo

VENEZUELA Y SU ESTRATEGIA POLÍTICA ACTUAL



I. Venezuela y sus proyectos energéticos

Venezuela, es uno de los principales productores de hidrocarburos, en el mundo, y su papel en el mercado energético internacional es importantísimo. Ha sido una fuente segura de abastecimiento para los consumidores del hemisferio occidental y muy especialmente para los EEUU.

Desde que Hugo Chávez asumió el poder en febrero de 1999 se ha iniciado una reforma consecuente en la política petrolera que había predominado en las décadas anteriores. La nueva orientación ha mantenido y conservado aspectos esenciales de la larga tradición petrolera Venezuela.

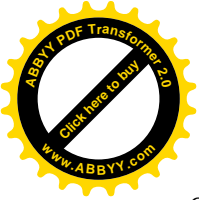
Con la aplicabilidad de la nueva política gastadora, se ha tomado iniciativas para recuperar el papel de la OPEP como actor fundamental en la regulación del mercado energético internacional. En tales circunstancias, de los precios internacionales de los hidrocarburos estaban en su punto más bajo durante años. El precio de crudos y de los derivados de Venezuela se había desplomado a \$ 8,43 el barril. Por su papel vanguardista Venezuela se ha convertido en sede, en septiembre del año 2000, de la Segunda Conferencia de Jefes de Estado y de Gobiernos de los países miembros de la OPEP.

Esta, es la orientación clave para la articulación de la estrategia de Venezuela en los actuales procesos de globalización. por ende, la reforma, sin negar la participación de capitales privados en el sector, frena las tendencias hacia la privatización de PDVSA.

En el diseño y definición de esta reforma, el gobierno bolivariano ha tenido una conciencia clara del papel de la nueva política energética.

Los dos pilares legales de la reforma, la ley de gas y de hidrocarburos ⁽⁴⁶⁾ líquidos.

⁴⁶. Ley de hidrocarburos: Ley orgánica, o reglamento que tiene por objeto la disposición de las actividades de exploración, explotación, recolección, almacenamiento de los hidrocarburos. Véase [www. P.D.V.S.A/ PETRÓLEO DE Venezuela .com](http://www.P.D.V.S.A/PETRÓLEO DE Venezuela .com).



La posición del gobierno de EEUU en torno a la reforma petrolera en marcha, en Venezuela, ha sido cuando menos contradictoria. Venezuela no ha dejado en ningún momento de ser un país seguro, estable y confiable. Aquí, los intereses de ambos países coinciden plenamente.

Para EEUU, el petróleo de Venezuela es de muy difícil reemplazo y para Venezuela, ese país, por mucho, su principal cliente. Por otra parte, la política estabilidad de los precios fijada por la OPEP, tiene en Venezuela aún decidido actor que favorece a EEUU, en su condición de productor de hidrocarburos.

Producir hidrocarburos en EEUU es más costoso que en otras regiones del mundo, razón por la cual si los precios bajan muchos de sus pozos resultarían no competitivos.

En contraste, en su condición de consumidor, los altos precios lo perjudican mucho. Cabe señalar que en el actual gobierno de EEUU; los intereses del sector petrolero están muy bien protegidos y representados y no parece que va a ser este gobierno quien impulse políticas dirigidas a destruir los precios petroleros.

La relación directa entre los EEUU con la gerencia de PDVSA resultaría más fluida que con funcionarios de este gobierno, ya que los primeros siempre han privilegiado los intereses de la empresa sobre los de la nación.

Sin duda, la relevancia de la OPEP en el escenario mundial es parte de la dinámica generada por Hugo Chávez ⁽⁴⁷⁾ y de su política petrolera. Con esto no, solamente, se ha logrado la estabilidad de los hidrocarburos, en el mercado mundial, sino que además se ha fortalecido a la organización, ya de los países que la integran.

La consolidación política de la OPEP y sus países miembros no puede sino causar aprehensión y malestar, en el gobierno de los EEUU.

⁴⁷. HUGO CHÁVEZ FRIAS: Presidente de la república bolivariana de Venezuela .Véase IRIONDO .A y TOSSITI. M, (2003) Venezuela: Perfil energético. Dirección de Planificación Energética .Venezuela.



No debemos olvidar que forman parte de la organización de países que son tenidos por ese gobierno como sus “enemigos”: Irak, Libia, Irán, Sudán y otros países.

La reforma petrolera no puede verse fuera del proyecto político del presidente Hugo Chávez. Se trata de un proyecto que procura, sin rupturas radicales, plantear una alternativa frente a los modelos neoliberales de la globalización de los países ultra desarrollados.

Por ello, sectores importantes de América Latina y el mundo, siguen con atención e interés esta nueva resolución política, económica y social de dicho continente. Venezuela, en su política, se basa en tres fundamentos⁽⁴⁸⁾ esenciales:

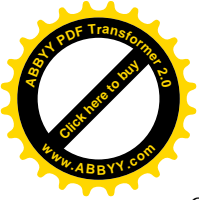
Primero, el desarrollo nacional que se determina por el acto de soberanía; segundo, orientación política, económica, social y energética a escala continental, y tercero, adoptar una estrategia internacional, o sea, la cooperación en todos los campos, sobre todo, cooperación energética con los países del mundo.

I.1.Nacionalización del petróleo

Es importante que un país defienda y proclame soberanamente lo que es suyo, lo que le pertenece de hecho y derecho, para poder tomar el control de su riqueza natural Este hecho ocurrió cuando Venezuela decretó nacionalizar el petróleo, uno de los más importantes recursos naturales que influyó en los diferentes cambios que experimentó la nación venezolana.

El petróleo ha participado en la vida venezolana como elemento dinámico, determinante y decisivo en la transformación política, económica y social de la nación, ésta pasó de ser un país de economía agrícola, atrasado con escasos ingresos, a otra con mentalidad minera y con una economía dependiente de la explotación del petróleo.

⁴⁸. LANDER MARGARITA LOPEZ MAYA. LUIS.E, (2007), “Venezuela y su estrategia energética”, *el Economista*, Caracas . Mayo.pp.4.



De esta manera, Venezuela se convirtió en un país mono-productor y mono exportador de petróleo, característica, dominante de la mayoría de los países productores, pertenecientes al área tercermundista.

A partir del año 1958, después del derrocamiento del régimen político de Marco Pérez Jiménez, al establecerse la senda democrática, los gobiernos de Rómulo

Betancourt (1958), Raúl Leoní (1963). Rafael Caldera (1968) y Carlos Andrés Pérez (1973), en cumplimiento a postulados nacionalistas de propiedad, soberanía y desarrollo, procuraron buscar una mayor participación fiscal en el negocio petrolero.

Estos postulados han sido las causas que condujeron a la nacionalización del petróleo ⁽⁴⁹⁾.

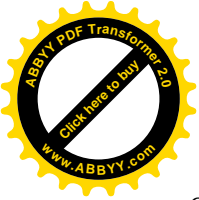
En el momento en que asciende al poder Carlos Andrés Pérez (1973) existía todo un conjunto de condiciones favorables para tomar las medidas de nacionalización de la industria, pero no es sino hasta el año 1975, cuando el ejecutivo presentó al Congreso Nacional el proyecto de la ley de nacionalización para el retorno integral del negocio petrolero al sector público.

Después de un largo debate, los congresistas aprobaron el proyecto y el 29 de agosto de 1975 se convirtió en ley orgánica, cuando el presidente Carlos Andrés Pérez puso el “ejecútese” a esta ley conocida como ley de nacionalización del petróleo.

Esta ley reserva al Estado Venezolano la exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y comercio del petróleo, asfalto y todo tipo de derivados de los hidrocarburos.

De esta manera, el 31 de diciembre de 1975 quedaron extinguidas las concesiones petroleras, anulado el derecho de realizar actividades de la industria petrolera a quienes se les había otorgado, las compañías transnacionales.

⁴⁹. AGUSTIN, José y SOUSLETTE, F, (1976), *Nacionalización petrolera; recursos humanos*; Caracas, Universidad Central de Venezuela .p.47.



El 1 de enero 1976 en el pozo Zumaque n° 1, en el campo Mene Grande, Estado Zulia, donde comenzó la explotación petrolera, el presidente Pérez proclamó ante el país la nacionalización de los hidrocarburos y entró en vigencia dicha ley a partir de esta fecha, las propiedades, plantas y equipos entre otros aspectos de las compañías concesionarias extranjeras pasaron a ser propiedades del Estado.

La república de Venezuela es la que desde ese momento y mediante un grupo de empresas de su propiedad, planifica, resuelve, financia, ejecute y controla todos y cada una de las actividades de la industria petrolera.

Dentro de las empresas que se crearon y quienes dirigen las operaciones del proceso petrolero están: Maraven, Corpoven, Lagoven, todas bajo la coordinación de PDVSA.

I.1.a. Consecuencias de la nacionalización petrolera

Cesó el régimen de concesiones que había servido de base legal a la industria de las compañías extranjeras.

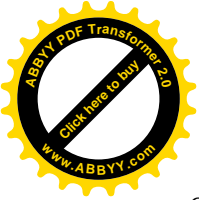
Se creó la empresa estatal de Venezuela S.A (P.D.V.S.A)⁽⁵⁰⁾, el 30 de agosto del año 1975, constituida como empresa del Estado para la explotación, y comercialización del petróleo Venezolano como lo es Sonatrach en Argelia.

La nación, a través del Ministerio de Energía y Minas pagó e indemnizó a todas las compañías transnacionales que operaban en el territorio nacional.

Las empresas transnacionales obtuvieron contrato para la comercialización del petróleo venezolano en el mercado internacional y se firmaran algunos convenios, especialmente, en ayuda técnica a las empresas nacionales, que sirvieron para seguir controlando aspectos de la industria petrolera.

En el ámbito social, la nacionalización permitió que los empleados y obreros lograran obtener reivindicaciones sociales (contrato colectivo, mejores sueldos y condiciones de trabajo).

⁵⁰. ARIA.A. (1994) , *Historia c-jontemporánea de Venezuela* . Venezuela; Editorial Romor .p113.



Venezuela es un país que basa su economía en la explotación petrolera, industria nacionalizada el 1 de enero del año 1976 y gestionada por la empresa petrolera de Venezuela S.A (P.D.V.S.A), quien se encarga de todas las operaciones petroleras en el país .Esta empresa ha obtenido óptimos resultados en la movilización de hidrocarburos del país, lo que le ha permitido abrir nuevas perspectivas para lograr un desarrollo apreciable de los recursos.

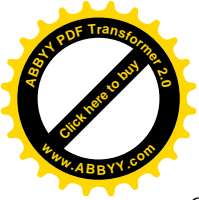
Después de algunos años comenzó la llamada “Apertura Petrolera” con una nueva configuración en el ámbito internacional.

En 1960 por iniciativa de Venezuela y Arabia Saudita, se creó la organización de los Países Exportados de Petróleo .En su creación participó activamente el venezolano Dr. Juan Pablo Pérez Alfonso .Sus primeros miembros fueron: Venezuela, Arabia Saudita, Irán y Kuwait. Luego se incorporó otros países como Argelia, Los Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Indonesia, Qatar, Nigeria, Libia y Ecuador.

Esta organización tiene su sede en Viena (Austria). Fue creada en una reunión que se celebró en Bagdad (Irak), con la intención de que este organismo fortaleciera la capacidad de negociar el petróleo de los países en proceso de desarrollo, para defenderse de la explotación de las compañías transnacionales o multinacionales.

Con su creación, operativa y eficacia, la OPEP ha logrado regular la oferta mundial de petróleo y el reajuste periódico de lo política de los precios, además del desarrollo de las políticas asumibles, estable y competitivos con los de otras fuentes de energía. Fortalecer la cooperación de la OPEP con los demás países exportadores de petróleo. Buscar nuevos canales de diálogo entre los productores y consumidores de petróleo.

Se ha orientado hacia una política de petróleo nacional, como nunca en su historia, para obtener del petróleo las mejores ventajas y superar los graves desajustes sociales a escala nacional.



Cuando se descubre la presencia del “oro negro” ⁽⁵¹⁾, comienza una era de su explotación mediante contratos de concesiones petroleras, además de las exorbitantes ganancias de las grandes empresas transnacionales que operaron y aún operan esta industria en Venezuela.

Es importante señalar que aún en los momentos más convulsionados de la historia de Venezuela ha sido un fiable y seguro abastecedor de petróleo, en los años dramáticos y de conflictos de la segunda guerra mundial, más de 60% del petróleo usado por las fuerzas aliadas en Europa, provenía del país suramericano.

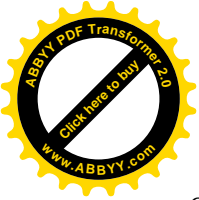
En los últimos años, debido al creciente consumo de petróleo, que encabezan los Estados Unidos de Norteamérica con cerca de un 28% de la producción mundial seguidos por China ,Japón ,Alemania ,Rusia e India , además de la inestabilidad política y militar en países del Medio Oriente y la preocupación ante el agotamiento de las reservas petroleras en el subsuelo del planeta han hecho recrudecer las acciones para controlar este producto no renovable como fuente económica y estratégica del mundo moderno.

La industria petrolera venezolana que estuvo controlada prácticamente desde los Estados Unidos de Norteamérica, ha tenido con la llegada de Hugo Chávez a la presidencia, un giro inesperado para el gobierno del país y evidentes beneficios para la población de Venezuela.

I.2.Petróleos de Venezuela (P.D.V.S.A)

Petróleo de Venezuela es la empresa petrolera estatal .Es propiedad de la República Bolivariana de Venezuela y se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, además de planifica, supervisar y controlar todas las actividades operativas de sus divisiones , La empresa se ocupa de las

⁵¹. “Oro negro”, petróleo, véase la definición del petróleo según FEDERICH LAHEE. Op.cit.p339.



actividades de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas, bitumen y crudo pesado de la faja del Orinoco ; producción y manufactura de orimulsión , así como la explotación de yacimientos de carbón, Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercado abarca Venezuela, el Caribe y otros países del continente⁽⁵²⁾ .

Sus productos son conocidos o calificados como propiedad de PDVSA en las ratificaciones nacional e internacional, PDV Marina es la filial que lleva a cabo las actividades de transporte marítimo nacionales e internacionales.

Pequiven otra (filial de PDVSA) es una empresa venezolana productora de gas natural y comercializadora de productos químicos para los mercados nacionales y extranjeros como empresa integrante participa en todos los negocio, Posee tres empresas filiales y participa, directamente, en empresas mixtas.

Pequiven cuenta con (3 tres) complejos petroquímicos:

- Zulia/ El tablazo
- Morón
- Anzoátegui

I.3.Localización de las cuencas petrolíferas Venezolanas

3. a. Cuenca Maracaibo falcón

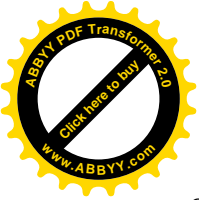
Comprende la sub cuenca de Maracaibo con una superficie de 67000 KM² Están separadas por la región Lara. Es la más importante en la producción nacional de petróleo con 76,6 %. En esta cuenca los campos de petróleo más importantes son: La rosa, la tía Juana, lagunillas, Machaquero. La sub cuenca de Falcón contribuye con el 0,02 % de la producción de crudo.

3. b. Cuenca oriental

Es la más extensa, con más de 150000KM², comprende regiones de los Estados ⁽⁵³⁾ Anzoátegui, Monagas, guaricho, Sucre, y Delta Amacuro.

⁵². ARIA.A. (1994), op.cit.p118.

⁵³. ZULOAGA, GUILLERMO, (1960), “*Geografía petrolera de Venezuela*” Caracas: Cromotipia. P.67.



Es la segunda en importancia por su producción y reservas ya que produce más de 1/5 de la producción nacional. Los campos petroleros que tuvieron importancia, fueron los Quinquire, Jospin, Tucupita, Temblado, las mercedes y el área de Ofiena.

3. c. Cuenca Tuy Cariaco

Situada al norte de la cuenca oriental de Venezuela, tiene una superficie aproximada de 18000 KM². Con el programa exploratorio costa afuera se han hecho 2 hallazgos importantes: uno de gas hecho por Lagoven en Paria, y otro de petróleo, en el pozo “MIC-IX” hecho por Maraven. Este pozo tiene un flujo de producción de 1000 a 0200 barriles de crudo liviano diariamente.

3. d. Cuenca Apuré-Barinas

Se está integrada por los Estados Apure, Barinas y Portuguesa .Desde el punto de vista de la producción, contribuye con cerca del 1,5 de la producción nacional de petróleo.

3. e. Faja petrolífera del Orinoco

Es una región situada en el extremo sur de la Cuenca Oriental, comprendida entre el norte del río Orinoco y las regiones meridionales de Anzoátegui Monagas y delta Amacuro. Tiene una extensión aproximación de 650 Kms de este a oeste y unos 70 Kms de norte a sur, lo que forma una superficie total de 45000 Km².

I.4. Comercialización del petróleo Venezolano

Una parte del petróleo Venezolano ⁽⁵⁴⁾ se explotaba sin procesar, esto significa que se vendía a un precio, relativamente, bajo, otra parte de la producción en cambio, se procesa en las refinerías y se venda, a un precio mucho más elevado en el mercado internacional. Existen muchas refinerías en aéreas o países que no producen petróleo y tienen que ser « alimentadas »con materias primas importadas. Este es el caso por ejemplo, de la refinería de Curaca. Cuando ésta, que utiliza petróleo venezolano,

⁵⁴. Anónimo, (1966), “La industria petrolera en Venezuela”, Ministerio de Minas hidrocarburos *Energía*, Caracas.pp.2.



estuvo a punto de cerrar, fue adquirida, en gran parte, por el gobierno venezolano (a través de Lagoven) una subsidiaria de PDVSA.

Los principales puertos de embarque del petróleo venezolano (tanto crudo como refinado), son los de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, punto fijo, puerto la Cruz y en menor grado, Cari pinto y otros. A este puerto acuden grandes tanqueros de todas partes del mundo .La construcción de la planta criogénica de Oriente , en el Estado Anzoátegui, permite la exportación de gas licuado en barcos especiales llamados metaneros , donde se lleva el gas licuado .Para licuar el gas es necesario enfriarlo a 150 bajo cero . Se ha producido un cambio en las ventas del 67petróleo en el exterior, que consiste en un mayor diversificación del mercado. Antes, más del 60% del petróleo venezolano se dirigía a los Estados Unidos, mientras que, a hora, se ha reducido en 20%

I.5. Cambios políticos y orientación socioeconómica

Hasta 1998, el proceso de privatización y política económica neoliberal ⁽⁵⁵⁾ que se adelantaba en Venezuela, contemplaba la venta de la industria petrolera nacional, además de la privatización de servicios de agua, electricidad, educación y salud.

Prácticamente ,la infraestructura petrolera fue abandonada , los pozos petroleros descuidados .El gobierno socialista de Chávez asume en febrero del año 1999 el control político del país y de inmediato detiene el proceso de privatización y comienza un dinámico desarrollo de planes sociales en área de salud , educación , vivienda , agricultura y de infraestructura vial y ferrocarrilera y apoyo de la población , todo con el aporte importantísimo de los recursos financieros provenientes del petróleo .

Las misiones consisten en la implementación de programas sociales basados en los principios de democracia participativa y que nacieron para atender de una forma

⁵⁵. CÉSAR Méndez GONZÁLEZ, (2006) “Venezuela una política petrolera con objetivos sociales”. publicado, 30, mayo.



inmediata la mayoría de la población venezolana que había sido excluida de servicios básicos como educación , salud , vivienda y alimentación ,y para dar una idea de los alcances de las misiones , producto de la Misión Robinson I, la República Bolivariana de Venezuela ha sido declarada por la UNESCO como territorio libre de analfabetismo con un total de un millón 482 mil 543 alfabetizados .

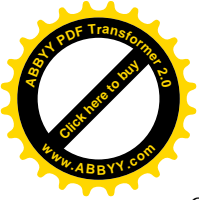
Dentro del marco de la nueva política petrolera se contempla la re potenciación de la infraestructura de industria , el fortalecimiento de la OPEP , el cobro de los impuestos de las empresas transnacionales que operaban en el sector , el control directo de la filial CITGO propiedad del Estado venezolano que opera en USA, la eliminación de los llamados convenios con empresas extranjeras que obligaban a PDVSA a comprar el barril de petróleo extraído del propio suelo venezolano a 18 dólares , cuando el costo de producción apenas era de 4 dólares .

Todas estas acciones del gobierno de Hugo Chávez han dado como resultado que la economía venezolana se viera consolidada por los ingresos financieros recibe dos por la explotación del petróleo venezolano en condiciones Justas , pero causaron el natural malestar de las grandes firmas petroleras mundiales , especialmente , las estadounidenses y del propio gobierno de esa nación , quienes comenzaron a desarrollar una campaña mediática y de presión política , económica y militar , que se ha venido arreciando por la negativa del gobierno venezolano a ceder en sus planes de control y manejo soberano de su industria y recursos petroleros .

II. Mercado energético Sudamericano

“El anillo energético sudamericano” ⁽⁵⁶⁾, cinturón energético, gasoducto sudamericano. Cualquiera sea el nombre dado al proyecto de Camisea (del Departamento peruano de Cuzco), como un “supuesto” sustituto del gas bolivariano para el seguro abastecimiento de los países del cono sur.

⁵⁶. BELLIS, DE, BERNARDO QUAGLIOTTI, (2006), “Lo que hay detrás del anillo energético” *Revista de economía y ciencias sociales*, Ministerio de Asuntos Exteriores Bolivariano, Caracas .PP.5



Su Origen se encuentra en la declaración presidencial sobre el Gasoducto Sudamericano adoptado por los presidentes de los Estados miembros del Mercosur y de los Estados asociados con ocasión de la xxviii reunión de Consejo del Mercado común, Celebrada en Asunción, el 20 de junio de 2005 .Su objetivo es crear un gasoducto sudamericano para abastecer de gas natural peruano extraído de la cuenca de Camisea, el mayor hallazgo gasífero del país – a los mercados de Chile, Argentina , Uruguay y Paraguay, y más adelante, Venezuela y Bolivia podrían agregarse como proveedores.

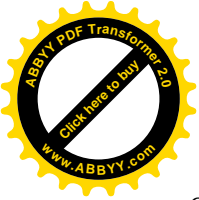
El banco interamericano de desarrollo respalda este proyecto ya que promete satisfacer una creciente demanda energética, en aumento constante, asegurando el abastecimiento de gas a muy largo plazo.

Además de la seguridad energética, se calcula entre 4000 y 5000 millones de dólares anuales el ahorro que producirá la integración energética.

Este proyecto gigantesco implica, por último, una inversión cercana a 12,500 millones de dólares que, serán compartidas por varias empresas de varias nacionalidades.

A pesar de que se han iniciado las negociaciones para su construcción en algunos países implicados desde 2006, el futuro del anillo energético Sudamericano se presenta empañado por un conflicto de delimitación territorial entre Perú y Chile que viene de lejos y estalló de nuevo, en 2005, y cuya consecuencia ha sido la suspensión de la firma del acuerdo del anillo energético. A ello se suma Bolivia que apoya a Perú debido al rechazo de Chile a que Bolivia tenga una salida al mar y Venezuela tampoco se muestra muy proclive a participar como proveedor.

Las perspectivas no son prometedoras tras la firma, en agosto de 2007, del acuerdo entre Argentina Bolivia y Venezuela para crear la Organización de Países Productores y Exportador de gas de Sudamérica (OPEGASUR), en la media en que dos países exportadores (Bolivia y Venezuela) y un productor (Argentina).



Han decidido utilizar este recurso natural como instrumento de lucha trilateral, el subdesarrollo y la política provocadora de Buche.

II.1. Costos del proyecto

Según ciertas estimaciones técnicas una perforación que varía entre 2000 a 3000 metros de profundidad podría costar unos cuatro millones de dólares.

Asimismo se observa un gran interés del Banco Interamericano de desarrollo (BID) y del Banco Mundial (BM) por financiar el proyecto y los invitó a que sean “inversionistas minoritarios”.

Como explicó, también, que: *“podrían invertir entre cinco y diez millones de dólares de los 3.000 que va a costar el proyecto energético.”* ⁽⁵⁷⁾.

Por ahora, el BID se ha comprometido a financiar 250000 dólares y el BM otros 50000.

Por su parte Venezuela, según, Rodríguez, está interesada en el proyecto, pero su incorporación se vislumbra a medio o largo plazo, porque tiene que resolver cuestiones de índole estratégica y física.

II.2. El anillo energético

La conformación de este “anillo energético” sin la presencia de Bolivia provocaría la inestabilidad política y social imperante del país, que podría perjudicar y perturbar en cualquier momento, el suministro normal de gas en Brasil y Argentina.

Esta propaganda ha originado que en este país se levanten voces de alarma, en sentido de dar por hecho que se conforme el señalado “anillo energético” sin la presencia de Bolivia.

⁵⁷. El ministro de Economía chileno, Jorge Rodríguez Grossi, durante su encuentro en Montevideo participando en reuniones para la creación de un estatuto que institucionalice el Anillo Energético en octubre 2005.



II.3.La posición de Venezuela

La postura del presidente Hugo Chávez respecto al proyecto del “anillo, energético” sudamericano, donde Chile es el actor y principal promotor. Será que es verdad que se dice que: Los negocios, los conceptos de amistad y fraternidad (que siempre ha manifestado Chávez con respecto a Bolivia ⁽⁵⁸⁾). Venezuela no representa una amenaza para aquel país, por la enorme distancia que existe entre ese país con Chile o

Argentina (más de 4000 Km), y suponiendo que se construya un gasoducto a la Argentina, llegará a poner en el cono sur de Sudamérica a 7 u 8 dólares por MPC como mínimo.

II .4.La postura energética de política peruana

Aunque el gobierno peruano quisiera ser el eje central del “anillo energético” tiene dos serias dificultades para ser abastecedor seguro de gas a dichos países.

Primero .Perú, actualmente, tiene sólo 8 TCF (trillones de pies cúbicos) de reservas probadas de gas natural, que según el Ministerio de Hidrocarburos de esa nación, está dirigida, mayormente, al enorme mercado de Lima metropolitana que consumirá, por lo menos, 5 TCF en los próximos 20 años. Además, parte de la producción de Camisea está orientada a la exportación hacia México, país con el que el Perú tiene convenios establecidos (para la provisión de este energético) en dicha materia.

La demanda de los países del anillo (Chile , Argentina ,Uruguay , Paraguay y Brasil) , es superior a la demanda de México , y para satisfacer esos mercados el Perú tendrá que descubrir reservas adicionales que , por lo menos , quintupliquen su actual capacidad de producción gasífera ,y esto podría logrado a largo plazo (recordemos

⁵⁸. CIENFUEGOS, MANUEL MATEO y otros (2006), “El anillo energético Sudamericano” .*Mercosur y Unión Europea* 6 mayo. págs.344.



que Bolivia cuando suscribió contrato con Brasil tardó ocho años en exportar), y a que ningún proyecto es viable si no se cuenta con suficiente reserva comprobada de un yacimiento.

El segundo gran obstáculo es la falta de rentabilidad del proyecto a causa de las enormes distancias entre puntos de producción (CAMISEA, Perú) y consumo (Salta, Argentina). Según Luis Carlos King de Santa Cruz, actualmente el transporte de gas de Camisea a Lima tiene un costo de 1,2 dólares por MPC (millar de pies cúbicos), por lo tanto llevar el gas peruano a Salta costará alrededor de 3 dólares frente a los 0,30 de dólares desde Bolivia .A esto hay que añadir un aumento de 1,80 que cuesta en Boca de pozo por lo que el gas en Salta se incrementara a cuatro dólares, mientras Bolivia, actualmente está poniendo en frontera de dos dólares, lo que significa una ventaja competitiva para este país.

II .5. Estrategia Boliviana del gas natural

Bolivia tiene la gran oportunidad histórica de convertirse en verdadero actor de los anillos dentro de cualquier esquema energético que se quiera establecer en el continente, siempre que se diseñe una estrategia solida, y gestora de sus hidrocarburos, especialmente del gas natural, que actualmente pasan de los 28 TCF, algo considerable en el escenario energético sudamericano.

Esta estrategia pasa por la toma de decisiones del Estado Boliviano ⁽⁵⁹⁾ en los siguientes dos aspectos:

- 1- Una nueva ley de hidrocarburos, que debe incluir la obligación que tienen todas las empresas petroleras a entregar a PFB el 50% de su producción de gas en especie. Esta propuesta tiene base en el espíritu de equidad dentro del principio constitucional de que el Estado debe velar, soberanamente para que los recursos no renovables beneficien, prioritariamente, a los bolivianos.

⁵⁹. Ibid.p.337.



2- Con el 50% del gas natural recibido, PFB se verá licitar la construcción de plantas industriales de productos de valor agregado en los polos de desarrollo que el país tenga planificados (tales como los fertilizantes, diesel, metanol, plásticos, termoelectricidad, fiero y acero) en territorio nacional con capitales extranjeros y nacionales dentro de un modelo de economía mixta para consumo interno e internacional o continental.

3 - por su parte, con sus 50 % de cuota, las petroleras pueden exportar hacia los países del llamado “anillo energético”, colocando a Bolivia como eje central siempre que los precios sean justos y asumibles.

Se hace urgente, entonces, que el Estado Boliviano diseñe una estrategia energética que haga realidad la exportación de gas al “anillo energético” al mismo tiempo industrializando el gas natural. Porque la creación de empleos con la industrialización del gas se constituye en un asunto de seguridad nacional y puesto que el bienestar socioeconómico de los próximos 50 años se basará, fundamentalmente en el uso que se daría a este recurso natural.

II.6. Integración o geopolítica, Lo que hay detrás del “anillo energético”

a. Competencia gasífera en el cómo sur

En el decenio de los años 60 – 70, los planificadores argentinos comenzaron a preocuparse por el futuro energético de su país y de la región. Esta se abastecía, exclusivamente, con petróleo, y el gas natural era un desconocido elemento para todos los países del área, exceptuando en Argentina donde se había extendido una gran red de gasoductos que desde el norte y el sur de su territorio llegaba a las capitales provinciales y ciudades intermedias.

Brasil, en tanto, se abastecía con el gas boliviano, construyendo primero el gasoducto Santa Cruz – San Pablo – Porto Alegre, acción que fuera combatida en las sesiones de Perú.



Estas poderosas empresas procuran importar y luego exportar el gas de los yacimientos de Tarija (Bolivia) y por tanto las reservas, de Camisea pasando por territorio boliviano no hace más que fortalecer el “anillo energético” que de por sí, ya, existe. Conforme a los cinco gasoductos entre Argentina y Chile; entre Argentina y Brasil y Uruguay, Bolivia con San Pablo.

El objetivo fundamental es conectar a Camisea con el norte de Chile para subsanar las restricciones de oferta de gas argentino ⁽⁶⁰⁾.

El gobierno argentino, en su política energética aparece como entusiasta del proyecto, por cuanto se planifica que en la etapa final, el gas de Camisea abastezca comercialmente el importante gasoducto del norte argentino convirtiendo, potencialmente, a este país en el Centro de abastecimiento Energético Regional del cono sur.

b. Anillo energético y la integración geopolítica

El 20 de julio de 2009, se ha firmado en la reunión Cumbre del Mercosur celebrada en Asunción, un acuerdo para lograr e impulsar la integración energética sudamericana, tomando como base la distribución regional del gas. El proyecto gravita alrededor de la potencialidad del gas natural del yacimiento peruano de Camisea , cuya explotación comenzó a realizarse en agosto del año 2004 ; que conforme a los estudios realizados tendría una duración de 33 años , de acuerdo con sus reservas estimadas en 246,358 millones de metros cúbicos y probables de 192,556 millones de metros cúbicos .

El gas de Camisea al integrarse al futuro “anillo energético” serviría de basamento histórico a la idea panamericana de integración regional, tan solo por 33 años. Las Reservas de Camisea sólo alcanzarían unos 30 millones de metros cúbicos diarios para abastecer a Chile, segundo a Argentina, Brasil, Paraguay; y Uruguay sin dicho gas, por lo cual como lo ha reconocido un equipo técnico peruano “es

⁶⁰. BELLIS, De, Bernardo Quagliotti .Op –cit.p.4.



imperativo encontrar nuevas reservas o asegurar la presencia de Bolivia como suministrador ante 48 millones de pies cúbicos que tienen sus yacimientos”⁽⁶¹⁾, los que confirmo el Dr. Duhalde: “sería ridículo un anillo energético si no estuviera Bolivia”⁽⁶²⁾. Por otra parte el Ministro de Hidrocarburos no aparece muy entusiasta con el llamado anillo energético.

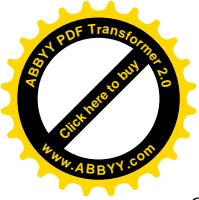
¿Qué hay detrás anillo energético

La empresa belga Tratable – cooperaría de electro andina – a la vez social CODELCO – la empresa cuprífera más grande del mundo de propiedad del Estado Chileno, que opera en el norte del país trasandino, se abastecen a través de los gasoductos: El “Norandino” que viene de Argentina y de gas de “Atacama” cuyo “pool” de accionistas los integran CMS Energía de Estados Unidos y la filial de Endesa-España.

Desde España comenta, Robert Mur, para acabar de completar el puzle geopolítico, el presidente Venezolano Hugo Chávez, propuso añadir al “anillo” un gasoducto de 6000 kilómetros entre Venezuela y Bueno Aires pasando por Brasilia, además de la creación de una empresa panamericana (gas del sur) que garantizaría el suministro de Sudamérica por un período de cien años.

⁶¹: Según estimaciones de la Comisión técnica de Países del Mercosur.

⁶²: Dr. Duhalde secretario permanente en el Mercosur, se trata de la red de gasoductos que abastecería de gas peruano a Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay (en el 20 de julio, 2009) durante la reunión cumbre del Mercosur.



III. Organización de países productores del gas

III.1. Panorama general

El nuevo organismo se gestará durante la reunión del foro de países Exportadores de gas (FPEG). Venezuela, Bolivia y Argentina han manifestado su respaldo para la creación de una Organización de países productores y Explotadores de gas de América del sur (OPEGASUR).

Venezuela cuenta con reservas probadas que se elevan a unos 150 millones de pies cúbicos de gas (MPCG).

Cinco países del mundo, incluyendo a Venezuela, conformarán la OPEP del gas el 9 de abril, el nuevo organismo es similar a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), se encargará de los mecanismos de regulación de la compra y venta de la energía gasífera en todo el mundo en su fase inicial; la organización estará integrada por Venezuela, Argelia, Qatar, Irán y Rusia, todos considerados como países con las mayores reservas gasíferas probadas del mundo, según los estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) en el año 2006.

Expertos en materia energética de Argelia⁽⁶³⁾ y Qatar informaron, a agencias internacionales, que el Cartel se fundará en la ciudad de Doha (Qatar), durante la reunión del Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG), organismo creado en el año 2001 y que, actualmente, garantiza la estabilidad de los suministros energéticos de gas en muchos países del mundo.

A esta reunión asistirán representantes de 22 países, entre desarrollados y subdesarrollados, cuyos miembros disponen de más del 70% de las reservas mundiales, que se estiman en 600,000 millones de pies cúbicos de gas natural.

⁶³: El economista de Cuba, Sitio oficial (2005-2008) "Venezuela, Argelia, Qatar crearan OPEP del gas" .globalización y problemas de desarrollo .



La proposición relativa a la creación de una OPEP de gas, idéntica a la organización que agrupa a los países petroleros, ha sido impulsada por el presidente de Venezuela Hugo Chávez Frías. Esta iniciativa ha encontrado un eco en la República Islámica de Irán y en Rusia.

En América Latina, la propuesta de la conformación del organismo ⁽⁶⁴⁾ ha sido aceptada por los presidentes de Argentina, Néstor Kirchner, de Bolivia, Evo Morales, y el mandatario Venezolano, Hugo Chávez.

“El continente americano llevará una política de coordinación para regular los precios en el mercado del gas en América latina. Con la creación de la Organización de países productores y exportadores de gas de América del Sur (OPEGASUR) , por parte de Venezuela, Argentina y Bolivia , se trata de llegar a una justa valorización del precio de gas” ⁽⁶⁵⁾ , apunta el presidente Hugo Chávez .

El ex ministro argelino de energía, Chakib Jelil, expresó *“que una OPEP del gas podría ser creada si algunos de los países productores están interesados en la idea lanzada por la empresa rusa gasífera, GAZPROM, de estudiar la propuesta en la medida en que los países productores estén interesados en la idea”* ⁽⁶⁶⁾ .

Mientras que Dmitry Pescov, señaló que el gobierno no tiene comentarios acerca de la creación de un cártel. *“El organismo podría influenciar en los precios del mercado, y de la cooperación de los intereses de consumidores y de productores, más no sobre la creación de una organización similar a la OPEP”* ⁽⁶⁷⁾ .

⁶⁴. El Economista de Cuba, Publicación Digital del ANEC .La Habana1997-2007.p.17.

⁶⁵. Ibid.p.11.

⁶⁶. Ibid.p.12.

⁶⁷. Ibid.p.10.



III.2. Pertenencia

Para Marina Díaz, la creación de una OPEP del gas es pertinente en Europa y en América ⁽⁶⁸⁾.

“La idea de conformar un organismo estratégico que reagrupe a los principales países exportadores de gas natural es factible porque, así, se fijarán precios justos en el mercado internacional. Dentro de 15 o 20 años el mercado gasífero podría generar buenas ganancias como lo es el petróleo, hoy día” ⁽⁶⁹⁾ recalca Marina Díaz.

Según esta autora el recurso energético goza de un excelente mercado en el Continente Latinoamericano. *“Venezuela, perfectamente, se encuentra en capacidad de vender más de 35% de sus reservas de gas natural a los países del Caribe, como Aruba o Trinidad, e incluso a los propios Estados Unidos y Brasil. Mientras que Bolivia puede proveer su producto a Brasil y Argentina puede hacer lo mismo con Chile y Paraguay”* ⁽⁷⁰⁾.

El planteamiento ha sido también, compartido por Alejandro Grasso, experto en materia gasífera. *“Me parece excelente que los países productores de gas busquen formas de cooperación para elaborar Un nuevo mercado energético y alterno al petróleo. La creación de una “OPEP – gas” es una idea legítima y está acorde con las tendencias actuales del mercado mundial”* ⁽⁷¹⁾ que conoce, actualmente, una enorme expansión comercial.

Grasso pronosticó que en Venezuela podría ocupar los primeros lugares entre los países con mayores reservas gasíferas del mundo, una vez que se haya evaluado la capacidad productora.

⁶⁸. Manu EL Cienfuegos .op. cit.p335.

⁶⁹. Alejandro Grasso experto en materia gasífera (durante la reunión del Foro de países Exportadores de gas FPEG).

⁷⁰. Ibid.p.337.

⁷¹. Ibid.p.338.



“Venezuela puede llegar a más de 196 mil millones de pies cúbicos de gas una vez que se cuantifiquen las reservas en la plataforma Deitana, ubicada en la costa afuera. La cifra sumada a las reservas probadas ubicarán a Venezuela en el tercer reservorio de gas natural más importante del planeta, después de Rusia e Irán y por encima de Qatar, Emiratos Árabes y los Estados Unidos”⁽⁷²⁾ .

PDVSA prevé invertir entre 2006-2012 más de 16,700 millones de dólares en proyectos internos e internacionales para la explotación de gas. La estatal petrolera espera aumentar la producción de gas de 6000 millones de pies cúbicos a 12mil millones de pies cúbicos para finales del año 2012⁽⁷³⁾ .

III.3. Petrocaribe

Los 16 países participantes firmaron un acuerdo para la creación de Petrocaribe. La multinacional caribeña que propuso Chávez, es una “plataforma institucional” que se encargará de coordinar la producción, refinación, transporte y suministro de petróleo venezolano y sus derivados a los países participantes en la cumbre⁽⁷⁴⁾ .

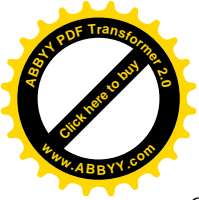
Petrocaribe se enmarca en la búsqueda de la integración Latinoamericana por parte del gobierno venezolano, y en su arduo esfuerzo por disminuir la dependencia económica de este país con los Estados Unidos hacia donde se exporta el 50% del petróleo producido.

En tierra venezolana se ha celebrado el primer encuentro energético de Jefes de Estado y de Gobierno del Caribe. El Estado petrolero de Anzoátegui ha acogido a dieciséis (16) mandatarios de países caribeños que discutieron la conformación de Petrocaribe. Para Chávez la importancia de la conformación de PETROCARIBE queda

⁷². Comentario de Alejandro Grasso acerca de las reservas gasíferas en esta reunión del Foro de (FPEG), abril 2006. Ibid.p.338.

⁷³. Véase el Sitio: www.eia.doe.gov/emeu/Venezuela_Oil.htm. *Venezuelaenergy, Data and Statistics*.(Ministerio de poder popular)2007.

⁷⁴. www.Biblioteca_Virtual.com /Articulo de Esperanzo Hernández .Venezuela junio 2006.



más que demostrada con la agudización de la crisis energética mundial. La idea del gobierno es que la integración-cooperación de la región permitiría de minimizar los efectos negativos que sobre los países de la región tiene los altos costos de la energía, originados por factores tanto especulativos geopolíticos.

La empresa regional Petrocaribe, propuesta por Venezuela – quinto exportador mundial de crudo – a los gobernantes del Caribe, incluye un plan “estratégico” de suministro de petróleo y un fondo social para los países de la región. De este modo, se extenderían los benéficos de los previos acuerdos de Caracas y San José – este último junto a México- por los que Venezuela suministra petróleo a bajo costo y con financiación preferencial a los países Caribeños.

3. a. En qué consiste PETROCARIBE

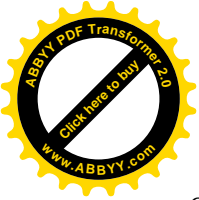
Según Hugo Chávez, el plan estratégico establecido en PETROCARIBE ⁽⁷⁵⁾ prevé, en una primera etapa, la distribución de petróleo desde Venezuela hacia tres regiones principales: Cuba, Jamaica y el oeste Caribeño y, en segundo lugar, República Dominicana y Haití.

El último eje abarca el suministro energético del Caribe oriental, a partir de la refinería venezolana en Curazao.

PDV-Caribe, la nueva filial de la empresa estatal petróleos de Venezuela (PDVSA) instalada en Cuba, se encargará de la distribución del crudo a través de los buques del grupo Venezolano, sin intermediarios, con el objeto de reducir los costos de transporte además de las infraestructuras energéticas, como en Granada y Antigua y Barbuda.

Ante una escala del barril de petróleo que, en los últimos días, superó la barrera de 60 dólares; 40 por ciento si el barril venezolano llega a cincuenta (50) dólares o cincuenta (50%) por ciento si supera (100) cien dólares.

⁷⁵. www.P.D.V.S.A.com /Interview con el presidente venezolano Hugo Chávez Frías . Véase , Panorama News paper,10, Augusto 2006.págs.2.3.



III.4. Organización de Países Productores de Petróleo

La Organización de Países Exportadores de Petróleo, es una institución intergubernamental creada para coordinar las políticas de producción de hidrocarburos de sus países miembros con el objetivo de estabilizar el mercado internacional de los hidrocarburos de los países productores de petróleo para obtener un equilibrado retorno de las inversiones y asegurar el suministro permanente y estable de crudo para los países consumidores.

La OPEP produce a altura del 40% del crudo mundial y el 14% del gas natural. La fundación de la OPEP ha sido y es un acto de reivindicación histórica ante el control que ejercían las compañías transnacionales en el campo petrolero a expensas de los países productores.

Para mediados del siglo pasado, los precios, los volúmenes de producción y otros asuntos claves eran controlados por siete grandes empresas monopolísticas internacionales conocidas como las “Siete Hermanas”, conforme a sus intereses y en consonancia con la situación política y estratégica de sus países de origen.

En febrero de 1959 y agosto de 1960, se presentaron reducciones unilaterales para los crudos del Medio Oriente; esta situación propició que un mes más tarde, el nueve de septiembre de 1960 ⁽⁷⁶⁾, por iniciativa de los ministros petroleros de Venezuela y Arabia Saudita Juan Pablo Pérez Alfonso y Abdullá Al-Tariki, se ha decido la creación del denominado “Compacto Petrolero”, o sea la OPEP para defender la lógica de los intereses de los países productores en un mundo ilógico y contradictorio.

La otra razón que condicionó la institucionalización de la OPEP, la constituyó el inmenso vacío en la regulación anárquica de mercado petrolero mundial, la incapacidad de la llamadas “Siete Hermanas más la compañía francesa de petróleo

⁷⁶. J.H.Carmical. (1960), « Oil Lands Cartel nears formation » , *New york Times* .9octubre pro quest historical p.f1 .Véase también / www. Siembre petrolera @ P.D.V.S.A.com.



para determinar los precios del petróleo y controlar las del más fuerte, sus propios intereses desde el convenio de Achnacarry de 1928.

El acuerdo de Achnacarry, comenzó a perder su sustancialidad después de la penetración de otras empresas en el negocio petrolero internacional, debido a la llegada del crudo ruso en el mercado europeo y la aparición de las empresas Petroleras independientes que también, ofrecían precios inferiores de los fijados por las “Siete Hermanas”.

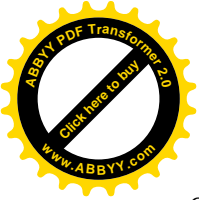
Estos son los factores decisivos que abrieron las perspectivas a la OPEP y imponerse en al mercado petrolero mundial que exige una constante readaptación de la política energética en un universo de cambios globales y crisis irónica.

4. a. Políticas de la OPEP

Las políticas de la Organización han estado orientadas hacia la defensa de los precios petroleros y mantener la estabilidad del poder adquisitivo. Los mayores esfuerzos de la Organización están dirigidos a alcanzar y mantener un mercado de cambios instantáneos de los valores mercantiles.

Desde el mes de marzo del año 2000, los esfuerzos han sido orientados hacia la materialidad de estos objetivos a través de un programa regulatorio de producción, que limita la oferta OPEP. y de algunos países no OPEP, dentro de niveles que apoyan una banda indicadora de precios considerados como aceptables y convenientes para productores y consumidores (22-28 USD/barril).

Previo a esta decisión de marzo del año 2000, la OPEP practicó diferentes esquemas y políticas de control de mercado: Así hasta 1973 aceptó los precios fijados, unilateralmente, entre 1973 y hasta 1974 comenzó a fijar los precios de los crudos en el mercado hasta que 1985 Arabia Saudí renuncia a la estructura de los precios de la OPEP y la organización abarca la política de “Participación de Mercado” iniciándose la guerra de “TAIFA de los precios después de un breve periodo ,la OPEP retoma la



gerencia del mercado a partir de 1987 ,actuando únicamente como reguladora de producción. Desde 1987 hasta el año 2000 la OPEP sólo se interesa en el cumplimiento de las cuotas las cuales muy pocos países respetaban, obligando a la Organización a buscar, prospectivamente, nuevas estrategias en un mundo de permanente cambios.

4. b. OPEP regulación y política de los precios

1. Política de los precios

La totalidad de los precios del petróleo crudo ha sido y es una característica intrínseca a la evolución comercial de este importantísimo producto energético.

Su importancia estratégica le convierte en un poderoso mecanismo de presión política y económica (de primera magnitud) en las relaciones internacionales.

Así, mientras el precio del barril ⁽⁷⁷⁾ de petróleo Brent (denominación del crudo que se toma como referencia en el mercado europeo) en el año 2001 ha sido de 24,5 dólares, un 14,1% menos que en el año 2000, durante el año 2002 dicho precio volvió a subir muy por encima de este valor, hasta alcanzar casi los 30 dólares el barril.

Estas fluctuaciones de los precios son producidas por muy diversos factores, pero los más importantes son las decisiones políticas de los países productores, los conflictos sociales o bélicos en las zonas más vinculadas a la producción de petróleo y en ocasión, las medidas que pueden tomarse en determinados foros financieros mundiales. En la figura de abajo se puede ver con claridad la elevada correlación existente entre los precios de crudo y los diversos acontecimientos geopolíticos en Oriente Medio. La cobertura de la demanda energética parece depender, cada vez, más de esta región, por lo que es fácil extrapolar que un factor clave para la estabilidad de los precios y suministro energético radica en estos países.

⁷⁷. Anónimo, “OPEP y regulación de los precios”, 17 diciembre.2008.Orán. p.1.



2. Regulación de los precios

A comienzos del año 2009, los miembros de la organización de países exportadores de petróleo deberán de reducir en forma apreciable su bombeo de crudo para equilibrar el mercado, lo cual se traduce, principalmente, en una curva descendente que desde agosto registran los precios.

En su 151 reunión (extraordinaria), celebrada el 17 de diciembre 2008 ⁽⁷⁸⁾ en la ciudad Argelina de Oran, la OPEP ha logrado consenso para retirar del mercado 2,2 millones de barriles de petróleo por día a partir de enero, que se agregan a los recortes de 500 mil b/d ejecutados en septiembre y 1,5 millones de b/d aplicados en noviembre, con lo cual el recorte total alcanza 4,2 millones de b/d Este reajuste del petróleo es el más importante que haya sido decidido por la OPEP en su historia.

A esta cantidad, se agrega el compromiso de Rusia y Azerbaiyán de retirar 300 mil b/d, respectivamente, con lo que el recorte en la oferta se eleva a 2,8 millones de b/d, 3% del suministro mundial.

La disminución de más cuotas no ha sido desdeñable. Los precios de los principales marcadores han caído de 70%, lo cual se traduce en 100 dólares menos en el caso del West Texas Intermédiate.

Contrariamente, de lo que se esperaba, el precio referencial del West Texas Intermédiate cayó fuertemente en (8,1%) para terminar en 40,06 dólares en Nueva York. Este porcentaje que se valora en 3,54 dólares, el precio más bajo en cuatro años y medio y tiene como consecuencia, principal motivarte, el incremento de los indicadores de los precios del petróleo en los Estados Unidos.

Ramírez ⁽⁷⁹⁾ recalca que aún están en evaluación las áreas en donde se aplicará el último tramo del recorte. Mencionó como posibilidad la disminución de la explotación

⁷⁸. *Ibíd.*p.2.

⁷⁹. *Ibíd.*p.3.Rafael Ramírez, ministro de Energía y Minas , y presidente de P.D.V.S.A.(la Empresa estatal de Venezuela).



de crudo, pues se trata de la temporada de baja demanda estacional para este hidrocarburo.

Los precios deberían a la estabilización de los precios porque la crisis es de esencia económica y tiene repercusiones graves sobre la demanda y la oferta, además de las incertidumbres sobre, el comportamiento de la economía mundial y de sus consecuencias o repercusiones financieras, sociales y económicas sobre el desarrollo de los países productores de petróleo.

El crudo venezolana, por su parte, perdió unos 103 dólares por barril en últimos cinco meses, trastocando las previsiones financieras del ejecutivo para el último trimestre del año y amenazando el cumplimiento del presupuesto nacional que corresponde al año 2009.

En la resolución final del encuentro, la conferencia de la OPEP indica que el volumen actual de suministro de petróleo supera la demanda, lo cual se evidencia a partir del incremento sostenido que señalan los indicadores en los países del OCDE.

Además del impacto grave producido por la crisis financiera del capitalismo mundial, sus consecuencias económicas, han conducido a la destrucción de la demanda, resultando en una presión a la baja sin precedentes de los precios. La conferencia advierte que, si se permanecen los precios tal como son podrían caer a niveles amenazantes para las inversiones que se requieren para garantizar el adecuado suministro energético en el mediano y largo plazos.

Los 4,2 millones de b/d que en total retirará la OPEP ⁽⁸⁰⁾ del mercado mundial se calcularon sobre la base de la producción promedio de los 11 países adscritos al sistema de cuotas (todos menos Irak) en septiembre, lo cual se ubicó en 29,04 millones de b/d. De esa manera, los países miembros de la PEPO deberán producir, globalmente,

⁸⁰. Anónimo. "Sixteenth international Conference an Exhibition on Liquefied Natural gas (LNG)", Orán, Argel *LNG 16 News*, CMNAVAL -18-21-abril.2010.



unos 24,84 millones de b/d, un volumen que no se ha subrayado desde el año 2004.

Venezuela ha tomado la decisión de reducir su volumen de producción y no deja de retirar unos 129 mil barriles diarios del mercado exterior; a Venezuela le corresponde disminuir su bombeo en enero en unos 189 mil barriles por día para alcanzar un recorte total de 340 mil b/d.

Si se toma como parámetro el pico de producción que ha anunciado el Ejecutivo venezolano, a mediados del año, se llegaría a unos 3,3 millones b/d; el retiro de estos 340 mil barriles por día significaría que la producción total se situará alrededor de 2,96 millones de b/d.

No obstante, si se usan como parámetros la referencia de la OPEP, la realidad sería otra: El informe mensual de la OPEP indica que el país ha extraído 2,35 millones de b/d en septiembre, con lo cual la producción máxima permitida se situará en 2,01 millones de barriles al día para el mes de enero; una cantidad, significativamente, distante de los 3,6 millones de b/d prescrita por el presupuesto de la nación para el año 2009.

Al respecto, el ministro de energía y petróleo, Rafael Ramírez, ha declarado, que no está descartado modificar las variables utilizadas para calcular el presupuesto nacional, que tiene como precio de realización una cesta venezolana en 60 dólares. No obstante, acotó que la estrategia es observar primero cómo las cotizaciones se comportarían en los próximos días ante la decisión de OPEP.

III.5. Reservas mundiales actuales

5. a. Producción y duración

A finales de 2003, las reservas mundiales probadas ⁽⁸¹⁾ de petróleo ascendían a 157000 millones de toneladas, equivalentes a 1,15 billones de barriles.

El 77% de esas reservas se encuentran en los 11 países pertenecientes a la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP), Venezuela, Arabia Saudí,

⁸¹. www.P.D.V.S./petróleo de Venezuela.



Argelia, Emiratos Árabes Unidos, Irak, Irán, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

El 7,5 % del total mundial se encuentra en los países pertenecientes a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), formada por 30 países entre los que se encuentran los, económicamente, más potentes del mundo. El resto, un 15,6% está repartido entre los demás países del mundo.

El por consiguiente 86,3 % de las reservas, actualmente, existentes de petróleo en el mundo se encuentran en esos (12) doce países en vía de desarrollo, citados anteriormente.

CUADRO N o.13

5. b. Países del mundo con más petróleo en su subsuelo ⁽⁸²⁾

País	Porcentaje sobre el total de reservas mundiales
Arabia Saudí	22,9
Irán	11,4
Irak	10
Emiratos Árabes Unidos	8,5
Kuwait	8,4
Venezuela	6,8
Rusia	6
Libia	3,1
Estados Unidos	2,7
China	2,1
México	1,4

⁸². BP Statistical Review of World Energy. June 2004(datos de2003).



CUADRO N o.14

5. c. Reservas regionales ⁽⁸³⁾

Países	Porcentaje
Oriente Medio	63,3%
Europa	9,2%
Sur y Centro América	8,9%
África	8,9%
América de Norte	5,5%
Asia Pacifico	4,2%

CUADRO N o.15

Reservas por zonas ⁽⁸⁴⁾:

Zona	Reservas % S/ total	Consumo% total
Oriente Medio	63,3	5,9
Europa y Euro asia	9,2	25,9
Sur y Centro de América	8,9	6
África	8,9	3,3
América del Norte	5,5	30,1
Asia -Pacífico	4,2	28,8

⁸³. Ibid.p.3.

⁸⁴. BP Statistical Review of world Energy jun. 2004 (datos de 2003).



5. d. Producción

En 2003 se produjeron 3,697 millones de toneladas de petróleo, prácticamente la misma cantidad que en 2002 (3,561 toneladas).

CUADRO N o.16

Datos de producción 1999-2003⁽⁸⁵⁾:

Año	Millones de toneladas	Millones de barriles diarios
2003	3,697	76,777
2002	3,562	74,065
2001	3,586	74,487
2000	3,604	74,669
1999	3,468	72,063

5.d. Producción de petróleo de Venezuela en 2006

Es la pregunta obligada en los cursos, foros y entrevistas nacionales e internacionales donde se trata el tema energético, y en especial donde se habla o escribe sobre la industria petrolera venezolana. La primera respuesta es que la producción de petróleo ⁽⁸⁶⁾ es, definitivamente, menor que la que informan las fuentes oficiales (3.273.000 barriles diarios - B/D - promedio 2005 y subiendo en 2006) y para ser más preciso se sitúa entre 2.500.000 y 2.700.000 B/D, como lo informa la OPEP, las agencias como la EIA, IEA y especialistas internacionales. Estas cifras incluyen la producción del Bitor. Para tratar de llegar a la mejor cifra, hasta que el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) presente Informe Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE) para el año 2005, y las cifras reales estimadas del primer trimestre de 2006. Los estimaciones que se indicadas en los Cuadros 17 y 18. Apuntan hacia los

⁸⁵. BP Revista de Estadísticas de Energía del Mundo junio 2004(datos 2003).

⁸⁶. LUCIANO .Fen .B,(2009), "La verdad sobre la actual producción petrolera" Noticias Forex. Caracas, 12 diciembre .p 17.



siguientes resultados ocho premisas:

1. Las cifras aparecidas en el Informe mensual de la Agencia de Información EIA sobre las importaciones a los EE. UU. de petróleo y productos desde Venezuela en el mes de febrero 2006: 1.175.000 B/D de petróleo y 297.000 B/D de productos.
2. Los porcentajes de crudos exportados por Venezuela en 2003 para cada región se mantienen para el 2006.
3. Las cifras del PODE 2003 de producción, refinación, consumos internos y exportaciones de crudo y productos son ciertas.
4. El crudo procesado en las refinerías venezolanas en 2006 corresponde a la declinación en refinación que se viene observando desde el año 2000. Esta premisa es importante porque el PODE informa que el año 2000 el volúmen de
5. crudo refinado fue de 1.079.410 B/D y disminuyó a 857.300 B/D en 2003, es decir, a una tasa anual de declinación de 74.000 B/D, lo cual si se extrapola daría una cifra para enero de 2006 de 709.000 B/D.
6. La producción total será la suma del crudo exportado más el crudo refinado.
7. La producción de los Convenios Operativos y la de las Asociaciones de la Faja para 2005 es la que informó el doctor Luís Vierma (Vicepresidente de PDVSA). Estas cifras aparecieron en la edición de El Universal, del día 11 de marzo de 2006.
8. La producción de los Convenios Operativos y la de las Asociaciones de la Faja para enero 2006 es la misma que promedió en el 2005.
9. La producción de Bitor para 2006 se considera la misma de 2003.
10. Para fines de exportación a Norte América no se consideró el volumen que fue a Canadá (16.337 B/D PODE 2003) ⁽⁸⁷⁾.

⁸⁷. Ibid.p.19.



Vale destacar que según las cifras totales de exportación de crudo (1.650.000 B/D) y las de crudo procesado por las refinerías venezolanas (857.300 B/D) que aparecen en el PODE 2003, la producción total de petróleo en 2003 debe haber sido 2.507.300 B/D y no 2.810.000 B/D.

Hay una diferencia de 302.700 B/D que sería conveniente fuera explicada. En conclusión, la producción máxima de petróleo de Venezuela para febrero 2006 sería de 2.700.526 barriles diarios (Cuadros 17y 18).

Según los Planes de PDVSA se la producción alcanzaría 5,8 millones de barriles diarios de petróleo para 2012. Este cifra volumen se refiere a la magnitud de información en materia de producción de petróleo que producirán las empresas que operan en el país, que necesitarían amerita una metodología apropiada para calcular e informar sobre esa producción mensualmente. Esta fue una propuesta con el objeto de que agencias internacionales calificadas, como la OPEP, EIA e IEA, así como organizaciones de inveradura British Petroleum (BP) de BP, Blommborg, Oil & Gas Journal y World Oil presenten cada mes la información más consistente sobre la producción de Venezuela.

**Cuadro 17: Exportaciones de petróleo solamente producción (B/D)**

	<u>2003</u>	<u>2006</u>
América del Norte 59.0 %	972.852	1.175.000
América Latina 31.5%	519.518	617.331
Europa 5.1%	84.090	101.568
Otros 4.4%	73.540	87.627
Total	1.650.000	1.991.526
Crudo Procesado por las Refinerías venezolanas	857300	709.000
Producción	2.507.300	2.700.526
Diferencia No explicada	<u>302.700</u>	
	2.810.000	

Cuadro 18: Producción de Venezuela por actores (B/D)

	<u>2003</u>	<u>2006</u>
	<u>Según pode</u>	
PDVSA Esfuerzo propio	1.855.805	1.544.379
PDVSA Convenios Operativos	465.918	495.400
Bitor	59.107	59.107
Asociaciones estratégicas	<u>429.170</u>	<u>601.700</u>
Total Producción	2.810.000	2.700.526

Ob: Cálculo, como diferencia del total producido (2.700.526 B/D menos las otras cifras aportadas por PDVSA, menos el estimado de Bitor .La cifra de 1.544.319 B/D difiere en 631.581 B/D de la cifra dada por PDVSA para el 2005 en marzo 2006 de 2.170.900 de Esfuerzo propio +5000 de los convenios de Exploración a Riesgo =2.175.900 B/D.



III.6. Refinación y obtención de productos

El petróleo, tal como se extrae del yacimiento, no tiene aplicación práctica alguna. Se hace necesario separarlo en diferentes fracciones. Este proceso se realiza en las refinerías.

Una refinería es una instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en productos útiles para el uso público e industrial, etc. El conjunto de operaciones que se realizan en las refinerías para obtener o transformar conseguir estos productos son denominadas “proceso de refinación” ⁽⁸⁸⁾.

La industria del refino tiene como finalidad obtener del petróleo la mayor cantidad posible de productos de calidad bien determinada , que las fracciones más pesadas , fuelóleo y asfalto , pasando por otros productos intermedios como las gasolinas ; el gasoil y los aceites lubricantes .

El petróleo bruto contiene todos estos productos, por excelencia, porque está compuesto casi, exclusivamente, de Hidrocarburos, cuyos dos elementos constituyos son el carbón y el hidrógeno de donde se define el concepto químico de hidrocarburos. Atendiendo a la composición o naturaleza química, existen tres clases de petróleo:

a) parafínica ; b)asfáltica ; c) mixtos .

⁸⁸. BRIETO .Federico, op.cit.p.482.

CUADRO N o.19 ⁽⁸⁹⁾

Producción de petróleo de OPEP (1000 b/j) Mayo 2007					
	Subida de producción 01/2/2007	Producción Abril 2007	Producción	Capacidad	Capacidad Excedentaria
Alergia	25	1360	1360	1430	70
Indonesia	16	850	850	850	0
Irán	73	3700	3700	3750	50
Kuwait	42	2420	2420	2600	180
Libia	30	1680	1680	1700	20
Nigeria	42	2170	2010	2010	0
Qatar	15	790	790	850	60
Arabia Saudita	158	8600	8600	10500 11000	1900-2400
Emiratos Árabes Unidos	42	2500	2500	2600	100
Venezuela	57	2400	2400	2450	50
OPEP10	500	26470	26310	28740- 29240	2430-2930
Angola ^(a)	-	1610	1620	1620	0
Irak	-	2100	2100	2100	0
Total petróleo bruto		30180	30030	32460- 32960	2430-2930
Otros líquidos		4452	4457	-	-
Total OPEP		34632	34487	-	-

Ob: El petróleo no incluye los condensados o LNG .Las cuotas se basan únicamente en la producción de petróleo bruto.

“Capacidad”, se refiere solamente a la capacidad de producción sustentable, definida como la producción máxima: 1) Ser efectivo en el delicto de 30 días y 2) mantenido en un periodo a lo menos de 90 días. Las cifras del Kuwait y de Arabia Saudita incluyen la media de la producción de la zona neutra entre los dos países.

Los EAU son una Federación de siete Emiratos; la cuota se implica sólo al Emirato de Abu Dabi quien controla la mejora parte de la riqueza económica y de los recursos.

Las cifras de capacidad y de producción de Venezuela excluyen el petróleo bruto ,es pesado para la Orimulsión. La producción actual del Irak en este cuadro es neta de reinyección y “wáter cut”. Los otros líquidos incluyen los condensados, Los LNG

⁸⁹. EIA junio 2007.



III.7. Procesos de refinación

Los procesos de refino dentro de una refinería se pueden clasificar, por orden de realización y de forma general, en destilación, conversión, catalítica y tratamiento⁽⁹⁰⁾.

a. Destilación

La destilación es la operación fundamental para el refino del petróleo. Su objetivo es conseguir, mediante altas temperaturas, separar los diversos componentes moleculares del crudo. Cuando el crudo llega a la refinería es sometido a un proceso denominado “destilación fraccionada”.

b. Conversión catalítica

Para hacer más rentable el proceso de refino y adecuar la producción a la demanda, es necesario transformar los productos, utilizando técnicas de conversión. Los principales procedimientos de conversión son el “Cracking y el reformado”.

Los procedimientos de “Cracking” o “Craqueo” consisten en la desintegración molecular.

Partiendo de estas técnicas: El craqueo térmico rompe las moléculas mediante fenómeno a secos (calor) catalítico, que realiza las mismas operaciones ella misma sin modificaciones en el proceso.

c. Tratamiento

En general, los productos obtenidos en los procesos anteriores no se pueden considerar productos finales. Antes de su comercialización deben ser sometidos a diferentes tratamientos finales para eliminar o transformar los compuestos no deseados que llevan consigo. Estos compuestos son, principalmente, derivados del azufre o cierto metal nocivo.

Con este último proceso, las refinerías obtienen productos que cumplen con las normas y especificaciones del mercado mundial de energía.

⁹⁰. [www. Monografias .com](http://www.Monografias.com).

CUADRO N o.20 ⁽⁹¹⁾

Demandas y ofertas petroleras mundiales 2006-2008 (Mb/j)								
	2006		2007			año		
	4 ^{to}	1 ^{ero}	2 ^{do}	3 ^{ero}	4 ^{arto}	2006	2007	2008
	trimestre	trimestre	trimestre	trimestre	trimestre			
Demande								
Estados- Unidos	21.0	21.1	21.1	21.5	21.3	20.9	21.3	21.5
Canadá	2.3	2.3	2.2	2.2	2.3	2.2	2.3	2.2
Europa	15.6	15.2	15.1	15.5	15.8	15.5	15.4	15.5
Japón	5.4	5.5	4.7	4.9	5.5	5.2	5.2	5.2
Otros países OCDE	5.4	5.5	5.2	5.1	5.5	5.3	5.3	5.3
Total OCDE	49.6	49.7	48.2	49.3	50.4	49.1	49.4	49.8
Ex - URSS	4.6	4.7	4.5	4.5	4.7	4.5	4.6	4.8
Europa	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Chine	0.3	7.5	7.8	7.8	7.9	7.2	7.7	8.2
Otros países deAsia	8.7	8.5	8.6	8.5	8.8	8.5	8.6	8.7
Otros países no – OCDE	14.5	14.6	14.8	15.1	14.9	14.4	14.9	15.3
Total non-OCDE	35.8	36.0	36.4	36.6	37.9	35.4	36.5	37.7
Total mundial	85.4	85.6	84.6	85.9	87.4	84.5	85.9	87.5
Oferta								
Estados –Unidos	8.5	8.4	8.4	8.3	8.6	8.4	8.4	8.8
Canadá	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.4	3.5
México	3.5	3.6	3.6	3.5	3.5	3.7	3.5	3.3
Mar del Norte	4.8	4.8	4.5	4.4	4.7	4.8	4.6	4.4
Otros países OCDE	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.5	1.4
Total OCDE	21.7	21.5	21.4	21.1	21.6	21.6	21.4	21.5
OPEP-11	33.5	32.9	32.9	33.7	34.3	33.9	33.5	34.8
OPEP- 12*	35.0	34.6	34.6	35.5	36.2	35.3	35.2	36.8
Bruto OPEP	30.4	30.0	30.1	31.0	31.7	30.8	30.7	32.0
Ex – URSS	12.4	12.5	12.6	12.8	12.9	12.1	12.7	13.1
Chine	3.8	3.8	3.8	3.9	3.9	3.8	3.9	3.9
Otros países no-OCDE	11.7	11.4	11.8	12.1	12.0	11.7	11.8	12.3
Total non- OCDE	62.9	62.3	62.9	64.2	65.0	62.9	63.6	66.1
Total mundial	84.6	84.1	84.3	85.3	86.6	84.5	85.1	87.6
Oferta non – OPEP	49.6	49.5	49.7	49.8	50.3	49.2	49.8	50.7

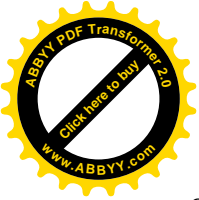
*Y comprende Angola que acompaña a la OPEP el 1^{er} de enero 2007.

⁹¹. Energy Information Administration, U. S .Department of Energy. junio 2007.

Comentario del cuadro:

En este cuadro correlativo entre las demandas y ofertas mundiales, se observa una fuerte demanda progresiva energética de los países más desarrollados, seguidos por otros países del OCCDE, los países de la esc URSS, además de Europa y China.

Esta progresión se advierte en este estudio comparativo que la demanda mundial supera con creces la oferta como se observa en el cuadro ilustrado arriba.



III.8. Oleoductos y gasoductos

Un oleoducto es el conjunto ⁽⁹²⁾ de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados.

El término oleoducto comprender no sólo la tubería en sí misma, sino, también, las instalaciones necesarias para explotación:

Depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

El diámetro de la tubería de un oleoducto oscila entre 10 centímetros y un metro. Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros, o, directamente, con los depósitos de las refinerías.

En los países que se suministran de crudos por vía marítima, el oleoducto asegura el enlace entre los depósitos portuarios de recepción y las refinerías del interior. En la actualidad hay, en el mundo, más de 1.500.000 kilómetros de tubería destinados al transporte de crudos y de productos de gas natural; el veinte (20 %) por ciento para crudos y el diez (10 %) por ciento para productos carburantes.

8. a .Cómo funciona un oleoducto

El petróleo circula por el interior de la conducción debido al impulso que proporcionan las estaciones de bombeo, cuyo número y potencia están en función del volumen transportado, de la viscosidad o fluidez del producto, del diámetro de la tubería, de la resistencia mecánica y del obstáculo geográfico.

En condiciones normales, las estaciones de bombeo se encuentran situadas a cincuenta (50) kilómetros unas de otras.

El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en circulación el flujo del producto.

⁹². www. Monografías .com / origen y formación del petróleo. Anónimo.p.13.Véase también, FEDERICH, LAHEE.op.cit.p486.



Desde un puesto central de control se dirigen las operaciones y los controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. El funcionamiento de las bombas se regula por mando a distancia.

III.9 .La importancia del petróleo en la economía venezolana y mundial

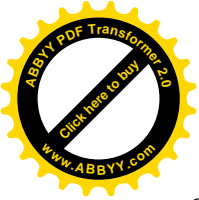
Esta variable se puede abordar desde tres ángulos. Por una parte tenemos el papel del petróleo como el puente histórico contemporáneo entre Venezuela como actor internacional y el resto del mundo. En segundo lugar, los efectos de la globalización en la industria petrolera mundial y en la industria petrolera venezolana, y en tercer lugar, los efectos de los cambios globales en el petróleo venezolano, en la vida política y social del país.

En cuanto a lo primero, el tema se ha abordado a través de un discurso dominante cuyas premisas se colocan en las siguientes consideraciones: somos un país petrolero, confiable (para Occidente), con una economía rentista y con un Estado poseedor y distribuidor de ese ingreso a través del cobro de la renta petrolera.

Partiendo de esos conceptos, el petróleo ⁽⁹³⁾ ha sido el principal vehículo para la inserción de los países productores del petróleo en las relaciones internacionales contemporáneas, tanto desde el punto de vista de nuestra ventaja competitiva como por los efectos secundarios de esa inserción; modernidad, progreso, industrialización, proteccionismo, e igualitarismo. Este conjunto de factores han promovido a su vez una cierta cultura política considerada como estatista y poca impulsadora de la actividad económica, los riesgos la dependencia de la sociedad civil del Estado y éste de la vulnerabilidad del país ante las alteraciones de los precios del barril de petróleo, tanto a escala mundial como a nivel del barril de petróleo de Venezuela y de los países productores .

En términos generales, el impacto del petróleo en Venezuela se ha evaluado negativamente, es decir, aprovechar los ingresos petroleros a fin de diversificar la

⁹³. RAMEO Carlos Andrés ,(32006), “Globalización, petróleo y política en Venezuela que entra al siglo XXI” *Revista de ciencias sociales. Madrid*. N° 129, noviembre, pp. 121,133.



economía, manteniendo criterios conservacionistas en relación a la explotación equilibrada de las reservas petroleras. En este marco, el debate petrolero estuvo dominado por un discurso estatista, en primer término, bajo las políticas de no más concesiones y participación fiscal del Estado venezolano, y luego, desde la década de los setenta de este siglo, bajo la política de nacionalización de la industria. Desde la perspectiva internacional, Venezuela ha respaldado la acción de los productores de petróleo a través de la OPEP y ha mantenido al petróleo como un pilar fundamental en que se desarrolla su política nacional, continental e internacional.

En este marco, los cambios globales están afectando también a la industria petrolera como tal. Esto es lo que queremos explorar en segundo lugar. Por una parte, el mercado petrolero mundial se está transformando en cuanto al número de productores, inclusive en mayor término que los miembros de la OPEP y en el acercamiento del mundo árabe a Occidente, lo cual desborda la premisa del "más confiable". En segundo lugar, la incorporación de nuevas tecnologías productivas y organizacionales obligan a la empresa estatal matriz petrolera del país, Petróleos de Venezuela y PDVSA y a sus filiales, a iniciar transformaciones estructurales en su esquema tradicional de empresa vendedora de crudos y bajo un esquema organizacional de empresa vertical, hacia la búsqueda de mercados seguros y estables, nuevos conceptos de mercado y productos y nuevos esquemas administrativos, organizacionales y laborales basados en las nuevas concepciones de red empresarial y tecnológica.

A estas alturas, se observa un proceso de internacionalización y privatización de PDVSA. En cuanto a la internacionalización ⁽⁹⁴⁾, ésta ha significado una presencia mayor internacional de la industria venezolana en áreas negocio nuevo para Venezuela como la industrialización y el mercadeo, así como también en los que se refiere a la

⁹⁴. Ibid.p.3.



orientación autonómica de la industria de la OPEP. En referencia a la privatización, iniciar este proceso significa impulsar la llegada a Venezuela de una inversión extranjera calificada que hace su entrada bajo diversas formas, asociaciones, joint ventures, ganancias compartidas y licitaciones que conforman la nueva configuración político-económica y técnico-científica.

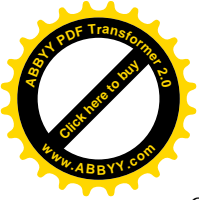
Estos cambios radicales, desde el punto de vista económico, político y jurídico, abren nuevas perspectivas en el campo de la industria petrolera, partiendo de la exploración y explotación mediante asociaciones con compañías extranjeras. Este salto cualitativo significa un impacto considerable del petróleo sobre la sociedad venezolana. Pareciera que el reimpulso de la industria petrolera en Venezuela, donde se observa una especie de nuevo boom petrolero que si bien no beneficia a toda la economía a través del gasto público, como fue en décadas anteriores, impulsa ciertos sectores de la economía local, además del impacto que significa el retorno de las compañías petroleras extranjeras y conexas con la industria, en áreas de servicio. Por último, pero no menos importante, hay que destacar el impacto del petróleo, bajo estas nuevas condiciones de la globalización, en la vida política venezolana.

III.10. Distribución de los productos derivados del petróleo

Los productos derivados del petróleo alimentan no sólo a otras industrias, sino, sobre todo, a los consumidores industriales o privados.

Al principio resultaba más económico situar las refinerías junto a las explotaciones petrolíferas, mientras que, ahora, los progresos realizados en la técnica de los oleoductos han dado lugar a una revolución especial que conduce a instalar las refinerías cerca de los centros de consumo con mayor densidad humana o urbanística.

Una vez obtenidos los derivados petrolíferos, las empresas deben distribuir sus productos a los clientes. En general, estos productos salen de las refinerías a granel,



aunque algunos se envasan en latas o bidones para su comercialización y uso inmediato.

Los grandes consumidores, como las eléctricas o las industrias químicas, reciben el suministro, generalmente, desde centros de producción y distribución.

Aunque los derivados del petróleo forman una muy variada el 90% de ellos se destinan a satisfacer a gran escala comercial la necesidad energética del mundo.

Principales productos derivados del petróleo ⁽⁹⁵⁾ :

- Gases del petróleo (butano, propano)
- Gasolinas para Parafinados (sin plomo de 98 octanos)
- Combustibles para aviones (alto octanaje, querosenos)
- Fuelóleos
- Gasolina motor corriente y extra → para consumo en los vehículos automotores de combustión interna, entre otros usos.
- Turbo combustible gasolina → para uso en aviones jet, también conocida como jet –A
- ACPM o diesel → de uso común en camiones y buses.
- Queroseno → se utiliza en estufas domésticas y en equipos industriales.
- Es comúnmente se llama “petróleo”.
- Cocinol: Especie de gasolina para consumos domésticos. Su producción es mínima.
- Gas propano o GPL: se utiliza como combustible doméstico e industrial
- Bencina industrial: se usa como materia prima para la fabricación de disolventes alifáticos como combustibles domésticos.
- Combustóleo o Fuel Oíl: es un combustible pesado para hornos y calderas industriales

⁹⁵. [www.monogeografias.com./origen y formación del petróleo](http://www.monogeografias.com./origen_y_formacion_del_petroleo). Ibid. p.15.



- Benceno → Sirve para fabricar ciclo hexano
- Ciclo hexano → Es la materia prima para producir caprolactema y ácido atípico con al nylon
- Acido nafténico → sirve para preparar sales metálicas tales como naftenos de calicó, zinc, plomo, cobalto etc., que se aplican en la industria de pinturas, resinas, polyester, detergentes,...etc.
- Bases lubricantes → es la materia prima para la producción de los aceites lubricantes.
- Tolueno → se usa como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, pegantes, y tintas.
- Alquitrán aromático: Materia prima sirve para la elaboración de negro de humo que a su vez se usa en la industria de llantas, también, es un diluyente.
- Asfalto → se utiliza para la producción de velas y similares, ceras para pisos, fósforos, papel para finado, vaselinas etc.



Tercer Capítulo

COOPERACIÓN Y DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS



I. Cooperación energético entre Argelia y Venezuela

Dentro del mundo de la energía, Argelia desempeña un papel importantísimo en las relaciones bilaterales con los países de América Latina y del Caribe, sobre todo, con Venezuela.

Dentro del fórum sobre la energía de África, América Latina y el Caribe (AFROLAK II), celebrada en Cancún (México), el 3 de abril del año 2008.

Esta declaración ha retomado los fundamentos del contenido de la declaración de Argel (12-13 febrero del año 2004) que insiste sobre los siguientes aspectos⁽⁹⁶⁾:

1. Desarrollo de los recursos naturales y la consolidación de sus capacidades.
2. Intercambio de experiencias y de información energética.
3. Inserción social en el campo energético.
4. Desarrollo de energías alternativas y protección del medio ambiente.
5. Cooperación institucional.
6. Cooperación sur-sur.

Estos factores señalados son necesarios para dinamizar estrategias nacionales y regionales.

Además de la cooperación al nivel internacional como es el caso para Argelia y Venezuela, estos dos países constituyen potencias energéticas poderosas y entretienen estrechas relaciones políticas, económicas, culturales y estratégicas, así como relaciones bilaterales y multilaterales.

El sector energético debe ser el que motorice los acuerdos establecidos entre ambos países, además de la actividad petrolera, la exploración de gas que ha venido dando resultados apreciables en Argelia, pues Venezuela es el país que tiene las mayores opciones con que se puede contar y, por supuesto, la necesidad de establecer

⁹⁶. Análisis del discurso del Dra . Georgina Kessel, Secretaria de Energía durante la inauguración de la Segunda Reunión de Ministros de Energía de África, Latinoamericana y el Caribe AFROLAC II.



vínculos mayores a través de reuniones que generen mayores acuerdos en las áreas petroleras, gasíferas y científicas.

En este sentido, el presidente Venezolano Hugo Chávez Frías ha realizado varias visitas a la República argelina con el objetivo ⁽⁹⁷⁾de continuar fortaleciendo los acuerdos suscritos desde el año 2001, fecha en que se ha producido la primera visita del estadista latinoamericano al Estado Magrebí .

Además se establecerá el intercambio de experiencias y manejo de fertilizantes y la cooperación en materia turística.

Esta visita del presidente venezolano significa la reafirmación de los lazos entre ambos países, como concluyó el embajador venezolano Michel Mújica durante su visita.

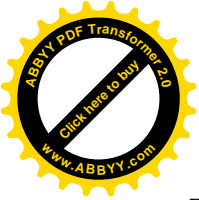
Ambos gobernantes, según el embajador, conversaron sobre la Agenda multilateral. En este sentido, resaltó la discusión que mantuvieron sobre temas como la Conferencia de Países No-Alineados efectuada en la Habana a finales del mes de mayo 2006, respecto al grupo de los 15 y el grupo de los 77.

Para apuntalar lo acordado en Argel, el Embajador sugiere buscar mecanismos de cooperación sur –sur *“Este es un momento importante para que sean complementarios de sus economías y que también, permitan un acercamiento y se generen relaciones solidarias, con las naciones más pobres de América Latina del Caribe y de África”* ⁽⁹⁸⁾ .

En presencia de los dos presidentes, el Viceministro venezolano de Relaciones Exteriores para África, Reinaldo Bolívar, y el Ministro de Estado, delegado para Asuntos Magrebíes y Africanos, Abdelkader MESSAHEL, firmaron el Acta de la Segunda Reunión de seguimiento de la Comisión Mixta Venezuela –Argelia que permitirá profundizar la cooperación y la hermandad entre ambos pueblos.

⁹⁷. Anónimo, (2006), “Argelia interesada a establecer acuerdos energéticos con Venezuela», Ministerio de Relaciones Exteriores, *El Economista* ,Caracas ,7,marzo,pp.3..

⁹⁸. Durante la conferencia de los Países No-Alineados en la Habana a finales del mes de mayo 2006.



“Recordemos que Argelia es un país fundador del Magreb y también de la NEPAD, que es el mecanismo económico de la Unión Africana. Entonces esta vasta experiencia sobre el África y el mundo árabe, se puede aprovechar, en Venezuela, a través intercambios académicos; así mismo Argelia tiene una gran trayectoria diplomática y protocolar, por lo que estos intercambios favorecerán el crecimiento del Cuerpo Diplomático Venezolano”, recalca el Viceministro Bolívar ⁽⁹⁹⁾ .

Además de otros acuerdos suscritos, como en las anteriores. Argelia entre tiene relaciones comerciales y técnicas-científicas en el campo energético.

I.1.Estimaciones sobre la producción del petróleo venezolano

La producción de la Industria petrolera nacional (PDVSA) alcanza unos 3.070.000 barriles / día Según la OPEP, Venezuela está produciendo 2.394.000 barriles /día, volumen similar a los reportados por otros organismos internacionales (A.I.E: Agencia internacional de la Energía) E.I.A: Energy Information Administración, y otros).

Entre estas dos informaciones, no hay explicaciones claras sobre estas diferencias, es difícil tener un análisis sustentado, y a que desde hace unos años, no son más públicas las informaciones básicas necesarias ¿Acaso , no debería ser pública la dieta de la cesta de los petróleos producidos , sus API , contenido de azufre y sus valores , volúmenes producidos .

En el pasado, el PODE (Petróleo y Otros Datos Estadísticos) publicado por el ex Ministerio de Energía y Minas incluía tales informaciones. Desafortunadamente su última publicación ha sido para la producción del año 2004 época a partir de la cual crece la diferencia entre los volúmenes reportados por el MEP y los reportados por la OPEP y otros organismos internacionales.

No obstante, organismos internacionales manejan tales informaciones con fines estratégicos de dominación y acumulación de capital para beneficiar a unos

⁹⁹. Durante la firma del Acta de la segunda Reunión de seguimiento de la Comisión Mixta Venezuela Argelia.

¹⁰⁰ . DIEGO .J.González .c, (2009), “producción de petróleo de Venezuela de 2006”.Caracas Noticias Forex.V.24 marzo.



privilegiados y dueños de empresas multinacionales.

Queda a los ciudadanos originarios de estos recursos intentar adivinar, deducir cual podría ser la realidad sobre la producción de su principal industria nacional.

Es muy probable que lo que reporta la OPEP sea producto de un trabajo realizado a partir de datos entregados por el MEP venezolano, información y datos auditados por la OPEP y por otros organismos internacionales. Frente a la diferencia importante y creciente reportada por el MEP y la OPEP, hubo intercambio durante los cuales el MEP intento convencer a la OPEP a revisar sus informes, lo que hasta la fecha no sucedió, o sea que aparentemente, el MEP no convenció a la OPEP. Del otro lado, declaraciones de responsables de la industria petrolera nacional, se incitan a deducir problemas de definiciones o reglas diferentes. Por ejemplo el 28 de septiembre del año 2006, en un derecho de réplica a un artículo sobre la Orimulsión publicado en el Reporte Diario de la Economía, el Gobernador por Venezuela ante la OPEP (Sr. Irán Orellana Alcalá) afirmar *“que el crudo de la Orimulsión entra en la Cuota OPEP”*⁽¹⁰¹⁾.

(Petróleo Bitumen según otros), apoyándose en el punto 2 del Anexo 1 de la Resolución L XXXIV .286 de fecha 28 -11- 1988, que el traduce así: “la cual establece que todo hidrocarburo que tenga pasar por un proceso de depuración.

Primero: esta frase es muy mala traducción del punto 2 del Anexo1 de esta Resolución cuyo texto original es en ingles, “Producción has been definedas the total crudo oil coming out of degasing or treatment plants direct ly recived and measured at the storage facilities , including shares from joint fields” .

¹⁰¹. En un derecho de réplica a un artículo sobre la Orimulsión publicado en el Reporte Diario de la Economía, en el 28 de septiembre del año 2006.

CUADRO N o.21 ⁽¹⁰²⁾

	Reconciliación volúmenes de producción venezolano de petróleo MEP versus OPEP (Barriles /Día-Junio 2007)	Volúmenes		
		Esfuerzo de PDVSA		Total
		Propio	Con otros	
	Información proveniente de la OPEP (crudos convencionales)			
1	Volumen permitido (cuota oficial venezolano)			3.028.00
2	Volumen producido (reconocido por la OPEP)			2.394.00
	Informaciones reconstruidas a partir de Informaciones provenientes de la Industria Petrolera Nacional (estimado)			
	Crudos dentro de la Cuota OPEP			
3	Crudo Liviano : ° API > 30	440.000	114.000	554.000
4	Crudo Mediano : 22 a 30 ° API	862.000	77.000	939.000
5	Crudo Pesado : 10 a 22 ° API	560.000	341.000	901.000
6 :2	Sub – Total (igual al Volumen reconocido por la OPEP)			2.394.00
	Crudos no convencionales , Fuera de cuota OPEP			
7	Condensados naturales (1)	114.000	10.000	124.000
8	Crudos Extra – Pesados (2)	86.000	10.000	96.000
9	Orimulsión (3)	38.000		38.000
10	Mejoradores : Petrozuata , Sincor , Ameriven, Cerro Negro (4)		418.000	418.000
11	Sub Total			676.000
12 : 6+11	Total Producción de crudo Declarado por el MEP			3.070.00
13	Mas , Líquidos de Gas (5)	162.000		162.000
14 : 12+13	Producción Total de Hidrocarburos Líquidos			3.232.00
16 : 1-6 17 : 16/6	Volumen adicional de crudos convencionales , esperado de la Industria Petrolera Venezolana		Barriles /Día Incremento en %	634.000 26,5 %
18 : 14+16	Producción de mínima que debería producirse en Venezuela			3.866.00

¹⁰². OPEP Y MEP.



La “Producción, ha sido definida como el total de crudo que sale de plantas de desgasificación o de tratamiento directamente recibido y medido en las instalaciones de almacenamiento, incluyendo participaciones en campos compartidos”⁽¹⁰³⁾.

El texto original no dice “que todo carburo que tenga que pasar..., está en la cuota OPEP”. Además un mínimo de conocimiento en la producción petrolera , no permite sustentar tal afirmación , ya que por ejemplo los líquidos de gas , los condensados naturales , los extra-pesados ,que son también “ Hidrocarburos “ *y que pasan en un sistema de desgasificación , no están en la cuota OPEP*”⁽¹⁰⁴⁾ .

Segundo : Además de no leer bien este anexo 1, el gobernador desconoce o esconde el anexo 2 de esta misma Resolución , el cual confirma la (nueva) definición ,de la OPEP para los “Gas Condensate” (gas condensado) , ratificando que son (hidrocarburos líquidos) .excluídos de la cuota OPEP .

¹⁰³. Hasta el año 1988 los crudos con °API superior a 40,2° eran considerados “condensados naturales” y excluidos de las cuotas OPEP. En un conflicto principalmente con Venezuela, la OPEP revisó esta regla, la cual hoy queda redefinida en el Anexo II de la Resolución LXXXIV.286 de fecha 28-11-1988. Se observa (según especialistas) que, en total respeto a las reglas de la OPEP, Venezuela podría declarar mucho más Condensados Naturales, más crudos podrían tener características para calificar como Condensados Naturales. A título de comparación, Argelia tiene una cuota OPEP de 810.000 Barriles/día y produce 2.125.000 Barriles/día correspondiente a: 1.370.000 de crudos convencionales + 445.000 de condensados y 310.000 de Líquidos de Gas Natural (Ver cuadro N°10).

¹⁰⁴. Hace varios años los crudos con API inferior al 10° (llamado Extra-Pesados) eran considerados “no convencionales” y excluidos de las cuotas OPEP. No sabemos si hubo cambio en esta regla, a pesar de investigar, no se logró ubicar un documento que confirmaría un cambio en esta regla.



No todos los hidrocarburos y crudos producidos “*aunque tengan que pasar por un proceso de depuración de gas natural*”⁽¹⁰⁵⁾, entran en la cuota OPEP.

De manera preocupante que el Gobernador de Venezuela traduce mal ante la OPEP y limita la lectura de esta resolución para alterar y restringir la producción nacional en contra de los intereses nacionales, frente a una OPEP más favorable a Venezuela, la cual respetando las reglas aprobadas y excluye no solamente la Orimulsión sino también otros hidrocarburos líquidos (Condensados, Extra Pesados y líquidos de gas).

De aquí las grandes diferencias en los volúmenes declarados por el MEP y OPEP y otros organismos internacionales ¿será este Gobernador, un leal representante. Ya con años representa al país Venezolano en la OPEP, no conoce todavía sus reglas principales.

La OPEP reporta que “*la cuota venezolana es de 3.028.000 BBL/D, y que Venezuela produce 2.394.000 BBL/D, lo que confirma que Venezuela podría y debería producir 634.000 BBL/Día más (+26,5%), para cumplir con sus obligaciones, sin superar su cuota. Si antes, la industria petrolera nacional producía más de lo acordado con los demás miembros de la OPEP*”⁽¹⁰⁶⁾.

Ahora, en el cuadro 11, hemos intentado de reconciliar los volúmenes de la producción venezolana de petróleo declarados por el MEP y la OPEP. Las estimaciones del cuadro están elaboradas, a partir de fuentes parciales disponibles que se acercan a las realidades.

¹⁰⁵. En las tablas emitidas por la OPEP se señala explícitamente que la Orimulsión no forma parte de la cuota, por fabricarse con crudos principalmente Extra- Pesados de API inferiores a 10°.

¹⁰⁶. Los crudos utilizados en los mejoradores son todos (o casi todos) de API inferior a 10°, por lo tanto considerados “crudos no convencionales” y explícitamente excluidos de las cuotas por la OPEP.



I.2 .Comparación entre Argelia y Venezuela (cuadro 22)

Venezuela con siete (7) veces más reservas probadas que un país como Argelia (y 25 veces más reservas probables), produce solamente 1,5 veces lo que produce Argelia.

La producción Argelia comparativamente con la de Venezuela ⁽¹⁰⁷⁾, es inferior, es de 1.37, 000 % B/día , mientras que Venezuela produce 2.394,000 % B/día , casi el doble de la producción Argelina , esta producción se inscribe dentro de la cuota OPEP a la cual pertenecen los dos país , miembros de la misma organización.

El MEP debería junto a su operador principal PDVSA intentar, no solamente cumplir con su cuota OPEP, sino también incrementar la producción de hidrocarburos no convencionales no limitados por la cuota.

Tales actividades y responsabilidades requieren más profesionalismo, motivaciones, ética para, regir la producción y administración encargada de este sector estratégica. Hay que adaptar los esquemas administrativos y organizacionales a los cambios endógenos e internacionales en el campo energético.

En el siguiente cuadro (22), se destaca comparativamente la producción entre Venezuela y Argelia, tomando en consideración la cuota OPEP y no OPEP como se indica a continuación:

¹⁰⁷. www. Centrocultural. Coop. Article .php? Storid 428.

CUADRO N o.22⁽¹⁰⁸⁾

Comparación Argelia. Venezuela			Unidad	Argelia	Venezuela
Población			MMHab	32.9	27.5
PIB (2005)			MMMUS\$	122	127
Reservas Probadas	Convencionales		MMMBarriles		
	No Convencionales		MMMBarriles		
	Total		MMMBarriles	12.3	88.0
Reservas Probadas + Probables			MMMBarriles	??	316.0
Cuota OPEP			Barriles / Día	810.000	3.028.000
Producción	Cuota OPEP	Crudo Convencional	Barriles / Día	1.370.000	2.394.000
	No cuota OPEP	Condensados Naturales	Barriles / Día	445.000	124.000
		Crudo Extra- Pesados	Barriles / Día	0	514.000
		Orimulsión	Barriles / Día	0	38.000
		Líquidos Gas Natural	Barriles / Día	310.000	162.000
Total			Barriles / Día	2.125.000	3.232.000

¹⁰⁸. Hace varios años los crudos con API inferior al 10° (llamado Extra-Pesados) eran considerados “no convencionales” y excluidos de las cuotas OPEP. No sabemos si hubo cambio en esta regla, a pesar de investigar, no se logró ubicar un documento que confirmaría un en esta regla.3) En los cuadros emitidos por la OPEP se señala explícitamente que la Orimulsión no forma parte de la cuota, por fabricarse con crudos principalmente extra-pesados de API inferiores a 10°. Los crudos utilizados en los mejoradores son todos (o casi todos) de API inferior a 10°, por lo tanto considerados “crudos no convencionales” y explícitamente excluidos de las cuotas orla OPEP. Los líquidos extraídos de gases asociados o naturales son explícitamente excluidos por la OPEP de las cuotas.



2. a. OPEP y aprovechamiento de las reservas

Hace pocos años se consideraba que Venezuela producía más que lo acordado con los demás miembros de la OPEP. El paro petrolero tuvo un impacto muy negativo sobre la producción, pero el nivel de producción que se logró recuperar después de este paro, está poco a poco reduciéndose. A través de varios estudios hemos señalado las razones y remedios para que Venezuela logre re-incrementar el nivel y calidad de la producción, el cual debería hoy situarse al volumen acordado con los demás miembros de la OPEP para los crudos calificados como Convencionales (3.028.000BBL/D). Una de estas acciones es auditar la producción y su sistema informatizado de control y administración (Sistema computarizado llamado: Centinela) (ver Anexo A)⁽¹⁰⁹⁾.

2. b. Efecto sobre rendimientos

Considerando un mismo uso de los yacimientos y pozos, es decir limitándose a la extracción actual de petróleo, estimando poder incrementar el valor de la producción y la utilidad bruta, por los efectos siguientes:

- Incremento de los volúmenes (más BBL/D) y de la riqueza (mejores °API) de los crudos comerciales y otros productos (Líquidos de Gas, Condensados, Extra-Pesados,..)
- Eliminación de las pérdidas. Reducción de los costos de operación, costos financieros, mejor administración combatiendo las entregas y corrupciones.
- Reducción de las inversiones, muchas de las cuales son innecesarias y contraproducentes.
- No se requiere pedir créditos, ¿quién requiere ayuda financiera para llevar una actividad económica que ya opera, donde los precios de venta son 17 superiores a los costos?

¹⁰⁹. Varios autores (M.Mandan). "APIAP". (2007) "El petróleo principal recurso natural" Venezuela.29.p.2.



- Incremento de las reversas probadas/accesibles, sin requerir inversiones.
- Eliminación del 70% de los tradicionales problemas, muchos de los cuales generan muchas actividades, hasta hoy, consideradas como “normales”.
- Eliminación de la contaminación de las cuales la generación de gases a efecto invernadero (Protocolo de Kyoto).
- Optimización de la comercialización (sin cambiar los compromisos adquiridos legalmente).

En el Anexo B, se presenta en un ejemplo concreto, un plan para el área de producción del Norte de Monagas (28% de la producción nacional) donde se demuestra que con mucho menos inversiones, en menos tiempo, se podrían lograr estos objetivos, con el resultado global correspondiente a un incremento del valor de la utilidad bruta 50% (en comparación a la de hoy).

2. c. Organización empresarial, social, económica y política

Para incrementar la captación de utilidad bruta, con la obligación de subiría, por ejemplo, haciendo crecer el PIB, el bienestar social, y las potenciales nacionales. Una propuesta es la creación de Empresas Sociales de Producción Energética (ESPE), muy anterior y diferentes de las Empresas de producción Social (EPS) ⁽¹¹⁰⁾, hoy aplicadas por PDVSA. Permitirían estas ESPE, a cualquier ciudadano tener una (una sola) participación para competir conjuntamente contra las demás empresas foráneas requeridas por PDVSA / MEP para la creación de “Compañías Mixtas” (si PDVSA no puede asumir su papel y requiere asociarse con otros para intentar cumplir, habría maximizar y captar el máximo de Utilidad Bruta, haciendo aumentar el PIB.

Actualmente, (cuando el valor del crudo de referencia Brent de 38,3°API tiene un valor comercial de 76US\$/BBL), el petróleo venezolano se vende a un promedio de

¹¹⁰. Ibid.p.3.



68US\$/Barril, y debería costar menos de 4 US\$/Barril a producir, lo cual representa unutilidad bruta de 64US\$/Barril. El papel de estas ESPE, es la captación y el aporte a la nación de unos 64 US\$/Barril, no solamente a través de la Renta Petrolera (22US\$/BBL), de los impuestos (4US\$/BBL), inversiones (4US\$/BBL), misiones sociales (9US\$/BBL (nivel actual declarado)), sino del sobrante (25US\$/BBL) que no tiene ninguna razón para que no sea captado y desarrollado. Desde muchos años solamente un 10% del precio de venta del petróleo entra o incide directamente en el PIB.

Las ESPE deben aumentar las capacidades de producción del petróleo, haciendo crecer este PIB, local, nacional e internacionalmente, por ejemplo sustituyendo actividades que parecen hasta hoy, prohibidas a la nación (Taladros, servicios a yacimientos, análisis científicos de crudos y gas, escuelas técnicas petroleras, etc.

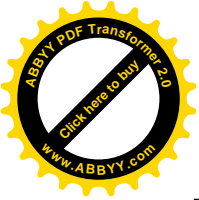
En el Anexo C, se presenta el ejemplo de la ESPE para el área del Norte de Monagas.

II. El desarrollo de las energías alternativas en Venezuela

Históricamente, el desarrollo de la sociedad se ha basado en el aprovechamiento de fuentes energéticas primarias del tipo fósil: carbón; petróleo y gas natural.

Producto de su uso indiscriminado se ha generado un deterioro ambiental en todos los ámbitos que pueda llegar a niveles insoportables si no se toman correctivos oportunos y apropiados.

Evidencias palpables de la degradación del ecosistema mundial son: El calentamiento global, la disminución de la capa de ozono, la lluvia ácida y el humo de centrales nucleares, etc. Por lo que la necesidad de desarrollar otras fuentes energéticas que reemplazan los combustibles contaminantes. Así, la segunda mitad del siglo xx ve el resurgimiento, por una parte, y el nacimiento, por otra, de un conjunto de fuentes



energéticas ecológicas y armónicas, ambiental mente, renovables o inagotables llamadas, generalmente, energías alternativas (EA).

Actualmente, existe una búsqueda incesante de formas de aprovechamiento de estas energías que sean factibles técnicamente y atractivas económicamente, dándose un desarrollo importante en los EEUU y en varios países de la Unión Europea, tales Como España, Alemania y Rusia, mientras que en América Latina su progreso es incipiente, sólo destacando países como Brasil y México. Entonces en este trabajo intentamos estudiar la posibilidad de una participación importante de las energías Alternativas (EA) en el escenario energético de Venezuela, a partir del análisis de su potencial de explotación, de la evolución de su sistema energético y de sus planes futuristas, a corto y largo plazo.

II.1.Energías alternativas

Una definición sobre energías alternativas nos remite, directamente, al origen de estas materias que no han participado, significativamente, en el mercado de la energía (Fig1). Se tiende a usar indistintamente los términos “renovables”, nuevas y no convencionales como sinónimos, no siendo, totalmente, correcto. Así, el concepto no convencional no significa necesariamente nuevo, como es el caso de la energía solar, conocida desde experimentalmente hace mucho tiempo.

Tampoco se debe confundir el concepto de energía renovable con el de energía no convencional, pues entre las fuentes energéticas convencionales ⁽¹¹¹⁾ se encuentran algunas con características de renovables; como la hidráulica o la bioenergía, además, existen, fuentes no renovables y no convencionales como la energía geométrica o la

¹¹¹. FRANCISCO ANJENJO, (2006), “Energías alternativas al petróleo, una necesidad cada día más acuciante”.
Petro Press, Santiago, 21-abril.p.5.



fusión nuclear. Las energías no agotables, como la eólica, comúnmente se incluyen entre las renovables.

Por cuanto, el término alternativo es, quizás, el más adecuado para englobar estas opciones energéticas y será instrumentalizado en este trabajo.

II.2.Las energías alternativas en Venezuela

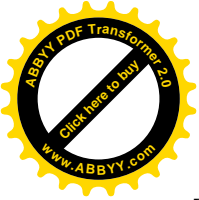
2. a .Potencial de EA

En este caso, en lugar de “reservas” es más conveniente hablar de “potencial”⁽¹¹²⁾, entendiéndose éste como fuerza de energía que pudiese obtenerse si se explota totalmente estas fuentes, distinguiendo teóricamente entre potencial total y potencial disponible con las reservas probadas para el ejemplo de los combustibles fósiles. Los estudios oficiales señalan un alto potencial aprovechable, este último, conceptualmente, comparable con las reservas probadas para el ejemplo de los combustibles fósiles. Los estudios oficiales señalan un alto potencial aprovechable (esquema cuadro23), equivalente a cerca de tres veces la producción promedio de petróleo diaria de Venezuela, en el año 2002, lo cual indica la magnitud del potencial de las energías alternativas.

De este total, la energía solar aporta 51%, en virtud de un promedio nacional de energía incidente de 4,71 Kw/día xm^2 - casi el doble del promedio de Estados Unidos y superior al de México, un período de insolación diaria promedio de 5,5 horas y una alta cantidad de irradiación anual (transcurso del año solar) debido en gran parte a la ubicación geográfica de Venezuela en la región intertropical generadora de un alto potencial energético para el aprovechamiento de la energía solar.

En cuanto al potencial eólico, se destaca la región costera noroeste con un promedio de velocidad del viento de 11m /ser considerado excelente y bien atractivo para la generación de energía eléctrica; por su parte, la franja costera central posee un

¹¹². M.GARCIA, (2008), “Energías renovables y eficacia energética” *Energía*, Vol , 162,Venezuela pp.125-128.



Potencial aprovechable de energías alternativas en Venezuela

CUADRO N o.23 ⁽¹¹³⁾

Tipos de energía	Potencial (MBEP) d
Mini-Hidráulica (hasta 50 MW/ instalación)	0,13
Bioenergía	0,34
Solar (15% conversión, 1% TN + 0,3% de PM)	4,56
Eólica (3% conversión, 4% TN)	1,41
Geotérmica (2,5% TN)	0,15
Otras EA (oceanic, híbridos)	0,53
Potencial parcial	7,12
Hidroenergía en gran escala	1,86
Potencial Total	8,98

potencial suficiente de pequeñas unidades de bombeo de agua. El potencial hidroeléctrico se estima en 58GW, del cual se utiliza únicamente un 25%.

La cuenca del Río Caroní localizada en la región sur del país que abarca una superficie de 95000Km² posee un potencial de 28 GW, el mayor de Venezuela y uno de los mayores del mundo, es si están dadas las condiciones para el aprovechamiento de este inmenso caudal, pero las condiciones necesarias para la exploración de estas reservas alternativas no están, dadas tampoco las condiciones técnicas

2. b .Programa de & d

Se tiene conocimiento de esfuerzos aislados de investigadores ubicados en institutos y centros de investigación, y universidades que realizan investigación básica y aplicada en varios tópicos de las energías alternativas. La tabla 5(cinco) indica los resultados que se han podido obtener a partir de estudios sobre energías renovables en Venezuela.

¹¹³. MARTINEZ .A, (2001), *Energías renovables: Potencial energético de recursos aprovechables* .División de Alternativas Energéticas, Caracas.



Investigaciones en Venezuela sobre las EA (relación parcial).

CUADRO N o.24 ⁽¹¹⁴⁾

Tópico	Institución
-Energía Solar	→ - UNEFM, ULA Instituto de Energía
-Celdas de combustible	→ - USB, Intevep
-Energía Eólica	→ - UNEFM PDVSA, Instituto de Energía
-Energía del Hidrógeno	→ - ULA, UNIMET

También , se han hecho esfuerzos por conformar una Red de investigación sobre las EA en Venezuela , en efecto , en la convención anual de ASOVAC del año 2002 , se ha intentado celebrar la 1^{era} Reunión del Grupo Venezolano de Expertos en el Aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía .

¹¹⁴. Ibid. . p.4.

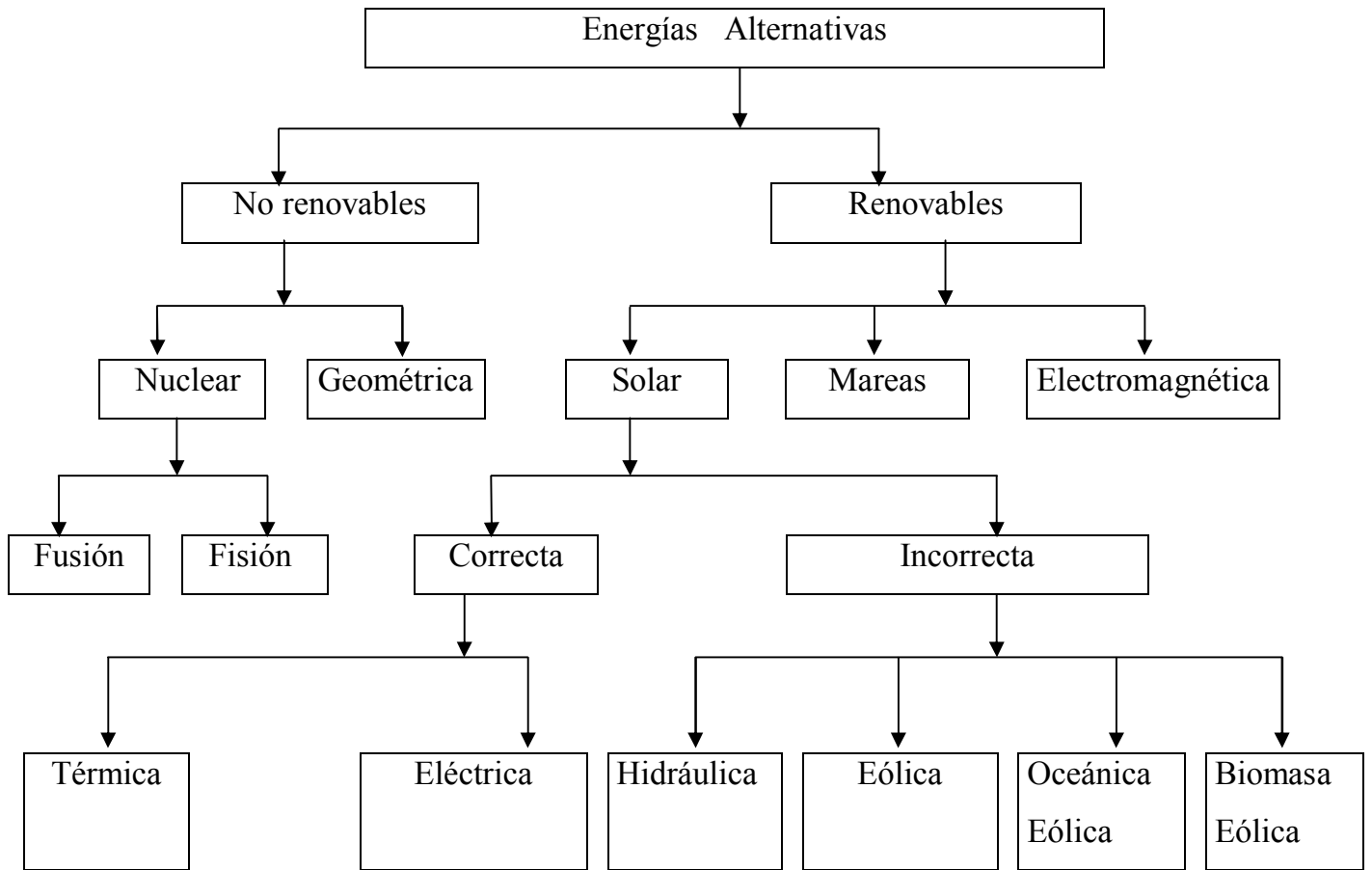
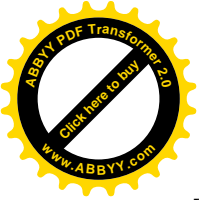


Fig1.: clasificación de las EA ⁽¹¹⁵⁾.

¹¹⁵. trabajo personal.



II.3 .Energías alternativas y el petróleo

Las energías alternativas reemplazan a las energías orgánicas (petróleo, gas y carbón). ?

El petróleo actualmente es la fuente energética más importante, en la producción energética mundial. Todos los procesos productivos, al igual que la producción de energía eléctrica, como el transporte mundial depende del petróleo o energía primaria.

Esto se debe, principalmente al bajo costo de su extracción, almacenamiento y transporte hasta su comercialización.

La alta dependencia que el mundo tiene del petróleo y la inestabilidad que caracteriza el mercado internacional y los precios de este producto han llevado a que se investiguen fuentes energéticas alternativas sin que hasta el momento se haya logrado una opción que realmente lo sustituya , aunque se han verificado importantes progresos en dicho campo experimental y científico.

Existen tres (3) criterios fundamentales que hacen pensar en reemplazar el uso del petróleo como fuente energética:

- Es un recurso no renovable y por lo tanto agotable.
- Si continuamos quemando el crudo, los problemas ambientales seguirían incrementándose aún cuando se tomen las medidas de prevención y reducción drástica de óxido carbónico (CO₂).

Cuando se agote el petróleo no podremos seguir disfrutando de los benéficos logrados con la petroquímica y de sus derivados.

Por ahora, es evidente de utilizar el petróleo como combustible, pues todavía no se han implementado total y masivamente, en el mundo, otras fuentes energéticas



alternativas , ya sea por problemas de desarrollo tecnológico ,económico y resistencia a los cambios de parte de la población , ya que cualquier innovación siempre cuesta reajustarla a los arraigados sistemas sociales.

Se está investigando en el desarrollo de laterías ligeras y eficientes para automóviles que sustituiría el uso de gasolina por energía eléctrica.

Las energías alternativas (EA) se están convirtiendo en la única opción factible para satisfacción de ciertas necesidades energéticas ; así, en vastas regiones rurales de América Latina , Asia y África están presentes celdas fotovoltaicas, biodigestoras , aerogeneradores , y otros mecanismos asociados con la conversión energética de las fuentes alternativas , apuntando hacia un fenómeno de transición interesante ; desde servicios energéticos primitivos e ineficientes hasta sistemas sustentables modernos , sin transitar por la vida fósil como, en efecto, ha ocurrido en los países desarrollados .

El impacto de las energías alternativas es de diferente naturaleza: Ambiental, se estima que si para el año 2010 se logra que 15% de la demanda proyectada de energía en la Unión Europea provenga de aquellas , se evitaría la emisión a la atmósfera de 402 millones de toneladas de CO₂ (3) .

- a. Financiera .El Banco Mundial predice que el mercado global de electricidad solar alcanzará los (4) cuatro trillones de dólares en 30 años ⁽¹¹⁶⁾.
- b. Estratégica .Se estima que EEUU podría producir 10billones de galones por año de etanol usando fuentes de biomasa, reemplazando de esta manera la gasolina.
- c. Social. El ritmo de creación de empleo de las energías alternativas es cinco veces superior al de las convencionales y su utilización masiva implica la participación activa de la comunidad, propiciando, de esta manera, el desarrollo regional y la preservación cultural. Venezuela podría aprovecharse de todas estas recursos para desarrollar su potencial en el campo de las energías alternativas.

¹¹⁶. B.M.Banco Mundial.



II.4 .Fuentes de energías alternativas

4.1. La energía

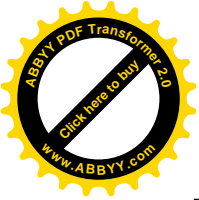
La física define la energía ⁽¹¹⁷⁾ como la capacidad de producir un determinado fenómeno energético. La energía se halla en cada proceso geofísico como; el viento, el movimiento y otros fenómenos de la naturaleza.

La sociedad moderna industrializada exige diariamente mayores cantidades de energía para satisfacer sus necesidades. Tal es la importancia de la disponibilidad y empleo de la energía, que estos conceptos son usados como barómetros de desarrollo de las sociedades modernas.

Actualmente, la mayor parte de la energía se logra a partir de combustibles fósiles de carácter no renovable (petróleo, carbón y gas). El empleo masivo de tales fuentes energéticas plantea serios problemas medioambientales, siendo el cambio climático el más grave de todos ellos. Los combustibles fósiles, al ser quemados para obtener la energía contenida en ellos, producen anhídrido carbónico que al liberarse a la atmósfera acrecentaría el efecto invernadero natural, lo cual alteraría la climatología general y acrecentaría los fenómenos climatológicos extremos e inusuales. Sin embargo, existe una alternativa al empleo de los combustibles fósiles que además es respetuosa con el medio ambiente: las energías renovables.

Se entiende por energías renovables a las fuentes de energía que de forma periódica se ponen a disposición del hombre y que éste es capaz de aprovechar y transformar. Estas son inagotables, de libre disposición, se distribuyen en amplias zonas y tienen un extremadamente reducido impacto ambiental. Entre las energías renovables encontramos la energía eólica, biomasa, geotérmica, mini-hidráulica y aquella que más abunda y que ofrece mayores posibilidades como la energía solar.

¹¹⁷. ADNANI HANIA-AMARDJIA, (2007), "Energie Solaire et hydrogène developpement durable". O.P.U, Argel.



1. a .Energía solar

La energía solar ⁽¹¹⁸⁾ se fundamenta en el aprovechamiento de la radiación solar para la obtención de energía que podemos aprovechar, directamente, en forma de calor o bien se puede convertir en electricidad

- **Calor** : la energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la radiación que proviene del sol , para la producción de agua caliente , para consumo doméstico o industrial , climatización de piscinas , calefacción de los hogares , hoteles , colegios , fábricas ,etc.

- **Electricidad:** energía solar fotovoltaica permite transformar en electricidad la radiación solar a través de unas células fotovoltaicas o placas solares. La electricidad producida puede usarse de manera directa, por ejemplo, para sacar agua de un pozo o para regar, mediante un motor eléctrico.

1. b .Energía hidráulica

La energía hidráulica tiene su origen en el “ciclo del agua” generado por el sol, al, evaporar las aguas de los mares, lagos, etc. Esta agua cae en forma de lluvia y nieve sobre la tierra y vuelve otra vez al mar, donde el ciclo se reinicia.

La energía hidráulica se obtiene a partir de la energía potencial asociada a los saltos de agua, consecuencia de la diferencia de alturas entre dos puntos del curso de un río.

Las centrales hidroeléctricas transforman en energía eléctrica el movimiento de las turbinas que se genera al precipitar una masa de agua entre dos puentes a diferente altura y a gran velocidad (cinética).

1. c .Energía eólica

El viento, es decir el aire en movimiento, posee una central eólica que está compuesta por varias hélices, conectadas a generadores de corriente eléctrica que están situadas en los extremos de torres de gran altura.

¹¹⁸. ADNANI HANIA-AMARDJIA.op .cit.P.48.



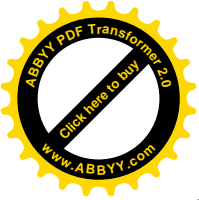
Cuando el viento sopla, se produce un movimiento giratorio de las hélices.

1. d .Biomasa

La más amplia definición de biomasa ⁽¹¹⁹⁾ sería considerar como tal a toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial, clasificando de la siguiente forma:

- Biomasa natural ,es la que se produce en la naturaleza sin intervención humana
- Biomasa residual, que es la que genera cualquier actividad humana principalmente los procesos agrícolas.

¹¹⁹. Ibid.p.50.



Conclusión

Hemos estudiado y analizado el desarrollo de los hidrocarburos y la posibilidad de procesamiento de las energías alternativas en Venezuela a partir de su potencial y del análisis de su sistema energético, su evolución y proyección.

El petróleo, el gas natural y otros hidrocarburos son recursos naturales no renovables. Esto significa que las exigencias mundiales de los recursos primarios no son constantes. El petróleo proviene de la descomposición y la putrefacción de los organismos animales y vegetales marinos a través de varias eras de transformaciones por acción de determinantes cambios de enormes temperaturas, presión endógena y ausencia de oxígeno.

La razón por la cual este estudio es necesario se relaciona con la gran importancia estratégica de los hidrocarburos tanto como insumo tecnológico y económicamente fundamental desde los siglos prehistóricos hasta nuestra sociedad industrial, como por la magnitud de las transformaciones experimentadas en el campo, petroquímico, que abre enormes perspectivas a la agricultura y otros renglones fundamentales de la civilización moderna.

Cuando mencionamos los hidrocarburos como insumo estratégico, nos estamos refiriendo al peso de su consumo en la producción como en la vida cotidiana.

En cuanto a su importancia económica nos referimos a que es casi imposible hablar de cualquier variable económica en donde el petróleo y el gas no sean actores de relevancia además de ser de uso universalizado, de los cuales dependen, en gran parte, economías de países en vía de desarrollo de África, Asia y América latina.

Además de que el petróleo juega un papel esencial en las relaciones nacionales e internacionales como es el caso para Argelia y Venezuela, ambas sociedades ocupan un rango fundamental en la producción del petróleo como países productores y detienen, asimismo reservas gasíferas apreciables, que se interpretan en términos de ingresos financieros para el desarrollo socioeconómico y educativo.



El petróleo se considera como un poderoso mecanismo regulador de la política de las relaciones internacionales, como también constituye la principal fuente de desarrollo económico, político y social. La renta petrolera no sólo contribuye a la expansión de su plataforma económica e industrial, sino constituye el vector fundamental para proveer y satisfacer las necesidades esenciales en materia de empleo, educación, salud y calidad de vida.

Este recurso energético ha desarrollado y generado un campo semiológico y conceptos o instrumentos técnicos que se conectan con el desarrollo tecnológico y técnico-científico, recurriendo a un lenguaje especializado, aplicable a las energías convencionales y alternativas.

La estructuración del lenguaje de los textos semiológicamente científicos, reside en la transmisión de conocimientos objetivos y operativos que son científicamente aplicables, recorriendo a paradigmas breves, carentes de conjunciones y de frases subordinantes y complejas.

El objetivo de la ciencia es formular afirmaciones universales, reales o bien verificables.

Estos criterios pedagógicos y metodológicos implican un lenguaje capaz de expresarse con precisión y claridad, que no admite ninguna definición arbitraria y relativista o ambigua, descartando todo encabalgamiento temporal, actancial o ficcional.

Depender del petróleo resulta cada vez más arriesgado. Nadie sabe con exactitud cuánto petróleo queda y cuánto costará en extraerlo. Sin embargo, los Países Productores del petróleo deben diversificar su producción fuera esa materia energética para no depender exclusivamente de un mercado mundial dominante.

El crecimiento económico de China, India, Brasil, Estados Unidos y otros países emergentes determinará una fuerte dependencia energética que implica un aumento de la demanda mundial de energía, ya que la historia ha demostrado que pueden producirse cambios radicales impresionantes en cuestión de décadas.



Frente a esta situación se debe proclamarse la necesidad de reducir drásticamente el consumo de los combustibles fósiles y emprender una carrera anárquica y desenfrenada hacia las fuentes energéticas alternativas como la solar la eólica y otras fuentes.

Por cuanto, si trazamos planes de largo plazo, a escala mundial, sería plausible hallar el modo de superar los desafíos futuros y conseguir suministros energéticos confiables, seguros desde el punto de vista ambiental con precios accesibles o abordables.

En consecuencia se debe encarar el desarrollo de tecnologías e infraestructuras que posibiliten el uso eficiente y seguro de las demás fuentes energéticas, por ejemplo, ya existen procesos químicos para convertir la hulla en gasóleo.

También podemos convertirla en hidrógeno y sustituir, como propulsor, al motor de combustión de automóviles.

En definitiva, el futuro energético no depende de una solución unidimensional, sino de vectores múltiples:

- (1) explorar y explotar nuevos yacimientos petrolíferos.
- (2) mejorar la eficiencia energética.
- (3) desarrollar y adoptar otras fuentes múltiples de de energía renovables, se recurrirá a otros combustibles fósiles que no dañan o afectan al medio ambiente como también, por otro lado, desarrollar nuevas tecnologías de captación y abastecimiento del carbono.

Venezuela es uno de los países que vive esta dependencia con respecto a los ingresos petroleros, pues es evidente la necesidad estratégica de desarrollar alternativas energéticas, más confiables y sustentables permitiendo, además, insertar a Venezuela como a los demás países en el sendero energético del futuro: El hidrógeno, la eólica y la fotovoltaica, bases de un sistema energético que accionaría, proporcionaría y aseguraría el desarrollo socioeconómico y tecnológico de este siglo XXI.



FUENTES BIBLIOGRÁFICAS BÁSICAS

ADNANI Hania -Amardjia, (2007), *Energie Solaire et hydrogène Développement durable*, OPU, Argel, pp . 48-50.

Anónimo, (2003) “Cámara Venezolana de la industria eléctrica” *Cabrienal* . ON.Ve.

Angellier, Jean-Pierre (1976),*La Rente Pétrolière. Eléments pour une interprétation théorique de la structure des prix des produits de l'industrie pétrolière internationale*, París, Éditions du CNRS.

AGUSTÍN José y Souslette, F. (1976), *Nacionalización petrolera; recursos humanos*, Caracas, Universidad Central de Venezuela.

Anónimo, (2006) “Argelia interesada en establecer acuerdos energéticos con Venezuela”, *El Economista* ,7 marzo,p.3.

Anónimo,(2008) “OPEP y Regulación de los precios”, 17 diciembre .ORÁN

Anónimo, (1996) “La industria petrolera en Venezuela” *Energía*, Ministerio de Minas e Hidrocarburos; Caracas.p.2.

BELLIS De, Bernardo Qagliotti ,(2006). “lo que hay detrás del anillo energético” , *Revista de Economía y Ciencias Sociales*.p.5.

BREN. Luciano F. (2006), ” La verdad sobre la actual producción petrolera de Venezuela”, *Noticias Forex* 12 diciembre, p.17

BRIETO. Federico, (1967) *Venezuela siglo XX la Habana*, Casa de las Américas, pp .10-40.

CEPET (1989). *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*, Caracas,Ediciones del Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales.Tomo I.

CIENFUEGOS,Manuel y otros, (2006) , *Mercosur y Unión Europea* , Biblioteca virtual de Derecho – Economía y Ciencias Sociales .

EDDY Rafael, Crespo (1984). *La cuna del petróleo venezolano*; Mene Grande. Maracaibo,Caracas.



Egaña, Manuel R. (1979), *Venezuela y sus Minas*, Caracas, Banco Central de Venezuela.

GARCIA. M, “Energías renovables y eficacia energética”, *Revista Energía*, vol. 162, Caracas, págs.125-128.

Gonzalez-Berti, Luis (1967). *Ley de Hidrocarburos*. Mérida, Universidad de Los Andes.

HATABI, Sidi Ali (2006) “Le temps des accomplissement” Argel, *Revista Periódica de Energía y Minas*, 5- abril, p.54.

IRIONDO, A y Tossiti .M, (2003), *Venezuela: Perfil Energético*. Dirección de Planificación Energética, Caracas.

LANDER. Margarita López Maya, Luis.E, (2007) “Venezuela y su estrategia energética”, *el Economista*, Caracas, Mayo, p.41.

LAHEE, Federic. H, (1985), *Geología práctica*, (trad. de la quinta edición americana por el Dr. Rafael Candel Vila, Ingeniero-Geólogo de la universidad de Estrasburgo), Barcelona, Ed. Omega, 874 págs.

LAHEE, Federic , *Métodos de prospección geofísica en geología práctica* Caracas, pp, 734-791.

MARTINEZ, A, (2001), *Energías Renovables: Potencial energético de recursos aprovechables*. División de Alternativas Energéticas, Caracas.

Martínez, Aníbal R. (1976). *Cronología del Petróleo Venezolano*. Caracas, Foninves.

OSLEM, Jean Pierre, (1984), *L’Energie dans le monde, strategie face a la crise*, París , 2nd Ed, Hatier.

Panorama Económico Latinoamericano, (PEL) (1961), la Habana, Ed. *Prensa Latina*, Tomo I .pp.146.188.491.

QUINTERO, Rodolfo,(1973), “la Cultura del petróleo”, Argentina, *Revista Buenos Aires*, 10-abril-mayo-junio págs.3-18.

REBAH Abd El Latif, (2006), *Sonatrach une entreprise pas comme les autres*, Argel, Casbah Editions.



RAMEO, Carlos Andrés,(2006) , “Globalización, petróleo y política en Venezuela que entra al siglo XXI”, *Revista de economía y ciencias sociales*. Madrid, N° 129, noviembre 1995, pp,133.

Revista de actividad de transporte por canalización de Sonatrach.Pipe News. Argel -14- (Noviembre. 2008) p.12.Editada por (Cellule Communication de TRC).

Statistical review of world energy. B P – june 2004 (datos de 2003).

Sixteenth International Conference and Exhibition on Liquefied Natural gas (L N G). Oran –Argel, *LNG 16 News*,CMN AVAL – 18-21-abril 2010.

SARKIS Nicola, (2007), “Le pétrole et le gaz Arabes”, *Boletin Bimensual de Información y de Estudios*, publicado en el centro Árabe de Estudios Petroleros, vol xxxx-918, París, 16.17 junio.

URBANEJA, Aroyo, Diego, (1992), *Pueblo y petróleo en la política Venezolana del siglo xx* .Cepet-Caracas.

ZULOAGA, Guverno, (1960), *Geografía petrolera de Venezuela*, Caracas Cromo. tip.

Fuentes electrónicas

- <http://www.venezuelanalisis.com/analysis/74> *The Economic, cultura, and politics of Oil in Venezuela*.
- <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Venezuela/Oil.html>. *Venezuela energy, Data and Statistics*.
- [http://www.pdvsa.com/Petróleos de Venezuela](http://www.pdvsa.com/Petr%C3%B3leos%20de%20Venezuela) .
- www.aporrea.org.
- OF PDVSA, Number 2, May-August 2006.
- www.OPEC.org.
- <http://www.iht.com/articles/2007/01/09/news/venez.php> *Venezuela plans to nationalize tow industries*.
- [www.arab.oil – gas.com](http://www.arab.oil-gas.com).
- [www.Centrocultural . coop / article . php? Storyid = 428](http://www.Centrocultural.coop/article.php?Storyid=428).

Memoria presentada por Argelia con motivo de la Sesión Extraordinaria de la Asamblea General de las Naciones Unidas, abril .223 págs.



- **Esquema técnico – económico**
- **Glosario de Términos Técnicos**
- **Índice onomástico**
- **Anexos**



Esquema técnico – económico

- Gráfico 1: Distribución del PIB por sector.
 - Gráfico 2: Petróleo en Venezuela (BB/D).
 - Cuadro 1 : Activo y Utilidades de los siete grandes del cartel internacional de Petróleo.
 - Cuadro 2: Reservas de Petróleo.
 - Cuadro 3: Producción de petróleo crudo.
 - Cuadro 4: Producción de petróleo crudo de las principales compañías.
 - Cuadro 5: Producción y utilización de gas natural.
 - Cuadro 6: Petróleo crudo sometido a refinación.
 - Cuadro 7: Refinerías de petróleo.
 - Cuadro 8: Consumo interno de productos petroleros (en millones de barriles).
 - Cuadro 9: Petróleo, precio de realización por barril, exportado y precios medios f.o.b en Venezuela (en U\$S)
 - Cuadro 10: Exportación desde Venezuela de petróleo, crudo y sus derivados con los principal países de destino (en millones de barriles).
 - Cuadro 11: Inversiones en la Industria Petrolera.
 - Cuadro 12: Utilidades de las compañías petroleras y contribución al fisco.
 - Cuadro 13: Países del mundo con más petróleo en su subsuelo.
 - Cuadro 14: Reservas regionales.
 - Cuadro 15: Reservas por zonas.
 - Cuadro 16: Datos de producción 1999-2003.
 - Cuadro 17: Exportaciones de petróleo solamente producción (B/D).
 - Cuadro 18: Producción de Venezuela por actores (B/D).
 - Cuadro 19: Producción de petróleo de OPEP (1000 b/j) Mayo 2007.
 - Cuadro 20: Demandas y ofertas petroleras mundiales 2006-2008 (Mb/j).
 - Cuadro 21: Reconciliación volúmenes de producción venezolano de petróleo MEP versus OPEP (Barriles /Día-Junio 2007).
 - Cuadro 22: Comparación Argelia. Venezuela.
 - Cuadro 23: Potencial aprovechable de energías alternativas en Venezuela.
 - Cuadro 24: Investigaciones en Venezuela sobre las Energías Alternativas.
- Fig.1: Clasificación de las Energías Alternativas.



Glosario



Glosario de Términos Técnicos

A

Aceite lubricante: Aceite lubricante usado para facilitar el trabajo de las uniones mecánicas y partes móviles.

Aditivo: Sustancia química que se agrega un producto para mejorar sus propiedades.

Afloramiento superficial: Hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

Agregado: La materia mineral utilizada junto con el bitumen para elaborar asfalto para construcción de caminos.

Alcoholes: Un tipo de compuestos, de los cuales el etanol (el alcohol de la cerveza y del vino) es el más conocido. Estos reaccionan con ácidos para formar ésteres. Son ampliamente usados como solventes.

Almacenamiento: Instalación que cuenta con uno o varios depósitos con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos

API Gravity: Medida de la gravedad específica del Petróleo Crudo del American Petroleum Institute (API). Según la escala API, cuanto más alto el índice, menor la densidad del crudo. La mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y 40 grados API; crudos con valores inferiores a 27 grados API se consideran pesados y aquellos por sobre los 40 grados API, livianos.

Aromáticos: Son hidrocarburos con un núcleo bencénico (estructura de anillo). El amplio número de compuestos de este importante grupo deriva principalmente del petróleo y el alquitrán de hulla, son más bien muy reactivos, químicamente versátiles y tienen buenas propiedades solventes. El nombre se debe al fuerte y desagradable olor característico de la mayoría de sustancias de esta naturaleza.

¹²⁰. [http.energía, net.terminos-petroleros](http://energía.net/terminos-petroleros). (A-Z).



Asfalteno: Hidrocarburo de elevado peso molecular que se halla presente en el asfalto.

Asfalto: Betún negro, sólido quebradizo, que se derrite al fuego y arde con dificultad. Suele emplearse, mezclado con arena, en pavimentos (bitumen y agregado), y entra en la composición de algunos barnices.

Asociación temporal ("joint venture"): Emprendimiento conjunto de varias firmas con una finalidad limitada compartiendo riesgos. En la industria petrolera es común ésta práctica interempresarial.

Azimut (Acimut): Lectura indicadora de la dirección que lleva la perforación de un pozo, referida al norte magnético.

B

Barril: Medida americana de volumen, equivalente a 159 litros, es decir, un metro cúbico de petróleo equivale a 6,29 barriles.

Benceno: El compuesto aromático más simple con un anillo de átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno; una de las materias primas más importantes para la industria química.

Biomasa: Materia orgánica, árboles, plantas residuos vegetales, que pueden ser utilizados como fuente de energía.

Boca de Pozo: El lugar donde son medidos el petróleo, el gas natural, el gas licuado de petróleo y demás hidrocarburos resultantes de la explotación en el campo, después de haber sido adecuados para ser transportados.

BTU: (British Thermal Unit) Unidad térmica de medida, representa el poder calorífico de los hidrocarburos, por ejemplo distintos tipos de gas tienen distinto poder calorífico por ende más o menos btu. Los precios del Gas Natural usualmente se expresan en US\$/MMBTU.

Butano: Gas presente en pequeñas cantidades en el Gas Natural. Licuable fácilmente (para transporte y almacenamiento) mediante la aplicación de bajas presiones o por enfriamiento. Combustible, refrigerante que se utiliza también en gasolinas, en la fabricación de caucho sintético y para cocinar, calentar.



C

Cabeza de Pozo: Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.

Campo: Un área de suelo debajo de la cual existen uno o más reservorios de hidrocarburos? en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.

Campo de Gas: Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de petróleo.

Capacidad de ducto: El volumen de petróleo o gas que se requiere para mantener el ducto lleno, o el volumen que se puede hacer pasar a través del ducto en un determinado período.

Condensado: Los Hidrocarburos líquidos producidos con el gas natural, que son separados de éste por enfriamiento u otros medios. A diferencia del petróleo crudo, el condensado tiene poca o ninguna cantidad de hidrocarburos pesados.

Condensado de gas: Hidrocarburo que se mantiene en estado gaseoso en las condiciones de su depósito natural pero por las altas presiones se licua en las condiciones superficiales normales. En otros países se lo conoce como líquido del gas natural.

Condiciones normales del gas: Volumen y otras propiedades físicas del gas seco medido a presión ambiente y a 15° C de temperatura.

Conversión: Procedimiento que permite disminuir el contenido de monóxido (bióxido de carbono e hidrógeno) de un gas combustible por medio de una transformación catalítica en presencia de vapor de agua.

Conversión de Gas a Líquidos (GTL): Es el proceso que químicamente convierte el Gas Natural en hidrocarburos líquidos, fundamentalmente Diesel Oil.

Compresor: Máquina que incrementa la presión o la velocidad del gas con vista a su transporte o almacenamiento
Cracking.- Proceso por el cual las cadenas largas de hidrocarburos pesados son rotas en productos más livianos usualmente por medio de calor, presión o catalizadores.



Craqueo: Transformación por ruptura de las grandes moléculas de crudos y gases para obtenerlas más pequeñas a fin de aumentar la proporción de productos ligeros y volátiles. Se distinguen en craqueo térmico y catalítico. El térmico se realiza únicamente por la acción del calor y la presión, mientras que el craqueo catalítico utiliza catalizadores que permiten, igualdad de temperatura, mayores transformaciones.

Cromatógrafo: Instrumento utilizado para analizar la composición de varias sustancias, usualmente utilizado para determinar el contenido de BTUs del Gas Natural.

D

Densidad: Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (lb/gal) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³).

Depuración: Operación que consiste en eliminar las impurezas de los gases combustibles.

Derivados: Son los productos obtenidos directamente por destilación del petróleo. Una refinería fabrica tres clases de derivados:

- I) Productos terminados, que pueden ser suministrados directamente al consumo
- II) Productos semiterminados, que pueden servir de base a ciertos productos después de mejorar su calidad mediante aditivos
- III) Subproductos o productos intermedios, como la nafta virgen, que sirve como la materia prima petroquímica.

Desagregación: La separación de las funciones de transporte, almacenamiento y comercialización de gas.

Desaromatizados: Hidrocarburos parafínicos en los que se han eliminado los hidrocarburos aromáticos.

Desgasificador: Separador del gas que pueda contener el fluido de perforación.



-123-

Destilación: Operación que separa a los hidrocarburos en varias fracciones por vaporización seguida de condensación. El calentamiento de los productos a tratar se realiza, por lo general, en hornos tubulares y separadores en columnas. Según la naturaleza de los productos finales se efectúa una destilación a presión atmosférica o una destilación al vacío.

Desviación del pozo: Cambio de dirección de la vertical absoluta durante la perforación de un pozo

Desulfuración: Operación consistente en la eliminación de los compuestos de azufre contenidos en los gases combustibles. También se la conoce como purificación del gas.

Detector de gas: Instrumento para detectar la presencia de varios gases, a menudo como medida de seguridad contra flama o gases tóxicos.

Diesel Oil: Es una mezcla de compuestos derivados del petróleo, conocidos como destilados medios, más pesado que la gasolina y más liviano que el aceite lubricante y puede o no contener aditivos. Otros destilados medios son el kerosene.

Downstream: Las actividades de refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos.

Ducto: Tubería para el transporte de gas natural o crudo entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

Ducto de transmisión: Red de ductos que distribuye gas natural de una estación terrestre, vía estaciones de compresión, a centros de almacenamiento o puntos de distribución.

E

Energía renovable: Recursos energéticos continuamente disponibles o renovables (p.ej.:solar, eólica, marea, biomasa, hidroeléctrico, geotérmico).

Enriquecimiento del gas.- Operación dirigida a elevar el poder calórico de un gas por eliminación de elementos inertes o a través de la incorporación de un gas con mas alto poder calórico.



Estación de compresión: El gas pierde presión al recorrer grandes distancias; para asegurar su flujo uniforme debe ser recomprimido en instalaciones especialmente diseñadas que se denominan estaciones de compresión.

Estación de bombeo: Instalación situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido. Su número a lo largo del mismo depende de la viscosidad del producto transportado, del relieve geográfico de las regiones atravesadas y del diámetro de la tubería.

Estación de recompresión: Una plataforma sobre una sección de un gasoducto submarino diseñada para incrementar el flujo de gas.

Estación de servicios: Centro de venta de combustibles y aceites, que provee a los clientes otros servicios y venta de accesorios.

Etano: Hidrocarburo gaseoso más pesado que el metano. Se licua por enfriamiento. Materia prima para la industria petroquímica.

Etanol: Alcohol etílico. Un compuesto químico formado por fermentación o síntesis; utilizado como una materia prima en un amplio rango de procesos industriales y químicos.

Etileno: Una olefina consistente de dos átomos de carbono y cuatro átomos de hidrógeno; es un químico básico muy importante en las industrias química y de plásticos.

Exploración: El reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica

Explotación: La perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.



F

Factor de recuperación: Porcentaje del petróleo extraído de un yacimiento con relación al volumen total contenido en el mismo.

Falla: Una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento.

Filtrado: Es la medición de la cantidad relativa de fluido perdido en los terrenos o formaciones permeables a través del revoque formado en la pared del pozo por el fluido de perforación.

Fluido: Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

Fondo de barril: Fracción de fondo, componentes más pesados del petróleo, aquellos que permanecen en el fondo luego de haber sido removidos los más livianos por destilación.

Fraccionamiento: Nombre genérico del proceso de separación de una mezcla en sus componentes o fracciones.

Fracturación: Forma de abrir artificialmente una formación para incrementar la permeabilidad y el flujo de petróleo al fondo del pozo.

Los métodos de fracturación son:

- a) Por acidificación, a través de la inyección de ácidos para disolver depósitos de caliza.
- b) Por explosión, aplicando cargas explosivas para quebrar la formación.
- c) Hidráulica, con el bombeo de líquidos a presión para abrir la formación.

Fuel-oil: Es un producto líquido de la refinación del petróleo

G

Gas: Todo fluido aeriforme a la presión y Temperatura ordinarias.

Gas ácido (o agrio): Gas natural que contiene ácido sulfhídrico (hidrógeno sulfurado), dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos y que debe ser tratado antes de su utilización.



-126-

Gas asociado al petróleo: Gas que se presenta en los yacimiento junto al petróleo. Puede estar en el yacimiento como una capa libre, también mezclado con el petróleo y presentarse como condensado formando una sola faz líquida con él en determinadas condiciones de temperatura y presión.

Gas de carbón: Gas combustible producidos por gasificación de carbón mineral mediante aire o mezcla de aire saturado en vapor de agua. Se lo utilizaba antiguamente en el alumbrado urbano; aún se lo sigue usando como combustible en países que tienen grandes reservas de carbón mineral, como Sudáfrica y otros.

Gas de refinería: Gas producido durante la refinación del petróleo.

Gas dulce.- Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gas húmedo: Gas natural que contiene gas licuado de petróleo.

Gas inerte: Un gas químicamente inerte, resistente a reacciones químicas con otras sustancias.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): El GLP está compuesto de propano, butano, o una mezcla de los dos, que es licuado bajo presión con objeto de facilitar su transporte y almacenamiento. Comúnmente se lo conoce como gas de garrafa, que es obtenido/separado del petróleo crudo o del gas.

Gas Natural: Los hidrocarburos que en condiciones normales de presión y temperatura se presentan en estado gaseoso. Mezcla de gases, principalmente metano. En menor proporción también se encuentran Etano, Propano, Butano y Condensado así como pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

Gas Natural Comprimido (GNC): Gas Natural, compuesto fundamentalmente de metano, comprimido a una presión igual o mayor a 2.400 libras por pulgada cuadrada y guardada en contenedores especiales de alta presión. Es usado como combustible para vehículos.



Gas Natural Licuado (GNL): El Gas Natural, principalmente metano, cuando es enfriado a una temperatura de -162°C (-260°F), a presión atmosférica, se condensa en un líquido llamado GNL.

Gas natural seco: Gas natural que no contiene gas licuado de petróleo y cuyo contenido básico es metano.

Gas Natural Vehicular (GNV) ver Gas natural Comprimido.

Gas no corrosivo: Gas natural que no contiene componentes sulfurados y que puede ser usado sin previa purificación.

Gasoducto: Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones.

Gasolina: Combustible que se obtiene del petróleo crudo por destilación, para cumplir con las especificaciones de calidad debe agregársele aditivos.

Gasolina natural: Mezcla estabilizada de hidrocarburos extraídos del gas natural por diversos métodos. Se obtiene un producto apropiado para ser mezclado con naftas de refinación.

Gas sintético: Gas rico en metano producido a partir de petróleo o carbón que tiene las mismas características básicas y composición química que el gas natural. Después de tratamiento para eliminar bióxido de carbono es adecuado para servicio doméstico, como gas de bajo poder calorífico.

Gasificación: La producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.

Gasificación de petróleo: La conversión del petróleo en gas para usarse como combustible.

Gasóleo (Gas oil): El aceite intermedio procedente del proceso de refinación; utilizado como combustible en motores diesel, quemado en sistemas de calefacción central y como carga de alimentación para la industria química.



Geología: Ciencia que estudia la estructura, origen, historia y evolución de la tierra por medio de análisis y examen de rocas, estructuras y fósiles.

GSA (Gas Sale Agreement): Es el contrato de venta de Gas Natural al Brasil.

GTL (Gas to Liquids): Término genérico que abarca los procesos que transforman gas en líquidos.

H

Hidrocarburos: Los compuestos de carbono e hidrógeno, incluyendo sus elementos asociados que se presentan en la naturaleza, ya sea en el suelo o en el subsuelo, cualquiera que sea su estado físico.

Hidrocarburos Existentes: Los Hidrocarburos correspondientes a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la ley y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas en base a normas generalmente aceptadas en la industria petrolera.

Hidrocarburos Nuevos: Todos los hidrocarburos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.

Hidrodesintegración (hydrocracking): Desintegración de compuestos de alto peso molecular a bajo peso molecular por medio de hidrogeno, como catalizador, temperatura y presión.

Hidro desulfuración: Proceso para remover azufre de las moléculas, utilizando hidrogeno bajo presión y un catalizador.

Hidrodesaromatización: Saturación de los compuestos aromáticos por medio de hidrogeno, catalizador, temperatura y presión.

Hidrógeno: El más ligero de todos los gases, presente principalmente, combinado con oxígeno, en el agua. El hidrógeno se combina con el carbono para formar una enorme variedad de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos.

Hidrotratamiento: Usualmente se refiere al proceso de hidrodesulfuración, pero también puede aplicarse a otros procesos de tratamiento que utilizan hidrógeno.



I

Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados (IEHD): Impuesto que grava la comercialización en el mercado interno de los productos del petróleo.

Industrialización de Gas Natural: Las actividades o procesos industriales que tienen por finalidad añadir valor al Gas Natural, como son: Petroquímica, Gas a Líquidos (GTL), producción de fertilizantes u otros que tengan la misma finalidad.

Instalaciones de almacenamiento: Para gas natural estas son de dos categorías. La primera la constituyen sitios estacionales de almacenamiento que comprenden acuíferos (incluyendo campos agotados de petróleo y gas); cavernas de sal; cavernas excavadas; y minas en desuso. Para almacenamiento pico (peak shaving) se emplean gasómetros en desuso y empacado de ductos. Adicionalmente, existen tanques de almacenamiento de GNL para servicio de carga normal o de emergencia, dependiendo del mercado.

J

No existen datos

K

Kerosina (Paraffin): Nombre que se da en el Reino Unido a una kerosina de calidad premium que se emplea en quinqués y calentadores de espacios interiores.

Kerosene: Producto resultante de la refinación del petróleo crudo, cuyo punto de ebullición se encuentra entre el de la gasolina (nafta) y el del gasoil. Representó por mucho tiempo el principal destilado del crudo y se utilizó como combustible en lámparas para iluminación.

Su empleo se extendió luego a estufas, cocinas, heladeras y en la actualidad el mayor consumo de sus variedades es como combustible para aviones con motor a reacción (jet fuel).



L

Licuefacción de Gas Natural: El proceso que permite convertir el Gas Natural en líquido mediante enfriamiento, con lo cual reduce su volumen en 600 veces. El Gas Natural Licuado (GNL) resultante es entonces transportado en buques especialmente diseñados, o almacenado en tanques.

Líquidos de Gas Natural (LGN): Esencialmente son los hidrocarburos que se pueden extraer del Gas Natural en forma líquida, entre los cuales podemos encontrar, etano, GLP, pentano, condensado y algunos hidrocarburos pesados.

Lubricantes: Destilados líquidos extraídos por destilación de un crudo de petróleo. Según los tipos de petróleos (parafínicos, nafténicos o aromáticos) serán las propiedades de los aceites lubricantes.

M

Metano: Es el hidrocarburo más simple y componente principal del gas natural, que también está presente en el carbón. Es un gas ligero y seguro, sin color, sin olor e inflamable bajo condiciones normales. A presión atmosférica se licua a -162°C . Materia prima para la generación eléctrica, conversión de gas a líquidos, producción de fertilizantes.

Metro cúbico: Unidad de medición para volumen de gas. La cantidad de gas requerido para llenar el volumen de un metro cúbico.

MPC: Millar de Pies Cúbicos (1.000 PC)

MMPC: Millones de Pies Cúbicos (1.000.000 PC)

MMBTU: Millones de BTU (1.000.000 BTU)

N

Nafta: Un rango de destilados más ligeros que la querosina. Cuerpo líquido que resulta de la mezcla de diversos hidrocarburos. Es uno de los productos de la destilación del petróleo, es volátil e inflamable y se emplea como solvente o combustible.



No asociado: En ocasiones llamado gas no asociado. Gas seco no asociado con aceite en un yacimiento productivo, o donde solo el gas puede ser producido económicamente.

O

Octano: Índice de una escala convencional usado para identificar, por medio de valores numéricos, las propiedades antidetonantes de las naftas.

Oleoducto: Tubería utilizada para el transporte de Petróleo Crudo.

OPEP (OPEC-Organization of Petroleum Exporting Countries): Reúne parte de los principales países del mundo exportadores de petróleo con el objeto de regular su precio y controlar su producción y comercialización (cartel). Se fundó en 1960 en Bagdad.

Estuvo originariamente integrada por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Irak y Kuwait; luego se incorporaron Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar y los Emiratos Árabes (UAE).

Actualmente está compuesta por los siguientes países:

- *Arabia Saudita
- * Argelia
- * Emiratos Árabes Unidos
- * Indonesia
- * Irán
- * Irak
- * Catar
- * Kuwait
- * Libia
- * Nigeria
- * Venezuela

Mas Información en <http://www.opec.org/>

Odorización (Stenching): Proceso mediante el cual, por razones de seguridad, se



odoriza el gas natural inyectándole pequeñas cantidades de compuestos orgánicos de azufre, típicamente a razón de 30 ppm. Ver también odorizante.

Odorizante (Odorant): Sustancia tal como el mercaptano, con olor característico, que se añade al gas natural inodoro o a líquidos del gas natural cuando se les emplea como combustibles, a efecto de permitir su detección.

Olefinas: Grupo de hidrocarburos, incluyendo etileno y propileno, de especial importancia como insumo a la industria química.

Open Access (Acceso abierto): Disposición que tienen los ductos para transportar gas de distintas compañías de acuerdo a la capacidad del mismo, con prioridad de contratos.

Operador: Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí. El operador es con frecuencia parte de un consorcio y actúa a nombre de este.

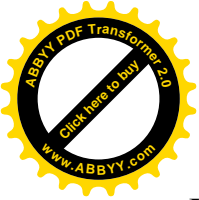
P

Parcela: La unidad de medida del área del contrato de riesgo compartido para exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Planimétricamente, corresponde a un cuadrado de cinco mil metros por lado y a una extensión total de 2.500 hectáreas, sus vértices superficiales están determinados mediante coordenadas de la Proyección Universal y Transversa de Mercator (UTM), referidos al Sistema Geodésico Internacional WGS-84

PC: Pies Cúbicos

Petróleo: Los hidrocarburos que en condición normalizada de temperatura y presión se presentan en estado líquido.

Petroquímica: Es el proceso que permite reestructurar las moléculas de los hidrocarburos, entre ellos el gas natural, en polímeros, resinas, plásticos, fertilizantes los cuales son comúnmente denominados productos petroquímicos.



Poder calorífico: La cantidad de calor producido por la combustión completa de un combustible. Puede ser medido seco o saturado con vapor de agua; y neto o bruto.

-133-

("Bruto" significa que el agua producida durante la combustión ha sido condensada en líquido, liberando así su calor latente; "Neto" significa que el agua permanece como vapor). La convención general es llamarle seco ó bruto.

Poliducto: Tubería utilizada para el transporte de los productos del Petróleo, por ejemplo, Gasolina, Diesel Oil, Jet Fuel, Kerosene, GLP.

Pozo: Denominación dada a la abertura producida por una perforación.

Los pozos, en el lenguaje administrativo, generalmente se designan por un conjunto de letras y de cifras relativas a la denominación de los lugares en los que se encuentran y al orden seguido para su realización.

Producción: Todo tipo de actividades cuya finalidad sea el flujo de Hidrocarburos que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de Hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación.

Producción fiscalizada: Los volúmenes de hidrocarburos medidos en boca de pozo.

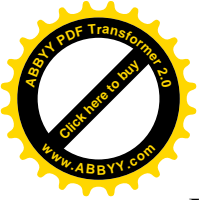
Propano: Gas, uno de los componentes del gas natural. Hidrocarburo que se encuentra en pequeñas cantidades en el gas natural, consistente de tres átomos de carbono y ocho de hidrógeno; gaseoso en condiciones normales. Se le emplea como combustible automotriz, para cocinar y para calefacción. A presión atmosférica el propano se licúa a -42°C . Ver también: LPG.

Propileno.- Olefina consistente de una cadena corta de tres átomos de carbono y seis de hidrógeno; producto químico básico muy importante para las industrias químicas y de plásticos.

Q

Quemador de campo (Flaring): El quemado controlado y seguro del gas que no está siendo utilizado por razones comerciales o técnicas.

Químicos básicos: Compuestos básicos para la industria química, los cuales son convertidos a otros productos químicos (ejemplo: aromáticos y olefinas que son convertidos en polímeros).



R

Reconocimiento superficial: Los trabajos de reconocimiento geológico de superficie,

-134-

aerofotogramétricos, por sensores remotos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, la perforación de pozos destinados a los trabajos sísmicos y los demás trabajos ejecutados para determinar las posibilidades hidrocarburíferas.

Refinación: Los procesos que convierten el petróleo en productos genéricamente denominados carburantes, combustibles líquidos o gaseosos, lubricantes, grasas, parafinas, asfaltos, solventes y otros subproductos que generen dichos procesos.

Regalías: Contraprestación en dinero, proporcional a las ventas, producción o utilidades (el criterio depende del régimen de cada país, en Bolivia es sobre producción), que se paga al propietario de un derecho, a cambio del permiso de ejercitarlo.

En Bolivia la Ley de Hidrocarburos establece las regalías y participaciones de la siguiente manera:

Hidrocarburos existentes:

- 11% Regalía Departamental en favor del departamento productor de los hidrocarburos.
- 1% Regalía Nacional Compensatoria a favor de los departamentos de Beni y Pando.
- 6% Participación TGN/YPFB.
- 13% Regalía Nacional Complementaria en favor del TGN.
- 19% Participación Nacional.

Hidrocarburos Nuevos:

- 11% Regalía Departamental a favor del departamento en el cual se produce los hidrocarburos.
- 1% Regalía Nacional Compensatoria a favor de los departamentos de Beni y Pando.
- 6% Participación TGN/YPFB.

Regasificación de Gas Natural: El proceso inverso a la licuefacción. Consiste en convertir el GNL de nuevo a Gas Natural para su inyección en los sistemas de ductos de transporte.

Reservas Probadas (P1): La cantidad estimada de hidrocarburos que, de acuerdo con los análisis geológicos y de ingeniería, son razonablemente recuperables bajo las condiciones económicas y operativas vigentes.



Reservas Probadas (P2): La cantidad estimada de hidrocarburos que, sobre la base de evidencia geológica que respalda las proyecciones de las reservas probadas, razonablemente se espera que existan y puedan ser recuperables bajo las condiciones económicas y operativas vigentes.

En Bolivia Reservas Probadas = P1 + P2 (1)

Reservas Probadas Desarrolladas: Las reservas probadas estimadas a ser recuperadas a través de los pozos existentes. Las reservas en reservorios probados penetrados por pozos que normalmente no están siendo producidos son consideradas como reservas probadas desarrolladas, si se anticipa que tales reservas serán recuperadas a través de los pozos existentes requiriendo no más que operaciones de reacondicionamiento de pozos.

Reservas Probadas No Desarrolladas: Son las reservas económicamente recuperables estimadas que existen en reservorios probados, que serán recuperadas por pozos a ser perforados en el futuro. Las Reservas estimadas en áreas no perforadas son incluidas como reservas probadas si ellas son consideradas como tales por el análisis de la información de los pozos existentes.

Reservas Probadas No Contratadas: Son las reservas probadas que no están sujetas a un contrato de venta.

Reservorio: Uno o varios estratos bajo la superficie que estén produciendo o que sean capaces de producir hidrocarburos, con un sistema común de presión en toda su extensión, en los cuales los hidrocarburos estén completamente rodeados por roca impermeable o agua. (1) Establecido en el artículo 8 del Reglamento de Comercialización de Gas aprobado mediante Decreto Supremo 24399 de 31 de octubre de 1996 y modificado mediante Decreto Supremo 25144 de 31 de agosto de 1998 y Decreto Supremo 25473 de 30 de julio de 1999.

S

Saturación de hidrocarburos : Fracción del espacio poral de un yacimiento ocupada por hidrocarburos.

Separador : Aparato colocado entre el pozo y la playa de tanques para separar el petróleo crudo del gas natural y del agua.



T

Transporte: Toda actividad para trasladar o conducir de un lugar a otro hidrocarburos o sus derivados por medio de tuberías, utilizando para ello diversos medios e instalaciones auxiliares, que incluyen el almacenaje necesario para esta actividad y que excluyen la distribución de gas natural por redes.

TCF: (Trillion Cubic Feet), trillones americanos, Trillones de Pies Cúbicos. Un TCF equivale a un Billón de Pies Cúbicos nuestro:

$$1 \text{ TCF} = 1.000.000.000.000 = 10^{12} \text{ PC} = 1 \text{ BCF}$$

Terminal de gas natural licuado: Una estación para recibir embarques de LNG, típicamente con instalaciones para almacenamiento y regasificación.

Titular: La empresa o el consorcio que ha suscrito un Contrato de Riesgo Compartido con YPF.

Toneladas de petróleo equivalente: Método para calcular el valor calorífico o de trabajo de diferentes fuentes de energía en términos de una tonelada de petróleo.

Torre de perforación (Derrick): Estructura de acero montada sobre la boca del pozo para soportar la tubería de perforación y otros equipos que son descendidos y elevados durante las operaciones de perforación.

Tratamiento del gas: Remoción de impurezas, condensado, ácido sulfhídrico y cualesquier otros líquidos provenientes del gas natural crudo, contenidos en el campo de gas.

Tren de LNG: Unidad de proceso de GNL que se mide por escala, por ejemplo 3.3 MMTPA (Millones de Toneladas por Año) – 0.16 TCF/año

Tuberías de revestimiento: Serie de tubos que se colocan en el pozo mientras progresa la perforación para prevenir derrumbes de las paredes y para la extracción de los hidrocarburos en la fase de la producción.

Turbina a gas: Una turbina impulsada por los gases de combustión de una mezcla comprimida de gas natural y aire, utilizada para generación de energía.



U

Upstream: Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Unidad térmica británica (British thermal unit (BTU): La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

Unitización: Convenio de Explotación celebrado entre Titulares con áreas de contrato colindante que permitirá el desarrollo eficiente de un Campo compartido.

V

Venteo del gas: Consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.

Este procedimiento puede deberse a diversas causas:

- a) Por no existir instalaciones de gasoductos
- b) Por tratarse de pozos aislados
- c) Por tratarse de un gas con contenido de sustancias inertes nocivas al consumo (CO₂ Y SH₂).
- d) Despilfarro del gas natural por el intento del aprovechamiento exclusivo del petróleo.

W

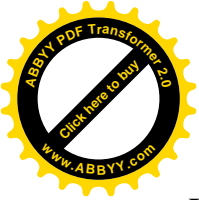
W.T.I: West Texas Intermediate Crude Oil, crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur.

X

No existen datos disponibles

Y

Yacimiento (Reservoir): Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.



Yacimiento de petróleo o gas: Formación geológica continua de roca porosa y

-138-

permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Los yacimientos son acumulaciones comerciales de petróleo o gas que ocupan un depósito independiente sometido a un único sistema de presión. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas/petróleo.

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, empresa pública creada mediante Decreto Ley de 21 de diciembre de 1936.

Z

Zona Tradicional: La superficie de 45.507 km² que conforma el Mapa de Interés Petrolero, definida bajo los siguientes criterios:

- * Conocimiento Geológico
- * Producción de Hidrocarburos
- * Infraestructura existente

Zona No Tradicional: Las áreas no comprendidas en la definición de Zona Tradicional.



Índice onomástico



Índice onomástico

- Abdullá AL Tariki.....	p.23
- Adolfo Ernesto.....	p.18
- Abdelkader MESSAHEL	p.93
- Andrés .J .Vigas.....	p.06
- Antonio Aranguren.....	p.20
- Aníbal Dominichi	p.19
- Alejandro Grasso.....	p.67
- Alejandro de Humboldt.....	p.15
- Arístides Rojas.....	p.18
- Cipriano Castro.....	p.07
- Chakib jelil.....	p.66
- Camilo Ferrand.....	p.18
- Crisóforo Dacovich.....	p.19
- Carlos Andrés Pérez.....	p.50
- Carlos Gonzáles Bona.....	p.17
- Dimitri Peskov	p.66
- Duhalde.....	p.64
- Evo Morales.....	p.66
- Eduardo Echenagucia	p.06
- Flagler.....	p.04
- F. Jiménez Arriaz.....	p.06
- Graham. Co.....	p.19
- GP. Wall.....	p.17
- Hugo Chávez Frías	p.66
- Herman Kirsten.....	p.17
- Harkenes.....	p.04
- Harvey O'Connor	p.26



- John D. Rockefeller.....	p.04
-140-	
- Juan Vicente Gómez.....	p.07
- José de Jesús Paul.....	p.07
- José Andandle.....	p.19
- Jorge Rodriguez Grossi.....	p.59
- Jorge Sutherland.....	p.18
- J.A .Baldó	p.17
- Juan Allen Tregelles	p.20
- J.J.Dauxion Lavaysse.....	p.16
- Juan Pablo Pérez	p.22
- Miguel Tejera.....	p.18
- Manuel Olavarria.....	p.18
- Manuel Cadenas Delgado.....	p.19
- Michel Mujica.....	p.93
- Manuel Hernández López.....	p.19
- Marina Díaz.....	p.67
- Marco Pérez Jiménez.....	p.50
- Manuel Antonio Pulido.....	p.17
- Néstor Kirchner.....	p.66
- Rafael Ramírez.....	p.75
- Pedro Rafael Rincnes.....	p.17
- Robert Mure	p.64
- Reinaldo Bolívar.....	p.93
- Rómulo Betancourt.....	p.50
- Román M.Maldano.....	p.17
- Simón Bolívar.....	p.08
- Villa Fañe.....	p.17
- W.I Buchanan.....	p.07



Anexos



Anexos

Las funciones de PDVSA. Son estipuladas y decretadas en la Gaceta Oficial N° 37.588, de fecha 10 de diciembre de 2002 Decreto N° 2.184, mediante el cual se reforma el artículo 2 del decreto N° 1.313, de fecha 29 de mayo de 2001, en los términos que en él se especifican:

Hugo Chávez frías presidente de la República Bolivariana de Venezuela en ejercicio de la atribución conferida en el artículo 27 de la Ley Orgánica de hidrocarburos, en Consejo de ministros, Decreta:

Artículo 1: se crea una empresa estatal, bajo la forma de sociedad anónima, que cumplirá la política que dicte en materia de hidrocarburos el ejecutivo nacional; por del ministerio de energía y minas en las actividades que le sean encomendadas.

Artículo 2: Las normas contenidas en el presente decreto representan el acta constitutiva de la empresa a que alude al artículo anterior han sido redactadas con suficiente amplitud para que sean a la vez de estatutos de la empresa. Tales normas son:

Título I

Disposiciones generales

- **Cláusula primera:** La sociedad se denominará petróleos de Venezuela, girará bajo la forma de una sociedad anónima, tendrá como domicilio la actitud de Caracas, y el término de su duración será de cincuenta (50) años contados a partir de la inscripción del presente documento en el Registro Mercantil.
- **Cláusula segunda :** La sociedad tendrá por objeto planificar, coordinar que estas últimas en sus actividades de exploración , explotación, transporte, manufactura, refinación , almacenamiento, comercialización , otras sociedades que tengan por objeto realizar actividades en materia de recursos energéticos fósiles , de petroquímica y asociarse con personas jurídicas , todo conforme a la ley ; otorgan créditos, financiamientos.



Anexos

Las actividades que realice la empresa a tal fin estarán, sujetas a las normas de control que establezca dicho ministerio de ejercicio de la competencia que le confiere el artículo 7 de la Ley Orgánica que reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos .

- **Cláusula tercera:** La sociedades se regirá por la Ley que reserva alistado la industria y el comercio de hidrocarburos, por los reglamentos de ella, por estos estatutos, por las disposiciones que dicte el ejecutivo nacional y por las del derecho común que le fueron aplicables.

I. Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos

Título I. Disposiciones Generales

- Artículo 1
- El presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley. relativas a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, así como los hidrocarburos líquidos y los componentes no hidrocarbureados contenidos en los hidrocarburos gaseosos y el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.
- Artículo 2°
- A los efectos de la interpretación y aplicación del presente Reglamento, las definiciones que se indican a continuación tendrán el significado siguiente:
Activos Esenciales: Equipos e instalaciones indispensables para la realización de las actividades objeto de este Reglamento, en forma continua y en condiciones de máxima eficiencia, calidad, seguridad, higiene y protección del medio ambiente.



Anexos

- Almacenador: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para realizar la actividad de almacenamiento de gas e hidrocarburos líquidos que se obtienen de éste.
- Almacenamiento de Gas: Actividad de recibir, mantener en depósito temporalmente y entregar gas, a través de sistemas de almacenamiento.
- Almacenador de GLP: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para realizar la actividad de almacenamiento de GLP.
- Almacenamiento de GLP: Actividad de almacenar el GLP recibido desde las fuentes de suministro, y envasarlo en las plantas de llenado, para su entrega a los distribuidores o consumidores.
- Área de Desarrollo: Superficie conformada por parcelas sobre las cuales el titular de la licencia realizará un plan de desarrollo.
- Área de Evaluación: Superficie conformada por parcelas, donde se estima se extienda un descubrimiento y sobre la cual el titular de la licencia realiza actividades de delineación y evaluación de ese descubrimiento.
- Área Geográfica Determinada: Superficie sobre la cual se realizan las actividades a las cuales se refiere la Licencia de Exploración y Explotación de los Hidrocarburos Gaseosos no Asociados.
- Balanceo: Procedimiento para establecer diferencias entre la cantidad de gas indicada en la nominación y la cantidad de gas efectivamente recibida y entregada, en un período determinado, a fin de efectuar las compensaciones necesarias en los sistemas.
- Calificación Técnica de Operación: Es la certificación que otorga el Ministerio de Energía y Minas para operar sistemas de transporte o distribución.
- Campo de Producción: Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados, con características similares y vinculados al mismo rasgo geológico.



Anexos

- Cargos por Capacidad: Porción de la tarifa que corresponde a la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un período determinado.
- Cargos por Uso: Porción de la tarifa por concepto de la cantidad de gas realmente transportada o distribuida.
- Centro de Despacho o Centro de Producción: Instalaciones ubicadas en localidades geográficas donde se lleva a cabo la actividad de despacho de gas.
- Comercialización: Actividad de comprar y vender hidrocarburos gaseosos o comprar y vender servicios de transporte, distribución o almacenamiento de hidrocarburos gaseosos por cuenta propia o de terceros.
- Comercializador: Persona debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para realizar la actividad de comercialización.
- Condensado de Yacimiento: Mezcla de hidrocarburos que a condiciones de presión y temperatura de yacimiento se encuentra en estado gaseoso y que en el proceso de explotación se condensa parcialmente.
- Condiciones Estándar: Presión absoluta de 10,332 kilogramos por metro cuadrado (14,7 libras por pulgada cuadrada) y temperatura de 15,5° C (60° F) a la cual se miden los fluidos.
- Consumidor: Persona que adquiere hidrocarburos gaseosos para utilizarlo como combustible, materia prima o en procesos industriales.
- Consumidor Mayor: Persona que contrata, por un período no menor de un año, el suministro de un volumen de gas con un promedio diario superior al mínimo establecido, mediante resoluciones del Ministerio de Energía y Minas, para cada región de distribución.
- Contrato de Servicio Agregado: Acuerdos celebrados entre el comercializador y los consumidores para el suministro, transporte, distribución o almacenamiento de gas.



Anexos

- Contrato de Servicio de Distribución: Acuerdo celebrado entre el distribuidor y los usuarios para la distribución de gas.
- Contrato de Servicio de Transporte: Acuerdos celebrados entre el transportista y los usuarios para el transporte de gas.
- Contrato de Suministro: Acuerdos celebrados entre el productor y el consumidor mayor, distribuidor o comercializador para el suministro de gas.
- Declaración de Comercialidad: Notificación escrita del titular de la licencia al Ministerio de Energía y Minas, mediante la cual participa que de las evaluaciones por él realizadas, ha determinado conforme a lo previsto en la Licencia, que existe un descubrimiento comercial y donde manifiesta su decisión de iniciar el plan de desarrollo de un descubrimiento.
- Desarrollo: Actividades dirigidas a crear la capacidad para explotar, tratar y disponer el gas natural.
- Descubrimiento: Yacimiento o conjunto de yacimientos contentivos de hidrocarburos gaseosos revelados por la perforación y prueba de un pozo.
- Despachador: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para realizar el despacho de gas.
- Despacho: Actividad de planificar, coordinar y supervisar el intercambio de gas entre los productores, procesadores y transportistas. Esta actividad incluye la gestión operacional y comercial para garantizar el óptimo funcionamiento de los sistemas de transporte y el control del sistema de nominación y balanceo.
- Distribución: Actividad de recibir, transmitir, entregar y comercializar gas a través de los sistemas de distribución.
- Distribución de GLP: Actividad de recibir, transportar, entregar y comercializar el GLP, desde las plantas de llenado de los almacenadores hasta los consumidores, por medio de unidades de transporte, instalaciones y equipos que cumplan con las normas técnicas aplicables.



Anexos

- Distribuidor: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para realizar la actividad de distribución del gas o de los hidrocarburos líquidos que de éste se obtienen.
- Distribuidor de GLP: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas para realizar la actividad de distribución de GLP.
- Entidad de inspección: Persona acreditada por las autoridades competentes para realizar servicios de inspección y preparar informes técnicos, relacionados con las actividades a que se refiere este Reglamento.
- Exploración: Conjunto de actividades cuyo objeto es descubrir y delinear yacimientos con acumulaciones de gas natural no asociado.
- Explotación: Conjunto de actividades que comprende la producción, recolección, separación, compresión, y tratamiento del gas natural no asociado.
- Fabricante y Reparador de Recipientes, Componentes y Accesorios:
Persona debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para ejercer las actividades de fabricación y reparación de recipientes, componentes y accesorios para el manejo del GLP.
- Factor de Eficiencia: Factor de ajuste que refleje mejoras en la prestación del servicio de transporte o distribución.
- Fuente de Suministro: Instalación física debidamente aprobada por el Ministerio de Energía y Minas para recibir el GLP del productor y suministrarlo al mercado nacional, a los almacenadores, a los distribuidores a los consumidores que dispongan de los medios apropiados para retirarlo.
- Gas: Término genérico que se utiliza para referirse al gas natural, al gas de refinería y al gas metano.
- Gas Comercial: Gas metano utilizado como combustible en artefactos y equipos instalados en establecimientos, donde se comercializan productos, rtículos y



servicios al público, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución.

-VI-

Anexos

- Gas Doméstico: Gas metano utilizado como combustible en artefactos y equipos de uso doméstico, instalados en viviendas unifamiliares o multifamiliares, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución.
- Gas Industrial: Gas metano utilizado como combustible o materia prima en instalaciones, plantas o fábricas, donde se ejecutan operaciones industriales para obtener un producto o transformar una sustancia o producto, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución o de un sistema de transporte.
- Gas de Refinería: Hidrocarburos gaseosos procedentes del proceso de refinación del petróleo.
- Gas Húmedo: Gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano, en cantidades tales que pueden ser extraídas comercialmente o que deben ser removidas antes de la utilización del metano.
- Gas Metano: Mezcla de hidrocarburos gaseosos que contiene principalmente metano (CH_4) y cumple, a su vez, con las especificaciones de las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través del tratamiento, procesamiento o mezcla del gas, de la refinación del petróleo o de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles.
- Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos gaseosos, procedente de yacimientos de hidrocarburos naturales, cuya producción puede estar asociada o no a la del petróleo crudo, condensados u otros fósiles.
- Gas Natural Asociado: Gas natural que se encuentra en contacto con el petróleo o disuelto en él, en un yacimiento.



- Gas Natural no Asociado: Gas natural que se encuentra en forma gaseosa en los yacimientos y no está asociado a cantidades significativas de petróleo o condensado.

-VII-

Anexos

- Gas Licuado de Petróleo (GLP): Mezcla de hidrocarburos gaseosos, obtenida del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo, que a condiciones determinadas de presión y temperatura se mantiene en estado líquido, compuesta principalmente de propano, pudiendo contener otros hidrocarburos en menores proporciones.
- Hidrocarburos Gaseosos: Hidrocarburos que a condiciones estándar de temperatura y presión se encuentran en estado gaseoso y pueden provenir de los yacimientos o de cualquier proceso de transformación de dichos hidrocarburos.
- Industrializador: Persona debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para ejercer la actividad de industrialización.
- Ley: Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicada en la Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 36.793 de fecha 23 de septiembre de 1999.
- Licencia: Autorización que otorga el Ministerio de Energía y Minas al interesado, para ejercer las actividades de exploración y explotación de Gas Natural no Asociado, a su riesgo en un Área Geográfica Determinada, que comprenderá también las demás actividades inherentes al proyecto al cual dicho gas sea destinado.
- Líquidos del Gas Natural (LGN): Porciones líquidas obtenidas del gas natural en instalaciones de campo o plantas de procesamiento, incluidos etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensada de planta.
- Nominación: Solicitud que debe realizar el consumidor, el usuario, el distribuidor o el comercializador para que un volumen de gas le sea suministrado, transportado, distribuido o almacenado en un período determinado, según lo acordado en los correspondientes contratos.



Anexos

- Normas Técnicas Aplicables (NTA): Conjunto de normas técnicas que regulan las actividades relacionadas con el gas, dentro de las cuales se contemplan las Normas Venezolanas COVENIN, y las contenidas en las resoluciones, circulares e instructivos emanados del Ministerio de Energía y Minas y otros entes oficiales. En ausencia de NTA, la norma técnica internacional correspondiente se aplicará cuando el Ministerio de Energía y Minas la adopte.
- Operación de Sistemas de Transporte: Conjunto de actividades necesarias para realizar el transporte de gas en forma segura, continua y confiable, según las condiciones establecidas en las normas técnicas aplicables y los contratos de transporte. Comprende el monitoreo, balanceo y mantenimiento del sistema de transporte, así como la atención de eventualidades y relaciones con terceros.
- Operador de Sistemas de Transporte: Persona que por su demostrada capacidad técnica y administrativa, ha sido calificado por el Ministerio de Energía y Minas para operar un sistema de transporte.
- Parcela: Unidad mínima de superficie que conforman las áreas geográficas determinadas.
- Permiso: Autorización administrativa que otorga a una persona el Ministerio de Energía y Minas, para ejercer actividades con hidrocarburos gaseosos, distintas a las de exploración y explotación.
- Plan de Desarrollo: Documento que describe y define proyectos y programas que tienen como objeto alcanzar un nivel determinado de capacidad de producción, el cual debe ser aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.
- Plan de Evaluación: Documento que describe y define proyectos y programas con la finalidad de delinear un descubrimiento y determinar su comercialidad.



- Planta de Llenado: Instalación debidamente aprobada por el Ministerio de Energía y Minas para el almacenamiento, envasado y venta del GLP en bombonas y a granel, a los distribuidores o los consumidores, de acuerdo a lo establecido en las normas técnicas aplicables.

-IX-

Anexos

- Procesador: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para realizar la actividad de procesamiento de gas.
- Procesamiento: Actividad cuyo objeto principal consiste en separar y fraccionar los componentes hidrocarburos del gas, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico.
- Producción: Conjunto de actividades necesarias para extraer gas natural contenido en yacimientos, y separarlo del petróleo crudo o condensados cuando sea asociado.
- Programa Adicional Exploratorio: Actividades de exploración que el titular de la Licencia se compromete a realizar, dentro del lapso de exploración señalado en la Ley, después de haber cumplido el plazo del Programa Mínimo Exploratorio.
- Programa Mínimo de Desarrollo: Actividades de desarrollo que el titular de la Licencia acepta como obligación al momento de otorgamiento de la licencia.
- Programa Mínimo Exploratorio: Actividades de exploración que el titular de la licencia al momento de su otorgamiento se compromete a realizar dentro del lapso de exploración señalado en la licencia conforme a la Ley.
- Punto de Entrega: Lugar donde el gas es entregado según se acuerde en los contratos de suministro o de servicio.
- Punto de Recepción: Lugar donde el gas es recibido según se acuerde en los contratos de suministro o de servicio.
- Recolección: Conjunto de actividades cuyo objeto es transmitir gas para reunirlos en un punto determinado.
- Recolector: Persona debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y



- Minas, para realizar la actividad de recolección.

-X-

Anexos

- **Región de Distribución:** Área geográfica del territorio nacional determinada por el Ministerio de Energía y Minas, para propiciar el desarrollo de un proyecto de distribución de gas.
- **Región del Productor:** Comprende tanto el área donde el gas es producido como aquellas áreas donde ese gas es transportado o distribuido.
- **Región del Transportista:** Comprende tanto el área donde el gas es transportado como aquellas áreas donde ese gas es producido o distribuido.
- **Región del Distribuidor:** Comprende tanto el área donde el gas es distribuido como aquellas áreas donde ese gas es producido o transportado.
- **Reservas Probadas:** Volúmenes de hidrocarburos gaseosos que con razonable certeza, se estima existen en los yacimientos y pueden ser producidos, con las condiciones tecnológicas y económicas existentes.
- **Separación:** Conjunto de actividades cuyo objeto consiste en separar las fases de los fluidos producidos de los yacimientos.
- **Sistemas de Almacenamiento de Gas:** Conjunto de equipos e instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas, distinto a los sistemas de transporte.
- **Sistemas de Distribución:** Conjunto de ramales, redes de tuberías industriales y urbanas e instalaciones necesarias para la distribución de gas.
- **Sistemas de Transporte:** Conjunto de gasoductos, plantas compresoras e instalaciones necesarias para la transmisión de gas.
- **Tarifas:** Montos que determina la autoridad competente en contraprestación por el gas recibido y por los servicios contemplados en la Ley.



- Transporte: Conjunto de actividades necesarias para recibir, transmitir y entregar gas e hidrocarburos líquidos que se obtienen de éste, a través de sistemas de transporte.
- Transportista: Persona autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para realizar la actividad de transporte de gas natural o sus componentes.

-XI-

Anexos

- Transportista de GLP: Persona debidamente autorizada por el Ministerio de Energía y Minas, para ejercer la actividad de transporte de GLP, mediante el uso de vehículos automotores u otros medios.
- Tratamiento: Actividad de remover principalmente los componentes no hidrocarburos del gas natural, tales como dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), agua (H₂O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico.
- Usuario: Persona que utiliza los servicios a que se refiere este Reglamento.
- Yacimiento: Unidad geológica-hidráulica formada por rocas porosas y permeables que acumulan y contienen hidrocarburos.
- Artículo 4
- A los efectos de la interpretación y aplicación del artículo 9° de la Ley, se considera que un productor, transportista o distribuidor, controla la actividad de producción, transporte o distribución ejercida por otra persona, cuando tuviere capacidad de decidir positiva o negativamente sobre la manera de realizar la actividad o de disponer de la misma, ya sea por tener participación mayoritaria en el capital de la referida persona o que mediante cláusula estatutaria u otra forma contractual se les confiera la capacidad aludida.
- Igualmente, se considera que un productor, transportista, o distribuidor controla la actividad de producción, transporte o distribución ejercida por otra persona cuando ésta les otorgue por cualquier título, un ingreso superior al cincuenta



por ciento (50%) de los beneficios generados por la actividad realizada por esa misma persona

-XII-

Anexos

- Artículo 14
- Los almacenadores, transportistas y distribuidores están obligados a permitir el uso de sus instalaciones en condiciones de igualdad a otros usuarios, cuando tales instalaciones tengan capacidad disponible para ello, tomando en cuenta lo establecido en los Contratos de servicio de almacenamiento, transporte o distribución.
- Los prestadores de los servicios de almacenamiento, transporte o distribución están en la obligación de mantener registros auditables y actualizados de los Contratos de Servicio suscritos, así como sistemas de información que evidencien oportunamente la capacidad comprometida y disponible de sus instalaciones.
- En caso de no lograrse un acuerdo entre las partes, con relación al uso de la capacidad disponible, el solicitante podrá requerir la intervención del Ministerio de Energía y Minas quien establecerá las condiciones para permitir el uso de las instalaciones, o en su defecto, autorizarlo para proveerse de las instalaciones necesarias a fin de obtener el servicio requerido, previo el cumplimiento de los requisitos de la Ley y el presente Reglamento.
- Artículo 15
- Los almacenadores, transportistas y distribuidores de gas y GLP, deberán prestar sus servicios en forma continua y en condiciones de máxima eficiencia, calidad, seguridad, higiene y protección del medio ambiente, para lo cual



deberán observar en todo momento la legislación vigente sobre la materia y las NTA. Las actividades de almacenamiento, transporte y distribución deberán estar sujetas a las mejores prácticas reconocidas en el ámbito internacional en lo referente a aspectos técnicos, operacionales y de seguridad para el mejor aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos gaseosos.

- Artículo 16
- Los titulares de licencias y permisos que realicen las actividades establecidas en

-XIII-

Anexos

la Ley, deberán disponer de planes de emergencia y contingencia en los cuales se definan políticas, lineamientos y acciones para optimar comunicaciones y uso de recursos, que les permitan solventar efectiva y oportunamente las eventualidades, con el fin de minimizar el impacto al entorno y asegurar la continuidad de las operaciones y servicios.

- Igualmente deberán disponer de un servicio permanente para atender situaciones de emergencia o cualquier contingencia que pueda ocurrir, tanto en sus instalaciones y equipos, como en los sistemas instalados para la prestación de los servicios a los consumidores.
- En situaciones de emergencia, los almacenadores, transportistas y distribuidores están autorizados a tomar las medidas necesarias para solucionar la situación, debiendo notificar a las autoridades competentes a la brevedad posible.
- Artículo 19
- Las dudas y controversias, relacionadas con la licencia o permiso, sometidas al procedimiento amistoso de arbitraje, al cual se refiere el artículo 24, literal b), numeral 6 de la Ley, quedarán definitivamente resueltas mediante dicho procedimiento si así lo acordaren las partes.
- Título II. De la Exploración y Explotación
- Capítulo I. De las Actividades de Exploración y Explotación
- Artículo 20



- Para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de gas natural no asociado se requerirá de una licencia otorgada por el Ministerio de Energía y Minas.
- Dicha licencia otorgará a su titular, el derecho para ejercer tales actividades con carácter de exclusividad sobre un área geográfica determinada, conforme a los términos y condiciones previstos en la Ley, en este Reglamento y en la misma licencia.

-XIV-

Anexos

- Artículo 21
- El derecho de exploración y explotación de gas natural no asociado en un área geográfica determinada se otorgará mediante una licencia a través de un proceso licitatorio que efectuará el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas.
- El Ministerio de Energía y Minas tendrá la facultad de suspender en cualquier etapa el proceso licitatorio o declararlo desierto sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República.
- El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, previa autorización del Consejo de Ministros, podrá otorgar directamente la licencia sin proceso licitatorio, por razones de interés público o por circunstancias particulares de las actividades, con sujeción a las condiciones que establece la Ley.
- Artículo 25
- Las actividades exploratorias no previstas en el programa mínimo exploratorio, en el programa adicional exploratorio podrán desarrollarse durante la vigencia de la licencia, dentro del área geográfica determinada sobre la cual mantenga derechos el titular de la licencia.
- Artículo 26



- Cuando el titular de la licencia realice un descubrimiento deberá informarlo al Ministerio de Energía y Minas, dentro de los siguientes treinta (30) días calendario contados a partir de la finalización de las pruebas del pozo. A partir de esta notificación, el titular de la licencia dispondrá de noventa (90) días calendario para presentar al Ministerio de Energía y Minas, un plan de evaluación para ese descubrimiento que contenga la descripción del modelo geológico, del modelo de yacimiento y las correspondientes reservas.

-XV-

Anexos

- Artículo 27
- El descubrimiento de petróleo, condensado o gas natural asociado, no le otorga derechos de explotación sobre tales sustancias al titular de la licencia. Sin embargo, el Ministerio de Energía y Minas podrá convenir con el titular de la licencia, términos y condiciones para la celebración, según la legislación vigente de un convenio operativo, de una asociación estratégica con una empresa del Estado o de cualquier otra negociación, para la evaluación y explotación de ese descubrimiento.
- El titular de la licencia estará obligado a informar al Ministerio de Energía y Minas del descubrimiento antes referido en un lapso de treinta (30) días calendario, contado a partir de dicho descubrimiento.
- Artículo 28
- El titular de la licencia dispondrá de un lapso establecido en la misma, no superior a dos (2) años, para ejecutar el plan de evaluación de cada descubrimiento. Durante ese lapso que se contará a partir del respectivo descubrimiento, podrá presentar una declaración de comercialidad acompañada del correspondiente plan de desarrollo para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas.



- Cuando el plazo para el plan de evaluación concluya después de haber terminado el plazo para la ejecución del Programa mínimo exploratorio y si no hubiere declaración de comercialidad, el titular de la licencia deberá renunciar a las parcelas afectadas por ese plan de evaluación. .
- Artículo 30°
- La forma para definir el alcance del programa adicional exploratorio será establecido según lo determine la licencia, con base a la superficie cubierta por las parcelas que el titular de la licencia opte por retener. El plazo para la

-XVI-

Anexos

ejecución de este programa estará comprendido dentro del lapso de cinco (5) años señalados en la Ley para la exploración. Una vez cumplido el mismo, el titular de la licencia deberá devolver las parcelas al Ejecutivo Nacional, que no se encuentren afectadas por un plan de evaluación o plan de desarrollo de un descubrimiento.

- Artículo 31
- La extensión de las áreas geográficas determinadas será establecida para cada licencia en función de su atractivo comercial, prospectividad y madurez de su conocimiento geológico. La superficie del área geográfica determinada tendrá forma de polígonos de ángulos rectos, cuyos vértices estarán identificados con sus correspondientes coordenadas, de conformidad con los sistemas de identificación territorial y sus lados estarán orientados norte-sur, este-oeste, salvo las restricciones impuestas por los límites territoriales de la República o por otras circunstancias de carácter geográfico o de naturaleza legal.
- Artículo 32
- El área geográfica determinada no podrá ser mayor de un mil kilómetros cuadrados de superficie (1.000 Km cuadrados), dividida en bloques y éstos a su vez, en parcelas, conforme se indique en las condiciones que se establezcan para otorgar la licencia.



- El Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas y, previa aprobación del Consejo de Ministros podrá establecer para el área geográfica determinada, superficies mayores a las contempladas en este artículo.
- Artículo 33
- Cuando el titular de la licencia descubra uno o más yacimientos que se extiendan hacia un área no otorgada, la República por órgano del Ministerio de Energía y Minas podrá: 1) Explotarla directamente o mediante una empresa del Estado; 2) Otorgarla al titular de la licencia que efectuó el descubrimiento; 3) Abrir un proceso licitatorio para otorgar una licencia en dicha área; y 4) Suscribir un contrato de asociación con el referido titular de la licencia.

-XVII-

Anexos

- Artículo 34
- En el caso de yacimientos que se extiendan bajo áreas otorgadas a más de un explotador o titular de la licencia, se deberá celebrar un convenio de explotación unificada, el cual estará sujeto a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas.
- El Ministerio de Energía y Minas podrá requerir a las partes a fin de celebrar dicho convenio, si en el lapso de seis (6) meses contados a partir de la fecha del requerimiento no se hubiese celebrado el convenio, ese Ministerio fijará las condiciones que regirán la explotación unificada de tales yacimientos.
- Artículo 36
- De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos no asociados extraídos de cualquier yacimiento, y no re inyectados, el Estado tiene derecho a una participación de veinte por ciento (20%) como regalía, sin perjuicio de los montos adicionales resultantes de las contraprestaciones que se hubiesen establecido a favor de la República con motivo del otorgamiento de la licencia.
- Parágrafo Único El valor de mercado del gas natural en el campo de producción será calculado en bolívares por unidad calorífica.
- Artículo 37



- Para los efectos del cálculo de la regalía se considerará todo el gas producido y medido en el campo de producción. El gas sujeto al pago de regalía será el resultante de restar a la producción total, el volumen re inyectado en los yacimientos dentro del área otorgada en la licencia.
- Artículo 38
- Cuando el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, decida recibir el pago de la regalía en dinero, se multiplicará el volumen de gas sujeto a dicho pago, por el valor de mercado del gas en el campo de producción, de acuerdo al procedimiento establecido en el presente Reglamento.

-WVIII-

Anexos

- Artículo 42
- Para la realización de las actividades de recolección y entrega de gas, el titular de la licencia deberá tener un sistema de supervisión y control operacional de acuerdo a las Normas Técnicas Aplicables (NTA). Este sistema deberá estar interconectado con los sistemas del despachador.
- Artículo 44
- Previo a la terminación de la licencia, el Ministerio de Energía y Minas indicará al titular, los pozos que deberán ser abandonados y las instalaciones que deberán ser removidas del área. Estas actividades serán realizadas por cuenta y riesgo del titular de la licencia, asegurando la conservación, protección y preservación del ambiente.
- Artículo 45
- El Ministro de Energía y Minas por razones de interés público, podrá aplicar a La explotación de yacimientos de gas natural asociado, cuyas reservas de crudos o condensados no permitan su explotación comercial, el régimen aplicable a las explotaciones de yacimientos de gas natural no asociado.
- Capítulo II. De los Precios



- Artículo 46
- El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas mediante resoluciones, establecerá las metodologías para el cálculo de los precios de los Hidrocarburos gaseosos en el mercado interno y fijará los referidos precios en los centros de despacho.

-XIX-

Anexos

- Artículo 47
- Los productores y comercializadores podrán solicitar al Ministerio de Energía y Minas la aprobación de convenios de precios de gas metano en los centros de despacho, acordados previamente con los consumidores y distintos a los establecidos en las respectivas resoluciones de precios, para contratos específicos de suministro por tiempo determinado.
- Artículo 48
- El precio del gas natural en los campos de producción, se fijará en función del precio del gas metano y el valor de mercado de los componentes hidrocarburos más pesados contenidos en el gas natural referidos al campo de producción.
- A los efectos del cálculo de la regalía por la explotación del gas natural no asociado, el ejecutivo nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, mediante resoluciones fijará el precio en los respectivos campos de producción en función de los siguiente principios:
 - a) Para estimar el precio del gas metano en el campo de producción, se descontarán del precio del gas metano, fijado por el Ministerio de Energía y



Minas en el correspondiente centro de despacho, los costos de recolección, compresión, tratamiento o procesamiento.

b) Para estimar el precio de mercado de los componentes hidrocarburos más pesados contenidos en el gas natural en el campo de producción, se considerará la riqueza energética del gas natural adicional a la mínima requerida para el gas metano y referencias de precios de estos productos tanto en el mercado interno como en el mercado de exportación, así como los costos de extracción, fraccionamiento y almacenaje de los líquidos del gas natural.

- Para el cálculo de la regalía, el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, podrá establecer mediante resoluciones metodologías en función de otros principios diferentes de los señalados en el presente artículo.

-XX-

Anexos

- En todo caso, dichos cambios no podrán afectar la viabilidad económica de los proyectos relativos a las licencias otorgadas con anterioridad a la fecha de las referidas Resoluciones.
- Artículo 49
- El Ministerio de Energía y Minas revisará, al menos una vez al año, los precios vigentes del gas metano en los respectivos centros de despacho, los cuales se fijarán en las resoluciones dictadas a tal efecto.
- Artículo 50
- Los productores podrán someter a la consideración del Ministerio de Energía y Minas, propuestas para la fijación de los precios de los hidrocarburos gaseosos, siguiendo la metodología de cálculo establecida en las resoluciones que se dicten al efecto.
- Título III. Del Transporte y Distribución de Gas
- Capítulo I. Del Transportista y del Distribuidor
- Artículo 51



- La actividad de transporte comprende el diseño, construcción, operación, mantenimiento y administración de los sistemas de transporte, desde los puntos de entrega de los productores o de otros transportistas, hasta los puntos de recepción de los distribuidores, otros transportistas o consumidores mayores. Igualmente comprende la gestión comercial para optimar la capacidad y el uso de los sistemas de transporte.
- Artículo 52
- La actividad de distribución comprende el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento y la administración de los sistemas de distribución, desde los puntos de entrega de los productores o transportistas, hasta los puntos de recepción de los consumidores. Igualmente comprende la gestión comercial para optimizar la capacidad y el uso de los sistemas de distribución.

-XXI-

Anexos

- Artículo 53
- Los transportistas sólo podrán comprar gas para ser utilizado como combustible en sus operaciones o en el balanceo del sistema de transporte de gas.
- Artículo 54
- Los transportistas y distribuidores deberán cumplir con las normas técnicas aplicables concernientes a ubicación, señalización y demás requisitos que contribuyan a la identificación y conocimiento público de los sistemas de transporte o distribución.
- Artículo 59
- La responsabilidad contractual de los transportistas o distribuidores con el usuario, consumidor, u otro transportista se iniciará en los puntos de recepción en los cuales aquellos reciban el gas y finalizará en los puntos de entrega donde transfieran el gas a los usuarios, consumidores u otros transportistas.
- Artículo 60



- Para la desincorporación de instalaciones asociadas a un sistema de transporte o distribución que pueda afectar la continuidad en la prestación del servicio, se requerirá la autorización previa del Ministerio de Energía y Minas. En consecuencia, el transportista o el distribuidor deberán presentar la solicitud correspondiente, por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista para realizar la desincorporación. El Ministerio de Energía y Minas, una vez analizada la solicitud presentada, podrá otorgar la autorización para la desincorporación de las instalaciones de que se trate, tomando en consideración la necesidad de asegurar la continuidad en la prestación del servicio.
- Capítulo II. De los Permisos de Transporte y Distribución.
- Artículo 63
- Para la obtención de los permisos de transporte o distribución de gas, los interesados en realizar dicha actividad deberán dirigir una solicitud al

-XXII-

Anexos

- Ministerio de Energía y Minas y presentar la documentación que permita identificar al interesado, determinar su capacidad técnica de operación, y su capacidad comercial, administrativa y financiera; así como una definición y descripción del proyecto, además de las propuestas de participación nacional de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.
- El Ministerio de Energía y Minas, mediante resoluciones, podrá exigir otros requisitos distintos a los aquí señalados y especificar los documentos e informaciones relativas a cada requisito.
- Artículo 67
- Los usuarios están obligados a permitir el acceso a sus instalaciones del personal debidamente autorizado del transportista o distribuidor, con el fin de realizar las inspecciones relacionadas con sus servicios para garantizar su continuidad y eficiencia. .
- Artículo 71



- La metodología de cálculo de las tarifas de transporte y distribución de gas, tendrán como base la recuperación de los costos del servicio, así como todos los otros principios considerados en la Ley. Las tarifas se revisarán cada cinco (5) años.
- Artículo 74°
- Los Ministerios de Energía y Minas y, de la Producción y Comercio establecerán mediante resolución, la metodología para el ajuste anual de las tarifas, considerando la inflación y el factor de eficiencia.
- Título IV. De los Líquidos del Gas Natural (LGN)
- Capítulo I. Del Procesamiento

-XXIII-

Anexos

- Artículo 75
- La actividad de procesamiento comprende los procesos de separación, extracción, fraccionamiento, almacenamiento y comercialización de los líquidos del gas natural y otras sustancias asociadas al gas natural.
- Capítulo II. Del Gas Licuado del Petróleo (GLP)
- Artículo 78
- La actividad de comercialización del GLP comprende: transporte, almacenamiento y distribución del Gas Licuado de Petróleo (GLP), así como todas las actividades de intermediación.
- Artículo 79
- Los almacenadores de GLP, prestarán sus servicios a otras empresas requirentes del mismo, sin restricciones y en igualdad de condiciones, cuando haya capacidad disponible.
- Artículo 80



- La política de precios del GLP, que establecerá el Ministerio de Energía y Minas propenderá a estimular la competencia entre los participantes en la comercialización de este producto, para un suministro continuo y seguro, con el mejor servicio al menor costo posible al consumidor.
- Artículo 81
- Los precios en las fuentes de suministro del GLP en el territorio nacional, destinados a la exportación hacia los países limítrofes con la República Bolivariana de Venezuela, y transportados a través de las fronteras por vehículos debidamente acondicionados al efecto, se regirán por las fórmulas de cálculo establecidas en las resoluciones del Ministerio de Energía y Minas.
- Título V. De la Industrialización

-XXIV-

Anexos

- Artículo 84
- La industrialización de los hidrocarburos gaseosos comprende los procesos necesarios para su transformación química, física o físico-química, con el fin de obtener productos de mayor valor agregado.
- Artículo 89
- Las empresas industrializadoras deberán inscribirse en el registro de empresas existente en el Ministerio de Energía y Minas, a cuyo efecto deberán registrar los proyectos de industrialización y suministrar la información y recaudos siguientes:
 1. Identificación del interesado.
 2. Memoria descriptiva del proyecto o de la planta industrial, con descripción detallada de los procesos y las características o especificaciones técnicas de los productos a ser elaborados.
 3. Indicación del destino o uso que se dará a los insumos producidos o comercializados.



4. Carta de intención de disponibilidad del suministro de los hidrocarburos gaseosos expedida por el productor o comercializador.
 5. Monto de la inversión a ser realizada, con estimación del contenido nacional de la misma y de los empleos directos o indirectos a generar.
- El Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución, podrá exigir otros requisitos distintos a los aquí señalados y especificar los documentos e informaciones relativas a cada requisito.
 - Título VI. Del ente Nacional del Gas.
 - Artículo 91
 - Al Ente Nacional del Gas le será aplicable en materia de presupuesto la normativa prevista para los servicios autónomos de la Administración Central.
 - Sus ingresos estarán constituidos por:

-XXV-

Anexos

1. La asignación presupuestaria que le haga el Ejecutivo Nacional;
 2. Los ingresos provenientes por la prestación de determinados servicios en las actividades inherentes a su gestión;
- 3. Los aportes, legados, donaciones o transferencias que reciba por cualquier título;
 - 4. Los demás fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de las leyes y reglamentaciones aplicables;
 - 5. Los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos;
 - 6. Todos los bienes y rentas que adquiera por cualquier título.
- Artículo 93
 - El Directorio del Ente Nacional del Gas estará conformado por:
 - 1) Un Presidente que ejercerá la representación legal del Ente Nacional del Gas y, en caso de impedimento o ausencia transitoria, será suplido por el Vicepresidente. .
 - 3) Nombrar y remover el personal del Ente Nacional del Gas.



4) Aprobar el proyecto de presupuesto para la consideración del Ministerio de Energía y Minas.

5) Dictar sus reglamentos internos.

6) Las demás que le confieran las leyes y reglamentos.

- consecutivos contados a partir de la fecha de otorgamiento del referido permiso, pudiéndose solicitar prórroga por causas debidamente justificadas.

11) El hurto o uso indebido de activos entre empresas que ejerzan las actividades relacionadas con los GLP.

12) Cuando no se hubieren iniciado las obras dentro del término de seis meses consecutivos contados a partir de la fecha de otorgamiento del permiso.

- Igual sanción tendrá la paralización de los trabajos de dicha obra durante un lapso de seis (6) meses acumulados si no hubiere mediado prórroga en los términos previstos en este Reglamento.

-XXVI-

Anexos

13) Por cualquier otra causal establecida expresamente en el respectivo permiso.

- Artículo 105
- Una vez declarada la revocatoria del permiso, el Ministerio de Energía y Minas podrá formular las bases y los términos de referencia para los efectos de otorgar un nuevo permiso a otro interesado en realizar la actividad, de conformidad con lo dispuesto en el presente Reglamento.

