



**FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONÓMICAS Y FINANCIERAS
SECCIÓN DE POSGRADO**

**INCIDENCIA FINANCIERA Y TRIBUTARIA DE LA
REINYECCIÓN DE GAS NATURAL SECO**

**PRESENTADA POR
CATYA EVELYN VASQUEZ TARAZONA**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
CONTABILIDAD Y FINANZAS**

LIMA – PERÚ

2014



Reconocimiento - No comercial - Sin obra derivada
CC BY-NC-ND

El autor sólo permite que se pueda descargar esta obra y compartirla con otras personas, siempre que se reconozca su autoría, pero no se puede cambiar de ninguna manera ni se puede utilizar comercialmente.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



**FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONOMICAS Y FINANCIERAS
SECCION DE POSGRADO**

**INCIDENCIA FINANCIERA Y TRIBUTARIA DE LA REINYECCIÓN
DE GAS NATURAL SECO**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR
EN CONTABILIDAD Y FINANZAS**

PRESENTADA POR

Mg. CATYA EVELYN VASQUEZ TARAZONA

LIMA - PERÚ

2014

**INCIDENCIA FINANCIERA Y TRIBUTARIA DE LA
REINYECCIÓN DE GAS NATURAL SECO**



ASESORES Y MIEMBROS DEL JURADO

ASESOR:

Dr. Luis A. Lizárraga

PRESIDENTE DEL JURADO:

Dr. Juan Amadeo Alva Gómez

MIEMBROS DEL JURADO

Dra. Barrueto Pérez, María Teresa

Dr. Augusto Hipólito Blanco Falcón

Dr. Rodas Serrano, Virgilio Wilfredo

Dr. Suarez Almeida, Miguel



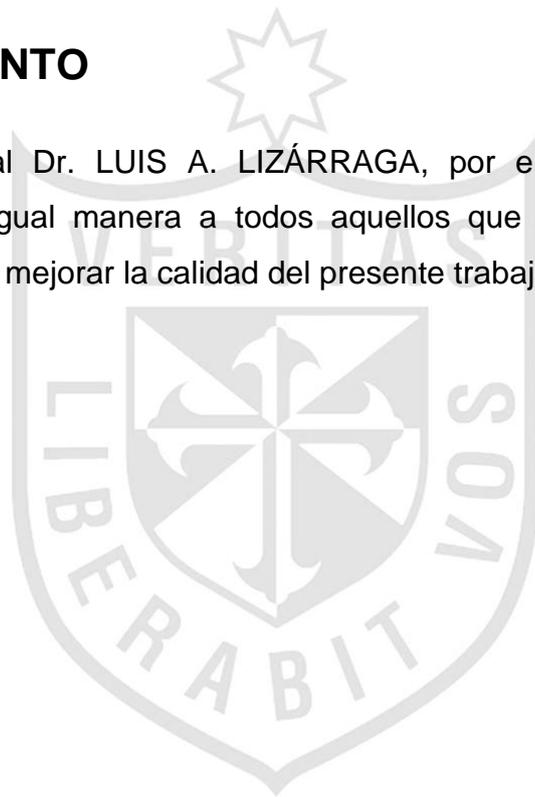
DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios que siempre está conmigo, a mis padres por su apoyo incondicional y a mis amados hijos quiénes han sufrido mi ausencia durante el desarrollo del presente trabajo.



AGRADECIMIENTO

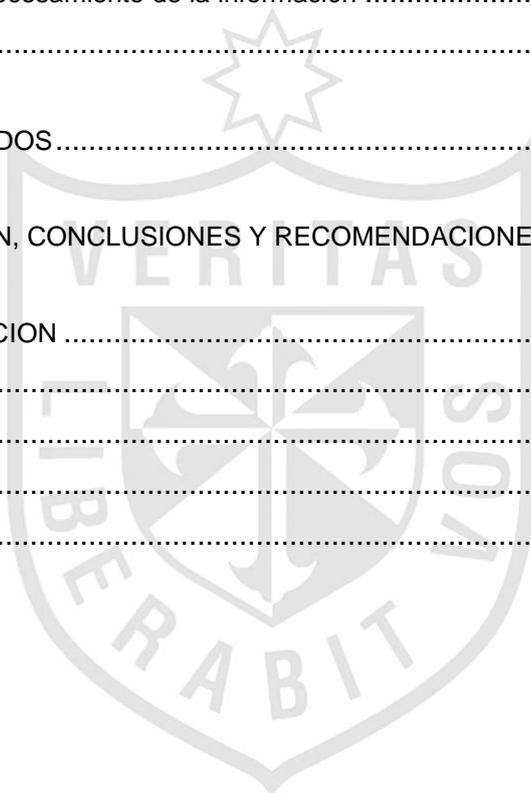
Mi agradecimiento al Dr. LUIS A. LIZÁRRAGA, por el asesoramiento de la presente tesis. De igual manera a todos aquellos que me ayudaron con sus aportes y permitieron mejorar la calidad del presente trabajo de investigación.



INDICE

Portada.....	i
Título	ii
Asesor y Miembros del Jurado.....	iii
Dedicatoria	iv
Agradecimiento.....	v
Índice.....	vi
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT	viii
INTRODUCCIÓN.....	ix
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1 Descripción de la realidad problemática	1
1.2. Formulación del problema	22
1.2.1 Problema general	22
1.2.2 Problemas específicos.....	22
1.3 Objetivos de la investigación.....	23
1.3.1 Objetivo general	23
1.3.2 Objetivos específicos.....	23
1.4 Justificación de la investigación	24
1.4.1 Justificación	24
1.4.2 Importancia	24
1.5 Limitaciones de la investigación	25
1.6 Viabilidad del estudio.....	27
CAPÍTULO II: MARCO TEORICO.....	28
2.1 Antecedentes de la investigación	28
2.2 Bases teóricas	48
2.3 Definiciones conceptuales	174
2.4 Formulación de la hipótesis	178
2.4.1 Hipótesis general	178
2.4.2 Hipótesis específicas.....	178

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	179
3.1 Diseño metodológico	179
3.1.1 Método de investigación	179
3.1.2 Tipo de investigación.....	179
3.1.3 Dimensiones de la investigación	180
3.2 Población y muestra	180
3.3 Operacionalización de variables.....	181
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	181
3.5 Técnicas para el procesamiento de la información	182
3.6 Aspectos éticos.....	182
CAPÍTULO IV: RESULTADOS.....	183
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	188
FUENTES DE INFORMACION	192
Referencias bibliográficas.....	192
Referencias electrónicas	195
Anexos.....	198
Cuadros y Gráficos	205



RESUMEN

En la presente Tesis se ha analizado el proceso de extracción de gas de natural, determinándose que las compañías que realizan Explotación, Separación y Fraccionamiento de Hidrocarburos (Consortio Pluspetrol, Aguaytía Energy del Perú S.R.L., Graña y Montero Petrolera) incurren en costos de extracción, que deben ser atribuidos a los productos obtenidos.

Cuando se realiza el proceso de extracción del gas natural del pozo, se obtienen dos productos: los Condensados de gas y el Gas Natural Seco; pero para obtener los mencionados productos es necesario realizar un proceso de separación.

Al realizar el proceso de separación, las compañías incurren en costos de acondicionamiento del Gas Natural (Procesos de Remoción de gases ácidos, Deshidratación, Remoción de Mercurio); Recuperación de Hidrocarburos Líquidos y Estabilización del condensado (dependiendo de las características del hidrocarburos). Los cuales, en mi opinión, deben ser atribuidos a cada uno los productos obtenidos, en forma proporcional.

Luego de realizado el proceso de separación, en algunos casos, el gas natural seco se reinyecta al pozo y los condensados de gas se extraen para ser comercializados; por ello, los costos de separación en los que se ha incurrido, deben atribuirse a los condensados, ya que, el gas natural seco extraído no se contabiliza, porque se reinyecta al pozo.

Por lo mencionado en los párrafos anteriores, concluimos que al no ser posible identificar a qué lugar del subsuelo retorna el gas natural seco que se reinyecta al pozo, los costos de separación insumidos deben atribuirse a los costos de condensados de gas y el gas natural seco reinyectado no podría calificar como una existencia, ni incluirse como inventario en los Estados Financieros.

ABSTRACT

In this thesis we have analyzed the process of extracting natural gas, concluding that companies conducting Operation, Separation and Fractionation of Hydrocarbons (Consortium Pluspetrol, Aguaytía Energy del Peru SRL, Graña y Montero Oil) incur costs extraction, which should be attributed to the products obtained

When the process of extracting natural gas from the well makes two products are obtained: Gas Condensates and Gas and Dry Natural Gas; but to obtain these products is necessary to perform a separation process.

When the separation process companies incur costs Conditioning Natural Gas (Processes acid gas removal, dehydration, Removal of Mercury); Liquid Hydrocarbon recovery and condensate stabilization (depending on the characteristics of hydrocarbons), which in my opinion should be attributed to each of the products obtained, proportional.

As mentioned above, we conclude the failure to identify what returns instead of ground dry natural gas is reinjected into the well, the cost of separation incurred be attributed to the cost of gas condensate and dry gas reinjected could not qualify as an existence, or included as inventory in the financial statements.

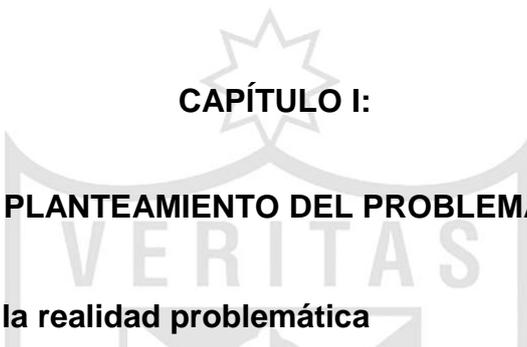
INTRODUCCION

La Tesis se desarrolló con el propósito de mostrar que al realizar la extracción de gas natural del pozo, las compañías que realizan Explotación, Separación y Fraccionamiento de Hidrocarburos (Consortio Pluspetrol, Aguaytía Energy del Perú S.R.L., Graña y Montero Petrolera) incurren en costos de extracción, que tienen que atribuirse a los productos obtenidos.

La Tesis se ha dividido en cinco capítulos, los cuales se detallan a continuación: Capítulo I: Planteamiento del Problema, Capítulo II: Marco Teórico, Capítulo III: Metodología, Capítulo IV: Resultados, Capítulo V: Discusión, Conclusiones y Recomendaciones.

Con la información descrita en cada uno de los capítulos mencionados en el párrafo anterior y los análisis realizados se pretende demostrar que al gas natural seco que se reinyecta al pozo, se le deben atribuir los costos de separación y debiendo ser reconocido contablemente como un inventario, en la medida que puedan ser medidos, almacenados y por tanto, califiquen como existencias que serán parte del inventario en los Estados Financieros.

La autora



CAPÍTULO I:

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la realidad problemática

El gas natural es un recurso natural y el artículo 66° del TÍTULO III – DEL RÉGIMEN ECONÓMICO, CAPÍTULO II DEL AMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES, de la Constitución Política del Perú del año 1993, dispone:

“Artículo 66°. Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento.

Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal.”

Del mismo modo los artículos 3° y 4° de la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales – Ley N° 26821, dispone:

..."/Artículo 3°.- Definición de Recursos Naturales

Se consideran recursos naturales a todo componente de la naturaleza, susceptible de ser aprovechado por el ser humano para la satisfacción de sus necesidades y que tenga un valor actual o potencial en el mercado, tales como:

- a) Las aguas superficiales y subterráneas;
- b) El suelo, subsuelo y las tierras por su capacidad de uso mayor: agrícolas, pecuarias, forestales y de protección; Dirección General de Asuntos Ambientales Ministerio de Energía y Minas República del Perú.
- c) La diversidad biológica: como las especies de flora, de la fauna, y de los microorganismos o protistos; los recursos genéticos, y los ecosistemas que dan soporte a la vida;
- d) Los recursos hidrocarburíferos, hidroenergéticos, eólicos, solares, geotérmicos y similares;
- e) La atmósfera y el espectro radioelétrico;
- f) Los minerales;
- g) Los demás considerados como tales.

El paisaje natural, en tanto sea objeto de aprovechamiento económico, es considerado recurso natural para efectos de la presente ley.

Artículo 4°.- Alcance del Dominio sobre los Recursos Naturales

Los recursos naturales mantenidos en su fuente, sean éstos renovables o no renovables, son Patrimonio de la Nación. Los frutos y productos de los

recursos naturales, obtenidos en la forma establecida en la presente Ley, son del dominio de los titulares de los derechos concedidos sobre ellos.

.../”

Asimismo la Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional- Ley N° 26221, en el Título II - Exploración y Explotación – Capítulo I, dispone:

“Artículo 7.- La denominación "Hidrocarburos" comprende todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Artículo 8.- Los Hidrocarburos "in situ" son de propiedad del Estado.

El Estado otorga a PERUPETRO S.A. el derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos extraídos para el efecto de que pueda celebrar Contratos de exploración y explotación o explotación de éstos, en los términos que establece la presente Ley.

El derecho de propiedad de PERUPETRO S.A. sobre los Hidrocarburos extraídos, conforme se señala en el párrafo anterior, será transferido a los Licenciarios al celebrarse los Contratos de Licencia.

Artículo 9.- El término "Contrato", comprende al Contrato de Licencia, al Contrato de Servicios y a otras modalidades de contratación que se aprueba en aplicación del Artículo 10.

El término "Contratista" comprende tanto al contratista de los Contratos de Servicios como al licenciario de los Contratos de Licencia, a menos que se precise lo contrario.

El término "Contratante" se refiere a PERUPETRO S.A.

Entiéndase como "Producción Fiscalizada de Hidrocarburos" a los Hidrocarburos provenientes de determinada área, producidos y medidos bajo términos y condiciones acordados en cada Contrato.

Los términos definidos en el presente artículo son de aplicación a otras modalidades de contratación que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.

.../”

La Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional- Ley N° 26221, en el Título II - Exploración y Explotación – Capítulo II - Generalidades sobre los Contratos, dispone:

”/ **CONTRATACIÓN**

Artículo 10. - Las actividades de exploración y de explotación de Hidrocarburos podrán realizarse bajo las formas contractuales siguientes:

- a) **Contrato de Licencia**, es el celebrado por PERUPETRO S.A., con el Contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.
- b) **Contrato de Servicios**, es el celebrado por PERUPETRO S.A. con el contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de contrato, recibiendo el contratista una retribución en función a la producción fiscalizada de Hidrocarburos.

- c) Otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

.../”

Según Marco Calle (2010):

El gas natural (combustible fósil), está conformado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentra en estado gaseoso o en disolución de petróleo.

El gas natural se halla "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de petróleo.

El gas natural se denomina "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos como el metano, etano, propano, isobutano, n-butano, iso pentano, n-pentano, hexanos, heptanos, octanos, entre otros, y algunas sustancias contaminantes como el H₂S, CO₂, N₂, H₂O y varios otros compuestos químicos presentes en menores cantidades.

El gas natural está constituido por una variedad de hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano en un 90% aproximadamente, encontrándose en menores proporciones el etano, propano, butano, pentano y en proporciones pequeñas los gases inertes tales como: el dióxido de carbono y nitrógeno.

Sin embargo, la composición del gas varía según el yacimiento.

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	Estado Natural
Metano	CH ₄	95,08	Gas
Etano	C ₂ H ₄	2,14	Gas
Propano	C ₃ H ₈	0,29	Gas licuable (GLP)
Butano	C ₄ H ₁₀	0,11	Gas licuable (GLP)
Pentano	C ₅ H ₁₂	0,04	Líquido
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,01	Líquido
Nitrógeno	N ₂	1,94	Gas
Gas Carbónico	CO ₂	0,39	Gas

Composición del Gas Natural

Impurezas como son, el helio, oxígeno, vapor de agua.

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

- Densidad Relativa : 0,65
- Poder Calorífico : 9.032 kcal/m³
- Cp (presión Cte) : 8.57 cal/mol.°C
- Cv (volumen Cte) : 6.56 cal/mol.°C

El gas natural se mide en metros cúbicos a condiciones estándar 1.013 Bar y 15°C.

El poder calorífico del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor Kcal.

Diversos análisis sobre el valor Kcal del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto, analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separando el gas natural en sus componentes

identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en Kcal/m³ por metro cúbico.

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, la formación o la reserva de la que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización).

Normalmente, el gas natural tal cual se presenta después de su extracción no se puede transportar, ni tiene una utilización comercial, pues necesita antes una primera transformación.

El gas natural, para ser comercializado, requiere estar compuesto casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que como la humedad deben ser removidas del gas natural bruto.

El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural.

En todos los casos, el gas natural debe ser procesado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes.

Además, debe ser tratado para lograr separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor comercial es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

La normatividad peruana vigente especifica que el gas natural deberá ser entregado por el concesionario en las siguientes condiciones:

1. Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

2. No contendrá más de tres miligramos por metro cúbico (3mg/m³(st)) de sulfuro de hidrógeno, ni más de quince miligramos por metro cúbico (15mg/m³(st))de azufre total.
3. No contendrá dióxido de carbono en más de tres y medio por ciento (3.5%) de su volumen y una cantidad de gases inertes totales no mayor de seis por ciento (6%) de su volumen; entendiéndose como gases inertes a la suma del contenido de nitrógeno y otros gases diferentes al dióxido de carbono.
4. Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo sesenticinco miligramos por metro cúbico (65mg/m³(st)) de vapor de agua.
5. No superará una temperatura de cincuenta grados centígrados (50° C).
6. Con un contenido calorífico bruto comprendido entre 8 450 Kcal/m³ y 10300 Kcal/m³ (st).

Procesamiento del gas natural

El gas natural a diferencia del petróleo no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales.

Las impurezas que pueda contener el gas natural pueden ser separadas por procesos físicos relativamente sencillos.

¹Luego de la extracción, el gas pasa por una red de captación de 80 Km. de extensión hasta llegar a la Planta de Separación.

¹http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT1_INDUSTRIA_GAS_OSINERGa.pdf

En esta planta se efectúa una separación primaria que divide los condensados y el agua del gas natural, y se estabilizan los condensados que vienen con el gas.

Luego, en una planta criogénica se separan los hidrocarburos líquidos restantes en el gas.

Una vez finalizado este proceso, el gas procesado va a una planta compresora (con una potencia instalada de 76,000 HP), a partir de la cual se inyectan el gas y los líquidos a los ductos principales.

El gas natural extraído en exceso es reinyectado a los reservorios, lo cual es un requerimiento de preservación ambiental. Debe indicarse que la reinyección de gas natural sirve para mantener la presión del reservorio, lo que permite maximizar la extracción de líquidos.

Plantas de procesamiento de gas natural

Las Plantas de procesamiento de gas natural son aquellas en las cuales se procesa gas natural para recuperar líquidos; así como, también, azufre y otras impurezas que posea el gas natural.

El fraccionamiento del gas natural, mediante enfriamiento, es la forma más utilizada para la separación de los componentes del gas natural, se utilizan los principios de refrigeración mecánica o auto refrigeración mediante el principio de Joule Thompson (expansión isotrópica o adiabática).

Posteriormente, la mezcla líquida es sometida a fraccionamiento en una columna de platos o empaques.

La unidad de fraccionamiento se utiliza para separar mezclas complejas de gas en productos individuales. El fraccionamiento de la mezcla en sus

componentes se efectúa basándose en la volatilidad relativa de cada uno. Las dificultades en la separación están directamente relacionadas con la volatilidad relativa y la uniformidad del componente básico. (wilendris, 2011)

Los Líquidos del Gas Natural (LGN) se envían a las plantas de fraccionamiento, donde se obtiene por separado etano, propano, butano normal e isobutano, gasolina natural y nafta residual, que se almacenan en forma refrigerada y presurizada en recipientes esféricos. (DARELYSMEB, 2011)

En el Perú, el gas natural tiene tres polos de desarrollo:

- Zona norte, en la costa y el zócalo continental de Talara, en la región Piura.
- Selva central en la cuenca de Ucayali
- Cuenca de Camisea, en la región Cusco.

Para el aprovechamiento de estos yacimientos de gas natural, el Estado Peruano otorgó en concesión las actividades de campo (exploración y explotación), de transporte y de distribución del hidrocarburo a empresas diversas empresas.

Las empresas contratistas que participan en los proyectos Peruanos de gas natural son:

²Cuenca de camisea

La cuenca de Camisea, alberga el proyecto más importante en la industria peruana de gas natural, ya que las reservas que se encontraron en sus yacimientos son de gran dimensión para el desarrollo de nuestra economía.

² MINERIA,
<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>

En el desarrollo de este proyecto participan las siguientes empresas concesionarias:

1. Pluspetrol:

En febrero de 2000, mediante una licitación pública internacional, el Gobierno Peruano adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio liderado por Pluspetrol Perú Corporation, Hunt Oil Company of PERÚ LLC, Tecpetrol del Perú SAC, SK Corporation, Sonatrach Perú Corporation SAC y Repsol Exploración Perú. La licencia fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores. El Proyecto de explotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos.

Pluspetrol se encarga de realizar las actividades de exploración y explotación de las reservas de gas natural en Camisea y su procesamiento en la Planta de Fraccionamiento de Las Malvinas, en Cusco, donde se separan los líquidos y gas seco.

2. Transportadora de gas del Perú:

En octubre de 2000, se adjudicaron las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y la distribución de gas natural en Lima y Callao al consorcio liderado por Tecgas N.V. (100% propiedad del Grupo Techint), con la participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I y Graña y Montero S.A.

El contrato de concesión tiene una vigencia de 33 años para realizar el transporte de líquidos y gas natural, por lo cual la empresa concesionaria construyó un ducto para trasladar el gas natural desde los yacimientos de Camisea hasta Lima. Dicho ducto recorre 730

kilómetros. El recorrido del mismo se inicia en Camisea, distrito de Echarate, provincia de La Convención, en el departamento de Cusco y cruza los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima, hasta llegar al City Gate en el distrito de Lurín.

Paralelamente al ducto que transporta el gas seco, corre otro que transporta los líquidos de gas natural. Este último recorre 540 kilómetros desde Camisea hasta llegar a la Planta de Fraccionamiento ubicada en Pisco.

3. Cálidda:

A principios de mayo de 2002, TGP S.A. seleccionó a Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) como operador de la Compañía de Distribución de Gas. Esta empresa para fines comerciales se denomina Cálidda, y con este nombre desarrolla el servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao. Asimismo, Cálidda se convirtió en socio de TGP S.A. para el proyecto del transporte.

Esta empresa se encarga de la distribución de gas natural a través de las redes de ductos o tuberías instaladas para llevar el gas a los usuarios. La distribución se inicia en el City Gate y finaliza en el domicilio de los consumidores.

4. Contugas:

En el marco del Concurso Público Internacional para la entrega en Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, el 25 de abril de 2008 se adjudicó la Buena Pro al consorcio EBB-TGI conformado por las empresas Energía de Bogotá S.A. ESP y Transportadora de Gas del Interior S.A. ESP, el que conforme a las Bases del referido concurso constituyó la

sociedad concesionaria denominada Transportadora Internacional del Perú S.A.C.

Mediante Resolución Suprema N° 046-2008-EM, publicada el 22 de octubre de 2008 en el Diario Oficial El Peruano, se otorgó a Transportadora Internacional del Perú S.A.C. la concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica.

De acuerdo al Contrato BOOT la empresa concesionaria es responsable por el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y operación del Sistema de Distribución, incluyendo su mantenimiento y reparación, y por la prestación del servicio.

El proyecto se iniciará en la localidad de Humay, punto en el cual el ducto principal de Camisea, que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP), cambia de dirección para dirigirse a Lima y Callao. Este gasoducto recorrerá las localidades de Pisco, Nazca y Marcona, en el departamento de Ica. El gasoducto regional de Ica, de unos 280 kilómetros de longitud, y tendrá dos ramales, el primero de una longitud de 40 kilómetros hacia Pisco y Chincha, y el segundo de 240 kilómetros hacia Ica, Nazca y Marcona.

5. Kuntur:

El 06 de octubre de 2008 el Gobierno Peruano firmó el Contrato de Concesión del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del país con la empresa Kuntur Transportadora de Gas. Mediante dicho contrato el concesionario tiene el derecho y la obligación de diseñar, financiar, suministrar bienes y servicios, construir, operar y mantener el sistema de transporte y prestar el servicio de transporte.

El proyecto consiste en el diseño, construcción y operación del gasoducto que transportará gas natural desde los yacimientos gasíferos ubicados en la Región Cusco hasta las ciudades de Cusco, Juliaca, Arequipa, Matarani e Ilo. Este gasoducto tendría una longitud aproximada de 1085 Km. A partir de este ducto se desarrollarán las redes de distribución de gas natural a los domicilios y comercios de gas natural vehicular, además significará el desarrollo de los polos petroquímicos y la instalación de centrales de generación de electricidad.

³Aguaytía

Aguaytía Energy del Perú S.R.L. - Planta de procesamiento y fraccionamiento de gas natural:

El yacimiento de Aguaytía se encuentra localizado en la provincia de Curimaná, Ucayali, a 75 Km. al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 Km. al noreste de la ciudad de Lima. Este yacimiento cuenta con reservas probadas e 0.44 Terapias Cúbicas, TPC, de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural, LGN. El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp., en 1994, que posteriormente cedió el control del proyecto a la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L, mediante una modificatoria del Contrato de Licencia firmada el 25 de julio de 1996.

Aguaytía entró en operación comercial en 1998. La producción promedio del campo es de 4,400 barriles de LGN diarios y 56 millones de pies cúbicos por día, MMPCD, de gas natural seco. El campo cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1,400 barriles por día, BPD, de GLP y 3,000 BPD de gasolinas.

³ MINERIA,
<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>

El Grupo Aguaytía cuenta con una planta de procesamiento de gas natural, una planta de fraccionamiento de LGN para la obtención de gasolinas y GLP, una central termoeléctrica de ciclo simple de 172 MW, gestionada por la empresa TERMOSELVA; una línea de transmisión de alta tensión de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga, operada por la empresa ETESELVA; así como un sistema de transporte en camiones cisterna.

⁴Yacimientos del Norte

Los yacimientos de la Costa Norte se encuentran localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes.

El gas natural se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción del gas natural resultan relativamente reducidos.

Sin embargo, aunque el potencial energético es importante para la región, el desarrollo del mercado ha sido limitado, sustentándose sólo en la producción térmica de electricidad que ha estado restringida por la competencia de las centrales hidráulicas.

Los pozos productores, de estos yacimientos, se encuentran cerca de áreas de consumo potencial.

Por su cercanía, algunas centrales eléctricas, refinerías, plantas de procesamiento y áreas urbanas utilizan su producción. Sin embargo, los volúmenes de consumo se han mantenido usualmente debajo de los 40 MMPCD. Así, en el año 2003, ascendieron aproximadamente a 23,2 MMPCD.

⁴ MINERIA,
<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>

La escasez de la demanda se debe, en parte, a la falta de promoción del uso del gas natural en las zonas aledañas, tanto a nivel residencial, comercial e industrial y a la falta de inversiones (en la zona sólo hay comprometidas inversiones por US\$ 140 millones).

Las reservas de hidrocarburos probadas en la zona son pequeñas, alcanzando sólo 0,262 TPC, lo cual limita las posibilidades de una explotación a gran escala para el abastecimiento del mercado interno regional.

La producción fiscalizada de gas natural se halla repartida entre los distintos contratistas.

Zona	Contratista	Producción MPC
Costa Norte	GMP	147 969
	Petrolera Monterrico	28 566
	SAPET	85 171
	Petrobras Energía Perú	395 794
	Olympic	25 677
Zócalo Continental	Petrotech	388 055
Total		1'071 232

Fuente: MINEM. Actualizado a marzo 2011

Una parte importante del gas extraído es reinyectado en los pozos debido a la escasa demanda de la zona. El principal comprador del gas natural de estos yacimientos es la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EPPSA), de propiedad del Grupo Endesa de España.

En su planta de secado obtiene gas natural seco para alimentar una central termoeléctrica de ciclo simple (Central Termoeléctrica de Malacas con 101 MW de potencia instalada), y procesar LGN del cual obtiene GLP y gasolinas que son comercializadas en el mercado local (Piura y Tumbes).

En general, puede señalarse que el incipiente desarrollo de la industria del gas natural en el Perú se debió a la escasa cantidad de reservas probadas, a la localización geográfica de los yacimientos, ubicados lejos de los principales centros de consumo, y al reducido tamaño del mercado de este combustible a nivel local.

Asimismo, la falta de una difusión y promoción oportuna del gas imposibilitó el desarrollo de proyectos de transporte y distribución de mayor envergadura en las áreas de influencia de los reservorios.

Graña y Montero Petrolera. - Planta de gas natural Verdún y Pariñas. (Piura). (Montero)

GMP cuenta con tres plantas de procesamiento de gas, todas ubicadas a 7 kilómetros al norte de la ciudad de Talara, Piura. Dos de las plantas, Verdun y Pariñas, son antiguas que operan antes de la década del 50, sin embargo en el año 2008 GMP construyó una Nueva Planta Pariñas que fue inaugurada el 13 de Febrero del 2009 por el Presidente del Perú Dr. Alan García Pérez.

Esta nueva planta cuenta con la última tecnología, tanto en operaciones como en seguridad, obteniendo GLP y solventes de alta calidad, y además sus procesos son amigables con el ambiente al utilizar un mínimo de agua, no generar emisiones, ni vertimientos, ni ruidos nocivos.

Es importante mencionar el alto profesionalismo alcanzado por el personal que ha sido capacitado para manejar tecnología de punta en esta moderna planta en tiempo record.

Con estas tres plantas de procesamiento de gas natural GMP es capaz de procesar hasta 84 millones de pies cúbicos de gas natural asociado por día (MMPCD), procedentes de los campos petroleros de Talara, Lotes Z-2B, X, VI y I.

El nuevo proceso se describe a continuación:

El gas natural asociado (GNA) es recolectado por una red de tuberías desde los pozos, baterías y estaciones de compresión hacia la Planta Pariñas.

Es en los puntos de fiscalización de los productores al ingreso de la Nueva Planta Pariñas donde se recibe el GNA que luego ingresará a la Planta.

El proceso de absorción refrigerada consiste en el mediante aere enfriadores y propano refrigerante para recuperar los líquidos del gas natural compuestos por propano e hidrocarburos más pesados, usando un solvente ligero como líquido absorbente.

Luego los líquidos condensados (LGN) son fraccionados obteniéndose el gas licuado de petróleo (GLP) y un solvente denominado Hidrocarburo Acíclico Saturado (HAS), los cuales pasan a los tanques de almacenamiento para su posterior despacho, previamente se ha efectuado un exhaustivo control de calidad de estos productos.

Asimismo cabe notar que GMP está en capacidad de obtener otros productos como pentano, hexano y otros solventes especiales, en las plantas existentes. El gas natural asociado luego de su procesamiento se denomina gas natural seco, el cual es distribuido a la Central de generación eléctrica Malacas y a la Refinería Talara.

La operación de las Plantas Pariñas y Verdún es de significativa importancia para el crecimiento de la economía regional y nacional, proveyendo productos de alta calidad, tanto para los consumidores finales como para la industria química y de pinturas.

Los tanques de producción y almacenamiento

Los tanques pueden ser clasificados según su forma de construcción, o su uso –para producción o almacenamiento-, y finalmente por el tipo de líquido que van a contener.

En los tanques de producción se produce la primera recolección y el primer procesamiento de separación. Este primer paso en la manipulación, previo al envío a la refinería o a un sistema de procesamiento de gas, se da en una batería de tanques o batería colectora localizada cerca del cabezal del pozo, o en un lugar donde es tratada la producción de varios pozos a la vez. Una batería tipo cuenta con: colector para la entrada de 30 pozos, separador de gas, calentadores, tanques de producción general (160 m³) y de control (40 m³), bombas, caudalímetros, separadores de líquidos, etc.

En este primer juego de tanques y separadores, el petróleo crudo, el agua y el gas natural fluyen y son separados.

Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento y manipulación de grandes volúmenes de petróleo y gas, y son generalmente más grandes y considerados como más permanentes.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que actúa como un pulmón entre producción y/o transporte para absorber las variaciones de consumo.

El almacenaje de líquidos tales como petróleo, nafta, fuel oil, diesel oil, kerosene u otros derivados petroquímicos que se pueden conservar a presión y temperatura ambiente, se efectúa normalmente en tanques cilíndricos de fondo plano, techo abovedado, esférico o elipsoidal, y algunas veces flotante, a fin de evitar la acumulación de gases inflamables dentro de los mismos, que pueden o no tener incorporado algún sistema de calefacción.

Para la construcción de los mismos se emplean láminas de acero de distintos espesores conforme su posición relativa en la estructura del tanque. Estas piezas se sueldan entre sí de acuerdo a normas de construcción que garantizan la integridad y posterior funcionamiento del almacenaje.

Los tanques soldados están diseñados para soportar presiones internas del orden de 0,175 a 0,350 Kg/cm² y se han construido de hasta 240000 m³ de capacidad. A efectos de prever el daño que pudiera ocasionar la rotura o rebalse de los mismos, se construye un dique de contención alrededor de cada tanque instalado en el sitio.

Cuando se trata del almacenamiento de gases licuados u otros derivados que deben conservarse a presión y temperatura distintas a la atmosférica normal, la construcción, como así también los materiales a emplear, requieren para cada caso de un prolijo estudio técnico.

Por ejemplo, el almacenaje de gas natural licuado (GNL) requiere una temperatura de -160°C y el de gas licuado de petróleo (GLP-propano/butano), una temperatura que debe mantenerse dentro de los -42°C a -12°C .

Para el caso en que se pueda almacenar el producto a presión atmosférica (propano/butano) pero de baja temperatura de burbujeo (-42°C) se utilizan tanques cilíndricos de fondo plano, refrigerados, con una doble envoltura (pared), doble fondo (en algunos casos), aislamiento externa, y deben estar soportados por una estructura flexible que absorba las variaciones de tamaño generadas por llenado, vaciado y eventuales cambios de la temperatura. Además del dique de contención mencionado para los tanques en general, en algunos casos también se rodea el tanque de una pared de concreto de similar altura.

El almacenamiento subterráneo de gas natural es ideal para abastecer el consumo en días de carga máxima. El gas es almacenado durante los

meses de verano cuando la demanda es baja, y luego extraído durante los meses de invierno.

El gas natural puede ser almacenado en reservorios en el subsuelo que generalmente son cavernas de sal y también como gas natural licuado-GNL (en buques metaneros y tanques de gran capacidad).

Como otra forma de almacenaje, puede considerarse a los cilindros de GNC donde se almacena gas natural a alta presión para uso automotor. Tanques de almacenamiento de GNC.

La infraestructura de los almacenamientos exige elevadas inversiones económicas.

Sistema de almacenamiento subterráneo de gas

Pueden construirse sistemas de almacenamiento subterráneo en formaciones salinas, rocas porosas o minas abandonadas.

Los sistemas de rocas porosas pueden ser yacimientos de hidrocarburos agotados o bien acuíferos.

(FRIZT CROTOGINO ALEXANDER BARY, HEINZ BERGER, MICHAEL HENZELL, NAE KAN REN, 2002)

Sistema de almacenamiento subterráneo de gas

Toda la metodología de las instalaciones requiere de análisis petrofísicos y mecánicos del subsuelo para asegurar que el almacenamiento del gas sea a largo plazo. Los parámetros más importantes son el volumen de gas de trabajo el cual se determina por el volumen de la instalación de almacenamiento y la diferencia entre las presiones de gas máxima y mínima.

Siempre quedará un volumen de gas almacenado el cual es denominado gas de colchón. El otro parámetro es el régimen de extracción máximo del gas almacenado, el cual se ve limitado por la resistencia al flujo en el pozo de producción y en las rocas porosas.

En las cavernas salinas los estudios se toman en cuenta mediante la resistencia de la roca y el volumen de esta y en las formaciones de rocas porosas se hace mediante el cierre estructural, los sellos, la porosidad, y la permeabilidad para garantizar altos regímenes de productividad.

(La comunidad petrolera, 2012)

Como podemos apreciar de la información y legislación presentada en los párrafos anteriores, no se ha establecido cómo tienen que ser atribuidos los costos de extracción del gas natural cuando de éste se obtienen: condensados de gas y gas natural seco.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema general

La falta de regulación contable y tributaria en nuestro país sobre métodos de costeo de extracción y reinyección de gas natural genera contingencias tributarias a los contratistas que se dedican a la extracción del gas.

1.2.2 Problemas específicos

- a) Se cree conveniente analizar cuáles son las opciones que pueden ser adoptadas en la ley del Impuesto a la Renta para el tratamiento del gas natural seco que se reinyecta.

- b) Se considera que la ley General de Hidrocarburos no ha indicado si el gas natural seco que se reinyecta a los pozos con la finalidad de almacenarlo, constituye una existencia de propiedad del contratista o propiedad del estado.
- c) Se cree que las empresas contratistas atribuyen los costos de separación del gas solamente a los líquidos de gas.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

Demostrar que el gas natural seco que se obtiene al extraer el gas y se reinyecta en los pozos, constituye una existencia que pertenece al contratista a los cuales deben atribuírsele costos.

1.3.2 Objetivos específicos

- a) Fundamentar que la inexistencia de lineamientos que señalen que el gas que se reinyecta en los pozos para posteriormente ser destinado a la comercialización, genera que este producto no se reconozca como elemento activo en los estados financieros.
- b) Demostrar que el hecho que no se reconozca en los estados financieros como existencia el gas reinyectado, que posteriormente será comercializado, no permite una presentación razonable de los Estados Financieros.
- c) Demostrar que el hecho que no se reconozca en los estados financieros como existencia el gas reinyectado, que posteriormente será comercializado, no permite una correcta determinación del impuesto a la renta.

1.4. Justificación de la investigación

1.4.1 Justificación

La justificación de la presente investigación se fundamenta por las siguientes razones:

- a) Las definiciones de los elementos de los Estados Financieros desarrolladas por el Marco Conceptual para la preparación y presentación de los Estados Financieros se está utilizando en la medida que se ha observado que elementos que constituyen activos no se están reconociendo en los Estados Financieros.
- b) Los resultados de esta investigación, permitirán demostrar que el no reconocimiento en los Estados Financieros de un elemento activo, no permite realizar una presentación razonable de los estados financieros.
- c) En la actualidad no existen investigaciones que hayan realizado estudios rigurosos sobre el reconocimiento como existencia del gas natural reinyectado, en los pozos para su comercialización posterior.

1.4.2 Importancia

El presente trabajo de investigación, permitirá demostrar, que el hecho de no tener lineamientos claros sobre el reconocimiento del gas reinyectado que luego será utilizado o comercializado no permite la presentación razonable de los estados financieros, ni tampoco la determinación correcta del impuesto a la renta.

1.5 Limitaciones de la investigación

Las limitaciones del presente trabajo de investigación son:

Teórica:

Para realizar el presente trabajo de investigación, se hará uso de las siguientes fuentes que a continuación se enuncian.

a) Doctrina del Impuesto a la Renta

Apoyarán en la definición de los diversos conceptos adoptados por los doctrinarios, referidos a los costos, imputación y determinación.

b) Normas Internacionales de Contabilidad – NIIF

Se tomará en cuenta las Normas Internacionales de Información Financiera que establecen como se debe realizar, reconocimiento, medición y valuación de los elementos que conforman los estado financieros.

c) Informes emitidos por la Administración Tributaria – SUNAT

Tomar conocimiento del ente administrador del impuesto SUNAT, sobre la posición adoptada en el reconocimiento de activos y sus costos.

d) Jurisprudencia del Tribunal Fiscal

Tomar en consideración del órgano competente en última instancia administrativa, sobre la posición adoptada en el reconocimiento de activos y sus costos.

e) Jurisprudencia del Tribunal Constitucional

Analizar la posición adoptada por el Tribunal Constitucional, en los casos materia de reconocimiento de activos y sus costos, en lo referido a la inconstitucionalidad de la ley del Impuesto a la Renta.

f) Legislación Sectorial

Tomar conocimiento de las leyes domésticas del Sector Hidrocarburos, en lo referente al tratamiento tributario del reconocimiento de activos y sus costos.

g) Legislación Internacional

Tomar conocimiento de las leyes domésticas de cada Estado, en lo referente al tratamiento tributario del reconocimiento de activos y sus costos.

h) Jurisprudencia de Tribunales Internacionales

Tomar conocimiento de las posiciones adoptadas por los diversos tribunales internacionales que han analizado el reconocimiento de activos y sus costos, en sus legislaciones internas.

Temporal:

El estudio es de tipo transversal. Se inició en junio 2013, y se culminó en junio 2014.

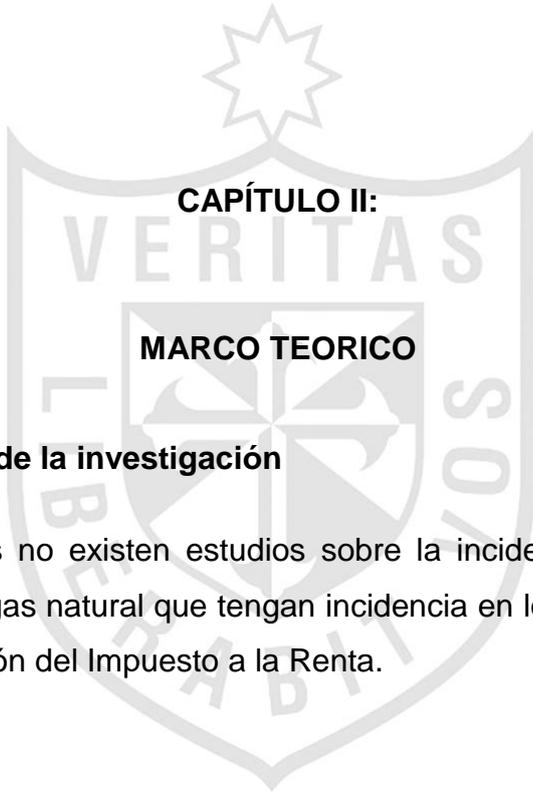
Espacial:

El estudio se realiza evaluando el impacto de la medida en todo el territorio Peruano y América Latina.

1.6 Viabilidad del estudio

El estudio resulta viable para ser concluido al contarse con la experiencia metodológica de trabajos en el sector hidrocarburos.





CAPÍTULO II:

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes de la investigación

En nuestro país no existen estudios sobre la incidencia de los costos de separación del gas natural que tengan incidencia en los Estados Financieros y la determinación del Impuesto a la Renta.

El gas:

El gas natural es una de las principales fuentes de energía que dispone el hombre para atender sus necesidades e impulsar muchas de sus actividades.

Origen del gas natural

El gas natural es un combustible fósil. Esto significa que al igual que el petróleo y el carbón se formó de los restos de plantas, animales y microorganismos que vivieron en la tierra hace millones de años atrás.

Existen muchas teorías al respecto, pero las más aceptadas sostienen que los combustibles fósiles se formaron cuando la materia orgánica fue comprimida a muy altas presiones y temperaturas, bajo grandes capas de lodo, arena y piedras que se acumularon gradualmente en millones de años.

El gas natural se encuentra a grandes profundidades en rocas porosas de la corteza terrestre y sin contacto con el aire; muchas veces en yacimientos de petróleo o cerca de ellos, aunque puede presentarse también de forma aislada.

Historia del gas natural

Hace miles de años emanaciones de gas natural se registraron en el Medio Oriente, pero fueron los chinos los primeros en descubrir su utilidad y lo emplearon para calentar agua.

También fue en China donde se perforó el primer pozo, alrededor del año 200 antes de Cristo. Posteriormente, en los inicios de la industria del gas natural, éste fue usado principalmente en lámparas de alumbrado público y, ocasionalmente, en las del hogar.

Con el mejoramiento de los canales de distribución y los avances tecnológicos, el gas natural es usado actualmente de muchas formas antes jamás imaginadas.

El gas natural tiene una gran variedad de aplicaciones y, a consecuencia de los avances científicos y tecnológicos actuales, resulta sumamente difícil hacer un listado exhaustivo de sus aplicaciones comerciales en los hogares, la industria e incluso el transporte; pero lo cierto es que sus aplicaciones son cada vez más importantes para el hombre moderno.

La industria del gas natural es aquella que hace posible sacar este hidrocarburo de sus depósitos naturales en las profundidades subterráneas y

traerlo a la superficie de la Tierra para luego acondicionarlo y transportarlo hasta las instalaciones de los consumidores domésticos e industriales.

La industria comprende un conjunto de actividades que, de manera sucinta, se presentan en este sitio, con el propósito de facilitar la comprensión del funcionamiento de la industria, la formación de los precios del gas natural y los aspectos sustantivos de la regulación de tarifas.

Exploración

La exploración comprende los trabajos geológicos y geofísicos para determinar la ubicación y dimensiones de los yacimientos de gas natural y petróleo.

Esta fase incluye estudios de sismología, cartografía y análisis de información mediante la utilización de avanzados e ingeniosos recursos tecnológicos, que incluyen la realización de perforaciones exploratorias, para obtener un cabal conocimiento de las formaciones geológicas y el potencial de los yacimientos donde se encuentra el hidrocarburo.

Extracción

La extracción comprende las actividades de perforación y las técnicas para sacar el gas natural de sus reservorios naturales subterráneos y traerlo a la superficie terrestre. (Minería, 2012)

Producción

Una vez que el pozo ha sido perforado y la presencia del gas natural es comercialmente viable, el siguiente paso es la producción, que se ocupa de la extracción sistemática del hidrocarburo y el acondicionamiento para su transporte.

Esta fase comprende principalmente las siguientes actividades:

- El tratamiento del gas natural para eliminar las impurezas que le acompañan al momento de ser extraído, tales como azufre, agua, CO₂ y otros elementos sin valor comercial.
- La separación del gas natural seco y de los hidrocarburos líquidos que lo acompañan.
- La odorización del gas natural con la finalidad de que pueda ser distribuido de forma segura. Este proceso permite detectar su presencia y 'fugas' en las instalaciones, gracias al olor característico que se le añade.
- El fraccionamiento de los líquidos que acompañan al gas natural, para separar el propano, butano (GLP) y gasolinas naturales (pentanos e hidrocarburos más pesados). (Minería, 2012)

Respecto de la definición de hidrocarburos algunos especialistas señalan:

El Petróleo y el gas natural (hidrocarburos fósiles), están constituidos por compuestos orgánicos más o menos complejos de carbón e hidrógeno, mezclados en proporciones diversa entre sí junto con otros elementos químicos. (SILOS RODRIGUEZ, 2008)

El gas natural se encuentra en dos tipos de yacimientos:

- Yacimientos de gas individualizado como tal.
- Yacimientos asociados a los de petróleo, en los cuáles el gas se encuentra en la parte alta de los mismos o en disolución en la fase líquida. (SILOS RODRIGUEZ, 2008)

El gas natural es un combustible compuesto por un conjunto de hidrocarburos livianos, el principal componente es el metano (CH₄). Se puede encontrar como “gas natural asociado” cuando está acompañando de petróleo, o bien como “gas natural no asociado” cuando son yacimientos exclusivos de gas natural.

La composición del gas natural varía según el yacimiento:

<i>Componente</i>	<i>Nomenclatura</i>	<i>Composición(%)</i>	<i>Estado Natural</i>
Metano	(CH ₄)	95,08	gas
Etano	(C ₂ H ₆)	2,14	gas
Propano	(C ₃ H ₈)	0,29	gas licuable
Butano	(C ₄ H ₁₀)	0,11	gas licuable
Pentano	(C ₅ H ₁₂)	0,04	líquido
Hexano	(C ₆ H ₁₄)	0,01	líquido
Nitrógeno	(N ₂)	1,94	gas
Gas carbónico	(CO ₂)	0,39	gas

} GLP

Impurezas como son, helio, oxígeno, vapor de agua.

Las propiedades del gas natural según la composición del cuadro anterior son:

Densidad relativa: 0,65

Poder calorífico: 9,032 kcal/m³

C_p (presión Cte): 8,57 cal/mol.°

C_v (volumen Cte): 6,56 cal/mol.°C.

El Gas se encuentra en la naturaleza bajo tierra en los denominados reservorios de gas, siendo su formación similar al de la formación de petróleo y se extrae de los reservorios que se encuentran bajo tierra a profundidades que van desde los 500 m hasta los 3500 m. (Ver Gráfico N° 01, página 214) (MINEN, 2012).

Extracción de gas

El gas natural se extrae por expansión, es decir, que la misma presión del gas contenido en los depósitos de las rocas, produce el impulso de los fluidos hacia las paredes del pozo para luego subir al exterior.

Es natural que la presión de producción de gas del pozo, disminuya gradualmente a lo largo de la explotación del yacimiento; sin embargo, su vida útil se puede extender utilizando compresores para imprimirle fuerza al gas que se encuentra bajo tierra y ayudarlo a llegar hasta el gasoducto. (Ver gráfico N° 02, página 214)

Existen pozos que son exclusivamente gasíferos, es decir no estamos en presencia de gas asociado a petróleo sino de gas libre, el cual no necesariamente tiene que ser seco.

En estos casos se debe contar con instalaciones acondicionadas para la separación primaria de líquidos, el manejo y control de la producción de gas.

Una vez superada esta etapa, el proceso será el mismo para éste y para la producción de gas asociado ya separado.

Existen tres pasos fundamentales en las operaciones de procesamiento de gas natural:

1. Tratamiento

Donde se eliminan elementos que pueden ser agua, compuestos ácidos como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, y otros sólidos e impurezas, que de no ser eliminados podría corroer los gasoductos y dañar el medio ambiente.

El gas, antes de ser transportado y utilizado comercialmente debe ser purificado y haber pasado todas las normas de calidad que exigen los transportistas y consumidores.

Durante el tratamiento se somete al gas natural a los procesos de extracción y fraccionamiento para separar sus componentes, y disponer de gas metano para su transportación y distribución bajo las normas de calidad establecidas.

Los componentes separados en este proceso, como son el etano, propano, butano y pentano, se utilizarán posteriormente de manera individual como productos cotizados en el mercado, gracias a su gran variedad de usos, entre los cuales podemos mencionar la recuperación mejorada de crudos, la materia prima para las refinerías, las plantas petroquímicas y el uso energético

La propia explotación de los campos de gas que contienen impurezas, así como las regulaciones que se han establecido para mantener una buena calidad del aire; incluidas las que se refieren al control de emisiones de gases perjudiciales durante algunas etapas del proceso industrial, han contribuido al mejoramiento y avance tecnológico con que cuenta hoy en día la industria de los hidrocarburos.

2. Acondicionamiento

Es el procedimiento mediante el cual logramos llevar el gas en óptimas condiciones que satisfagan los requerimientos de los clientes y del mercado.

En esta etapa se utilizan secantes líquidos como por ejemplo Glicol, para retirar el agua y otras impurezas mediante un proceso de deshidratación.

Este paso se hace necesario por las especificaciones de los gasoductos, los cuales deben transportar gas con un limitado contenido de agua.

En el proceso de deshidratación con Glicol, se emiten contaminantes peligrosos como el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, por lo cual la industria gasífera ha desarrollado novedosas tecnologías de control de emisiones, a través de las cuales se llega a eliminar hasta el 95 por ciento de estos compuestos.

3. Procesamiento

Es la etapa donde se separan cada uno de los componentes de la mezcla de hidrocarburos para generar los productos que se demanda en el mercado.

Algunos de estos productos son el gas licuado de petróleo (GPL), gasolina de motor, combustibles para calefacción en áreas residenciales y comerciales, componentes de valor útil en la petroquímica y la agricultura, y el gas natural.

Básicamente, para procesar el gas natural seco, luego de extraerle los hidrocarburos líquidos y contaminantes, y llegar hasta la calidad requerida por el gasoducto, es necesario realizar las siguientes operaciones:

3.1 Remoción de crudos y condensados

En el caso del gas asociado al petróleo, es necesario separar el mismo del fluido en el que se encuentra disuelto para facilitar su transporte y el posterior procesamiento.

Esto se logra disminuyendo la presión contenida en el depósito, como cuando abrimos una bebida gaseosa, luego resulta más fácil la separación de los hidrocarburos.

Para esta labor se instala en la cabeza del pozo o cerca de él un equipo llamado Separador Convencional, que es un tanque cerrado donde la fuerza de gravedad separa los crudos más pesados de los gases más ligeros.

También se puede utilizar otros equipos especializados como por ejemplo el Separador de Baja Temperatura.

3.2 Separación de líquidos del gas natural

Al extraer el gas natural de un pozo, vemos que contiene muchos líquidos que es necesario remover, con la ventaja de que éstos tienen gran valor al comercializarlos como productos derivados.

Es por ello que en unas plantas centralizadas, se tratan estos líquidos del gas natural en dos pasos básicos: la extracción de los líquidos y la separación, reduciéndolos a sus componentes base.

Para remover los líquidos del gas natural lo podemos hacer a través del método de absorción, el cual extrae casi todos los líquidos del gas natural más pesado, y podemos utilizar también el proceso de expansión criogénica, que consiste en enfriar la temperatura de la corriente del gas hasta los 120 grados Fahrenheit. En esta área un proceso muy efectivo es la turbo expansión.

Luego del proceso de separación de los líquidos se pasa a la fase de fraccionamiento en etano, propano, butano y pentano.

Estos cuatro son los principales gases naturales líquidos, los cuales forman parte de la familia de los hidrocarburos saturados que también se conocen con el nombre de parafinas.

Estos gases son de gran utilidad en la industria; por ejemplo el etano se utiliza como materia prima en la producción de etileno, que a su vez es el producto petroquímico más importante en la actualidad; y el propano, además de utilizarse en la producción de etileno, sirve para producir propileno, como gas licuado de petróleo (GPL) para calefacción, industrias y motores. (PETROLEO,2012)

El gas natural una vez extraído de los reservorios se somete a un proceso de separación.

Proceso de Separación

Mediante este proceso se obtiene:

- **Gas natural seco** (metano y etano) que se transporta por gasoductos a los centros de consumo.
- **Líquidos de gas natural** (propano, butano, pentano y más pesados) que se transporta por poliductos hasta una planta de fraccionamiento.
- **Otros Componentes:** Agua, azufre y otras impurezas que no tiene valor comercial.

Proceso de Fraccionamiento

Es un proceso que consiste en separar los líquidos del gas natural (LGN) en gas licuado de petróleo (GLP) y gasolina natural (Ver Gráfico N° 03, página 214) (MINEN,2012).

Almacenamiento del gas

El gas natural puede ser almacenado en reservorios en el subsuelo que generalmente son cavernas de sal y también como gas natural licuado- GNL (en buques metaneros y tanques de gran capacidad). Como otra forma de almacenaje puede considerarse a los cilindros de GNC donde se almacena gas natural a alta presión para uso automotor. (MINEN,2012)

Usos del gas natural

Se usa para la generación eléctrica, como combustible en las industrias, comercios, residencias y también en el transporte.

SECTOR	COMBUSTIBLE QUE PUEDE SUSTITUIR	APLICACIÓN / PROCESO
Industrial	Carbón fuel Oil Gas Licuado Kerosene Leña	Fundición de metales Hornos de Fusión Secado Industria del cemento Industria de alimentos Generación de vapor Tratamientos térmicos Temple y recocido de metales Cogeneración Cámaras de combustión Producción Petroquímicos Sistema de Calefacción
Generación Eléctrica	Carbón fuel Oil	Centrales térmicas Cogeneración eléctrica
Comercial	Carbón Gas ciudad Gas licuado	Aire acondicionado Cocción/preparación alimentos Agua caliente Calefacción central
Residencial	Gas Ciudad Gas licuado Kerosene Leña	Cocina Calefacción Agua Caliente Aire Acondicionado
Transporte	Gasolina Diesel	Taxis Buses

FUENTE: (MINEN,2012)

Gas natural en el mundo

A continuación se presenta un cuadro con las reservas probadas, producción, consumo, exportaciones e importaciones de gas natural por países. Debajo de los números se especifica qué posición ocupa un país según el parámetro correspondiente. No figuran países cuyos valores sean "0" en todos los parámetros. Esto no significa que no posean o consuman gas natural, sino que no han brindado información. La clasificación predeterminada se realiza por reservas probadas totales de gas natural.

Todos los datos fueron tomados de CIA World Factbook^[1], se podrá observar que en algunos casos los datos relativos a un parámetro pueden estar más actualizados que los de otros, pero esto se debe a que los países no han brindado mayor información. (Ver anexo N° 02, páginas 205 al 207)

Respecto del análisis de los hidrocarburos en el contexto internacional el especialista Oscar Priego Hernández, su Libro *Petróleo y Riqueza una reflexión para el Debate de la Reforma Energética, Análisis de Regímenes Fiscales* señaló:

Régimen Fiscal de Petróleos de Venezuela S.A., Petróleos de Venezuela S.A. (conocida por sus siglas PDVSA) es la compañía estatal de dicho país, y actualmente una de las más importantes a nivel mundial. Esta empresa lleva a cabo todo el desenvolvimiento de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, al mismo tiempo que planifica, acopla, verifica y controla las actividades operativas de sus divisiones. Luego de la nacionalización del oro negro, el Estado venezolano se encarga de todo lo relacionado con la exploración de su subsuelo en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos por razones de beneficio nacional.

La empresa Petróleos de Venezuela S.A., está regulada por la Ley orgánica que reserva a la nación la industria y comercialización de los hidrocarburos.

En ella se declaran la utilidad pública y de interés social tales actividades, así como todas las obras, trabajos y servicios que resultaren necesarios para realizarlas.

“Petróleos de Venezuela S.A., está sujeta al pago de impuestos y contribuciones nacionales establecidos para las concesiones de hidrocarburos, así como, en cuanto le sean aplicable, a las otras normas que respecto a éstas contengan las leyes, reglamentos, decretos, Resoluciones, ordenanzas y circulares, y a los convenios celebrados por los concesionarios con el Ejecutivo Nacional. No está sujeta a ninguna clase de impuestos estatales ni municipales”⁵

Los dos impuestos de mayor relevancia que recaen en esta industria son: la tasa royalty y el impuesto sobre la renta.

Sobre la tasa royalty, debe señalarse que la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, aquellos que a condiciones estándar de temperatura y presión están en estado gaseoso y pueden obtenerse de los yacimientos o de cualquier proceso de transformación de esos hidrocarburos, se refiere al régimen de regalía y e impuestos en su capítulo VIII. Ahí se estipula que de los volúmenes extraídos de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento que no hubiera sido reinyectado, el Estado tiene derecho a recibir una participación de 16.6% como regalía.

El Ejecutivo Nacional a través del órgano de Ministerio Energía y Minas es quien se encuentra facultado para recibir esta regalía, ya sea en dinero o en especie, en su totalidad o sólo parcialmente.

Este impuesto es común entre las empresas petroleras internacionales , y como consecuencia de las tasas fijadas por los países exportadores y productores de petróleo se ha intentado reducir.

⁵ <http://www.petroleoqv.com>

El otro impuesto principal es el impuesto sobre la renta. En 1993 la Ley del ISR de Venezuela, estableció un ajuste inicial por inflación para fines del cálculo del Impuesto. La tasa nominal es del 67.7% y dicho porcentaje se aplica sobre la base del enriquecimiento neto anual de la empresa menos costos más gastos, más depreciación, más amortización.

Otros impuestos que debe pagar son:

- El impuesto a los activos empresariales que consiste en el 1% sobre el promedio simple de los activos ajustados por inflación al principio y al final del año.
- El Impuesto al Valor agregado, respecto al cual se establece una exención para la comercialización de algunos combustibles derivados de los hidrocarburos y la facultad de recuperar determinados créditos fiscales.
- El impuesto de consumo a las ventas que, como su nombre lo indica, se origina por las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela. (HERNANDEZ, 2008)

Breve análisis de la explotación del gas y la economía peruana

Desde el año 2004, las exportaciones del Perú crecieron alrededor del 36,9%, comercializándose unos 4068 productos diferentes.

El año 2005 las exportaciones llegaron a los 17.250 millones de dólares, con un aumento del 33,7% en relación a 2004. Los principales países a lo que exportó fueron: Estados Unidos con 30,4% y China con 10,9% de las exportaciones.

El crecimiento del Perú se originó principalmente por el incremento de los precios internacionales que comercializa (especialmente los metales), pero

también por a la cantidad, variedad y calidad de los diferentes productos exportados.

Asimismo, el país experimentó un aumento alrededor de casi 30% en el número de empresas exportadoras, siendo más del 75% de éstas pequeñas y medianas.

El Perú amplió sus lazos comerciales de 125 a 140 países y firmando varios Tratados de Libre Comercio para que su productos ingresen sin aranceles a varios países en el futuro.

Las exportaciones superaron los US\$ 31,500 millones en el 2008, un 27% de incremento respecto al año previo. Se introdujeron nuevos productos exportables, nuevos mercados y nuevos convenios de libre comercio. Se espera que las exportaciones continúen su ciclo expansivo (US\$ 28 mil millones en el 2007 y US\$ 32,000 millones en el 2008 (frenado los últimos meses por crisis financiera y desplome de precios de minerales). El sector productivo nacional tiene fijadas metas de crecimiento importantes debido a la reducción de trabas burocráticas, la energía a muy buen precio de mercado por la llegada del Gas Natural de Camisea a Lima, la modernización del aparato productivo (importaciones aceleradas), la mejor recaudación del Estado (SUNAT) para mejora de la infraestructura (el incremento de los precios de los principales minerales como el oro, la plata, el cobre, zinc, plomo, molibdeno ayuda pero no explica el conjunto del crecimiento experimentado. Es el crecimiento de la demanda interna que aún en crisis está creciendo a 6%. Se verifica un aumento sustancial en los sectores mineros, agroindustriales, químicos y petroquímicos.

En diciembre del 2006 el gobierno aprobó se produjo una reforma tributaria con la finalidad de impulsar y fortalecer el crecimiento económico en todas las áreas, en especial en aquellas destinadas a aumentar valor agregado y en la generación de empleo y divisas.

Más de 2.900 partidas arancelarias fueron reducidas de un promedio entre 4%-12% a 0%, con lo cual se busca dar un impulso importante a la tecnificación y modernización del aparato productivo Peruano y con ello fortalecer el aumento de las exportaciones, así como mejorar la productividad, las inversiones y el aumento de la economía. Con todo esto se aseguró un incremento del PBI de 8.10% para el 2006 y se estima un crecimiento del similar para los siguientes cinco años.

En el Gráfico N° 04 (página 215) se muestra la evolución del Producto Bruto Interno, lo que evidencia el crecimiento económico del país. Asimismo en el Gráfico N° 05 (página 215) se muestra el incremento de las exportaciones en el Sector Hidrocarburos.

Del mismo modo, a continuación mostramos un cuadro en el que se observa la recaudación fiscal (INGRESOS TRIBUTARIOS RECAUDADOS POR LA SUNAT - TRIBUTOS INTERNOS SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, 1999 - 2013 - Variación porcentual real respecto del mismo mes del año anterior) en el Sector Hidrocarburos:

AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
INGRESO TRIBUTARIOS S/. (en miles de soles)	5.58	9.14	-18.54	35.91	41.26	10.18	8.55

FUENTE: SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA (SUNAT).

Análisis del sector hidrocarburos en el Perú

El Perú es un país importador de petróleo crudo y derivados, pero con la entrada del proyecto Camisea se han incrementado los excedentes de Gasolinas y hemos pasado de importadores a exportadores de GLP.

El gas natural como combustible reemplaza a los combustibles líquidos (GLP, Diesel, Gasolinas y PIN).

Los nuevos hallazgos mejoraron la compra de crudo nacional y disminuyeron parte del déficit actual en la Balanza Comercial de Hidrocarburos.

En cuanto al gas natural, los nuevos hallazgos servirán para descentralizar el consumo de este combustible, lo cual representa la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo importado.

Históricamente, el sector hidrocarburos en el Perú ha necesitado especialmente de la extracción y venta de petróleo crudo.

En estos tiempos los líquidos de gas natural (LGN) han tenido una implicación creciente desde la puesta en marcha del Proyecto dirigido por la empresa extranjera Pluspetrol.

Este sector ha variado conforme a las condiciones legales y tributarias para la inversión. La situación social y económica del Perú en los 80s, unida a una situación mundial de precios estables y bajos, generó la pérdida de interés de la actividad de explotación aunque la producción de petróleo crudo se mantuvo prácticamente constante.

A inicios de los años noventa se estableció un marco legal y tributario muy atractivo para las inversiones.

Este proceso ocurrió al mismo tiempo que el “boom” de las exploraciones en América Latina, el cual explica los altos niveles de inversión en actividades exploratorias a fines de la década pasada.

Esos niveles estuvieron también asociados a la subida inusitada en el precio del petróleo crudo.

Esto no sólo significó un interés en buscar nuevos yacimientos; sino además, un clima de confianza para inversiones en: activo fijo, nuevos pozos

y mejorar los existentes; cuyo número ha fluctuado sustancialmente durante el periodo 1991-2007. (Ver Gráfico N° 06, página 216)

De lo indicado en el cuadro anterior podemos concluir que el Perú está atravesando por un cambio de matriz energética, por la evolución en los descubrimientos de hidrocarburos y la firma de nuevos contratos.

En el Perú, el gas se produce en tres áreas geográficas, en el Noreste, Aguaytía y Camisea.

En el área de Talara (Noroeste), el gas se utiliza como combustible en la generación de electricidad, en las operaciones e industrias petroleras y como combustible residencial.

En el área de Aguaytía, en Curimaná, existe una planta de procesamiento de gas natural, una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural para la obtención de gasolinas y gas licuado de petróleo (GLP), que se comercializan en Pucallpa, Iquitos, entre otras ciudades de la región y sierra central.

También existe una central Termoeléctrica CT Aguaytía y una línea de transmisión de alta tensión 220 kv entre Aguaytía y Paramonga.

En Camisea se encuentran ubicados los Lotes 56 y 88, de donde salen el Gaseoducto y Poliducto (Malvinas). (OSINERMING, 2012)

La explotación de los yacimientos del gas de Camisea, en la Región Cusco, en el Perú es una realidad desde agosto de 2004, después de veinte años de su descubrimiento. La zona de explotación de los yacimientos de gas de Camisea, una de las más importantes del continente americano, se encuentra enclavada en el mismo corazón del departamento del Cusco, en el bajo Urubamba. Forma parte del distrito de Echarate, de la provincia de La

Convención, y es uno de los lugares más poblados por los nativos machigüengas.

El proyecto consiste en captar y conducir el gas natural proveniente de los yacimientos San Martín y Cashiari hacia una planta de separación de líquidos ubicada en Malvinas, a orillas del río Urubamba. En esta planta se separan el agua y los hidrocarburos líquidos contenidos en el gas natural y se acondiciona éste último para ser transportado por un gasoducto hasta los mercados de la costa. Mientras que el gas excedente se reinyecta a los reservorios productivos.

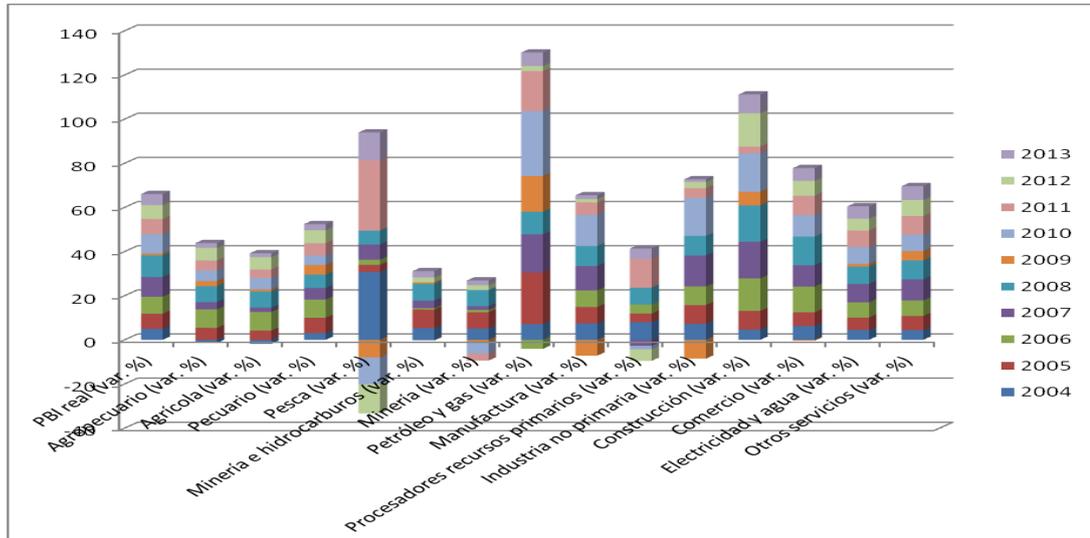
Por otro lado, los líquidos del gas obtenidos en la planta de separación son conducidos hasta la costa mediante un ducto de líquidos y recibidos en una planta ubicada en Pisco, donde se fraccionan en productos de calidad comercial (GLP, gasolina y condensados), y luego se despachan al mercado mediante buques o camiones cisternas. Las reservas de Camisea son del orden de los 8,7 trillones de pies cúbicos de gas y de 545.000.000 de barriles de hidrocarburos líquidos. La producción inicial del yacimiento se prevé que será de 9.000.000 de metros cúbicos diarios extraídos de seis pozos. En cuanto a los ductos de transporte, se prevén dos: El del gas, con una extensión de 540 kilómetros aproximadamente, y el de líquidos, de 680 kilómetros atravesando transversalmente la difícil geografía del Perú. En el Gráfico N° 07 (Ver página 216) se muestra el Mapa de los contratos de exploración y explotación vigentes y en el Gráfico N° 08 (Ver página 217) el Mapa de los Lotes con contratos de Gas.

De lo anteriormente, expuesto, se determina la importancia de analizar el Sector Hidrocarburos – Gas Natural, puesto que un incorrecto reconocimiento en los Estados Financieros afectará la posición financiera de la empresa y la determinación del Impuesto a la Renta.

A continuación mostraremos la Variación del PBI por Sectores Económicos, en la que se podrá observar que el Sector Hidrocarburos tiene variación de

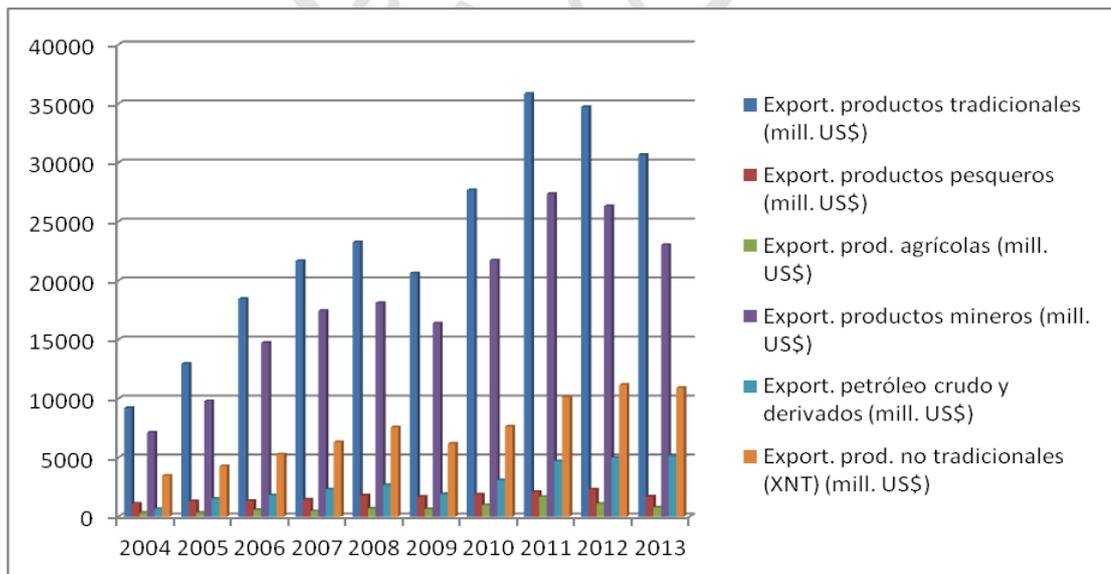
140 respecto del año 2004 al año 2013, del mismo modo las exportaciones del Sector Hidrocarburos superaron los 10,000 millones de dólares.

VARIACIÓN DEL PBI POR SECTORES ECONÓMICOS



FUENTE: BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

EXPORTACIONES POR SECTORES ECONÓMICOS



FUENTE: BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

2.2 Bases teóricas

Las Bases teóricas que regulan Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y la determinación del Impuesto a la Renta se describen a continuación:

Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ley 26221, en su CAPÍTULO CUARTO ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS, LIBRE DISPONIBILIDAD DE HIDROCARBUROS, dispone:

Artículo 39.- El Contratista tendrá la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato y podrá exportarlos libre de todo tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa.

Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos DECRETO SUPREMO N° 032-2004-EM⁶, en Capítulo de la Producción, dispone:

Artículo 227.- Sistema de separación

El sistema de separación de una Batería debe estar dotado de un sistema de medición que permita conocer tanto el volumen total como el individual de Gas Natural y Líquidos de los Pozos allí conectados.

Artículo 243.- Recuperación de condensados en diversos procesos.-

El Condensado recuperado en algún proceso de compresión o recuperación de líquidos debe ser incorporado al sistema de Hidrocarburos Líquidos, si no es utilizado o comercializado.

Artículo 244.- Uso de Gas Natural

El uso del Gas Natural está determinado en el artículo 44 de la Ley y de las disposiciones sobre el control de contaminación del aire que están

⁶ Aprueban Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos - DECRETO SUPREMO N° 032-2004-EM, CONCORDANCIA: R. N° 088-2005-OS-CD (Reporte de emergencias en actividades de Hidrocarburos)

contenidas en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

El Gas Natural podrá ser Inyectado o Re-Inyectado a Reservorios propios o de otro Contratista siempre que reúnan las características técnicas adecuadas para cada caso. Las Operaciones de Inyección o Re-inyección podrán hacerse incluso luego de haberse extraído del Gas Natural los líquidos que pudiera contener y para cualquiera de los siguientes usos específicos:

- a) Mantenimiento de la presión de estos Reservorios.
- b) Permitir la recuperación secundaria de estos Reservorios.
- c) Almacenamiento del Gas Natural que en el momento de su producción no tenga uso comercial.
- d) Para cualquier otro uso que constituya práctica en la industria petrolera.

Los programas de venteo y/o quemado realizados de acuerdo a la capacidad productiva de cada batería, serán presentados a PERUPETRO, para su aprobación. Estos programas a su vez deben ser comunicados a OSINERG.

Artículo 246.- Regímenes de producción

Los regímenes máximos de producción a que puedan producirse los Reservorios de Hidrocarburos estarán limitados por lo siguiente:

- a) En Reservorios de Petróleo no se permitirá producir Hidrocarburos de Pozos que produzcan con GOR mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl. En esta situación el Contratista estará obligado a cerrar dichos Pozos.
- b) En caso ser conveniente, se podrá producir Reservorios de petróleo con Pozos de GOR mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl., si se ha instalado un sistema de recolección de Gas Natural y de Re-inyección del mismo, que conlleve a un resultado en el que el GOR neto total del reservorio no sea mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl. El Contratista deberá incluir este plan en su programa anual de trabajo para ser

presentado y justificado ante PERUPETRO, con la opinión favorable del OSINERG.

Cuando los Reservorios de Petróleo lleguen a una etapa de su vida productiva en que no es posible producirlos de acuerdo a la limitación indicada en el literal b) anterior, se podrá producir a niveles de GOR neto total mayor de cinco mil (5 000) pies³/bbl., siempre y cuando se utilice todo el Gas Natural producido. Para este tipo de producción no se autoriza la quema ni venteo de Gas Natural, en esta situación el Contratista debe presentar a OSINERG para su aprobación, el estudio técnico económico que lo justifique.

En Reservorios de Gas Natural No Asociado, antes de iniciar la producción, el Contratista deberá presentar a PERUPETRO con copia a OSINERG, para su aprobación, un programa de Desarrollo. En este programa se indicará la posible recuperación de líquidos y los volúmenes de inyección de Gas Natural, en Reservorios propios o de terceros conforme a lo previsto en el segundo párrafo del artículo 209 de este Reglamento, si este fuera el caso. Si después de iniciada la producción del reservorio las condiciones estimadas originalmente hubieran variado o si hubiera otra razón igualmente importante, el Contratista podrá presentar a PERUPETRO, para su aprobación, con la opinión favorable del OSINERG, las variaciones que fueran necesarias introducir en su programa de Desarrollo del Yacimiento.

Los reservorios de petróleo en áreas alejadas y/o de producción limitada, cuyas producciones sean intermitentes, podrán ser producidas con GOR mayor a cinco mil (5 000) pies³/bbl. Para este tipo de producción, el Contratista presentará a PERUPETRO un estudio técnico económico que lo justifique.

Artículo 250.- Registro de producción por Pozo

El Contratista llevará por cada Pozo un registro de la producción de los fluidos, así como la indicación de los servicios y eventos realizados durante

su vida productiva.

Artículo 253.- Registro de la Producción fiscalizada

El Contratista llevará un registro de la Producción de Hidrocarburos Fiscalizados y de la Producción de campo. Las razones de las desviaciones deberán ser explicadas en el informe Mensual de Producción.

El Impuesto a la Renta, es uno los principales impuestos del Gobierno Central de nuestro país; el cual por cierto forma parte del Sistema Tributario Nacional, que fue aprobado por la Ley Marco del Sistema Tributario Nacional mediante Decreto Legislativo N° 771.

El Impuesto a la Renta, es un impuesto de naturaleza directa, ya que el sujeto incidido con el impuesto - es el mismo quien en definitiva deba pagarlo.

Por ello, es que doctrinariamente se dice que el Impuesto a la Renta tiene como características: el ser no trasladable, contemplar la equidad y carácter estabilizador.

Dícese ser no trasladable, porque en estricto afecta de manera directa y definitiva a aquel sujeto sobre el cual la norma de manera específica hace recaer, por ello el impuesto no es susceptible de posible traslación.

Así mismo, se dice que el impuesto contempla la equidad, entendida está a través del principio de capacidad contributiva. Debemos entender como índices básicos de capacidad contributiva a la renta que se obtiene, al capital que se posee y al gasto que se realiza; es por ello que el Impuesto a la Renta se alinea de manera puntual al factor de la renta que se obtiene, y en principio se podría decir que contempla la equidad.

En relación a ello se debe precisar que para determinar el Impuesto a la Renta de las Personas Jurídicas, se deben analizar los Estados Financieros, puesto que a partir del reconocimiento de las operaciones según lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, se determinará primero la Pérdida o Ganancia para efectos contables y la Renta Neta Imponible o Pérdida arrastrable para efectos tributarios.

Con respecto a la capacidad contributiva, muchos doctrinarios han opinado en relación a ello; si bien es cierto, es un tema que podría devenir en originar conflicto; en el análisis del presente trabajo de investigación se abordará cuando incidamos en el análisis de algunos gastos que en estricto el legislador no admite a deducción estableciendo como requisito a su deducción el pago previo de la renta a su perceptor.

Respecto de la Determinación del Impuesto a la Renta de acuerdo a lo establecido en las normas que regulan el Sector Hidrocarburos tenemos:

Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ley 26221, en su CAPÍTULO CUARTO ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS⁷, que dispone:

Artículo 48.- Los Contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta a las normas específicas que en esta Ley se establecen y se regirán por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del Contrato. En los contratos se especificará en forma referencial o expresa a criterio de las partes el régimen vigente aplicable.

Cuando los Contratistas sean sucursales de empresas constituidas en el exterior, el Impuesto a la Renta recaerá únicamente sobre sus rentas gravadas de fuente Peruana.

⁷ Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ley 26221 - CAPÍTULO CUARTO ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

Entiéndase que si los Contratistas obtienen adicionalmente rentas por actividades que se llevan a cabo parte en el país y parte en el extranjero sólo respecto de estas rentas es aplicable el régimen previsto en el segundo párrafo del inciso e) del Artículo 51 de la Ley N° 25751 - Ley del Impuesto a la Renta. 2

El Capítulo II del Impuesto a la Renta del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos DECRETO SUPREMO N° 32-95-EF.

Artículo 5.- Para determinar la base imponible y el monto del Impuesto a la Renta, será de aplicación lo siguiente:

- a) El Contratista estará obligado a determinar en forma separada y por cada Contrato la base imponible y el monto del tributo.
- b) Cuando el Contratista realice Actividades Relacionadas, estará obligado a determinar en forma separada y por actividad la base imponible y el monto del tributo.

El tributo correspondiente será determinado conforme a las normas del Impuesto a la Renta, aplicables en cada caso.

Artículo 6.- El monto a pagar por el Impuesto a la Renta de cargo del Contratista, será el que resulte de sumar los importes calculados por cada Contrato, por las Actividades Relacionadas y por las Otras Actividades. Los formularios de declaración y pago para efectos de lo dispuesto en el Artículo 5 y en el presente artículo, serán determinados por la SUNAT.

Al respecto tenemos a:

Marco García Bueno señala:

.../

Estamos consientes, por otra parte, de que la tributación no puede ser producto de una concepción eminentemente jurídica, su contenido se determina a su vez, por decisiones de carácter político, económico y social. Pretender en consecuencia, que el legislador apegado, únicamente a criterios de equidad, vote por tal o cual normativa tributaria, resulta incoherente con la situación nacional.../” (GARCIA BUENO)

Jorge Bravo Cucci, precisa:

.../

El principio de Capacidad Contributiva parte de la premisa fundamental sustentada en que los contribuyentes deben ser tratados con igualdad y que los pagos de tributos por ellos efectuados implican un sacrificio igual para cada uno de ellos, lo que genera como consecuencia que los contribuyentes con igual capacidad económica paguen prestaciones equivalentes ; y que los contribuyentes con diferente capacidad económica paguen prestaciones tributarias diversas, con ninguna utilidad o pérdida de utilidad equivalentes”.
.../ (BRAVO CUCCI, 2003)

Por otra parte en doctrina, existen las tres teorías de renta, es decir primero la teoría de renta producto, al considerar afectas las rentas provenientes de una fuente durable, suceptible de generar ingresos periódicos, producto de la combinación como ya hemos señalado antes, de factores como el capital y el trabajo; segundo la teoría del flujo de riqueza criterio que grava de manera más amplia los enriquecimientos provenientes de terceros, es decir el flujo de riqueza que desde terceros fluye al contribuyente en un periodo dado; y por último la teoría del incremento patrimonial más consumo que grava las satisfacciones de que dispone, es decir las que se manifiestan a través del consumo o del patrimonio del que se posee.

Con respecto a la renta producto algunos doctrinarios señalan que la renta deber ser una riqueza nueva, distinta y separable de la fuente que la produce. García Mullín señala que a esa condición de ser distinta y

separable, se le debe agregar la que debe ser una riqueza nueva “material”. Como se ve este carácter de “material”, pone de manifiesto, que para este concepto, la renta es el medio material para obtener satisfacciones, pero no la satisfacción en sí, lo cual deja fuera de concepto de renta a las denominadas “rentas imputadas”.

Así mismo como bien entendemos, el obligado al cumplimiento de la prestación tributaria frente al acreedor tributario, se le denomina sujeto pasivo.

Es así que el deudor tributario es el titular de un deber de prestación que se contrapone al derecho de crédito del acreedor tributario. Es así que acorde con las teorías de rentas antes indicadas, el impuesto a la renta grava tanto las rentas de las personas naturales así como de las personas jurídicas (rentas empresariales).

De lo señalado en los párrafos precedentes no debemos olvidar que para la determinación de la renta neta es importante primero determinar la renta bruta; y en ese sentido es que en nuestro ordenamiento interno⁸ se establece que la renta bruta está constituida por el conjunto de ingresos afectos al impuesto que se obtenga en el ejercicio gravable.

Por lo dicho en el párrafo anterior, debe entenderse, que de tratarse de ingresos que provengan de la enajenación de bienes, la renta bruta estará dada por la diferencia entre el ingreso neto y el costo computable de los bienes enajenados.

Además la Ley del Impuesto a la Renta en el mismo artículo 20° ha señalado, que: por costo computable de los bienes enajenados, se entenderá el costo de adquisición, producción o construcción, o, en su caso, el valor de ingreso al patrimonio o valor en el último inventario determinado

8 Véase artículo 20° del TUO de la Ley del Impuesto a la Renta Decreto Supremo N° 179-2004-EF y normas modificatorias.

conforme a Ley, ajustados de acuerdo a las normas de ajuste por inflación con incidencia tributaria, según corresponda.

Y para efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, entiéndase por:

- 1) **Costo de adquisición**, a la contraprestación pagada por el bien adquirido, incrementada en las mejoras incorporadas con carácter permanente y los gastos incurridos con motivo de su compra tales como: fletes, seguros, gastos de despacho, derechos aduaneros, instalación, montaje, comisiones normales, incluyendo las pagadas por el enajenante con motivo de la adquisición o enajenación de bienes, gastos notariales, impuestos y derechos pagados por el enajenante y otros gastos que resulten necesarios para colocar a los bienes en condiciones de ser usados, enajenados o aprovechados económicamente. En ningún caso los intereses formarán parte del costo de adquisición.
- 2) **Costo de producción o construcción**, al costo incurrido en la producción o construcción del bien, el cual comprende: los materiales directos utilizados, la mano de obra directa y los costos indirectos de fabricación o construcción.
- 3) **Valor de ingreso al patrimonio**, al valor que corresponde al valor de mercado de acuerdo a lo establecido en la presente Ley, salvo lo dispuesto en el siguiente artículo.

Tal es así, que para determinar las rentas empresariales, es importante deducir de la renta bruta, todos los gastos necesarios para producir y mantener la fuente de ingresos; es por ello que este trabajo de investigación pretende demostrar que es importante realizar el reconocimiento del gas almacenado en reservorios y sus costos de separación como existencias, porque de lo contrario estaríamos distorsionando la determinación de la renta bruta y la renta neta imponible, que constituye la base sobre la cual se

aplica la alícuota del impuesto, determinándose impuesto a la renta de manera equivocada.

Juan Hernández señala:

.../ “Para propósitos de la contabilidad financiera, el costo se define como un desembolso que se registra en su totalidad como un activo y se convierte en gasto cuando "rinde sus beneficios" en el futuro. Por consiguiente, una cuenta de costo es una cuenta de activo. El gasto se define como un desembolso que se consume corrientemente, o como un costo que "ha rendido ya su beneficio". Para fines de la contabilidad administrativa, estos términos no se definen con tal rigidez, pues "a veces se utilizan para significar un activo y en otras ocasiones un gasto. " .../ (HERNANDEZ, 2006)

De acuerdo a lo señalado por Hernández es importante tener en cuenta la la definición de contabilidad financiera:

.../” La contabilidad financiera se ocupa principalmente de los estados financieros para uso externo de quienes proveen fondos a la entidad y de otras personas que puedan tener intereses creados en las operaciones financieras de la firma”.../”(POLIMENI, FABOZZI, ADELBERG, & KOLE, 1997)

.../ “La contabilidad financiera es el área del sistema contable encargada del manejo y el análisis de la información derivada de las operaciones de la empresa que para los grupos externos representa el fundamento de interés, análisis y evaluación en aspectos relacionados con manejo, custodia y administración de los recursos, grado de cumplimiento alcanzado en el compromiso adquirido con la optimización y administración de los insumos de producción, utilización del capital invertido, consecución de los objetivos propuestos.”.../”(PABON BARAJAS, 2012)

Mientras que la contabilidad de costos de acuerdo a los autores que mencionamos a continuación tiene otro enfoque:

.../ “La contabilidad de costos o gerencial se encarga principalmente de la acumulación y del análisis de los gerentes en la planeación, el control y la toma de decisiones”.../ (POLIMENI, FABOZZI, ADELBERG, & KOLE, 1997)

.../ **“Contabilidad de Costos**

Es un sistema de información tecnológico integrado por proceso que recopilan, ordena, custodian, resumen y reportan, por medio de estados financieros e indicadores, la información de las inversiones realizadas por la empresa para el desarrollo de su actividad. A la vez que cumple con parámetros normativos nacionales e internacionales del manejo de la información contable. Siendo una transacción contable de costos la recopilación de los valores invertidos en una transacción económica.”.../ (RINCON SOTO, 2012)

.../ “El Costo o Coste es el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Dicho en otras palabras, el costo es el esfuerzo económico (el pago de salarios, la compra de materiales, la fabricación de un producto, la obtención de fondos para la financiación, la administración de la empresa, etc.) que se debe realizar para lograr un objetivo operativo. Cuando no se alcanza el objetivo deseado, se dice que una empresa tiene pérdidas.”.../ (PACIFICO,2013)

.../” Los contadores definen al costo como un recurso sacrificado o perdido para alcanzar un objetivo específico. Un costo tal como materiales o publicidad se mide por lo general como la cantidad monetaria que debe pagarse para adquirir bienes y servicios. Un costo real es en el que se ha incurrido (costo histórico o pasado), a diferencia de un costo

presupuestado, que es un costo predicho o pronosticado (un costo futuro)... / (HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007)

.../” La contabilidad de costos se enfoca en los costos, no en los gastos. Las dos categorías más amplias de los costos son los costos de desembolso y los costos de oportunidad. Un costo de desembolso es un flujo de efectivo del pasado, presente o futuro. Considere el costo de la educación en un colegio.

Claramente los flujos de efectivo que son la colegiatura, los libros, y las cuotas son costos de desembolso. El efectivo no es todo lo que sacrifican los estudiantes; ellos también sacrifican el tiempo para tomar la educación del colegio. Este sacrificio de tiempo es un costo de oportunidad. El costo de oportunidad es la pérdida de un beneficio que podría haberse realizado, y al cual se ha renunciado, por el mejor uso alternativo de un recurso.”

.../ *“Costos Inventariables son todos los costos de un producto que se consideran como activos en el balance general al momento de incurrir en ellos y se convierten en costo de la mercancía vendida cuando se vende el producto.”.../ (HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007)*

.../ “Los costos son las inversiones que se realizan con la expectativa de obtener beneficios presentes y futuros” (RINCON & VILLAREAL, 2010). Por lo tanto, reconocer los costos de una actividad es reconocer el monto de la inversión realizada.”.../ (RINCON SOTO, 2012)

.../ “Costo erogación o “sacrificio de valores” que reportan un beneficio futuro. Es un desembolso que se realiza para alcanzar un objetivo específico relacionado con la producción..../ (HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007)

Es importante recordar que las definiciones sobre contabilidad de costos nos ayudarán a diferenciarla de la contabilidad financiera, sin embargo, para atribuir los costos en el proceso de reinyección de gas natural seco es importante que conozcamos las definiciones que a continuación se detallan:

Productos conjuntos

.../ "Los productos conjuntos son producto individuales cada uno con valores de venta significativos, que se generan de manera simultánea a través de una misma materia prima y/o proceso de manufactura.

Por ejemplo: el aceite y la carne de soya son productos conjuntos que resultan del procesamiento de la soya. También se generan productos conjuntos en la industria empacadora de carne y en muchas industrias que refinan recursos naturales.

Las características básicas de los productos conjuntos son:

1. Los productos conjuntos tienen una relación física que requieren un procesamiento común simultáneo. El proceso de uno de los productos conjuntos resulta en el procesamiento de todos los otros productos conjuntos al mismo tiempo. Cuando se producen cantidades adicionales de un producto conjunto, las cantidades de los otros productos conjuntos se incrementarán proporcionalmente.
2. La manufactura de productos conjuntos siempre tiene un punto de separación en el cual surgen productos separados, que se venderán como tales o se someterán a proceso adicional. Los costos incurridos después del punto de separación por lo general no causan problemas de asignación porque pueden identificarse con los productos específicos.

3. Ninguno de los productos conjuntos es significativamente mayor en valor que los demás productos conjuntos. Esta es la característica que diferencia a los productos conjuntos de los subproductos.../ (POLIMENI, FABOZZI, ADELBERG, & KOLE, 1997)

.../ “Productos conjuntos: Son productos individuales, cada uno con valores de venta significativos, que se generan de manera simultánea a partir de la misma materia prima y/o proceso de manufactura.

Productos conjuntos: El petróleo crudo (Materia Prima) a través de un proceso de refinación llevado a cabo por las industrias petroleras se convierte en gasolina, combustible para calefacción y queroseno.

Características de los productos conjuntos: Tienen una relación física que requiere un procesamiento común simultáneo. El proceso de uno de los productos conjuntos resulta en el procesamiento de todos los otros productos conjuntos al mismo tiempo.

Características de los productos conjuntos: La manufactura de productos conjuntos siempre tiene un punto de separación en el cual surgen productos separados, que se venderán como tales o se someterán a proceso adicional. Los costos incurridos después del punto de separación, por lo general, no causan problemas de asignación porque puede identificarse con los productos específicos.

Características de los productos conjuntos: Ninguno de los productos conjuntos es significativamente mayor en valor que los demás productos conjuntos.”.../ (MANCIA,2013)

Costos directos

.../” Los **Costos directos** de un objeto del costo están relacionados con el objeto del costo en particular y pueden rastrearse de manera económicamente factible; es decir, efectiva en cuanto a costos se refiere. Por ejemplo, el costo de las latas o las botellas es un costo directo de la bebida gaseosa Pepsicola. Resulta fácil rastrear este costo en la bebida o identificarlo con la misma. El término rastreo del costo se utiliza para describir la asignación de costos directos a un objeto del costo en particular.”.../ (HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007)

Costos indirectos

.../ ”Los costos indirectos de un objeto del costo se relacionan con un objeto del costo en particular, pero no pueden rastrearse a ese objeto de manera económicamente factible (efectiva en cuanto a costos se refiere. Por ejemplo los sueldos de los supervisores de producción de las numerosas bebidas gaseosas diferentes que se embotellan en la planta de Pepsi son un costo indirecto de las Pepsicolas. Los costos de supervisión se relacionan con el objeto del costo (Pepsicolas) porque la supervisión es necesaria para manejar la producción y venta de estas bebidas. Los costos de supervisión son costos indirectos porque los supervisores también vigilan la producción de otros productos, tales como Seven UP. A diferencia.”.../ (HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007)

Asimismo, los párrafos 78 al 80 del Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros⁹ indican la definición de gastos:

⁹ **Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros** , aprobado por el Consejo del IASC en abril de 1989, para su publicación en julio del mismo año, y adoptado por el IASB en abril de 2001

.../”**Gastos**

78. La definición de gastos incluye tanto las pérdidas como los gastos que surgen en las actividades ordinarias de la empresa. Entre los gastos de la actividad ordinaria se encuentran, por ejemplo, el costo de las ventas, los salarios y la depreciación.

Usualmente, los gastos toman la forma de una salida o depreciación de activos, tales como efectivo y otras partidas equivalentes al efectivo, inventarios o propiedades, planta y equipo.

79. Son pérdidas otras partidas que, cumpliendo la definición de gastos, pueden o no surgir de las actividades ordinarias de la empresa. Las pérdidas representan decrementos en los beneficios económicos y, como tales, no son diferentes en su naturaleza de cualquier otro gasto. Por tanto, en este Marco Conceptual no se considera que constituyan un elemento diferente.
80. Entre las pérdidas se encuentran, por ejemplo, las que resultan de siniestros tales como el fuego o las inundaciones, así como las obtenidas por la venta de activos no corrientes. La definición de gastos también incluye a las pérdidas no realizadas, por ejemplo aquéllas que surgen por el efecto que los incrementos en la tasa de cambio de una determinada divisa tienen, sobre los préstamos tomados por la entidad en esa moneda. Si las pérdidas se reconocen en los estados de resultados, es usual presentarlas por separado, puesto que el conocimiento de las mismas es útil para los propósitos de toma de decisiones económicas. Las pérdidas suelen presentarse netas de los ingresos relacionados con ellas.../”

De acuerdo a lo establecido en Ley N° 26221-Ley orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional”, norma que regula las

actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional¹⁰ establece en su Artículo 39 que el "...Contratista tendrá la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que le correspondan conforme al Contrato y podrá exportarlos libre de todo tributo, incluyendo aquellos que requieren mención expresa"

Como podemos apreciar en el párrafo anterior la Ley Orgánica, faculta al contratista, a comercializar, re-inyectar al reservorio o quemar, el gas, es decir, le da facultades de uso y usufructo.

Adicionalmente, la LEY ORGÁNICA QUE NORMA LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS EN EL TERRITORIO NACIONAL, en su artículo 48° establece con respecto al **IMPUESTO A LA RENTA:**

..."/Los Contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta a las normas específicas que en esta Ley se establecen y se regirán por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del Contrato. En los contratos se especificará en forma referencial o expresa a criterio de las partes el régimen vigente aplicable.

Cuando los Contratistas sean sucursales de empresas constituidas en el exterior, el Impuesto a la Renta recaerá únicamente sobre sus rentas gravadas de fuente Peruana.

Entiéndase que si los Contratistas obtienen adicionalmente rentas por actividades que se llevan a cabo parte en el país y parte en el extranjero sólo respecto de estas rentas es aplicable el régimen previsto en el segundo párrafo del inciso e) del Artículo 51 de la Ley N° 25751 - Ley del Impuesto a la Renta.../”

¹⁰ El Artículo 1 Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, establece: "La presente Ley Orgánica norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional"

De acuerdo a lo señalado en este artículo la Ley Orgánica establece de manera clara y precisa que los Contratista están sujetos al régimen tributario del Impuesto a la Renta, es decir, la determinación del impuesto a la renta se realizará en de acuerdo a lo establecido en ella.

En la relación a lo señalado en el párrafo anterior, es preciso señalar que, para determinar las rentas que se someterán a imposición, acorde con la Ley del Impuesto a la Renta en el Perú, en el caso de las rentas empresariales; es importante obtener como primer nivel de las mismas a las denominadas “rentas brutas”¹¹, que en principio son las que resultan de los ingresos obtenidos aminorados el costo computable de los bienes vendidos; así mismo como segundo nivel de rentas tenemos a las “rentas netas”, que son las que se obtienen de aminorar de las “rentas brutas” los gastos¹² necesarios para la generación de la renta.

Por lo antes referido para obtener finalmente las rentas netas empresariales, es necesario obtener previamente:

- La renta bruta, la cual se obtiene de aminorar a los ingresos el costo computable (en el caso de enajenación de bienes), y;

11 La Ley del Impuesto a la Renta en el señala su artículo 20° señala: “La renta bruta está constituida por el conjunto de ingresos afectos al impuesto que se obtenga en el ejercicio gravable.

Cuando tales ingresos provengan de la enajenación de bienes, la renta bruta estará dada por la diferencia existente entre el ingreso neto total proveniente de dichas operaciones y el costo computable de los bienes enajenados.

Si se trata de bienes depreciables o amortizables, a efectos de la determinación del impuesto, el costo computable se disminuirá en el importe de las depreciaciones o amortizaciones que hubiera correspondido aplicar de acuerdo a lo dispuesto por esta Ley.

El ingreso neto total resultante de la enajenación de bienes se establecerá deduciendo del ingreso bruto las devoluciones, bonificaciones, descuentos y conceptos similares que respondan a las costumbres de la plaza.

Por costo computable de los bienes enajenados, se entenderá el costo de adquisición, producción o construcción, o, en su caso, el valor de ingreso al patrimonio o valor en el último inventario determinado conforme a ley, ajustados de acuerdo a las normas de ajuste por inflación con incidencia tributaria.../”

12 La mencionada Ley en su artículo 37° dispone: “A fin de establecer la renta neta de tercera categoría se deducirá de la renta bruta los gastos necesarios para producirla y mantener su fuente, así como los vinculados con la generación de ganancias de capital, en tanto la deducción no esté expresamente prohibida por esta Ley.../”

- La renta neta, la cual se obtiene de aminorar a la renta bruta, los gastos necesarios para obtener las rentas o mantener la fuente productora.

En ese sentido, es importante precisar que la LIR, no ha señalado que para la determinación de la renta bruta, el costo computable ha de cumplir con el principio del devengado y el de causalidad, ya que sólo lo remite al artículo 20° de la LIR en donde se ha previsto la forma de su determinación que con carácter general siguen los principios de contabilidad generalmente aceptados establecidos en las NICs.

El costo computable de los bienes que se enajenen, dependiendo del objeto de la empresa, se determinarían en función a los costos de adquisición, los costos de producción o construcción ó el valor de ingreso al patrimonio en cada caso de corresponder.

Para efectos tributarios y contables es importante definir, si el gas natural seco que se extrae y re-inyecta al pozo constituye una existencia, a cual se le deben atribuir los desembolsos realizados por la separación del gas; caso contrario constituirán costos atribuibles los condensados o al gas natural seco, que se entrega al cliente.

Con respecto a los efectos tributarios los costos atribuibles a los condensados y al gas natural seco que se entrega al cliente, representan un elemento del costo computable, que interviene como deducción en la determinación de la Renta Bruta, cuyo resultado tiene implicancia en la determinación de la Renta Neta, a la que luego de detraerle los gastos, arroja como resultado la Renta Neta Imponible, base para la determinación del Impuesto a la Renta.

Es decir, si se atribuye a los condensados y al gas natural seco que se entrega al cliente, el costo de separación atribuible al gas natural seco que se re-inyecta, se estaría sobre-estimando los costos en la determinación del costo computable, lo que generará la determinación de una Renta Neta

Imponible, menor y por ende un menor pago del Impuesto; además que se estaría dejando de reconocer el gas reinyectado como un activo (existencias).

Para efectos financieros, la Ley General de Sociedades su Artículo 223° - Sección Sexta – Estados Financieros y Aplicación de Utilidades, dispone¹³ con respecto a la **Preparación y presentación de estados financieros lo siguiente:** “Los estados financieros se preparan y presentan de conformidad con las disposiciones legales sobre la materia y con principios de contabilidad generalmente aceptados en el país.”

Asimismo la Resolución N° 013-98-EF/93.01 del Consejo Normativo de Contabilidad, señala: “Los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados a que se refiere la LGS comprende sustancialmente, a las Normas Internacionales de Contabilidad (NICs), oficializadas, y las normas establecidas por Organismos de Supervisión y Control para las entidades de su área siempre que se encuentren dentro del Marco Teórico en que se apoyan las Normas Internacionales de Contabilidad.”

De acuerdo a lo anteriormente señalado en los párrafos anteriores podemos concluir que para realizar el reconocimiento y medición del activo, pasivo, patrimonio, ingreso y gasto, debemos recurrir a lo establecido en las Normas Internacionales de Contabilidad (NICs) y las Normas Internacionales de Información Financieras (NIIFs).

La Norma Internacional de Contabilidad N° 2 INVENTARIOS, que dispone¹⁴: **que los Inventarios** son activos:

“/...

(a) poseídos para ser vendidos en el curso normal de la operación;

¹³ Ley General de Sociedades Ley N° 26887

¹⁴ Párrafo 6 Norma Internacional de Contabilidad N° 2 Inventarios

- (b) en proceso de producción con vistas a esa venta; o
- (c) en forma de materiales o suministros, para ser consumidos en el proceso de producción, o en la prestación de servicios.

.../”

De acuerdo a la definición de Inventarios, establecida por la NIC 2; podría establecerse que el gas natural seco re-inyectado cumple con la definición de Inventarios; es decir, representa una existencia, la cual debe ser medida considerando todos los costos incurridos para su elaboración; y que debe ser presentada en los Estado Financieros como parte del elemento activo.

Sin embargo, si la entidad no reconoce el gas natural seco reinyectado como existencia, se produce un incremento en el costo de ventas, al atribuir los costos de separación que corresponden al gas natural seco reinyectado, a los condensados y al gas natural seco que se entrega al cliente; y por tanto, el resultado contable (utilidades) de la entidad disminuye.

.../ **”Costos conjuntos y punto de separación”**

Los costos conjuntos no deben considerarse un nuevo tipo de costeo de producto que constan de materiales directos, mano de obra directa y costos indirectos de fabricación. Una dificultad importante e inherente a los costos conjuntos, es que son indivisibles; es decir, los costos conjuntos no son específicamente identificables con alguno de los productos que se está produciendo en forma simultánea. Por ejemplo, los costos incurridos por una compañía refinadora para localizar, extraer y procesar un mineral son costos conjuntos que deben asignarse, por ejemplo el hierro, el zinc, el plomo, deben asignarse a cada producto conjunto. Algunas veces los costos conjuntos se confunden con los costos comunes. Los costos comunes son costos en que se incurren para elaborar productos de manera simultánea, pero cada uno de los productos podría producirse por separado. Por tanto, los costos comunes son divisibles y pueden asociarse específicamente con

cada uno de los productos elaborados.”.../(HORNGREN, DATAR, & FOSTER, 2007.)

Adicionalmente se debe tomar en cuenta el principio del devengado, invocando a la doctrina:

Horacio García Belsunce, define como:

“La aceptación del método del rédito “devengado” como sistema para imputarlo al ejercicio fiscal, por oposición al de rédito “percibido”, importa admitir que un rédito devengado importa sólo una disponibilidad jurídica, pero no una disponibilidad económica o efectiva del ingreso. Hay un derecho del beneficiario que se incorpora a su patrimonio, que como tal puede valuarse en moneda, hay una realización potencial (...), pero no hay una realización efectiva (...), y no podría haberla, porque no hay todavía la disponibilidad para el beneficiario”.../ (GARCIA BELSUNCE, 1967)

También es importante precisar que en los párrafos 94 y 95 del Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros⁸, se indica en qué ocasiones se debe reconocer un gasto:

...”Reconocimiento de gastos

94. Se reconoce un gasto en el estado de resultados cuando ha surgido un decremento en los beneficios económicos futuros, relacionado con un decremento en los activos o un incremento en los pasivos, y además el gasto puede medirse con fiabilidad. En definitiva, esto significa que tal reconocimiento del gasto ocurre simultáneamente con el reconocimiento de incrementos en las obligaciones o decrementos en los activos (por ejemplo, la acumulación o el devengo de salarios, o bien la depreciación del equipo).

95. Los gastos se reconocen en el estado de resultados sobre la base de una asociación directa entre los costos incurridos y la obtención de partidas específicas de ingresos. Este proceso, al que se denomina comúnmente correlación de gastos con ingresos, implica el reconocimiento simultáneo o combinado de unos y otros, si surgen directa y conjuntamente de las mismas transacciones u otros sucesos. Por ejemplo, los diversos componentes de gasto que constituyen el costo de las mercancías vendidas se reconocen al mismo tiempo que el ingreso ordinario derivado de la venta de los bienes. No obstante, la aplicación del proceso de correlación, bajo este Marco Conceptual, no permite el reconocimiento de partidas, en el balance, que no cumplan la definición de activo o de pasivo..../”

Asimismo tiene especial énfasis, el concepto de determinación de la renta neta; ya que, como regla general estas deducciones que aminoran las rentas brutas, deben ser siempre regidas por el principio de causalidad, es decir, tiene que existir una asociación entre los gastos que se deducen y la necesidad de que estén vinculados con la generación de las propias rentas.

La Ley del Impuesto a la Renta en su artículo 20°, como se mencionó antes regula el tema de costo computable, que permite determinar la renta bruta.

Por ello como se aprecia de los conceptos presentados en los párrafos anteriores, podemos señalar que para la asignación de costos es importante determinar si el producto es un producto inventariable, y por tanto constituye un activo.

También es importante precisar lo señalado en FASB 19 - la Contabilidad Financiera y Reporte de Petróleo y Gas que señala:

Párrafo 11:

...”/La empresa de petróleo y gas que producen las actividades de participación de ciertos tipos especiales de los activos. Los costos de los activos se capitalizan cuando se incurren. Los tipos de activos en sentido amplio son los siguientes:

Mineral intereses en las propiedades (en lo sucesivo, propiedades), que incluyen la tasa de propiedad o una concesión de arrendamiento, u otro interés que representa el derecho a la extracción de petróleo o de gas conforme a los términos que puedan ser impuestas por la conducción de ese interés. Propiedades también incluir los intereses de stock, producción que se pagará en pagos de petróleo o gas, y no de manejar otros intereses en las propiedades gestionadas por otros. Las propiedades incluyen los acuerdos con extranjeros gobiernos o autoridades en virtud del cual una empresa participa en la operación de la propiedades o de otro tipo sirve como "productor" de las reservas de base (ver párrafo 53), pero las propiedades no incluyen otros acuerdos de suministro o contratos que representan el derecho a comprar (a diferencia de extracto) de petróleo y gas.

Propiedades se clasificadas como probadas o no probadas de la siguiente manera:

- i. No probadas propiedades - propiedades sin reservas probadas.
- ii. Demostrado propiedades - propiedades con reservas probadas.

En los costos de los equipos relacionados y las instalaciones, los costes de una de las cuales incluyen las correspondientes a:

Taladro y equipar los pozos exploratorios y pozos exploratorios estratigráficos tipo de prueba que han encontrado reservas probadas. Obtener acceso a las reservas probadas y proporcionar instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento de petróleo y gas,

incluyendo la perforación y equipamiento de pozos de desarrollo y los pozos estratigráficos tipo de desarrollo de la prueba (si los pozos son pozos de éxito o no) y el servicio.

- c. El equipo de apoyo y las instalaciones utilizadas en las actividades petroleras y de gas que producen, tales como sísmica equipos, equipos de perforación, equipos de construcción y de clasificación, los vehículos, talleres de reparación, almacenes, puntos de suministro, los campamentos, y la división, distrito, o en las oficinas de campo.
- d. Pozos incompletos, equipos e instalaciones, los costes de los cuales incluyen las correspondientes a:
 - i. Pozos de perforación y equipos que aún no han concluido.
 - ii. Adquirir o construir los equipos y las instalaciones que aún no han concluido y se instala.

.../”

En los párrafos 48 al 66 de la FAS 19 – Contabilidad e Informes Financieros de empresas productoras de Petróleo y Gas, se indica que:

.../48. Una empresa dedicada a las actividades petroleras y productoras de gas se incluye en un conjunto completo de los estados financieros que las revelaciones especificadas en los párrafos 50 a 59. Estas revelaciones se pueden hacer dentro del cuerpo de los estados financieros, en las notas correspondientes, o en un aparte programa que forma parte integrante de los estados financieros.

49. La divulgación de los costos capitalizados (párrafo 57) también se incluirán en un conjunto completo de estados financieros intermedios que la situación financiera actual, los resultados de las operaciones y los cambios en la situación financiera de conformidad con los

principios de contabilidad generalmente aceptados. Revelaciones de Cantidades de la reserva y de los gastos incurridos en la forma prevista en los párrafos 50 a 56 y 58 y 59 no son requerido en tales estados financieros intermedios, aunque la Junta alienta a la divulgación de los estados financieros de información sobre un importante descubrimiento u otro evento favorable o adverso que causa un cambio significativo de los datos de reservas comunicadas en el último año estados financieros.

50. Cantidades netas de los intereses de una empresa en reservas probadas y las reservas probadas desarrolladas de: (a) el petróleo crudo (incluyendo condensado y líquidos de gas natural) y (b) el gas natural en la fecha del comienzo y el final de cada año para el que un conjunto completo de recursos financieros declaraciones se presentan "Netas" las cantidades de las reservas incluyen las relativas a la empresa de funcionamiento y no de manejar los intereses en las propiedades.

(a). Las cantidades de reserva relativa a los intereses de regalías de propiedad se incluirán "netas" en las cantidades necesarias si la información está disponible para la empresa, si la reserva relativa a los intereses de regalías de propiedad no están incluidos porque la información no está disponible, la empresa de petróleo y gas producido para los intereses de stock se informará de cada año para el que un conjunto completo de estados financieros se presenta. Las cantidades netas no incluyen las reservas relativas a los intereses de otros en propiedades de la empresa.

51. Los cambios en las cantidades netas de las reservas probadas de la empresa de petróleo y de gas en cada año para el cual se presenta

un conjunto completo de estados financieros, del que se informa. Cambios resultantes de cada uno de los siguientes se muestra por separado con la explicación adecuada de cambios significativos:

- a. Revisión de las estimaciones previas. Las revisiones representan cambios en las estimaciones anteriores de reservas probadas, ya sea al alza o a la baja, como resultado de nueva información (a excepción de un aumento de la superficie probado) obtiene normalmente de perforación de desarrollo y producción la historia o como resultado de un cambio en los factores económicos.*
- b. Los cambios en las estimaciones de reservas resultantes de la aplicación de la mejora de técnicas de recuperación se muestra por separado si son significativos. Si no es significativo, estos cambios se incluirán en las revisiones de las estimaciones previas.*
- c. Compras de minerales en el lugar.*
- d. **Extensiones, los descubrimientos, y otras adicciones.** Adiciones a las reservas probadas de la empresa es el resultado de (i) la extensión de la superficie del resultado previamente descubiertos (de edad) reservorios a través de perforaciones adicionales en períodos posteriores al descubrimiento y (ii) el descubrimiento de nuevos los campos con reservas probadas o de nuevos depósitos de las reservas probadas en los campos de edad.*
- e. Producción.*
- f. Las ventas de minerales en el lugar.*

52. *Si las reservas probadas de la empresa de petróleo y gas se encuentra en el interior de su casa país, este hecho debe ser declarado. Si una parte o la totalidad de sus reservas se encuentran en moneda extranjera países, los accesos de las cantidades netas de las reservas de petróleo y de gas y los cambios en ellos previstos en los párrafos 50 y 51 se presentarán separadamente para (a) origen de la empresa país (en caso de importantes reservas se encuentran allí) y (b) cada área geográfica en la que extranjeros importantes reservas se encuentran.*
53. *Cantidades netas divulgada de conformidad con los párrafos 50 a 52 no se incluyen el aceite o el gas objeto de venta en el marco de suministro a largo plazo, la compra, o acuerdos similares y los contratos, incluidos los acuerdos con gobiernos extranjeros o de las autoridades. Sin embargo, las cantidades de petróleo o de gas sujetos a acuerdos con gobiernos extranjeros o de las autoridades al cierre de cada año para el que un conjunto completo de estados financieros se presenta, y la cantidad neta de petróleo o gas recibido en virtud de los acuerdos en cada uno de dichos años, se revelarán por separado si la empresa participa en la operación de las propiedades en que se encuentra el petróleo o el gas o otra cosa sirve como el "productor" de dichas reservas, en comparación, por ejemplo, de ser un comprador independiente, agente, distribuidor o importador.*
54. *Para determinar las cantidades de reservas que se informó de conformidad con los párrafos 50 a 53:*
- a. *Si los problemas de la empresa los estados financieros consolidados, el 100 por ciento de la reserva neta cantidades correspondientes a la sociedad matriz y el 100 por ciento de las*

cantidades de reservas netas atribuibles a sus subsidiarias consolidadas (o no al cien por cien) se incluirán.

- b. Si los estados financieros de la empresa incluyen las inversiones que son proporcionalmente consolidadas, las cantidades de la empresa de reserva deberá incluir su parte proporcional de los importes netos de petróleo probable y de las reservas de gas.*
- c. Si los estados financieros de la empresa incluyen las inversiones que se contabilicen por la puesta en equivalencia, netos de petróleo la entidad y de las reservas de gas no se incluirán en los accesos de las reservas de la empresa.*

Sin embargo, la empresa (inversionista) parte de la red de probables reservas de petróleo y gas se informó por separado a partir del final de cada año para el que un juego completo de estados financieros se presenta.

- 55. Al anotar las cantidades de reserva y los cambios en ellos, las reservas de petróleo (que incluyen los líquidos de gas condensado y natural) se declaró en barriles, y las reservas de gas en pies cúbicos. Revelaciones del tipo denominado de los párrafos 50 a 54 se describen en la tabla siguiente.*

Las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas:

A partir del año

La revisión de las estimaciones anteriores

Mejora de la recuperación

Las compras de minerales en el lugar donde

Extensiones, descubrimientos y otras adiciones

Producción

Las ventas de minerales en el lugar

Fin de año

Las reservas probadas desarrolladas:

A partir del año

Fin de año

Petróleo y gas aplicables a la oferta a largo plazo acuerdos con gobiernos extranjeros o autoridades en el que la empresa actúa como productor:

Las reservas probadas al final del año

Recibidos durante el año.....participación proporcional de la empresa en reservas de participadas explica por la equidad método, al final del año

56. *Si importantes factores económicos o incertidumbres significativos afectan a componentes particulares de la empresa reservas probadas, la explicación debe ser proporcionada.*

Los ejemplos incluyen el desarrollo de espera inusualmente alto o levantamiento de los costos, la necesidad de construir una tubería principal o de otras instalaciones importantes antes de la producción de las reservas puede comenzar, o las obligaciones contractuales para producir y vender una parte significativa de las reservas a precios que son sustancialmente inferiores a las que el aceite o el gas podrían ser vendidos en la ausencia de la relación contractual obligación.

La divulgación de los costos capitalizados.

57. *El importe total de los costos capitalizados relativos a una empresa de petróleo y gas de actividades de producción (Párrafo 11) y el importe*

total de los relacionados con la depreciación acumulada, agotamiento y amortización, y provisiones por valorización se informó al cierre de cada período para el que los estados financieros se presentan.

- 58. Los estados financieros de una compañía de petróleo y gas que producen deberá revelar el importe de cada una de las los siguientes tipos de costos de cada año para el cual se presenta un conjunto completo de estados financieros (ya sea los gastos capitalizables o cargan a resultados en el momento en que se incurre en virtud de las disposiciones de los párrafos 15-26). Tal como se define en los párrafos citados, la exploración, el desarrollo y los costos de producción incluyen la depreciación de los equipos e instalaciones de apoyo utilizados en las actividades y no incluyen los gastos para adquirir ayuda de equipo e instalaciones. Además, como se indica en el párrafo 25, la producción (levantamiento) costos no incluyen depreciación, agotamiento y amortización de la adquisición de mayúsculas, la exploración y los costos de desarrollo.*
- a. Propiedad de los costos de adquisición (párrafo 15).*
 - b. Costos de exploración (párrafo 17).*
 - c. Los costos de desarrollo (párrafo 21).*
 - d. Producción (levantamiento) los costes (párrafo 24).*
- 59. Si algunos o todos los costos incurridos en el extranjero, los importes se indicarán por separado para cada una de las áreas geográficas para las que se dan a conocer las cantidades de reserva (párrafo 52).
Contabilización de Impuesto a las Ganancias.*
- 60. Algunos gastos efectuados en el aceite de la empresa y las actividades productoras de gas entran en la determinación de la base imponible y la utilidad contable antes de impuestos en períodos diferentes.*

Un ejemplo principal es la perforación intangibles y los costes de desarrollo, que son deducibles en la determinación de la base imponible cuando se incurre, pero que, por éxito pozos exploratorios y de todos los pozos de desarrollo, se capitalizan y se amortizan a financiera efectos contables conforme a las disposiciones de esta Declaración.

Como otro ejemplo, algunos geológicos y costos geofísicos, que se cargan a gastos cuando se incurra en virtud de las disposiciones de esta Declaración, se diferidos y se deducirán en los períodos siguientes para efectos del ISR.

- 61. Asignación de ingresos fiscales por el método de lo diferido, como se describe en la Opinión APB N ° 11, "Contabilidad para Impuesto a la Renta," deberá ir seguida de las empresas petroleras y de gas para la producción de intangibles los costos de perforación y desarrollo y otros gastos que entran en la determinación de la renta imponible y la utilidad contable antes de impuestos en períodos diferentes.*
- 62. Al aplicar el impuesto global entre el período ingresos disposición de asignación en el párrafo anterior, la posibilidad de que el agotamiento legal en períodos futuros reducir o eliminar la cantidad de impuestos sobre la renta de otro modo a pagar no se tendrán en cuenta.*

Es decir, la interacción de los llamados de la oportunidad de impuestos libro / diferencias con el exceso prevé el futuro del agotamiento legal permitido como una deducción de impuestos sobre la cantidad del agotamiento del costo de otro modo admisible como una deducción de impuestos no se reconocerán en la determinación de la adecuada el suministro periódico de impuestos sobre la renta.

En consecuencia, el exceso de agotamiento legal sobre el agotamiento del costo de impuestos efectos se contabilizará como una diferencia permanente en el período en el que se deduce el exceso de efectos del impuesto, no se prevé mediante el reconocimiento de la interacción. Fecha de vigencia y transición

64. *Aplicación retroactiva de las disposiciones de esta Declaración requiere el uso de estimaciones y aproximaciones, una disposición que no tendría un efecto significativo sobre los estados financieros de años anteriores no es necesario ser aplicado de forma retroactiva. Además, la aplicación retroactiva de algunas disposiciones de la presente Declaración podrá exigir la uso de estimaciones de un tipo que la empresa no había hecho anteriormente, la información que se han convertido en disponible en algún momento después del año volvemos a recordar puede ser tenido en cuenta en la toma de las estimaciones, salvo que las estimaciones de las cantidades de las reservas de petróleo y gas que se habían hecho en años anteriores no se actualmente se revisado de forma retrospectiva.*

La Declaración subraya que la contabilidad de costo total oculta las fallas y los riesgos en la búsqueda de petróleo y gas las reservas y que la contabilidad de los esfuerzos exitosos destaca estos fallos y riesgos.

Esta afirmación elude los problemas reales. El Sr. Litke observa que ni el éxito ni el fracaso, sin embargo se definen, se mide de manera satisfactoria basado únicamente en los gastos realizados. El éxito es más apropiada medida por el descubrimiento y desarrollo de reservas de minerales en cantidad suficiente y de valor suficiente para provocar una recaída de la las cantidades invertidas, así como un retorno de la inversión de los importes. El fracaso es un resultado de no descubrir y

desarrollo de reservas suficientes. Además, en opinión del Sr. Litke es el propósito de la contabilidad no es ni para ocultar ni para poner de relieve los "riesgos" o "fallas" o "éxito". El propósito es reflejar los hechos de la manera más significativa y útil manera. Bajo la base del costo de la contabilidad, de la manera más significativa y útil se basaría en un área de enfoque de interés, con ciertas revelaciones adicionales.

Sr. Litke encuentra evidencia sustancial en la literatura contable que los activos de una empresa son sus recursos naturales depósitos de recursos, incluyendo reservas de petróleo y gas.

La Declaración no define los "activos" de una manera totalmente consistentes con la literatura de contabilidad. Tampoco la Declaración de optar por contabilizar o determina la costo de todos los activos de la empresa.

Al identificar sólo las propiedades individuales, pozos, equipos y instalaciones como activos se contabilicen, que excluye las reservas de petróleo y gas-en-sitio de los activos que se en cuenta y que los costos deben ser determinados.

El Sr. Litke cree tal exclusión resulta en una inadecuada e innecesaria distinción entre la sustancia económica de la empresa de petróleo y gas operaciones y el método de contabilidad para ellos. Por otra parte, algunos de los costos que cumplen con la Declaración de criterios de capitalización se registran como gasto, porque los criterios no se aplican uniformemente a todos los de exploración y los costes de desarrollo, incluidos los gastos de G & G.

Debido a esta aplicación inconsistente de criterios, la Declaración no reconoce los beneficios derivados de los gastos de pruebas geológicas y geofísicas realizadas en el propiedades propia empresa, sino que requiere la capitalización de dichos gastos, cuando contractualmente reembolsables, en pruebas de G & G a cabo en la propiedad que pertenezca a otro partido.

Los costos de G & G son a menudo un elemento significativo de costo en la adquisición y desarrollo de propiedades productivas. Ellos son una parte integral de los costos de la adquisición y desarrollo de petróleo y gas de propiedad.

Por tanto, es teóricamente correcto y viable tanto y adecuadas para aprovechar los costos de G & G aplicable a las propiedades de petróleo y gas, especialmente en la medida en que los gastos que se identifique con una superficie de mantenerse en áreas específicas de interés.

Estos costes se capitalizan y se amortizan de la misma manera como la adquisición de otros, la perforación y el desarrollo los costos.

El estado requiere que los costos de pozos exploratorios secos como gastos cuando se incurren, mientras que los costos de agujeros de desarrollo seca se capitalizan y se amortizan.

En otras palabras, la contabilización de costos de exploración y los costes de desarrollo en un área puede ser diferente a pesar de que los costos de perforación exploratoria de la seca agujeros en la zona son sólo una parte tan importante de los costes de inversión como son los costos de perforación de desarrollo en seco agujeros en esa zona.

Además, el hecho de que un bien puede ser clasificado como un pozo de desarrollo, basado en las definiciones que figuran en esta Norma, se puede depender de si es el primer pozo perforado o si es perforado después de un éxito así.

El Sr. Litke observa que el costo de la perforación exploratoria y pozos en desarrollo es una parte integral del costo de la exploración y desarrollo de petróleo y gas.

El Sr. Litke cree que tales requisitos contables en conflicto no son conceptualmente sólido y no necesariamente resultado en la contabilidad uniforme y presentación de informes.

Tales requisitos, sin embargo, dar lugar a resultados tan ilógico que tienen los importes capitalizados dependen de la secuencia en que los pozos fueron perforados.

Sr. Litke considera los costos de exploración y perforación de agujeros secos desarrollo están íntimamente relacionados con la otros gastos razonables y necesarios que se incurren en el descubrimiento y desarrollo de reservas minerales.

Él considera, pues, que todos esos costos razonables y necesarios incurridos en o relacionados con la adquisición o mejora de un activo en un área de interés en que las reservas comercialmente recuperables se descubrió y desarrollados, o que resulte en un aumento de los beneficios futuros discernibles, se aplase (temporalmente mayúsculas) en espera de la evaluación de los resultados de las actividades de exploración y desarrollo en que área de interés.

Esta Declaración, sin embargo, establece que los costos de pozos exploratorios secos y algunos costos estratigráficos de los pozos se cargan a gastos cuando se incurren.

También requiere que los costes de desarrollo de los agujeros secos y algunos otros pozos estratigráficos en mayúsculas.

El Sr. Litke observa que cada uno de los tipos de pozos tiene la misma espera los beneficios futuros, sino que son considerados de manera diferente.

La Declaración también permite el aplazamiento de los costes de perforación en curso a pesar de que los pozos en los que los costes son reales pueden resultar no proporcionan perceptibles los beneficios futuros tampoco.

Si bien el Sr. Litke de acuerdo en que esos costos deben ser capitalizados, que cree que la base lógica conceptual en que dichos gastos deben ser capitalizados también da lugar a la capitalización de los otros costes en virtud de un área de enfoque de interés-un enfoque que él cree que es apropiado, pero que la Declaración de específicamente rechaza.

Se observa además que las razones que apoyan esas políticas de capitalización son incompatibles con el razonamiento detrás de la Declaración FASB No. 2, "Contabilidad de Costos de Investigación y Desarrollo."

El Sr. Mays disiente porque considera que algunas de las conclusiones alcanzadas conceptualmente incompatibles con otros.

El Sr. Mays cree que en la adopción de los esfuerzos exitosos de contabilidad hay que elegir entre dos conceptos básicos y diferenciados.

En el primer concepto, cada pozo perforado es un individuo "esfuerzo", el éxito o el fracaso de los cuales determina la relación capital / gastos de tratamiento. Por lo tanto, un bien que no es capaz de la producción comercial, ya sea de exploración, desarrollo o estratigráficas, se cargan a gastos.

En el segundo concepto, un grupo de pozos con un objetivo común geológico es un colectivo "esfuerzo", y la capital / gastos decisión se basa en la el éxito o el fracaso del grupo en su conjunto.

Aunque él prefiere el primero, el Sr. Mays aceptaría cualquiera de estos conceptos, pero no una mezcla de los dos.

En su opinión, la Declaración contiene elementos de ambos conceptos resulta en inconsistencias tales como las siguientes:

Sin dejar de afirmar que la naturaleza de un costo más que un centro de coste debe regir la relación capital / gastos decisión, el Estado utiliza el sistema de producción como un bien colectivo, en efecto, un centro de coste, para justificar la capitalización de los agujeros de desarrollo en seco y algunos pozos de prueba estratigráfica no producible.

Al mismo tiempo, la Declaración excluye un agujero exploratorio seco que tiene el objetivo geológico misma de la capitalización, incluso sin embargo, que así también se destina a formar parte del sistema de producción y representa sólo una parte tan importante de su costo como el agujero de desarrollo seco.

El hecho de que la ubicación de desarrollo no fue perforado por primera vez en la perforación programa, y por lo tanto habría sido un pozo seco de exploración, así puede ser pura casualidad, en opinión del Sr. Mays, las decisiones de capital / gastos no debe depender de la casualidad secuencial.

Similar resultado de incoherencias la distinción de los propósitos de capital / gastos que la Declaración se basa en lo que respecta a la "exitosa" y "Éxito" pozos estratigráficos, y la distinción entre "tipo de desarrollo sin éxito" y "sin éxito exploratorio de tipo" pozos estratigráficos.

El Sr. Mays considera que, dado que ninguno de dichos pozos se ser producido, o bien debe ser cargado a todos bajo el concepto de primera o todas en mayúsculas, en el supuesto colectiva éxito, en el marco del segundo concepto.

El Sr. Mays también disiente con respecto a los cambios en la contabilización de impuestos a la renta promulgada por el presente Declaración. Los cambios, que él considera importantes, representan una inversión de la posición de la Junta ha tomado sólo dos años atrás, con la emisión de la Declaración FASB N ° 9, y se señala el hecho de que nada ha sucedido en el provisional para justificar tal inversión.

El Sr. Mays considera que estos cambios, especialmente inoportuna en vista de la Junta consideración actual de la definición de los elementos de los estados financieros, incluyendo la definición de un responsabilidad, en el proyecto de marco conceptual.

65. *La contabilidad financiera y presentación de informes para las empresas de petróleo y gas se ha debatido durante muchos años en los Estados Unidos por la profesión contable, los organismos*

reguladores, grupos de la industria, y las empresas ellos mismos. El foco principal en los últimos años ha estado en los dos métodos muy diferentes de la contabilidad seguido por las empresas-el método de costo total y el método de esfuerzos exitosos.

66. En 1964, el Instituto Americano de Contadores Públicos Certificados comisionado Robert E. Field, un socio de Price Waterhouse & Co., para estudiar los métodos contables utilizados por diversas empresas en las industrias extractivas y para hacer recomendaciones para su examen por el AICPA Principios de Contabilidad en la formulación de un pronunciamiento.

El estudio fue publicado por el AICPA en 1969 como Estudio de Investigación de Contabilidad N ° 11, "Información financiera en las industrias extractivas." Las recomendaciones de ARS N ° 11 en esencia apoyó el método de los esfuerzos exitosos de la contabilidad.

67. En 1970, la APB pidió a su Comisión de Industrias Extractivas (a) estudiar las recomendaciones en ARS N ° 11 y (b) determinar las prácticas de contabilidad apropiados con la intención de reducir las diferentes las prácticas contables en las industrias extractivas.

"A mediados de 1971, la Comisión elaboró una propuesta de dictamen APB que sólo trata de determinar el centro de costo adecuado, en la creencia de que las cuestiones relacionadas con el costo

cuestión central se encontraban en el corazón del costo total / controversia esfuerzos exitosos. El pleno del APB decidió, sin embargo, que la limitación de un dictamen a la pregunta centro de coste fue inadecuado.

La APB dirigido a su Comité preparar un documento con recomendaciones sobre: (a) la determinación del centro de coste, (b),

que representan pre y post descubrimientos y costos, (c) la disposición de los costos capitalizados, y (d) la divulgación de complementaria información en los informes financieros.

68. *El documento APB Comisión se publicó en el otoño de 1971 bajo el título de "Contabilidad y Presentación de Informes Prácticas en la Industria Petrolera". En el documento se recomienda utilizar el campo como el centro de coste y la capitalización todos los costos y pre y post descubrimientos que podrían estar directamente relacionados con las reservas de petróleo y gas, incluyendo reintegro de los costos de pozos exploratorios secos inicialmente dados de baja, pero posteriormente se determinó que en un campo.*

La APB programado una audiencia pública en noviembre de 1971, con el papel del Comité de servir como base para la audiencia.

...!"

Respecto de la definición de Costos algunos especialistas han señalado:

Sistema de costos procesos y costos conjuntos

Concepto:

Los productos conjuntos son productos individuales, cada uno con valores de venta significativos, que se generan de manera simultánea a partir de la misma materia prima y/o proceso de manufactura.

La producción conjunta es cuando se fabrican productos utilizando las mismas materias primas, mano de obra y gastos de fabricación. Por ejemplo, el aceite y la carne de soya son productos conjuntos que resultan del procesamiento de la soya.

Características:

Los productos conjuntos tienen una relación física que requiere un procesamiento común simultáneo.

El proceso de uno de los productos conjuntos resulta en el procesamiento de todos los otros productos al mismo tiempo.

Cuando se producen cantidades adicionales de un producto conjunto, las cantidades de los otros productos conjuntos se incrementarán proporcionalmente.

La manufactura de productos conjuntos siempre tiene un punto de separación en el cual surgen productos separados, que se venderán como tales o se someterán a proceso adicional.

Los costos incurridos después del punto de separación, por lo general, no causan problemas de asignación porque pueden identificarse con los productos específicos.

Ninguno de los productos conjuntos es significativamente mayor en valor que los demás productos conjuntos. Esta es la característica que diferencia a los productos conjuntos de los subproductos.

Costos conjuntos y punto de separación:

Una dificultad importante e inherente a los costos conjuntos, es que son indivisibles; es decir, los costos conjuntos no son específicamente identificables con algunos de los productos que se está produciendo en forma simultánea.

Por ejemplo, los costos incurridos por una compañía refinadora para localizar, extraer y procesar un mineral, son costos conjuntos que deben

asignarse, por ejemplo, al hierro, zinc o plomo que se extraen posteriormente del mineral.

Los costos de procesamiento adicional (algunas veces denominados costos separables) son aquellos que se incurren para producir productos individuales después de haber surgido (llamado el punto de separación) de materias primas comunes y/o proceso de manufactura común.

Los costos de procesamiento adicional se componen simplemente de materiales directos, mano de obra directa gastos indirectos de fabricación adicionales incurridos para los productos identificables después del punto de separación en contraste con los costos conjuntos, los cuales se incurren para el beneficio de todos los productos antes del punto de separación.

Producto principal:

Son aquellos artículos cuya elaboración es la función esencial de la empresa por la cual fue establecida. Por ejemplo en la industria molinera; la harina es el producto principal. En la industria maderera; la madera es el producto principal.

Los productos y subproductos:

Coproducto:

Son aquellos artículos de un mismo producto, de importancia relativamente igual, los cuales constituyen generalmente el principal objeto de la entidad y cuyas ventas se realizan en proporciones semejantes.

También se refieren a la producción de dos o más artículos al mismo tiempo, pero no necesariamente de las mismas operaciones de elaboración o de la misma materia prima.

Ejemplo: en las operaciones modernas, es posible obtener tablas de roble, pino y nogal al mismo tiempo pero de árboles diferentes (materia prima diferente).

Conexo:

Son los que se obtienen conjuntamente de una misma materia prima y que resulta de la disgregación de esta, en cierto proceso productivo. Generalmente los diversos productos resultantes, con la aplicación de satisfacción de necesidades diversas, representan una importancia determinada entre si, superior a la que corresponde a los subproductos.

El costo de los productos conexos están formados de dos partes:

La primera se refiere al costo del proceso principal o sea hasta el momento en que se separan o dividen los productos del proceso central de producción.

La segunda corresponde al costo del proceso especial que cada uno de ellos requiere para encontrarse en artículos vendibles.

Así, pues, el primer problema por resolver es el que se refiere al prorrato del costo entre los diferentes productos conexos que han seguido un mismo proceso hasta el momento de la separación principal.

Bases para apreciar a cada uno el costo común:

Factor físico: peso relativo, área, volumen o contenidos físico. Valor relativo en el punto de separación.

Precio de venta relativo después de los artículos que han procesado separadamente.

Subproducto:

Son productos secundarios, de valor de venta limitado, elaborados de manera simultánea con productos de valor de venta mayor, conocidos como productos principales; los subproductos se producen a efecto de:

Disponer más provechosamente del desperdicio o desechos derivados de los productos principales.

Utilizar los costos fijos que constituyen y que no se recuperan, debido a que la fabricación de los artículos principales no utiliza totalmente la capacidad productiva de la planta.

La producción de subproductos debe limitarse de acuerdo con las posibilidades de venta y de acuerdo con el volumen de desperdicio, desecho y capacidad no utilizada.

Método de asignación de los costos conjuntos a los productos:

En este tipo de empresa se producen costos de producción conjunta, es decir, los costos que se incurren en la producción de dos o más productos de un valor comercial significativo, son costos indivisibles incurridos hasta el momento en que pueden ser identificados los productos.

La determinación del tipo de bien obtenido en la producción conjunta es importante porque dependiendo si se trata de un producto principal o conexo, le corresponderá un método de determinación de costo distinto lo cual tendrá un efecto en la determinación de las utilidades.

Método de asignación de costo de productos conexos:

La NIC. 2 inventarios expresa que el costo debe asignarse de manera racional y consistente.

Cuando se trata de producción conjunta no existe garantía que los costos fluyan al producto en función a la base de asignada, por cuanto en el acto de producción convergen simultáneamente materiales, mano y cargos.

En conclusión la base sobre la cual se asignará el costo total a los productos conexos será una base arbitraria.

El objeto de determinar el costo de éstos productos es asignar una parte de los costos conexos a cada producto conexo de forma que pueda calcularse el costo unitario del mismo y prepararse el Estado de resultados.

Para solucionar los problemas se recurre a procedimientos que garanticen hasta donde sea razonable, que la distribución sea lo menos arbitraria posible existiendo dos criterios básicos:

En proporción al beneficio atribuible a cada uno por el uso de los elementos conjuntos de producción principalmente de los materiales contenidos y, de los volúmenes de producción de cada artículo.

Conocido también como el método de la medición física de la producción, asigna los costos sobre la base de las unidades físicas de producción, es decir, kilos, toneladas, etc., costo unitario medio o factor no puede emplearse cuando la producción consta de distintos tipos de unidades, a menos que se les pueda igualar. Sin embargo debemos precisar que su empleo se justifica muy pocas veces.

En la proporción a sus posibilidades de absorber los costos a través de sus precios de ventas relativos.

Conocido como el método del mercado de ventas (valor de mercado o bruto o de venta relativo), presupone la existencia de una relación entre el precio y

el costo, sin tales costos no podría haber ventas y mientras elevado es el precio de ventas más costoso es producirlo.

Cuando uno o más productos requieren procedimiento adicional, después del punto de separación, se varía un poco el método debido a que los costos por procesamiento adicionales se restan de los precios de venta.

La resultante contribución neta del producto en el punto de división se aplica a la producción para que sirva de base a la asignación de los costos conjuntos.

Método de asignación de costo de subproductos:

Se presentará una breve descripción de productos accidentales que se pueden producir en el proceso de producción, los cuales dependiendo de su materialidad pueden ser:

Subproducto, producto que tiene un valor comercial importante.

Desecho o sobrante, si el ingreso derivado es insignificante.

Desperdicio, si no tiene ningún valor de venta.

El método de costeo del subproducto y desecho presupone que tiene algún valor de mercado.

Para Raybune existen dos métodos únicamente, dentro de las cuales pueden presentarse otras situaciones entre las cuales tenemos:

Se les asigna un costo de inventario. En este caso se les asigna un costo igual al valor neto de mercado en el momento en que se producen.

Este valor es el valor de mercado de los subproductos menos el costo de materia, mano de obra y gastos generales empleados en su procesamiento posterior.

Se venda sin un procesamiento adicional

En este caso estamos hablando de verdaderos desperdicios de producción, que representan una recuperación de los costos incurridos en la obtención de los productos principales.

Por tanto el valor neto de realización, se cargará al costo del subproducto con crédito al costo de proceso.

Se venda con un procesamiento adicional Se deberá asignar un costo que comprenda los costos estimados de transformación adicional y los de transformación y los costos directos estimados.

El valor original asignados al subproducto debe ser aquel que represente de deducir los costos adicionales estimados.

No se les asigne ningún valor: Se venda, sin un procesamiento adicional, existiendo un mercado eventual y su precio de venta incierto.

En este caso no es posible asignar al subproducto un valor por cuanto el precio neto se desconoce, ya que ni siquiera existe la certeza de poder efectuarla.

Cuando se venda el subproducto se rebajará el costo de producción de este período si la venta es por una cantidad física equivalente a la cantidad del subproducto que se obtiene periódicamente.

En caso contrario se acredita directamente a una cuenta de ingresos.

Contabilidad de los productos conexos:

El objeto de la contabilidad de costos de los productos conexos es el asignar una parte de los costos conexos totales a cada producto conexo, de modo que pueda calcularse los costos unitarios; el problema radica en la asignación de los costos; la asignación de los costos conjuntos a los productos, emplea los siguientes métodos:

Valor de venta Relativo de la Producción:

Multiplicando el número de unidades fabricadas por el precio de venta, se halla el valor de venta de la producción. La porción de los costos conexos totales, asignada a cada producto es igual a la proporción entre el valor de venta de la producción de cada producto y el valor de venta de toda la producción, relación entre el precio y el costo. Esto no implica que los costos de producción sean la base para fijar los precios.

Por el contrario, los precios de los productos conexos tienden a basarse en la competencia industrial, en los suministros en existencia, en las condiciones del mercado mundial y en otras consideraciones.

Bajo este método, los productos o líneas de producción se cargan "con lo que se soportan". Esto da como resultado una igualdad de márgenes de utilidad de los productos es decir, rendimiento bruto sobre las ventas

Producto principal:

Son aquellos artículos cuya elaboración es la función esencial de la empresa por la cual fue establecida.

Por ejemplo en la industria molinera; la harina es el producto principal. En la industria maderera; la madera es el producto principal.

Los productos y subproductos:

Coproducto:

Son aquellos artículos de un mismo producto, de importancia relativamente igual, los cuales constituyen generalmente el principal objeto de la entidad y cuyas ventas se realizan en proporciones semejantes.

También se refieren a la producción de dos o más artículos al mismo tiempo, pero no necesariamente de las mismas operaciones de elaboración o de la misma materia prima.

Ejemplo: en las operaciones modernas, es posible obtener tablas de roble, pino y nogal al mismo tiempo pero de árboles diferentes (materia prima diferente).

Conexo: Son los que se obtienen conjuntamente de una misma materia prima y que resulta de la disgregación de esta, en cierto proceso productivo.

Generalmente los diversos productos resultantes, con la aplicación de satisfacción de necesidades diversas, representan una importancia determinada entre si, superior a la que corresponde a los subproductos.

El costo de los productos conexos estan formados de dos partes:

La primera se refiere al costo del proceso principal o sea hasta el momento en que se separan o dividen los productos del proceso central de producción.

La segunda corresponde al costo del proceso especial que cada uno de ellos requiere para encontrarse en artículos vendibles.

Así, pues, el primer problema por resolver es el que se refiere al prorrateo del costo entre los diferentes productos conexos que han seguido un mismo proceso hasta el momento de la separación principal.

Bases para apreciar a cada uno los costos comunes:

- Factor físico: pero relativo, área, volumen o contenidos físico.
- Valor relativo en el punto de separación. Precio de venta relativo después de los artículos que han procesado separadamente.

Subproducto: Son productos secundarios, de valor de venta limitado, elaborados de manera simultánea con productos de valor de venta mayor, conocidos como productos principales; los subproductos se producen a efecto de:

Disponer más provechosamente del desperdicio o desechos derivados de los productos principales.

Utilizar los costos fijos que constituyen y que no se recuperan, debido a que la fabricación de los artículos principales no utiliza totalmente la capacidad productiva de la planta.

La producción de subproductos debe limitarse de acuerdo con las posibilidades de venta y de acuerdo con el volumen de desperdicio, desecho y capacidad no utilizada.

Método de asignación de los costos conjuntos a los productos:

En este tipo de empresa se producen costos de producción conjunta, es decir, los costos que se incurren en la producción de dos o más productos de un valor comercial significativo, son costos indivisibles incurridos hasta el momento en que pueden ser identificados los productos.

La determinación del tipo de bien obtenido en la producción conjunta es importante porque dependiendo si se trata de un producto principal o conexo, le corresponderá un método de determinación de costo distinto lo cual tendrá un efecto en la determinación de las utilidades.

Método de asignación de costo de productos conexos:

La NIC. 2 inventarios expresa que el costo debe asignarse de manera racional y consistente. Cuando se trata de producción conjunta no existe garantía que los costos fluyan al producto en función a la base de asignada, por cuanto en el acto de producción convergen simultáneamente materiales, mano y cargos. En conclusión la base sobre la cual se asignará el costo total a los productos conexos será una base arbitraria.

El objeto de determinar el costo de éstos productos es asignar una parte de los costos conexos a cada producto conexo de forma que pueda calcularse el costo unitario del mismo y prepararse el Estado de resultados.

Para solucionar los problemas se recurre a procedimientos que garanticen hasta donde sea razonable, que la distribución sea lo menos arbitraria posible existiendo dos criterios básicos:

En proporción al beneficio atribuible a cada uno por el uso de los elementos conjuntos de producción principalmente de los materiales contenidos y de los volúmenes de producción de cada artículo.

Conocido también como el método de la medición física de la producción, asigna los costos sobre la base de las unidades físicas de producción, es decir, kilos, toneladas, etc., costo unitario medio o factor no puede emplearse cuando la producción consta de distintos tipos de unidades, a menos que se les pueda igualar. Sin embargo debemos precisar que su empleo se justifica muy pocas veces.

En la proporción a sus posibilidades de absorber los costos a través de sus precios de ventas relativos.

Conocido como el método del mercado de ventas (valor de mercado o bruto o de venta relativo), presupone la existencia de una relación entre el precio y el costo, sin tales costos no podría haber ventas y mientras elevado es el precio de ventas más costoso es producirlo.

Cuando uno o más productos requieren procedimiento adicional, después del punto de separación, se varía un poco el método debido a que los costos por procesamiento adicionales se restan de los precios de venta. La resultante contribución neta del producto en el punto de división se aplica a la producción para que sirva de base a la asignación de los costos conjuntos.

Método de asignación de costo de subproductos:

Se presentará una breve descripción de productos accidentales que se pueden producir en el proceso de producción, los cuales dependiendo de su materialidad pueden ser:

Subproducto, producto que tiene un valor comercial importante.

Desecho o sobrante, si el ingreso derivado es insignificante.

Desperdicio, si no tiene ningún valor de venta.

El método de costeo del subproducto y desecho presupone que tiene algún valor de mercado.

Para Raybune existen dos métodos únicamente, dentro de las cuales pueden presentarse otras situaciones entre las cuales tenemos:

Se les asigna un costo de inventario. En este caso se les asigna un costo igual al valor neto de mercado en el momento en que se producen. Este valor es el valor de mercado de los subproductos menos el costo de materia, mano de obra y gastos generales empleados en su procesamiento posterior.

Se venda sin un procesamiento adicional

En este caso estamos hablando de verdaderos desperdicios de producción, que representan una recuperación de los costos incurridos en la obtención de los productos principales. Por tanto el valor neto de realización, se cargará al costo del subproducto con crédito al costo de proceso.

Se venda con un procesamiento adicional.

Se deberá asignar un costo que comprenda los costos estimados de transformación adicional y los de transformación y los costos directos estimados. El valor original asignados al subproducto debe ser aquel que represente de deducir los costos adicionales estimados.

No se les asigne ningún valor: Se venda, sin un procesamiento adicional, existiendo un mercado eventual y su precio de venta incierto.

En este caso no es posible asignar al subproducto un valor por cuanto el precio neto se desconoce, ya que ni siquiera existe la certeza de poder efectuarla.

Cuando se venda el subproducto se rebajará el costo de producción de este período si la venta es por una cantidad física equivalente a la cantidad del subproducto que se obtiene periódicamente.

En caso contrario se acredita directamente a una cuenta de ingresos.

Contabilidad de los productos conexos:

El objeto de la contabilidad de costos de los productos conexos es el asignar una parte de los costos conexos totales a cada producto conexo, de modo que pueda calcularse los costos unitarios; el problema radica en la asignación de los costos; la asignación de los costos conjuntos a los productos, emplea los siguientes métodos:

Valor de venta Relativo de la Producción:

Multiplicando el número de unidades fabricadas por el precio de venta, se halla el valor de venta de la producción. La porción de los costos conexos totales, asignada a cada producto es igual a la proporción entre el valor de venta de la producción de cada producto y el valor de venta de toda la producción, relación entre el precio y el costo. Esto no implica que los costos de producción sean la base para fijar los precios. Por el contrario, los precios de los productos conexos tienden a basarse en la competencia industrial, en los suministros en existencia, en las condiciones del mercado mundial y en otras consideraciones. Bajo este método, los productos o líneas de producción se cargan "con lo que se soportan". Esto da como resultado una igualdad de márgenes de utilidad de los productos es decir, rendimiento bruto sobre las ventas.

Enfoques para la asignación de costos conjuntos:

Para asignar costos conjuntos se usan dos enfoques:

Enfoque 1: Asignar los costos conjuntos usando datos basados en el mercado, tales como los ingresos.

Enfoque 2: Asignar los costos conjuntos usando medidas físicas, tales como el peso (kilogramos) o el volumen (pies cúbicos) de los coproductos.

Los costos conjuntos no tienen una relación de causa y efecto con los productos individuales porque el proceso de producción da lugar a múltiples productos en forma simultánea. El uso del criterio de beneficios recibidos conduce a una preferencia por los métodos considerados bajo el enfoque 1 porque los ingresos son, en general un mejor indicador de los beneficios recibidos que las medidas físicas. Las compañías mineras por ejemplo reciben más beneficios de una tonelada de oros que de 10 toneladas de carbón.

En el proceso de producción conjunto más sencillo, los coproductos se venden en el punto de separación sin ningún procesamiento adicional.

2.2.1 Informes de la administración tributaria

A continuación se presenta la posición de la Administración Tributaria, cuyo pronunciamiento de carácter público se ha dado a saber entre otros en el informe N° 155-2006-SUNAT/2B0000, que entre otros señala:

.../

“Ahora bien, de conformidad con lo establecido en el artículo 20° del TUO de la Ley del Impuesto a la Renta, la renta bruta está constituida por el conjunto de ingresos afectos al impuesto que se obtenga en el ejercicio gravable.

Cuando tales ingresos provengan de la enajenación de bienes, la renta bruta estará dada por la diferencia existente entre el ingreso neto total proveniente de dichas operaciones y el costo computable de los bienes enajenados.

Como se puede apreciar, el costo computable de los bienes enajenados debe considerarse para efectos de la determinación de la renta bruta de tercera categoría, de la cual, posteriormente, y a fin de establecer la renta neta, se deducirán los gastos necesarios para

producirla y mantener su fuente, así como los vinculados con la generación de ganancias de capital.

Fluye de lo anterior que cuando la norma tributaria hace alusión a "gastos" no incluye dentro de este rubro a los conceptos materia de consulta(4), por cuanto la deducción de los mismos es previa a la deducción de gastos dispuesta por el artículo 37° del TUO de la Ley del Impuesto a la Renta”.

Por tanto, como bien señala el Informe de la Administración Tributaria, para la determinación de la renta bruta, se deben determinar en primer nivel los ingresos y luego el costo computable, que es el equivalente al costo de ventas en la determinación de la utilidad bruta para efectos contables.

En ese sentido, como bien se ha señalado en los párrafos anteriores, para determinar el costo computable en el caso del gas natural seco extraído y que luego es reinyectado es necesario determinar su costo de producción, que consiste en determinar el costo de la materia prima (gas) y los costos incurridos para separarlo de los líquidos de gas o concentrados.

2.2.2 Jurisprudencia del Tribunal Fiscal

A continuación se presentan algunos pronunciamientos de la posición del Tribunal Fiscal respecto del Costo Computable:

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 3320-4-2010

Sumilla:

Se acepta el desistimiento parcial de la apelación respecto al reparo por castigo de intangibles de dos de las concesiones mineras. Se

declara fundada la reclamación contra la resolución ficta denegatoria del recurso de reclamación respecto de la deducción de pérdida por la venta de participaciones y acciones y por castigo de intangibles en tres de las concesiones mineras, atendiendo a que: i) en el caso de la deducción de pérdida por la venta de participaciones y acciones, se indica que dicho concepto no constituye un gasto deducible como sostiene la Administración sino un resultado negativo que se regula por las normas de determinación de renta bruta y que afecta el cálculo final del resultado del ejercicio, en ese sentido la invocación del principio de causalidad regulado en el artículo 37º de la Ley del Impuesto a la Renta no resultaba aplicable al presente caso, al estar relacionado con la obtención de renta neta, que como se ha mencionado no es el caso de autos, por lo que resulta válida la deducción de la referida pérdida en la determinación de la renta bruta, y ii) en el caso de la deducción por castigo de intangibles, se encuentra acreditado que las 3 concesiones se declararon caducas antes de cumplir con la producción mínima obligatoria, por lo que la recurrente se encontraba autorizada a amortizar íntegramente el valor de adquisición en el ejercicio 2002, en que se declaró la caducidad, por lo que procede dejar sin efecto el reparo efectuado. Se indica que la Administración debe proceder a reliquidar la resolución de determinación considerando el desistimiento parcial y los reparos dejados sin efecto. Se indica que en el caso de las resoluciones es de multa al haberse dejado sin efecto algunos reparos y aceptar el desistimiento parcial respecto de otro corresponde que la Administración reliquide la multa impuesta.

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 10447-1-2011

Sumilla:

Se revoca la apelada en el extremo referido al reparo por ventas no declaradas, al considerarse que la Administración no evaluó si las diferencias encontradas en los registros de la recurrente calificaban

como ingresos. Se confirma en cuanto a las diferencias encontradas entre lo declarado y el registro de compras y ventas, y respecto del reparo de gasto de combustible al considerarse el criterio establecido por este Tribunal, referidos a que para que los gastos de combustible vinculados con determinados vehículos sean deducibles y otorguen derecho al crédito fiscal, el contribuyente debe acreditar la necesidad del uso de tales bienes en el desarrollo de sus actividades y que el combustible adquirido haya sido destinado a tales unidades. Voto: Para el cálculo de las multas por el numeral 1 del artículo 178 del Código Tributario no se debieron considerar los saldos de periodos anteriores.

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 5402-4-2010

Sumilla:

Se revoca la apelada que en el extremo referido a los reparos por cargas financieras no sustentadas, error en la valuación final de existencias y determinados bienes que la Administración consideró como activos que influyeron en la determinación del Impuesto a la Renta del ejercicio 2002, y los efectos que tenga dicho reparo en la multa impuesta por la infracción del numeral 1 del artículo 178º del Código Tributario. Se indica en relación a las cargas financieras que se ha acreditado dichos gastos pero no por el monto indicado por la Administración, por lo que debe repararse el exceso determinado; en cuanto a la valuación de existencias se ha acreditado la existencia de costos pero no por el importe determinado por la Administración Tributaria y en relación a los bienes que la Administración consideró como activos, los mismos corresponden a bienes que influyen en la determinación de la renta y por ende tienen la naturaleza de gastos ya que dichos bienes no mejoran el rendimiento del activo, sino que sigan funcionamiento. Se confirma la apelada en cuanto a los reparos por diferencias entre ingresos declarados y registrados, costo vinculados con compras de mercaderías - flete, gastos que no

cumplen con el principio de causalidad, gastos que no se encuentran sustentados con comprobantes de pago, depreciaciones no aceptadas, deducción indebida por inversión en Amazonía y Tasa del Impuesto a la Renta aplicable, subvaluación de ventas, intereses presuntos y las multas por llevar con atraso los libros contables (numeral 4 del artículo 175° del Código Tributario), siendo que la recurrente no cumplió con subsanar dicha infracción, por no llevar otros libros y registros de acuerdo a la forma y condiciones establecidas por la Administración (numeral 2 del artículo 175° del Código Tributario) por no detallar las operaciones en el Libro de Inventarios y Balances y por no haber presentado la declaración del ITAN dentro de los plazos establecidos (numeral 1 del artículo 176°).

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 4860-5-2009

Sumilla:

Se confirma la apelada que declaró infundada el recurso de reclamación presentado contra la resolución de determinación girada por el Impuesto a la Renta del ejercicio 2001, contra la resolución de multa girada por la infracción tipificada en el numeral 1) del artículo 178° del Código Tributario y contra la resolución de multa girada por infracción del numeral 1) del artículo 177° del Código Tributario, atendiendo a que: I) se ha procedido a confirmar en esta instancia los reparos efectuados por sobregiros bancarios inexistentes que llevó a la determinación sobre base presunta aplicándose el artículo 70° del Código Tributario, a su vez se ha confirmado el reparo al costo de ventas, por deducir el mismo en un periodo por el cual no se generó el ingreso (principio del devengo), no habiéndose acreditado dicha generación y por reparos al REI ya que la recurrente no ha desvirtuado los reparos formulados por dicho concepto. Se mantiene la resolución de multa al tener como origen los reparos efectuados al Impuesto a la Renta. Se confirma la apelada en cuanto a la multa del numeral 1) del artículo 177° del

Código Tributario, al acreditarse la comisión de dicha infracción ya que la recurrente no cumplió con exhibir las boletas de venta correspondientes a uno de los periodos materia de fiscalización así como las cintas testigos de máquinas registradoras.

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 1003-4-2008

Sumilla:

Se revoca la apelada por las siguientes razones: (i) No aplicación de la proporcionalidad de gastos aceptables en la determinación de la renta imponible, debido a que los efectos de las diferencias por tipo de cambio afectan a la renta neta como ingresos o gastos, sin embargo al generarse tal diferencia en un ajuste por efecto de la variación del valor de la moneda en el tiempo y no en operaciones efectuadas por los contribuyentes a efectos de generar o mantener fuente o renta gravadas, carecen de la naturaleza de gasto como lo define el artículo 37° de la Ley, constituyendo en realidad, la diferencia negativa, una pérdida deducible para efectos tributarios, por lo que no resulta razonable que las diferencias en cambio sean consideradas como gasto a fin de establecer la prorrata de gastos., (ii) deducción de la Plusvalía Mercantil Negativa - Badwill, dado que los ingresos derivados del badwill no constituyen ganancias de capital realizadas la que sólo se produciría de venderse las acciones a un mayor valor al de su adquisición que a su vez resulte mayor o igual al valor patrimonial de las acciones, y que el ingreso por la plusvalía mercantil negativa fue generado por efecto de la adquisición de acciones a un menor valor al del patrimonio de la empresa emisora y no por efecto de la fusión misma, por lo que no resulta renta gravada para efectos del Impuesto a la Renta, y (iii) se dispone la verificación de la resolución de multa en cuanto a la aplicación del artículo 179° del Código Tributario, respecto a los reparos reconocidos en fiscalización.

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 9921-5-2008

Sumilla:

Se confirma la apelada que declaró infundado el recurso de reclamación presentada contra la resolución de determinación, girada por Impuesto a la Renta de 2000, y la resolución de multa, girada por la infracción del numeral 1) del artículo 178° del Código Tributario, debido a que: i) Se mantiene el reparo al costo de ventas del año 2000 respecto de las facturas emitidas por sus proveedores en el año 1999, toda vez que la recurrente no ha acreditado el ingreso en el 2000 producto de la venta de bienes adquiridos mediante dichas facturas; en efecto, el reconocimiento de un ingreso como de su costo debe efectuarse en el mismo ejercicio, es decir, en el caso de un ingreso por venta de bienes corresponde deducir un costo de ventas cuando aquél se reconoce y no hay un costo de ventas si no se ha reconocido un ingreso, lo expuesto es recogido por los párrafos 31 y 32 de la NIC 2 y considerando el criterio de la RTF N° 01038-1-2006; adicionalmente, se indica que se ha acreditado que los bienes fueron entregados por sus proveedores en el año 1999 y no en el 2000 como afirma la recurrente, aunado al hecho de no llevar inventarios, estando obligado a ello, no acreditando que dicho costo tiene su correlato en los ingresos en el año 2000, por las compras efectuadas en las facturas observadas por la Administración, ii) No procede la inaplicación de intereses moratorios, si bien la recurrente hace mención al criterio del Tribunal Constitucional recaído en el Expediente N° 1255-2003-AA/TC, dicha situación se aplica a un caso particular producto de una acción de amparo y no constituye precedente vinculante, tal como lo reconoce el propio Tribunal Constitucional mediante la resolución aclaratoria emitida el 1.7.2005, criterio recogido en la RTF N° 04228-2-2007 y iii) Al haberse mantenido el reparo efectuado al Impuesto a la Renta de 2000 corresponde mantener la resolución de multa.

RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL FISCAL N° 2867-3-2005

Sumilla:

Se declara nula una de las Resoluciones apeladas toda vez que los fundamentos referidos a que la recurrente incumplió con los requisitos establecidos en el artículo 19° de la Ley del Impuesto a la Renta, no se ajustan a alguno de los supuestos previstos en el numeral 3 del artículo 108° del Código Tributario. Se revoca la apelada en el extremo referido al reparo por ingresos gravados con el Impuesto a la Renta por consumos de energía eléctrica y mantenimiento toda vez que se ha acreditado que los asociados de la asociación recurrente reembolsaron tales gastos, debiendo indicarse que los reembolsos de gastos no forman parte de la renta bruta. Se declara nula insubsistente en cuanto a Resoluciones de multa, debiendo la Administración proceder de acuerdo con lo expresado en la presente resolución. Se confirma la apelada en cuanto a la exoneración del Impuesto a la Renta en su calidad de asociación al no desarrollar de manera exclusiva alguno o algunos de los fines a que se refiere la Ley del Impuesto a la Renta como tampoco que las rentas hayan sido distribuidas directa o indirectamente entre los asociados y que en sus estatutos esté prevista que su patrimonio se destinará, en caso de disolución, a cualquiera de tales fines. Se confirma la apelada en cuanto a los del Impuesto General a las Ventas por los ingresos que percibe la recurrente por la disposición de terrenos en usufructo toda vez que califican como servicio y renta de tercera categoría. Se confirman los reparos al crédito fiscal al no llevar la recurrente un Registro de Compras, no cumplía con uno de los requisitos establecidos por la Ley del Impuesto General a las Ventas para ejercer derecho a crédito fiscal. Se declara nula e insubsistente en cuanto a las Resoluciones de multa giradas por las infracciones tipificadas en los numerales 1 y 4 del artículo 175° y numerales 1 y 6 del artículo 177°

del Código Tributario, la Administración sólo se ha limitado a declarar improcedente la reclamación formulada.

2.2.3 Legislación internacional de países productores de gas natural

A continuación se mostrará las formas de determinación del Impuesto a la Renta y la Legislación que regula el Sector Hidrocarburos en los países productores de gas:

España

Impuesto a la renta en España

La base imponible se determinará principalmente por el método de estimación directa, mediante el cual la base imponible se calculará corrigiendo mediante la aplicación de los preceptos establecidos en la ley, el resultado contable determinado de acuerdo con las normas previstas en el Código de Comercio, en las demás leyes relativas a dicha determinación y en las disposiciones que se dicten en desarrollo de las citadas normas¹⁵.

Adicionalmente los ingresos y los gastos se imputarán en el período impositivo en que se devenguen, atendiendo a la corriente real de bienes y servicios que los mismo representan, con independencia del momento en que se produzca la corriente monetaria o financiera, respetando la debida correlación entre unos y otros¹⁶

El Legislador Español, establece que la determinación del resultado contable, es el punto de partida para determinar la base imponible, y este resultado contable se determina en aplicación estricta de las

15 Artículo 10º de la Ley de Sociedades de España aprobado por el Real Decreto Legislativo N° 4/2004.

16 Artículo 19º de la Ley de Sociedades de España, aprobado por el Real Decreto Legislativo N° 4/2004.

normas contables Españolas, y de ahí se practican los ajustes que el legislador de manera particular establece, no adoptando ninguna medida restrictiva de los gastos que se condicionen al pago previo.

Ley de almacenamiento de gas en España

9765 RESOLUCIÓN de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle

...”/Del apartado 1.4 «Otras definiciones» de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-01:

1.4 Otras definiciones.

- 1.4.1 **Año de gas.** Período de tiempo que comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre del mismo año y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período.
- 1.4.2 **Día de gas.** Período de tiempo que comienza a las 0 horas y termina a las 24 horas del mismo día natural y en el que se efectúan las operaciones programadas para ese período. Es la unidad temporal de referencia para todas las actividades diarias que incluyen estas Normas.
- 1.4.3 **Día posterior de gas.** Es el día posterior al día de gas.
- 1.4.4 **Día previo de gas.** Es el día anterior al día de gas.
- 1.4.5 **Contrato de acceso a las instalaciones del sistema gasista.** Contrato suscrito entre un usuario del sistema

gasista, y el operador de una infraestructura para acceder a las instalaciones.

- 1.4.6 **Mecanismo de comunicación.** Canal y procedimiento físico o electrónico para realizar los procesos y enviar las comunicaciones necesarias (incluyendo cualquier notificación, envío de información, confirmación, petición, aprobación o aceptación relacionadas con dichos procesos) en el sistema gasista.
- 1.4.7 **Protocolo de medición.** Conjunto de procedimientos y especificaciones técnicas según las cuales se realizan las medidas y análisis del gas, así como, entre otros, los controles y confirmación metrológica de las instalaciones de medición.
- 1.4.8 **Planes de mantenimiento.** Documentos que recogen todas aquellas actividades programadas de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas.

A los efectos de la aplicación de la presente normativa de gestión técnica del sistema, se entiende como planes de mantenimiento de los sujetos del sistema gasista aquellas actividades planificadas de mantenimiento preventivo o correctivo que puedan suponer restricciones en puntos de entrada y salida de la Red Básica o afectar a la capacidad de las instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario, así como requerir en éstas, condiciones específicas de presión, caudal y/o velocidad.

- 1.4.9 **Indisponibilidad.** Se define como indisponibilidad cualquier situación de limitación total o parcial en el funcionamiento de alguna instalación del sistema gasista, ya sea motivada por mantenimientos planificados, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia que se defina.
- 1.4.10 **Reglas y procedimientos de operación.** Conjunto de procedimientos, reglas y requisitos que complementan a las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS) y a sus protocolos de desarrollo.
- 1.4.11 **Presión máxima de diseño de gasoductos.** Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.
- 1.4.12 **Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte.**—Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción.
- 1.4.13 **Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de suministro de la red de distribución.** Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural.
- 1.4.14 **Capacidad nominal.** Será la capacidad autorizada por el organismo competente en la correspondiente autorización administrativa de la instalación. Ésta coincidirá con la capacidad de diseño utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva, y sin considerar

los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

- 1.4.15 **Capacidad máxima de una instalación (o capacidad punta).** Será la capacidad que, respetando en todo momento los parámetros de seguridad y fiabilidad de la propia instalación (márgenes operacionales) y desde un punto de vista técnico, puede proporcionar la instalación utilizando todos los equipos de la misma, incluidos los de reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.
- 1.4.16 **Capacidad mínima de operación.**—Es aquella, que de existir, por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación así como el cumplimiento de los requisitos medioambientales.
- 1.4.17 No se considerará esta capacidad mínima a la hora de contratar la capacidad de un gasoducto al ser este un flujo.
- 1.4.18 **Capacidad útil de una instalación.** Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación en caso de existir. No obstante, es posible que esta capacidad útil puede verse reducida por otras limitaciones dependiendo de su integración en el conjunto del sistema.
- 1.4.19 **Capacidad contratada.** Es la parte correspondiente de la capacidad útil que está contratada por los usuarios del sistema.

- 1.4.20 **Capacidad disponible.** Es la diferencia entre la capacidad útil y la cantidad contratada o reservada.
- 1.4.21 Las definiciones de los puntos 1.4.14, 1.4.15, 1.4.16, 1.4.17, 1.4.18 y 1.4.19 se pueden representar de la manera siguiente:
- 1.4.22 **Capacidad máxima de almacenamiento de un almacenamiento subterráneo.** Es la cantidad de gas natural contenida en un almacenamiento cuando la presión del mismo coincide con la presión máxima de operación del almacén.
- 1.4.23 **Gas colchón de un almacenamiento subterráneo.** Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas útil a la presión de diseño del gasoducto.
- 1.4.24 **Gas útil de un almacenamiento subterráneo.** Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es susceptible de ser extraído a la presión de diseño del gasoducto sin la utilización de medios mecánicos, conforme a la curva de declino experimentada. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.
- 1.4.25 **Gas extraíble por medios mecánicos de un almacenamiento subterráneo.** Parte del gas colchón que puede ser extraído mediante medios mecánicos, a una presión inferior a la de diseño del gasoducto, de manera reversible, sin dañar la estructura del almacenamiento. La parte correspondiente al gas colchón extraíble por medios

mecánicos solo podrá ser extraída en situaciones de emergencia.

1.4.26 **Capacidad máxima extraíble de un almacenamiento subterráneo.** Es el gas útil más el gas extraíble por medios mecánicos.

1.4.27 Las definiciones de los puntos 1.4.19, 1.4.20, 1.4.21, 1.4.22, 1.4.23 y 1.4.24 se pueden representar de la manera siguiente:

Capacidad máxima del almacenamiento subterráneo.

Gas útil. Capacidad máxima extraíble.

Capacidad disponible.

Gas extraíble por medios mecánicos.

Capacidad contratada.

Gas colchón.

1.4.28 **Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo.** La capacidad de inyección y la capacidad de extracción de un almacenamiento subterráneo son los caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de introducir gas en el almacenamiento subterráneo y de extraer gas del almacenamiento subterráneo, respectivamente.

1.4.29 **Nivel mínimo de llenado de gasoductos.** Nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista. Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización.

- 1.4.30 **Almacenamiento útil en la red de gasoductos de transporte.** Volumen de gas que es posible almacenar en la capacidad útil de la red de gasoductos de transporte.
- 1.4.31 Este volumen se expresará también a efectos de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.
- 1.4.32 **Almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos de transporte.** Volumen de gas propiedad de cada usuario que se emplea para ajustar diariamente las entradas de gas a la red de gasoductos de transporte con el consumo realizado por los consumidores suministrados por el usuario. A efectos de estas normas se expresará en días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.
- 1.4.33 **Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Talones.** Es el nivel mínimo operativo de llenado de los tanques de gas licuado (GNL) necesario para el correcto funcionamiento de las plantas de regasificación.
- 1.4.34 Su valor depende de las características constructivas de cada tanque y será acreditado por los titulares de las instalaciones en base a sus características técnicas y a lo establecido en estas Normas y sus protocolos de detalle.
- 1.4.35 Como valor provisional se tomará el 9 por 100 de la capacidad de almacenamiento en tanques de (GNL).
- 1.4.36 **Almacenamiento útil en tanques de plantas de regasificación.** Volumen de GNL que es posible almacenar en la capacidad útil de los tanques de las plantas de regasificación. Este volumen se expresará también a efectos

de estas normas en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.37 **Almacenamiento incluido en el peaje de transporte y distribución.** Almacenamiento al que los usuarios del servicio de transporte y distribución tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de transporte contratada.

1.4.38 **Almacenamiento incluido en el peaje de regasificación.** Almacenamiento de GNL en los tanques de las plantas de regasificación al que los usuarios del servicio de regasificación tienen derecho al contratar el uso de las instalaciones, expresado en número de días equivalentes a la capacidad de regasificación contratada diaria.

Argentina

La Ley de Impuesto a las Ganancias en Argentina - Texto Ordenado por Decreto 649/97 (B.O. 06/08/97), Anexo I, con las modificaciones posteriores establece lo siguiente:

AÑO FISCAL E IMPUTACION DE LAS GANANCIAS Y GASTOS

Art. 18 - El año fiscal comienza el 1º de enero y termina el 31 de diciembre.

Los contribuyentes imputarán sus ganancias al año fiscal, de acuerdo con las siguientes normas:

- a) Las ganancias obtenidas como dueño de empresas civiles, comerciales, industriales, agropecuarias o mineras o como socios de las mismas, se imputarán al año fiscal en que termine el ejercicio anual correspondiente.

Las ganancias indicadas en el artículo 49 se consideran del año fiscal en que termine el ejercicio anual en el cual se han devengado.

Cuando no se contabilicen las operaciones el ejercicio coincidirá con el año fiscal, salvo otras disposiciones de la DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA, la que queda facultada para fijar fechas de cierre del ejercicio en atención a la naturaleza de la explotación u otras situaciones especiales.

Se consideran ganancias del ejercicio las devengadas en el mismo. No obstante, podrá optarse por imputar las ganancias en el momento de producirse la respectiva exigibilidad, cuando las ganancias se originen en la venta de mercaderías realizadas con plazos de financiación superiores a DIEZ (10) meses, en cuyo caso la opción deberá mantenerse por el término de CINCO (5) años y su ejercicio se exteriorizará mediante el procedimiento que determine la reglamentación. El criterio de imputación autorizado precedentemente, podrá también aplicarse en otros casos expresamente previstos por la ley o su decreto reglamentario. Los dividendos de acciones y los intereses de títulos, bonos y demás títulos valores se imputarán en el ejercicio en que hayan sido puestos a disposición.

- b) Las demás ganancias se imputarán al año fiscal en que hubiesen sido percibidas, excepto las correspondientes a la

primera categoría que se imputarán por el método de lo devengado.

Los honorarios de directores, síndicos o miembros de consejos de vigilancia y las retribuciones a los socios administradores serán imputados por dichos sujetos al año fiscal en que la asamblea o reunión de socios, según corresponda, apruebe su asignación.

Las ganancias originadas en jubilaciones o pensiones liquidadas por las cajas de jubilaciones y las derivadas del desempeño de cargos públicos o del trabajo personal ejecutado en relación de dependencia que como consecuencia de modificaciones retroactivas de convenios colectivos de trabajo o estatutos o escalafones, sentencia judicial, allanamiento a la demanda o resolución de recurso administrativo por autoridad competente, se percibieran en un ejercicio fiscal y hubieran sido devengadas en ejercicios anteriores, podrán ser imputadas por sus beneficiarios a los ejercicios fiscales a que correspondan. El ejercicio de esta opción implicará la renuncia a la prescripción ganada por parte del contribuyente.

Cuando corresponda la imputación de acuerdo con su devengamiento, la misma deberá efectuarse en función del tiempo, siempre que se trate de intereses estipulados o presuntos -excepto los producidos por los valores mobiliarios-, alquileres y otros de características similares.

Las disposiciones precedentes sobre imputación de la ganancia se aplicarán correlativamente para la imputación de los gastos salvo disposición en contrario. Los gastos no

imputables a una determinada fuente de ganancia se deducirán en el ejercicio en que se paguen.

Las diferencias de impuestos provenientes de ajustes se computarán en el balance impositivo correspondiente al ejercicio en que se determinen o paguen, según fuese el método utilizado para la imputación de los gastos.

Cuando corresponda imputar las ganancias de acuerdo con su percepción, se considerarán percibidas y los gastos se considerarán pagados, cuando se cobren o abonen en efectivo o en especie y, además, en los casos en que, estando disponibles, se han acreditado en la cuenta del titular o, con la autorización o conformidad expresa o tácita del mismo, se han reinvertido, acumulado, capitalizado, puesto en reserva o en un fondo de amortización o de seguro, cualquiera sea su denominación, o dispuesto de ellos en otra forma.

Con relación a planes de seguro de retiro privados administrados por entidades sujetas al control de la SUPERINTENDENCIA DE SEGUROS, se reputarán percibidos únicamente cuando se cobren: a) los beneficios derivados del cumplimiento de los requisitos del plan, y, b) los rescates por el retiro del asegurado del plan por cualquier causa.

Tratándose de erogaciones efectuadas por empresas locales que resulten ganancias de fuente argentina para personas o entes del extranjero con los que dichas empresas se encuentren vinculadas o para personas o entes ubicados, constituidos, radicados o domiciliados en jurisdicciones de baja o nula tributación, la imputación al balance impositivo sólo podrá efectuarse cuando se paguen o configure alguno de los casos previstos en el sexto párrafo de este artículo o, en su

defecto, si alguna de las circunstancias mencionadas se configura dentro del plazo previsto para la presentación de la declaración jurada en la que se haya devengado la respectiva erogación. (Párrafo sustituido por art. 3° de la Ley N° 25.784, B.O. 22/10/2003. - Vigencia: A partir del día de su publicación en B.O.)

/'

**..."/LEY DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS EN ARGENTINA:
CAPÍTULO III - GANANCIAS DE LA TERCERA CATEGORÍA:**

La Ley de Impuesto a las Ganancias en Argentina –en el Capítulo III establece lo siguiente:

**BENEFICIOS DE LAS EMPRESAS Y CIERTOS AUXILIARES DE
COMERCIO**

..."/

Art. 49 - Constituyen ganancias de la tercera categoría:

- a) Las obtenidas por los responsables incluidos en el artículo 69.
- b) Todas las que deriven de cualquier otra clase de sociedades constituidas en el país o de empresas unipersonales ubicadas en éste.
- c) Las derivadas de la actividad de comisionista, rematador, consignatario y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría.
- d) Las derivadas de loteos con fines de urbanización; las provenientes de la edificación y enajenación de inmuebles bajo el régimen de la Ley N° 13.512.

... Las derivadas de fideicomisos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario, excepto en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea un sujeto

comprendido en el título V. (Inciso incorporado a continuación del inciso d) por [Ley N° 25.063](#), Título III, art.4°, inciso n). - Vigencia: A partir de su publicación en el Boletín Oficial y surtirá efecto para los ejercicios que cierren con posterioridad a la entrada en vigencia de esta ley o, en su caso, año fiscal en curso a dicha fecha.)

e) Las demás ganancias no incluidas en otras categorías.

También se considerarán ganancias de esta categoría las compensaciones en dinero y en especie, los viáticos, etcétera, que se perciban por el ejercicio de las actividades incluidas en este artículo, en cuanto excedan de las sumas que la DIRECCION GENERAL IMPOSITIVA juzgue razonables en concepto de reembolso de gastos efectuados.

Quando la actividad profesional u oficio a que se refiere el artículo 79 se complementa con una explotación comercial o viceversa (sanatorios, etcétera), el resultado total que se obtenga del conjunto de esas actividades se considerará como ganancia de la tercera categoría.

Art. 50 - El resultado del balance impositivo de las empresas unipersonales y de las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 49, se considerará, en su caso, íntegramente asignado al dueño o distribuido entre los socios aun cuando no se hubiera acreditado en sus cuentas particulares.

Las disposiciones contenidas en el párrafo anterior no se aplicarán respecto de los quebrantos que resulten de la enajenación de acciones o cuotas y participaciones sociales, los que deberán ser compensados por la sociedad o empresa, en la forma prevista en el quinto párrafo del artículo 19.

Para la parte que corresponda a las restantes sociedades y asociaciones no incluidas en el presente artículo, se aplicarán las disposiciones contenidas en los artículos 69 a 71.

Art. 51 - Cuando las ganancias provengan de la enajenación de bienes de cambio, se entenderá por ganancia bruta el total de las ventas netas menos el costo que se determine por aplicación de los artículos siguientes.

Se considerará ventas netas el valor que resulte de deducir a las ventas brutas las devoluciones, bonificaciones, descuentos u otros conceptos similares, de acuerdo con las costumbres de plaza.

Art. 52 - Para practicar el balance impositivo, la existencia de bienes de cambio -excepto inmuebles- deberá computarse utilizando para su determinación los siguientes métodos:

a) Mercaderías de reventa, materias primas y materiales: Al costo de la última compra efectuada en los dos (2) meses anteriores a la fecha de cierre del ejercicio. Si no se hubieran realizado compras en dicho período, se tomará el costo de la última compra efectuada en el ejercicio, actualizado desde la fecha de compra hasta la fecha de cierre del ejercicio.

Cuando no existan compras durante el ejercicio se tomará el valor impositivo de los bienes en el inventario inicial, actualizado desde la fecha de inicio a la fecha de cierre del ejercicio.

b) Productos elaborados:

1. El valor a considerar se calculará en base al precio de la última venta realizada en los DOS (2) meses anteriores al cierre del ejercicio, reducido en el importe de los gastos de venta y el margen de utilidad neta contenido en dicho precio.

Si no existieran ventas en el precitado lapso, para el cálculo se considerará el precio de la última venta realizada menos los gastos de venta y el margen de utilidad neta contenido en el precio, actualizándose el importe resultante entre la fecha de venta y la de cierre del ejercicio.

Cuando no se hubieran efectuado ventas deberá considerarse el precio de venta para el contribuyente a la fecha de cierre del ejercicio menos los gastos de venta y el margen de utilidad neta contenido en dicho precio.

2. Cuando se lleven sistemas que permitan la determinación del costo de producción de cada partida de productos elaborados, se utilizará igual método que el establecido para la valuación de existencias de mercaderías de reventa, considerando como fecha de compra el momento de finalización de la elaboración de los bienes.

En estos casos la asignación de las materias primas y materiales a proceso se realizará teniendo en cuenta el método fijado para la valuación de las existencias de dichos bienes.

- c) Productos en curso de elaboración: Al valor de los productos terminados, establecido conforme el inciso anterior, se le aplicará el porcentaje de acabado a la fecha de cierre del ejercicio.
- d) Hacienda:
 1. Las existencias de establecimientos de cría: al costo estimativo por revaluación anual.
 2. Las existencias de establecimientos de invernada: al precio de plaza para el contribuyente a la fecha de cierre del

ejercicio en el mercado donde acostumbre operar, menos los gastos de venta, determinado para cada categoría de hacienda.

- e) Cereales, oleaginosas, frutas y demás productos de la tierra, excepto explotaciones forestales:
 - 1. Con cotización conocida: al precio de plaza menos gastos de venta, a la fecha de cierre del ejercicio.
 - 2. Sin cotización conocida: al precio de venta fijado por el contribuyente menos gastos de venta, a la fecha de cierre del ejercicio.
- f) Sementeras: Al importe que resulte de actualizar cada una de las inversiones desde la fecha en que fueron efectuadas hasta la fecha de cierre del ejercicio o al probable valor de realización a esta última fecha cuando se dé cumplimiento a los requisitos previstos en el artículo 56.

Los inventarios deberán consignar en forma detallada la existencia de cada artículo con su respectivo precio unitario.

En la valuación de los inventarios no se permitirán deducciones en forma global, por reservas generales constituidas para hacer frente a fluctuaciones de precios o contingencias de otro orden.

A efectos de la actualización prevista en el presente artículo, los índices a aplicar serán los mencionados en el artículo 89.

A los efectos de esta ley, las acciones, títulos, bonos y demás títulos valores, no serán considerados como bienes de cambio y, en consecuencia, se regirán por las normas específicas que dispone esta ley para dichos bienes..../”

La Ley de Impuesto a las Ganancias en Argentina –en el artículo 58° del Capítulo III establece lo siguiente:

...”/Art. 58 - Cuando se enajenen bienes muebles amortizables, la ganancia bruta se determinará deduciendo del precio de venta, el costo computable establecido de acuerdo con las normas de este artículo:

a) Bienes adquiridos:

Al costo de adquisición, actualizado desde la fecha de compra hasta la fecha de enajenación, se le restará el importe de las amortizaciones ordinarias, calculadas sobre el valor actualizado, de conformidad con lo dispuesto en el punto 1 del artículo 84, relativas a los períodos de vida útil transcurridos o, en su caso, las amortizaciones aplicadas en virtud de normas especiales.

b) Bienes elaborados, fabricados o construidos:

El costo de elaboración, fabricación o construcción se determinará actualizando cada una de las sumas invertidas desde la fecha de inversión hasta la fecha de finalización de la elaboración, fabricación o construcción. Al importe así obtenido, actualizado desde esta última fecha hasta la de enajenación, se le restarán las amortizaciones calculadas en la forma prevista en el inciso anterior.

c) Bienes de cambio que se afecten como bienes de uso:

Se empleará igual procedimiento que el establecido en el inciso a), considerando como valor de adquisición el valor impositivo que se le hubiere asignado al bien de cambio en el inventario inicial correspondiente al período en que se realizó la afectación y como fecha de compra la del inicio del ejercicio. Cuando se afecten bienes no comprendidos en el inventario inicial, se tomará como valor de adquisición el costo de los primeros

comprados en el ejercicio, en cuyo caso la actualización se aplicará desde la fecha de la referida compra.

Los sujetos que deban efectuar el ajuste por inflación establecido en el Título VI, para determinar el costo computable, actualizarán los costos de adquisición, elaboración, inversión o afectación hasta la fecha de cierre del ejercicio anterior a aquel en que se realice la enajenación. Asimismo, cuando enajenen bienes que hubieran adquirido en el mismo ejercicio al que corresponda la fecha de enajenación, a los efectos de la determinación del costo computable, no deberán actualizar el valor de compra de los mencionados bienes.

A los fines de la actualización a que se refiere el presente artículo, se aplicarán los índices mencionados en el artículo 89.../”

La Ley General de Hidrocarburos en sus diversos artículos establece:

Art. 6º.-Los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, cumpliendo las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo sobre bases técnico-económicas razonables que contemplen la conveniencia del mercado interno y procuren estimular la exploración y explotación de hidrocarburos.

Durante el período en que la producción nacional de hidrocarburos líquidos no alcance a cubrir las necesidades internas será obligatoria la utilización en el país de todas las disponibilidades de origen nacional de dichos hidrocarburos, salvo en los casos en que justificadas razones técnicas no lo hicieran aconsejable.

Consecuentemente, las nuevas refinerías o ampliaciones se adecuarán al uso racional de los petróleos nacionales.

Si en dicho período el Poder Ejecutivo fijara los precios de comercialización en el mercado interno de los petróleos crudos, tales precios serán iguales a los que se establezcan para la respectiva empresa estatal, pero no inferiores a los niveles de precios de los petróleos de importación de condiciones similares.

Cuando los precios de petróleos importados se incrementaren significativamente por circunstancias excepcionales, no serán considerados para la fijación de los precios de comercialización en el mercado interno, y, en ese caso, éstos podrán fijarse sobre la base de los reales costos de explotación de la empresa estatal, las amortizaciones que técnicamente correspondan, y un razonable interés sobre las inversiones actualizadas y depreciadas que dicha empresa estatal hubiere realizado. Si fijara precios para subproductos, éstos deberán ser compatibles con los de petróleos valorizados según los criterios precedentes.

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país.

La producción de gas natural podrá utilizarse, en primer término, en los requerimientos propios de la explotación de los yacimientos de que se extraiga y de otros de la zona, pertenezcan o no al concesionario y considerando lo señalado en el artículo 31. La empresa estatal que preste servicios públicos de distribución de gas

tendrá preferencia para adquirir, dentro de plazos aceptables, las cantidades que excedieran del uso anterior a precios convenidos que aseguren una justa rentabilidad a la inversión correspondiente, teniendo en cuenta las especiales características, y condiciones del yacimiento.

Con la aprobación de la autoridad de aplicación, el concesionario podrá decidir el destino y condiciones de aprovechamiento del gas que no fuere utilizado en la forma precedentemente indicada.

La comercialización y distribución de hidrocarburos gaseosos estará sometida a las reglamentaciones que dicte el Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley General de Hidrocarburos en su artículo 56° establece:

..."/Art. 56.-Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación estarán sujetos, mientras esté vigente el permiso o concesión respectivo, al régimen fiscal que para toda la República se establece seguidamente:

- a) Tendrán a su cargo el pago de todos los tributos provinciales y municipales existentes a la fecha de la adjudicación. Durante la vigencia de los permisos y concesiones, las provincias y municipalidades no podrán gravar a sus titulares con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras o incremento general de impuestos.
- b) En el orden nacional estarán sujetos, con arreglo a las normas de aplicación respectivas y en cuanto correspondiere, al pago de derechos aduaneros, impuestos u otros tributos que graven los bienes importados al país y de recargos cambiarios. Asimismo,

estarán obligados al pago del impuesto a las ganancias eventuales; al canon establecido por el artículo 57 para el período básico y para la prórroga durante la exploración y por el artículo 58 para la explotación a las regalías estatuidas por los artículos 21, 59 y 62; al cumplimiento de las obligaciones a que se refiere el artículo 64 y al pago del impuesto que estatuye el inciso siguiente.

- c) La utilidad neta que obtengan en el ejercicio de su actividad como permisionarios o concesionarios, queda sujeta al impuesto especial a la renta que se fija a continuación. A tal efecto, dicha utilidad neta se establecerá con arreglo a los principios que rigen la determinación del rédito neto para la liquidación del impuesto a los réditos estatuido por la ley 11.682 (t. o. 1960 y sus modificaciones) cuyas normas serán aplicables en lo plazo básico del correspondiente permiso, sin perjuicio del tratamiento que les corresponda como costo susceptible de amortización. No se consideran gastos de exploración las inversiones en máquinas, equipos y demás bienes del activo fijo sujetos al tratamiento establecido en el apartado siguiente.

Sin perjuicio de la amortización ordinaria que técnicamente corresponda, podrá deducirse de las utilidades del año fiscal y durante el primer período del plazo básico de la exploración, un importe equivalente al cien por ciento de las cuotas de amortización ordinaria que corresponda a las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del activo fijo utilizados en las tareas de exploración de dicho primer período.

Los permisionarios podrán optar entre el sistema que se fija en los apartados anteriores II y III o la deducción simple, contra cualquier tipo de renta de fuente argentina que les correspondiere, de las sumas efectivamente invertidas en gastos

directos de exploración durante el primer período del plazo básico y las amortizaciones ordinarias que técnicamente correspondan en inversiones en máquinas, equipos y demás bienes de activo fijo aplicados a dichos trabajos de exploración durante el citado primer período. En caso de hacer uso de esta opción, los gastos directos y las amortizaciones así tratadas no podrán ser nuevamente considerados como gastos ni inversiones amortizables, a los efectos de la determinación de la utilidad fiscal neta a que se refiere el apartado V del presente artículo.

Para la determinación de la utilidad fiscal neta no podrán deducirse: los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; el canon correspondiente al período básico de exploración y el relativo a la explotación; las regalías prevista en los artículos 59 y 62; el saldo del impuesto especial a la renta, ni los gastos directos en exploración o las inversiones amortizables, cuando se hiciera uso de la opción acordada en el apartado IV del presente artículo.

Sobre la utilidad fiscal neta determinada según las cláusulas que anteceden se aplicará la tasa del cincuenta y cinco por ciento (55%), estableciéndose así el monto del impuesto especial a la renta.

Del monto del impuesto así determinado se deducirá el importe: de los tributos provinciales o municipales, salvo que se trate de tasas retributivas de servicios o contribuciones de mejoras; del canon correspondiente al período básico de exploración y del relativo a la explotación y de las regalías previstas en los artículos 59 y 62. Si el saldo resultante, fuera positivo, deberá ser ingresado en la forma y plazo que determine la Dirección

General Impositiva. En caso contrario, los permisionarios o concesionarios acreditarán el excedente como pago a cuenta del presente impuesto especial, correspondiente a los ejercicios fiscales siguientes.

En ningún caso este excedente podrá ser objeto de devolución o transferencia.

La Dirección General Impositiva tendrá a su cargo la aplicación, percepción y fiscalización de este 24 impuesto, con arreglo a las disposiciones de la ley 11.683 (t. o. 1960 y sus modificaciones) y sus reglamentaciones.

El Poder Ejecutivo con intervención de la autoridad de aplicación de esta ley y de la Dirección General Impositiva, reglamentará el tratamiento fiscal de los cargos que puedan ser diferidos; los regímenes especiales de amortización y los métodos de distribución y cómputo de los gastos o bienes comunes cuando los permisionarios o concesionarios desarrollen contemporáneamente otras actividades además de las comprendidas en esta ley. Las ventajas especiales para la Nación a que alude el artículo 64, podrán ser consideradas como inversiones amortizables.

Los saldos recaudados de acuerdo al punto VII serán distribuidos de acuerdo con el régimen de coparticipación del impuesto a los réditos establecido por la ley 14.788 y sus disposiciones modificatorias o complementarias.

- d) En virtud de las estipulaciones que anteceden, los permisionarios o concesionarios quedan exentos del pago de todo otro tributo nacional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación –incluyendo los tributos que pudieran

recaer sobre los accionistas u otros beneficiarios directos de estas rentas que tengan vinculación con la actividad a que se refiere este artículo.

No gozan de esta exención por las tasas retributivas de servicios, por las contribuciones de mejoras y por los impuestos atribuibles a terceros que los permisionarios o concesionarios hayan tomado a su cargo. Cuando hubieren tomado a su cargo el pago de impuestos correspondientes a los intereses de financiaciones del exterior bajo forma de préstamos, créditos u otros conceptos con destino al desarrollo de su actividad, la renta sujeta al gravamen, a los fines de establecer el monto imponible, no será acrecentada con el importe de dichos impuestos.

Bolivia

La Ley del Impuesto sobre las Utilidades de la Empresas - LEY N° 843 – TITULO III IMPUESTO SOBRE LAS UTILIDADES DE LAS EMPRESAS EN BOLIVIA, señala lo siguiente:

Imputación de Utilidades y Gastos A LA Gestión Fiscal.

...”/Artículo 46°.- El impuesto tendrá carácter anual y será determinado al cierre de cada gestión, en las fechas en que disponga el Reglamento.

En el caso de sujetos no obligados a llevar registros contables que le permitan elaborar estados financieros, la gestión anual abarcará el período comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de cada año.

Los ingresos y gastos serán considerados del año en que termine la gestión en el cual se han devengado.

.../”

...”/Artículo 47° **Determinación de la utilidad neta.**- La utilidad neta imponible será la resultante de deducir de la utilidad bruta (ingresos menos gastos de venta) los gastos necesarios para su obtención y conservación de la fuente. De tal modo que a los fines de la determinación de la utilidad neta sujeta a este impuesto, como principio general se admitirán como deducibles todos aquellos gastos que cumplan la condición de ser necesarios para la obtención de la utilidad gravada y la conservación de la fuente que la genera, incluyendo los aportes obligatorios a los organismos reguladores – supervisores, las provisiones para beneficios sociales y los tributos nacionales y municipales que el reglamento disponga como pertinentes.

En el caso de profesiones liberales u oficios se presumirá sin admitir prueba en contrario, que la utilidad neta gravada será equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto total de los ingresos percibidos.

Para la determinación de la utilidad neta imponible se tomará como base la utilidad resultante de los estados financieros de cada gestión anual, elaborados de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados, con los ajustes que se indican a continuación, en caso de corresponder:

1. En el supuesto que se hubieran realizado operaciones a las que se refiere el cuarto párrafo del artículo anterior, corresponderá realizar el ajuste resultante del cambio de criterio de lo devengado utilizado en los estados financieros y el de la exigibilidad aplicado a los fines de este impuesto.

2. Las depreciaciones, créditos incobrables, honorarios de directores y síndicos, gastos de movilidad, viáticos y similares y gastos y contribuciones a favor del personal, cuyos criterios de deducibilidad serán determinados en reglamento.
3. Los aguinaldos y otras gratificaciones que se paguen al personal dentro de los plazos en que deba presentarse la declaración jurada correspondiente a la gestión del año por el cual se paguen.

A los fines de la determinación de la utilidad neta imponible, no serán deducibles:

1. Los retiros personales del dueño o socios ni los gastos personales de sustento del contribuyente y su familia.
2. Los gastos por servicios personales en los que no se demuestre haber retenido el tributo del Régimen Complementario del Impuesto al Valor Agregado correspondiente a los dependientes.
3. El impuesto sobre las utilidades establecido por esta Ley.
4. La amortización de llaves, marcas y otros activos intangibles de similar naturaleza, salvo en los casos en que por su adquisición se hubiere pagado un precio. El reglamento establecerá la forma y condiciones para su amortización.
5. La donaciones y otras sesiones gratuitas, salvo las efectuadas a entidades sin fines de lucro reconocidas como exentas a los fines de esta Ley hasta el límite del diez por ciento (10%) de la utilidad sujeta al impuesto correspondiente de la gestión en que se haga efectiva la donación o sesión gratuita.
6. Las provisiones o reservas de cualquier naturaleza, con excepción de los cargos anuales como contrapartida en la constitución para la previsión de indemnizaciones.

7. Las depreciaciones que pudieran corresponder a revalúos técnicos.

(NACIONALES, 2005)...”

REGLAMENTO AL IMPUESTO A LAS UTILIDADES DECRETO SUPREMO N° 24051 EN BOLIVIA

...”/Determinación de la utilidad neta imponible utilidad neta imponible

Artículo 6°.- (Utilidad neta imponible). Se considera Utilidad Neta Imponible a la que se refiere el Artículo 47° de la Ley N° 843 (Texto Ordenado en 1995), la que resulte de los estados financieros de la empresa, elaborados de conformidad con normas de contabilidad generalmente aceptadas, con los ajustes y adecuaciones contenidas en este Reglamento.

Artículo 7°.- (Determinación). Para establecer la Utilidad Neta sujeta al impuesto, se restará de la utilidad Bruta (ingresos menos costo de los bienes vendidos y servicios prestados) los gastos necesarios para obtenerla y, en su caso, para mantener y conservar la fuente, cuya deducción admite la Ley y este Reglamento.

Sin perjuicio de aplicación del criterio general de los devengado, en el caso de ventas a plazo, las utilidades de estas operaciones podrán imputarse en el momento de producirse la respectiva exigibilidad.

Gastos corrientes

Artículo 8°.- (Regla general). Dentro del concepto de gastos necesarios definido por la Ley como principio general y ratificado en el Artículo precedente, se consideran comprendidos todos aquellos gastos realizados, tanto en el país como en el exterior, a condición de

que estén vinculados con la actividad gravada y respaldados con documentos originales.

Artículo 9°.- (Valuación de existencias en inventarios). Las existencias en inventarios serán valorizadas siguiendo un sistema uniforme, pudiendo elegir las empresas entre aquellos que autorice expresamente este reglamento. Elegido un sistema de valuación, no podrá variarse sin autorización expresa de la Administración Tributaria y sólo tendrá vigencia para el ejercicio futuro que ella determine.

Los criterios de valuación aceptados por este Reglamento son los siguientes: Bienes de Cambio: A costo de Reposición o valor de mercado, el que sea menor. A estos fines se entiende por valor de reposición al representado por el costo que fuera necesario incurrir para la adquisición o producción de los bienes o la fecha de cierre de la gestión. Como valor de mercado debe entenderse el valor neto que se obtendría por la venta de bienes en términos comerciales normales. A esa misma fecha, deducidos los gastos directos en que se incurriría para su comercialización.

El Costo de Reposición podrá determinarse en base a alguna de las siguientes alternativas, que se mencionan a simple título ilustrativo, pudiendo recurrirse a otras que permitan una determinación razonable del referido costo:

i) Para bienes adquiridos en el mercado interno (mercaderías para la venta, materias primas y materiales):

- Listas de precios o cotizaciones de proveedores, correspondientes a condiciones habituales de compra del contribuyente, vigentes a la fecha de cierre de gestión;

- Precios consignados en facturas de compras efectivas realizadas en condiciones habituales durante el mes de cierre de la gestión;
- Precios convenidos sobre órdenes de compra confirmadas por el proveedor dentro de los sesenta (60) días anteriores al cierre de la gestión, pendientes de recepción a dicha fecha de cierre;
- En cualquiera de los casos señalados anteriormente, se adicionará, si correspondiera, la estimación de gastos de transporte, seguro y otros hasta colocar los bienes en los almacenes del contribuyente.

ii) Para bienes producidos (artículos determinados):

Costo de Producción a la fecha de cierre, en las condiciones habituales de producción para la empresa. Todos los componentes del costo (materias primas, mano de obra, gastos directos e indirectos de fabricación) deberán valuarse al costo de reposición a la fecha de cierre de la gestión.

iii) Para bienes en curso de elaboración:

Al valor obtenido para los artículos terminados según lo indicado en el punto anterior se reducirá la proporción que falte para completar el acabado.

iv) Para bienes importados:

- Valor ex – aduana a la fecha de cierre de la gestión fiscal, al que se adicionará todo otro gasto incurrido hasta tener el bien en los almacenes del contribuyente;

- Precios específicos para los bienes en existencia al cierre de la gestión, publicados en el último trimestre en boletines, catálogos u otras publicaciones especializadas, más gastos estimados de fletes, seguros, derechos arancelarios y otros necesarios para tener los bienes en los almacenes del contribuyente.

v) Para bienes destinados a la exportación:

Al menor valor entre:

- 1) Los precios vigentes en los mercados internacionales, en la fecha más cercana al cierre de la gestión, menos los gastos estimados necesarios para colocar los bienes en dichos mercados, y
- 2) El costo de producción o adquisición determinado según las pautas señaladas en los puntos anteriores.

vi) De no ser factible la aplicación de las pautas anteriormente señaladas, los bienes en el mercado interno o importados podrán computarse al valor actualizado al cierre de la gestión anterior o al valor de compra efectuada durante la gestión ajustados en función de las variaciones en la cotización oficial del Dólar Estadounidense respecto a la moneda nacional, entre esas fechas y la de cierre de la gestión. *(NACIONALES, 2005)* .../”

Ley de Hidrocarburos Bolivia:

Procedimientos Modernos, Quema y Venteo de Gas Natural)

La Explotación de Hidrocarburos en los campos deberá ejecutarse utilizando técnicas y procedimientos modernos aceptados en la

industria petrolera, a fin de establecer niveles de producción acordes con prácticas eficientes y racionales de recuperación de reservas hidrocarburíferas y conservación de reservorios.

La Quema o Venteo de Gas Natural deberá ser autorizada por el Ministerio de Hidrocarburos, y su ejecución estará sujeta a la Supervisión y Fiscalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), conforme a Reglamento.

Artículo 44°.- (Intercambio de Volúmenes de Gas Natural)

Los Titulares que estén realizando actividades de Explotación podrán, temporalmente, efectuar intercambios de volúmenes de Gas Natural de acuerdo a las necesidades operativas del mercado interno y de la exportación, con la autorización del Ministerio de Hidrocarburos y la fiscalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) de acuerdo al Reglamento.

Artículo 45°.- (Reservorios Compartidos)

Con la finalidad de maximizar la recuperación de las reservas de hidrocarburos contenidas en Reservorios Compartidos por dos o más Titulares, éstos deberán elaborar conjuntamente un plan integral de desarrollo y explotación del Reservorio Compartido, utilizando prácticas eficientes y racionales y, ejercitando técnicas y procedimientos modernos de explotación de campos, con el fin de obtener la máxima producción eficiente, el mismo que deberá presentarse al Ministerio de Hidrocarburos, para su aprobación conforme al Reglamento y someterse a la fiscalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Cuando existan campos ubicados en dos o más departamentos que tengan Reservorios Compartidos, el o los Titulares deberán efectuar

los estudios detallados a través de empresas de reconocido prestigio internacional para establecer la proporción de las reservas en cada departamento.

En el caso en que un reservorio sea compartido por dos o más departamentos, las regalías serán canceladas proporcionalmente a sus reservas, proyectando verticalmente el límite o límites departamentales al techo de cada reservorio productor.

Cuando los hidrocarburos se encuentren en dos o más departamentos con base al estudio descrito en el presente artículo, el pago de regalías se distribuirá entre cada área de contrato involucrada en proporción a los factores de distribución de hidrocarburos en situ, independientemente de la ubicación de los pozos productores.

Artículo 46°.- (Inyección de Gas Natural)

Toda solicitud del Titular para la Inyección de Gas Natural de un Reservorio Productor a un Reservorio Receptor deberá estar bajo la fiscalización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y ser aprobada por el Ministerio de Hidrocarburos y perseguir los siguientes objetivos:

- a) Conservar las condiciones productivas del yacimiento.
- b) Conservar el Gas Natural que de otra manera tendría que ser quemado.
- c) Ejecutar proyectos de recuperación mejorada de Hidrocarburos Líquidos.
- d) Mejorar la capacidad de entrega del Gas Natural boliviano durante periodos de alta demanda.
- e) Optimizar la producción de Hidrocarburos Líquidos y de otros componentes asociados al gas en el Reservorio Productor, cuando no exista mercado para el gas.

Toda la reinyección que implica una transferencia de un Reservoirio Productor a un Reservoirio Receptor ubicados en diferentes departamentos, estará sujeta a Reglamento que contemplará el cálculo y el pago de las Regalías departamentales correspondientes a Reservoirio Productor en el momento de la transferencia del Gas Natural.

El Salvador

Ley de Impuestos sobre la Renta Decreto N° 134 modificado el 14 de Diciembre del 2012, sobre la determinación de la Renta establece:

Título III: Capítulo Único - Determinación de la Renta Obtenida en el Salvador

...”/Determinación de la renta obtenida

Art. 12.- La renta obtenida se determinará sumando los productos o utilidades totales de las distintas fuentes de renta del sujeto pasivo.

Ejercicio de imposición

Art. 13.- Para los efectos del cálculo del impuesto:

a) La renta obtenida se computará por períodos de doce meses, que se denominarán ejercicios de imposición.

Las personas naturales y jurídicas, tendrán un ejercicio de imposición que comenzará el primero de enero y terminará el treinta y uno de diciembre.

b) Cuando el sujeto obligado dejare de existir o se retirare definitivamente del país terminando sus actividades económicas en el, antes de finalizar el ejercicio de imposición correspondiente,

se deberá liquidar el impuesto sobre la renta que corresponda a la obtenida en dicho período;

- c) La renta se presume obtenida a la medianoche del día en que termine el ejercicio o período de imposición correspondiente;
- d) Cada ejercicio o período de imposición se liquidará de manera independiente del que le precede y del que le siga, a fin de que los resultados de ganancias o de pérdidas no puedan afectarse por eventos anteriores o posteriores en los negocios o actividades del contribuyente, salvo las excepciones legales.../”

Título IV: Capítulo Único - Determinación de la Renta Neta

...”/Art. 28.- La renta neta se determinará deduciendo de la renta obtenida los costos y gastos necesarios para la producción de la renta y para la conservación de su fuente que esta ley determine, así como las deducciones que la misma establezca. En todo caso, los costos y gastos y demás deducciones deberán cumplir con todos los requisitos que esta ley y el código tributario estipulan para su deducibilidad.

No serán deducibles en ningún caso los costos y gastos realizados en relación con actividades generadoras de rentas no gravadas o que no constituyan renta para los efectos de esta ley.

Para efectos de lo dispuesto en el inciso anterior, los costos y gastos que incidan en la actividad generadora de rentas gravadas, así como aquellos que afectan las rentas no gravadas, y las que no constituyan renta de conformidad a la ley deberán proporcionarse, con base a un factor que se determinará dividiendo las rentas gravadas entre la sumatoria de las rentas gravadas, no gravadas, o que no constituyan renta de acuerdo a la ley, debiendo deducirse únicamente la proporción correspondiente a lo gravado.

Deducciones generales

Art. 29.- son deducibles de la renta obtenida:

Gastos del negocio

- 1) Los gastos necesarios y propios del negocio, destinados exclusivamente a los fines del mismo, como los fletes y acarreos no comprendidos en el costo, la propaganda, libros, impresos, avisos, correspondencia, gastos de escritorio, energía eléctrica, teléfono y demás similares. (14)

No están comprendidos dentro de este rubro los desembolsos que sean ofrecidos a clientes y empleados y otros gastos de naturaleza análoga, tales como boletos aéreos, servicios de cable, cuotas de clubes, joyas, prendas de vestir, que no sean necesarios para la producción de la renta o la conservación de su fuente.

Remuneraciones

- 2) Las cantidades pagadas a título de salarios, sueldos, sobresueldos, dietas, honorarios comisiones, aguinaldos, gratificaciones, y otras remuneraciones o compensaciones por los servicios prestados directamente en la producción de la renta gravada, toda vez que se hayan realizado y enterado las correspondientes retenciones de seguridad social, previsionales y de impuesto sobre la renta cuando se encuentren sujetas a ello conforme a la ley respectiva.

Las cantidades pagadas por indemnizaciones laborales por despido y las bonificaciones por retiro voluntario, cumpliendo con lo establecido en el artículo 4 numeral 3) inciso segundo de esta

ley; así como las indemnizaciones por causa de muerte, accidente, incapacidad o enfermedad.

Cuando los pagos sean realizados en cualquiera de los conceptos citados en este numeral a parientes del contribuyente dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad, a su cónyuge, compañero o compañera de vida, además de los requisitos antes referidos y los que la ley tributaria establezca para la procedencia de la deducción, se requerirá que el contribuyente compruebe que el trabajo realizado ha sido necesario para la generación de la renta o conservación de la fuente y que ha sido efectivamente efectuado.

Lo estipulado en el inciso anterior también es aplicable a los pagos realizados a los representantes legales, directores, asesores, apoderados y accionistas de personas jurídicas, así como a los miembros de sociedades de personas.

Gastos de viaje al exterior y viáticos al interior del país

- 3) El costo de los pasajes, más el valor de los impuestos y derechos portuarios correspondientes pagados por el patrono, así como los gastos de alimentación y hospedaje comprobables documentalmente, estrictamente vinculados con viajes realizados en actividades propias del negocio.

La deducción a que se refiere este numeral únicamente es procedente cuando el viajero sea el contribuyente, su representante legal o empleados del contribuyente, cuyo vínculo de dependencia laboral en la actividad propia del negocio pueda ser comprobado.

También son deducibles los pagos efectuados en concepto de viáticos en los términos y bajo los alcances previstos en el artículo 3 numeral 1) de esta ley, por viajes realizados dentro del territorio de la república de el salvador.

Arrendamientos

- 4) El precio del arrendamiento de los bienes muebles o inmuebles, utilizados directamente en la producción de ingresos computables, como herramientas, maquinaria, local para oficina, almacenaje, bodegas, fábricas, tierras, bosques, y otros arrendamientos destinados directamente a la producción de ingresos computables.

La deducción por este concepto se hará en proporción al tiempo que los bienes arrendados hayan sido utilizados en la producción de ingresos gravados, con excepción de que su utilización sea para actividades estacionales.

Primas de seguros

- 5) Las primas de seguros tomados contra riesgos de los bienes de su propiedad, utilizados para la producción de la renta gravable, tales como seguro de mercadería, de transporte, de lucro cesante del negocio.

Tratándose de sujetos pasivos personas naturales, esta deducción sólo se aceptará hasta el 50% de la prima respectiva, cuando la casa de habitación propiedad del sujeto pasivo esté asegurada, y sea utilizada parcialmente para el establecimiento de la empresa u oficina relacionadas directamente con la obtención de la Renta.

Tributos y cotizaciones de seguridad social

- 6) Los impuestos, tasas y contribuciones especiales, fiscales y municipales que recaigan sobre la importación de los bienes y servicios prestados por la empresa o que graven la fuente productora de la renta, siempre que hayan sido causados y pagados durante el ejercicio impositivo correspondiente, salvo los que correspondan al mes de diciembre de cada año respecto de los cuales además de haberse causado deberá comprobarse por parte del contribuyente el pago efectuado dentro del plazo que las leyes establezcan.

No quedan comprendidos en esta disposición el impuesto sobre la renta, el Impuesto a la Transferencia de bienes muebles y a la prestación de servicios, sin perjuicio de lo dispuesto en el art. 70 de la ley que regula el último impuesto citado, el impuesto sobre la transferencia de bienes raíces y las multas, recargos e intereses incurridos respecto de cualquier contribución fiscal o municipal.

Deducción para asalariados que liquidan o no el impuesto

- 7) Las personas naturales cuya renta obtenida provenga exclusivamente de salarios y cuyo monto sea igual o inferior a us\$9,100.00, no estarán obligadas a presentar liquidación y tendrán derecho a una deducción fija de us\$1,600.00, la cual no estará sujeta a comprobación. La deducción fija y de cotizaciones de seguridad social estarán incluidas en la cuota de retención a que están afectas. Las personas naturales asalariadas, con rentas mayores de us\$9,100.00, tendrán derecho a las deducciones establecidas en los artículos 32 y 33 de la presente ley, las cuales estarán sujetas a comprobación.

Combustible

- 8) El monto de lo erogado en combustible para maquinaria, transporte de carga y equipo de trabajo que por su naturaleza no forme parte del costo según lo dispuesto en el numeral 11 de este artículo, vehículos de reparto, de transporte colectivo de personal, los que utilicen sus vendedores, vehículos del activo realizable, siempre que tales bienes sean utilizados directamente en la generación de la renta y que las erogaciones estén debidamente comprobadas mediante la factura o comprobante de crédito fiscal a nombre del contribuyente.

Mantenimiento

- 9) Los gastos por concepto de reparaciones ordinarias, o sea los que se eroguen para mantener en buenas condiciones de trabajo, de servicio o producción los bienes del contribuyente empleados directamente en la obtención de la renta obtenida.

Estos gastos serán deducibles siempre que no impliquen una remodelación, o una ampliación de la estructura original de los bienes, incrementen su valor o prolonguen la vida de los mismos.

Intereses

- 10) Los intereses pagados o incurridos, según sea el caso, por las cantidades tomadas en préstamo toda vez que sean invertidas en la fuente generadora de la renta gravable, así como los gastos incurridos en la constitución, renovación o cancelación de dichos préstamos, los cuales deberán deducirse en proporción al plazo convenido para el pago del financiamiento.

No serán deducibles los intereses que se computen sobre el capital o sobre utilidades invertidas en el negocio con el objeto de determinar costos o con otros propósitos cuando no representen cargos a favor de terceros.

Tampoco serán deducibles los intereses en tanto el activo con el que se vinculan no sea productor de renta gravable, caso en el cual, los intereses incurridos en ese lapso deberán ser capitalizados como parte del costo de adquisición de los activos y ser deducidos únicamente vía depreciación. Cuando el término "intereses" sea aplicado a asignaciones o pagos hechos a poseedores de acciones preferidas y constituyan en realidad dividendos, o representen distribución de utilidades, dichos intereses no son deducibles. Cuando se adquiera un financiamiento y se utilicen esos fondos, para otorgar financiamientos totales o parciales, pactando un porcentaje de interés más bajo que el asumido en el financiamiento fuente de esos fondos, únicamente serán deducibles los intereses asumidos en el financiamiento fuente, hasta el monto del porcentaje de interés más bajo convenido en el o los financiamientos otorgados.

Costos

- 11) El costo de las mercaderías y de los productos vendidos, que se determinará de la siguiente manera:

Al importe de las existencias al principio del ejercicio o periodo de imposición de que se trate, se sumará el valor del costo de producción, fabricación construcción, o manufactura, de bienes terminados y el costo de las mercancías u otros bienes adquiridos o extraídos durante el ejercicio, y de esta suma se restará el importe de las existencias al fin del mismo ejercicio.

Para determinar el costo de ventas, deberá utilizarse el método de valuación adoptado de acuerdo a lo dispuesto en el art. 143 del Código Tributario.

Las existencias o inventarios de inicio y final del ejercicio o período impositivo, deberán guardar correspondencia con las anotaciones del registro de control de inventarios y las actas a que hace referencia el art. 142 del código referido. no serán deducibles de la renta obtenida las diferencias en el costo de ventas, cuando se incumplan las obligaciones referidas en este inciso.

Para efectos de lo dispuesto en este numeral, el costo de producción es el integrado por la materia prima, la mano de obra y los gastos indirectos de fabricación, siendo deducible de la renta obtenida únicamente el costo de producción correspondiente a los bienes que se hayan vendido en el ejercicio o periodo de imposición respectivo. (SALVADOR, 2012)

.../”

LEY DE GAS EN EL SALVADOR- Decreto Legislativo N° 630

La ley del Gas en EL SALVADOR dispone lo siguiente.

Definiciones:

Art. 2.- Se establecen las siguientes definiciones aplicables a la presente Ley:

Almacenamiento de Gas Natural: Es la actividad de recepción, acumulación en tanques estacionarios, regasificación y entrega de gas natural licuado.

Almacenador: Es el titular de una autorización para realizar las actividades de almacenamiento de gas natural.

Análisis de Riesgo: Es el estudio que determina el valor cuantitativo y/o cualitativo de un riesgo operativo y/o de seguridad a partir del análisis de las acciones proyectadas de una obra o actividad; éste deberá incluir, un plan de contingencias y prevención de accidentes.

Área de Concesión: Es el territorio al cual se circunscribe la concesión del servicio público de distribución de gas natural por ductos y/o por redes.

Autorización: Es el acto administrativo mediante el cual el Estado autoriza a una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, la construcción de infraestructura necesaria para realizar cualesquiera de las actividades siguientes: almacenamiento de gas natural, transpone de gas modular, venta de gas natural para uso vehicular en estaciones de servicio o conversión de vehículos para uso de gas natural, conforme a lo establecido en la presente Ley.

Comercializador: Se considera comercializador a toda persona natural o jurídica debidamente autorizada, que realiza actividades de compra-venta de gas natural.

Concesión: Es el acto administrativo mediante el cual el Estado otorga en favor de una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, el derecho de construir y operar las instalaciones para el transpone de gas natural por ductos y/ó distribución de gas natural por redes; así como, para la realización de dichas actividades de transporte o distribución.

Concesionario: Operador de transpone y distribución de gas natural que cuenta con experiencia en el desarrollo de esta actividad de un

mínimo de cinco años con antecedentes reconocidos de prevención, seguridad y utilización de tecnología de punta.

Distribución de Gas Natural por Redes: Es la actividad de utilidad pública consistente en recibir, conducir, entregar y en su caso comercializar gas natural en calidad de servicio público, a los usuarios del área de concesión.

Distribuidor: Es el titular de una concesión para realizar actividades de distribución de gas natural.

Estación de Recepción y Despacho: Instalaciones destinadas a la recepción, filtrado, regulación, medición, odorización y despacho del gas natural en bloque a ser distribuido a través de los sistemas correspondientes. Es el punto que separa el sistema de transporte del sistema de distribución.

Estaciones de Servicio: Son los establecimientos con depósito y equipos de trasiego para el almacenamiento, manejo y comercialización al detalle de gas natural para uso vehicular.

Gas Natural: Es la mezcla de hidrocarburos, con predominio de metano, que en condiciones normalizadas de presión y temperatura se presentan en la naturaleza en estado gaseoso.

Gas Natural Licuado o GNL: Es el gas natural que mediante un proceso de conversión física pasa del estado gaseoso al estado líquido.

Libre Acceso: Es el derecho que tiene toda persona natural o jurídica, nacional o extranjera, pública o privada, de acceder a la capacidad disponible del servicio; así como, a las ampliaciones futuras de capacidad, de una manera no discriminatoria, transparente y objetiva.

Licencia: Es el acto administrativo mediante el cual el Estado otorga a una persona natural o jurídica, nacional o extranjera el derecho de operar la infraestructura y equipos pertinentes para realizar las actividades reguladas por esta ley; así como, la importación y exportación de gas natural.

Plan de Contingencias y Prevención de Accidentes: Es el documento que incluye las medidas preventivas, correctivas o de mitigación que deberán tomarse en cuenta para actuar ante un riesgo o accidente; así como, los programas de capacitación al personal para la prevención y atención de accidentes.

Sistema de Distribución: Es la infraestructura secundaria que derivada del sistema de transporte, se constituye en redes para distribución de gas natural.

Sistema de Transporte: Es la infraestructura primaria de transporte de gas natural por ductos, más las líneas laterales o ramales.

Taller de Conversión: Es el establecimiento autorizado que dispone del personal capacitado y de instalaciones técnicamente apropiadas para prestar el servicio de instalación, mantenimiento y reparación del equipo completo de conversión o sus componentes para uso con gas natural en vehículos que originalmente utilizaban otro tipo de combustible.

Terminales de Almacenamiento de GNL o Terminales: Son las instalaciones de almacenamiento de gas natural licuado, GNL, incluyendo equipamiento para la recepción en puerto, regasificación, compresión y entrega de gas natural.

Transporte de Gas Natural por Ductos: Es la actividad de utilidad pública de trasladar gas natural desde el punto de entrega hasta las estaciones de recepción y despacho.

Se excluye de esta definición, la distribución de gas natural por redes.

Transporte de Gas Modular (TGM): Transporte realizado mediante vehículos automotores especialmente diseñados para transportar gas natural comprimido.

Almacenamiento de Gas Natural.

Art. 10.- Para la construcción de instalaciones de almacenamiento de gas natural, además de los requisitos generales, se deberán cumplir los siguientes:

- a) Planos topográficos del terreno, en escala apropiada, debidamente acotados, con indicación de linderos y superficie en metros cuadrados;
- b) Plano arquitectónico del proyecto, con todos sus componentes;
- c) Proyecto arquitectónico que contemple plantas, cortes, fachadas, techos en escala apropiada;
- d) Cronograma de ejecución, con indicación de fechas de inicio y conclusión de obras en días calendario;
- e) Memoria descriptiva del proyecto, cuyo contenido técnico y de seguridad se indicará en el reglamento correspondiente;
- f) Acreditación de la autoridad portuaria, respecto a la facilitación de infraestructura portuaria básica para el desarrollo del proyecto y la compatibilidad con la infraestructura requerida por el proyecto;
- g) Los planos sobre las diferentes instalaciones técnicas y de seguridad que se indiquen en el reglamento correspondiente;
- h) Permiso Ambiental; e,
- i) Análisis de riesgo.

Libre Acceso en Almacenamiento.

Art. 11.- El almacenamiento de gas natural se regirá por el derecho de libre acceso.

El almacenador que tenga capacidad disponible en la terminal de almacenamiento de gas natural, está obligado a permitir el libre acceso al uso de sus instalaciones, siempre y cuando los solicitantes cumplan con las disposiciones legales establecidas en la Ley y el reglamento correspondiente.

El libre acceso aplicará solamente para los volúmenes de gas que el operador no tenga previamente comprometidos mediante contrato efectivo con tercero y será a título oneroso mediante tarifa regulada por el Ministerio, conforme a lo dispuesto en la presente Ley.

Autorización y Licencia para Autoconsumo.

Art. 12.- Se podrá autorizar el almacenamiento de gas natural incluyendo el transporte por ductos de dicho producto para autoconsumo, hacia el lugar donde se ubican las instalaciones de la industria a abastecer, previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Ley y el reglamento correspondiente. La actividad de transporte referida en el presente artículo, no estará sujeta a las reglas de la concesión reguladas en el Art. 18 de la presente Ley.

En el caso que la actividad de almacenamiento para autoconsumo haga uso del sistema de transporte por ductos, estará sujeto a regulación tarifaria y al derecho de libre acceso; esta regla, no aplicará en caso que el ducto sea dedicado a la industria a abastecer.

El producto recibido por la empresa abastecida, será para uso exclusivo de las operaciones de la misma.

La licencia para el almacenamiento de gas natural para autoconsumo tendrá una duración de treinta años renovables.

Ecuador

Ley de Régimen Tributario Interno (Codificación No. 2004-026)

Título primero- Impuesto a la Renta en Ecuador

Capítulo II: Ingresos de fuente ecuatoriana

Art. 8. Ingresos de fuente ecuatoriana. Se considerarán de fuente ecuatoriana los siguientes ingresos:

1.- Los que perciban los ecuatorianos y extranjeros por actividades laborales, profesionales, comerciales, industriales, agropecuarias, mineras, de servicios y otras de carácter económico realizadas en territorio ecuatoriano, salvo los percibidos por personas naturales no residentes en el país por servicios ocasionales prestados en el Ecuador, cuando su remuneración u honorarios son pagados por sociedades extranjeras y forman parte de los ingresos percibidos por ésta, sujetos a retención en la fuente o exentos; o cuando han sido pagados en el exterior por dichas sociedades extranjeras sin cargo al gasto de sociedades constituidas, domiciliadas o con establecimiento permanente en el Ecuador.

Se entenderá por servicios ocasionales cuando la permanencia en el país sea inferior a seis meses consecutivos o no en un mismo año calendario; (ECUADOR, 2004)

.../”

..."/Capítulo IV - DEPURACIÓN DE LOS INGRESOS

Sección Primera - DE LAS DEDUCCIONES

(Denominación incluida por el Art. 64 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007)

Art. 10.- Deducciones. (Reformado por el Art. 65 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29 XII-2007; y, por el Art. 6 de la Ley s/n, R.O. 94-S, 23-XII-2009).- En general, para determinar la base imponible sujeta a este impuesto se deducirán los gastos que se efectúen con el propósito de obtener, mantener y mejorar los ingresos de fuente ecuatoriana que no estén exentos.

En particular se aplicarán las siguientes deducciones:

- 1.- (Sustituido por el Art. 66 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007).- Los costos y gastos imputables al ingreso, que se encuentren debidamente sustentados en comprobantes de venta que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento correspondiente;
- 2.- (Sustituido por el Art. 67 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007; y, reformado por el Art. 2 de la Ley s/n, R.O. 392-2S, 30-VII-2008).- Los intereses de deudas contraídas con motivo del giro del negocio, así como los gastos efectuados en la constitución, renovación o cancelación de las mismas, que se encuentren debidamente sustentados en comprobantes de venta que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento correspondiente. No serán deducibles los intereses en la parte que exceda de las tasas autorizadas por el Directorio del Banco Central del Ecuador, así como tampoco los intereses y costos financieros de los créditos externos no registrados en el Banco Central del Ecuador.

No serán deducibles las cuotas o cánones por contratos de arrendamiento mercantil o Leasing cuando la transacción tenga lugar sobre bienes que hayan sido de propiedad del mismo sujeto pasivo, de partes relacionadas con él o de su cónyuge o parientes dentro del cuarto grado de consanguinidad o segundo de afinidad; ni tampoco cuando el plazo del contrato sea inferior al plazo de vida útil estimada del bien, conforme su naturaleza salvo en el caso de que siendo inferior, el precio de la opción de compra no sea igual al saldo del precio equivalente al de la vida útil restante; ni cuando las cuotas de arrendamiento no sean iguales entre sí.

Para que sean deducibles los intereses pagados por créditos externos otorgados directa o indirectamente por partes relacionadas, el monto total de éstos no podrá ser mayor al 300% con respecto al patrimonio, tratándose de sociedades. Tratándose de personas naturales, el monto total de créditos externos no deberá ser mayor al 60% con respecto a sus activos totales.

Los intereses pagados respecto del exceso de las relaciones indicadas, no serán deducibles.

Para los efectos de esta deducción el registro en el Banco Central del Ecuador constituye el del crédito mismo y el de los correspondientes pagos al exterior, hasta su total cancelación.

- 3.- Los impuestos, tasas, contribuciones, aportes al sistema de seguridad social obligatorio que soportare la actividad generadora del ingreso, con exclusión de los intereses y multas que deba cancelar el sujeto pasivo u obligado, por el retraso en el pago de tales obligaciones. No podrá deducirse el propio impuesto a la renta, ni los gravámenes que se hayan integrado

al costo de bienes y activos, ni los impuestos que el contribuyente pueda trasladar u obtener por ellos crédito tributario;

- 4.- (Reformado por el Art. 68 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007).- Las primas de seguros devengados en el ejercicio impositivo que cubran riesgos personales de los trabajadores y sobre los bienes que integran la actividad generadora del ingreso gravable, que se encuentren debidamente sustentados en comprobantes de venta que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento correspondiente;
- 5.- Las pérdidas comprobadas por caso fortuito, fuerza mayor o por delitos que afecten económicamente a los bienes de la respectiva actividad generadora del ingreso, en la parte que no fuere cubierta por indemnización o seguro y que no se haya registrado en los inventarios;
- 6.- (Sustituido por el Art. 69 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007).- Los gastos de viaje y estadía necesarios para la generación del ingreso, que se encuentren debidamente sustentados en comprobantes de venta que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento correspondiente.

No podrán exceder del tres por ciento (3%) del ingreso gravado del ejercicio; y, en el caso de sociedades nuevas, la deducción será aplicada por la totalidad de estos gastos durante los dos primeros años de operaciones;

(...)- (Agregado por el Art. 4 de la Ley s/n, R.O. 94-S, 23-XII-2009; y, reformado por el Art. 26 del Decreto Ley s/n, R.O. 244-S, 27-VII-2010).- Los gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes

relacionadas, hasta un máximo del 5% de la base imponible del Impuesto a la Renta más el valor de dichos gastos. Para el caso de las sociedades que se encuentren en el ciclo preoperativo del negocio, éste porcentaje corresponderá al 5% del total de los activos, sin perjuicio de la retención en la fuente correspondiente.

En contratos de exploración, explotación y transporte de recursos naturales no renovables, en los gastos indirectos asignados desde el exterior a sociedades domiciliadas en el Ecuador por sus partes relacionadas se considerarán también a los servicios técnicos y administrativos.

- 7.- (Reformado por la Disposición reformativa segunda, num. 2.3, de la Ley s/n, R.O. 351-S, 29-XII-2010).- La depreciación y amortización, conforme a la naturaleza de los bienes, a la duración de su vida útil, a la corrección monetaria, y la técnica contable, así como las que se conceden por obsolescencia y otros casos, en conformidad a lo previsto en esta Ley y su reglamento;

La depreciación y amortización que correspondan a la adquisición de maquinarias, equipos y tecnologías destinadas a la implementación de mecanismos de producción más limpia, a mecanismos de generación de energía de fuente renovable (solar, eólica o similares) o a la reducción del impacto ambiental de la actividad productiva, y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se deducirán con el 100% adicional, siempre que tales adquisiciones no sean necesarias para cumplir con lo dispuesto por la autoridad ambiental competente para reducir el impacto de una obra o como requisito o condición para la expedición de la licencia ambiental, ficha o

permiso correspondiente. En cualquier caso deberá existir una autorización por parte de la autoridad competente.

Este gasto adicional no podrá superar un valor equivalente al 5% de los ingresos totales. También gozarán del mismo incentivo los gastos realizados para obtener los resultados previstos en este artículo. El reglamento a esta ley establecerá los parámetros técnicos y formales, que deberán cumplirse para acceder a esta deducción adicional. Este incentivo no constituye depreciación acelerada.

- 8.- La amortización de las pérdidas que se efectúe de conformidad con lo previsto en el artículo 11 de esta Ley;
- 9.- (Reformado por el Art. 70 de la Ley s/n, R.O. 242-3S, 29-XII-2007; por el Art. 1 de la Ley s/n, R.O. 392-2S, 30-VII-2008; por el Art. 5 de la Ley s/n, R.O. 94-S, 23-XII-2009; y, por la Disposición reformativa segunda, num. 2.3, de la Ley s/n, R.O. 351-S, 29-XII-2010).- Los sueldos, salarios y remuneraciones en general; los beneficios sociales; la participación de los trabajadores en las utilidades; las indemnizaciones y bonificaciones legales y otras erogaciones impuestas por el Código de Trabajo, en otras leyes de carácter social, o por contratos colectivos o individuales, así como en actas transaccionales y sentencias, incluidos los aportes al seguro social obligatorio; también serán deducibles las contribuciones a favor de los trabajadores para finalidades de asistencia médica, sanitaria, escolar, cultural, capacitación, entrenamiento profesional y de mano de obra.

Las remuneraciones en general y los beneficios sociales reconocidos en un determinado ejercicio económico, solo se deducirán sobre la parte respecto de la cual el contribuyente haya cumplido con sus obligaciones legales para con el seguro social obligatorio

cuando corresponda, a la fecha de presentación de la declaración del impuesto a la renta.

Si la indemnización es consecuencia de falta de pago de remuneraciones o beneficios sociales solo podrá deducirse en caso que sobre tales remuneraciones o beneficios se haya pagado el aporte al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

Las deducciones que correspondan a remuneraciones y beneficios sociales sobre los que se aporte al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, por incremento neto de empleos, debido a la contratación de trabajadores directos, se deducirán con el 100% adicional, por el primer ejercicio económico en que se produzcan y siempre que se hayan mantenido como tales seis meses consecutivos o más, dentro del respectivo ejercicio.

Cuando se trate de nuevas inversiones en zonas económicamente deprimidas y de frontera y se contrate a trabajadores residentes en dichas zonas, la deducción será la misma y por un período de cinco años. En este último caso, los aspectos específicos para su aplicación constarán en el Reglamento a esta ley.

Las deducciones que correspondan a remuneraciones y beneficios sociales sobre los que se aporte al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social, por pagos a discapacitados o a trabajadores que tengan cónyuge o hijos con discapacidad, dependientes suyos, se deducirán con el 150% adicional. (ECUADOR, 2004)

.../”

El Petroecuador

Gerencia de Gas Natural -GAS-

La Gerencia se creó el 15 de septiembre de 2010, mediante una resolución que modificó el orgánico funcional de EP PETROECUADOR.

Tiene a su cargo desarrollar la exploración del gas natural, garantizando el abastecimiento del mercado interno y la apertura de nuevos mercados, generando mayor valor para beneficio de los ecuatorianos.

Decreto Supremo No. 2967

Art. 3.- (Transporte, refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos). El transporte de hidrocarburos por oleoductos, poliductos y gasoductos, su refinación, industrialización, almacenamiento y comercialización, serán realizados por PETROECUADOR según se establece en el segundo inciso de este artículo, o por empresas nacionales o extranjeras de reconocida competencia en esas actividades, legalmente establecidas en el país, asumiendo la responsabilidad y riesgos exclusivos de su inversión y sin comprometer recursos públicos, según se prevé en el tercer inciso de este artículo.

Cuando PETROECUADOR realice las actividades previstas en el inciso anterior, podrá hacerlas directamente o delegarlas celebrando contratos de asociación, consorcios, de operación o mediante otras formas contractuales vigentes en la Legislación Ecuatoriana. También podrá constituir compañías de economía mixta. La adjudicación de estos contratos se sujetará a los procedimientos de licitación previstos en el art. 19 de esta Ley. La delegación por parte de

PETROECUADOR en ningún caso implicará transferencia de dominio de los bienes e instalaciones que en la actualidad son de PETROECUADOR o sus filiales.

Cuando las actividades previstas en el primer inciso de este artículo sean realizadas en el futuro por empresas privadas que tengan o no contratos suscritos de exploración y explotación de hidrocarburos, éstas asumirán la responsabilidad y riesgo exclusivo de la inversión sin comprometer recursos públicos, y podrán hacerlo previa autorización directa expedida por el Presidente de la República, mediante Decreto Ejecutivo, previo el informe del Ministro del ramo, de conformidad con el artículo 7 de esta Ley, autorizándolas a ejecutar cualquiera de esas actividades.

Estas empresas también podrán ser autorizadas a realizar actividades de transporte por ductos, construyéndolos u operándolos a través de compañías relacionadas por sí solas o en asociación con compañías especializadas en tales actividades. En el caso de ductos principales privados para el transporte de hidrocarburos, por tratarse de un servicio público, el Ministro del ramo, previa autorización del Presidente de la República y contando con el informe favorable del Procurador General del Estado, celebrará con la empresa o consorcio autorizados, el respectivo contrato que regulará los términos y condiciones bajo los cuales podrá construir y operar tales ductos principales privados.

Art. 34.- (Utilización del gas natural). El gas natural que se obtenga en la explotación de yacimientos petrolíferos pertenece al Estado, y sólo podrá ser utilizado por los contratistas o asociados en las cantidades que sean necesarias para operaciones de explotación y transporte, o para reinyección a yacimientos, previa autorización del Ministerio del Ramo.

En yacimientos de condensado o de elevada relación gas-petróleo, el Ministerio del Ramo podrá exigir la recirculación del gas.

De las normas glosadas en el párrafo anterior se puede concluir que el gas es un producto que puede ser utilizado a través de diversas operaciones, por tanto, el gas reinyectado que se almacene para utilizado posteriormente debe ser reconocido como una existencia.

Venezuela

La Ley del Impuesto sobre la Renta en Venezuela establece lo siguiente:

Título II - Capítulo I : de la determinación del enriquecimiento neto

...”/De los Ingresos Brutos

Artículo 15. A los fines de la determinación de los enriquecimientos exentos del impuesto sobre la renta, se aplicarán las normas de esta Ley, determinantes de los ingresos, costos y deducciones de los enriquecimientos gravables.

Los costos y deducciones comunes aplicables a los ingresos cuyas rentas resulten gravables o exentas, se distribuirán en forma proporcional.

Artículo 16. El ingreso bruto global de los contribuyentes, a que se refiere el artículo 7 de esta Ley, estará constituido por el monto de las ventas de bienes y servicios en general, de los arrendamientos y de cualesquiera otros proventos, regulares o accidentales, tales como los producidos por el trabajo bajo relación de dependencia o por el libre

ejercicio de profesiones no mercantiles y los provenientes de regalías o participaciones análogas, salvo lo que en contrario establezca la Ley.

A los fines de la determinación del monto del ingreso bruto de fuente extranjera, deberá aplicarse el tipo de cambio promedio del ejercicio fiscal en el país, conforme a la metodología empleada por el Banco Central de Venezuela.

Parágrafo Primero: Se consideran también ventas las exportaciones de bienes de cualquier clase, sean cultivados, extraídos, producidos o adquiridos para ser vendidos, salvo prueba en contrario y conforme a las normas que establezca el Reglamento.

Parágrafo Segundo: Los ingresos obtenidos a título de gastos de representación por Gerentes, Directores, Administradores o cualquier otro empleado que por la naturaleza de sus funciones deba realizar gastos en representación de la empresa, se excluirán a los fines de la determinación del ingreso bruto global de aquéllos, siempre y cuando dichos gastos estén individualmente soportados por los comprobantes respectivos y sean calificables como normales y necesarios para las actividades de la empresa pagadora.

Parágrafo Tercero: En los casos de ventas de inmuebles a crédito, los ingresos brutos estarán constituidos por el monto de la cantidad percibida en el ejercicio gravable por tales conceptos.

Parágrafo Cuarto: Los viáticos obtenidos como consecuencia de la prestación de servicios personales bajo relación de dependencia, se excluirán a los fines de la determinación del ingreso bruto global a que se refiere el encabezamiento de este artículo siempre y cuando el gasto esté individualmente soportado con el comprobante respectivo y sea normal y necesario.

También se excluirán del ingreso bruto global los enriquecimientos sujetos a impuestos proporcionales.

Parágrafo Quinto: Para efectos tributarios, se considerará que, además de los derechos y obligaciones de las sociedades fusionadas, subsistirán en cabeza de la sociedad resultante de la fusión, cualquier beneficio o responsabilidad de tipo tributario que corresponda a las sociedades fusionadas. .../”

...”/Ley del impuesto sobre la renta de Venezuela - Capítulo II: de los costos y de la renta bruta

Artículo 21. La renta bruta proveniente de la venta de bienes y servicios en general y de cualquier otra actividad económica, se determinará restando de los ingresos brutos computables señalados en el Capítulo I del presente Título, los costos de los productos enajenados y de los servicios prestados en el país, salvo que la naturaleza de las actividades exija la aplicación de otros procedimientos, para cuyos casos esta misma ley establece las normas de determinación.

La renta bruta de fuente extranjera se determinará restando de los ingresos brutos de fuente extranjera, los costos imputables a dichos ingresos.

Artículo 22. Los contribuyentes, personas naturales, que conforme a lo establecido en el parágrafo primero del artículo 17 de esta Ley, sólo estén obligados a computar dentro de sus ingresos brutos una parte del ingreso derivado de la enajenación del inmueble que le haya servido de vivienda principal, reducirán sus costos por estos conceptos en una proporción igual a la aplicable a los ingresos de acuerdo con lo previsto en el citado parágrafo.

Artículo 23. A los efectos del artículo 21 de esta Ley se consideran realizados en el país:

- a. El costo de adquisición de los bienes destinados a ser revendidos o transformados en el país, así como el costo de los materiales y de otros bienes destinados a la producción de la renta.
- b. Las comisiones usuales, siempre que no sean cantidades fijas sino porcentajes normales, calculados sobre el precio de la mercancía, que sean cobradas exclusivamente por las gestiones relativas a la adquisición de bienes.
- c. Los gastos de transporte y seguro de los bienes invertidos en la producción de la renta.

Parágrafo Primero: El costo de los bienes será el que conste en las facturas emanadas directamente del vendedor, siempre que los precios no sean mayores que los normales en el mercado. Para ser aceptadas como prueba de costo, en las facturas deberá aparecer el número de Registro de Información Fiscal (RIF) del vendedor, salvo cuando se trate de compras realizadas por el contribuyente en el exterior, en cuyo caso, deberá acompañarse de la factura correspondiente. No constituirán prueba de costo, las notas de débito de empresas filiales, cuando no estén amparadas por los documentos originales del vendedor.

.../”

Ley del Impuesto Sobre la Renta de Venezuela - Capítulo III: De las Deducciones y del Enriquecimiento Neto

Artículo 27. Para obtener el enriquecimiento neto global se harán de la renta bruta las deducciones que se expresan a continuación, las cuales, salvo disposición en contrario, deberán corresponder a

egresos causados no imputables al costo, normales y necesarios, hechos en el país con el objeto de producir el enriquecimiento:

1. Los sueldos, salarios, emolumentos, dietas, pensiones, obvenciones, comisiones y demás remuneraciones similares, por servicios prestados al contribuyente, así como los egresos por concepto de servicios profesionales no mercantiles recibidos en el ejercicio.
2. Los intereses de los capitales tomados en préstamo e invertidos en la producción de la renta.
3. Los tributos pagados por razón de actividades económicas o de bienes productores de renta, con excepción de los tributos autorizados por esta ley. En los casos de los impuestos al consumo y cuando conforme a las leyes respectivas el contribuyente no lo pueda trasladar como impuesto ni tampoco le sea reembolsable, será imputable por el contribuyente como elemento del costo del bien o del servicio.
4. Las indemnizaciones correspondientes a los trabajadores con ocasión del trabajo, determinadas conforme a la Ley o a contratos de trabajo.
5. Una cantidad razonable para atender la depreciación de activos permanentes y la amortización del costo de otros elementos invertidos en la producción de la renta, siempre que dichos bienes estén situados en el país y tal deducción no se haya imputado al costo. Para el cálculo de la depreciación podrán agruparse bienes afines de una misma duración probable. El Reglamento podrá fijar, mediante tablas, las bases para determinar las alícuotas de depreciación o amortización aplicables.

6. Las pérdidas sufridas en los bienes destinados a la producción de la renta y no compensadas por seguros u otras indemnizaciones cuando dichas pérdidas no sean imputables al costo.
7. Los gastos de traslado de nuevos empleados, incluidos los del cónyuge e hijos menores, desde el último puerto de embarque hasta la República Bolivariana de Venezuela, y los de regreso, salvo cuando sean transferidos a una empresa matriz, filial o conexas.
8. Las pérdidas por deudas incobrables cuando reúnan las condiciones siguientes:
 - a. Que las deudas provengan de operaciones propias del negocio.
 - b. Que su monto se haya tomado en cuenta para computar la renta bruta declarada, salvo en los casos de pérdidas de capitales dados en préstamo por instituciones de crédito, o de pérdidas provenientes de préstamos concedidos por las empresas a sus trabajadores.
 - c. Que se hayan descargado en el año gravable, en razón de insolvencia del deudor y de sus fiadores o porque su monto no justifique los gastos de cobranza.
9. Las reservas que la ley impone hacer a las empresas de seguros y de capitalización.
10. El costo de las construcciones que deban hacer los contribuyentes en acatamiento de la Ley Orgánica del Trabajo o de disposiciones sanitarias.
11. Los gastos de administración y conservación realmente pagados de los inmuebles dados en arrendamiento, siempre que el

contribuyente suministre en su declaración de rentas los datos requeridos para fines de control fiscal.

12. Los cánones o cuotas correspondientes al arrendamiento de bienes destinados a la producción de la renta.
13. Los gastos de transporte, causados o pagados dentro del ejercicio gravable, realizados en beneficio del contribuyente pagador, con el objeto de producir la renta.
14. Las comisiones a intermediarios en la enajenación de bienes inmuebles.
15. Los derechos de exhibición de películas y similares para el cine o la televisión.
16. Las regalías y demás participaciones análogas, así como las remuneraciones, honorarios y pagos análogos por asistencia técnica o servicios tecnológicos utilizados en el país.
17. Los gastos de reparaciones ordinarias de bienes destinados a la producción de la renta.
18. Las primas de seguro que cubran los riesgos a que están expuestos los bienes y personas distintas del contribuyente, considerado individualmente, empleados en la producción de la renta y los demás riesgos que corra el negocio en razón de esos bienes, o por la acción u omisión de esas personas, tales como los de incendios y riesgos conexos, los de responsabilidad civil, los relativos al personal con ocasión del trabajo y los que amparen a dicho personal conforme a contratos colectivos de trabajo.

19. Los gastos de publicidad y propaganda causados o pagados dentro del ejercicio gravable, realizados en beneficio del propio contribuyente pagador.
20. Los gastos de investigación y desarrollo efectivamente pagados dentro del ejercicio gravable, realizados en beneficio del propio contribuyente pagador.
21. Los pagos hechos por las empresas a sus directores, gerentes, administradores u otros empleados como reembolso de gastos de representación, siempre que dichos gastos estén individualmente soportados por los comprobantes respectivos y sean realizados en beneficio de la empresa pagadora.
22. Todos los demás gastos causados o pagados, según el caso, normales y necesarios, hechos en el país con el objeto de producir la renta.

(TRIBUTARIA, 2007)...”

2.3 Definiciones conceptuales

Para el presente estudio se definieron los siguientes términos que se consideran relevantes en la presente investigación:

Concesión

Derecho que otorga el Estado a una persona natural o jurídica para prestar el servicio de Transporte de Hidrocarburos por Ductos o de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, incluyendo el derecho de utilizar los Bienes de la Concesión para la prestación de dicho servicio.

Condensados

Son los Hidrocarburos Líquidos formados por la condensación de los Hidrocarburos separados del Gas Natural, debido a cambios en la presión y

temperatura cuando es producido de los reservorios, o proveniente de una o más etapas de compresión de Gas Natural. Permanece líquido a la temperatura y presión atmosférica.

Contratista

El artículo 9 de la Ley N° 26221 determina que comprende tanto al Contratista de los Contratos de Servicios, como al licenciataria de los Contratos de Licencia a menos que se precise lo contrario.

Principio del devengado

Con el fin de cumplir sus objetivos los estados financieros se preparan sobre la base de la acumulación o del devengo contable. Según esta base, los efectos de las transacciones y demás sucesos se reconocen cuando ocurren (y no cuando se recibe o paga dinero u otro equivalente al efectivo), asimismo se registran en los libros contables y se informa sobre ellos en los estados financieros de los periodos con los cuales se relacionan. Los estados financieros elaborados sobre la base de acumulación o del devengo contable informan a los usuarios no sólo de las transacciones pasadas que suponen cobros o pagos en dinero, sino también de las obligaciones de pago en el futuro y de los recursos que representan efectivo a cobrar en el futuro. Por todo lo anterior, tales estados suministran el tipo de información, acerca de las transacciones y otros sucesos pasados, que resulta más útil a los usuarios al tomar decisiones económicas¹⁷.

Principio de causalidad

Es la relación existente entre un hecho (gasto o costo) y su efecto deseado o finalidad, la cual es la generación de rentas gravadas o el mantenimiento de la fuente.

¹⁷ Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Contabilidad – NICs párrafo 22.

Gastos

La definición de gastos incluye tanto las pérdidas como los gastos que surgen en las actividades ordinarias de la empresa. Entre los gastos de la actividad ordinaria se encuentran, por ejemplo, el costos de las ventas, los salarios y la depreciación. Usualmente, los gastos toman la forma de una salida o depreciación de activos, tales como efectivo y otras partidas equivalentes al efectivo, inventarios o propiedades, planta y equipo¹⁸.

Gastos deducibles

El gasto deducible debe tener como objeto o finalidad la generación de ingresos gravados como renta de la tercera categoría; en ese sentido, son aquellos gastos en que incurre una empresa para determinar la renta neta empresarial y cuya deducción es admitida tributariamente para la determinación de la renta neta.

Rentas de la tercera categoría

Son rentas de la tercera categoría, entre otras:

.../

Las derivadas del comercio, la industria o minería; de la explotación agropecuaria, forestal pesquera o de otros recursos naturales; de la prestación de servicios comerciales, industriales o de índole similar, como transportes, comunicaciones, sanatorios, hoteles, depósitos, garajes, reparaciones, construcciones, bancos, financieras, seguros, fianzas y capitalización; y en general, de cualquier otra actividad que constituya negocio habitual de compra o producción y venta, permuta o disposición de bienes¹⁹.
.../

Elusión tributaria:

Consiste en pagar menos impuestos al debido, utilizando los vacíos legales que existen en las normas tributarias.

¹⁸ Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Contabilidad – NICs párrafo 78.

¹⁹ Literal a) del artículo 37° de la LIR.

Ejercicio gravable

Es el período durante el cual se imputan las rentas y los gastos que se devengan, en el caso Peruano, comienza el 1° de enero de cada año y finaliza el 31 de diciembre, debiendo coincidir en todos los casos el ejercicio comercial con el ejercicio gravable, sin excepción.

Renta Neta Empresarial (Renta Neta Imponible)

Es el resultado que se obtiene como consecuencia de restar de la renta bruta los gastos deducibles, así como las pérdidas arrastrables de ejercicios anteriores de corresponder; sobre la cual se aplicará la alícuota (tasa) correspondiente para determinar el impuesto a la renta empresarial.

Desperdicio

Es el ineficiente, excesivo, uso impropio o la innecesaria disipación de la energía de un Reservorio; así como la inapropiada ubicación, espaciamiento, perforación, equipamiento, operación o producción de Hidrocarburos de modo tal que dé como resultado la reducción de los volúmenes de Hidrocarburos a ser recuperados de un Reservorio.

Planta de procesamiento de hidrocarburos

Término general para aquellas instalaciones industriales que transforman Hidrocarburos en sus derivados, que pueden ser combustibles o no combustibles.

Sistema de recolección y reinyección

En la Explotación de Hidrocarburos, es el conjunto de tuberías, equipos e instalaciones usados por el Contratista para recolectar y transportar los Hidrocarburos producidos por el mismo hasta el Punto de Recepción o el punto de fiscalización; o para fines de reinyección a los yacimientos.

Usufructo

Derecho a disfrutar bienes ajenos con la obligación de conservarlos, salvo que la ley autorice otra cosa. Utilidades, frutos o provechos que se sacan de cualquier cosa.

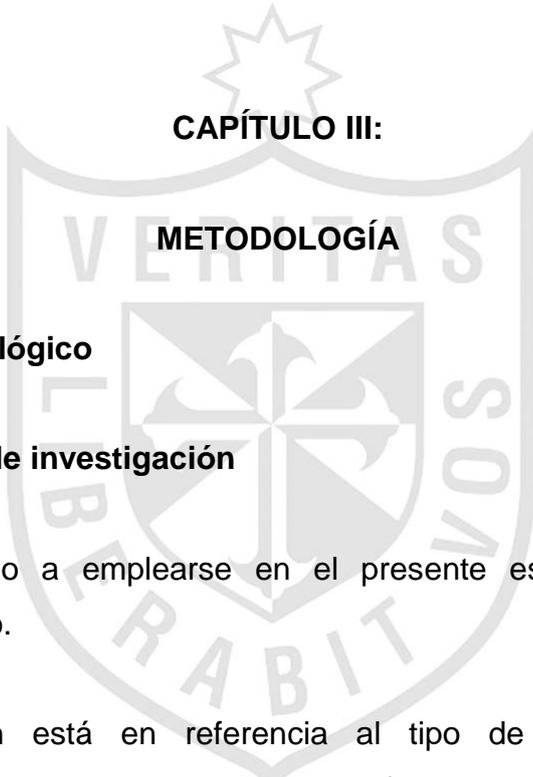
2.4 Formulación de la hipótesis

2.4.1 Hipótesis general

Determinación incorrecta del Impuesto a la Renta, debido a que a Ley del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos no han establecido si el costo del gas reinyectado, debe ser reconocido como parte del valor de la existencia o como gasto.

2.4.2 Hipótesis específicas

- a) La legislación del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos, no han establecido el tratamiento que se le debe otorgar al gas natural seco reinyectado cuando haya sido medido; que posteriormente será comercializado, generando una distorsión en la determinación de la renta bruta y la utilidad bruta.
- b) La legislación del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos, no han establecido el tratamiento que se le debe otorgar a los costos de separación incurridos para obtener el gas natural seco reinyectado cuando haya sido medido y que posteriormente será comercializado, generando una distorsión en la determinación de la renta neta, base para el cálculo del Impuesto a la Renta y la utilidad neta.



CAPÍTULO III:

METODOLOGÍA

3.1 Diseño metodológico

3.1.1 Método de investigación

El método a emplearse en el presente estudio es de carácter cualitativo.

La razón está en referencia al tipo de análisis de carácter interpretativo sobre la naturaleza financiera del gas natural seco reinyectado y sus costos de separación, lo que permitirá una tipología adecuada en relación a su reconocimiento en los Estados Financieros y la determinación del Impuesto a la Renta.

3.1.2 Tipo de investigación

Será de carácter descriptivo y correlacional, por cuanto se va a establecer mediante la normativa contable y tributaria la relación del Reconocimiento del Gas Natural Seco Reinyectado en los Estado

Financieros como un activo y en consecuencia su incidencia en el Impuesto a la Renta.

3.1.3 Dimensiones de la investigación

Por el tiempo y período de estudio, este tendrá las siguientes dimensiones:

Longitudinal: El período de estudio será entre junio 2013 y junio 2014.

Retrospectivo: Porque se analiza el período señalado.

Social: Se evaluará el tratamiento de reinyección de gas natural seco. En las empresas como sujetos de estudio.

Espacial: Se realizará en el Perú en las localidades dónde se realiza la explotación de gas y con los países de Sudamérica se que tienen empresas que se dedican a la explotación de gas.

3.2. Población y muestra

3.2.1 Población

En el presente tema de investigación la población se refiere al universo de contribuyentes que pertenecen al Sector Hidrocarburos que equivalen a 648.

3.2.2 Muestra

Para la determinación de la muestra se utilizaron los valores del universo de contribuyentes mencionado en el párrafo anterior,

determinándose una muestra de 84 contribuyentes. Aplicándose la siguiente fórmula:

$$n = \frac{K^2 * p * q * N}{(e^2 * (N - 1)) + K^2 * p * q} =$$

En donde, *n*: tamaño de la muestra, *N*: población, *K*: nivel de confianza, *p*: probabilidad de aciertos o éxitos, *q*: probabilidad de desaciertos y *e*: error muestral deseado.

Para realizar el cálculo consideramos un nivel de confianza *K*= 95%, un error muestral *e*=10%, probabilidad *p*= 0.5 y probabilidad *q*= 0.5.

$$\frac{3.84 * 0.5 * 0.50 * 648.00}{0.01 * (648 - 1)) + 3.84 * 0.5 * 0.5} = \frac{622.34}{7.43} = 84$$

3.3 Operacionalización de variables

VARIABLE INDEPENDIENTE	DIMENSION	INDICADORES	ESCALA DE MEDICION
<i>Legislación del Impuesto a la Renta</i>	<i>Tratamiento Legal del Gas</i>	<i>Alcance Normativo en el Reconocimiento del Costo (Existencia) O Gasto</i>	<i>Su Aplicación o No</i>
<i>Ley General de Hidrocarburos</i>	<i>Estudio Comparativo del Tratamiento Legal del Gas en los Países analizados</i>	<i>Sistemas de Almacenamiento de Gas</i>	<i>Costo de almacenamiento y reconocimiento como existencia</i>
VARIABLE DEPENDIENTE	DIMENSION	INDICADORES	ESCALA DE MEDICION
<i>Determinación de la Renta Bruta</i>	<i>Determinación de la Renta Neta</i>	<i>Tasa del Impuesto a La Renta</i>	<i>Análisis tendencial del pago del Impuesto a la Renta</i>

3.4 Técnicas e Instrumentos de recolección de datos

Para la presente tesis se utilizó como instrumento de recolección de datos la información documental y la investigación de campo:

Técnicas para la obtención de información documental

Se utilizó el material doctrinario, normas tributarias y contables; así como legislación comparada y análisis jurisprudencial; de la misma manera, la simulación de los Estados Financieros de las empresas.

Técnicas para la investigación de campo

Se realizaron encuestas a un número de 84 profesionales especialistas en temas tributarios y de separación de gas, con la finalidad de tomar conocimiento del proceso del gas y el reconocimiento del costo.

3.5 Técnicas para el procesamiento de la información

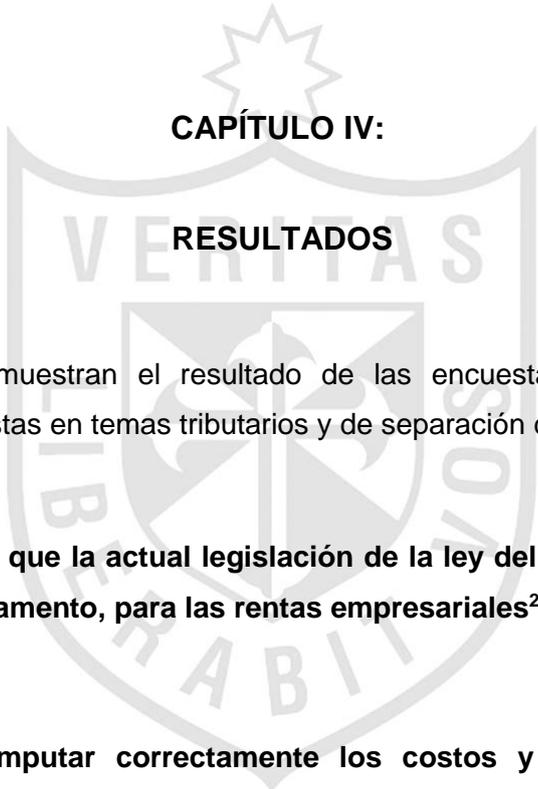
El procesamiento de la información se efectuó mediante el análisis cualitativo de la información doctrinal y financiera.

3.6 Aspectos éticos

Desde el punto de vista ético se deben establecer principios que contribuyan con el desarrollo de la legislación tributaria y la normatividad contable, con la finalidad de establecer un tratamiento adecuado a las transacciones financieras que tienen incidencia tributaria. En la elaboración de la presente tesis se han considerado los principios éticos, que se detallan a continuación:

- El respeto a los derechos de propiedad intelectual, mediante el cual se ha referenciado y citado apropiadamente todas las fuentes bibliográficas utilizadas en la elaboración de la presente tesis.
- La producción responsable de la investigación, es decir, la autoría consiente de la tesis.

En consecuencia, la presente tesis se ha elaborado con originalidad, honestidad intelectual y respetando la autoría de las fuentes de información consultadas o utilizadas en su elaboración.



CAPÍTULO IV:

RESULTADOS

En este capítulo se muestran el resultado de las encuestas realizadas a los 84 profesionales especialistas en temas tributarios y de separación de gas.

I. Considera usted que la actual legislación de la ley del impuesto a la renta en el Perú y su reglamento, para las rentas empresariales²⁰:

1) ¿Permite imputar correctamente los costos y gastos de la tercera categoría?

El 73.84% de los encuestados (total y parcialmente de acuerdo), considera que la Ley del Impuesto a la Renta permite imputar de manera correcta la Renta Neta Empresarial. (Ver Cuadro N° 01, página 211 y Gráfico N° 09, página 217)

²⁰ Vigente a partir del ejercicio fiscal 2009 en adelante

- 2) ¿Contienen una definición de los costos vinculados a la separación del gas que deben ser atribuidos a la determinación de las rentas de la tercera categoría?**

El 72.62% de los encuestados (total y parcialmente en desacuerdo), considera que la Ley del Impuesto a la Renta contienen una definición de los costos vinculados a la separación del gas que deben ser atribuidos a la determinación de las rentas de la tercera categoría. (Ver Cuadro N° 2 página 211 y Gráfico N° 10 página 218)

- 3) ¿Considera usted que para la determinación de los costos y gastos incurridos en las actividades empresariales debemos recurrir a las normas contables?**

El 72.62% de los encuestados (total y parcialmente de acuerdo), considera que para la determinación de los costos y gastos incurridos en las actividades empresariales debemos recurrir a las normas contables. (Ver Cuadro N° 3 página 211 y Gráfico N° 11 página 218)

- 4) ¿Sabe usted que es el gas natural seco y en que consiste el procedimiento de extracción del mismo?**

El 66.67% de los encuestados si sabe que es el gas natural seco y en qué consiste el procedimiento de extracción del mismo. (Ver Cuadro N° 4 página 212 y Gráfico N° 12 página 218)

- 5) ¿Sabe usted que son los condensados de gas y en que consiste el procedimiento de extracción del mismo?**

El 66.67% de los encuestados si sabe que es los condensados de gas y en qué consiste el procedimiento de extracción del mismo. (Ver cuadro N° 5 página 212 y Gráfico N° 13 página 219).

- 6) ¿Conoce usted como se realiza el proceso de separación del gas natural seco y los condensados de gas natural?**

El 66.67% de los encuestados si conoce como se realiza el proceso de separación del gas natural seco y los condensados de gas natural. (Ver cuadro N° 6 página 212 y Gráfico N° 14 página 219).

7) ¿Conoce usted como se realiza el proceso de reinyección de gas natural seco que extrae del pozo?

El 66.67% de los encuestados si sabe que es los condensados de gas y en qué consiste el procedimiento de extracción del mismo. (Ver cuadro N° 7 página 212 y Gráfico N° 15 página 219).

8) ¿El gas natural seco que se obtiene luego del proceso de separación cuando se reinyecta retorna al mismo pozo del que se extrajo?

El 78.57% de los encuestados (total y parcialmente en desacuerdo), considera que el gas natural seco que se obtiene luego del proceso de separación cuando se reinyecta retorna al mismo pozo del que se extrajo. (Ver cuadro N° 8 página 213 y Gráfico N° 16 página 220).

9) ¿La ley del impuesto a la renta señala que los costos de separación de gas natural seco que se reinyecta al pozo, se deben atribuir al gas reinyectado?

El 70.24% de los encuestados (total y parcialmente en desacuerdo), considera que la Ley del Impuesto a la Renta señala que los costos de separación de gas natural seco que se reinyecta al pozo, se deben atribuir al gas reinyectado. (Ver cuadro N° 9 página 213 y Gráfico N° 17 página 220).

10) ¿La ley general de hidrocarburos señala que los costos de separación de gas natural seco que se reinyecta al pozo, se deben atribuir al gas reinyectado?

El 88.10% de los encuestados (total y parcialmente en desacuerdo), considera que la Ley General de Hidrocarburos señala que los costos de separación de gas natural seco que se reinyecta al pozo, se deben atribuir al gas reinyectado. (Ver cuadro N° 10 página 213 y Gráfico N° 18 página 220).

Asimismo, en este capítulo se debe mostrar la comprobación de hipótesis que se realiza de la siguiente manera estableciendo la relación entre las dos variables y determinando la validez de la misma.

Contratación de hipótesis correlacional

Los Estados Financieros que a continuación se muestran han sido extraídos de la página web de SMV²¹; en ellos se observa cómo afecta el reconocimiento del gas reinyectado en la determinación del Impuesto a la Renta, generando un mayor pago de impuesto o una disminución de la pérdida financiera, pero el nombre de la empresa no se revela por temas de reserva.

Se asume que la empresa posee en gas en líneas de transferencias equivalente a 52.517 MMBTU a un valor a boca de pozo que asciende a US\$ 1.80, que genera un resultado del ejercicio equivalente a 94.53 (miles de dólares), tal como se muestra en el resultado del ejercicio correspondiente al ejercicio 2013 (1).

Sin embargo, del ejemplo planteado podemos concluir que, nuestro resultado del ejercicio será igual a cero y por tanto, no tendremos renta neta imponible a declarar, sino incluimos como existencia el gas en líneas de transferencias.

²¹ Recuperado el 11 de junio de 2011 de www.conasev.gob.pe

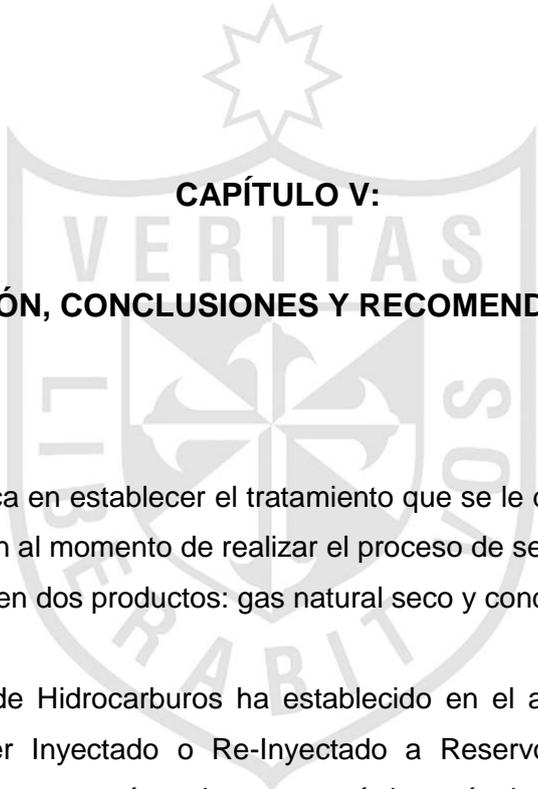
EXPLORACION DE GAS S.A.

Estado de Situación Financiera - Al 31 de Diciembre de 2013 y 2013 (en miles de dólares)

Cuenta	2013	2013(1)
Activos		
Activos Corrientes		
1D0109-Efectivo y Equivalentes al Efectivo	29,234.00	29,234.00
1D0103-Cuentas por Cobrar Comerciales (neto)	22,657.00	22,657.00
1D0105-Otras Cuentas por Cobrar (neto)	27,718.00	27,718.00
1D0104-Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	842.00	842.00
1D0106-Inventarios	15,537.00	15,631.53
1D0107-Gastos Pagados por Anticipado	1,154.00	1,154.00
1D01ST-Total Activos Corrientes	97,142.00	97,236.53
Activos No Corrientes		
1D0205-Propiedades, Planta y Equipo (neto)	359,401.00	359,401.00
1D0208-Otros Activos	8,971.00	8,971.00
1D02ST-Total Activos No Corrientes	368,372.00	368,372.00
1D020T-TOTAL DE ACTIVOS	465,514.00	465,608.53
-Pasivos y Patrimonio		
-Pasivos Corrientes		
1D0309-Otros Pasivos Financieros	38,818.00	38,818.00
1D0302-Cuentas por Pagar Comerciales	28,441.00	28,441.00
1D0303-Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	610.00	610.00
1D0311-Pasivos por Impuestos a las Ganancias	19,317.00	19,317.00
1D0314-Otros Pasivos	8,703.00	8,703.00
1D03ST-Total Pasivos Corrientes	95,889.00	95,889.00
-Pasivos No Corrientes		
1D0401-Otros Pasivos Financieros	168,105.00	168,105.00
1D0404-Pasivos por Impuestos a las Ganancias Diferidos	63,297.00	63,297.00
1D0406-Provisiones	621.00	621.00
1D04ST-Total Pasivos No Corrientes	232,023.00	232,023.00
1D040T-Total Pasivos	327,912.00	327,912.00
-Patrimonio		
1D0701-Capital Emitido	50,183.00	50,183.00
1D0712-Otras Reservas de Capital	10,037.00	10,037.00
1D0707-Resultados Acumulados	77,382.00	77,382.00
1D0707-Resultados del Ejercicio	0.00	94.53
1D07ST-Total Patrimonio	137,602.00	137,602.00
1D070T-TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	465,514.00	465,514.00

IMPUESTO A LA RENTA

RENTA NETA IMPONIBLE	0.00	94.53
TASA	30%	30%
IMPUESTO A LA RENTA	0.00	28.36



CAPÍTULO V:
DISCUSIÓN, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Discusión

La discusión radica en establecer el tratamiento que se le debe otorgar a los costos en que se incurren al momento de realizar el proceso de separación del gas natural, del cual se obtienen dos productos: gas natural seco y condensado de gas.

La Ley General de Hidrocarburos ha establecido en el artículo 244° que el Gas Natural podrá ser Inyectado o Re-Inyectado a Reservorios propios o de otro Contratista siempre que reúnan las características técnicas adecuadas para cada caso y las Operaciones de Inyección o Re-inyección podrán hacerse incluso luego de haberse extraído del Gas Natural los líquidos que pudiera contener y para cualquiera de los siguientes usos específicos:

- a) Mantenimiento de la presión de estos Reservorios.
- b) Permitir la recuperación secundaria de estos Reservorios.
- c) Almacenamiento del Gas Natural que en el momento de su producción no tenga uso comercial.
- d) Para cualquier otro uso que constituya práctica en la industria petrolera.

Los programas de venteo y/o quemado realizados de acuerdo a la capacidad productiva de cada batería, serán presentados a PERUPETRO, para su aprobación. Estos programas a su vez deben ser comunicados a OSINERG.

Asimismo, la Ley General de Hidrocarburos en su artículo 48 que los Contratistas estarán sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta a las normas específicas que en esta Ley se establecen y se regirán por el régimen aplicable vigente al momento de la celebración del Contrato. En los contratos se especificará en forma referencial o expresa a criterio de las partes el régimen vigente aplicable. Y que cuando los Contratistas sean sucursales de empresas constituidas en el exterior, el Impuesto a la Renta recaerá únicamente sobre sus rentas gravadas de fuente peruana.

Además, deberá entenderse que si los Contratistas obtienen adicionalmente rentas por actividades que se llevan a cabo parte en el país y parte en el extranjero sólo respecto de estas rentas es aplicable el régimen previsto en el segundo párrafo del inciso e) del Artículo 51 de la Ley N° 25751 - Ley del Impuesto a la Renta. 2

Por su lado el Capítulo II del Impuesto a la Renta del Reglamento de la Garantía de Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos DECRETO SUPREMO N° 32-95-EF, ha señalado en su artículo que para determinar la base imponible y el monto del Impuesto a la Renta, será de aplicación lo siguiente:

- a) El Contratista estará obligado a determinar en forma separada y por cada Contrato la base imponible y el monto del tributo.
- b) Cuando el Contratista realice Actividades Relacionadas, estará obligado a determinar en forma separada y por actividad la base imponible y el monto del tributo.

El tributo correspondiente será determinado conforme a las normas del Impuesto a la Renta, aplicables en cada caso.

Partiendo de lo señalado en los párrafos anteriores, podemos concluir que el contratista tiene la facultad de reinyectar el gas al pozo; sin embargo, cuando se realiza el proceso de separación de gas natural en gas natural seco y condensados

de gas, se incurre en costos de separación, los cuales deben ser atribuidos a los productos obtenidos en forma proporcional en aquellos casos en los cuales ambos productos puedan ser comercializados o almacenados como una existencia; sin embargo, en el caso que al producirse el proceso de separación se obtenga un solo producto, tal como los condensados de gas, se deberá verificar que el gas natural seco extraído que se reinyecta en el pozo, pueda ser almacenado y se considere existencia. Por tanto, los costos de separación serán atribuidos a ambos productos extraídos.

5.2. Conclusiones

- a) Las existencias tales como el gas natural seco obtenido del pozo son elementos tangibles que las empresas poseen y almacenan para venderlas (en el corto plazo) en el ámbito del giro del negocio.
- b) El gas natural que se encuentra en el pozo constituye una materia prima de la cual se extraen dos productos: condensados de gas y gas natural seco; en caso no sea posible la comercialización de ambos productos, la entidades deberán evaluar si ambos productos se pueden almacenar para otorgarles el tratamiento contable de existencia.
- c) Los costos de separación del gas en que se incurren para obtener: gases naturales secos y condensados de gas deben atribuirse a los productos extraídos de manera proporcional a las unidades producidas.
- d) El gas natural seco que se reinyecta en el pozo, porque no puede ser comercializado constituye una existencia, en aquellos casos en que se pueda identificar la cantidad reinyectada y si regresa al pozo del mismo contratista que lo extrajo.
- e) La legislación peruana debería establecer los niveles máximos de gas natural que se deben extraer y la diferencia debe ser reinyectada pero en pozos como un almacén, tal cual sucede en otros países.

- f) La Norma Internacional de Información Financiera 6 (en adelante NIIF 6) tiene como objetivo especificar la información financiera relativa a la exploración y evaluación de recursos minerales, pero no describe el tratamiento contable que se le debe otorgar a las operaciones realizadas en el Sector Hidrocarburos, tal cual se establece en la FASB 19 denominada Contabilidad y Reporte de Petróleo y Gas.

5.3. Recomendaciones

- a) Las entidades deben evaluar si la producción realizada o los bienes adquiridos representan elementos tangibles que las empresas poseen y almacenan para venderlas (en el corto plazo) en el ámbito del giro del negocio y por tanto, califican como existencias.
- b) Las entidades supervisoras deberían establecer el tratamiento contable que se les debe otorgar al gas natural seco reinyectado, que no puede ser comercializado.
- c) Las entidades deberán atribuir los costos de separación del gas al producto que se obtenga para ser comercializado según señala la teoría de atribución de costos conjuntos.
- d) Las entidades supervisoras deberán controlar que si el gas natural seco que se reinyecta en el pozo, porque no puede ser comercializado constituye una existencia.
- e) El control de los pozos utilizados como un almacén de gas natural seco podría estar a cargo de PERUPETRO.
- f) Las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF) deberían incorporar una NIIF que describa el tratamiento contable que se le debe otorgar a las operaciones realizadas en el Sector Hidrocarburos.

FUENTES DE INFORMACIÓN

Referencias bibliográficas

BRAVO CUCCI, Jorge. Fundamentos de Derecho Tributario. Lima, Editorial Palestra, 2003, 1ra. Edición, p. 152.

GARCIA BELSUNCE, H. (1967). EL CONCEPTO DEL REDITO EN LA DOCTRINA Y EN EL DERECHO TRIBUTARIO. ESPAÑA: DEPALMA.

GARCIA MULLIN, Roque. Impuesto sobre la Renta: Teoría y Técnica del Impuesto. Centro Interamericano de Estudios Tributarios (CIET) Organización de Estados Americanos. Buenos Aires 1978.

GARCIA BUENO, M. C. El Principio de Capacidad Contributiva como criterio esencial para una reforma Tributaria. EN g. b. Cesar. Salamanca, España: bibliojuridica.org.

HERNANDEZ, J. C. (MAYO de 2006). Tesis: Planificación y Control de gastos: Gastos indirectos de fabricación, costos de calidad del producto y gastos de distribución y de administración.

HORNGREN, C. T., DATAR, S. M., & FOSTER, G. (2007). CONTABILIDAD DE COSTOS UN ENFOQUE GERENCIAL. MEXICO: PEARSON EDUCACION.

PABON BARAJAS, H. (2012). FUNDAMENTOS DE COSTOS. MEXICO: ALFAOMEGA COLOMBIANA S.A.

POLIMENI, R. S., FABOZZI, F. J., ADELBERG, A. H., & KOLE, M. A. (1997). CONTABILIDAD DE CONTABILIDAD DE COSTOS CONCEPTOS Y APLICACIONES PARA LA TOMA DE DECISIONES. COLOMBIA: McGRAW.GIL INTERAMERICANA S.A.

PRIEGO HERNANDEZ, O. (2008). PETROLEO Y RIQUEZA UNA REFLEXION PARA EL DEBATE DE LA REFORMA ENERGETICA. En O. P. HERNANDEZ, PETROLEO Y RIQUEZA UNA REFLEXION PARA EL DEBATE DE LA REFORMA ENERGETICA (págs. 108,113 Y 120). TABASCO: JIMENEZ EDITORES E IMPRESORES, S.A.

RINCON SOTO, C. A. (2012). AUDITORIA DE COSTOS. BOGOTA: ECOE EDICIONES.

Rosa Ortega, Ana Pacheres. (2011). Impuesto a la Renta de Tercera Categoría. Editorial Tinco S.A.

SILOS RODRIGUEZ, J. M. (2008). MANUAL DE LUCHA CONTRA LA CONTAMINACIÓN POR HIDROCARBUROS. En J. M. SILOS RODRIGUEZ,

Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional. Ley 26221

Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural. Ley N° 27133

Normas Internacionales de Información Financiera – NIIFs
Aprobado por la Resolución del Consejo Normativo de Contabilidad N° 034-2005-EF/93.01

FUNDACION DEL COMITÉ DE NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA. (2009). Normas Internacionales de Información Financiera

ORIHUELA ROMERO, C. (2008). Sostenibilidad e ingreso del sector hidrocarburos Peruano. Lima: cies, consorcio de investigacion economica y social.

Régimen Tributario Peruano
Editorial Legis – 2008

Reglamento de la Ley del Impuesto a la Renta
Decreto Supremo N° 122-94-EF y normas modificatorias
Publicado el 19 de setiembre de 1994

Reglamento de la Garantía de la Estabilidad Tributaria y de las Normas Tributarias de la Ley Orgánica de Hidrocarburos
Decreto Supremo N° 32-95-EF

Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural.
Decreto Supremo N° 040-99-EM

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos
Decreto Supremo N° 041-99-EM

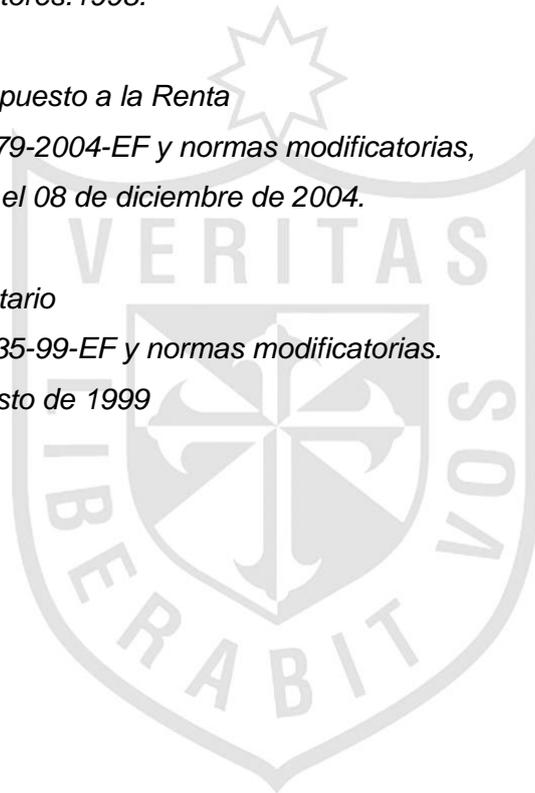
Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos
Decreto Supremo N° 042-99-EM

LEGIS S.A. Régimen Contable Peruano Junio 2007-Julio 2008. (2007)

TORRES BARDALES, Colonibol. "El proyecto de Investigación Científica". Lima-Perú.
Editorial G. Herrera Editores. 1998.

T.U.O. de la Ley del Impuesto a la Renta
Decreto Supremo N° 179-2004-EF y normas modificatorias,
Publicado el 08 de diciembre de 2004.

T.U.O del Código Tributario
Decreto Supremo N° 135-99-EF y normas modificatorias.
Publicado el 19 de agosto de 1999



Referencias electrónicas

GARCIA BUENO, Marco César. *El Principio de Capacidad Contributiva como criterio esencial para una Reforma Fiscal*. <http://www.bibliojuridica.org/libros/1/430/5.pdf>

CONTINUA, U. D.-E. (s.f.). LOS COSTOS - DIFERENCIA EN TRE COSTO Y GASTO. Recuperado el 21 de Mayo de 2013, de <http://www.loscostos.info/costogasto.html>:

DARELYSMEB. (02 de Noviembre de 2011). www.buenastareas.com/ensayos. Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de www.buenastareas.com/ensayos/Fraccionamiento-Del-Gas-Natural/3022975.html: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Fraccionamiento-Del-Gas-Natural/3022975.html>

FRIZT CROTOGINO ALEXANDER BARY, HEINZ BERGER, MICHAEL HENZELL, NAE KAN REN. (2002). ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE GAS NATURAL. Oilfield Review SCHLUMBERGER , 4. Recuperado el 15 de Mayo de 2014, de www.slb.com/media/files

LA COMUNIDAD PETROLERA, J. J. (s.f.). <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/almacenamiento-subterrneo-de-gas.html>. Recuperado el 19 de Mayo de 2012, de <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/almacenamiento-subterrneo-de-gas.html>: <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/almacenamiento-subterrneo-de-gas.html>

MANCIA, U. (s.f.). <http://www.slideshare.net/mmancs>. Recuperado el 21 de Mayo de 2013, de <http://www.slideshare.net/mmancs>: <http://www.slideshare.net/mmancs/costeo-de-productos-conjuntos-y-subproductos>

MarcoCalle. (22 de Agosto de 2010). www.buenastareas.com/ensayos/Documentos-Tecnicos-Sobre-Gas-Natural/619444.html. Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de www.buenastareas.com/ensayos/Documentos-Tecnicos-Sobre-Gas-Natural/619444.html: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Documentos-Tecnicos-Sobre-Gas-Natural/619444.html>

MANUAL DE LUCHA CONTRA LA CONTAMINACIÓN POR HIDROCARBUROS (pág. 27). CADIZ: SERVICIO DE PUBLICACIONES DE LA UNIVERSIDAD DE CADIZ. wilendris. (17 de Enero de 2011). www.buenastareas.com/perfil/wilendris/. Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de www.buenastareas.com/perfil/wilendris/:
<http://www.buenastareas.com/perfil/wilendris/>

MINERIA, O. S. (s.f.).

<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>. Recuperado el 19 de Mayo de 2012, de <http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>:
<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/cult001.html>

MINERIA, O. S. (s.f.).

[osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html](http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html). Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de [osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html](http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html):
<http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html>
[html](http://www2.osinerg.gob.pe/Pagina%20Osinergmin/Gas%20Natural/Contenido/Redes004.html)

MONTERO, G. Y. (s.f.). www.gmp.com.pe/es/web/planta.htm. Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de www.gmp.com.pe/es/web/planta.htm:
<http://www.gmp.com.pe/es/web/planta.htm>

PACIFICO, E. C.-U. (s.f.). <http://www.loscostos.info/definicion.html>. Recuperado el 21 de Mayo de 2013, de <http://www.loscostos.info/definicion.html>:
<http://www.loscostos.info/definicion.html>

Informes de la Administración Tributaria

<http://www.sunat.gob.pe>

Jurisprudencia Internacional

<http://www.ciat.org>

Legislación Comparada:

España: Ley de Sociedades de España. Aprobado por el Real Decreto Legislativo N° 4/2004.

www.ciat.org

Organismo Supervisor de la Inversión en Ingeniería y Minería
<http://www.osinerg.gob.pe>

*MINEN. (s.f.). MINEN.GOB.PE. Recuperado el 13 de 10 de 2011, de MINEN.GOB.PE:
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/aspectosgenerales\(2\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/aspectosgenerales(2).pdf)*

OSINERMING. (s.f.). GAS NATURAL.OSINERG.GOB.PE. Recuperado el 14 de 10 de 2011, de http://gasnatural.osinerg.gob.pe/desarrollo_gas_natural/

PETROLEO, M. D. (s.f.). PDVSA. Recuperado el 13 de 10 de 2011, de http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pespestecnicos/gasnatural/comoseprocesa2.html





Anexos

ANEXO 1: MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLE INDEPENDIENTE	DIMENSION	INDICADORES	ESCALA DE MEDICION
GENERAL	GENERAL	GENERAL	Legislación del Impuesto a la Renta	Tratamiento Legal del Gas	Alcance Normativo en el Reconocimiento del Costo (Existencia) O Gasto	Su Aplicación o No
La falta de regulación contable y tributaria en nuestro país sobre métodos de costeo de extracción y reinyección de gas natural genera contingencias tributarias a los contratistas que se dedican a la extracción del gas.	Demostrar que el gas natural seco que se obtiene al extraer el gas y se reinyecta en los pozos, constituye una existencia que pertenece al contratista a los cuales deben atribuírsele costos.	Determinación incorrecta del Impuesto a la Renta, debido a que a Ley del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos no han establecido si el costo del gas reinyectado, debe ser reconocido como parte del valor de la existencia o como gasto.	Ley General de Hidrocarburos	Estudio Comparativo del Tratamiento Legal del Gas en Los Países Analizados	Sistemas de Almacenamiento de Gas	Costo de Almacenamiento y Reconocimiento como Existencia
ESPECIFICO	ESPECIFICO	ESPECIFICA	Variable Dependiente	Dimension	Indicadores	Escala De Medicion
Se cree conveniente analizar cuáles son las opciones que pueden ser adoptadas en la ley del Impuesto a la Renta para el tratamiento del gas natural seco que se reinyecta .	Fundamentar que la inexistencia de lineamientos que señalen que el gas que se reinyecta en los pozos para posteriormente ser destinado a la comercialización, genera que este producto no se reconozca como elemento activo en los estados financieros.	La legislación del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos, no han establecido el tratamiento que se le debe otorgar al gas natural seco reinyectado cuando haya sido medido; que posteriormente será comercializado, generando una distorsión en la determinación de la renta bruta y la utilidad bruta.	Determinación de La Renta Bruta	Determinación de la Renta Neta	Tasa del Impuesto a la Renta	Análisis Tendencial del Pago del Impuesto a la Renta
Se considera que la ley General de Hidrocarburos no ha indicado si el gas natural seco que se reinyecta a los pozos con la finalidad de almacenarlo, constituye existencia propiedad del contratista o propiedad del estado	Demostrar que el hecho que no se reconozca en los estados financieros como existencia el gas reinyectado, que posteriormente será comercializado, no permite una presentación razonable de los Estados Financieros.	La legislación del Impuesto a la Renta en el Perú y la Ley General de Hidrocarburos, no han establecido el tratamiento que se le debe otorgar a los costos de separación incurridos para obtener el gas natural seco reinyectado cuando haya sido medido y que posteriormente será comercializado, generando una distorsión en la determinación de la renta neta, base para el cálculo del Impuesto a la Renta y la utilidad neta.				
ESPECIFICO	ESPECIFICO					
Se cree que las empresas contratistas atribuyen los costos de separación del gas solamente a los líquidos de gas.	Demostrar que el hecho que no se reconozca en los estados financieros como existencia el gas reinyectado, que posteriormente será comercializado, no permite una correcta determinación del impuesto a la renta.					

ANEXO 2: ANÁLISIS DE RESERVA GAS A NIVEL MUNDIAL

PAIS	RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION MUNDIAL
Irán	33,610,000,000,000	17.95%
Rusia	32,900,000,000,000	17.57%
Catar	21,000,000,000,000	11.21%
Turkmenistán	17,500,000,000,000	9.34%
Estados Unidos	9,460,000,000,000	5.05%
Arabia Saudita	8,150,000,000,000	4.35%
Emiratos Árabes Unidos	2,250,000,000,000	1.20%
Venezuela	5,524,000,000,000	2.95%
Nigeria	5,153,000,000,000	2.75%
Argelia	4,504,000,000,000	2.41%
Australia	3,825,000,000,000	2.04%
Irak	3,600,000,000,000	1.92%
China	3,517,000,000,000	1.88%
Indonesia	3,069,000,000,000	1.64%
Kazajistán	2,407,000,000,000	1.29%
Malasia	2,350,000,000,000	1.25%
Egipto	2,186,000,000,000	1.17%
Noruega	2,070,000,000,000	1.11%
Canadá	1,930,000,000,000	1.03%
Unión Europea	1,859,000,000,000	0.99%
Uzbekistán	1,841,000,000,000	0.98%
Kuwait	1,798,000,000,000	0.96%
Libia	1,547,000,000,000	0.83%
India	1,241,000,000,000	0.66%
Países Bajos	1,230,000,000,000	0.66%
Ucrania	1,104,000,000,000	0.59%
Chad	999,500,000,000	0.53%
Azerbaiyán	991,100,000,000	0.53%
Omán	849,500,000,000	0.45%
Vietnam	699,400,000,000	0.37%
Pakistán	679,600,000,000	0.36%
México	487,700,000,000	0.26%
Yemen	478,500,000,000	0.26%
Brasil	395,500,000,000	0.21%
Brunéi	390,800,000,000	0.21%
Trinidad y Tobago	375,400,000,000	0.20%
Angola	366,000,000,000	0.20%
Perú	359,600,000,000	0.19%
Argentina	332,500,000,000	0.18%
Tailandia	284,900,000,000	0.15%
Birmania	283,200,000,000	0.15%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

ANEXO 2: ANÁLISIS DE RESERVA GAS A NIVEL MUNDIAL

PAIS	RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION MUNDIAL
Bolivia	281,500,000,000	0.15%
Israel	271,000,000,000	0.14%
Reino Unido	246,000,000,000	0.13%
Siria	240,700,000,000	0.13%
Timor Oriental	200,000,000,000	0.11%
Bangladés	183,700,000,000	0.10%
Colombia	169,900,000,000	0.09%
Papúa Nueva Guinea	155,300,000,000	0.08%
Camerún	135,100,000,000	0.07%
Mozambique	127,400,000,000	0.07%
Alemania	125,000,000,000	0.07%
Rumanía	105,500,000,000	0.06%
Filipinas	98,540,000,000	0.05%
Chile	97,970,000,000	0.05%
Baréin	92,030,000,000	0.05%
Polonia	92,000,000,000	0.05%
República del Congo	90,610,000,000	0.05%
Cuba	70,790,000,000	0.04%
Túnez	65,130,000,000	0.03%
Sudán del Sur	62,290,000,000	0.03%
Italia	62,350,000,000	0.03%
Namibia	62,290,000,000	0.03%
Ruanda	56,630,000,000	0.03%
Afganistán	49,550,000,000	0.03%
Serbia	48,140,000,000	0.03%
Dinamarca	42,980,000,000	0.02%
Guinea Ecuatorial	36,810,000,000	0.02%
Nueva Zelanda	29,420,000,000	0.02%
Gabón	28,320,000,000	0.02%
Mauritania	28,320,000,000	0.02%
Costa de Marfil	28,320,000,000	0.02%
Etiopía	24,920,000,000	0.01%
Croacia	24,920,000,000	0.01%
Ghana	22,650,000,000	0.01%
Sudán	21,240,000,000	0.01%
Japón	20,900,000,000	0.01%
Sudáfrica	16,000,000,000	0.01%
Uganda	14,160,000,000	0.01%
Eslovaquia	14,160,000,000	0.01%
Austria	10,820,000,000	0.01%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

ANEXO 2: ANÁLISIS DE RESERVA GAS A NIVEL MUNDIAL

PAIS	RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION MUNDIAL
Francia	10,700,000,000	0.01%
Irlanda	9,911,000,000	0.01%
Georgia	8,495,000,000	0.00%
Hungría	8,098,000,000	0.00%
Ecuador	6,994,000,000	0.00%
Tanzania	6,513,000,000	0.00%
Taiwán	6,229,000,000	0.00%
Turquía	6,173,000,000	0.00%
Jordania	6,031,000,000	0.00%
Kirguistán	5,663,000,000	0.00%
Tayikistán	5,663,000,000	0.00%
Bulgaria	5,663,000,000	0.00%
Somalia	5,663,000,000	0.00%
Corea del Sur	5,267,000,000	0.00%
República Checa	3,964,000,000	0.00%
Guatemala	2,960,000,000	0.00%
Bielorrusia	2,832,000,000	0.00%
España	2,548,000,000	0.00%
Madagascar	2,010,000,000	0.00%
Marruecos	1,444,000,000	0.00%
Benín	1,133,000,000	0.00%
República Democrática del Congo	991,100,000	0.00%
Grecia	991,100,000	0.00%
Albania	849,500,000	0.00%
Barbados	113,300,000	0.00%
TOTAL	187,268,459,000,000	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

ANEXO 3: CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA

I. CONSIDERA USTED QUE LA ACTUAL LEGISLACION DE LA LEY DEL IMPUESTO A LA RENTA EN EL PERÚ Y SU REGLAMENTO, PARA LAS RENTAS EMPRESARIALES ²²:

1) ¿PERMITE IMPUTAR CORRECTAMENTE LOS COSTOS Y GASTOS DE LA TERCERA CATEGORIA?

- a) Totalmente de Acuerdo
- b) Parcialmente de Acuerdo
- c) Indiferente
- d) Parcialmente en Desacuerdo
- e) Totalmente en desacuerdo

2) ¿CONTIENEN UNA DEFINICION DE LOS COSTOS VINCULADOS A LA SEPARACION DEL GAS QUE DEBEN SER ATRIBUIDOS A LA DETERMINACION DE LAS RENTAS DE LA TERCERA CATEGORIA?

- a) Totalmente de Acuerdo
- b) Parcialmente de Acuerdo
- c) Indiferente
- d) Parcialmente en Desacuerdo
- e) Totalmente en desacuerdo

3) ¿CONSIDERA USTED QUE PARA LA DETERMINACION DE LOS COSTOS Y GASTOS INCURRIDOS EN LAS ACTIVIDADES EMPRESARIALES DEBEMOS RECURRIR A LAS NORMAS CONTABLES?

- a) Totalmente de Acuerdo
- b) Parcialmente de Acuerdo
- c) Indiferente
- d) Parcialmente en Desacuerdo
- e) Totalmente en desacuerdo

4) ¿SABE USTED QUE ES EL GAS NATURAL SECO Y EN QUE CONSISTE EL PROCEDIMIENTO DE EXTRACCION DEL MISMO?

SI

NO

5) ¿SABE USTED QUE SON LOS CONDENSADOS DE GAS Y EN QUE CONSISTE EL PROCEDIMIENTO DE EXTRACCION DEL MISMO?

SI

NO

²² Vigente a partir del ejercicio fiscal 2009 en adelante

ANEXO 3: CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA

6) ¿CONOCE USTED COMO SE REALIZA EL PROCESO DE SEPARACIÓN DEL GAS NATURAL SECO Y LOS CONDENSADO DE GAS NATURAL?

SI

NO

7) ¿CONOCE USTED COMO SE REALIZA EL PROCESO DE REINYECCION DE GAS NATURAL SECO QUE EXTRAE DEL POZO?

SI

NO

8) ¿SABE USTED SI EL GAS NATURAL SECO QUE SE OBTIENE LUEGO DEL PROCESO DE SEPARACIÓN CUANDO SE REINYECTA RETORNA AL MISMO POZO DEL QUE SE EXTRAJO?

SI

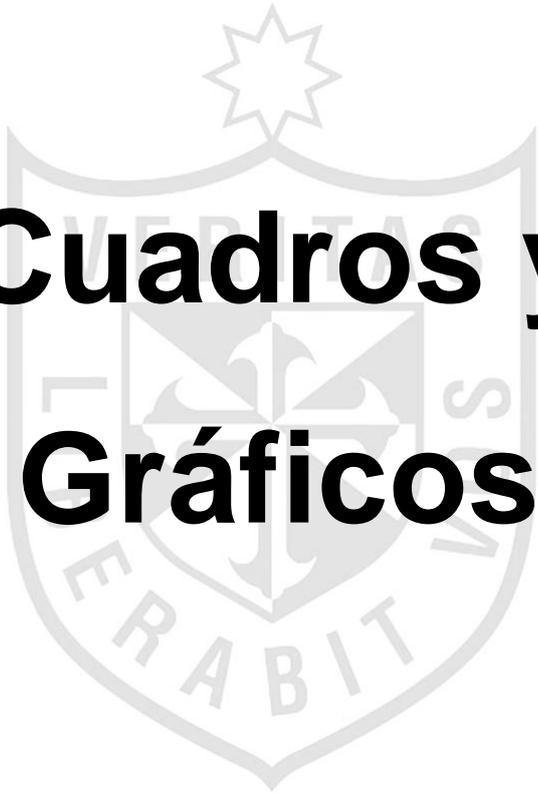
NO

9) ¿LA LEY DEL IMPUESTO A LA RENTA SEÑALA QUE LOS COSTOS DE SEPARACIÓN DE GAS NATURAL SECO QUE SE REINYECTA AL POZO, SE DEBEN ATRIBUIR AL GAS REINYECTADO?

- a) Totalmente de Acuerdo
- b) Parcialmente de Acuerdo
- c) Indiferente
- d) Parcialmente en Desacuerdo
- e) Totalmente en desacuerdo

10) ¿LA LEY GENERAL DE HIDROCARBUROS SEÑALA QUE LOS COSTOS DE SEPARACIÓN DE GAS NATURAL SECO QUE SE REINYECTA AL POZO, SE DEBEN ATRIBUIR AL GAS REINYECTADO?

- a) Totalmente de Acuerdo
- b) Parcialmente de Acuerdo
- c) Indiferente
- d) Parcialmente en Desacuerdo
- e) Totalmente en desacuerdo



Cuadros y Gráficos

CUADRO N°01: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 01

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo	3	7	5	15	50.00%
b) Parcialmente de Acuerdo	3	3	5	11	36.67%
c) Indiferente	1			1	3.33%
d) Parcialmente en Desacuerdo	3			3	10.00%
e) Totalmente en desacuerdo				0	0.00%
TOTAL ENTREVISTADOS	10	10	10	30	100.00%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO N°02: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 02

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo	3	3		6	7.14%
b) Parcialmente de Acuerdo	3	3	4	10	11.90%
c) Indiferente	1	1	5	7	8.33%
d) Parcialmente en Desacuerdo	8	6	5	19	22.62%
e) Totalmente en desacuerdo	15	17	10	42	50.00%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	24	84	100.00%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

CUADRO N°03: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 03

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo	6	28	10	44	52.38%
b) Parcialmente de Acuerdo	6	2	9	17	20.24%
c) Indiferente	18		5	23	27.38%
d) Parcialmente en Desacuerdo				0	0.00%
e) Totalmente en desacuerdo				0	0.00%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	24	84	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°04: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 04

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) SI	30	15	15	60	66.67%
b) NO		15	15	30	33.33%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	30	90	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°05: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 05

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) SI	30	15	15	60	66.67%
b) NO		15	15	30	33.33%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	30	90	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°06: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 06

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) SI	30	15	15	60	66.67%
b) NO		15	15	30	33.33%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	30	90	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°07: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 07

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) SI	30	15	15	60	66.67%
b) NO		15	15	30	33.33%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	30	90	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°08: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 08

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo				0	0.00%
b) Parcialmente de Acuerdo				0	0.00%
c) Indiferente		8	10	18	21.43%
d) Parcialmente en Desacuerdo	5	14	9	28	33.33%
e) Totalmente en desacuerdo	25	8	5	38	45.24%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	24	84	100.00%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°09: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 09

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo				0	0.00%
b) Parcialmente de Acuerdo				0	0.00%
c) Indiferente	25			25	29.76%
d) Parcialmente en Desacuerdo			15	15	17.86%
e) Totalmente en desacuerdo	5	30	9	44	52.38%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	24	84	100.00%

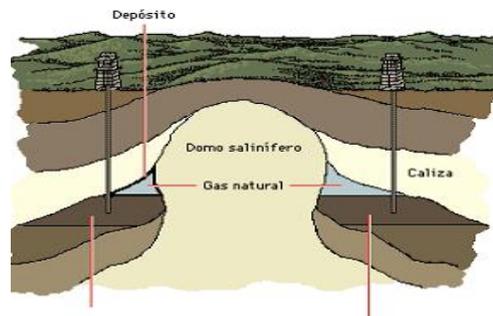
FUENTE: ELABORACION PROPIA

CUADRO N°10: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 10

RESPUESTAS	PROFESIONALES ENCUESTADOS			TOTAL ENCUESTADOS	
	INGENIERO	CONTADOR	ECONOMISTA	RESPUESTAS	PORCENTAJE
a) Totalmente de Acuerdo				0	0.00%
b) Parcialmente de Acuerdo				0	0.00%
c) Indiferente	10			10	11.90%
d) Parcialmente en Desacuerdo	15	15	11	41	48.81%
e) Totalmente en desacuerdo	5	15	13	33	39.29%
TOTAL ENTREVISTADOS	30	30	24	84	100.00%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO N° 01: VISTA INTERNA DEL POZO



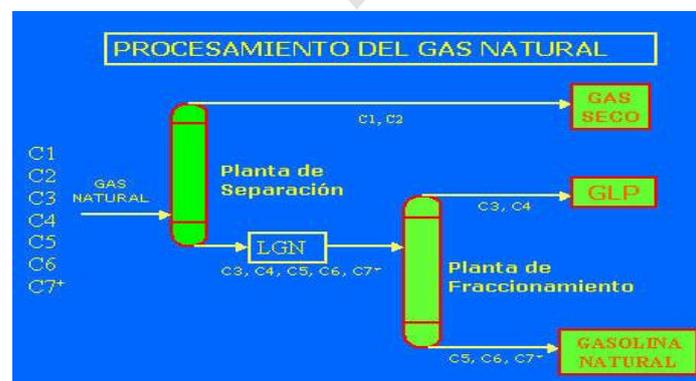
FUENTE: MINEN

GRÁFICO N° 02: PLATAFORMA DE EXTRACCIÓN DEL HIDROCARBURO



FUENTE:(PETROLEO)

GRÁFICO N° 03: PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL



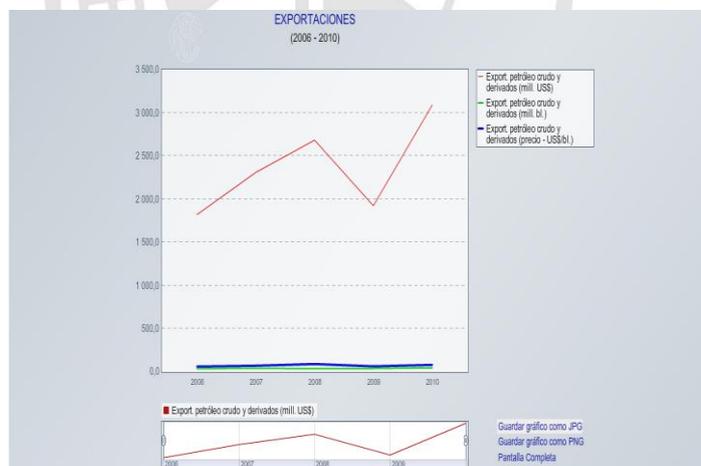
Fuente: (MINEN)

GRÁFICO N° 04: PRODUCCION DE HIDROCARBUROS Y EL PRODUCTO BRUTO INTERNO



FUENTE: BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

GRÁFICO N° 05: EXPORTACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS



FUENTE: BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

GRÁFICO N°06: INVERSIONES EN LA CADENA DE HIDROCARBUROS

Inversiones en la Cadena de Hidrocarburos



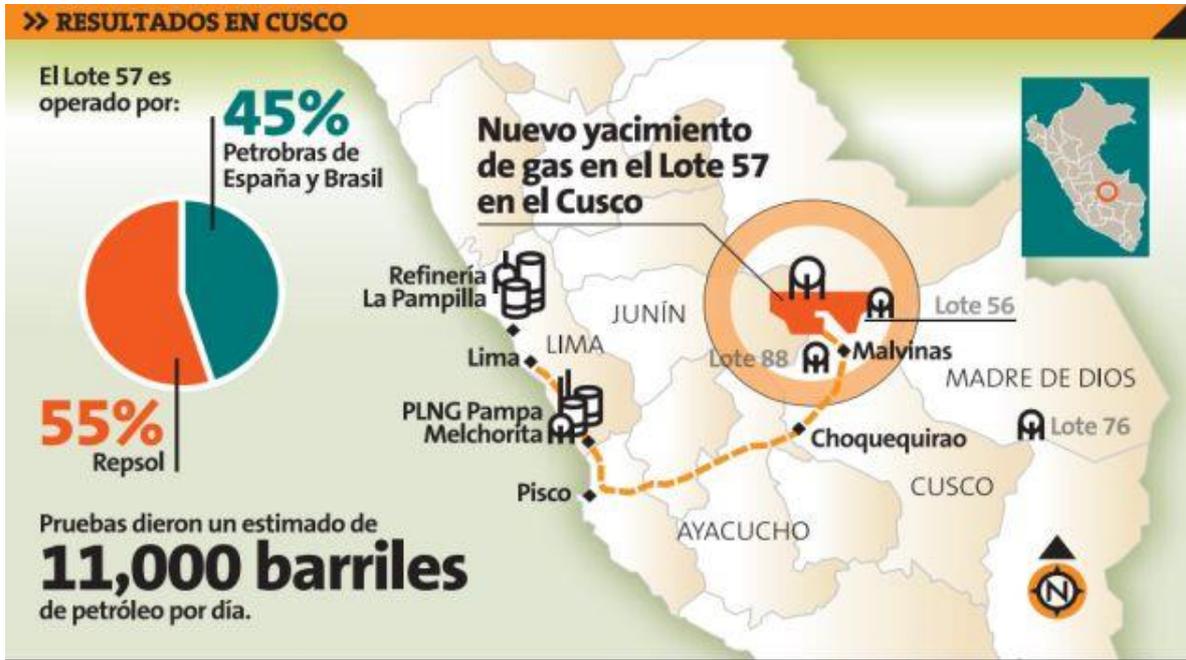
FUENTE: ING. GUSTAVO NAVARRO DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

GRÁFICO N° 07: LOTES DE CONTRATOS DE OPERACIONES PETROLERAS



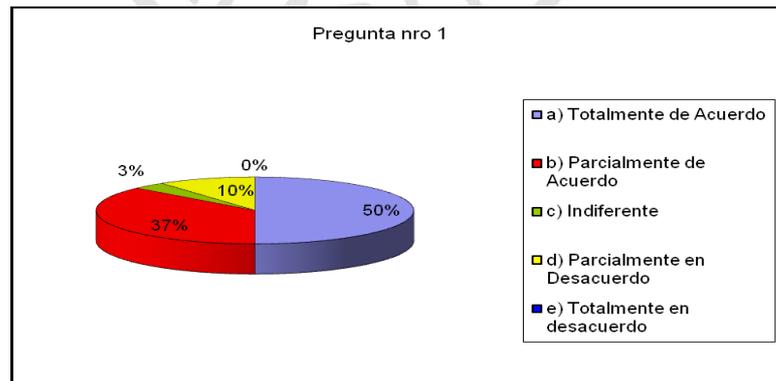
FUENTE: PERUPETRO

GRÁFICO N° 08: LOTES DE CONTRATOS DE OPERACIONES DE GAS



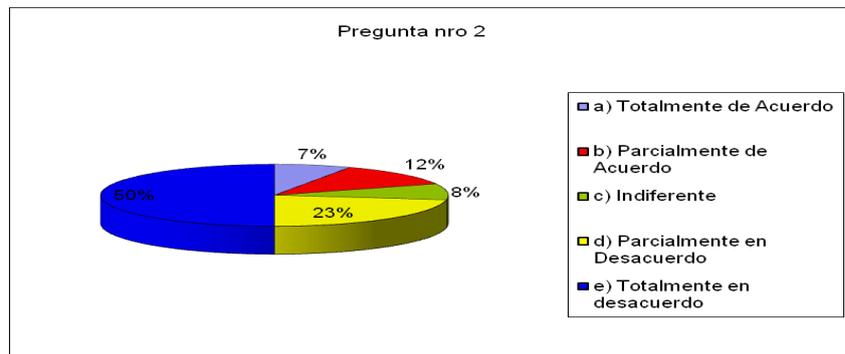
FUENTE: PERÚ 21

GRÁFICO N°09: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 01



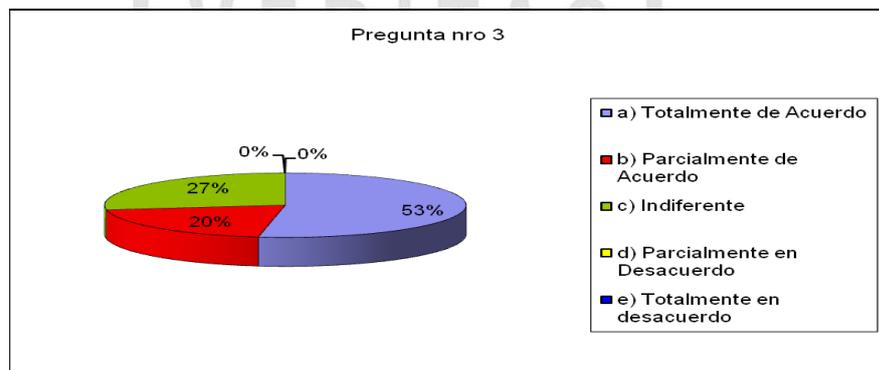
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

GRÁFICO N°10: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 02



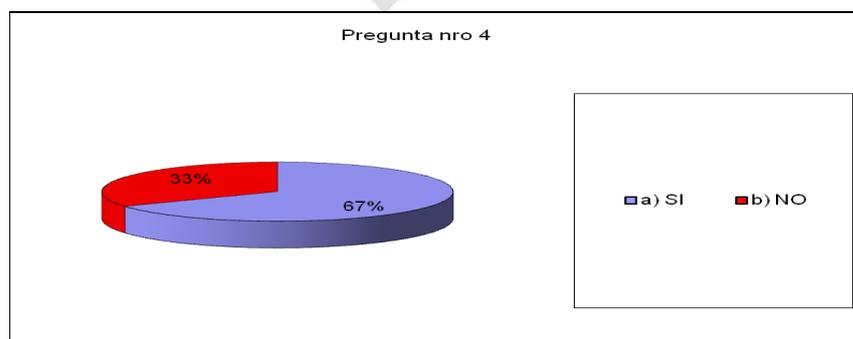
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°11: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 03



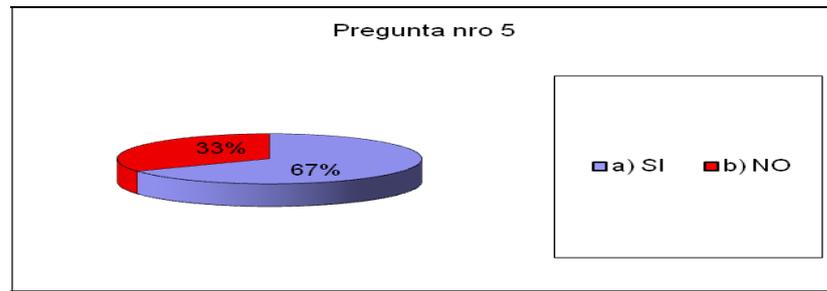
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°12: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 04



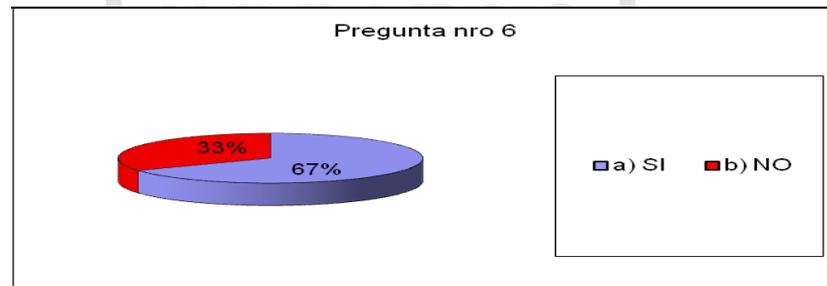
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°13: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 05



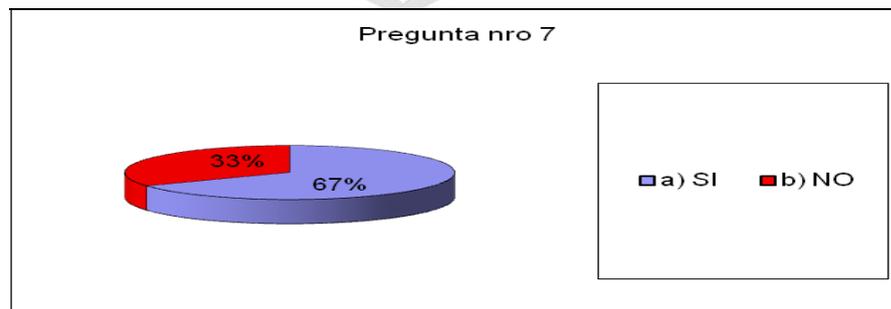
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°14: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 06



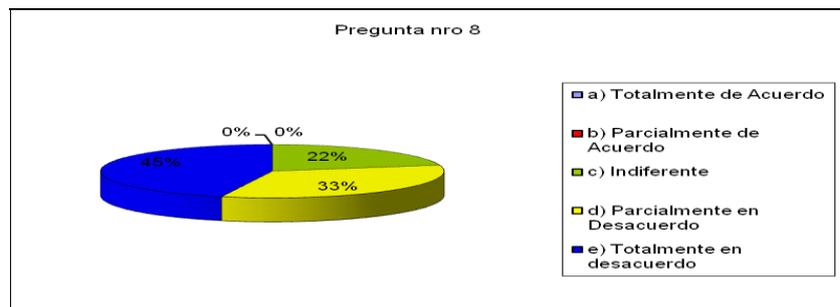
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°15: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 07



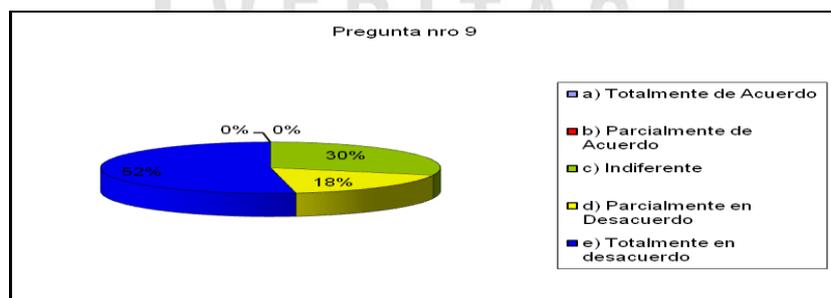
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°16: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 08



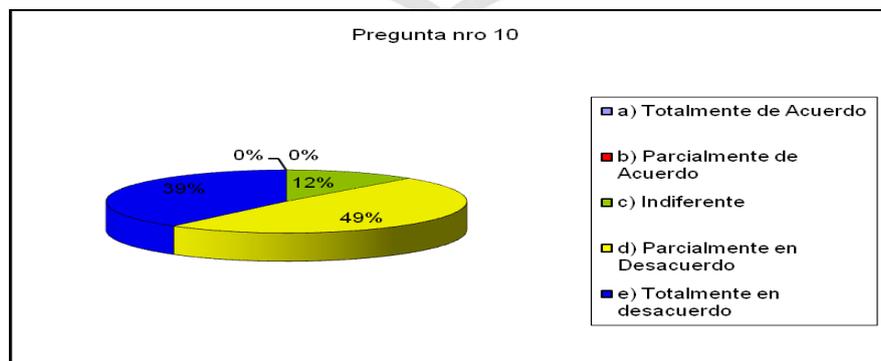
FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°17:RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 09



FUENTE: ELABORACION PROPIA

GRÁFICO N°18: RESPUESTAS A LA PREGUNTA N° 10



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA