



**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
DIRECCIÓN DE POSTGRADO
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS**

**Metodología para el Seguimiento y Control
de las Licencias otorgadas por el Ministerio de Energía y
Petróleo a empresas Privadas para la Exploración y
Explotación de los yacimientos de Hidrocarburos
Gaseosos no asociados.**

Presentado a la Universidad Católica Andrés Bello,
por:

SALVADOR ERNESTO CURBELO DE PABLOS

Como requisito parcial para optar al grado de:

ESPECIALISTA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Realizado con la tutoría del profesor:

ÁLVARO LATORRE

Caracas, Marzo de 2007



UNIVERSIDAD CATOLICA ANDRES BELLO
Urb. Montalbán - La Vega - Apartado 29068
Teléfono: 407-42-68 / Fax: 404-43-52
Dirección General de los Estudios de Post-Grado
Área de Ciencias Administrativas y de
Gestión
Postgrado en Gerencia de Proyectos

A C T A

Nosotros, Álvaro Latorre (Asesor) y Emmanuel López Corrochano, designados por la Dirección del Programa de Gerencia de Proyectos de esta universidad, para conocer y evaluar en nuestra condición de Jurados del Trabajo Especial de Grado titulado "METODOLOGIA PARA EL SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LAS LICENCIAS OTORGADAS POR EL MINISTERIO DE ENERGIA Y PETROLEO A EMPRESAS PRIVADAS PARA LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS GASEOSOS NO ASOCIADOS", presentado por el estudiante Salvador Ernesto Curbelo De Pablos, Cédula de Identidad N° V.- 13.993.355, para optar al título de *Especialista en Gerencia de Proyectos*, en reunión para realizar el examen del trabajo mencionado el día 23 de abril de 2007, declaramos que:

- a) Hemos leído el ejemplar de dicho trabajo que nos fue enviado por la Dirección del Programa con anterioridad.
- b) El Trabajo de Grado cumple con los requisitos formales, conceptuales y metodológicos requeridos para un trabajo de este nivel.
- c) Presenta un enfoque metodológico en concordancia con la naturaleza del trabajo, una presentación sistemática y ordenada.
- d) Desarrolla un minucioso trabajo de campo y presenta un análisis detallado de los datos obtenidos.
- e) Después de haber estudiado dicho trabajo, hemos acordado asignarle la nota de **DIECIOCHO (18)** puntos.

En fe de lo cual, nosotros los abajo firmantes, Miembros Principales del Jurado designado para conocer el trabajo del estudiante Salvador Ernesto Curbelo De Pablos, firmamos la presente acta en Caracas, a los veintitrés días del mes de abril de dos mil siete.

Álvaro Latorre
C.I. 7.212.799



Emmanuel López Corrochano
C.I. 3.189.576

INDICE GENERAL

LISTA DE CUADROS	iv
LISTA DE GRAFICOS	iv
RESUMEN	vi
AGRADECIMIENTO	vii
DEDICATORIA	viii
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
El Problema.....	5
Interrogantes.....	6
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos.....	7
Justificación.....	8
CAPÍTULO II	
MARCO ORGANIZACIONAL	9
Atribuciones del Menpet	9
Organigrama del Menpet	10
Ente Nacional del Gas	11
Misión	11
Visión	11
Organigrama del ENAGAS	11
Atribuciones del ENAGAS	12
Rol del ENAGAS	13
CAPÍTULO III	
MARCO REFERENCIAL	17
Antecedentes	17
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	21
Historia del Gas Natural en Venezuela	21
Situación del Gas Natural a nivel Mundial	26
Situación del El Gas Natural en Venezuela	28
Relación de Negocios	33
Políticas del Estado para el Sector Gas	40
Visión del País y los Planes Regionales	45
Desarrollo Histórico de la Regulación de Hidrocarburos	50
Generalidades sobre el Gas Natural	56
Cadena del Gas Natural	58
Mecanismo para el otorgamiento de licencias de los yacimientos de gas natural no asociado	76
Tipos de Licencia	80

Régimen de Regalías e Impuestos	86
Establecimiento de Tarifas	89
Ámbito Legal sustento de la Investigación	91
CAPÍTULO IV	
MARCO METODOLÓGICO	97
Tipo de Investigación	97
Unidad de Análisis	98
Actores o Sujetos Sociales	98
Fases de la Metodología	99
Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información	100
Triangulación	102
Criterios de Cientificidad	102
La Categorización	103
CAPÍTULO V	
PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS	104
Propuesta metodológica para el seguimiento y control del proceso de exploración y producción de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos	104
Exposición de Motivos	104
Pasos para el Otorgamiento de Licencias de Exploración y Producción del Gas Natural	106
Competencias establecidas para cada una de las Direcciones y Entes vinculados al proceso de Seguimiento y Control de las Licencias	109
Etapa de Exploración	109
Etapa de producción	114
Indicadores de Evaluación para el Seguimiento y Control de las Licencias	117
Indicadores de Desempeño durante la Exploración	117
Indicadores de Desempeño durante la Producción	125
CAPÍTULO VI	
EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA	131
Diagnóstico	131
CAPÍTULO VII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	135
Conclusiones	135
Recomendaciones	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
Páginas de Internet	140

ANEXOS.....	142
--------------------	------------

LISTA DE CUADROS

CUADRO		pp.
1	Cronograma de ejecución.....	141
2	Presupuesto aproximado requerido para el desarrollo de la investigación.....	141

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO		pp.
1	Organigrama del Ministerio de Energía y Petróleo	10
2	Organigrama del Ente Nacional del Gas –ENAGAS-	12
3	Distribución mundial de las reservas probadas de gas natural.....	27
4	Distribución por países de las reservas probadas de gas natural.....	28
5	Perspectiva del gas natural en el país.....	30
6	Vista aérea de las áreas costa afuera con reservas probadas.....	31
7	Distribución de reservas de gas natural asociado y no asociado.....	32
8	Mapa parcial de Venezuela áreas con las reservas probadas 2005.....	33
9	Vista panorámica de al complejo mariscal sucre.....	38
10	Clasificación por región geográfica.....	41
11	Áreas de gas no asociado o libre del país.....	41
12	Distribución de costos de producción.....	43
13	Concepción de la planificación por equilibrios....	45
14	Propuesta regional para la comercialización del gas natural.....	49
15	Trazado de la propuesta de ruta.....	50
16	Representación de los componentes del gas natural	57
17	Módulo de producción y procesamiento	65

18	Maqueta de una planta de procesamiento de gas natural	66
19	Proceso de Fraccionamiento	67
20	Módulo de recolección del gas natural	68
21	Distribución del gas por sectores	72
22	Distribución de la oferta del gas natural en el mercado interno	73
23	Fases I, II, III y IV. Fases de la Metodología.....	101
24	Esquema para el Otorgamiento de Licencias de Exploración y Producción del gas Natural	106
25	Diagrama de Flujo del Proceso de Seguimiento y control de las licencias. Etapa de Exploración	110
26	Diagrama de Flujo del Proceso de Seguimiento y control de las licencias. Etapa de Producción	114

Universidad Católica Andrés Bello
Especialización en Gerencia de Proyectos
Nombre del alumno: Salvador E. Curbelo
Nombre del tutor: Álvaro Latorre

Fecha: Marzo 2007

Metodologías para el Seguimiento y Control de las Licencias otorgadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo a Empresas Privadas, para la Exploración y Explotación de los yacimientos de Hidrocarburos Gaseosos no asociados.

RESUMEN

El propósito de la investigación es la de diseñar una metodología para el seguimiento y control de las licencias de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados, otorgadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Es de hacer notar que desde el año 2001 el Estado venezolano, a través del Ministerio, ha venido otorgando licencias para la exploración y explotación de gas no asociado a empresas privadas en diversas áreas de nuestro país. Guardándose, el Estado venezolano, el derecho y la obligación por intermedio del Ente Nacional del Gas –ENAGAS-, como órgano regulador y promotor del sector de los hidrocarburos gaseosos, de conocer cuánto y cómo impacta en el país el proceso de explotación llevado a cabo por dichas empresas. Proceso enmarcado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos -LOHG-. No obstante, y pese a esta importante misión, en la práctica la metodología utilizada para realizar dicha evaluación no permite obtener una información integral de lo que está sucediendo en tiempo real. El trabajo se circunscribe dentro de un proyecto factible, bajo el enfoque de investigación y desarrollo. Como participantes se escogen cinco agentes claves a los que se les aplica una entrevista no estructurada y una encuesta. La relevancia del trabajo estriba en que como producto se proporciona un instrumento que permite monitorear el nivel de intervención del yacimiento - medir y cuantificar a través del tiempo- y optimizar el tiempo de obtención de la información, así como la articulación de los diferentes organismos, dependencias y departamentos vinculados en el proceso de control y seguimiento. Lo que permite conocer las pérdidas o ganancias obtenidas por cada licitante en la ejecución de los procesos.

Palabras Claves: ENAGAS, MENPET, hidrocarburos gaseosos, exploraciones, explotaciones, yacimientos, licitación, seguimiento y control metodología, instrumento.

AGRADECIMIENTO

DEDICATORA

INTRODUCCIÓN

Desde el año 2001 el Estado venezolano, a través del Ministerio de Energía y Petróleo, -hoy Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo- ha venido otorgando licencias para la exploración y explotación de gas natural a empresas privadas en diversas áreas de nuestro país. Estando el Estado en derecho y la obligación por intermedio del Ente Nacional del Gas -ENAGAS- como órgano regulador y promotor del sector de los hidrocarburos gaseosos, de conocer cuánto y cómo impacta el país el proceso de explotación llevado a cabo por dichas empresas. No obstante, a esta importante transferencia de derechos a manos privadas, en la práctica existen fallas en los mecanismos de seguimiento y control.

En la práctica, la metodología utilizada para monitorear que las empresas cumplan con lo acordado no es el más idóneo. Se han detectado que en el organismo cuatro departamentos tienen asignada esta responsabilidad y por si ello no fuese un inconveniente, se suma que cada quien es autónomo en su trabajo. Ello trae como consecuencia que la información es de difícil acceso, esta dispersa y en ocasiones sea contradictoria. Por otra parte, no existe un instrumento único para realizar la evaluación pertinente, sino que cada quien de forma independiente establece sus criterios, lo que impide obtener en tiempo real la información exacta de la etapa en que se encuentra la intervención del yacimiento gasífero que fue asignado.

En base a lo planteado esta investigación pretende proponer una metodología que permita establecer una sinergia entre los departamentos. Discriminando las asignaciones, sincronizando el trabajo y unificando criterios de evaluación.

El trabajo que se somete a juicio del lector consta de cuatro capítulos. Capítulo I, se encuentran el planteamiento del problema, las grandes interrogantes, los objetivos y la justificación. En el capítulo II, se esbozan

aspectos más relevantes sobre el Gas asociado y no asociado, haciendo énfasis en el no asociado, Relación de Venezuela con respecto al Mundo del gas, Políticas de Estado, Bases legales, entre otros. En el capítulo III, se presenta a grandes rasgos las fases de la metodología utilizada para desarrollar el trabajo de campo. Por su parte en el capítulo IV, se plantea la Propuesta Metodológica del autor.

Finalmente, se ubican las conclusiones y recomendaciones, así como los anexos y las referencias bibliográficas que sirven de soporte a la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural se ha ganado una posición dominante dentro de la matriz energética mundial porque sus características intrínsecas le permiten pasar todas las pruebas que hoy en día debe tener una “energía optima”. Ello debido a que la combustión del gas natural es la más limpia - bajo impacto ambiental- de todos los combustibles fósiles, lo cual ayuda a mejorar la calidad del aire y del agua.

Como colorario se puede agregar que al quemar un barril de petróleo equivalente (BPE) de gas natural, se emiten a la atmósfera 87 kilogramos de CO₂. Mientras que el petróleo y el carbón emiten 19.5 % y 80.5 %, más kilogramos de CO₂ que el gas natural, respectivamente (Hernández, s-f).

En este contexto, Venezuela se encuentra en una posición privilegiada al ser el octavo país del mundo y el primero de América Latina en lo que a reservas probadas de gas natural se refiere, contando con cerca de 4,2 billones de metros cúbicos. Tal magnitud de reservas permite a un país del tamaño de Venezuela (cerca de 26 millones de habitantes) abastecer con amplitud al mercado doméstico y contar con excedentes para la exportación (Méndez, 2003).

Asimismo expone que desde la década del 50 -siglo pasado- el motor de la economía venezolana ha sido el petróleo, “despreciando” el potencial de los recursos gasíferos. Situación algo lógica si se toma en cuenta que el mercado del crudo se desarrolló con anterioridad y que la demanda de este producto por parte de las economías industrializadas en la segunda mitad del

siglo XX ha sido espectacular, hasta tal punto que se ha creado una dependencia muy fuerte hacia este recurso. Aunado a que gran parte del gas está "entre-mezclado" con el petróleo, lo que implica que cuando se quiere vender hidrocarburos se debe asegurar el mercado para ambos (gas y petróleo) lo que no siempre es fácil de conseguir simultáneamente.

Conviene resaltar como prueba evidente del tardío interés de Venezuela por el gas natural, que es hasta el año 1969 que se aprueba un decreto cuyo objetivo principal era reglamentar el quemado del gas en los llamados mecheros.

Si bien es justificable que la industria venezolana del gas natural se haya desarrollado más tardíamente que la del petróleo, hoy por hoy no parece coherente que un país con un nivel de reservas probadas tan extraordinario no explote al máximo las grandes posibilidades que le brinda este recurso.

Partiendo de los planteamientos expuestos, técnicos y especialista en el área energética, desde finales del siglo pasado, han venido exhortando al gobierno nacional sobre el potencial del gas natural en el desarrollo del país y de la humanidad. Fundamentan su tesis en cuatro pilares: (a) cuantiosas reservas probadas disponibles que le dan al país una envidiable posición energética, ubicándolos como potencial mundial y la mayor de América latina; (b) una creciente demanda; (c) las fuertes presiones sociales por necesidades de servicios básicos; y (d) el compromiso mundial para la conservación del ambiente.

Es así como en 1999 se aprueba la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG) (aparece en Gaceta el 23 de septiembre), que acuerda entre otras cosas, la libre participación de los capitales privados en el

negocio del gas. Abriendo la posibilidad de explorar y producir más gas no asociado al petróleo operando en alianza con PDVSA. Paralelamente, se crea un organismo dependiente del Ministerio de Energía y Petróleo, denominado Ente Nacional del Gas (ENAGAS), cuya función es regular y promover el conocimiento del uso del gas y conformar las redes de distribución, entre otras.

Tal y como se establece en la LOHG, tanto empresas privadas como nacionales pueden participar libremente en la exploración y explotación de los yacimientos del gas no asociado al petróleo. Sin embargo, como todo mecanismo de oferta y demanda deben someterse a un proceso licitatorio.

Una vez otorgadas las licencias a las diversas compañías, queda de parte del Estado, a través del ente regulador, establecer los mecanismos de seguimiento y control que permitan conocer si las empresas cumplen con lo estipulado en el contrato (conocer cuánto y cómo se impacta el ambiente y así como el recurso, etapas y niveles de exploración o explotación, márgenes de ganancia y pérdidas, entre otras). Sin embargo, en la práctica la metodología utilizada para monitorear que las empresas cumplan con lo acordado no es la más idónea (ENAGAS, 2005).

El Problema

Se ha detectado que tanto ENAGAS como varias Direcciones del Ministerio de Energía y Petróleo tienen asignada la responsabilidad de seguimiento y control de las licencias otorgadas, los cuales de manera independiente y autónoma realizan con éxito su labor.

Pero con ello surge el inconveniente, y es que al momento de querer obtener una información en tiempo real del proceso de exploración de un

determinado yacimiento, para así determinar pérdidas o ganancias obtenidas por cada licitante en la ejecución del proceso, la misma es de difícil acceso, por no estar integrada y unificada en un solo lugar. Encontrándose en ocasiones información contradictoria entre los datos suministrados por un departamento u otro. Posiblemente por no utilizar los mismos criterios de evaluación.

En base a lo planteado esta investigación pretende proponer una metodología que permita establecer una sinergia entre los departamentos que tienen asignada esta importante responsabilidad. Discriminando las asignaciones, sincronizando el trabajo y unificando criterios de evaluación.

Interrogantes de la Investigación

De lo expuesto en los párrafos precedentes surgen una serie de interrogantes:

¿Será viable que se le asigne a una sola Dirección o Ente adscrito el monitoreo de todos los yacimientos gasíferos asignados hasta el momento?

¿Será pertinente establecer una metodología donde se articulen las diferentes Dependencias y Departamentos vinculados en el proceso Seguimiento y Control?

¿Será pertinente proponer un instrumento único de evaluación para realizar el Seguimiento y Control de las Licencias otorgadas por el Ministerio para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados?

De las interrogantes se desprenden los siguientes objetivos.

Objetivo General

- ✚ Diseñar una Metodología para el Seguimiento y Control de las Licencias otorgadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados.

Objetivos Específicos

- ✚ Identificar los nudos críticos del mecanismo de seguimiento y control de licencias que se utiliza actualmente tanto en el Ministerio de Energía y Petróleo como en el ENAGAS.
- ✚ Establecer los pasos para el proceso de otorgamiento de licencias otorgadas para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados.
- ✚ Establecer los puntos de control de las actividades que comprende el proceso de las licencias.
- ✚ Establecer las competencias específicas de cada Dirección y Entes gubernamentales vinculados en el proceso de Seguimiento y Control de las licencias otorgadas para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados.
- ✚ Establecer los indicadores de evaluación para el Seguimiento y Control de las licencias otorgadas para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados.

Justificación

El gas ha pasado a ocupar un importante espacio en el escenario energético mundial, con un crecimiento continuo de la demanda. Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica, constituyendo uno de los cinco grandes polos de atracción gasífera del mundo. De allí la relevancia nacional en enfilarse nuevos proyectos y propuestas que conduzcan a generar nuevos escenarios.

En este sentido la presente investigación proporciona un cuerpo sólido y coherente de aportes teóricos y metodológicos que pueden servir de plataforma de otras investigaciones.

En lo teórico, su amplio marco referencial, constituye un aporte para la comprensión de las dimensiones y alcances de la exploración y explotación del gas natural en Venezuela.

Por otra parte, lo novedoso del diseño metodológico emergente puede llegar a constituir un aporte significativo a nuevas propuestas.

Finalmente, los resultados constituyen un aporte teórico para la comprensión de las dimensiones y alcances del Gas Natural a nivel Mundial y regional. Asimismo, la investigación sirve de soporte a otras investigaciones con temáticas similares.

CAPITULO II

MARCO ORGANIZACIONAL

En el presente capítulo se presenta la estructura organizativa de la empresa estatal venezolana donde se desarrolla la investigación.

Ministerio de Energía y Petróleo **- Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo-**

El Ministerio para el Poder Popular de la Energía y Petróleo (Menpet) es el encargado, por parte del Estado Venezolano, de gerenciar todo lo referente con la política energética y con ello el manejo de los hidrocarburos del país como son petróleo y gas natural.

Atribuciones

Entre las atribuciones se pueden mencionar:

1. La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general;
2. El desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias eléctricas y petroleras;
3. El estudio de mercado y análisis y fijación de precios de los productos de petróleo y del servicio de la electricidad;
4. La prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades energéticas y de hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio de Ambiente y de los Recursos Naturales;

5. Las demás que le atribuyan las leyes y otros actos normativos.
 (Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, Nº. 38.111 de fecha jueves 20 de enero de 2005, Artículo 19.)

Ahora bien en vista de que el gas natural se ha ganado una posición dominante dentro de la matriz energética mundial por sus características intrínsecas, y aunado a que Venezuela se encuentra en una posición privilegiada al ser el octavo país del mundo y el primero de América Latina en lo que a reservas probadas de gas natural se refiere, el Estado venezolano ha visto la necesidad de crear un ente administrativo aparte, pero dependiente de éste Ministerio, que se encargue única y exclusivamente al manejo del gas. Este organismo es el Ente Nacional del Gas –ENAGAS- (ver Gráfico 1).

Organigrama del Menpet



Gráfico 1. Estructura Organizacional del Ministerio de Energía y Petróleo.

Ente Nacional del Gas –ENAGAS-

El Ente Nacional del Gas, ENAGAS, es un organismo adscrito al Ministerio de Energía y Minas, -hoy Ministerio para el Poder Popular de Energía y Petróleo- concebido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en septiembre de 1999, para promover el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos y regular las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas.

Misión

Velar por el logro de un retorno razonable sobre las inversiones de las empresas que participen en las actividades sujetas a regulación y al mismo tiempo debe asegurar el derecho de los consumidores a ser protegidos del ejercicio de poder de mercado, mediante la regulación de las tarifas y de otras actividades relacionadas con el transporte y la distribución.

Visión

Satisfacer el mercado energético interno y posicionar a la nación como proveedor de gas en el ámbito internacional, fundamentado en sus cuantiosas reservas gasíferas.

Organigrama del ENAGAS

Tal y como se observa en el gráfico 2 el Ente presenta una estructura organizativa conformada por tres Directores provenientes de PDVSA Gas, FUNDELCO, ELECENCO. Así mismo esta integrada por un Presidente y un Vicepresidente.

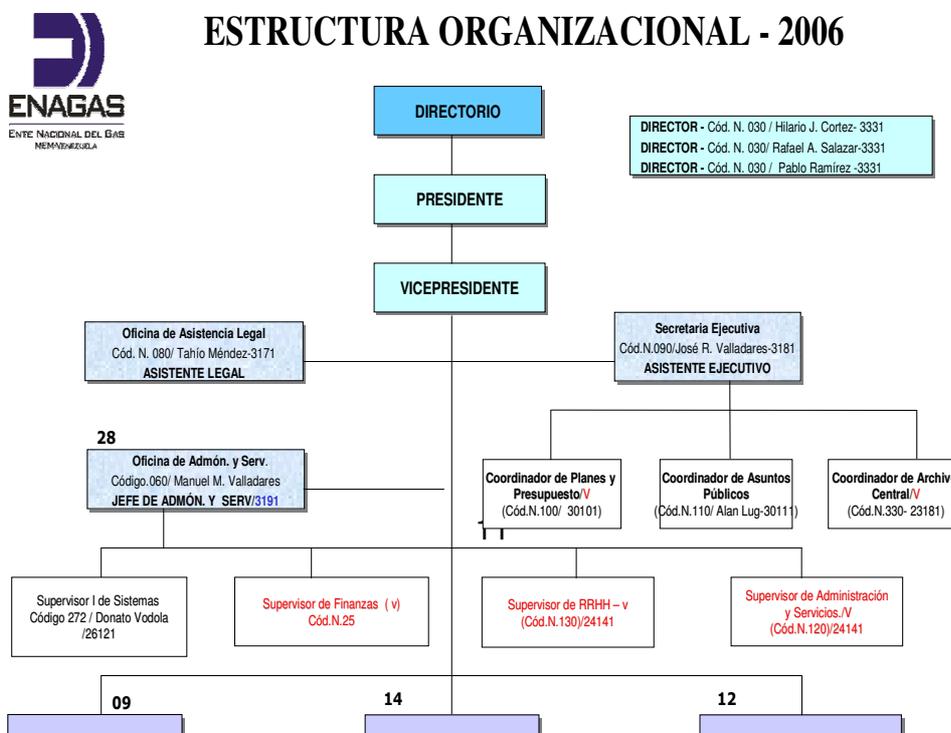


Gráfico 2. Estructura Organizacional de ENAGAS. Tomado de ENAGAS, 2006.

Atribuciones

Entre las atribuciones del organismo se pueden mencionar:

- 1. Promover y supervisar el desarrollo de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas con el fin de lograr su ejecución eficiente.*
- 2. Proponer al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación, condiciones para calificar las empresas que realizarían actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas.*
- 3. Promover el uso eficiente y la aplicación de las mejores prácticas en la industria del gas, en su utilización como combustible o materia prima.*
- 4. Velar por los derechos y deberes de los sujetos de la industria del gas.*
- 5. Asesorar a los diferentes sujetos de la industria del gas sobre la correcta aplicación de las bases y fórmulas para el cálculo de los precios y tarifas del gas y atender oportunamente los reclamos de los usuarios en esta materia.*

Rol del Ente Nacional del Gas ENAGAS

Dadas las condiciones actuales del sector gas, el Ente Nacional del Gas juega un rol directo en satisfacer las necesidades del país en el mercado

energético, a través de la aplicación de una regulación firme pero flexible, dando un impulso a la economía y desarrollo del sector.

En efecto, la coordinación y conducción del Plan Nacional de Gas es adelantada por ENAGAS para asegurar el desarrollo sostenible, la competitividad y transparencia, la no discriminación, el respeto por los derechos colectivos e individuales, el cumplimiento de las obligaciones y, en general, la operación de un mercado eficiente mediante la implantación de políticas que persiguen:

1. Impulsar el desarrollo industrial del sector y sus beneficios colaterales a través de la aprobación de proyectos de infraestructura que sean de interés Nacional
2. Beneficiar a los distintos actores, proporcionando bases regulatorias eficientes y justas que promuevan o simulen una sana competencia
3. Asegurar a los usuarios el acceso a un servicio seguro, confiable y de calidad a un precio razonable
4. Educar y orientar al país nacional sobre las bondades e impacto del uso intensivo de tan valioso recurso, creando una cultura colectiva sobre la importancia y utilidad del gas natural
5. Facilitar una comunicación entre la industria, universidades y gobierno para desarrollar una fuerza laboral capacitada, suficiente y eficiente

Se debe hacer énfasis en el deber de ENAGAS de satisfacer la imperiosa necesidad de otorgarle coherencia y sinergia al sector gas, al accionar de las diferentes organizaciones que se relacionan con las múltiples facetas que presenta la industria del gas natural (Ejecutivo Nacional, Poderes Locales, Universidades, empresas públicas y privadas, usuarios en general.

El Plan Nacional del Gas se ha venido desarrollando de manera exitosa y cumpliendo una planificación coherente en toda la cadena del gas, que ha comenzado por resolver los problemas estructurales que encontrábamos en el sector:

1. En primer término, se ha definido el marco legal y fiscal que norma el proceso de apertura, elementos indispensables para la participación de terceros en el proceso; se ha reforzado el marco institucional creando el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), como organismo regulador y promotor de toda la actividad. Luego se estableció el marco económico con la publicación de las resoluciones de Precio del gas metano y de Tarifas de transporte y distribución.

2. Se culminó con éxito el primer proceso licitatorio de áreas de gas no asociado en tierra firme, a través del cual se validaron las condiciones propuestas por el Estado para la apertura de las actividades de Exploración y Producción de gas libre.

3. Se estableció, producto del trabajo realizado por un equipo de alto nivel integrado por el MENPE-ENAGAS-PDVSA, un balance de gas que nos permite estimar de manera confiable los volúmenes de gas disponibles, para poder planificar la ejecución de los proyectos de gas en el país.

4. Se ha iniciado el proceso de ingeniería para las obras de interconexión de nuestros sistemas de gasoductos del Oriente y Occidente del país (antiguo proyecto de interconexión centro-occidente, ICO), para poder abastecer al Occidente del país con los volúmenes de gas del Oriente, resolviendo así una deficiencia estructural de nuestros sistemas de transporte.

5. Igualmente se ha iniciado el proceso para realizar las expansiones de capacidad de nuestros sistemas de transporte para atender la demanda del país en el largo plazo. En este sentido, se adelanta el proceso de licitación para el gasoducto Barbacoa – Cumaná – Coche - Margarita.

6. Finalmente, se está trabajando en las definiciones finales del proyecto de distribución de gas en todo el país, a través del cual se tendrá disponible el gas metano de manera directa en todo el territorio nacional. Esto va a redundar en inmensos beneficios para las economías locales, ofreciendo a todos los usuarios el gas directo como una fuente de energía económica, con una variedad de usos y servicios conexos que van a dinamizar otros sectores de las economías regionales.

De esta manera el Estado Venezolano, a través del Ministerio de Energía y Petróleo y del Ente Nacional del Gas, está adelantando las acciones conducentes al desarrollo del sector del gas en el país, orientándolo fundamentalmente a convertir este recurso en el energético del futuro y en una efectiva herramienta de progreso, armonizado con los planes y proyectos de desarrollo en el largo plazo de la nación, para lograr un crecimiento sustentable que beneficie a todos los sectores del país, revirtiendo la tendencia negativa de la última década en materia de desarrollo de gas en el país, que se tradujo en un desbalance entre la oferta y la demanda de gas natural con la consiguiente situación deficitaria, aislando y restringiendo productivamente a ciertas zonas geográficas del país, comprometiendo la capacidad de transmisión y distribución y generando un rezago general en el desarrollo nacional del sector gas en comparación con otros países con muchos menos recursos y potencialidades (Méndez,2006).

En conclusión, se afirma que el sector gas es una prioridad estratégica para la población del país por su condición de apalancador y potenciador de

los sectores productivos de la economía. En consecuencia, necesita de un programa acelerado de proyectos, cuya ejecución exitosa requiere de una asignación acertada de esfuerzos y recursos en coordinación y engranaje con el plan nación a fin de materializar en un plazo adecuado, las bondades y beneficios que esperamos del mismo.

En este sentido, las acciones prioritarias del ejecutivo en la materia, han de ser el fortalecimiento del área de gas en el Ministerio de Energía y Minas como hacedor de políticas, la consolidación y crecimiento del Ente Regulador y Promotor del sector y la creación de una Empresa Nacional de Gas del Estado Venezolano, independiente del negocio petrolero, que concrete la ejecución de los lineamientos, planes y programas dictados por el gobierno nacional.

CAPITULO III

MARCO REFERENCIAL

Este capítulo presenta, en primer lugar, antecedentes de la investigación. Luego se desarrolla la fundamentación teórica sobre la base de la siguiente temática: Reseña Histórica sobre la Exploración y Explotación del gas en Venezuela; Posicionamiento de Venezuela con respecto a los países de la OPEP Y no OPEP; Proyectos a corto plazo en Venezuela, Políticas gasífera. Generalidades sobre del gas natural asociado y no asociado: Clasificación, Cadena del gas natural: exploración y explotación, Procesamiento, Recolección y Comercialización. Ventajas y desventajas de uso. Proceso de otorgamiento de licencias, Sugerencias, Regalías y Tarifas. Marco Legal de la Investigación, entre otros.

Antecedentes de la Investigación

A continuación se esbozan algunos antecedentes que motivaron al autor a escoger esta línea de investigación.

Pinto (2005), plantea que hay que estar conscientes de que el petróleo se acabará. Expone que si se consideramos a México como parte de Norte América, según la clasificación del informe actual de energía de la BP 2005, es asombroso ver que el 6,7 % de la población mundial (Norte América) consume el 27,2 % de la energía primaria mundial, muy cerca del consumo de Europa con un porcentaje de población que casi lo duplica, 11,4 % , con un consumo del 29 % y también del Asia y el Pacífico con un consumo del 31,2 % , con un 56,8 % del total de la población mundial.

Estas tres grandes áreas devoradoras de energía consumen el 87,4 % del total de la energía primaria.

En cuanto a Sur América, Centro América y el Caribe, ellos representan el 8,5 % del total de la población mundial, consumen el 4,7 % de la energía primaria mundial, siendo Venezuela un consumidor de apenas el 0,7% de la energía, el Medio Oriente con un 4 % de la población mundial, tiende a consumir el mismo 4,7 % de energía y África con el 14 % de la población mundial, consume solo el 3,1% , lo cual señala además un déficit de consumo que se traduce en un mercado subdesarrollo.

El mismo autor expone:

...Analizando las cifras sobre las reservas probadas mundiales de petróleo convencional, (2005) las mismas suman un total de 1.189 billones de barriles. De acuerdo a esas cifras, la relación de reservas/producción actuales revelan que el tiempo restante de producción luce bastante crítico para Norteamérica, a quienes solo le quedan unos 12 años promedios de producción, estando EEUU cerca de ese promedio con 11 años. Al Asia y Pacífico le restan 14,2 años, a Europa y la URS le restan unos 22 años, al Continente Africano 33 años, a Sur América , Centro América y el Caribe le quedan en promedio 41 años, con la particularidad de que a Venezuela le restan 71 años (no considera la extracción de 231 billones de reservas de crudo pesado y extra pesado de la FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO donde somos número uno en reservas mundiales) y finalmente, al gigante del Medio Oriente le resta un mayor tiempo de consumo de reservas de 82 años.

Por su parte, Roberts (2005) experto en materia energética, publica el best seller "The end of Oil", en donde destaca la situación de las reservas de Venezuela y de otros países de la OPEP. Expone que esos países petroleros no han anunciado descubrimiento significativo alguno ó mejoras en sus tecnologías de producción durante 1980 ó 1990 que justifiquen los aumentos de reservas que presentan.

Asimismo, en la edición especial de la revista Scientific American correspondiente al mes de septiembre de 2004, se publica un trabajo donde

se plantea que se avecina una gran crisis petrolera. Se esboza que el mundo está muy cerca de la fecha en que se alcanzará la producción pico de petróleo, momento a partir del cual la producción comenzará a declinar, por lo que el preciado recurso energético se hará cada vez más costoso, por lo que es necesario buscar otras alternativas energéticas.

En ese mismo orden de ideas, la otra no menos afamada publicación internacional National Geographic en el mes de junio de 2004, dedicó 30 de sus páginas al mismo tema bajo el título de "The end of cheap Oil". El trabajo se sustenta en los datos publicados por la OPEP, incluyendo a Venezuela, de 1980 a 1990. Concluyen que los países desarrollados y los que se encuentran en vías de desarrollo deben comenzar a pasarse por la posibilidad de utilizar gas natural por ser más barata y menos contaminante.

Igualmente, el Informe estadístico de British Petroleum, del 2003, aporta valiosas informaciones, que a primera vista parecen sorprendentes, pero que ilustran los cambios reales que experimenta el mundo, contrarios a los que han sido y son aún las fuerzas dominantes.

La primera sorpresa viene del alto crecimiento relativo en el 2002 del consumo global de energía primaria, que alcanzó el 2,6%, casi el doble del 1,4% que había sido el incremento medio anual en la década pasada. La explicación de esta anomalía es la revelación del factor CHINA. Si se excluye ese país, el incremento de la demanda en el 2002 fue inferior al 1%, prosiguiendo la tendencia occidental a la caída del consumo de energía. CHINA aumentó su consumo en el récord de 20%, basándose en su producción de carbón, que se elevó en 28%, lo que es otra novedad, pues elevó el carbón al energético de mayor incremento en el 2002, con el 7% (Mieres, 2003).

El mismo autor plantea que la otra cara de la moneda está en Europa y en Japón, que redujeron su consumo total de energía para el año 2002, y en América Latina con crecimiento cero, y en las demás regiones es insignificante. Este estancamiento, que se hace más manifiesto en el petróleo, refleja la crisis estructural que padece el capitalismo central (la OCDE) entre otras cosas por su propia incapacidad para autoabastecerse en petróleo, que es la base del paradigma tecnológico, y las dificultades para sustituirlo por gas y otras energías.

Asimismo expone que en el otro extremo, las potencias de la OCDE muestran su dependencia creciente las fuentes externas de petróleo. Entre 1992 y 2002 sus reservas de crudo bajaron de 109 a 72 millardos de bbls (7% de las mundiales), mientras su producción se ha estancado en 21 MMb/d (29% de la global), y la duración teórica de sus reservas ha caído a menos de 10 años. El máximo de penuria lo sufre Norte América, que fuera el epicentro indiscutido durante más del medio siglo inicial de producción y exportación. Sus reservas probadas cayeron de 91 a 50 millardos de bbls, en la última década y su producción se ha estancado en 14 MMb/d (en USA bajó de 9 a 7.7 MMb/d).

La región más poderosa se ha convertido en la más débil. Tal es el drama del Imperio. La vieja Europa y Japón se han adaptado a la escasez mejorando la eficiencia en el uso de energía y reduciendo su consumo. Pero los Estados Unidos de América se mantienen con su política derrochadora de energía y devastador del ambiente, y aspira a hacerlo a costa de la OPEP y de los demás. Este anacronismo imperial está en el centro de la tragedia mundial (Méndez, 2006).

Refiere el autor que la OPEP tiene que afrontar esta realidad inevitable, que la va dejando cada vez más con el monopolio de las reservas

y de la producción del crudo, al mismo tiempo que la demanda tiende a estancarse a largo plazo, y aplicar su capacidad creciente de regulación de su oferta para seguir valorizando el petróleo.

Tales trabajos sustentan la situación que se aborda en la investigación. Todos, desde su óptica, muestran, en una u otra medida, que la situación con las reservas de petróleo, el aumento desproporcionado de sus precios y los daños ambientales que se están ocasionando por el uso indiscriminado de los hidrocarburos, tales como la contaminación general y el calentamiento global, invitan a migrar progresivamente hacia energías más blandas y más baratas como lo es el gas natural no asociado.

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Historia del Gas Natural en Venezuela

Seguidamente se presenta una breve reseña histórica sobre la situación del gas natural en Venezuela (Pdvsa - gas, 2005).

1953: El Ministerio de Minas e Hidrocarburos crean la Dirección de Petroquímica Nacional, para contribuir a impulsar el desarrollo económico, mediante la industrialización del gas natural.

1970: Se concluye el gasoducto Anaco – Puerto Ordaz, con una longitud de 228 km. Este gasoducto suplirá de gas natural a la Orinoco Mining CO., Siderúrgica del Orinoco y otras industrias instaladas en la zona industrial de Puerto Ordaz. Comienza la Construcción del gasoducto Central del Lago.

1974: Es inaugurado en el Complejo Petroquímico de El Tablazo, Estado

Zulia, la planta de procesamiento de gas (GLP) con una capacidad de procesamiento de 165 MMPCD.

1975: Se construye parte del gasoducto Morón – Barquisimeto, lo que constituye la primera esta en la ampliación de este importante gasoducto. El 29 de agosto de 1975, en acto solemne efectuado en el Salón Elíptico del Capitolio Federal, el Presidente de la República de la época, puso el “Cúmplase” a la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.

1982: Se inician las obras de construcción del Complejo Criogénico de Oriente, compuesto por una Planta de Extracción en San Joaquín, Poliducto de 96 Km. (16”) y una Planta de Fraccionamiento en Jose, Estado Anzoátegui. Cuenta, además con un poliducto de 8” y 56 Km. entre Jose y la Refinería de Pto. La Cruz.

1983: Se termina la construcción del gasoducto Quiriquire – Maturín, con una longitud de 49.1 Km. (diámetro 20”) y capacidad de 200 MMPCD. Suministrará gas a la zona industrial de Maturín, La Toscana y Jusepín.

1985: Inicia actividades el Complejo Criogénico de Oriente. La Planta de Extractora de San Joaquín tiene una capacidad de 23 MMPCD de gas y la Planta Fraccionadora de 70000 BPD.

1986: Se reestructura la Gerencia General de Gas incorporando dentro de sus funciones la operación del Complejo Criogénico de Oriente y transfiriendo a Lagoven y Maraven las actividades de gas a venta realizadas hasta la fecha por Corpoven en el Occidente del país.

1986: Se reestructura la Gerencia General de Gas incorporando dentro

de sus funciones la operación del Complejo Criogénico de Oriente y transfiriendo a Lagoven y Maraven las actividades de gas a venta realizadas hasta la fecha por Corpoven en el Occidente del país.

1992: En las Plantas de Extracción San Joaquín y Fraccionamiento Jose se elevó la capacidad de procesamiento de 800 a 1000 MMPCD y de 70 a 100 Mil Barriles diarios respectivamente. Durante el año se incorporaron a la red nacional de gasoductos 10 estaciones de medición con el propósito de optimizar los procesos de transmisión y distribución de gas.

1993: Las reservas probadas remanentes de gas asociado se colocaron en 85 billones 568 mil millones de pies cúbicos, 11,6% por encima de las de 1992. Se culminó la primera fase de la ampliación del Complejo Criogénico de Oriente (ACCRO) que incrementa la capacidad de procesamiento a 1000 MMPCD y 100 mil barriles diarios de LGN, con un financiamiento externo de 442 MM. \$ Y una inversión total de 46758 MM. Bs.

1997: En el segundo semestre de 1997, PDVSA inicia un proceso de transformación mediante el cual se estima crear valor y se emprende una reestructuración organizacional con impacto en la gerencia de los procesos del negocio.

1998: El 1 de enero inicia operaciones PDVSA GAS, empresa filial de Petróleos de Venezuela integrada a la División de Manufactura y Mercadeo. Su responsabilidad es impulsar el negocio del gas natural en el país, para lo cual desarrolla las actividades de procesamiento, transporte, y distribución con otras empresas para la colocación y ventas de los mismos, lográndose la integración armónica de las culturas, y equipos de trabajo entre Oriente y Occidente.

1999: Se promulga la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, la cual

define el marco legal requerido para sustentar el negocio en toda la cadena de valor. Asimismo se obtuvo la aprobación por parte del MEM de los campos del área de Anaco, a ser desarrollados por gas, convirtiendo a Anaco en el distrito gasífero de Venezuela

2000: Continúa con la incorporación del Marco Legal de la industria del gas a través de la aprobación el 31 de mayo de 2000 del Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (RLOHG), y la elaboración, conjuntamente con el MEM, de la propuesta de organización del Ente Regulatorio de Gas –ENAGAS-.

2001: Se destaca la consolidación de PDVSA GAS, SA como empresa verticalmente integrada habiéndose concretado la transferencia de personal, activos y campos operativos del Distrito Anaco y Bloque E Sur del Lago. Se definió el portafolio de negocios alineado con el Plan Nacional de Gas y se fortalecieron las relaciones con las filiales de PDVSA, Petróleo, para la concreción de acuerdos de servicios.

2002: La situación de conflicto generada a partir del 02 de diciembre por un numeroso grupo de trabajadores de la industria petrolera generó el cierre de pozos de petróleo y por consiguiente la producción del gas asociado. Esta situación coadyuvó a restringir el suministro de gas natural o metano de nuestros sistemas de redes y del gas licuado de petróleo (GLP) o propano a las plantas de llenado de las bombonas para el sector residencial y comercial / industrial que utiliza este tipo de envases. Estos acontecimientos originaron importantes pérdidas para PDVSA Gas y por ende para Venezuela. Básicamente, se vieron afectados dos grandes áreas de PDVSA GAS, como son la Operacional – Comercial y la Administrativa. Estos hechos desencadenaron el incumplimiento de los compromisos contractuales con los

clientes, debido al poco gas disponible se distribuyó con carácter prioritario a los sectores domésticos, eléctrico y empresas básicas de Guayana, etc.

2003: En enero se estabilizaron 5 fuentes de suministro de GLP: Jose, Guatire, Bajo Grande, Puerto La Cruz y El Guamache. Sin embargo, no estaba normalizado el suministro desde Ulé, Cardón y El Palito. Para el logro de ese objetivo se definieron una serie de acciones entre las que se destacan: la implantación de una organización transitoria que permitiera acometer las tareas más prioritarias y la incorporación de personal temporal para reforzar las áreas más débiles con los respectivos planes de contingencias.

2004: La Nueva PDVSA GAS firmó la buena pro de la Fase I del proyecto ICO (Interconexión Centro Occidente) para el inicio de la construcción del tramo Quero – Río Seco. En abril, nuevamente se superó récord de ventas de Gas metano en el mercado interno, al elevar de 1.797 MMPCD a 1.799 MMPCD (millones de pies cúbicos/día), en relación al obtenido el mes de marzo de este año.

2005: Por resolución de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela S. A., se acordó la Integración de los Negocios de Gas, a nivel nacional, con base en un plan de acción: La integración a PDVSA GAS del Distrito de producción Anaco y de los procesos de Extracción y Fraccionamiento LGN Oriente y la integración de los procesos de Producción de Gas Libre (Bloque E Sur del Lago) y de Extracción y Fraccionamiento y LGN de Occidente y de las operaciones de transporte y distribución de gas de Occidente.

2007: Con la finalidad de profundizar de manera eficiente los planes de Negocio de la Corporación y específicamente los nuevos desarrollos de

GAS, a nivel nacional, dando de esta manera el *salto hacia adelante* propuesto por el Gobierno actual.

En conclusión por el poder energético y en razón de ser un combustible más limpio que produce poca contaminación al medio ambiente, hace al gas natural un producto de utilidad muy apetecible. Bien para ser utilizado en las ciudades y zonas industriales como combustible doméstico, para generación de termoelectricidad o como insumo de la industria petroquímica u otros importantes procesos industriales. Inclusive para formular el metanol y etanol, sustitutos de la gasolina en la combustión interna.

Situación del Gas Natural a nivel Mundial

Las reservas mundiales de gas natural, aunque limitadas, son muy importantes y las estimaciones de su dimensión continúan progresando a medida que las nuevas técnicas de explotación, de exploración y de extracción son descubiertas. Las reservas de gas natural son abundantes y ampliamente distribuidas por el mundo. Se estima que una cantidad significativa de gas natural queda aún por descubrir (Méndez, 2004).

Plantea que para el año 2005, las reservas probadas de gas natural en el mundo eran de más de 178 billones de metros cúbicos, casi un 40% más que en 1990.

Asimismo, el ratio mundial de reservas de gas natural respecto a la producción a niveles actuales esta entre 60 y 70 años. Esto representa el tiempo que las reservas existentes durarían si se mantuvieran los actuales niveles de producción.

En el Gráfico 3, claramente se observa que el Medio Oriente es la zona geográfica con mayor proporción de reservas probadas, seguido por la Federación Rusa y Europa - Eurasia. Contemplándose el continente americano con los menores niveles de reservas probadas.

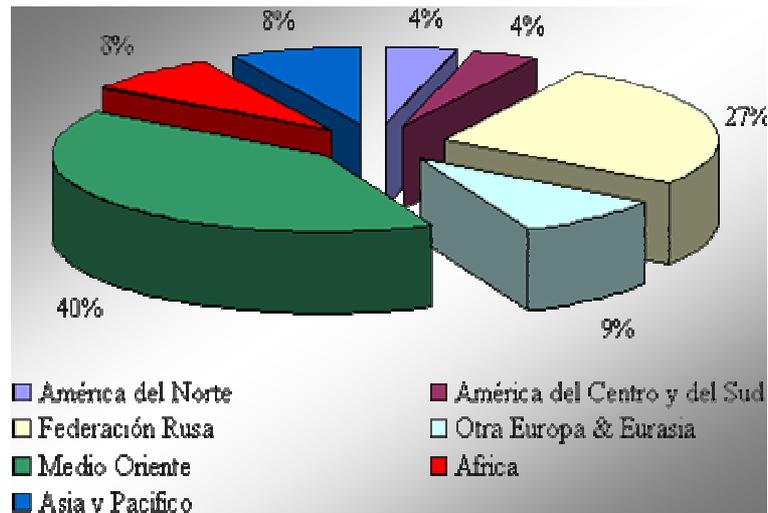


Gráfico 3. Distribución Mundial de las Reservas Probadas de gas natural. Tomado de PDVSA 2006.

Sin embargo, al establecer una comparación por países, Venezuela se ubica en el octavo país entre los países productores de petróleo -OPEP-; tal y como se observa en el Gráfico 4. Hoy por hoy, nuestro país cuenta con 148,9 billones de pies cúbicos (BPC) (4,15 Billones de m³) de gas en reservas probadas, además posee recursos entre 40 y 60 BPC por confirmar (Campo, 2005).

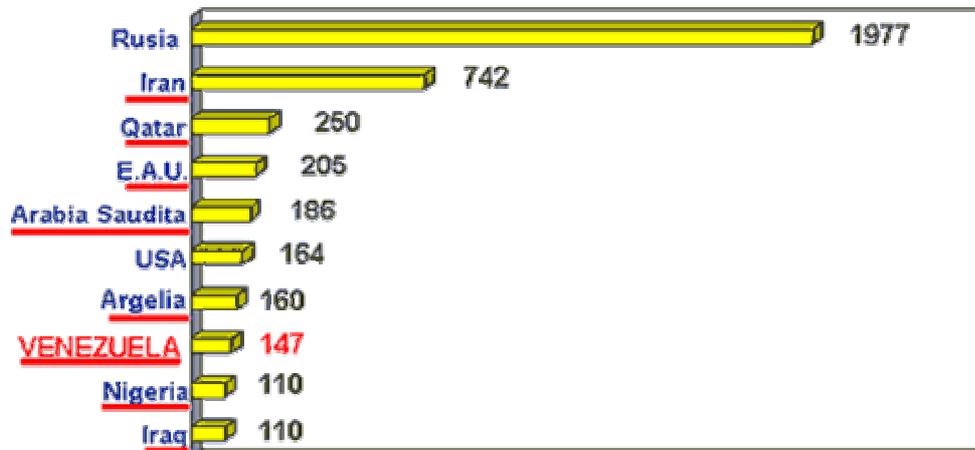


Gráfico 4. Distribución por Países de las Reservas probadas de Gas Natural. Tomado de PDVSA 2006.

Igualmente, se establece que América Latina cuenta con alrededor del 4% de las reservas de gas natural del mundo. Según datos combinados de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la empresa British Petroleum (BP), en orden de magnitud los países de América Latina con mayores reservas probadas de gas natural son en orden: (a) Venezuela, (b) Bolivia, (c) Argentina, (d) México, (e) Brasil, (f) Colombia y (g) Ecuador.

En consecuencia, dichas cifras establecen que Venezuela en la actualidad ocupa el primer lugar de América Latina, la novena a escala mundial y la séptima respecto a los países que integran la OPEP.

Situación del El Gas Natural en Venezuela

Petróleos de Venezuela S.A. -PDVSA- cumple con todas las actividades propias del negocio petrolero, constituyéndose en una corporación verticalmente integrada, que abarca todos los procesos, desde la explotación hasta la comercialización de los hidrocarburos gaseosos y no

gaseosos, y sus derivados (Orellana, 2001). Expone que entre los procesos que realiza Petróleos de Venezuela:

1. Exploración y Producción: es el primer eslabón de la cadena, el cual se ubica en aguas arriba del negocio. De esta fase depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo.

2. Refinación: proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados.

3. Comercialización: último eslabón de la cadena productiva. En esta etapa se establecen las fórmulas de precios que reflejan las variaciones del mercado para garantizar precios e ingresos justos para el pueblo venezolano.

4. Gas: Con unas reservas probadas por 147 billones de pies cúbicos, Venezuela es una de las potencias mundiales del sector de hidrocarburos gaseosos.

Respecto al Gas Natural. En vista de que el gas natural ha pasado a ocupar un importante espacio en el escenario energético mundial, con un crecimiento continuo de la demanda, PDVSA, a decidido aplicar nuevas políticas gasíferas encaminadas a ampliar los horizontes.

Reservas Probadas y Expectativas del Gas en Venezuela

Venezuela, es el primer reservorio gasífero de América Latina y el Caribe, 64,24 % (148,9 MMMPCN, sin considerar a Trinidad-Tobago) y el octavo del mundo bien lejos de los primeros, con solo el 2,35 % del total, teniendo el Medio Oriente , Europa y Rusia las grandes acumulaciones, que

suman el 76,3 % de las reservas mundiales de gas. (Ver Gráfico 4)
(Sánchez, 2005)



Gráfico 5. Perspectiva del Gas Natural en el País. Tomado de PDVSA GAS, 2005.

Expresa el autor, que una gran restricción en nuestras reservas de gas es que el 90,8 % de las mismas son asociadas al petróleo, es decir, son vulnerables a las variaciones de producción de crudo, atadas a las regulaciones de la OPEP, siendo su vida útil de unos 20 años a la tasa de producción actual de 2,98 MMBPPD (Pinto, 2005).

En el Gráfico 6 que se muestra a continuación se visualizan las áreas del país, donde hasta el momento, se han encontrado yacimientos de gas natural. En este sentido se pueden mencionar el Golfo de Venezuela, nor-este del Estado Falcón, el Caribe, el Atlántico y la Plataforma Deltana.

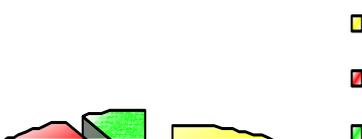


Gráfico 6. Vista aérea de las áreas costa afuera con Reservas Probadas. Tomado de www.enagas.gov.ve.

Hasta el momento las reservas probadas por 150 billones de pies cúbicos y otros 196 billones por descubrir. Es por esa razón que PDVSA ha estado haciendo hincapié en los últimos años en el desarrollo de proyectos de gas que, bajo la batuta del Ministerio de Energía y Petróleo, intentan atender la demanda interna e incluso exportar este recurso a naciones vecinas con alto consumo, como es el caso de Estados Unidos (Mieres, 2003).

Refiere el mismo autor que los obstáculos son múltiples costos y dificultades de transporte del producto final, cuantiosas inversiones y requerimiento de participación extranjera, pero se trata de planes imperativos para atender la creciente demanda interna que no ha sido satisfecha con la explotación de gas asociado al petróleo pero que, sin embargo, sigue siendo promovida con planes como el de Gas Natural para Vehículos.

Expone que uno de los más grandes potenciales de gas natural de Venezuela se concentra costa afuera, en donde se estiman reservas preliminares por el orden de los 95 billones de pies cúbicos. Pdvsa estima que para explotar estos recursos se requerirá la inversión de 50 millardos de dólares durante el transcurso de 30 años. De acuerdo a los datos de PDVSA



(2006) de las reservas probadas de gas natural en Venezuela, el 91% corresponde a gas natural asociado. Gráficamente, se puede ver una pequeña porción -9%- es de gas libre No asociado (Gráfico 7).

Gas No asociado

Gas asociado

Gráfico 7. Distribución de Reservas de Gas Natural Asociado y No Asociado. Tomado de Méndez, 2004. Aliento de Piedra.

En el caso de las reservas de gas asociado, estas se verán afectadas al realizar revisiones a las reservas de petróleo. Son puntos de especial atención las que están asociadas a los crudos pesados, extrapesados y al propio bitumen, ya que estas suman 26 BPC, es decir el 20% de las reservas de gas asociado declaradas como oficiales (Méndez, 2004).

Explica que el 9% de Nuestras Reservas Probadas corresponde a Gas Libre o No Asociado. Las reservas más importantes de Gas libre se encuentran Costa Afuera, siendo las áreas más avanzadas en exploración las correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana. La zona del Golfo de Venezuela tiene un potencial elevado que comenzará a ser explorado en el marco del Proyecto Rafael Urdaneta, el cual cuenta con 26 BPC de gas natural no asociado.

Asimismo al visualizar en la Gráfico 8, existen reservas en el Eje Norte Llanero donde se está explotando el Campo de Yucal Placer Norte. Se espera alcanzar una producción de 300 MMPCED. En el pie de Monte Andino se está explorando en el Bloque de Barrancas y se estima una producción de 70 MMPCED. También se dispone de reservas en proceso de exploración e inicio de explotación en la zona de la Vela de Coro.

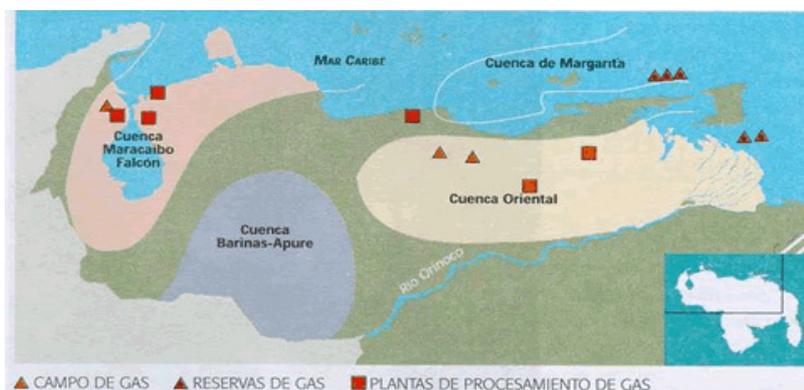


Gráfico 8. Mapa parcial de Venezuela áreas con las reservas probadas 2005. Tomado de www.enagas.gov.ve.

Relación de Negocios

Petróleos de Venezuela (PDVSA) mantiene relaciones comerciales con terceros principalmente a través de las empresas mixtas, la exploración a riesgo y ganancias compartidas, *las asociaciones estratégicas y los convenios operativos* firmados durante la apertura petrolera y a consecuencia de los cuales el pueblo venezolano registró grandes pérdidas económicas (Pdvsa, 2005).

En la actualidad, negocia con las empresas firmantes de estos convenios, a fin de ajustarlos al marco legal vigente mediante su transformación en empresas mixtas, donde la estatal mantenga el control sobre por lo menos el 51% de las acciones.

Los negocios que realiza PDVSA cumplen efectivamente los principios de transparencia, responsabilidad y efectividad que caracterizan las actuaciones de la Corporación. Sobre esos fundamentos reposan las premisas del plan de negocios que se ha trazado Petróleos de Venezuela S.A., para el período 2005-2010.

En ese orden de ideas y enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, se promueve la aceleración de los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera, tomando en cuenta, además de las necesidades del mercado interno, la nueva estrategia dispuesta por el Ejecutivo Nacional en cuanto a la creación del Cono Energético, que incluye el suministro de gas a los países de Latinoamérica, el Caribe y la Cuenca Atlántica.

En este sentido PDVSA tiene previsto invertir en el período 2006-2012 un total de 16 mil 780 millones de dólares en proyectos de alto impacto en materia de gas, lo cual permitirá cubrir la demanda interna, contribuir con la construcción del nuevo modelo económico, productivo y social del país, maximizar y valorizar los recursos gasíferos e impulsar el desarrollo endógeno y sustentable en las áreas de influencia, además de propiciar la integración latinoamericana y caribeña.

Con ellos se prevé aumentar la producción de gas de 6 mil 300 millones a 11 mil 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) para el 2012. Con miras a lograr este objetivo, se estima que la producción en el

estado Zulia, en el occidente venezolano, pasará de 1.100 a 1.400 MMPCD; Yucal Placer, en el centro del país, de 100 a 300 MMPCD; Anaco de 1 mil 700 millones a 2 mil 794 millones de pies cúbicos diarios. Además, se espera incorporar la producción del Proyecto Mariscal Sucre el cual comprende actividades por el orden de los 1.200 MMPCD y Plataforma Deltana con unos 1.000 MMPCD.

El incremento los volúmenes de producción permitirá el fortalecimiento energético del país. A través del proyecto de gas Interconexión Oriente-Occidente (ICO), que se espera este concluido en su II Fase en el año 2007, mientras que los proyectos como el gasoducto Barbacoa-Margarita, ampliación de los sistemas de la red de conexión de Anaco-Puerto La Cruz (Jose), Anaco-Puerto Ordaz, el sistema de transporte Norte-Llanero, y sistema de gasoducto Costa Afuera-Tierra, deberán concluir durante el último trimestre del 2008.

En el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, tiene como objetivo que el Estado retome el control de sus negocios estratégicos para el Estado. Por esa razón en los proyectos de gas Aguas Arriba, la Corporación asumirá con esfuerzo propio la exploración y producción de los campos Río Caribe y Mejillones, ubicados al nororiente del país. Se prevé que el proceso de perforación de dichos pozos se inicie en el segundo trimestre del año 2007.

En materia Aguas Abajo, la industria petrolera asumirá con esfuerzo propio la construcción de los gasoductos Mariscal Sucre que conectaran el proyecto con el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), desarrollos que a su vez se unirán con la Plataforma Deltana. Se espera que estos proyectos concluyan a mediados del 2009.

Proyectos Plan Siembra el Petróleo

Proyecto Delta-Caribe

El Proyecto Delta Caribe tiene como meta el desarrollo del gas Costa Afuera en las áreas de Plataforma Deltana, en la fachada atlántica venezolana; y en las aguas ubicadas al norte del estado Sucre, al oriente de Venezuela; en las inmediaciones de la Península de Paria. Agrupa varios proyectos específicos: la construcción del Centro de Industrialización del Gas Gran Mariscal de Ayacucho, CIGMA, en la Península de Paria, estado Sucre; el desarrollo de bloques de gas en la Plataforma Deltana (Gil, 2005).

Las inversiones requeridas para estos proyectos gasíferos suman aproximadamente 16 mil millones de dólares entre el período 2005- 2012, mientras que la meta de producción se fijó en 11 mil 500 millones de pies cúbicos diarios. La misión inicial del proyecto Delta Caribe para la explotación del gas Costa Afuera es superar el déficit de gas que presenta el mercado interno y que se calcula en mil 500 millones de pies cúbicos diarios.

1. Proyecto Plataforma Deltana. Se ha convertido en la bandera de los planes costa afuera, con la meta de comenzar a despachar gas natural licuado a partir de 2009. En marzo de 2004 se entrega la buena pro para la exploración y explotación de Gas No Asociado en el Bloque 3, a la empresa Chevron Texaco Global (Gil, 2005).

Esta área tiene recursos estimados de 38 BPC de gas natural no asociado. Dividida para propósitos administrativos en cinco Bloques, el primero está reservado para PDVSA, mientras que Chevron posee licencias en los bloques 2, 3; y Statoil en el Bloque 4. El Bloque 5 está en proceso de estudio. Chevron finalizó la campaña exploratoria del Bloque 2 con éxito,

validando las expectativas y en curso de su declaración de comercialidad. La misma empresa perforó un primer pozo con resultados exitosos en el Bloque tres -3-.

Se espera la declaración de comercialidad del Bloque 2 para el primer trimestre del año 2006, y para el segundo trimestre del 2007, se espera el reinicio de la campaña exploratoria en el Bloque 4, por parte de la empresa Statoil.

2. El Proyecto Mariscal Sucre. El Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), se proyecta como el nuevo polo de desarrollo industrial de Venezuela, ubicado en la península de Paria, cercano a la población de Güiria, estado Sucre, en el nororiente venezolano, con una extensión de 6 mil 300 hectáreas en tierra firme y 11 mil hectáreas mar adentro (Pdvsa, 2005).

Con Reservas de 14.3 BPC y un estimado de producción de 1 mil 2 millones de pies cúbicos diarios, es un proyecto adelantado por PDVSA para desarrollar las reservas del Norte de Paria, en dos fases. El objetivo inicial es suplir el mercado doméstico con los campos Río Caribe y Mejillones. De existir excedentes eventualmente se exportarían como Gas Natural Licuado (GNL) con una inversión de 2,7 millones de dólares.

Será el centro de acopio de la producción de gas natural del nororiente del país (Plataforma Deltana, el Norte de Paria y el Golfo de Paria), albergará las plantas de licuefacción de gas natural (GNL), las de industrialización, facilitará el procesamiento de crudos, y proveerá servicios de muelle necesarios para la construcción y servicios, el despacho y recibo de GNL, crudos y otros productos.

El CIGMA contará con un muelle de construcción a finales del año 2006 y el de servicios a partir del año 2007. La presencia de estos dos muelles activará las oportunidades de empleos en el área de influencia. Adicionalmente, el contará para el año 2008 con la construcción del Terminal de Almacenamiento y Embarque de crudos y productos. (Ver Gráfico 9)

Para finales del 2010 se estima que esté lista la Planta de Gas Natural Licuado (GNL) que estará ubicada en el CIGMA y tendrá acceso abierto a todos los productores, bajo la responsabilidad de PDVSA CIGMA (Fuente (Pdvsa, 2005).

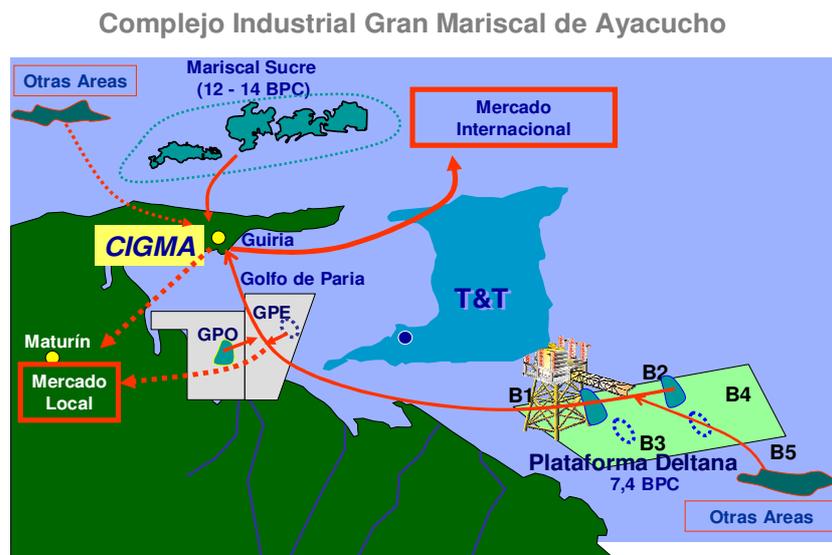


Gráfico 9. Vista panorámica de al Complejo Mariscal Sucre. Tomado de Saba en El petróleo y el gas a espaldas del pueblo de Paria.

3. Proyecto COROCORO. Ubicado en el Golfo de Paria, posee un estimado de 2 a 3 BPC de gas natural no asociado y es considerado un reservorio de gas con gran potencialidad. En la actualidad mantienen licencias para la producción de crudo las empresas ConocoPhillips, ENI y

PDVSA, bajo la figura de Exploración a Riesgo y Ganancias compartidas. La inversión proyectada es de 480 millones de dólares a tres años (Fuente (Pdvsa, 2005).

Proyecto Rafael Urdaneta

Ubicado en el Golfo de Venezuela y al noreste de Falcón, este desarrollo tiene un potencial de 26 BPC de gas natural no asociado y 7 millardos de barriles de hidrocarburos líquidos.

El Proyecto Rafael Urdaneta se enmarca dentro de los planes estratégicos del Gobierno Bolivariano que promueven el desarrollo del potencial gasífero de la nación para mejorar la calidad de vida de los venezolanos y apalancar el desarrollo del parque industrial, tal como establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, el Plan de Desarrollo de la Nación y el Plan Nacional del Gas.

Conformado por una serie de bloques, ubicados en el Golfo de Venezuela y en el noreste del estado Falcón, el Proyecto Rafael Urdaneta en conjunto cubre un área aproximada de 30.000 kilómetros cuadrados.

Las áreas que conforman el proyecto son de bajo riesgo exploratorio y tienen características geológicas que las hacen potencialmente prolíficas en hidrocarburos, además, se encuentran cercanas a yacimientos que actualmente están en producción.

Entre los objetivos del Proyecto Rafael Urdaneta figuran: la búsqueda de gas para atender la demanda interna, la captura de información geológica del área y el desarrollo endógeno de occidente.

Adicionalmente, este esfuerzo representa una expansión de las oportunidades de negocio del proyecto Gasoducto Transguajiro, el cual

permitirá, a largo plazo, la transferencia de gas a Colombia y Centroamérica, regiones con las que se adelantan procesos de integración energética para afianzar el desarrollo sostenible de los pueblos hermanos.

Sin embargo, todos estos proyectos quedan sujetos a las políticas del Estado Venezolano en cuanto a la nacionalización de los hidrocarburos (Fuente (Pdvsa, 2005).

Políticas del Estado para el Sector Gas

Estas políticas están orientadas a direccionar la acción en el sector gas para aumentar la eficiencia estratégica, económica, social y ecológica en la producción de los sistemas energéticos y minimizar el impacto ambiental. Esto incluye proyectos y programas que se enfoquen en construcciones eficientes y seguras, costos razonables e industrias productivas y limpias (Orellana, 2001).

En este sentido, el marco establecido para el desarrollo del Plan Nacional del Gas, se pueden resumir en el cumplimiento de seis objetivos fundamentales:

1. Garantizar en el largo plazo el abastecimiento de gas a la nación. Las políticas públicas en el área de gas se orientarán a satisfacer de manera prioritaria la demanda de gas en el mercado interno, propiciando el desarrollo nacional, tal como lo establece la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos. Esto supone el desarrollo de los proyectos de gas que garanticen su disponibilidad en todo el territorio nacional. (Ver Gráfico 10)



Gráfico 10. Clasificación por Región Geográfica. Tomado de www.enagas.gov.ve.

2. Desarrollar la producción de gas libre. Para contribuir a la diversificación y mejoramiento de la composición actual de las reservas de hidrocarburos, debido a la alta vulnerabilidad en las variaciones de producción de crudo por el carácter asociado de las reservas desarrolladas, se dará prioridad al proceso de otorgamiento de licencias para la exploración y producción de gas libre, para las áreas ubicadas en tierra firme y costa fuera. Las expectativas sobre descubrimiento de reservas de gas libre están en el orden de los 39 TPC. En el Gráfico 11, se observan las áreas de producción de gas no asociado o libre.



Gráfico 11. Áreas de Gas No Asociado o Libre del País. Tomado de www.enagas.gov.ve.

3. Desarrollar la infraestructura de transporte y distribución. Es necesario promover el desarrollo acelerado de nuestros sistemas de transporte para interconectar y llevar el gas a la mayoría de la población y territorio nacional, con el objetivo de integrar los ejes de desarrollo de la nación.

Para ello se mantendrán bajo control del Estado los sistemas de transporte existentes que permitan aprovechar al máximo las economías en beneficio del consumidor. Así mismo, se desarrollará la gasificación de las ciudades del país para llevar el gas directo a la mayoría de nuestros hogares, comercios e industrias. Hoy por hoy se cuenta con la participación de capitales privados y públicos para armonizar las competencias municipales con la viabilidad económica del proyecto.

Es importante acotar que la expansión de las redes de transporte y distribución de gas están proyectadas con respecto a los ejes de desarrollo, para satisfacer la demanda a 1.7 BPC en el 2022, mediante redes locales de distribución de gas para el mercado industrial y residencial, que en su conjunto abarcarán casi todo el territorio nacional. Esta expansión sustituiría el consumo de líquidos por gas natural hasta en 26% como combustible en el mercado interno, asegurando un sistema de energía confiable, flexible y capaz de responder a emergencias por sustitución de fuentes energéticas.

4. Direccionar la capacidad de pago de los diferentes actores. Los volúmenes de gas asociados a la producción petrolera serán orientados al mercado interno, dentro del Plan de Desarrollo Regional. El hecho de compartir la estructura de costos con el petróleo abarata el precio de este tipo de gas. Así nuestros usuarios domésticos, comerciales e industriales, contarían con un recurso económico y una ventaja país que apoye el desarrollo interno.

De esta manera se da cumplimiento a la orientación económica-social del Ejecutivo Nacional y a la caracterización que del gas hace la Ley al denominarlo bien público. En el Gráfico 12 se muestra la distribución de los costos observando que el 90% va al mercado interno el 10% al mercado externo.

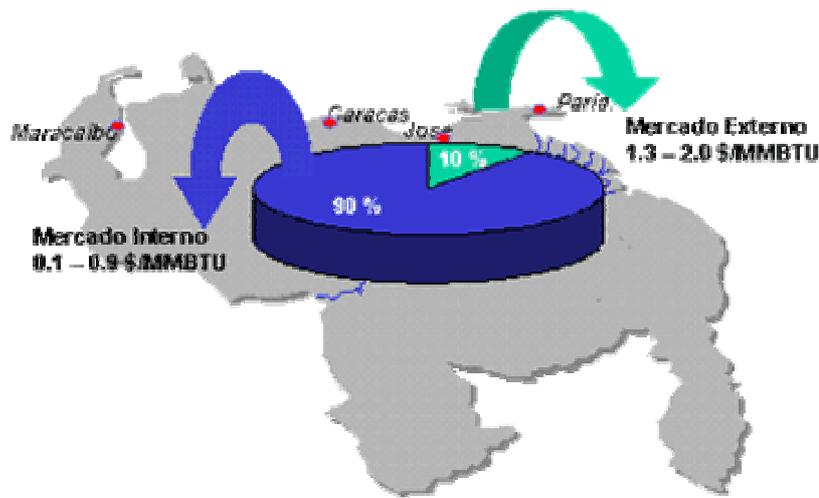


Gráfico 12. Distribución de Costos de Producción. Tomado de la AVPG 2006.

5. Promover el desarrollo industrial del país. Se apunta a satisfacer, de manera prioritaria, la demanda de gas como combustible y como insumo para el sector industrial nacional. Con respecto a éste último aspecto, se propicia el desarrollo aguas abajo por su conversión en productos con mayor valor agregado, coadyuvando en el cambio del patrón energético de dicho sector de líquidos a gas.

Se promueve el desarrollo de la industria petroquímica y la extracción de líquidos y subproductos del gas natural, para lograr un efecto multiplicador en toda la cadena de valor del recurso. Este proceso debe abarcar toda la cadena productiva que permita la generación de empleos, el desarrollo de la capacidad industrial y de servicios. En consecuencia, estos proyectos

aportarían mayor valor agregado a la nación al incrementar la participación de bienes y servicios nacionales en el desarrollo sustentable del país.

Asimismo se han establecido dos roles importantes respecto a la orientación geopolítica interna y la orientación geopolítica externa del país. En cuanto a la primera, el gas permite: (a) Garantizar la seguridad energética de la nación, (b) Integración de los ejes de desarrollo Orinoco-Apure, Occidente y Oriente; (c) Desconcentración poblacional e industrial; (d) Cobertura energética nacional y (f) Ocupación territorial estratégica.

A juicio de Jorge Luís Sánchez (Caracas, ENAGAS, Septiembre, 15, 2006) Presidente del ENAGAS el Gas Natural puede ser un excelente instrumento para desarrollo del País y la integración Latinoamericana“. Por ello plantea que es indispensable:

1. Utilización del Gas para dotar de energía a la Nación de manera que contribuya a la desconcentración poblacional e industria
2. Industrialización con base en gas natural para el desarrollo de los sectores: (a) Petroquímico; (b) Eléctrico; (c) Petrolero (Refinación, mejoramiento, RS); y (d) Siderúrgico y Aluminio
3. La explotación y producción de Gas está orientada a atender las necesidades de corto, mediano y largo plazo del mercado interno.
4. Satisfecho el mercado doméstico en el largo plazo se considerará la exportación
5. Desarrollar la producción de gas libre.
6. Utilización del gas como instrumento de integración regional que apunte el posicionamiento geopolítico de la nación.

Visión del País y los Planes Regionales

Expone Sánchez, (2005) -Presidente de ENAGAS- que el plan Nacional de Desarrollo del Sector Gas se enmarca dentro de la orientación estratégica que el Gobierno Nacional se ha planteado para el desarrollo económico sustentable de largo plazo para Venezuela (ver Gráfico 13).



Gráfico 13. Concepción de la planificación por equilibrios. Tomado de www.enagas.gov.ve.

En este sentido, el gas natural como elemento energético contribuye a apalancar el desarrollo industrial de la Nación, a través de su uso como combustible primario poco contaminante y de relativo bajo costo en la generación de potencia eléctrica, procesos de enfriamiento y/o calentamiento para uso industrial o general. Es un insumo primario de procesos industriales en los sectores petroquímicos, siderúrgicos y de aluminio.

Representa un sector fundamental en la estructura de las políticas públicas, que en materia de energía y de desarrollo de infraestructura de los

servicios públicos tipo red, requiere de un enfoque holístico, estratégico y de largo plazo que asegure:

(a) En lo económico, el aprovechamiento de las ventajas del gas natural como combustible de bajo costo para la sociedad. Se pretende asegurar la seguridad de los ciudadanos y la protección de los consumidores de abusos de poder en posiciones de dominio;

(b) En lo político, la estructuración de un marco institucional y legal, enmarcado dentro de la visión de Democracia Bolivariana se trata de asegurar los derechos y deberes de los agentes que intervienen en la cadena de valor física y comercial del gas;

(c) En lo internacional, el aprovechamiento del valor del gas natural como hidrocarburo cada vez máspreciado en los mercados regionalizados y, fundamentándose en ese valor, utilizarlo como importante instrumento de integración regional que apunte la soberanía en el posicionamiento geopolítico multipolar de la nación;

(d) En lo territorial, el soporte de la política pública de promover la desconcentración de la población y las industrias de sus ejes tradicionales, en concordancia con los objetivos de geopolítica interna de proveer los medios necesarios para el desarrollo de los servicios públicos y su infraestructura asociada tanto de gas como de electricidad en los nuevos ejes de desarrollo.

(e) En lo social, el principio de valorización y costo del energético para la sociedad de lo "justo y lo razonable" teniendo en cuenta la capacidad de pago de los ciudadanos y los retornos sobre el capital para los agentes

privados y públicos que exploten la cadena del gas acorde con los riesgos típicos de cada actividad.

En ésta visión de país, el sector productivo se concibe según un modelo penta-sectorial que identifica cinco sectores fundamentales:

Sector I. Empresas básicas y estratégicas, cuyo renglón esencial es la energía.

Sector II. Bienes de consumo esenciales.

Sector III. Servicios esenciales y gobierno.

Sector IV. Banca y finanzas.

Sector V. La gran industria, fundamentada en la exportación.

Acota que es el interés del Estado en el desarrollo de sus potenciales reservas de gas no se circunscribe solamente al beneficio derivado de convertir un recurso natural no renovable, de limitada transabilidad, en un potencial sustituto en la factura energética de otras fuentes de energía más transables y de mercados más fluidos.

Su interés consiste además en asegurar la cobertura de los costos sociales asociados al velar por el interés público, incluido en éste el desarrollo industrial del país, fundamentado en el eficiente uso de la energía, asegurando el suministro energético de la nación al menor costo posible, garantizando el suministro a los consumidores bajo condiciones económicas razonables para los agentes y no discriminatorias para los consumidores, bajo estándares de confiabilidad, seguridad y calidad acordes con las mejores prácticas mundiales.

Planes de Desarrollo Nacional y Regional

El sistema venezolano de oferta de gas es altamente vulnerable a las variaciones de la producción de crudo, por el carácter asociado de las reservas desarrolladas. Esta situación exige de una estrategia orientada hacia el desarrollo de fuentes de gas libre (no asociado).

Las necesidades que plantean las estrategias geopolíticas de la nación implican para el sector gas la atención primaria a las necesidades energéticas del país y, a mediano plazo, estructurar proyectos de exportación vía licuefacción de gas metano para asegurarle al país una presencia importante en el naciente mercado de gas natural licuado de la Cuenca del Atlántico. Y a más largo plazo la exportación por gasoductos, promoviendo la integración comercial con Estados Unidos y nuestros vecinos del Caribe, Colombia y Brasil.

La propuesta energética regional debe estar enmarcada en los siguientes Principios:

1. Asegurar suministros energéticos en base a: (a) Minimizar los costos de transacciones; (b) Valorización justa y razonable de dichos recursos y (c) los proyectos e infraestructuras energética deben propiciar la complementación energética.

2. Aprovechamiento eficaz de los recursos: (a) promover y fortalecer la complementariedad; (b) ratificar el derecho soberano para administrar la explotación de sus recursos energéticos y (c) contribuir a la autonomía energética regional.

Como se puede percibir en los gráficos 14 y 15, existe la voluntad de profundizar las relaciones con los países importadores de gas para que

comercialmente, bajo un marco legal definido, empresas de esos países participen en las oportunidades que ofrece Venezuela en materia de gas. Dicha participación, enmarcada en una relación ganar-ganar permitiría:

1. Generar empleo ejecutando la estrategia de desconcentración desconcentrada que requiere la dimensión del desarrollo geográfico-territorial que exige el país
2. Suplir el energético gaseoso que necesitan esos países para su desarrollo económico-social.
3. Abrir oportunidades para Venezuela en la comercialización del gas a exportar aguas abajo de los terminales de regasificación.
4. Reforzar la presencia en fronteras
5. Contar con poder negociador e influencia
6. Lograr fortalecimiento como proveedor seguro de energía en el mundo
7. Potenciar la competitividad del país y Asegurar presencia en futura organización de países exportadores. (Tomado de ENAGAS, 2005).

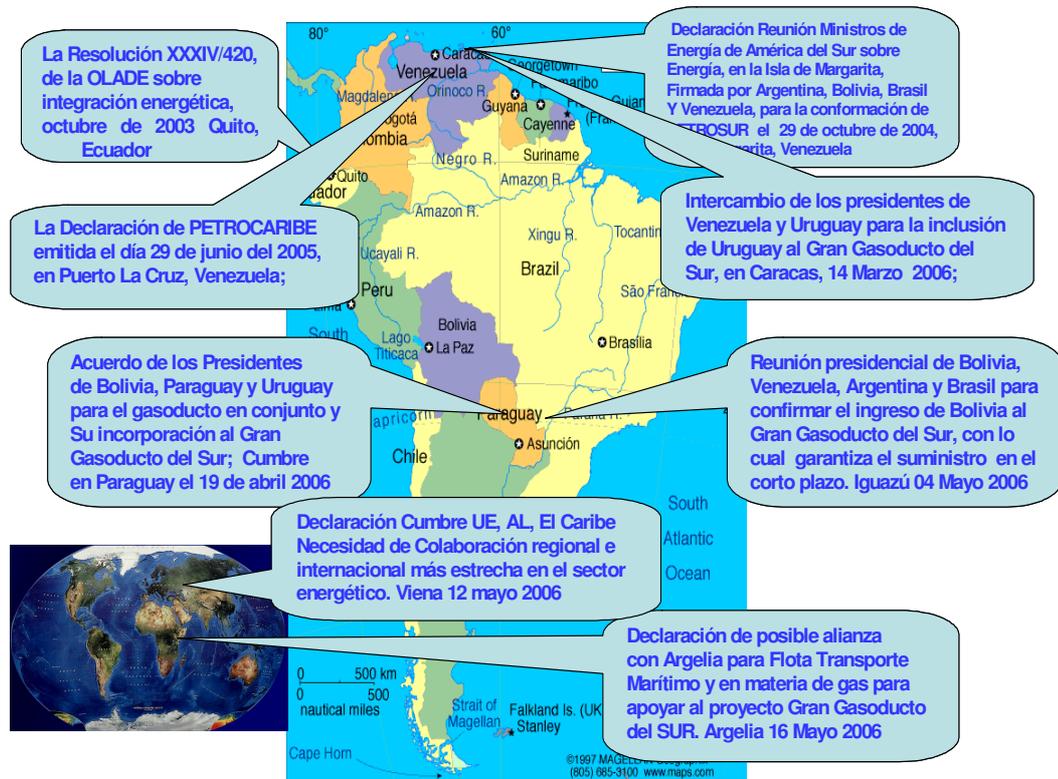


Gráfico 14. Propuesta Regional para la comercialización del Gas Natural. **Propuesta de integración.** Trazado Preliminar de Ruta

Trazado Preliminar de Ruta

- Suministro de Gas 50 MMmcd desde Venezuela hacia Norte Este de Brasil (Guiria – Fortaleza) 4378 Kms.
- Suministro de Gas 15 MMmcd desde Bolivia hasta el centro de Brasil (Sta. Cruz – Ibitinga- Brasilia) 2642 Kms.
- Suministro de Gas 25 MMmcd desde Bolivia hasta Argentina y Brasil (Yocuiba – Resistencia- Santo Tomé – Uruguaiana - P. Alegre) 2462 Kms.



Gráfico 15. Trazado de la Propuesta de Ruta. Tomado de ENAGAS 2005.

Desarrollo Histórico de la Regulación de Hidrocarburos

En Venezuela, desde la época de la independencia se ha establecido que la propiedad de las minas y yacimientos corresponde al Estado, este sistema fue heredado de las antiguas leyes coloniales que atribuían a los reyes esta propiedad.

La propiedad del Rey fue sustituida por la propiedad de la República de Venezuela, quien al constituirse como un Estado independiente declaró su propiedad sobre el patronato eclesiástico, la propiedad de las tierras baldías y la propiedad de las minas.

En el país han regido dos sistemas de regulación de los hidrocarburos, el sistema regalista y el dominal, el primer sistema es aquel que atribuye la propiedad de las minas al Estado, estando este obligado a otorgar concesiones o derechos de explotación a particulares que hayan cumplido con los requisitos de la ley. El segundo sistema, es cuando el propio Estado explota directamente el yacimiento por medio de terceros escogidos a su libre elección, a quienes otorga facultativamente el derecho de explotación (Betancourt, 1967).

El mismo autor plantea, que este sistema regalista se mantuvo en el país hasta el Código de Minas de 1904, donde se excluye a los hidrocarburos de la modalidad de concesiones obligatorias y comienza a regir en Venezuela el sistema dominal. Este sistema se mantuvo con la excepción de la Ley de Hidrocarburos de 1920.

Expone que la Constitución de 1925 se reservó a la competencia del Poder Federal todo lo relativo a las minas y se dispuso que cada Estado perteneciente a la unión conservaba la propiedad de las minas y yacimientos que se encontraran en su jurisdicción, pero el Ejecutivo Federal conservaría la administración de ellos.

Al respecto, Arriens, (2006) agrega que la renta producto de estos ingresos, debía ir al Tesoro Nacional y para compensar a los Estados se estableció el situado constitucional, el cual debía distribuirse a cada uno de ellos en proporción al número de habitantes. En la Constitución de 1961, se estableció el monto de este situado en una cantidad no menor al 12 ½% del total de ingreso ordinarios.

En la actualidad, se conserva el mismo régimen establecido por la Constitución de 1925 mismo régimen con algunas modificaciones, pero siempre hemos mantenido los siguientes principios:

1. La Nación es propietaria de las minas o yacimientos de los hidrocarburos;
2. La administración de las minas o yacimientos de los hidrocarburos esta a cargo del Ejecutivo Nacional.
3. Las rentas producto de estas minas o yacimientos ingresa al Tesoro Nacional y es distribuido entre los Estados por el Situado Constitucional (Urbaneja, sf).

En este mismo orden de ideas, en cuanto a la obtención de los derechos de explotación o exploración de los yacimientos, estos no eran otorgados potestativamente por el Poder Ejecutivo, sino que se estableció en las Constituciones de 1914 y 1922, que los contratos de concesión debían ser aprobados por el Congreso Nacional, criterio que fue acogido por la Constitución de 1961.

Asimismo, cabe destacar que no es sino hasta 1943 con la Ley de Hidrocarburos, que se unificaron todas las concesiones en materia de hidrocarburos, existentes en el país ya que todas estas estaban regidas por las leyes vigentes al momento de efectuarse el contrato.

Plantea, que esta nueva ley acabo con las desigualdades existentes entre los distintos concesionarios, a este fin este nuevo marco legislativo, dispuso procedimientos de adaptación, purga y conversión, mediante los cuales las concesiones se regían por leyes anteriores, y pasaron así a ser regidas por esta ley.

En 1950 se crea el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, y para el año 1959, el gobierno adopta una nueva política en materia de hidrocarburos, la política conocida como "*no más concesiones*", la cual se traduce en la creación de una empresa nacional.

Es así como el 19 de abril de 1960, fue creada la *Corporación Venezolana del Petróleo* con forma de instituto autónomo adscrita al recién creado Ministerio, dicho Instituto ejerce las atribuciones para explorar, explotar, refinar y transportar hidrocarburos, así como para comercializarlos dentro y fuera del país.

Igualmente, para 1960 se celebra en la ciudad capital de Irak, una conferencia en la que asistieron, Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela. Esta reunión, crea la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyo objetivo fundamental es la unificación de políticas petroleras de los países miembros y la determinación y salvaguarda de los intereses individuales colectivos de cada país (Urbaneja, sf).

Como complemento a estas nuevas políticas petroleras, se hace necesario el establecimiento de una Ley de Reversión, con la que todos los bienes muebles o inmuebles adquiridos para desarrollar la concesión, pasan al patrimonio del Estado, esta nueva Ley fue promulgada el 30 de julio de 1971.

El 17 de diciembre de 1971, el Ejecutivo Nacional dicta el Decreto N° 832 que reglamente algunas disposiciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos y en la Ley de Reversión. El decreto establece la dependencia de las concesionarias a las normas que estableciera el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Luego del Decreto N° 832, las concesionarias quedan sometidas a la aprobación de sus programas en materia de exploración, producción, ventas e inversiones al Ministerio de Minas e Hidrocarburos, asimismo, debe informar cada dos meses sobre el cumplimiento de dichos programas.

En tal sentido, el Ministerio, según lo establecido en el Decreto, podría ordenar la suspensión o la reducción de la producción cuando el cumplimiento de los programas aprobados se efectuara en forma que pudiera producir perjuicios a la República.

Esta política petrolera, culminó con la nacionalización de la industria el 29 de agosto de 1975, con la promulgación de la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, mediante esta Ley, se decidió aplicar la reserva de actividades contemplada en la Constitución de 1961 y así asumir la integridad de las actividades relacionadas con el aprovechamiento de los yacimientos de hidrocarburos.

Esta nueva ley, no establece del todo un sistema monopólico absoluto, ya que prevé la posibilidad de celebrar convenios de asociación para el ejercicio de cualquiera de las actividades reservadas, en casos especiales cuando convenga al interés público.

El decreto presidencial N° 1.123 del 30 de agosto de 1975, crea, la Compañía Anónima Petróleos de Venezuela S.A. como la empresa encargada de asumir las funciones de planificación, coordinación y supervisión de la industria petrolera nacional al concluir el proceso de reversión de las concesiones de hidrocarburos a las compañías extranjeras que operaban en territorio venezolano. El 1° de enero de 1976, fue el 1° año de operaciones de la empresa, la cual inició sus acciones con 14 filiales, que absorbieron las actividades de las antiguas concesionarias.

En 2001, junto con el paquete de leyes promulgadas por la Ley Habilitante, fue publicada en la Gaceta Oficial N° 37.323 -13 de noviembre-, el Decreto N° 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. Este Decreto Ley viene a regular todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera (Boscán de Ruesta, 2002).

La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, declara a todas las actividades reguladas por el como actividades de utilidad pública e interés social. Igualmente, estas actividades deben de estar dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente.

En este mismo orden de ideas, la mencionada Ley Orgánica en cumplimiento de los postulados establecidos en nuestra Constitución, dispone que los ingresos provenientes de los hidrocarburos que reciba la Nación se orientarán a financiar la salud, a la educación, al FIEM y a la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, en función del bienestar del pueblo Venezolano.

Como se ha mencionado, el Estado hace una reserva de estas actividades, la cual es solo exclusiva en cuanto a las actividades relativas a la exploración para la búsqueda de yacimientos de los hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, las cuales son denominadas actividades primarias.

Las actividades primarias indicadas anteriormente, así como las relativas a las obras que su manejo requiera, están reservadas al Estado, por tanto serán realizadas por el Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional (Ministerio de Energía y Minas) o mediante empresas de su exclusiva propiedad (PDVSA).

Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, estas empresas son denominadas Mixtas.

GENERALIDADES SOBRE EL GAS NATURAL

El gas natural (GN) es una mezcla gaseosa en condiciones normales de presión y temperatura. No tiene olor ni color, y por lo general se encuentra en forma natural mezclado con otros hidrocarburos fósiles. Al momento de su

extracción, el gas natural contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno que tienen que ser removidas antes de su transporte y comercialización. Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante para que se pueda percibir la presencia en caso de posibles fugas (Méndez, 2003).

Agrega que, típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% o más de metano -fracción más liviana del gas natural-. y el 5% restante de una mezcla de otros componentes más pesados. El metano licuado, denominado GNL (gas natural licuado), se lleva a temperaturas criogénicas para ser transportado en barcos especiales llamados "metaneros" con fines de exportación; (b) como GLP, (gases licuados de petróleo), se denomina al gas propano o las mezclas de éste con gas butano en forma líquida.

Se puede observar en el gráfico 16 en orden proporcional, los componentes del gas natural. En este sentido se puede acotar que el 5% restante es de etano, propano butano e impurezas.

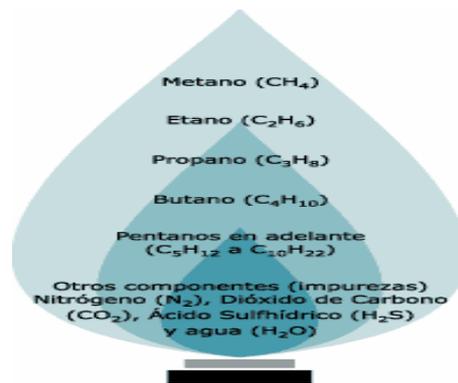


Gráfico 16. Representación de los componentes del gas natural. Tomado de la AVPG 2006.

Clasificación y origen del Gas Natural

Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos: (a) Asociado que es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos que son susceptibles de licuarse, como etano, propano, butano y naftas y el (b) No Asociado; es el que se encuentra en depósitos que contienen únicamente este combustible.

También es posible clasificarlos según: (a) contenido de azufre, (b) composición, (c) densidad y (d) su uso (Méndez, 2004).

Origen

El gas natural se acumula en yacimientos subterráneos en regiones geológicas conocidas como "cuencas sedimentarias de hidrocarburos" y puede existir en ellas en forma aislada o mezclado con el petróleo. Los yacimientos pueden ser de tres tipos:

1. Yacimientos pueden ser de Gas Seco o Gas Libre (gas no asociado): en éstos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura.

2. Yacimientos de Gas Asociado: donde el gas que se produce en los yacimientos de petróleo, gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos.

3. Yacimientos de Gas Condensado: donde el gas que se produce en los yacimientos de petróleo, gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos.

Cadena del Gas Natural

Méndez, 2006 plantea que a llamada cadena del gas comprende desde los yacimientos del subsuelo, donde coexiste en solución con el petróleo o se encuentra libremente como elemento gaseoso, hasta el quemador o consumidor final, e incluye dos grandes actividades como son: Exploración (E) y Producción (P), también conocidas como "aguas arriba" y las actividades "aguas abajo".

Asimismo, las actividades "aguas arriba" incluyen la adquisición y el procesamiento de información geológica, la perforación de pozos exploratorios, de avanzada y su reacondicionamiento, la recolección; la separación física del gas y el petróleo, en caso del gas asociado, el tratamiento que separa mediante procesos fisicoquímicos los componentes indeseables como el agua y el dióxido de carbono para el acondicionamiento a los estándares de calidad del mercado, proceso este donde se le extraen los componentes licuables (LGN) para dejar sólo el gas metano casi como componente único de la mezcla gaseosa para su posterior transporte y distribución.

Por su parte, las actividades "aguas abajo" contemplan el transporte por gasoductos, el almacenamiento económico, la distribución local en redes, la comercialización y el corretaje. El almacenamiento del gas lo diferencia de otros servicios públicos como la electricidad, que requiere la sincronía entre la producción y el consumo. Se transporta y distribuye hasta los usuarios finales por medio de ductos de acero de diámetros variables. Las estaciones de compresión proveen la energía necesaria para hacer llegar el gas natural a través del territorio nacional.

Para que un consumidor tenga acceso al gas natural es necesario que interconecte sus instalaciones al sistema de transporte existente, o a una red de distribución cercana. Esta fracción del gas natural se comercializa al minoreo en bombonas o cilindros, o al mayoreo, en gandolas o barcos especializados.

Los procesos industriales o de refinación del gas natural, como son los asociados con los procesos de LGN y GLP, o de transformación física como el GNL, se realizan para direccionar mercados muy particulares con características distintas.

Exploración y Producción

Uno de los procesos vitales de la industria petrolera es la exploración, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo. La Exploración, es el primer eslabón de la cadena, es decir, nos ubicamos aguas arriba del negocio, por lo cual se convierte en la base fundamental para que exista PDVSA (Méndez, 2004).

La misión primordial de la exploración, consiste en la incorporación de recursos de hidrocarburos, de acuerdo a los lineamientos de la corporación para asegurar la continuidad del negocio.

La estrategia adoptada por el Estado para mejorar el desempeño, en el corto y mediano plazos en este proceso de la industria petrolera nacional, ha sido la de adoptar las mejores prácticas en términos de esquemas de

negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones.

Por su parte la etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas. La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios (Méndez, 2003).

Los procesos de Exploración y Producción, se interrelacionan a través de la ejecución de las diferentes fases que se llevan a cabo antes, durante y después de los Proyectos que sustentan el Plan de Negocios.

Hay una amplia y profunda relación entre la Exploración y las diferentes organizaciones de Producción, como por ejemplo, la perforación, estudios integrados, ingeniería y construcción, reservas, entre otras. Esta es una relación bidireccional (cliente-proveedor) que debe ser altamente dinámica y efectiva para que se logren los objetivos comunes de Exploración y Producción.

Además, gracias a innovaciones en áreas técnicas y tecnológicas se han fortalecido y revitalizado las actividades de exploración y producción, con la meta de lograr que PDVSA se convierta en la empresa petrolera más exitosa del siglo XXI.

Etapas de la Exploración

Respecto a las etapas de exploración Méndez (2004) expone que:

1. Identificación de áreas de interés. Con esta etapa se inicia la exploración en una región virgen o desconocida.

Se trata de una fase preliminar en la que se utilizan métodos indirectos como la geología de superficie (se toman muestras de rocas) o geología de campo, reconocimiento desde el aire (radares y métodos aeromagnéticos y aerogravimétricos) y espacio, geoquímica y geofísica. Esta fase permite identificar áreas con características favorables a la existencia de hidrocarburos en el subsuelo.

2. Detección de trampas. Cuando ya se detectó el área de interés, se procede a identificar las tramas o estructuras que pudieran contener petróleo. Para esta fase se utilizan métodos geofísicos de alta tecnología como la sísmica tridimensional (3D) y métodos avanzados de visualización e interpretación de datos.

En esta etapa se definen en forma detallada las trampas de hidrocarburos (denominadas prospectos) y se jerarquizan según las reservas estimadas y su potencial valor económico.

3. Verificación de la acumulación. Cuando se han identificado los prospectos, se decide dónde perforar los pozos exploratorios, único medio seguro de comprobar si realmente hay petróleo.

Durante esta etapa, el geólogo extrae la información de los fragmentos de roca cortados por la mecha (ripios) detectando estratos (capas) potencialmente productores.

La perforación exploratoria es una operación muy costosa y de alto riesgo, tanto por la interpretación geológica, la pericia y el tiempo requeridos, como por los riesgos operacionales que implica.

Estadísticamente, de cada diez pozos exploratorios que se perforan en el mundo, sólo tres resultan descubridores de yacimientos.

Etapas de la Producción

Respecto a las etapas de exploración Méndez (2004) expone que:

1. Flujo en el yacimiento. Esta fase se refiere a la difícil y complicada trayectoria que sigue el petróleo dentro del yacimiento –a miles de metros de profundidad- a través de los microcanales de roca porosa y permeable hasta llegar al fondo del pozo. Este recorrido lo hace el petróleo gracias a la presión o energía natural que existe en el yacimiento.

2. Producción en el pozo. Una vez que el petróleo llega al fondo del pozo, continúa su recorrido por la tubería vertical de producción hasta alcanzar la superficie. A medida que el petróleo asciende (bien sea por medios naturales o por métodos de levantamiento artificial) la presión disminuye y ocurre la liberación del gas originalmente disuelto en el crudo.

3. Recolección de crudo. Después que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento ha alcanzado la superficie, se recolecta mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal de los pozos hasta las estaciones de flujo.

4. Separación del gas. En las estaciones de flujo de petróleo y el gas producidos por los pozos entran a los separadores donde se completa la separación del gas que aún quedaba mezclado con el petróleo. Al salir por los separadores, el petróleo y el gas siguen rutas diferentes para cumplir con los distintos usos y aplicaciones establecidas.

5. Almacenamiento de crudo. Los diferentes tipos de petróleo que llegan a las estaciones de flujo son bombeados a través de las tuberías hasta los patios de tanques, donde finalmente se recolecta y almacena toda la

producción de petróleo de un área determinada, para ser tratada, eliminando el agua y la sal, colocándolo bajo especificaciones comerciales.

6. Transporte de oleoductos. El crudo limpio (sin agua y desalado) almacenado en los patios de tanques es enviado a través de los oleoductos a las refinerías del país y a los terminales de embarque para su exportación a los mercados de ultramar.

7. Embarque a exportación. El petróleo que llega a los terminales de embarque es cargado a la flota tanquera para su envío a los distintos mercados del mundo.

Sistema de Producción

Hay que tomar en cuenta varios factores al momento de extraer el gas. Por una parte el comportamiento y el manejo del yacimiento y de los pozos de gas influyen en la eficiencia de producción y en el aprovechamiento óptimo de las posibilidades de la mayor extracción de líquidos de gas natural.

Respecto a las etapas de producción Méndez (2006) expone que:

1. Hay que monitorear la presión y temperatura del gas dentro del yacimiento. La magnitud de la presión original es importante porque es el agente propulsor del flujo de gas del yacimiento al pozo y del fondo de este a la superficie.

2. Es importante conocer que del yacimiento al fondo del pozo y de allí hasta el cabezal y luego a través de las instalaciones en superficie, el comportamiento del flujo de gas y sus componentes se rige por las relaciones de presión, volumen y temperatura (PVT). Lo importante es

mantener estas relaciones adecuadamente en el yacimiento y en el pozo, de manera que en estos dos sitios no haya condensación de líquidos.

Por su parte, el proceso de producción incluye dos módulos. El Módulo de yacimiento que permite manejar lo referente al flujo y gas en los yacimientos a través de los medios porosos y el módulo flujo que se encarga del manejo de fluidos desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo en la superficie. Tal y como observa en el Gráfico 17.

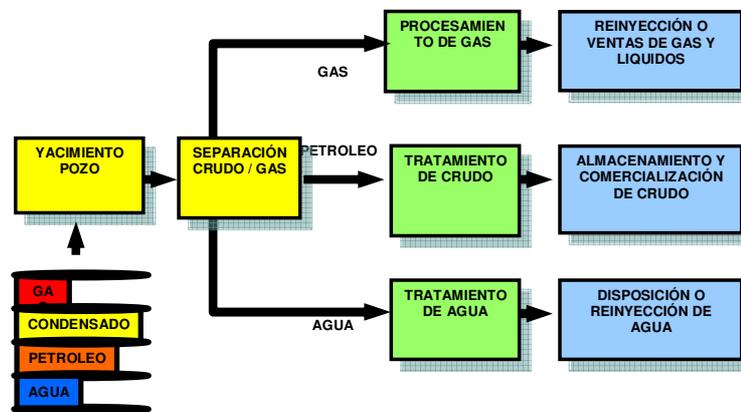


Gráfico 17. Módulo de Producción y Procesamiento. Tomado de la AVPG 2006.

Procesamiento del Gas Natural

El mismo autor expresa que el gas natural usado por el consumidor final no es el mismo gas natural extraído de cabezal de pozo. Para su procesamiento se requiere de una infraestructura característica (Ver Gráfico 18).

El procesamiento comprende varias etapas. Una vez que el gas se extrae de los yacimientos del subsuelo hasta la superficie -en el subsuelo, el gas se encuentra disuelto o en la capa de gas en los yacimientos de condensado – es sometido a un proceso de separación de líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión llamados separadores.

Cuando se trata de gas libre, no asociado con el petróleo, este proceso no es necesario, y el gas va directamente al siguiente paso.

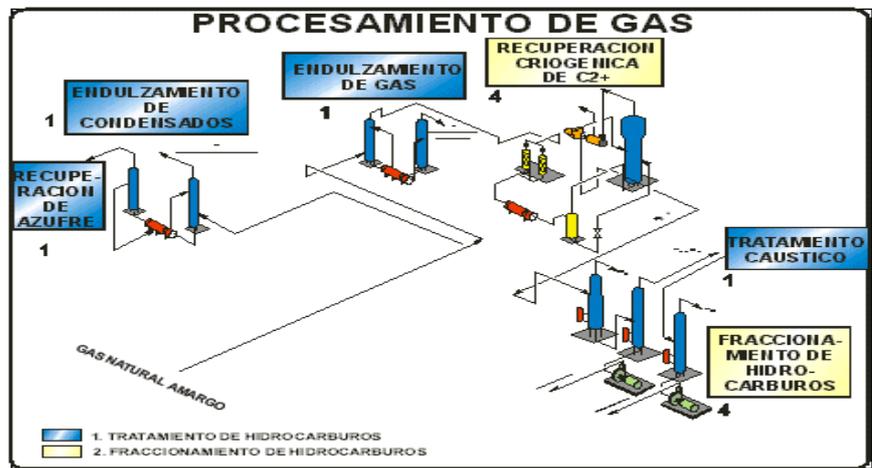


Gráfico 18. Maqueta de una planta de procesamiento de Gas Natural. Tomado de Méndez 2004, Aliento de Piedra.

El siguiente paso es la separación de los líquidos asociados y fraccionamiento y la separación de partículas.

Separación de Líquidos de Gas Natural (LGN)

Paso 1. Comprende varios pasos: (a) Extracción de los líquidos. Para ello se usa un aceite pobre de absorción con afinidad a LGN los cuales son

mezclados en una torre absorbadora. En el fondo del recipiente se obtiene un aceite rico de absorción.

Luego se mezclan aceite rico y pobre, para luego calentar esta mezcla por encima del punto de ebullición de LNG, mas no de la mezcla de aceite. Se recupera aproximadamente, 75% Butano, 85%-90% de pentano y moléculas mas pesadas del GN. Es más eficiente para LGN pesados.

(b)Proceso de expansión criogénica. El método criogénico consiste en llevar la corriente de gas por debajo de -120 °F. El proceso de turbo expansión es el más común, enfría la corriente con refrigerantes externos y luego se pasa la misma a través de turbinas de expansión. La expansión rápida condensa etano y otros hidrocarburos, mientras metano se mantiene en forma gaseosa. Finalmente se recupera aproximadamente, 90%-95%. Además, la turbina produce energía. Su rendimiento es mejor para LGN liviano.

Paso 2. Fraccionamiento de LGN. El método se basa en los diferentes puntos de ebullición de los diferentes hidrocarburos de la corriente de LGN. Los fraccionadores primero remueven los hidrocarburos más livianos de la corriente de LGN.

De acuerdo a lo expresado se tienen, en orden los siguientes fraccionadores: (a) desetanizador: separa etano de la corriente de LGN; (b) depropanizador: separa propano de la corriente de LGN; (c) debutanizador: separa butano, dejando pentano e hidrocarburos mas pesados, de la corriente de LGN; (d) separador de butano o Deisobutanizador: separa iso y normal butano (Gráfico 19).

A nivel de planta de proceso también ocurre la remoción de azufre y dióxido de Carbo (tiene mayor valor comercial al ser separado).

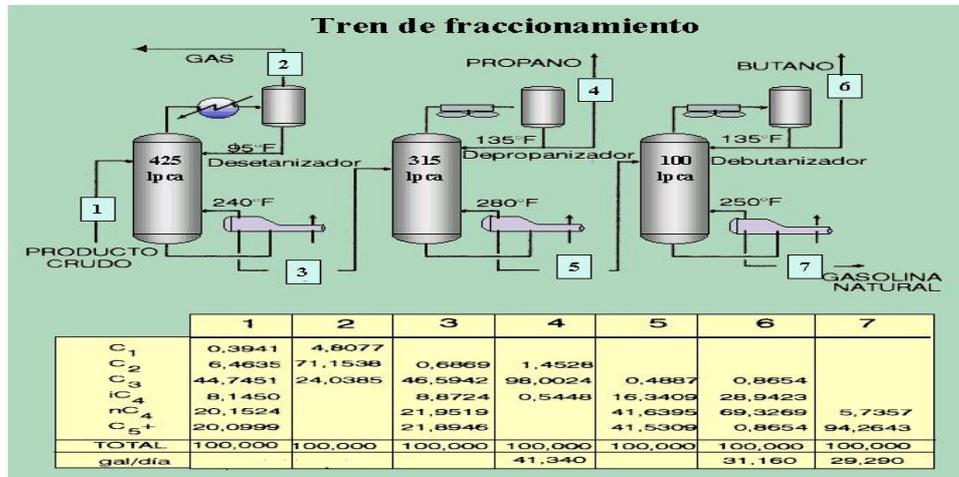


Gráfico 19. Proceso de Fraccionamiento. Tomado de Méndez 2004, Aliento de Piedra.

Remoción de Azufre y Dióxido de Carbono. Pasos: (a) Gas ácido si contenido de H₂S > 5.7 mg H₂S por m³ de gas; (b) efectos de H₂S en humanos y equipos; (c) la actividad de remover el H₂S del gas es llamado proceso de endulzamiento del gas, para lo cual se usa solución de amina; (d) Se pasa gas ácido a través de una torre que contiene solución de amina. La afinidad de la amina con el azufre hace que esta se convierta en amina rica; (e) la amina puede ser tratada para eliminar el contenido de azufre de la misma y luego ser reutilizada. Es posible usar disecantes sólidos, como esponjas de hierro, para remover sulfuro y dióxido de carbono.

Sistema de Recolección

El módulo de sistema de recolección de gas determina el flujo de hidrocarburos a través de redes de tuberías como instalaciones de superficie, a fin de recolectar el fluido de varios pozos de producción para llevarlo hasta las facilidades de separación y procesamiento (Méndez, 2004).

Expresa el autor que la recolección del gas natural en atención a su origen se diferencian dos tipos: (a) la captación de reservas gasíferas y (b) la captación de las explotaciones petroleras.

Tal y como se observa en el gráfico 20 para la recolección del gas es necesario contar con la infraestructura adecuada. Para la captación, las obras necesarias requieren los siguientes elementos: (a) tendido de la cañería, cuyo diámetro y espesor se adecuaran a la producción y a la presión de trabajo; (b) montaje en la boca del pozo de las instalaciones necesarias para la separación del líquido que eventualmente arrastra el gas; (c) disposición de calentadores de gas cuando la presión inicial es muy elevada. Exigiendo una expansión considerable; y (c) válvulas reguladoras de presión.

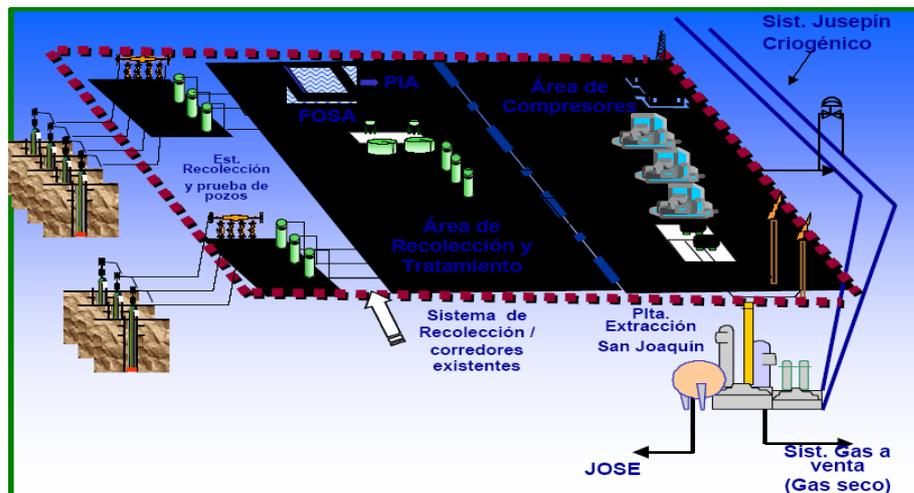


Gráfico 20. Módulo de Recolección del Gas natural. Tomado de Méndez 2004, Aliento de Piedra.

Productos Comercializables

Al respecto Méndez (2006) expone que la industria petrolera transforma los hidrocarburos en productos útiles. Luego de ello viene el proceso de comercialización. La puesta en el mercado representa para la industria la culminación de todos los esfuerzos.

Acota que antes de que el gas natural entre en la etapa de comercialización, es sometido a varios procesos químicos para obtener de el principalmente el gas metano y el gas líquido de petróleo (GLP), descritos anteriormente. Cada uno posee sus propias formas de comercialización.

Del procesamiento se obtienen los siguientes productos comercializables:

1. Gas Natural por Tuberías. Es la forma más común de comercialización. Se realiza a través de gasductos.

2. Líquidos del Gas Natural. Esta representado por las fracciones licuables del gas, logradas mediante tratamientos y procesamientos específicos. Entre ellos se cuentan: etano, propano, butano y gasolina natural. Son utilizados básicamente en la petroquímica.

3. Gas Natural Licuado. Esta compuesto básicamente por metano sometido a procesos criogénicos para bajar la temperatura a -161 C. Es licuado para transportarlo en buques metaneros.

4. Gas Natural Comprimido. En este caso el gas se comercializa a través de almacenamiento comprimido en tanques especial a presiones de 3500 psi. Este mercado varía desde la industria automotriz (GNV), hasta para consumo industrial.

5. Gas Licuado de Petróleo. Está compuesto por una mezcla variable de componentes del gas propano y butano que a condiciones ambientales se encuentra en estado gaseoso. Puede ser transportado en bombonas en estado líquido.

En Venezuela se han alcanzado todas las formas de comercialización excepto la del gas licuado (GNL) ya que no se cuenta con la infraestructura adecuada para extraer grandes cantidades de gas exportable. Sin embargo, en la actualidad existe un plan que considera la construcción de una planta de licuefacción para la exportación.

Estructura del Mercado Venezolano respecto al Gas Natural

Para establecer la estructura de mercado prevaleciente en una industria o en un sector de la economía, se deben determinar los elementos y las condiciones que afectan y rigen a la oferta y demanda del mercado al cual pertenezca la industria. Igualmente, una estructura de mercado debe ser capaz de definir, de manera clara, cuáles son las condiciones o reglas que alteran el comportamiento de los agentes económicos participantes, logrando identificar el grado de integración, ventajas, así como las economías de escala asociadas a la industria.

A continuación se exponen los aspectos más relevantes del mercado del gas en Venezuela:

Demanda interna

El consumo de gas metano en Venezuela presenta una fuerte concentración entre los diferentes agentes que lo conforman. El principal

cliente de la industria gasífera es la industria petrolera, representando un 71% del consumo total. De este volumen un 47% se destina a la recuperación de crudo, un 24% se utiliza en la producción de combustible, quedando un 9% para la transformación de Líquidos del Gas Natural (LGN) y el resto se distribuye en las demás actividades de la industria petrolera que utilizan al gas como insumo (Campo, 2005).

Expresa el autor que el 29% restante se encuentra concentrado en los sectores eléctrico, siderúrgico, petroquímico y aluminio, donde la participación de empresas estatales es predominante (Ver Gráfico 21).

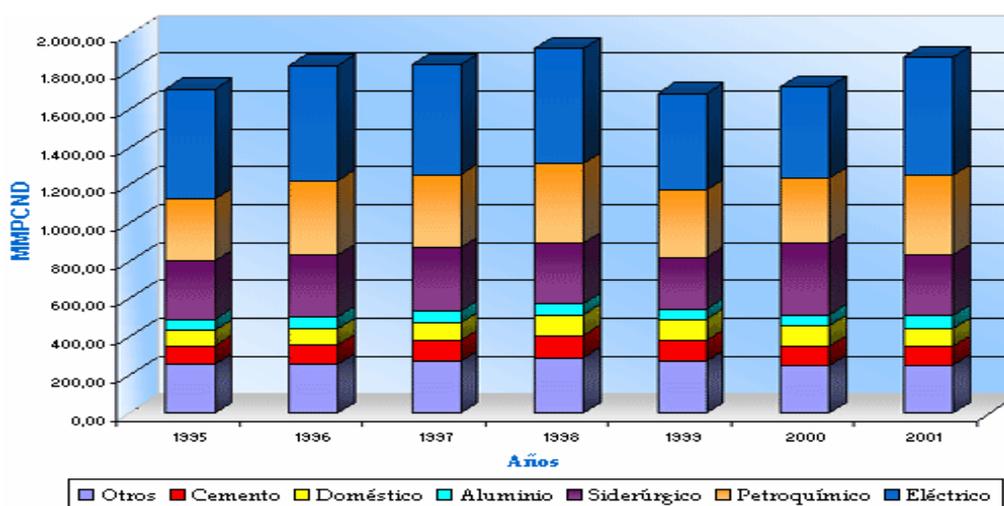


Gráfico 21. Distribución del Gas por Sectores. Tomado de la AVPG.

Oferta

En Venezuela la estructura es monopólica ya que la producción de gas es realizada por un solo agente económico: PDVSA GAS. Esta empresa estatal controla las actividades de producción, transporte, y distribución de gas, limitando el espacio de otros agentes a un sector reducido de la actividad de distribución. Como se observa en la gráfico 9, la mayor parte del

gas se genera en el oriente del país debido al potencial energético que se concentra en el Centro de Despacho de Anaco.

Por otra parte, una de las características del gas en Venezuela es su alta vulnerabilidad a las variaciones a la producción de petróleo, debido a que la mayor parte del gas generado en el país proviene conjuntamente con la producción petrolera: de los 147 BPC de reservas probadas que tiene el país, sólo 13.53 BPC provienen del gas no asociado.

Sin embargo, con el objetivo de contribuir a la diversificación y mejoramiento de la composición actual de las reservas de hidrocarburos, se ha diseñado una visión de Estado que le da prioridad al proceso de otorgamiento de licencias para la exploración y producción de gas libre, en áreas ubicadas en tierra firme y costa fuera (Ver Gráfico 22).

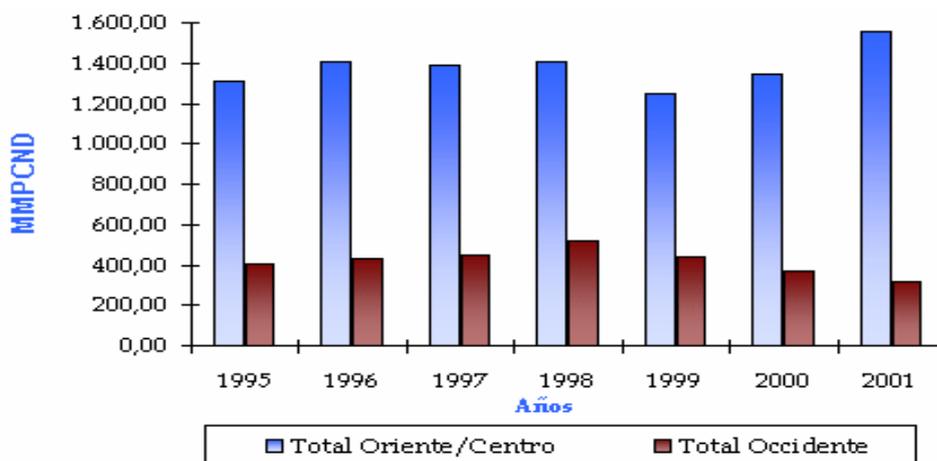


Gráfico 22. Distribución de la Oferta del Gas Natural en el mercado interno. Tomado de la AVPG.

Asimismo, la naturaleza de la industria gasífera implica la realización de fuertes inversiones en el desarrollo de la producción y de las redes de

transporte y distribución. Esta característica es muy importante debido a que constituye una barrera de entrada para muchas empresas que no pueden desembolsar las inversiones requeridas en este servicio.

Todo lo anterior se conjuga para disminuir el grado de elasticidad de la oferta, es decir, la respuesta de las cantidades ofrecidas tiende a ser proporcionalmente menor a las variaciones ocurridas en los precios del gas.

Importancia de la Determinación del nivel Calórico para el mercado. Méndez, 2006, acota que es relevante que se conozca con exactitud el nivel calórico que presenta el gas al momento de la compra. Dado que el gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada.

El flujo de gas natural es una medida dinámica, mientras que el poder calorífico es una medida estática. Para poder determinar la cantidad total de energía entregada y vendida, es necesario combinar las dos medidas anteriores. De esta manera, el usuario de gas tendrá la certeza de que está pagando por la energía que consume y no por el volumen de gas que atraviesa su medidor.

La determinación de la cantidad de energía entregada requiere las lecturas de un medidor volumétrico (generalmente una placa de orificio como elemento primario, conectada a un graficador o un dispositivo electrónico), y de un medidor del poder calorífico del gas (calorímetro), que se combinan en una sola medida: la cantidad de energía efectivamente consumida.

A excepción del gas etano, una vez separados físicamente los productos derivados del gas natural, pasan a formar parte de cadenas comerciales en un mercado caracterizado por precios que se establecen de

acuerdo con la libre oferta y demanda, en forma similar a lo que ocurre con el mercado de petróleo crudo y referenciados a un proceso estándar para cada mercado.

El caso del gas metano es totalmente distinto como actividad económica a los otros derivados del gas natural ya que no es valorado como producto por un mecanismo fluido de mercado (a excepción de los mercados de E.E.U.U. y el Reino Unido) dadas las imperfecciones que están presentes en su cadena de comercialización. En efecto, la cadena comercial del gas metano, incluida dentro de la cadena comercial del gas natural, comparte con ésta los segmentos de exploración y producción incurriendo en costos conjuntos con el gas asociado. Lograr la evolución hacia estados más fluidos de mercado requiere de un conjunto de políticas públicas coherentes.

Ventajas del Gas Natural

Ambientales

La mayor ventaja es que tiene la denominada combustión “muy limpia”. Ello implica que: (a) no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera, (b) genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno (NOx), (c) monóxido de carbono (CO), (d) dióxido de carbono (CO₂) e hidrocarburos reactivos, y (e) virtualmente no genera dióxido de azufre (SO₂) (Hernández, (s/f).

Todas estas características lo sitúan por encima de otros combustibles fósiles como el carbón y el resto de los derivados del petróleo. Implica que contribuye a abatir eficazmente el efecto invernadero. Por otra parte, es seguro de transportar, es más ligero que el aire, no es absorbente y no es corrosivo.

Hoy por hoy se apuesta al gas natural como fuente de energía blanda y posible de utilizar para disminuir los daños atmosféricos. Implica contribuir a la reducción del Efecto Invernadero.

Económicas

Tiene un precio muy competitivo comparado con el de otros combustibles, reduce costos de mantenimiento de equipos de combustión, incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía. Es abundante (Hernández, (s/f).

MECANISMO PARA EL OTORGAMIENTO DE LICENCIAS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS NATURAL NO ASOCIADO

Antecedentes

En la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (“Ley de Nacionalización”), toda la industria de hidrocarburos se encontraba reservada al Estado. La participación privada únicamente estaba permitida a través de la celebración de convenios de asociación y convenios operativos.

La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos deroga parcialmente la Ley de Nacionalización y permite la participación privada en las actividades de exploración y explotación de yacimientos de gas natural no asociado, recolección, almacenamiento y utilización del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, y del gas asociado, y procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de ambos tipos de gas.

Normativa Aplicable

1. Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial N° 36.793 de fecha 23 de septiembre de 1999 (“Ley”).

2. Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 5 de junio de 2000 (“Reglamento”). En el presente artículo:

...Artículo 24. ...todas las licencias y permisos de hidrocarburos gaseosos deberán incluir una disposición estableciendo que cualquier controversia que no pueda resolverse amistosamente entre las partes, incluyendo arbitraje, se decidirá ante los tribunales competentes de la República...

...Artículo 19 del Reglamento establece: ...que las partes pueden acordar someter a arbitraje “definitivo y vinculante” las dudas y controversias asociadas con una licencia o permiso...

En ambos se observa cierto vacío legal ya que la tanto la Ley y el Reglamento proporcionan pocos detalles respecto al contenido de las licencias. Establece:

Requisitos Generales:

1. Descripción del Proyecto.
2. Duración máxima: 35 años prorrogables por 30 años más.
3. 5 años máximos para exploración. En principio son 4 y uno prorrogable previa exposición de motivos y aceptación
4. Características del área.
5. Contraprestaciones especiales.

Cláusulas obligatorias:

1. Resolución de disputas
2. Reversión

También en el CAPÍTULO IV. De la Realización de Actividades con Hidrocarburos Gaseosos No Asociados se establece:

...Artículo 22. Las actividades referentes a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, así como las de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, industrialización, comercialización y exportación, podrán ser realizadas directamente por el Estado o por entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional, conforme al artículo 3º de esta Ley.

...Artículo 23. El Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas, mediante resolución, delimitará las áreas geográficas en las cuales se realizarán las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos gaseosos no asociados, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

Asimismo en su artículo 24, 25 y 26 establece:

... Artículo 24. Las personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, que deseen realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, deberán obtener la licencia correspondiente del Ministerio de Energía y Minas, sujetándose a las condiciones siguientes:

1. Descripción del proyecto, con indicación del destino de dichos hidrocarburos, conforme al artículo 3º de esta Ley.
2. Duración máxima de treinta y cinco (35) años, prorrogable por un lapso a ser acordado entre las partes, no mayor de treinta (30) años. Esta prórroga deberá ser solicitada después de cumplirse la mitad del período para el cual se otorgó la licencia y antes de los cinco (5) años de su vencimiento.
3. Plazo máximo de cinco (5) años para la realización de la exploración y cumplimiento de los programas respectivos, incluido

dentro del plazo inicial indicado en el numeral anterior, con sujeción a las demás condiciones que indique el Reglamento.

4. Indicación de la extensión, forma, ubicación y delimitación técnica del área objeto de la licencia y cualquier otro requisito, que para la mejor determinación de dicha área, señale el Reglamento.
5. Indicación de las contraprestaciones especiales que se estipulen a favor de la República.
6. En las licencias, aunque no aparezcan expresamente, se tendrán como insertas las cláusulas siguientes:
 - a) Las tierras y obras permanentes, incluyendo las instalaciones, accesorios y equipos que formen parte integral de ellas y cualesquiera otros bienes adquiridos con destino al objeto de la licencia, sea cual fuere su naturaleza o título de adquisición, deberán ser conservadas en buen estado para ser entregados en propiedad a la República, libre de gravámenes y sin indemnización alguna, al extinguirse por cualquier causa las respectivas licencias, de manera que se garantice la continuidad de las actividades si fuere el caso o su cesación con el menor daño económico y ambiental.
 - b) Las dudas y controversias de cualquier naturaleza que puedan suscitarse con motivo de la licencia y que no puedan ser resueltas amigablemente por las partes, incluido el arbitraje, serán decididas por los Tribunales competentes de la República, de conformidad con sus leyes, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras.

Parágrafo Único: El Reglamento de esta Ley podrá establecer otras condiciones aplicables a las licencias relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados.

...Artículo 25. Las licencias otorgadas para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, confieren el derecho para ejercer las actividades de exploración y explotación. Estos derechos no son gravables ni ejecutables, pero pueden ser cedidos previa autorización del Ministerio de Energía y Minas. Las licencias otorgadas serán revocables por el Ministerio de Energía y Minas, por las causales siguientes:

1. Por incumplimiento de lo previsto en los programas de exploración;
2. Por incumplimiento de las condiciones establecidas en el numeral 3 del artículo 24 de esta Ley y de las contraprestaciones que se estipulen conforme al numeral 5 del mismo artículo;
3. Por cederla sin la autorización requerida en este artículo;

4. Por la ocurrencia de las causas de revocatoria establecidas en la propia licencia y en particular las que estuvieren referidas a las condiciones de explotación y a la ejecución del proyecto; y,
5. Por la revocatoria prevista en el artículo 21 de esta Ley.

...Artículo 26. Las licencias para la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, comprenderán también las actividades inherentes al proyecto al cual dichos hidrocarburos sean destinados, sin perjuicio del registro del proyecto.

Tipos de licencias

Hoy es posible encontrar dos tipos básicos de licencias. La de exploración de campo y la de producción.

Las licencias pueden ser otorgadas a sólo a una empresa privadas, a un conjunto de ellas o a una simbiosis entre la empresa privada y la empresa estatal.

En lo que se refiere a la licencia de exploración se otorga cuando el área se caracteriza principalmente por recursos por descubrir. Debe contener un “programa mínimo exploratorio”.

En lo que se refiere a producción se otorga a empresas que pretendan laborar en áreas con reservas probadas. Debe contener un “programa mínimo de desarrollo”

Causas de revocación de la licencia

Respecto a las revocatorias de las Licencias establece:

...Artículo 51. El incumplimiento a las condiciones bajo las cuales fueron otorgadas las licencias o permisos a los cuales se refiere esta Ley, así como la violación a la normativa relativa a la construcción, manejo, operación, seguridad, precios y tarifas, aplicable a las actividades objeto de esta Ley, o la infracción a cualesquiera otra de las disposiciones de la presente Ley, serán sancionados con multa entre cien (100) y diez mil (10.000) unidades tributarias, o con la suspensión de actividades hasta por seis (6) meses, que impondrá el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministro de Energía y Minas, de acuerdo a la gravedad de la falta y a la actuación pasada del infractor en el ejercicio de sus actividades.

Las sanciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de las acciones civiles o penales que la infracción origine, de las medidas policiales que deban tomarse para impedir la infracción o para restituir la situación legal infringida y de las sanciones establecidas en otras leyes.

...Artículo 52. Cuando la multa prevista en el artículo anterior recayere en una empresa del Estado, ésta deberá abrir las averiguaciones correspondientes con el fin de adoptar los correctivos de la situación y determinar las responsabilidades que pudieren recaer sobre los miembros del respectivo Directorio o Junta Directiva o cualquier otra persona al servicio de ella y aplicar las medidas a las que hubiere lugar. Los resultados de dichas averiguaciones deben ser comunicados al Ministerio de Energía y Minas, dentro de un plazo de cinco (5) días hábiles después de haberlas concluido. Este Despacho podrá reabrir o ampliar dichas averiguaciones, cuando lo juzgue conveniente.

Licencias de Gas otorgadas hasta la fecha

El Ministerio de Energía y Petróleo ha otorgado 4 clases distintas de licencias de gas (conjuntamente "Licencias").

En el año 2001 se otorgan

Dos (2) licencias de desarrollo => Área Yucal Placer Norte y Área Yucal Placer Sur (conjuntamente "Yucal Placer").

Cuatro (4) licencias para exploración => Área de Barrancas, Área de Tiznado, Área de Barbacoas y Área de Tinaco (conjuntamente "BTBT").

En el año 2003 se otorgan:

Dos (2) licencias de gas => Bloque 2 de la Plataforma Deltana ("Plataforma Deltana 2") y Bloque 4 de la Plataforma Deltana ("Plataforma Deltana 4").

En el año 2004 se otorgan:

Una (1) en el Bloque 3 de la Plataforma Deltana. Se otorgó la buena-pro pero aún no ha sido publicada. Asimismo, el Ministerio está negociando una licencia para el Proyecto Mariscal Sucre LNG.

Sugerencias para mejorar el contenido de Futuras licencias

Son varios los especialistas en el área que plantean que la Ley presenta muchos vacíos jurídicos por lo cual plantean una serie de sugerencias.

Entre ellos se pueden mencionar los expuesto por Rachadell de Delgado en la XVI Convención Internacional de Gas mayo de 2004, Caracas.

Sugerencia General

Elaborar una licencia modelo, sencilla, objetiva, dinámica y que otorgue seguridad jurídica al inversionista, sin sacrificar lo que le corresponde al país por ser dueño del recurso.

Respecto al Arbitraje

El artículo 24 de la Ley establece que todas las licencias y permisos de hidrocarburos gaseosos deberán incluir una disposición estableciendo

que cualquier controversia que no pueda resolverse amistosamente entre las partes, incluyendo arbitraje, se decidirá ante los tribunals competentes de la República.

El artículo 19 del Reglamento establece que las partes pueden acordar someter a arbitraje “definitivo y vinculante” las dudas y controversias asociadas con una licencia o permiso. Aún cuando la Ley y el Reglamento permiten el arbitraje vinculante y definitivo, el Mempet decidió no comprometerse en la propia licencia a hacerlo.

En las Licencias, la disposición sobre arbitraje regula la posibilidad de que la licenciataria y la República resuelvan sus diferencias y controversias mediante arbitraje o Experto Independiente, pero establece que el laudo dictado en cada caso, tendrá la fuerza vinculante que al efecto determine el Compromiso y podrá ser definitivo o tener los recursos que al efecto señalen las partes de común acuerdo.

Respecto a la Prohibición de Disposición de los Activos Esenciales.

Esta cláusula se encuentra contenida en todas las Licencias y prohíbe a la licenciataria vender, arrendar, transferir o enajenar de otro modo, crear, asumir o permitir que exista un gravamen sobre los activos esenciales, salvo los activos que hayan sido sustituidos con previa autorización del Mempet. La manera como está redactada ésta disposición es sumamente perjudicial desde el punto de vista de financiamiento de proyecto por terceras personas, ya que prohíbe en forma tajante la posibilidad de garantizar dicho financiamiento con los activos que se utilizan en la licencia.

El Reglamento establece una prohibición mucho más relajada ya que permite que el MEM otorgue la autorización para vender, disponer, arrendar,

crear gravamen o modificar el uso de los activos esenciales. Adicionalmente, el Reglamento establece que dicha autorización no es necesaria cuando las partes individuales de dichos activos pueden ser sustituidos sin afectar las condiciones en las cuales la licencia ha sido otorgada.

Respecto a Líquidos o Condensados en un Descubrimiento de Gas no Asociado.

En la disposición sobre caracterización de un descubrimiento se establecen los parámetros según los cuales un descubrimiento debe o puede ser caracterizado como un descubrimiento de gas natural no asociado.

Basada en la relación de gas y líquidos y los porcentajes de heptanos contenidos en el descubrimiento. Esta fórmula es bastante objetiva aunque deja a la discrecionalidad del Mempo la caracterización en ciertos casos en los que no se puede establecer claramente si se trata o no de un descubrimiento de gas no asociado.

Las Licencias no establecen en forma expresa que una vez caracterizado como “no asociado” un yacimiento, todos los hidrocarburos (incluyendo los líquidos o condensados) que salgan de dicho yacimiento deben tener el tratamiento legal y fiscal del gas “no asociado”.

Si la intención no es hacerlo de esta manera, debe discutirse con el inversionista y aclararse expresamente en la licencia el régimen legal y fiscal de los otros hidrocarburos que se obtengan de un yacimiento de gas caracterizado por el Mempo como “no asociado”.

Respecto al Descubrimiento de Petróleo, Condensado o Gas Asociado.

Con ciertas diferencias entre unas y otras, en las Licencias se establece la posibilidad para el licenciatario de negociar con el MEM un contrato para estos casos.

Debe establecerse claramente que sucede en estos casos, ya que la cláusula contenida actualmente en las licencias no parece suficiente.

Sugiere que se otorgue un término de dos (2) años para llevar a cabo la negociación de buena fe para la explotación de dicho descubrimiento y se establezcan los mecanismos de recuperación de los costos si al finalizar dicho período no se ha llegado a un acuerdo. Además debe darse al licenciatario un claro derecho de preferencia para igualar cualquier oferta que reciba el Mempo de terceros si no hubo acuerdo después de esos dos (2) años de negociación.

Respectos a las Garantías

Las licencias sólo permiten garantías (para el programa mínimo de exploración o programas adicionales) a través de cartas de crédito otorgadas por instituciones financieras y en casi ningún caso contienen mecanismos de reducción. Sugerimos incluir dichos mecanismos de reducción y permitir también garantías de la casa matriz (si se trata de empresas de reconocida solvencia).

Respecto a la Revocatoria.

En la medida de lo posible, de conformidad con la ley, establecer como causas de revocatoria de la licencia sólo incumplimientos “significativos” o “importantes”. También incluir una cláusula que indique que

la revocatoria sólo aplica al inversionista que incumple y que los otros pueden asumir la totalidad de la licencia.

Por otra parte, debe preverse expresamente que el licenciataria tendrá la posibilidad de subsanar cualquier incumplimiento en un plazo determinado en la licencia.

Mercado Interno.

La obligación de suministrar un 10% al Mercado nacional debe estar sujeto a que las economías del proyecto no se vean afectadas adversamente de manera significativa.

Los contratos de suministro al mercado interno deben contener condiciones razonables desde el punto de vista económico, técnico y comercial. Sugiere un contrato con PDVSA “take or pay” a un precio razonable.

Régimen de Regalías e Impuestos

Como se ha venido mencionando en párrafos precedentes, se reconocen en el país enormes reservas de gas natural, asociadas y no asociadas con yacimientos de petróleo crudo, las cuales superan los 4.000 millones de metros cúbicos. Por esta razón desde que se sancionó la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos se han modificado las regalías.

En el Capítulo VI. Del Régimen de Regalía e Impuestos. Sección I se establece. De la regalía

...Artículo 34. De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectado, el Estado tiene derecho a una participación de veinte por ciento (20%) como regalía.

Parágrafo Primero: La regalía podrá ser exigida por el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, en especie o en dinero, total o parcialmente. Mientras no lo exigiere expresamente, se entenderá que opta por recibirla totalmente y en efectivo.

Parágrafo Segundo: Cuando el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, decida recibir la regalía en especie, podrá utilizar para los efectos del transporte y almacenamiento, los servicios de la empresa explotadora, la cual deberá prestarlos hasta el lugar que le indique el Ejecutivo Nacional, quien pagará el precio que se convenga por tales servicios.

Parágrafo Tercero: Cuando el Ejecutivo Nacional decida recibir la regalía en dinero, el explotador deberá pagarle el precio de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos correspondientes, calculado a valor de mercado en el campo de producción.

...Artículo 35. Las empresas explotadoras de hidrocarburos gaseosos pagarán por los hidrocarburos gaseosos que consuman como combustible, los impuestos que se establezcan al respecto en las leyes que les fueren aplicables.

Sin embargo, Rafael Ramírez, titular del Menpet, expone que se ha decidido establecer en la resolución 313 (Noviembre, 2006. Gaceta Oficial número 38.563) nuevas normas para el cálculo y cobro de las regalías del gas asociado y líquidos de gas natural, por considerar que la LOHG "era muy permisiva con respecto a los deducibles". (Párraga, Nov, 2006)

Se establece que tal como se hizo con los hidrocarburos líquidos, las empresas deberán notificar al Menpet mensualmente los volúmenes de metano vendido, sus ingresos y precios de venta; y se fijarán puntos de fiscalización para calcular los volúmenes extraídos, los cuales se recogerán en "actas mensuales".

También deberán disponer de equipos automatizados de medición y

cromatografía aprobados por el Menpet en los próximos seis meses. De lo contrario, deberán apegarse a un modelo general de cálculo.

Analistas consultados explicaron que utilizar como parámetro de cálculo los precios del metano en el centro de despacho más cercano derivará en claridad, pues hasta ahora se determinaba en función de los precios fijados por el cliente final. También rescataron el hecho de que se regulen las regalías para los líquidos de gas natural. (Campos, 2006)

En el Capítulo VI. Del Régimen de Regalía e Impuestos. Sección II se establece. De los impuestos:

...Artículo 48.- Sin perjuicio de lo que en materia impositiva establezcan otras leyes nacionales, las personas que realicen las actividades a que se refiere el presente Decreto Ley, deberán pagar los impuestos siguientes:

1. Impuesto Superficial. Por la parte de la extensión superficial otorgada que no estuviere en explotación el equivalente a cien unidades tributarias (100 U.T.) por cada km² o fracción del mismo, por cada año transcurrido. Este impuesto se incrementará anualmente en un dos por ciento (2%) durante los primeros cinco (5) años y en un cinco por ciento (5%) en los años subsiguientes.

2. Impuesto de Consumo Propio. Un diez por ciento (10%) del valor de cada metro cúbico (m³) de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en operaciones propias, calculado sobre el precio al que se venda al consumidor final. En el caso de que dicho producto no sea vendido en el mercado nacional, el Ministerio de Energía y Minas fijará su precio.

3. Impuestos de Consumo General. Por cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendido en el mercado interno, entre el treinta y el cincuenta por ciento (30% y 50%) del precio pagado por el consumidor final, cuya alícuota entre ambos límites será fijada anualmente en la Ley de Presupuesto. Este impuesto a ser pagado por el consumidor final será retenido en la fuente de suministro para ser enterado mensualmente al Fisco Nacional.

El Ejecutivo Nacional podrá exonerar, total o parcialmente, por el tiempo que determine, el Impuesto de Consumo General, a fin de incentivar determinadas actividades de interés público o general. Puede igualmente restituir el impuesto a su nivel original cuando cesen las causas de la exoneración.

En este sentido, con la finalidad de propiciar las inversiones en los negocios del gas, la tasa de impuestos en dicho sector se ha reducido del 67% al 34%, estableciendo para el negocio final del gas a nivel de consumidores el valor del bien (commodity) más las tarifas de transporte y distribución.

Establecimiento de Tarifas

La política del Ministerio de Energía y Petróleo respecto a la normativa de precios y tarifas para el gas permite el desarrollo de proyectos con una rentabilidad razonable en todas las fases de la industria del gas y propicia la competencia en actividades de procesamiento, transporte y distribución de gas, facilitando la concreción de proyectos para la conversión de gas a líquidos (GTL), así como para la producción, utilización y exportación de líquidos del gas natural (LGN) y de gas natural licuado (GNL) y para la construcción, operación y administración de sistemas de transporte y distribución de gas metano.

La Ley en su artículo 12 dice:

...Artículo 12. El Ministerio de Energía y Minas queda facultado para determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos desde los centros de producción y procesamiento, atendiendo principios de equidad.

Los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, conjuntamente, fijarán las tarifas que se aplicarán a los consumidores finales y a los servicios que se presten de conformidad con esta Ley.

El Ente Nacional del Gas elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas.

Parágrafo Único: Las tarifas para los consumidores menores serán el resultado de la suma de:

- a) Precio de adquisición del gas,
- b) Tarifa de transporte, y,
- c) Tarifa de distribución.

El portafolio de negocios para el sector gas abarca importantes áreas, tales como: Suministro de Gas, Sistemas de Transporte y Distribución, Producción de GTL, LGN, GNL y Exportación de Gas.

La visión estratégica del negocio de gas se orienta a optimizar el desarrollo de todos los segmentos de la cadena del gas natural y sus productos, mediante una presencia creciente en los mercados nacionales e internacionales.

El mercado interno de gas crece a una tasa interanual que duplicará la demanda actual de metano y para el año 2010, exigirá volúmenes crecientes de líquidos del gas para sustentar el desarrollo petroquímico y de otras industrias que usan el gas como materia prima. El desarrollo del gas como negocio requiere de participación del capital privado y personal experimentado en diversas disciplinas para aprovechar las oportunidades que se visualizan en las siguientes áreas:

1. Exploración y explotación de gas no asociado
2. Ampliación de los sistemas de transporte y distribución
3. Expansión de la capacidad de extracción y procesamiento de líquidos
4. Purificación de gas metano
5. Transformación del gas a combustibles líquidos.

Estas oportunidades permitirán concretar negocios bajo diversas opciones,

tales como:

1. Asociaciones o convenios operativos para la exploración y explotación del gas no asociado
2. Convenios para construir o poner instalaciones diversas, en cualquiera de sus variantes tales como: BOO, BOT, BLT y BOLT
3. Acuerdos de asociados y empresas mixtas con diversos rangos de participación
4. Compra - venta de insumos e inversión en plantas de transformación o infraestructura de transporte y distribución.

Ámbito Legal sustento de la Investigación

La investigación se sustenta en la Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, como máxima expresión legal del país. Sin embargo y cónsonos con lo establecido en la misma, se soporta en otras Leyes y Reglamentos que especifican el manejo del gas natural, tales como Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos (1999), Reglamento Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos (2000), Reglas para el cumplimiento de la LOHG – ENAGAS, (resolución para casos de infracción) (2002), Resolución Fijación del valor Fiscal del Gas Natural –metano- (2003) y tarifas de transporte, Resolución Fijación del valor Fiscal del Gas Natural –metano- (2003) y tarifas de transporte, GLP (1997), Ley de Armonización y Coordinación de Competencias de los Poderes Públicos Nacional y Municipal para la Prestación de los Servicios de Distribución de Gas con Fines Domésticos y de Electricidad (2001), así como la Ley Penal del ambiente y La Ley Orgánica del Ambiente (1976), Ley de Aguas, entre otras.

A continuación se resaltan los artículos de la Constitución y de las Leyes mencionadas más importantes:

De la Constitución se pueden resaltar los artículos:

TITULO II. Del espacio geográfico y de la división política. Capítulo I. Del territorio y los demás espacios geográficos.

... Artículo 12. Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público...

...Artículo 13. El territorio nacional no podrá ser jamás cedido, traspasado, arrendado, ni en forma alguna enajenado, ni aun temporal o parcialmente, a Estados extranjeros u otros sujetos de derecho internacional. El espacio geográfico venezolano es una zona de paz. No se podrán establecer en él bases militares extranjeras o instalaciones que tengan de alguna manera propósitos militares, por parte de ninguna potencia o coalición de potencias.

Los Estados extranjeros u otros sujetos de derecho internacional sólo podrán adquirir inmuebles para sedes de sus representaciones diplomáticas o consulares dentro del área que se determine y mediante garantías de reciprocidad, con las limitaciones que establezca la ley. En dicho caso quedará siempre a salvo la soberanía nacional....

TITULO VI. Del sistema socioeconómico. Capítulo I. Del régimen socioeconómico y de la función del estado en la economía:

...Artículo 301. El Estado se reserva el uso de la política comercial para defender las actividades económicas de las empresas nacionales públicas y privadas. No se podrá otorgar a personas, empresas u organismos extranjeros regímenes más beneficiosos que los establecidos para los nacionales. La inversión extranjera está sujeta a las mismas condiciones que la inversión nacional...

...Artículo 302. El Estado se reserva, mediante la ley orgánica

respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo..

...Artículo 303. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente creado para el manejo de la industria petrolera, exceptuando las de las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de Petróleos de Venezuela, S.A....

Respecto de la Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos (1999), Reglamento Ley Orgánica de Hidrocarburos gaseosos (2000) es realizar un ejercicio retrospectivo para entender la razón de su existencia.

Desde mediados de los años 50 (siglo pasado) en el país han coexistido en él diversas leyes en materia de hidrocarburos, las cuales tienen diferentes rangos y han sido dictadas en distintas épocas para responder a variadas situaciones. Esa concurrencia de leyes ha dificultado la aplicación de las mismas, toda vez que entre sí han venido derogándose expresa o tácitamente o colidiendo sus disposiciones.

En vista de ello y como una forma de aclarar el marco legal y así asegurar la direccionalidad oportuna de la demanda de gas en el corto, mediano y largo plazo, se promulga la Ley de Hidrocarburos Gaseosos y su Reglamento, en septiembre de 1999 y junio de 2000 respectivamente. Su ámbito lo constituyen las actividades con los hidrocarburos gaseosos, líquidos o bituminosos, con dedicación de un capítulo especial relativo al gas.

En 1971, año en el que se promulgó la ley que reservaba al Estado la

industria del gas, la participación del capital privado en grandes proyectos ha sido casi nula. Las más importantes infraestructuras existentes hoy día se construyeron principalmente en las décadas de los setenta y ochenta por parte de empresas propiedad del Estado (gracias a los ingentes ingresos fiscales derivados del aumento de los precios del petróleo).

En los años noventa no se materializaron proyectos significativos, lo que denota que la realidad del sector gasífero venezolano es que se encuentra anticuado y poco desarrollado. Es a partir del año 1999, año en el que se promulga la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y a la que acompañó al año siguiente el Reglamento de esa misma ley, cuando se reactiva el desarrollo de la actividad, permitiendo la participación del capital privado nacional e internacional. Esto queda reflejado en el Artículo 2º de dicha Ley:

...Artículo 2º. “Las actividades de exploración en las áreas indicadas en el artículo anterior, en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, se rigen por la presente Ley y pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, en los términos establecidos en esta Ley. Queda igualmente comprendido en el ámbito de esta Ley, lo referente a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarbureados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.”...

Asimismo, dicha ley establece entre otras disposiciones la restricción de la integración vertical en la cadena del negocio del gas, establece las bases para el desarrollo de campos de gas no asociado y regula mecanismo de

establecimiento de tarifas para los consumidores.

La Ley establece el marco legal para la participación de terceros en todas las actividades relativas al gas (producción, transmisión, almacenamiento y distribución) a través del otorgamiento de licencias e introduce la creación del Ente Nacional del Gas (ENAGAS) como la institución encargada de regular y promover el desarrollo del sector, velando porque este desarrollo se realice dentro del marco y espíritu de la legislación vigente.

Otra implicación importante de la ley es que debe permitirse el uso de los gasoductos a otras compañías si éstos no transportan gas al máximo de su capacidad, lo cual parece racional y acorde con la teoría económica, ya que se aprovecha al máximo la capacidad de los mismos y evita que se tenga que realizar nuevas inversiones en gasoductos desperdiciando recursos. Dicho esto, el usuario de los gasoductos debe pagar por la utilización del mismo al propietario, con el fin de garantizar un mercado justo.

En todo proceso de exploración y explotación siempre ocurre la afectación del ecosistema natural y social. Es por ello que es imperante que los licitantes velen por la preservación del ecosistema y con ello de la biodiversidad biológica y social presentes en el área a intervenir.

En este sentido la Ley Penal del Ambiente (1979) y su Reglamento es bien explícita: CAPÍTULO V, De la Prohibición o Corrección de Actividades Susceptibles de Degradar el Ambiente:

...Artículo 19. Las actividades susceptibles de degradar el ambiente quedan sometidas al control del Ejecutivo Nacional por órgano de las Autoridades competentes...

...Artículo 20. Se consideran actividades susceptibles de degradar el ambiente: 1. Las que directa o indirectamente contaminen o

deterioreen el aire, el agua, los fondos marinos, el suelo o subsuelo o incidan desfavorablemente en la fauna y la flora; 2. Las alteraciones nocivas a la topografía;...al flujo de agua; La sedimentación en los cursos y depósitos de agua; 5. Los cambios nocivos a los lechos de las aguas; 6. La introducción y utilización de productos o sustancias no biodegradables;... 8. Las que deteriora el paisaje; 9. Las que modifiquen el clima;...11. Las que propenden residuos, basura, desechos y desperdicios; 12 las que propenden a la eutricación de lagos y lagunas; 13cualesquiera otra actividad capas de alterar los ecosistemas naturales e incidir negativamente sobre la salud y el bienestar del hombre...

Tal y como se puede extraer en el artículo 20 son múltiples las actividades susceptibles de impactar negativamente el ambiente. En particular, en los procesos de exploración y explotación se realizan una serie de actividades que afectan casi todos los elementos del ambiente natural y social.

Como conclusión se puede acotar que nada hacemos con leyes tan extraordinarias si al momento de aplicarlas no existe la voluntad ni política.

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

Tipo de Investigación

En primera instancia el trabajo se circunscribe dentro de la modalidad Proyecto Factible. Se busca elaborar una propuesta de un modelo –metodología- operativo viable para solucionar un problema en la organización en cuestión (UPEL, 2006).

Por otra parte, en vista de la naturaleza misma de la investigación se clasifica igualmente dentro de una investigación documental. En este sentido, el trabajo está dirigido a ampliar y profundizar el conocimiento que se maneja actualmente dentro del Ente respecto a los mecanismos de seguimiento y control de las licencias de Gas no asociado, con apoyo de trabajos previos de diversa índole.

Metodológicamente se privilegia lo cualitativo, por lo que se describen e interpretan los significados ínter subjetivos ubicados y construidos en el contexto de la organización. Por lo tanto, se aceptan los fenómenos en su complejidad cotidiana, sin reducirlos, ni distorsionarlos y se resaltan las percepciones, acciones e interacciones de los actores, lo que determina su percepción del mundo y la realidad Velasco y Díaz de Rada, (1999).

Además el estudio es de carácter retrospectivo y transversal (Canales, Alvarado y Pineda, 1991).

Unidad de Análisis

En este caso la unidad de análisis es la metodología utilizada actualmente para monitorear las licencias para la exploración y producción de hidrocarburos gaseosos no asociados.

Actores o Sujetos Sociales

Los actores del estudio son de dos tipos: Informantes claves y actores libres. Para determinar los Informantes claves se utilizan los pasos para la escogencia de una muestra intencional, no probabilística. De acuerdo a ello, se fijan los criterios teóricos determinados por el autor, tales como: intereses, la relación con el negocio del gas, tiempo de permanencia en el sector, entre otros.

Para la selección de los actores libres se utilizan los criterios básicos de una muestra estratificada.

De acuerdo a lo planteado en la investigación los informantes claves lo integran Directores, tanto del Ente como del Ministerio de Minas y Petróleo. Por su parte los actores libres lo conforman los trabajadores del ente, con al menos 4 años de servicio, de ocupaciones variadas como analistas, supervisores, entre otros.

Fases de la Metodología

Para sistematizar, se desarrolla en cuatro grandes fases:

Fase I. Aproximación a la realidad Organizacional. Diagnóstico

Es el primer reconocimiento global de la realidad, el cual se aborda desde dos perspectivas: acceso directo al escenario organizacional para obtener una visión general del problema (proceso inductivo) y a través, de la revisión de las teorías formales que sobre el fenómeno a estudiar que se han escrito (proceso deductivo).

Permite obtener una pre-estructura organizacional; así como las primeras categorías simples que guían la dimensión temática a trabajar. Presenta además la información de origen para ensamblar el esquema conceptual inicial. Se establecen los objetivos de trabajo.

Fase II. Reflexión sobre la realidad Organizacional

Es una etapa de reflexión y estructuración, partiendo de la pre-estructura organizacional encontrada. Construcción de la dimensión ontológica y epistemológica que conduce al diseño metodológico, y por ende a las técnicas y estrategias para la recolección de la información.

Fase III. Sumergidos en la realidad Organizacional

Implica ir hacia la estructura organizacional. Es el momento donde se realiza el trabajo de campo laborioso y profundo. Es la etapa de contacto directo y real con los actores, el ambiente y las múltiples acciones e interacciones que se establecen en esa realidad.

Fase IV. Encuentro con los elementos definitorios de la realidad. Transdisciplinaria.

Es el tiempo para la categorización y análisis de los hallazgos desde las perspectivas de la autor, de la teoría formal y la teoría sustantiva (implica cotejar los conceptos emitidos de los actores).

Al contrastar los conceptos de los actores y el experiencial del autor, se desemboca en la articulación de un conjunto de ideas que dan como resultado la conformación de la propuesta metodológica para el Seguimiento y Control de las Licencias otorgadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo a Empresas Privadas, para la Exploración y Explotación de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados.

En el gráfico 21, que se presentan a continuación, se muestra de forma esquemática cada uno de las fases descritas y las relaciones existentes entre ellas.

Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información

La pretensión aludida en el trabajo de campo es la de tender hacia la aprehensión de la totalidad, lo que en el fondo pareciera una intención utópica, pero realmente estimulante para la autora. De acuerdo a ello las técnicas más flexibles para amoldarse a la heterogénea naturaleza de las situaciones que se presentan en la empresa son la observación participante y la entrevista en profundidad. En este sentido la observación participante proporciona el contraste de la realidad y la entrevista a profundidad, aplicada a los informantes claves (previamente determinados) y a los informantes libres, proporciona además sentido a las acciones incomprensibles que

surjan de las observaciones y corrige las inferencias precipitadas (Velasco, y otros,1999). Se caracteriza en este caso por ser flexible, dinámica, no estructurada, no estandarizada, no directiva y abierta.

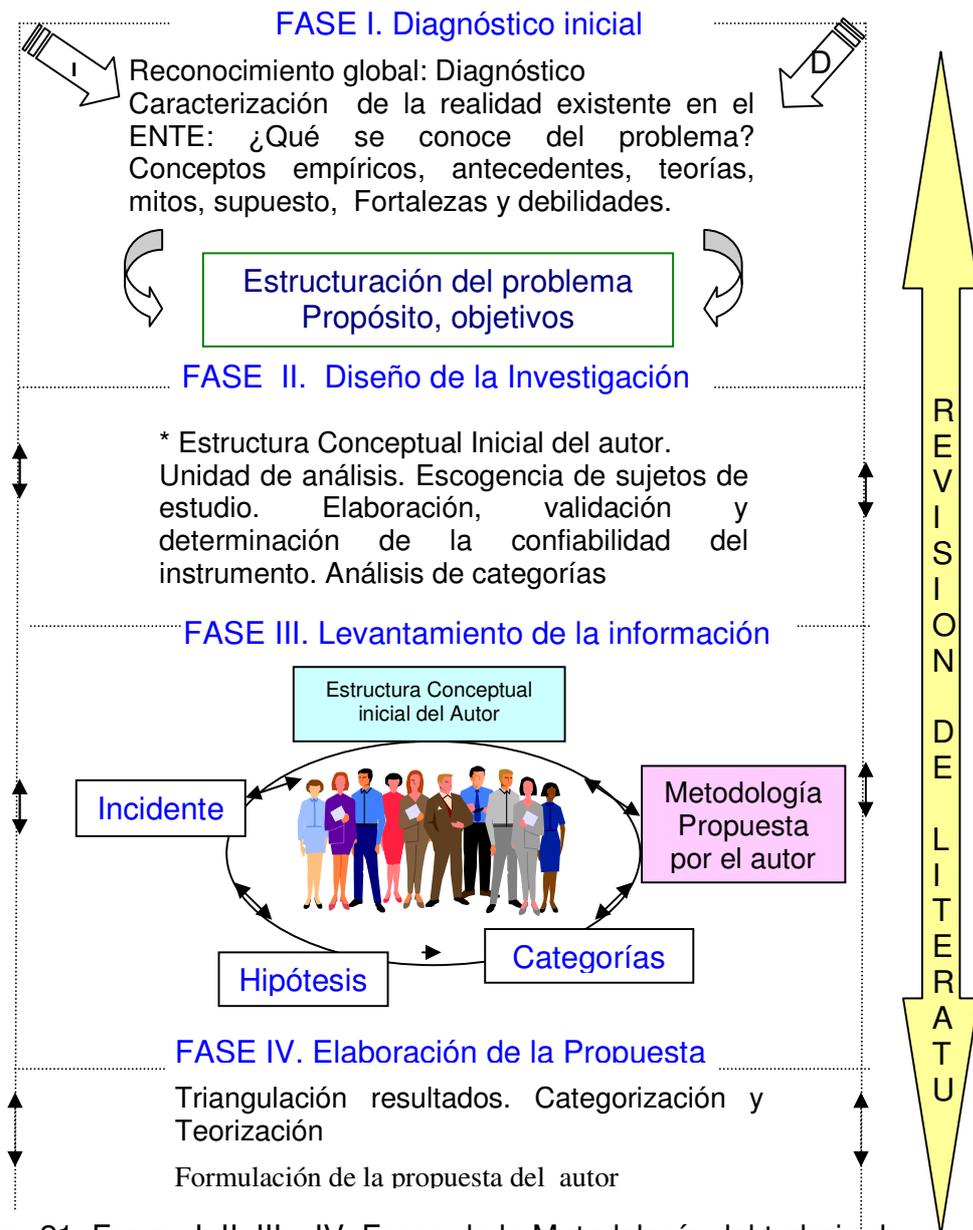


Gráfico 21. Fases I, II, III y IV. Fases de la Metodología del trabajo de investigación

Triangulación

Con la triangulación se persiguen dos propósitos básicos. Por una parte responder al objetivo de la validación y consistencia, que son tan cuestionados en este tipo de investigación y por otro, contrastar la multiplicidad de perspectivas (Taylor y Bogdan, 1996). Esto asegura y permite comprobar la información de un mismo fenómeno obtenida por diversos métodos y por diversas fuentes (hechos e incidentes sustantivos y formales).

La triangulación garantiza la validez de la investigación. En este sentido se triangulará la información obtenida de la entrevista con los informantes claves, los actores libres, la teoría y la experiencia del investigador en el área.

Criterios de Cientificidad

Se aplica la clasificación propuesta por Martínez (2002), que establece tres criterios: regularidad, sistematicidad y criticidad. Ello con la finalidad de afianzar la fiabilidad y validez del estudio. Al respecto se acota:

1. Regularidad. Referida a la detección de elementos del contexto que permiten caracterizar esa realidad y no otra. Se logra mediante la identificación permanente de incidentes o eventos que surjan de la realidad.

2. Sistemática. Referida al orden en el proceso. Se logra mediante el análisis comparativo constante de los datos recogidos, lo que conducirá a la proposición de teorías conceptuales e hipótesis que se irán progresivamente reformulando hasta la saturación.

3. Crítica. Referida a la posición de la autora. Se logra manteniendo permanentemente una posición de autocrítica, de autocrecimiento, de autosupervisión y de autocensura. Ello permite reajustar y retroalimentar el proceso en forma permanente y así fortalecerlo.

La Categorización

Una vez transcritas las entrevistas y obtenidas las descripciones del contexto se examinan los relatos escritos tantas veces como sea necesario. Tratando siempre de sumergirse mentalmente en la realidad. Ello permite captar detalles que posiblemente no fueron vistos en una primera revisión. Es recomendable anotar las expresiones más significativas y con poder descriptivo.

Este es el momento de comenzar a codificar y a categorizar mediante un término o una expresión clara e inequívoca cada unidad temática. Dentro de cada categoría es posible distinguir subcategorías y propiedades. Se deben integrar categorías comunes en una de orden superior. El paso siguiente es la teorización. En este momento se inicia un juego mental en donde se comparan, se contrastan, se agregan y se ordenan las categorías o grupo de ellas y sus propiedades para establecer nexos y relaciones.

Es necesario mantener una posición de crítica y de censura. Ser tolerante ante las ambigüedades y contradicciones. No valorar lo que no emerge de la realidad.

CAPITULO V

PRESENTACIÓN RESULTADOS

En el presente capítulo se presenta la propuesta metodológica planteada por el autor para minimizar los problemas que surgen con el seguimiento y control de las licencias de exploración y producción de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos venezolanos.

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL PROCESO DE EXPLORACION Y PRODUCCION DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS GASEOSOS

Exposición de Motivos

El Ministerio de Energía y Petróleo, como órgano garante, del negocio del gas natural, ante el Estado venezolano, debe establecer los mecanismos para el otorgamiento de licencias, así como desarrollar puntos de control y seguimiento para evaluar el desempeño de las compañías licenciatarias durante las etapas de exploración y producción de los yacimientos del gas natural.

En lo que se refiere a la licencia de exploración se otorgan cuando el área se caracteriza principalmente por recursos por descubrir. En lo que se refiere a producción se otorgan a empresas que pretendan laborar en áreas con reservas probadas.

El objeto del proceso de Exploración y Producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos en el suelo patrio, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con los venezolanos y el medio ambiente. La misión primordial de PDVSA es la incorporación de recursos de hidrocarburos para así asegurar la continuidad del negocio.

La estrategia adoptada por PDVSA para mejorar el desempeño, en el corto y mediano plazos en este proceso de la industria petrolera nacional, ha sido la de adoptar las mejores prácticas en términos de esquemas de negocios, licencias, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones.

La Exploración es uno de los vitales de la industria petrolera, pues de él depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo. Ello implica, que es el primer eslabón de la cadena, es decir, nos ubicamos aguas arriba del negocio, por lo cual se convierte en la base fundamental para que exista PDVSA. En ésta etapa deben intervenir como organismos controladores el Ministerio de Energía y Petróleo, Ministerio del Ambiente, Ministerio de la Defensa.

Por su parte, la etapa de producción se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de los yacimientos o reservas. La fase de producción de un campo productor de hidrocarburos comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso gracias a la perforación de pozos exploratorios. Esta etapa debe intervenir como organismos controladores ENAGAS, Ministerio de Energía y Petróleo, Ministerio del Ambiente y Ministerio de la Defensa.

Hay una amplia y profunda relación entre la Exploración y las diferentes organizaciones de Producción, como por ejemplo, la perforación, estudios integrados, ingeniería y construcción, reservas, entre otras. Esta es una relación bidireccional (cliente-proveedor) que debe ser altamente dinámica y efectiva para que se logren los objetivos comunes de Exploración y Producción.

Pasos para el Otorgamiento de Licencias de Exploración y Producción del Gas Natural

Hoy es posible encontrar dos tipos básicos de licencias. La de exploración de campo y la de producción. Las licencias pueden ser otorgadas a sólo a una empresa privadas, a un conjunto de ellas o a una simbiosis entre la empresa privada y la empresa estatal (Ver Gráfico 24).

Etapas del proceso:

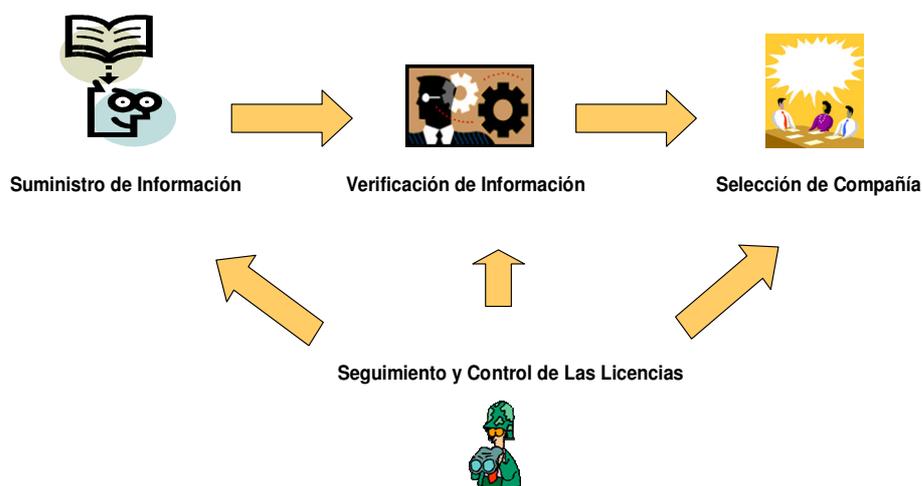


Gráfico 24. Esquema para el Otorgamiento de Licencias de Exploración y Producción del gas Natural

1. Suministro de Información

El proceso inicia al constatar que en una determinada área geográfica se sospecha de la existencia de posibles yacimientos de gas natural.

Para que la información sea susceptible de verificación deberá ser suministrada por el personal técnico especializado de PDVSA GAS o por el de la Dirección de Exploración, Reserva y Tierras del Ministerio de Energía y Petróleo. Ambos desde su ámbito de acción están capacitados y autorizados para evaluar la posibilidad de la existencia de yacimientos de petróleo o de gas natural.

2. Verificación de Información

Con la finalidad de cotejar los datos suministrados respecto a la existencia de un determinado yacimiento en un determinado lugar, es necesario validar la información. Para ello expertos –ingenieros y técnicos- del área de producción y exploración, así como de reserva gasífera deben acudir al campo para realizar unas pruebas *in situ*. De ésta manera se acepta o se descarta la información inicial. Este proceso de verificación deben realizarlo los especialistas de las Direcciones de Producción y Conservación del Gas y de Exploración y de Reserva y Tierras del Ministerio de Energía y Petróleo.

3. Selección de Compañía

Una vez verificada la información sobre la existencia de los posibles yacimientos de gas natural en una determinada área geográfica, se debe iniciar el proceso de selección entre las compañías interesadas en la exploración y producción de dicho yacimiento.

El proceso de selección se debe realizar a través de una Licitación General, para la cual se recurre a un sistema de licitación pública.

Para ello, durante en lapso determinado de tiempo se debe publicar en los diferentes medios impresos de circulación nacional, así como en la página web del Ministerio de Energía y Petróleo y de PDVSA GAS, las condiciones que se establecen para realizar labores de exploración y producción del yacimiento gasífero en cuestión. Todo enmarcado en lo que establece la Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela y en la Ley de Hidrocarburos.

Luego de culminado el plazo de entrega se deberá proceder a evaluar la o las empresas que cumplan con los requerimientos y condiciones que establece el Estado Venezolano para el proceso. Cuando dos o mas empresas licitantes queden en un empate técnico la decisión deberá ser tomada en por un Consejo de Ministros.

4. Seguimiento y Control de Las Licencias

Una vez otorgadas las licencias la empresa escogida puede comenzar sus labores de exploración. Tal y como establece la Ley para la culminación de ésta primera etapa tiene un plazo de cuatro años (4) con una prórroga máxima de un año (1). Si en ese tiempo no ha culminado el proceso de exploración y la empresa no se compromete a ejecutar un Programa Adicional Exploratorio (PAE) sobre todas o algunas de las parcelas, deberá enviar un informe justificando la devolución de las mismas.

Con la finalidad de constatar que las compañías licenciatarias están cumpliendo con lo establecido en el contrato es indispensable establecer un

mecanismo de seguimiento y control – puntos de control y seguimiento a lo largo del proceso-. Sólo de ésta manera se podrán determinar los posible “cuellos de botellas” o vicios del proceso de exploración y corregir cuando sea necesario.

Para realizar el proceso de seguimiento y control del proceso es indispensable hacer uso de instrumentos de recolección de datos.

Asimismo, es necesario establecer una sinergia entre las Direcciones que tienen asignada está importante responsabilidad. Discriminando las asignaciones, sincronizando el trabajo y unificando criterios de evaluación. Para lo cual es necesario establecer una lista asignaciones para cada responsable. Debe esta forma no hay usurpación de competencias.

Competencias establecidas para cada una de las Direcciones y Entes vinculados al proceso de Seguimiento y Control de las Licencias

Luego de que se determinaron los nudos críticos en las diferentes Direcciones y Entes gubernamentales involucrados en todo el proceso se procedió a establecer los puntos de control en cada etapa de exploración y Producción.

Etapas de Exploración

Como se mencionó anteriormente la etapa de exploración es el primer eslabón de la cadena una vez otorgada la licencia. Para mantener un control total del proceso, el autor plantea ocho (8) puntos de control los cuales se pueden visualizar en el siguiente diagrama de flujo (Gráfico 24).

Puntos de Control

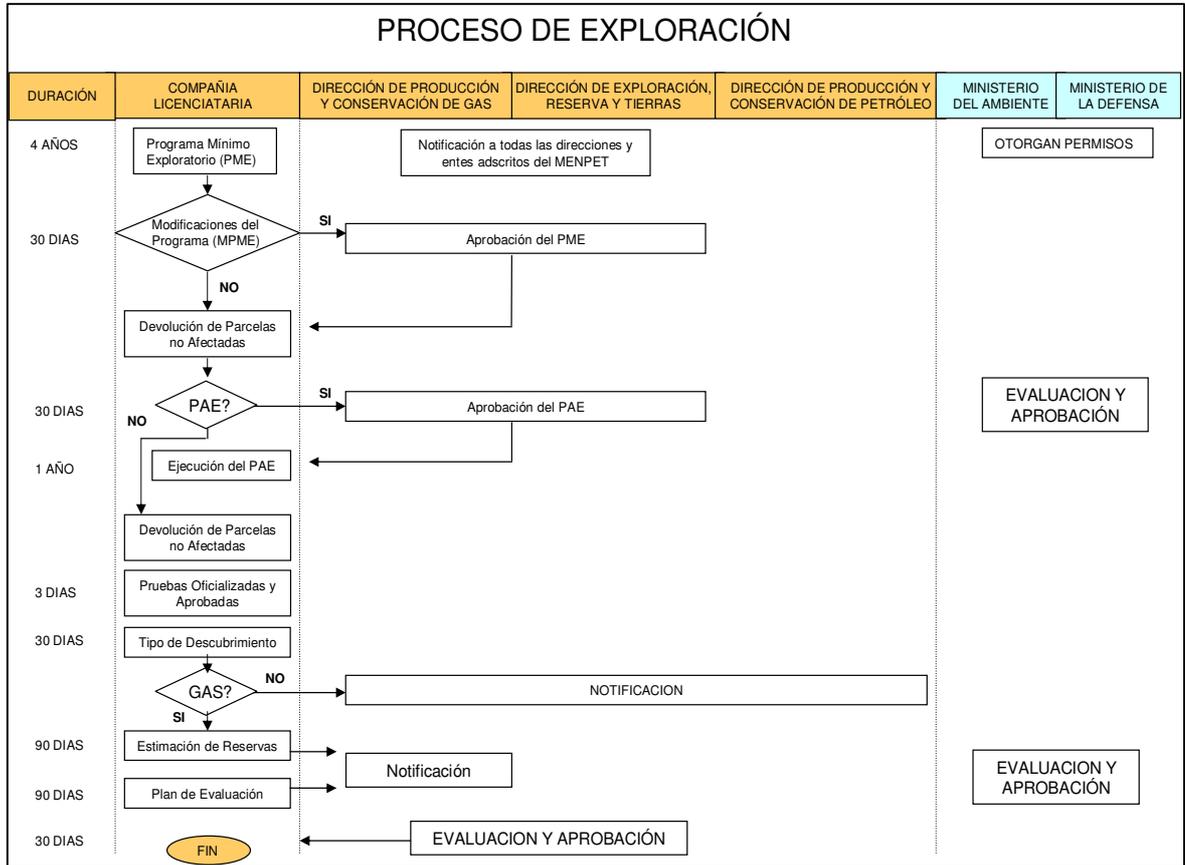


Gráfico 25. Diagrama de Flujo del Proceso de Seguimiento y control de las licencias. Etapa de Exploración. Elaborado por el Autor

1. Programa Mínimo Exploratorio (PME)

Una vez otorgada la licencia, la compañía debe realizar un Programa Mínimo Exploratorio, el cual consiste en realizar diferentes pruebas para la exploración del yacimiento otorgado durante un período de máximo 4 años. Así mismo se debe realizar un informe del PME y el cual deberá presentarse trimestralmente a la Dirección de Producción y Conservación del Gas (Ver Anexo A).

2. Modificaciones del Programa (MPME)

Si la Compañía titular de la licencia contempla modificaciones en el PME, deberá solicitar permiso al MENPET y enviarle las modificaciones realizadas junto con la justificación correspondiente (implicaciones técnicas, sociales, ambientales o económicas y otros.) El MENPET deberá emitir una decisión en 30 días a partir de la fecha de la solicitud.

3. Devolución de Parcelas no Afectadas

Finalizado el Programa Mínimo Exploratorio si la Compañía titular de la licencia no se compromete a ejecutar un Programa Adicional Exploratorio (PAE) sobre todas o algunas de las parcelas, deberá enviar un informe justificando la devolución de las mismas.

4. Programa Adicional Exploratorio (PAE)

Antes de culminar el Programa Mínimo Exploratorio la Compañía titular de la licencia podrá solicitar al MENPET un Programa Adicional Exploratorio (PAE), dicha solicitud deberá realizarse con 30 días de antelación. Así mismo deberá presentar una justificación contentiva de las especificaciones técnica – económica, condiciones y alcances previstos. El programa tendrá una duración de un año a partir de la aprobación de la solicitud.

5. Pruebas Oficializadas y Aprobadas

Una vez finalizada las pruebas realizadas en los programas exploratorios, la compañía titular de la licencia deberá presentar una carta al

MENPET notificando oficialmente el culmino de las mismas. Esto no debe pasar de tres días a partir de la finalización de las pruebas.

Seguidamente, si las pruebas resultaron satisfactorias, es decir, que hubo descubrimiento de hidrocarburos, la compañía deberá presentar un informe técnico de los resultados encontrados en los pozos. El informe debe contener lo siguiente:

- Tipo de descubrimiento según clasificación Lahee.
- Descripción de los aspectos geológicos y de yacimientos.
- Análisis de laboratorio de fluidos (PVT).
- Secciones sísmicas y estratigráficas.
- Mapas del o los yacimientos.

La compañía tendrá un plazo de treinta días para presentar dicho informe. Si las pruebas no resultaron satisfactorias, la compañía notificara la finalización del proceso.

Es importante acotar, que durante el periodo de pruebas la producción no estará sujeta a regalías, es por esto que la Dirección del MENPET responsable del proceso, deberá mantener el adecuado control y seguimiento que amerita el caso.

6. Tipo de Descubrimiento

Si el informe entregado concluye que hay descubrimiento de hidrocarburos gaseosos asociados, la Dirección de Producción y Conservación del Gas deberá informar a la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo. Esta ultima, será la encargada de seguir con el proceso.

Por otra parte, si el informe concluye que hay descubrimiento de hidrocarburos gaseosos no asociados la Dirección de Producción y Conservación del Gas deberá realizar las pruebas de caracterización de los resultados para comprobar la veracidad del informe y/o determinar la calidad de los resultados. Posteriormente el MENPET notificara la aprobación o no del informe. Esta actividad tendrá una duración de treinta días a partir de la entrega del informe.

7. Estimación de Reservas

La Compañía titular de la licencia deberá presentar un informe referente a la estimación de reservas asociadas al descubrimiento. Debe contener la estimación de recursos descubiertos, las reservas probadas, probables y posibles. Este informe debe ser entregado en un plazo de noventa días a partir de la notificación del descubrimiento. El MENPET deberá evaluar dicha información.

8. Plan de Evaluación

La Compañía titular de la licencia deberá presentar al MENPET una propuesta para la ejecución del Plan de Evaluación para la puesta en marcha de la etapa de producción. El Plan de Evaluación debe contener lo siguiente:

- Duración.
- Descripción de la ubicación y Dimensiones estimadas del descubrimiento.
- Estimación de Reservas.
- Descripción del Modelo geológico del yacimiento.
- Estudios y actividades operacionales.
- Destino del Gas en caso de pruebas extendidas y pruebas de producción.

- Estimados de inversiones y gastos.
- Logística.

El MENPET deberá evaluar la propuesta del Plan de Evaluación y aprobarlo en un máximo de tres meses y emitirá un informe técnico detallado.

Etapa de producción

Finalizada la etapa de exploración comienza la etapa de producción. Para mantener un control total del proceso el autor plantea seis (6) puntos de control los cuales se pueden visualizar en el siguiente diagrama de flujo (Gráfico 26).

Puntos de Control

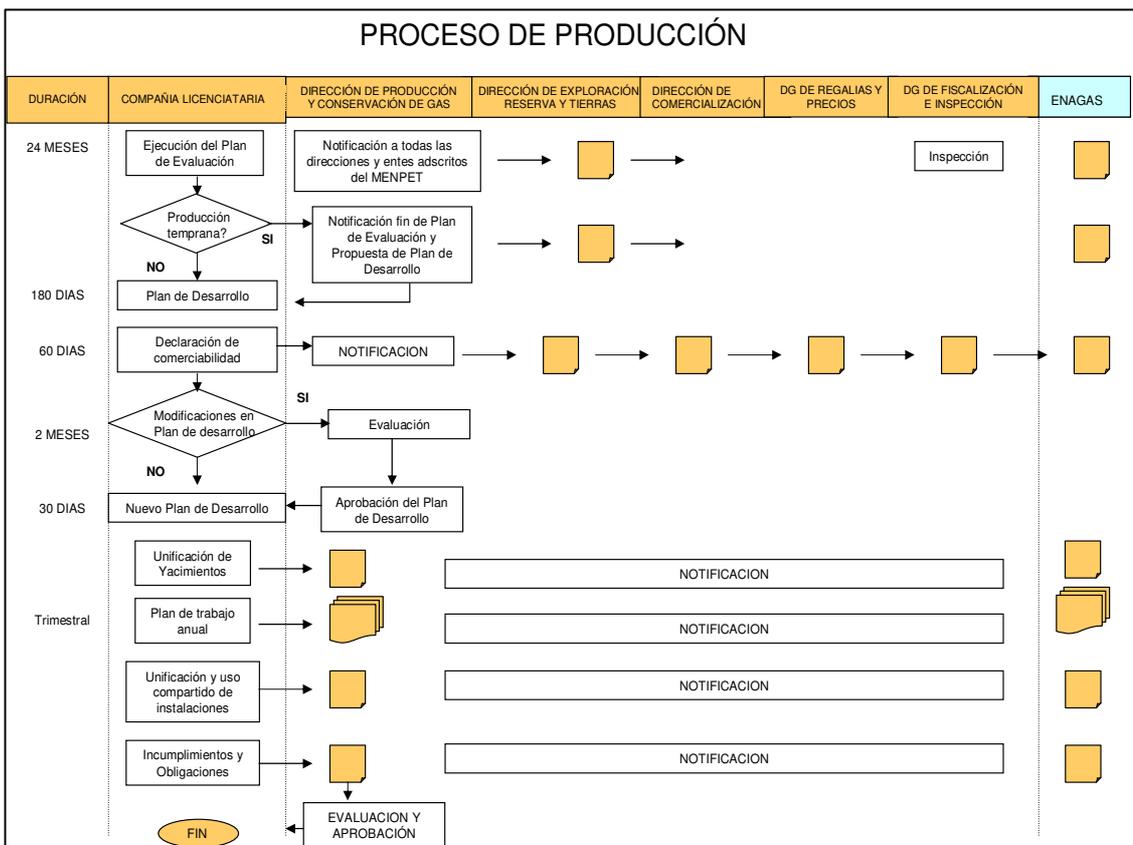


Gráfico 26. Diagrama de Flujo del Proceso de Seguimiento y control de las licencias. Etapa de Producción. Elaborado por el Autor

1. Ejecución del Plan de Evaluación

Una vez aprobado el Plan de Evaluación para la Producción, se procede a la ejecución del mismo por parte de la compañía, proceso que comprende una duración de veinticuatro meses a partir de la aprobación del Plan. Esta duración podrá estar sujeta a cambio por condiciones de la Licencia.

Si la ejecución del Plan de Evaluación origina una producción temprana, la compañía deberá notificar al MENPET y concluir con la ejecución de dicho Plan. Así mismo podrá presentar una propuesta de Plan de Desarrollo en un lapso de ciento ochenta días a partir de la producción temprana.

Por otra parte, deberá presentar un informe detallado del Plan de Evaluación, y debe venir acompañado de su opinión de la comerciabilidad o no del producto, y/o si requiere una evaluación adicional.

El MENPET deberá en un lapso de ciento veinte días notificarla su aprobación o desaprobación.

2. Plan de Desarrollo

La compañía deberá realizar un programa mensual de producción estimada para año próximo (entrega cada diciembre). Así mismo deberá entregar un informe mensual, en el cual se indicara la producción estimada para el mes y la producción real, en este sentido deberá incluir un análisis de desviaciones, si las hubiere. Este informe debe ser presentado al MENPET los diez primeros días de cada mes.

3. Unificación de yacimientos

En el caso de que un mismo yacimiento de hidrocarburos gaseosos se extienda bajo áreas sobre las cuales actúe más de una compañía explotadora, las partes celebrarán un convenio de unificación para su explotación, el cual estará sujeto a la aprobación del MENPET. A falta de un acuerdo, este despacho establecerá las normas que regirán esa explotación.

Así mismo, cuando el yacimiento se extienda desde áreas atribuidas para explotación, hacia áreas que no lo hayan sido, el MENPET adoptará las medidas necesarias en salvaguarda de los derechos de la República. Por otra parte, cuando un mismo yacimiento de hidrocarburos gaseosos se extienda bajo áreas que formen parte del dominio de países limítrofe, los convenios que para su explotación deban celebrar los titulares que actúen en Venezuela con los de los países limítrofes, requerirán la aprobación del MENPET, así como del Congreso de la República. A falta de oportuno acuerdo, el MENPET adoptará las medidas necesarias, incluida la revocatoria del derecho de explotación, para salvaguardar los intereses de la República.

4. Plan de Trabajo Anual

La compañía deberá realizar un Plan de Trabajo Anual, el cual debe ser presentado al MENPET el primer mes de cada año. El mismo debe contener las actividades y operaciones ejecutadas y por ejecutar, los costos y presupuestos. También debe incluir una descripción detallada de los trabajos, un cronograma de actividades estimado y los estimados de gastos correspondientes al Plan de Trabajo. Este Plan deberá ser revisado trimestralmente.

5. Unificación y uso compartido de instalaciones

En el caso de que el yacimiento se extienda bajo áreas de otra compañía explotadora, la cual no es propietaria de la licencia, las partes podrán celebrar un convenio de unificación y/o uso compartido de las instalaciones, el cual estará sujeto a la aprobación del MENPET. A falta de un acuerdo, este despacho establecerá las normas que regirán esa explotación para salvaguardar los intereses de la República.

6. Incumplimientos y Obligaciones

En el caso de que la compañía propietaria de la licencia incumpla las condiciones y/o convenios establecidos entre la misma y el MENPET, este órgano deberá notificarle a la compañía las obligaciones ha incumplido por otra parte la compañía deberá subsanar el incumplimiento de las obligaciones en un periodo de ciento veinte días a partir de la notificación. De no subsanar el incumplimiento el MENPET establecerá las sanciones necesarias para salvaguardar los intereses de la República.

Indicadores de Evaluación para el Seguimiento y Control de las Licencias

Indicadores de Desempeño Durante la Exploración

En la presente propuesta se establecen una serie de criterios o de indicadores mínimos que se deben tener presente al momento de realizar el control y seguimiento de las diversas fases de los procesos de exploración. Es importante señalar que indicadores escogidos son parámetros que se utilizan a nivel mundial para el manejo de los hidrocarburos.

Indicadores de Desempeño Ambiental

Para evaluar el desempeño ambiental durante la etapa de construcción del andamiaje necesario para las diferentes fases del proceso de exploración se plantean siete (7) indicadores (Ver Anexo B).

Es momento de acotar que en Venezuela se cuenta con una gran variedad de ecosistemas, ocupando hasta el momento el décimo lugar a nivel mundial en biodiversidad. De allí la importancia capital y la necesidad de tomar todas las precauciones al momento en que se necesite intervenir un área geográfica determinada para la actividad urbanística, comercial o industrial. Se pretende la minimización del impacto ambiental y con ello del daño patrimonial.

a. Capacitación Ambiental (CAP)

Al ser el manejo del gas natural un proceso que reviste riesgos para el trabajador como para la comunidad donde está inserto el yacimiento susceptible de exploración, es completamente necesario capacitar al personal que laborará en la misma. De allí que uno de los parámetros es el referido al adiestramiento del personal.

En este sentido a fin de evaluar el esfuerzo en divulgación y concientización ambiental del personal durante la etapa de construcción que se estima desarrollar durante un determinado período, se deben contemplar al menos dos indicadores, que deberán ser controlados mensualmente:

$$CAP (\%) = \frac{\text{Horas capacitadas}}{\text{Horas trabajadas}} \times 100$$

$$CAP (\text{per. cápita}) = \frac{\text{Horas capacitadas}}{\text{N}^\circ \text{ trabajadores}}$$

En el primer caso (CAP %) se estima que debe mantenerse una proporción no menor a 1.5% entre el tiempo destinado a capacitación y el destinado a trabajo.

En el segundo caso CAP (*per. cápita*) se debe obtener una cifra mayor o equivalente a 2 horas en la proporción entre el tiempo destinado a capacitación y el total de trabajadores.

Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

b. Manejo de Residuos Sólidos (RS)

Durante la etapa de exploración es indispensable preparar el área que va ser intervenida. En éste sentido la empresa encargada debe construir una infraestructura mínima necesaria para que sus trabajadores optimicen sus labores. Paralelamente la instalación del andamiaje específico para la realización de las pruebas. De esa intervención con seguridad se producirán residuos sólidos los cuales deben ser acopiados adecuadamente

Este proceso de adecuación del manejo ambiental de los residuos sólidos generados por los trabajos de construcción será evaluado mensualmente, de acuerdo a un porcentaje de cumplimiento de la lista de verificación (LV) del instructivo ambiental de manejo de residuos sólidos.

Esta lista de verificación contiene preguntas relacionadas con el cumplimiento de la gestión de residuos –enmarcada en la Ley Orgánica del Ambiente. Debe ser aplicada en todos los lugares de generación, acopio y

disposición transitoria de residuos sólidos, ya sea en campamentos, playas de acopio o en la línea.

Una vez tamizado el proceso a través de la lista de verificación se establecerá la siguiente relación matemática:

$$RS = \frac{\text{N}^\circ \text{ de respuestas positivas de la LV} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ respuestas totales}}$$

Para que el manejo de residuos sólidos sea considerado adecuado, se contempla cumplir, como mínimo, con el 90% de la lista de verificación y esta cifra debe ser controlada mensualmente. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

c. Manejo de Agua y Efluentes (AR)

Al igual que es necesario la adecuación del manejo ambiental de los residuos sólidos generados por los trabajos de construcción es imprescindible verificar la disposición de aguas residuales y efluentes (AR).

Este manejo ambiental de aguas residuales y efluentes (AR) será evaluado mensualmente, a partir del número de muestras que están dentro del rango establecido en la Ley Orgánica del Ambiente y la Ley de Aguas, de acuerdo al uso del cuerpo receptor.

Finalizado el estudio se aplicará la siguiente relación matemática:

$$AR = \frac{\text{N}^\circ \text{ de muestras cumpliendo el rango tolerable} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ total de muestras}}$$

Para que se considere adecuado el manejo ambiental de aguas y efluentes, como mínimo se espera que el 90% de las muestras se encuentren dentro del rango. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

d. Control de Erosión (CE)

En la etapa de construcción el objetivo principal del plan de control de erosión es restablecer los drenajes naturales sobre el derecho de vida (Ddv), controlar la escorrentía sobre los suelos expuestos y proteger los suelos para permitir la revegetación de las áreas desboscadas, en el plazo más breve posible.

Los plazos para la implementación del control de erosión permanente deben estar descritos en un Cronograma de Cierre y Revegetación. El mismo debe tomar en cuenta básicamente la disponibilidad de las áreas una vez que terminan las actividades constructivas y las limitaciones climáticas para la realización de obras de movimiento de tierras.

Se evaluará el avance en la implementación de las obras permanentes de control de erosión (PEC) mediante la siguiente fórmula:

$$\text{CE} = \frac{\text{Longitud con PEC} \times 100}{\text{Longitud proyectada}}$$

Nota: Se deben iniciar por los trabajos de geotecnia y control de erosión primero en los lugares críticos.

e. Revegetación (RV)

En la etapa de construcción el objetivo principal de la revegetación es restablecer la cobertura vegetal sobre las áreas desboscadas, en el plazo más breve posible, a fin de reducir la erosión y lograr el medio adecuado para la regeneración natural.

Los plazos para implementación de la revegetación deben quedar descritos en el Cronograma de Cierre y Revegetación basados en la disponibilidad de las áreas una vez que terminan las actividades constructivas de control de erosión y geotecnia y las limitaciones climáticas para el período de siembra.

Para evaluar el avance en el cumplimiento del Cronograma de Cierre y Revegetación se emplea el siguiente indicador:

$$RV = \frac{\text{Área revegetada del DdV1} \times 100}{\text{Área total afectada}}$$

El avance es evaluado mensualmente y el objetivo es llegar al 100% de áreas revegetadas en plazo mínimo establecido. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

El éxito de la revegetación va a ser medido de acuerdo al porcentaje de cobertura sobre el DdV que ésta alcance. Una vez realizado la revegetación, la cobertura provista por las plantas sobre el suelo será mayor cuando los pastos y plantas se hayan desarrollado adecuadamente, protegiéndolo de la acción erosiva de la lluvia y la escorrentía.

La cobertura se evaluará mensualmente mediante la siguiente fórmula:

$$CV = \frac{\text{Área cubierta por vegetación} \times 100}{\text{Área revegetada}}$$

El avance es evaluado semestralmente con el objetivo es llegar al 100% de cobertura del derecho a la vida (Ddv) en corto plazo. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

Indicadores de Desempeño Social

Para la propuesta se establecen tres (3) indicadores que se utilizan comúnmente para evaluar el desempeño social durante la etapa de construcción, en relación con dos temas principales: empleo de miembros de la comunidad y Contraloría social (Ver Anexo C).

a. Empleo Local (EL)

Se establece que la empresa debe contratar un % representativo de miembros de la comunidad intervenida. Claro está, este porcentaje variará según los requerimientos técnico que se requieran durante las diferentes actividades etapa de exploración.

A fin de evaluar la efectividad del Programa de Contratación Temporal de Personal Local se controla la proporción entre el número total de trabajadores del proyecto y el número de trabajadores locales.

$$EL = \frac{N^{\circ} \text{ de Trabajadores Locales} \times 100}{N^{\circ} \text{ Total de Trabajadores}}$$

Este indicador debe ser no menor al 50% y la evaluación es mensual. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

b. Monitoreo Ambiental Comunitario

El éxito del Programa de Monitoreo Ambiental Comunitario (PMAC) es evaluado mediante dos indicadores. El primero corresponde al número de horas destinadas a capacitación de monitores y el segundo muestra una proporción entre el número de observaciones levantadas (OL) y el total de observaciones presentadas.

$$HC = N^{\circ} \text{ de Horas de Capacitación}$$

$$OL = \frac{N^{\circ} \text{ de Observaciones Levantadas} \times 100}{N^{\circ} \text{ de Observaciones Presentadas}}$$

No se deberá destinar menos de 54 horas a capacitación y el número de observaciones levantadas no deberá ser menor al 70%. Ambos eventos deberán ser controlados trimestralmente. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

Indicadores de Desempeño de Seguridad

El parámetro se utiliza para medir su desempeño en términos de seguridad industrial es el típico de la industria de gas (Ver Anexo D):

a. Índice de frecuencia de accidentes incapacitantes (IF)

El índice de frecuencia de accidentes incapacitantes mide la ocurrencia de accidentes con pérdida de tiempo, por cada 1 millón de hombres/horas trabajadas.

A fin de evaluar el éxito en la incorporación de medidas de seguridad y concientización del personal, se emplea un índice de frecuencia de accidentes incapacitantes, de la siguiente forma:

$$\text{IF} = \frac{\text{N}^\circ \text{ accidentes incapacitantes} \times 1000000}{\text{N}^\circ \text{ horas hombre trabajadas}}$$

Este índice no debe ser mayor a 3 y es controlado mensualmente. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

Indicadores de Desempeño Durante la Producción

A continuación se presentan los indicadores establecidos, una breve explicación de su representatividad, y los valores referenciales establecidos,

incluyendo, cuando corresponda, los marcos de evaluación que se esperan cumplir (*milestones*).

Indicadores de Desempeño Ambiental

Son siete (7) los indicadores que se plantean utilizar para evaluar el desempeño ambiental durante la etapa de exploración. Se toman como referencia: la diversidad biológica, la revegetación, y el control de erosión (Ver Anexo E):

a. Diversidad Biológica

En principio se debe establecer un Plan de Monitoreo Biológico (PMB), el Para la evaluación del éxito del Plan de Monitoreo Biológico (PMB) deben monitorear mediante dos indicadores: tareas cumplidas comprometidas con PMB y el número de personal de campo que ha sido capacitado en temas de biodiversidad.

El primero evalúa el cumplimiento de las tareas comprometidas en el PMB mediante la siguiente expresión matemática:

$$\frac{CT = \text{N}^\circ \text{ de tareas ejecutadas}}{\text{N}^\circ \text{ de tareas programadas}}$$

Estas tareas serán evaluadas en cada Informe Anual de Monitoreo, a partir de lo cual se debe estructural el cronograma subsiguiente. Se evaluará anualmente, y el estándar establecido es del 100%. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley

El segundo indicador evalúa el número de personal de campo que ha sido capacitado en temas de biodiversidad. Se empleará la siguiente fórmula:

$$PC = \frac{\text{N}^\circ \text{ de personal en campo capacitado en biodiversidad} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ de personal en campo}}$$

Este indicador será evaluado semestralmente y se deberá alcanzar un 100%. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

b. Revegetación

El éxito de la revegetación continuará siendo medida de acuerdo al porcentaje de cobertura vegetal sobre la superficie del DdV, tal como fue establecido en la etapa constructiva.

La evaluación será semestral mediante la siguiente formula:

$$CV = \frac{\text{Área cubierta por vegetación} \times 100}{\text{Área revegetada}}$$

La medición de la cobertura vegetal se realizará hasta llegar al 100% de cobertura del DDV.

Adicionalmente durante la etapa de operaciones las actividades de revegetación van a estar directamente asociadas a la reparación de áreas problemáticas, con lo que se va a evaluar mediante el siguiente indicador:

$$AP = \text{N}^\circ \text{ de áreas problemáticas}$$

Este indicador será evaluado en semestralmente en los informes de desempeño presentados por la empresa y deberá demostrar una tendencia decreciente.

c. Control de Erosión

Para la evaluación del éxito del Plan de Control de Erosión se medirá la efectividad de las obras permanentes de control de erosión (PEC) sobre la base del porcentaje de falla de dichas estructuras. La formula elaborada para tal fin es:

$$\text{EPEC} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de obras PEC que requieren reparación} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ de obras PEC implementadas}}$$

El estándar establecido para este indicador es de 20% y será medido de forma semestral. Adicionalmente se va a evaluar las nuevas zonas críticas o zonas en donde hayan colapsos nuevos.

Este indicador deberá tener una tendencia decreciente:

$$\text{NOR} = \text{N}^\circ \text{ de obras nuevas requeridas anualmente}$$

Otro indicador utilizado durante la etapa de operaciones será la variación en la carga de sedimentos de los principales cursos de agua atravesados por el proyecto.

Esta evaluación se realizará semestralmente mediante las pruebas de Sólidos Totales en Suspensión (TSS) aguas arriba y aguas abajo en los cruces del DDV con los cursos de agua seleccionados en el Plan de Control de Erosión.

Este indicador se mantendrá en dichos cruces hasta obtener dos muestreos consecutivos con cambios menores al 20%.

Indicadores de Desempeño Social

Son cuatro (4) los indicadores que se plantean utilizar para evaluar el desempeño ambiental durante la etapa de operación, en tres temas principales: el control del acceso al DdV, la comunicación con las comunidades, y el monitoreo comunitario (Ver Anexo F).

a. Control de Acceso al DdV (EM)

Para evaluar la efectividad del control de acceso al DdV se registrará la ocurrencia de eventos migratorios (EM) a través del DdV, mediante el siguiente indicador:

$$EM = \text{N}^\circ \text{ intervenciones (eventos) reportadas en el DDV}$$

Este control será efectuado trimestralmente y se espera evitar la ocurrencia de todo evento migratorio (EM = 0). Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

b. Comunicación y Consulta

Dentro de este aspecto se contempla la implementación de dos indicadores. En primer lugar se evaluará la efectividad en la respuesta a reclamos sociales por afectaciones. Al respecto se plantea mantener una proporción mayor o igual a 70% entre el número total de reclamos válidos presentados y el número de reclamos solucionados:

$$QS = \frac{\text{N}^\circ \text{ reclamos solucionados} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ reclamos válidos recibidos}}$$

En segundo lugar se evaluará el grado de difusión local sobre el proyecto, con una meta planteada no menor a 70% de comunidades informadas con respecto al número total de comunidades directamente afectadas:

$$CI = \frac{\text{N}^\circ \text{ comunidades informadas} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ total de comunidades}}$$

Ambos indicadores serán evaluados trimestralmente. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al

personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

c. Monitoreo Ambiental Comunitario

El éxito del Programa de Monitoreo Ambiental Comunitario será evaluado mediante el número de observaciones y no solucionadas relacionado al número de observaciones identificadas, se empleará la siguiente formula:

$$OL = \frac{\text{N}^\circ \text{ observaciones y no soluconadas levantadas} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ observaciones y no solucionadas identificadas}}$$

Se espera que la proporción no sea menor a 70%, dato que será controlado trimestralmente.

Indicadores de Desempeño de Seguridad

El parámetro que plantea utilizar para medir su desempeño en términos de seguridad industrial durante la etapa de operación es el típico de la industria de gas (Ver Anexo G):

a. Índice de frecuencia de accidentes incapacitantes (IF)

El índice de frecuencia de accidentes incapacitantes mide la ocurrencia de accidentes con pérdida de tiempo, por cada 1 millón de hombres/horas trabajadas.

A fin de evaluar el éxito en la incorporación de medidas de seguridad y concientización del personal, se empleará un índice de frecuencia de accidentes incapacitantes, de la siguiente forma:

$$\text{IF} = \frac{\text{N}^\circ \text{ accidentes incapacitantes} \times 1000000}{\text{N}^\circ \text{ horas hombre trabajadas}}$$

Este índice no deberá ser mayor a 3 y será considerado mensualmente. Si estos límites distan mucho de la realidad se debe realizar un llamado de atención al personal de la empresa con la finalidad de que realicen los ajustes necesarios. De persistir la situación el MENPET deberá aplicar la Ley.

CAPITULO VI

EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA

En el presente capítulo se presentan un breve diagnóstico de la metodología propuesta, así como hechos e incidentes generados del contacto directo con los actores de las diferentes Direcciones del Ministerio de Energía y Petróleo –Menpet- y del Ente Nacional del Gas –ENAGAS-

Diagnóstico

Durante el diagnóstico se detectaron algunos puntos críticos, tales como el difícil acceso a la información, encontrándose en ocasiones información contradictoria entre los datos suministrados por las Direcciones del Menpet y/o Entes involucrados –ENAGAS-, posiblemente por no utilizar los mismos criterios de evaluación y seguimiento, y por trabajar de manera independiente.

Esto acarrea como consecuencia el no poder saber el estado del proceso de las licencias en un momento determinado y así mismo determinar el nivel de cumplimiento de algunas actividades críticas para el proceso, tales como lo son: los avances de la exploración, niveles de producción, daños al medio ambiente, actividades sociales, otros.

En este sentido la propuesta de Metodología para el seguimiento y control de las licencias se dividió en tres fases:

1. Pasos para el Otorgamiento de Licencias de Exploración y Producción del Gas Natural.
2. Competencias establecidas para cada una de las Direcciones y Entes vinculados al proceso de Seguimiento y Control de las Licencias.

3. Indicadores de Evaluación para el Seguimiento y Control de las Licencias.

Esto con la finalidad de determinar, de manera directa, los puntos de control así como los indicadores de evaluación de las licencias. Así mismo, permite determinar las competencias de cada dirección.

En lo que se refiere a la fase uno, se realizaron mejoras en algunos aspectos, tales como en el suministro de información, el Menpet, esta trabajando de manera reactiva, ya que espera que PDVSA GAS suministre la información, cuando podrían trabajar proactivamente por intermedio de la Dirección de Exploración, Reserva y Tierras.

Por otra parte la fase dos es la más importante de todas ya que pudimos discriminar las asignaciones, para sincronizar el trabajo y unificar los criterios de evaluación, de esta manera se podemos lograr que las Direcciones y Entes involucrados, se comprometan con todas sus actividades y se cree un sentido de responsabilidad hacia las mismas.

Así mismo, esta fase se divide en dos etapas, etapa de Exploración y etapa de Producción, y se realizaron dos flujogramas, respectivamente, en los cuales se puede visualizar de forma clara precisa y ordenada, los puntos de control y las Direcciones y Entes que estén involucrados.

No obstante, en la fase tres se realizan una serie de acciones para el seguimiento y control de las licencias, utilizando indicadores de evaluación para las diferentes actividades correspondientes a las etapas de Exploración y Producción.

Dichos indicadores son parámetros que han sido utilizados a nivel mundial para el manejo de los hidrocarburos. Los mismos manejan áreas como la Ambiental y la Social, en las cuales se evalúa el desempeño.

En lo referente a lo ambiental, se realizan capacitaciones ambientales, analizan el manejo de residuos sólidos, aguas y efluentes, así como el control de erosión y de revegetación.

En lo referente a lo social, se realizan indicadores para el empleo local, capacitaciones, seguridad, entre otros

En este sentido el Estado, a través del Menpet y sus Entes adscritos, puede determinar pérdidas o ganancias obtenidas por cada licencia en cualquier etapa del proceso.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✚ El gas ha pasado a ocupar un importante espacio en el escenario energético mundial, con un crecimiento continuo de la demanda, porque sus características intrínsecas le permiten pasar todas las pruebas que hoy en día debe tener una “energía optima”. Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica, constituyendo uno de los cinco grandes polos de atracción gasífera del mundo. De allí la relevancia nacional en enfilarse nuevos proyectos y propuestas que conduzcan a generar nuevos escenarios.
- ✚ En vista de que el gas ha ido cobrando importancia desde el 2000 el Ejecutivo Nacional ha desarrollado acciones tendientes a:
 - Fortalecer el área de gas dentro del Ministerio de Energía y Minas como hacedor de políticas.
 - Apalancar la consolidación y crecimiento del Ente Regulador y Promotor del sector -ENEGAS- y la creación de una Empresa Nacional de Gas del Estado Venezolano, independiente del negocio petrolero, que concrete la ejecución de los lineamientos, planes y programas dictados por el gobierno nacional.
- ✚ Se han detectado nudos críticos tanto en ENAGAS como en el Ministerio, a nivel del monitoreo de las empresas licitantes. Ello trae como consecuencia que no se sabe con exactitud como va el proceso de campo (exploración y producción), el nivel de afectación del

ambiente, la relación con la comunidad intervenida, ganancias y pérdidas, entre otros aspectos importantes.

- ✚ No existe un instrumento único para realizar la evaluación de campo, sino que cada quien de forma independiente establece sus criterios. Por consiguiente, la información de la etapa en que se encuentra la intervención del yacimiento gasífero que fue asignado al licitante es en ocasiones es inexacta o contradictoria.
- ✚ Los indicadores que se escogieron para estructurar los instrumentos propuestos para el seguimiento y control de las licencias de exploración y producción son una recopilación parámetros que están siendo utilizados actualmente por grandes compañías gasíferas a nivel mundial.

RECOMENDACIONES

- ✚ Se recomienda a ENAGAS:
 - Validar la Metodología para el Seguimiento y Control de las licencias otorgadas para la Exploración y Producción de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados que surgió de la investigación.
 - Validar los instrumentos elaborados para el Seguimiento y Control de las licencias otorgadas para la Exploración y Producción de los yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados que surgió de la investigación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arriens, K. (2006). *Regulación de Hidrocarburos*. Disponible en Monografías. Com. Consultado:

Betancourt, R. (1967). *Venezuela política y petróleo*. Editorial Senderos, Caracas.

Boscan de R., I. (2002). *La actividad petrolera y la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Ediciones FUNEDA, Caracas

Campo, J. (2005). "Venezuela, dale gas". *Observatorio de la Economía Latinoamericana*. Número 47.

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela

Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos

Gil, J. (2005) Chevron Texaco Global obtuvo buena pro del bloque 3 de Plataforma Deltaza. Caracas, 09 Mar. Veneres

Hernandez, N. (S/F). El Gas Natural y la Calidad de Vida. Disponible en <http://www.degerencia.com/articulos.php?artid=911>. Consulta: Agosto, 10, 2002.

Hernández, R. Fernández, C. y Baptista, P. (2003). Metodología de la Investigación (Tercera edición). México, D.F.: McGraw-Hill Interamericana.

Méndez, A. Aliento de Piedra, 2003. Vita Arte, Caracas – Venezuela

2004. Vita Arte, Caracas – Venezuela

2006. Vita Arte, Caracas – Venezuela

Mieres, F. (2003) Los retos del Congreso Petrolero. Disponible en [html/www.Soberania.info](http://www.Soberania.info) . Consultado en 04/11/05

Orellana I., 2001. Perspectivas del gas y su regulación en Venezuela. *Visión Tecnológica*. vol. 8. Venezuela.

Párraga, M. (2004) Venezuela gira su mirada a proyectos de gas. El Universal (Venezuela) – (Febrero, 29 2004)29/02/04

Párraga ,M. (2006). *Por cada tonelada de coque y azufre que quede, el Estado tiene derecho a 30%*. El Universal (Noviembre, 16 2006)

Pinto, J. (2005) Seamos conscientes de que el petróleo se acabará. Disponible en: [html/www Soberania.org](http://www.Soberania.org) - 26/08/05

Project Management Institute INC, (PMI) (2003). Organizational Project Management Maturity Model (Knowledge Foundation edition). Pennsylvania USA.

Project Management Institute, INC, (2004). Fundamentos de la Dirección de Proyectos (Tercera Edición). Newton Square, Pennsylvania USA: PMI.

Puig, F. 2002. *Oportunidades y Desafíos para Proyectos Fronterizos de Gas y GNL en Venezuela*. PDVSA. Bolivia. Consultado:

Rachadell de Delgado, G. Sugerencias para mejorar las Licencias de Gas en Venezuela. XVI Convención Internacional de Gas .Sesión Plenaria 27 de mayo de 2004. Caracas.

Santaella Z. (2000). Guía para la elaboración formal de reportes de investigación.

Ley Orgánica del Ambiente no. 32,004 - 16 de junio de 1976
Ley Penal del Ambiente no. Extraordinaria 4,358 - 3 de enero de 1992
Ley de Bosques y Agua no. Extraordinaria 1,004 - 26 de enero de 1996
Ley de Áreas Costeras No. 37,319 - 7 de Noviembre de 2001
Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 1999.

La Industria de los hidrocarburos en Venezuela, Ediciones CEPET (Centro de Formación y [Adiestramiento](#) de Petróleos de Venezuela y sus Filiales), Caracas

Reglamento Orgánico del Ministerio de Energía y Minas

Reglas para el cumplimiento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos – ENAGAS no. 37,505 - 14 de agosto de 2002

Resolución mediante la cual se delega en el ENAGAS la instrucción de expedientes administrativos por casos de infracción de la lohg no. 37,505 - 14 de agosto de 2002

Resolución no. 216 fijación del valor fiscal del gas natural asociado no. 37,645 - 07 de marzo de 2003

Resolucion No. Para la Fijacion de los Precios del Gas Metano en los Centros De Despacho

Resolucion No. Para la Fijacion de las Tarifas de Transporte y distribución del Gas Metano

Resolución No. 165 Para la Fijación de los Precios del Glp No. 36,227 - 13

De Junio De 1997

Resolucion No. 197 Gas Natural para vehículos No. 37,982 - 19 de Julio de 2004

Urbanela, D. (s/f). Pueblo y Petróleo en la Política Venezolana del Siglo XX. Ediciones CEPET

Paginas de Internet:

<http://www.pdvsa.com>

<http://www.enagas.gov.ve>

<http://www.imp.mx/petroleo/apuntes/petroq.htm>

<http://www.enagas.gov.ve>

laya-crispina@cantv.net

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Diseño de la Metodología	126 días?	lun 02/10/06	lun 26/03/07
Aproximación a la realidad Organizacional	22 días?	lun 02/10/06	mar 31/10/06
Escenario organizacional	11 días?	lun 02/10/06	lun 16/10/06
Revisión de las teorías formales	11 días?	mar 17/10/06	mar 31/10/06
Reflexión sobre la realidad Organizacional	33 días?	mié 01/11/06	vie 15/12/06
Pre-estructura	12 días?	mié 01/11/06	jue 16/11/06
Diseño Metodológico	10 días	vie 17/11/06	jue 30/11/06
Técnicas y estrategias para la recolección de la información	11 días	vie 01/12/06	vie 15/12/06
Sumergidos en la realidad Organizacional	38 días?	mar 02/01/07	jue 22/02/07
Paso 1: Recolección de datos	18 días?	mar 02/01/07	jue 25/01/07
Paso 2: Análisis y Desarrollo de los datos	20 días	vie 26/01/07	jue 22/02/07
Encuentro con los elementos definitorios de la realidad	22 días	vie 23/02/07	lun 26/03/07
Categorización y análisis de los hallazgos	12 días	vie 23/02/07	lun 12/03/07
Propuesta	10 días	mar 13/03/07	lun 26/03/07

PRESUPUESTO

Personal (70.000Bs x185 hrs)	12.950.000,00
Materiales	600.000,00
Equipos	1.000.000,00
Servicios	600.000,00
Otros	600.000,00
Total	15.750.000,00

ANEXO A

INSTRUMENTO PARA EL SEGUIMIENTO DEL PROCESO DE EXPLORACIÓN

NOMBRE DE LA EMPRESA:

POZO:

AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):

FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:

FECHA DE CULMINACIÓN:

METODOS APLICADOS	SI	NO	PERÍODO DE APLICACIÓN	RESULTADOS OBTENIDOS	PERSPECTIVAS
Método geológico					
Método Geoquímico					
Método Geofísico					
Método Sísmico					
OBSERVACIONES:					

ANEXO B

INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE EXPLORACIÓN INDICADORES AMBIENTALES

NOMBRE DE LA EMPRESA:

POZO:

AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):

FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:

FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Capacitación Ambiental (CAP)	$CAP (\%) = \frac{\text{Horas capacitadas} \times 100}{\text{Horas trabajadas}}$ $CAP (\text{per. cápita}) = \frac{\text{Horas capacitadas}}{\text{N}^\circ \text{ trabajadores}}$		
Manejo de Residuos Sólidos (RS)	$RS = \frac{\text{N}^\circ \text{ de respuestas positivas de la LV} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ respuestas totales}}$		
Manejo de Agua y Efluentes (AR)	$AR = \frac{\text{N}^\circ \text{ de muestras cumpliendo el rango tolerable} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ total de muestras}}$		
Control de Erosión (CE)	$CE = \frac{\text{Longitud con PEC} \times 100}{\text{Longitud proyectada}}$		
Revegetación (RV)	$RV = \frac{\text{Área revegetada del DdV1} \times 100}{\text{Área total afectada}}$ $CV = \frac{\text{Área cubierta por vegetación} \times 100}{\text{Área revegetada}}$		
Fecha: Hora:	Lugar:	Evaluador:	

ANEXO C
 INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE EXPLORACIÓN
 INDICADORES DE DESEMPEÑO SOCIAL

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 POZO:
 AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):
 FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:
 FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Empleo Local (EL)	$\frac{\text{EL} = \text{N}^\circ \text{ de Trabajadores Locales} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ Total de Trabajadores}}$		
Monitoreo Ambiental Comunitario (MAC)	$\text{HC} = \text{N}^\circ \text{ de Horas de Capacitación}$ $\frac{\text{OL} = \text{N}^\circ \text{ de Observaciones Levantadas} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ de Observaciones Presentadas}}$		
Fecha: Hora:	Lugar:	Evaluador:	

ANEXO D
 INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE EXPLORACIÓN
 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE SEGURIDAD Y SALUD

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 POZO:
 AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):
 FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:
 FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Índice de frecuencia de accidentes incapacitantes (IF)	$IF = \frac{N^{\circ} \text{ accidentes incapacitantes} \times 1000000}{N^{\circ} \text{ horas hombre trabajadas}}$		
Fecha: Hora:	Lugar:	Evaluador:	

ANEXO E
 INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE PRODUCCIÓN
 INDICADORES AMBIENTALES

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 POZO:
 AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):
 FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:
 FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Diversidad Biológica	$CT = \frac{\text{N}^\circ \text{ de tareas ejecutadas}}{\text{N}^\circ \text{ de tareas programadas}}$ $PC = \frac{\text{N}^\circ \text{ de personal en campo capacitado en biodiversidad} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ de personal en campo}}$		
Revegetación	$CV = \frac{\text{Área cubierta por vegetación} \times 100}{\text{Área revegetada}}$		
Control de Erosión	$EPEC = \frac{\text{N}^\circ \text{ de obras PEC que requieren reparación} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ de obras PEC implementadas}}$ $NOR = \text{N}^\circ \text{ de obras nuevas requeridas anualmente}$		
Fecha:	Hora:	Lugar:	Evaluador:

ANEXO F
 INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE PRODUCCIÓN
 INDICADORES DE DESEMPEÑO SOCIAL

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 POZO:
 AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):
 FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:
 FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Control de Acceso al DdV (EM)	$EM = \text{N}^\circ \text{ intervenciones (eventos) reportadas en el DDV}$		
Comunicación y Consulta	$QS = \frac{\text{N}^\circ \text{ reclamos solucionados} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ reclamos válidos recibidos}}$ $CI = \frac{\text{N}^\circ \text{ comunidades informadas} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ total de comunidades}}$		
Monitoreo Ambiental Comunitario	$OL = \frac{\text{N}^\circ \text{ observaciones y no soluconadas levantadas} \times 100}{\text{N}^\circ \text{ observaciones y no solucionadas identificadas}}$		
Fecha: Hora:	Lugar:	Evaluador:	

ANEXO G
 INSTRUMENTO PARA EVALUAR EL PROCESO DE PRODUCCIÓN
 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE SEGURIDAD Y SALUD

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 POZO:
 AREA DE INTERVENCIÓN (Kms):
 FECHA DE INICIO DE LA LICENCIA:
 FECHA DE CULMINACIÓN:

INDICADOR	FORMULA	RANGO	OBSERVACIÓN
Índice de frecuencia de accidentes incapacitantes (IF)	$IF = \frac{\text{N}^\circ \text{ accidentes incapacitantes} \times 1000000}{\text{N}^\circ \text{ horas hombre trabajadas}}$		
Fecha: Hora:	Lugar:	Evaluador:	