



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA  
RECUPERADORA DE POZOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO INDUSTRIAL

P R E S E N T A :

ABUNDIZ VILLAGÓMEZ SILVIA

DIRECTOR DE TESIS:  
M.I. HÉCTOR R. MEJÍA RAMÍREZ



---

*AGRADECIMIENTOS:*

*Al Instituto Mexicano del Petróleo por permitirme formar parte de él y realizar mi tesis.*

*Por su ayuda durante la realización de esta tesis a M.A. Judith Ventura Cruz.*

*A mi director de tesis M. I. Héctor Raúl Mejía por su guía y paciencia*

---

---

*A mi familia:*

*Por haberme apoyado a lo largo de mi vida en toda ocasión.*

*A mi mami Apolonia Villagómez Olmos por su paciencia, amor, dedicación y ser mi compañera incondicional.*

*A mi papi Reyes Abundix Montelongo por su amor y sus enseñanzas.*

*A mis hermanos Aly, Lupita, Sergio, Efrén, Arturo, Tere, Ara y Lety por su ejemplo a seguir y apoyarme en todos mis proyectos.*

*A mis sobrinos Arturo, Alejandra, Efrén, Brisel, Javier y Yoltzin por ser mi alegría.*

*A Claudia, Lourdes, Javier y Gerardo gracias por su apoyo.*

*A Michelle Bichón y Camila por ser la fuente de inspiración.*

*Y a Sebastián, el amor de mi vida.*

---

## ÍNDICE

Introducción

<b>Capítulo 1. ANTECEDENTES</b>	<b>Pág.</b>
1.1 Concepto de estructura recuperadora de pozos.	1
1.2 Definición y clasificación del gas natural.	2
1.2.1. Ventajas ambientales y de seguridad del gas natural.	3
1.2.2. Ventajas económicas del gas natural.	4
1.2.3. Clasificación del gas natural.	5
1.2.4. Como se mide el gas.	6
1.3 Situación del gas natural en México.	7

## **Capítulo 2. ESTUDIO DE MERCADO**

2.1 Definición del producto.	14
2.2 El mercado del gas natural.	15
2.2.1. Análisis del comportamiento histórico de la demanda.	15
2.2.2. Proyección de la demanda.	16
2.2.3. Análisis del comportamiento histórico de la oferta.	21
2.2.4. Proyección de la oferta.	22
2.3 Análisis del precio.	26
2.4 Comercialización.	27

### Capítulo 3. EVALUACIÓN TÉCNICA

3.1	Localización del proyecto.	29
3.1.1.	Estudio geofísico.	31
3.1.2.	Muestreo por pistón.	33
3.2	Descripción del proceso de producción.	37
3.3	Capacidad de producción.	40
3.4	Equipo requerido para la estructura recuperadora.	40
3.5	Tamaño de la estructura recuperadora.	44
3.6	Distribución de la estructura recuperadora de pozos.	45
3.7	Aspectos legales, ambientales y socioeconómicos	50
3.7.1.	Normatividad.	55

### Capítulo 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1	Métodos usados en la evaluación de proyectos.	60
4.1.1	Valor Presente Neto (VPN).	61
4.1.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).	61
4.1.3	Periodo de recuperación (PR).	62
4.1.4	Relación Beneficio/Costo.	63
4.2	Costos considerados dentro del análisis económico.	64
4.3	Análisis de rentabilidad del proyecto.	72
	Conclusiones.	76
	Anexo A.	78
	Anexo B.	98
	Anexo C.	101
	Anexo D.	102
	Glosario.	103
	Bibliografía.	105

---



---

## INTRODUCCIÓN

Actualmente, el gas natural es el tercer combustible más comercializado en el mundo después del petróleo y el carbón, cuya participación es del 25% del consumo mundial total de energía. Su uso en la última década se ha incrementado, principalmente porque presenta ventajas económicas y ambientales sobre otras fuentes; por ser un combustible que produce emite cantidad de contaminantes a la atmósfera, reduciendo así el calentamiento global de la Tierra.

En nuestro país el uso del gas natural ha aumentado rápidamente a partir de la última década, principalmente por su uso en el sector industrial y eléctrico. Esta importancia del gas natural me conduce a realizar esta investigación acerca de la factibilidad de la instalación de una estructura recuperadora de pozos para satisfacer la demanda nacional.

En el Capítulo I se expone el concepto de las estructuras recuperadoras de pozos, así como, el marco teórico del gas natural, explicándose su composición, clasificación, las unidades que son utilizadas para su medición y sus ventajas económicas, de seguridad y ambientales. También se muestra el panorama internacional de las reservas y la posición que ocupa México en él, además de presentar el tipo de industrias que utilizan el gas natural y la demanda por sector a principios del 2007.

El Capítulo II presenta la proyección de los próximos 15 años (2007-2021) sobre el mercado del gas natural en México, para lo cual, se expone la dinámica del mercado nacional (demanda y oferta), además del análisis del precio y el papel que desempeña la paraestatal y el sector privado para su comercialización.

A lo largo del capítulo III, se muestra la localización del campo Lankahuasa y se detallan los estudios geotécnicos necesarios para la localización de la estructura recuperadora de pozos. Así mismo, aborda los requerimientos del equipo necesario para la producción, el proceso de producción, la capacidad de la estructura, su tamaño y distribución de equipo. Al finalizar este capítulo enuncia el Marco Jurídico vigente de la industria de gas natural, incluyéndose los preceptos correlativos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de la Ley de Comisión Reguladora de Energía y el Reglamento de Gas Natural.

---

---

En el capítulo IV, se encuentra la evaluación económica para tomar la determinación de factibilidad de instalación de la estructura recuperadora de pozos, donde se pueden analizar los métodos utilizados para su cálculo, los beneficios tangibles e intangibles del proyecto, así como el análisis de rentabilidad.

Con el objeto de complementar los datos contenidos en la investigación, se agregan anexos, que incluye un glosario de términos, factores de conversión y las abreviaturas y siglas usadas a lo largo del documento, y por último, se encuentra la bibliografía.

---

---

## **OBJETIVO**

Evaluar la factibilidad de la instalación de una estructura recuperadora de pozos, aplicando la tecnología actual, así como las normas de seguridad y protección ambiental, con el fin de maximizar el aprovechamiento del gas natural localizado en la Región Marina Lankahuasa, para lograr satisfacer una parte de la demanda nacional.

Estableciéndose como objetivos estratégicos:

- Instalar una estructura recuperadora de pozos con costos mínimos.
- Garantizar la operación segura de la estructura recuperadora de pozos.

## **CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES**

### **1.1 CONCEPTO DE ESTRUCTURAS RECUPERADORAS DE POZOS**

Las estructuras recuperadoras de pozos también llamadas protectoras de pozos, son aquellas que se utilizan temporalmente y sirven como apoyo al conductor y tiene la función de proteger a los pozos que se han perforado con fines exploratorios. En caso de que sea productivo el pozo, se procede a la instalación de la plataforma (aunque actualmente se toma como definitiva su selección), así como la tubería ascendente y la línea submarina para el envío de hidrocarburos y en ocasiones se adicionan más pozos. Cuando el pozo no es productivo este se tapona y se abandona. La estructura cuenta con una o dos cubiertas, que se elevan por lo común a 16 m. del nivel del mar. También cuentan con un helipuerto y generalmente son trípodos o tetrápodos. El objetivo de las estructuras recuperadoras de pozos es:

- Proporcionar soporte lateral a conductor(es) de pozo(s) exploratorio(s).
- Dar apoyo sobre cubierta a equipo mínimo que permita la captación del gas y su endulzamiento hacia un complejo.
- Proporcionar una estructura económica y funcional para la recuperación de pozos exploratorios en el momento y para la profundidad requerida.
- Permita el acceso a la cabeza del pozo mediante plataformas autoelevables para mantenimiento y/o reparación.
- Contar con estructuras fácilmente recuperables y reutilizables en diferentes localidades.

A continuación se presentan consideraciones acerca de las estructuras recuperadoras de pozos, las cuales, nos indican el porqué son consideradas como una solución definitiva en la extracción de hidrocarburos:

- Se utilizan elementos prefabricados que se pueden ensamblar con relativa facilidad para hacer una estructura ligera que se adapte a diversos tirantes de agua.
- Es económica en cuanto a la adquisición de materiales.
- Facilidad en la instalación ya que hay un mínimo de partes atornilladas.
- Utilización de pilotes faldones, lo que hace una recuperación fácil.

Para elegir una plataforma recuperadora de pozos es necesario tener en consideración varios factores como:

- Tirante de agua.
- Condiciones del fondo marino.
- Niveles de producción.
- Costos razonables de la instalación de la plataforma.
- Clima.
- Tamaño del yacimiento.
- Tamaño de la plataforma para alojar el equipo.
- Estructura capaz de soportar el peso del equipo.
- Profundidad de perforación.
- Facilidad (si se requiere) de movimiento de la estructura en época de huracanes.
- Si es constantemente movida.
- Las cargas muertas.
- Las cargas vivas.
- Las cargas ambientales.
- Las cargas accidentales.

En el Anexo A, se da una clasificación de las estructuras, así como las etapas que se tienen que seguir para su diseño.

### **1.2 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL.**

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano con proporciones variables de otros hidrocarburos (etano, propano, butano, pentano y gasolinas naturales) que se encuentra en los yacimientos, en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite. No tiene olor ni color, 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. El gas natural se envía a Complejos Procesadores de Gas para producir gas de calidad, 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.

Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% o más de metano y el 5% restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados. Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

El gas natural se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo y ha sido el combustible que frente a otros combustibles fósiles ha presentado el crecimiento más rápido en el consumo mundial. Durante los últimos diez años, el consumo de energía primaria en el mundo se ha transformado de tal manera que, las diversas formas de energía primaria han modificado su participación. Por razones ambientales (principalmente), se ha disminuido el uso de combustibles como el carbón y el petróleo y se ha favorecido gradualmente el consumo de combustibles mucho más limpios, como el gas natural.

La importancia del gas natural es en dos sentidos, como recurso energético y como materia prima de la industria petroquímica nacional. Este hidrocarburo ha comenzado a ser un combustible ideal para generar electricidad, básicamente en las plantas de ciclo combinado ya que este tipo de tecnología es menos costoso y más eficiente.

### **1.2.1 VENTAJAS AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD DEL GAS NATURAL.**

El gas natural tiene combustión muy limpia: no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera; genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y no genera bióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), características que le dan una mayor ventaja respecto de otros combustibles fósiles como el carbón y el petróleo.

Una manera en la que el gas natural puede contribuir significativamente al mejoramiento de la calidad del aire es en el transporte. Por ejemplo, los vehículos que funcionan con gas natural pueden reducir las emisiones de monóxido de carbono hasta en un 90%, en comparación con los vehículos que utilizan gasolina.

Otra manera de mejorar el medio ambiente es usar más gas natural para la generación de electricidad reemplazando al carbón o petróleo. Nuevas tecnologías

de gas natural, como sistemas de ciclo combinado de alta eficiencia, aumentan el rendimiento de la energía y simultáneamente reducen la contaminación.

El gas natural tiene un rango de inflamabilidad muy limitado, en concentraciones en el aire por debajo del 4% y aproximadamente por arriba del 14% no se encenderá, además la temperatura de ignición alta y el rango de inflamabilidad limitado reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental. Debido a que no tiene un olor propio, se agregan odorantes químicos (mercaptano) para que pueda detectarse en caso de fuga. Algunas tuberías, sobre todo las que no tengan cierta flexibilidad, podrían fracturarse, sin embargo, cerrando las válvulas y el suministro de gas, pueden iniciarse las labores de reparación y rescate casi inmediatamente debido a que, al ser más ligero que el aire se disipa rápidamente en la atmósfera. De lo anterior se desprenden las siguientes ventajas:

- Contribuye a abatir eficazmente el efecto invernadero.
- Es seguro de transportar.
- Es más ligero que el aire.
- No es absorbente.
- No es corrosivo.
- Presenta una combustión completa y limpia, la cual prácticamente no emite bióxido de azufre.
- Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere buena ventilación.
- Promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para generación de electricidad.

### **1.2.2 VENTAJAS ECONÓMICAS DEL GAS NATURAL.**

A continuación se mencionan algunas características del gas natural por las cuales lo podemos considerar como una buena alternativa para sustituirla por algún otro hidrocarburo, lo que implicará una mayor demanda en los procesos productivos en las diversas ramas industriales como la papelera, la vidriera, la cementera, etc.

- 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.

### 1.2.3 CLASIFICACIÓN DE GAS NATURAL.

**Por su origen:** El gas natural se encuentra generalmente en depósitos subterráneos profundos formados por roca porosa o en los domos de los depósitos naturales de petróleo crudo. Dependiendo de su origen, el gas natural se clasifica en dos tipos:

- **Gas natural asociado:** Se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).
- **Gas natural no asociado:** Gas natural extraído de yacimientos que no contienen petróleo crudo.

**Por su composición:** Se clasifican de acuerdo a la cantidad elementos químicos que contengan como azufre, bióxido de carbono y metano como se muestra a continuación:

- **Gas natural amargo:** Contiene azufre, compuestos de azufre y/o bióxido de carbono, en cantidades que requieren tratamiento para que pueda ser utilizado.
- **Gas natural dulce:** No contiene azufre o compuestos de azufre, o los tiene en cantidades tan pequeñas que no es necesario procesarlo para que pueda ser utilizado directamente como combustible no corrosivo.
- **Gas seco:** Gas cuyo contenido en metano puede variar en volumen de 95 a 99%.

**Por su almacenamiento o procesamiento:** Para facilitar el almacenamiento y transporte del gas existen diversas formas de procesamiento como:

- **Gas natural comprimido:** Gas natural seco almacenado a alta presión en estado gaseoso en un recipiente.
- **Gas natural licuado:** Gas natural compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.

- **Gas natural seco:** Gas producto de la extracción de los hidrocarburos líquidos y compuesto de azufre.
- **Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su comercialización.

#### 1.2.4 COMO SE MIDE EL GAS.

El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico. Existen diferentes unidades de energía para medir el gas natural, dependiendo del sistema de unidades que se esté utilizando. En los países que emplean el Sistema Inglés de Unidades, se utiliza la Unidad Térmica Británica ó Btu, que representa la cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales.

En México se utiliza la caloría, que es la cantidad de energía necesaria para elevar un grado Centígrado (14.5°C a 15.5°C) la temperatura de un gramo de agua a condiciones normales de presión; un Btu equivale a 252 calorías. Debido a los órdenes de magnitud que se presentan, se utiliza comúnmente un múltiplo de la caloría: la Gigacaloría (Gcal), equivalente a mil millones de calorías. Otras unidades de energía que se pueden utilizar para expresar cantidades de gas son las dekatherms (Dth), que equivalen a un millón de Btu's (MMBtu).

Dado que el gas natural se compra y se paga por unidad de energía entregada, es importante determinar con la mayor exactitud posible esta cantidad. 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.

### 1.3 SITUACIÓN DE GAS NATURAL EN MÉXICO.

Al cierre de 2006, las reservas mundiales probadas de gas natural se situaron en 6,337 billones de pies cúbicos (bpc), lo que permite asegurar su abasto para la presente década. (Tabla 1.1., Figura 1.1, pág.7). Su aprovechamiento dependerá de la disponibilidad de la tecnología y el financiamiento necesarios para explotar dichas reservas, la posibilidad de hacerlas accesibles al consumidor a través de gasoductos o de infraestructura para almacenar y transportar gas natural y la existencia de condiciones de mercado que hagan rentables las inversiones.

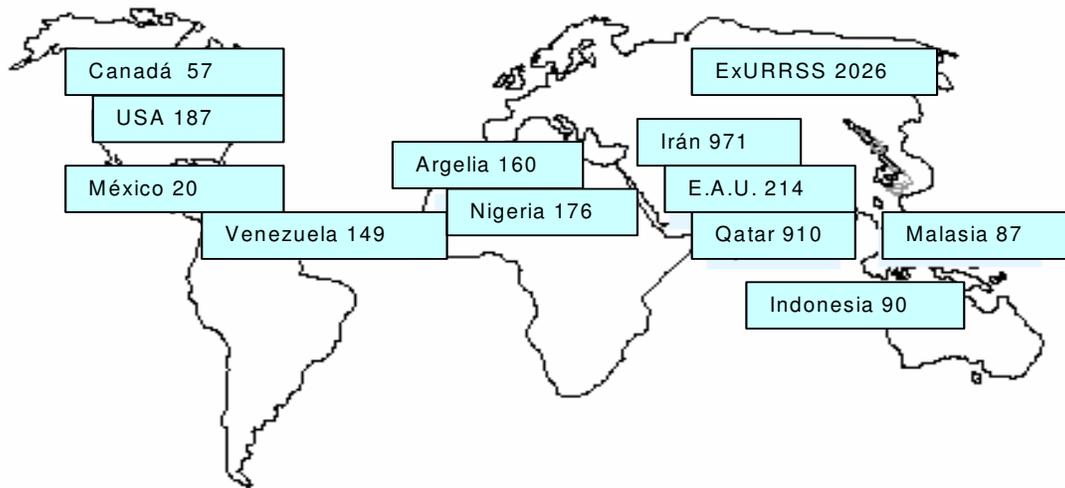
En los últimos 20 años las reservas mundiales de gas han aumentado a más del doble, muy por encima del crecimiento de las reservas petroleras que sólo fue de 62%. Así, la relación reservas/producción para el gas es de 63.4 años y para el petróleo de 41 años. La Federación Rusa (Rusia) sigue siendo el país con las mayores reservas del mundo, seguido por Irán, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos (EAU), y los Estados Unidos de América (EUA). México se sitúa en el lugar número 28 con 20 billones de pies cúbicos.

País	Reservas de gas (bpc)	Reservas de gas (%)
1. E x U.R.S.S	2,026	31.97
2. Irán	971	15.32
3. Qatar	910	14.36
4. Arabia Saudita	238	3.75
5. E.A.U.	214	3.37
6. U.S.A	187	2.95
7. Nigeria	176	2.77
8. Argelia	160	2.52
9. Venezuela	149	2.35
10. Irak	112	1.76
11. Indonesia	90	1.42
12. Australia	87	1.37
13. Malasia	87	1.37
14. China	79	1.24
15. Egipto	65	1.03
16. Canadá	57	0.90
17. Kuwait	55	0.87
28. México	20	0.24
Resto del mundo	574	9.06
<b>Total mundial</b>	<b>6,342</b>	<b>100.00</b>

**Tabla 1.1** Reservas probadas mundiales de gas natural\*

Fuente: BP Amoco, *Statistical Review of World Energy*, Junio 2006.

\* Cifras al cierre de 2006.



**Figura 1.1** Distribución regional de las reservas probadas mundiales de gas natural 2006.

Al requerirse cada vez más recursos para satisfacer la demanda, ha sido evidente que la industria de gas natural en nuestro país no ha tenido el desarrollo que su potencial permite. Durante años, los esfuerzos se centraron en la explotación de yacimientos de crudo pesado. Actualmente, con el interés de buscar nuevos yacimientos se ha confirmado la riqueza de gas del país con los descubrimientos de los campos de Lankahuasa, Playuela y Hap. El gran desafío es traducir los nuevos descubrimientos en aumentos en la producción para cubrir los requerimientos que demanda el país.

La oferta de energía primaria en México durante el período 2000-2006 se integró de la siguiente manera: 64% de petróleo y condensados, 18% de gas natural, 5% de electricidad, 3% de biomasa, 2% de carbón y 8% de importaciones. Como se aprecia el gas natural ocupa el segundo lugar en la oferta de la energía primaria.

Las reservas remanentes totales de gas natural se ubicaron al 1 de enero de 2007 en 63.877 billones de pies cúbicos (bpc). Estas se integraron por el 77.4% de gas asociado y el 22.6% de gas no asociado. (Tabla 1.2, pág. 9)

<b>Región</b>	<b>Gas natural</b>	<b>Asociado</b>	<b>No asociado</b>
Norte	39.583	32.373	7.210
Sur	11.577	7.446	4.131
Marina Noreste	6.094	6.037	0.0578
Marina Suroeste	6.623	3.574	3.049
<b>Total</b>	<b>63.877</b>	<b>49.43</b>	<b>14.447</b>

**Tabla 1.2** Reservas remanentes totales de gas natural 2007\*  
(Billones de pies cúbicos)

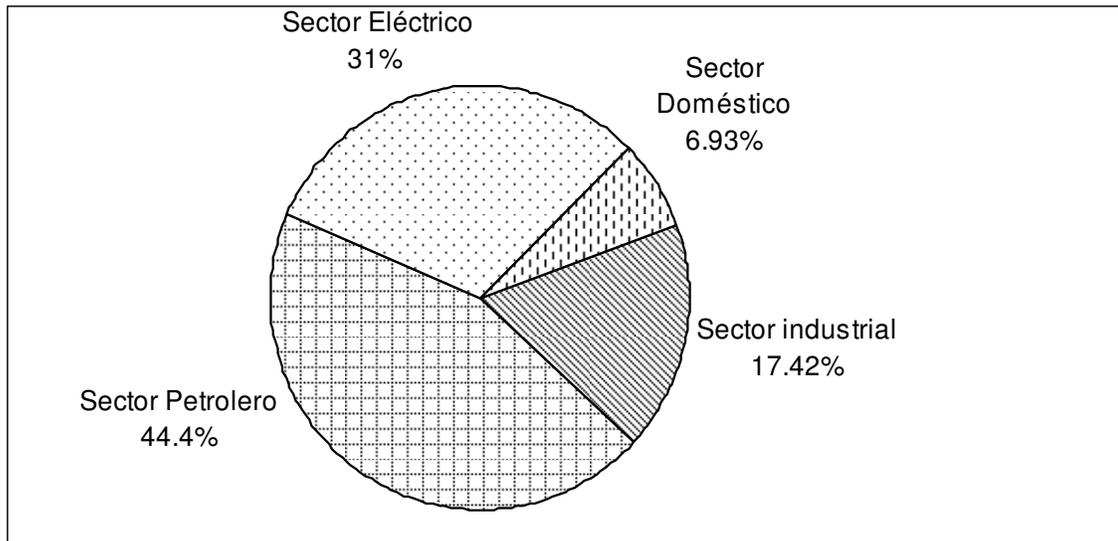
\* Fuente: PEMEX Exploración y Producción. "Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2007." México. 2007.

En lo que respecta a la producción de gas el país se ubica en el noveno puesto de la escala mundial. La mayor extracción en el período comprendido de 2000 a 2006 se realizó en las regiones sur y marinas, debido a su correlación con la estructura de producción de petróleo crudo, en lo que respecta a la región norte la extracción más dinámica se da en la cuenca de Burgos.

La expansión en la utilización del gas natural en México durante la última década se debe, entre otras causas, a la introducción de desarrollos tecnológicos y específicamente a la utilización de generación de energía a partir de centrales de ciclo combinado, que supera a las tecnologías convencionales en la producción de energía eléctrica. Con base a datos obtenidos de la SENER, los sectores en los que es utilizado el gas natural son los que se muestran a continuación: (Tabla 1.3, pág 9, Gráfica 1.1, pág 10).

<b>Usos</b>	<b>Total mmpcd</b>	<b>Total %</b>
Sector industrial	807.0	17.42
Sector Petrolero	2,057.0	44.40
Sector Eléctrico	1,448.0	31.25
Sector Doméstico	321.0	6.93
<b>Total</b>	<b>4,633.0</b>	<b>100.0</b>

**Tabla 1.3** Consumo total de gas por sector a enero del 2007.



**Gráfica 1.1** Consumo de gas natural por sector a Enero del 2007.

Dentro de la industria, el gas natural es primordial y su consumo aumentó como resultado de la sustitución de diesel y petróleo, así como por la exigencia que impone la normatividad ambiental vigente. A continuación se presentan algunas de las industrias que lo utilizan (Tabla 1.4, pág 11):

#### **Sector Industrial.**

**Cerámica:** Es utilizado debido al menor contenido de contaminantes y al poder calorífico de los combustibles gaseosos, es posible efectuar el calentamiento directo del producto, lo que permite obtener un grado de combustión elevado y construir hornos más pequeños.

**Industria del vidrio:** Destaca el vidrio en la industria del envasado y vidrio plano en el sector de la construcción y automotriz, siendo estos los motores principales, del crecimiento de esta rama.

**Industria textil:** Se utiliza para el acabado de las fibras, este proceso requiere mantener una presión constante del gas natural.

**Industria química:** Este grupo lo integran, entre otras ramas la producción de fármacos, fertilizantes, plásticos, etc. siendo su principal uso la generación de calor y vapor.

**Industria del cemento:** Consume una considerable cantidad de energía térmica, representando el combustible entre un 25% y un 40% del costo total del producto.

**Sector petrolero.**

En el sector petrolero, la filial con la mayor participación en la demanda de gas natural ha sido PEMEX Exploración y Producción (PEP), debido al incremento en el consumo para recirculaciones y bombeo neumático. Se usa del gas natural como combustible en el sector PEMEX Refinación (PR). Los consumos de gas natural en PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) se deben al consumo dentro de las plantas de absorción. (Tabla 1.4, pág. 11)

Sector industrial por Ramas	mmpcd	Sector Petrolero	mmpcd
Vidrio	53	Explotación y producción	1,229
Cemento	61	Petroquímica	322
Autoabastecimiento	69	Autoconsumo Pemex-Gas	250
Alimentos	77	Refinación	256
Química	134	Corporativo	0
Siderúrgica	226		
Otros	187		
<b>Total</b>	<b>807</b>	<b>Total</b>	<b>2,057</b>

**Tabla 1.4** Partes componentes del Sector Industrial y Sector Petrolero.

**Sector eléctrico.**

El consumo del sector eléctrico se desglosa en el gas que se utiliza en la generación pública y el que se requiere en la generación privada. Por generación pública se considera la energía eléctrica producida en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y en Luz y Fuerza del Centro (LFC), mientras la privada engloba los conceptos de autoabastecimiento y cogeneración (sin incluir la generación de PEMEX).

**Sector doméstico.**

Se utiliza para el uso residencial además del uso de automotores, donde únicamente se consume en la zona metropolitana del Valle de México (ZMVM).

En lo que se refiere a la oferta nacional durante el período de 1998 al 2006, la oferta nacional de gas natural abasteció en promedio el 98% del consumo interno y el 2% se complementó con importaciones, es importante citar que las importaciones de gas se realizan por dos factores:

- El primero corresponde a situaciones de falta de transporte e infraestructura, ya que resulta más económico importar gas de los Estados Unidos de Norteamérica, para satisfacer las necesidades del norte de la República Mexicana, que transportarlo de los centros productores ubicados en el sureste mexicano.
  
- El segundo factor es que la importación de gas se destina a cubrir el déficit que no cubre la oferta nacional. Parte de esos consumos se dan principalmente en la región centro del país, que comprende al Distrito Federal, los Estados de Hidalgo, México, Morelos, Puebla y Tlaxcala.

Como se pudo apreciar con los datos anteriores, el gas natural es primordial para los diversos sectores que conforman el país. El reto será tener la infraestructura suficiente y más viable para extracción, transporte y distribución de este hidrocarburo, para satisfacer la demanda del país, además de obtener divisas por medio de su exportación.

## **CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE MERCADO**

Este capítulo tiene por objeto mostrar un diagnóstico de la situación actual del mercado de la industria del gas natural en nuestro país, el cual, debe ser conocido y medido para evaluar el proyecto, por lo tanto, se debe tener cuidado en que sea objetiva la recolección de los datos de información histórica y actual acerca del comportamiento de los consumidores, proveedores y canales de distribución para la comercialización del producto. Los resultados deben ser de utilidad para la elección de las técnicas para realizar las proyecciones y tomar decisiones.

El mercado de gas natural ha cobrado cada vez más importancia por su creciente aplicación para la generación de electricidad, así como por su uso industrial y residencial. Se ha posicionado como un combustible cada vez más demandado al generar energía limpia y por su mayor eficiencia en las tecnologías de ciclo combinado.

Al requerirse cada vez más recursos para satisfacer la demanda, ha sido evidente que la industria de gas natural en nuestro país no ha tenido el desarrollo que su potencial permite. Durante años, los esfuerzos se centraron en la explotación de yacimientos de crudo pesado. Actualmente, con el interés de buscar nuevos yacimientos se ha confirmado la riqueza de gas del país con los descubrimientos de los campos de Lankahuasa. El gran desafío es traducir los nuevos descubrimientos en aumentos en la producción para cubrir los requerimientos que demanda el país.

**2.1 DEFINICIÓN DEL PRODUCTO.**

El gas natural que se encuentra dentro del Campo Lankahuasa, es un gas seco, cuya mezcla de hidrocarburos está constituida principalmente por metano con proporciones variables de otros componentes (Cuadro 2.1, pág.14) en fase gaseosa; las impurezas que contiene como nitrógeno, bióxido de carbono y agua, tienen que ser removidas antes de su transporte.

<b>Componente</b>	<b>%Mol</b>
Nitrógeno	0.13 a 0.34
Bióxido de carbono	0.26
Ácido sulfhídrico	0.00
Metano	97.79
Etano	1.04
Propano	0.40
I-butano	0.12
N-butano	0.13
I-pentano	0.05
N-pentano	0.02
Hexano (+)	0.06
Total	100.00
Densidad relativa	0.572
Peso molecular	16.58
Poder calorífico, mmbtu/mmpie <sup>3</sup>	1832

**Cuadro 2.1 Propiedades químicas del gas natural.**

## 2.2 EL MERCADO DEL GAS NATURAL.

Determinar el mercado del gas natural es de gran importancia debido a que nos ayudará a visualizar la demanda futura en base a los registros históricos del consumo nacional, estos datos fueron obtenidos de diversas instituciones gubernamentales como el IMP, INEGI y PEMEX.

### 2.2.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA DEMANDA.

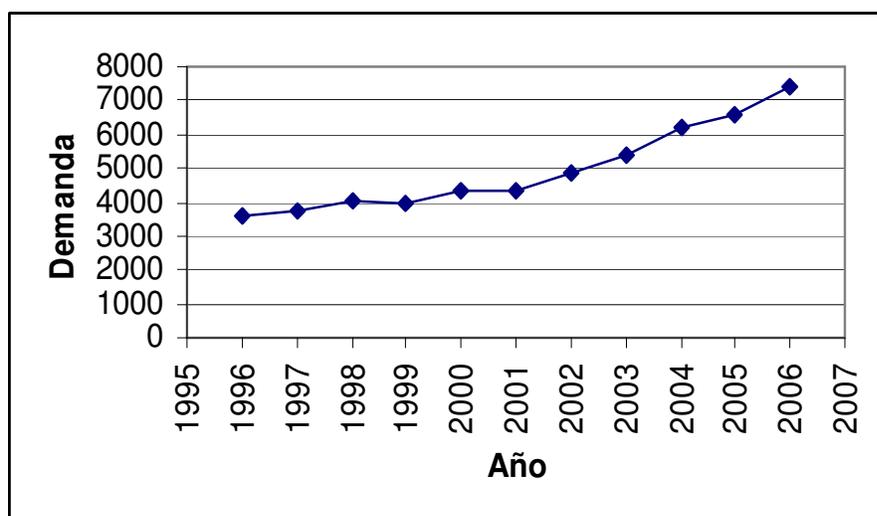
El objetivo principal que se pretende alcanzar con el análisis de la demanda es determinar los factores que intervienen en el comportamiento del mercado y las posibilidades reales de que el producto pueda participar efectivamente en el mercado.

Se entiende por demanda a la cantidad de bienes o servicios que el mercado requiere para satisfacer una necesidad o deseo específico a un precio determinado. En este apartado se presentan los datos históricos de la demanda de gas natural para el periodo 1996-2006 a nivel nacional (Cuadro 2.2, pág.15. Gráfica 2.1, pág.16), obtenida del IMP con participación de todos los sectores que utilizan el gas natural (ver capítulo I).

<b>Año</b>	<b>Demanda</b>
1996	3,605.00
1997	3,764.00
1998	4,060.00
1999	3,992.00
2000	4,326.00
2001	4,358.00
2002	4,855.00
2003	5,378.00
2004	6,187.00
2005	6,586.00
2006	7,370.00

**Cuadro 2.2 Histórico de demanda nacional del gas natural (mmpcd).**

\* Fuente:IMP con base en Banxico, CFE, CRE INEGI, PEMEX, Conapo, CNA y empresas privadas



**Gráfica 2.1 Histórico de demanda anual del gas natural (mmpcd).**

### 2.2.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.

En este apartado se presentan las estimaciones de la demanda de gas natural para el periodo 2007-2021 a nivel nacional. Con el fin de conocer la demanda futura del gas natural es necesario tomar en cuenta la demanda histórica, realizar una regresión lineal y encontrar la variable macroeconómica entre la inflación, el PIB y la paridad (Cuadro 2.3, pág.16), la cual explique mejor la demanda.

Año	Inflación % anual*	PIB % anual*	Paridad promedio anual (pesos por dólar)*
1996	34.38	5.2	7.85
1997	20.63	6.8	8.08
1998	15.93	4.8	9.87
1999	16.59	3.8	9.51
2000	9.49	6.6	9.44
2001	6.37	-0.2	9.34
2002	5.03	0.8	9.66
2003	4.50	1.4	10.78
2004	4.69	4.2	11.29
2005	3.99	2.8	10.89
2006	3.63	4.8	10.90

**Cuadro 2.3 Históricos de las variables macroeconómicas.**

\* Fuente: Banxico, Banamex.

Se escogió el método de mínimos cuadrados debido a que es muy importante considerar las predicciones de las variables macroeconómicas ya que la venta del gas natural va íntimamente ligado a ellas.

Se proyectó la demanda con las tres variables macroeconómicas mencionadas anteriormente, donde se analizó la correlación entre las variables así como su error, arrojando los siguientes resultados:

Al correlacionar los años (*yr*), la demanda (*d*) y la inflación (*f*) se obtuvo:

$$d = 1010.5 + 531.63 \text{ yr} + 66.1 f \dots\dots\dots(1)$$

donde  $R^2 = 0.9810$   $Se = 233.67$  (mmpcd)

Al correlacionar los años (*yr*), la demanda (*d*) y el PIB (*PIB*) se obtuvo:

$$d = 2073.23 + 398.15 \text{ yr} + 131.64 \text{ PIB} \dots\dots\dots(2)$$

donde  $R^2 = 0.9759$   $Se = 262.56$  (mmpcd)

Al correlacionar los años (*yr*), la demanda (*d*) y la paridad (*par*) se obtuvo:

$$d = 2862.92 + 634.86 \text{ yr} - 10.15 \text{ par} \dots\dots\dots(3)$$

donde  $R^2 = 0.9490$   $Se = 372.31$  (mmpcd)

En base a los datos arrojados anteriormente se decidió escoger el modelo económico (1) debido a que la inflación influye de manera muy directa y clara sobre el poder adquisitivo de los usuarios del gas, además de que el error es menor que cualquiera de las opciones (2) y (3).

Utilizando los pronósticos de las variables económicas que se consultaron de Banxico y Banamex (Cuadro 2.4, pág.18), se tiene los siguientes pronósticos de demanda (Cuadro 2.5, pág.19. Gráfica 2.2, pág.19):

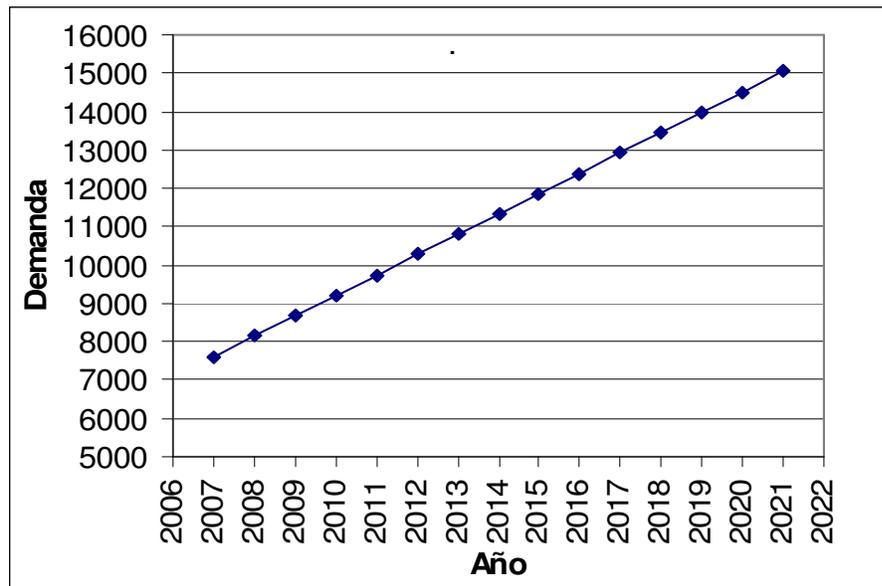
<b>Año</b>	<b>PIB % anual*</b>	<b>Inflación % anual*</b>	<b>Paridad promedio anual (pesos por dólar)*</b>
2007	3.60	3.40	10.90
2008	3.50	3.30	11.30
2009	4.20	3.40	11.40
2010	3.70	3.10	11.70
2011	4.20	3.20	11.90
2012	4.70	3.40	12.10
2013	4.50	3.50	12.30
2014	4.20	3.40	12.40
2015	4.00	3.30	12.60
2016	4.70	3.20	12.70
2017	4.80	3.30	12.90
2018	4.40	3.10	13.00
2019	4.50	3.40	13.20
2020	4.30	3.30	12.30
2021	4.90	3.50	13.50

**Cuadro 2.4 Pronósticos de las variables macroeconómicas.**

\* Fuente: Banxico, Banamex.

Año	Pronóstico de demanda
2007	7,614.80
2008	8,139.82
2009	8,678.06
2010	9,189.86
2011	9,728.10
2012	10,272.95
2013	10,811.19
2014	11,336.21
2015	11,861.23
2016	12,386.25
2017	12,924.49
2018	13,442.90
2019	13,994.36
2020	14,519.38
2021	15,064.23

**Cuadro 2.5 Pronóstico de la demanda anual del gas natural (mmpcd).**



**Gráfica 2.2. Pronóstico de la demanda del gas natural anual (mmpcd).**

Las expectativas de crecimiento en la demanda de gas natural en México se apoyan en la política energética de promover el uso del gas natural por ser un combustible eficiente y con ventajas ambientales que contribuirán a la competitividad económica del país.

En los próximos 15 años se espera una actividad económica nacional dinámica, determinada en parte por el crecimiento de la industria manufacturera y por las crecientes exportaciones ante la apertura comercial que ha caracterizado a México en los últimos años. Esta situación, aunada a las ventajas económicas derivadas del uso del gas natural en los procesos productivos, implicará una mayor demanda del gas natural como combustible en las distintas ramas industriales.

Como resultado de la activa promoción de las inversiones privadas en transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, será posible el desarrollo de la infraestructura necesaria para que un mayor número de usuarios industriales tenga acceso al gas natural. Asimismo, será beneficiado el sector residencial y de servicios cuyo consumo ha estado limitado por la falta de redes de transporte y de distribución.

A continuación se presentan varios factores que impulsan la demanda de gas natural:

- Normalmente, el gas natural es la forma de energía disponible más económica, en comparación con cualquier otro combustible, no importando a qué se le destine o el sitio donde se ubique el consumidor.
- El gas natural se considera entre los combustibles más compatibles con el medio ambiente. Cuando se quema el gas natural, casi no produce ninguna emisión de dióxido de azufre o residuos sólidos y causa un impacto mucho menor en la calidad del agua.
- Cuando se toma en consideración el ciclo completo de producción, procesamiento, transporte y consumo de energía, el gas natural se entrega al consumidor con una "eficiencia energética total" de alrededor del 90%, comparada con cerca del 27% en el caso de la electricidad.

### 2.2.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA OFERTA.

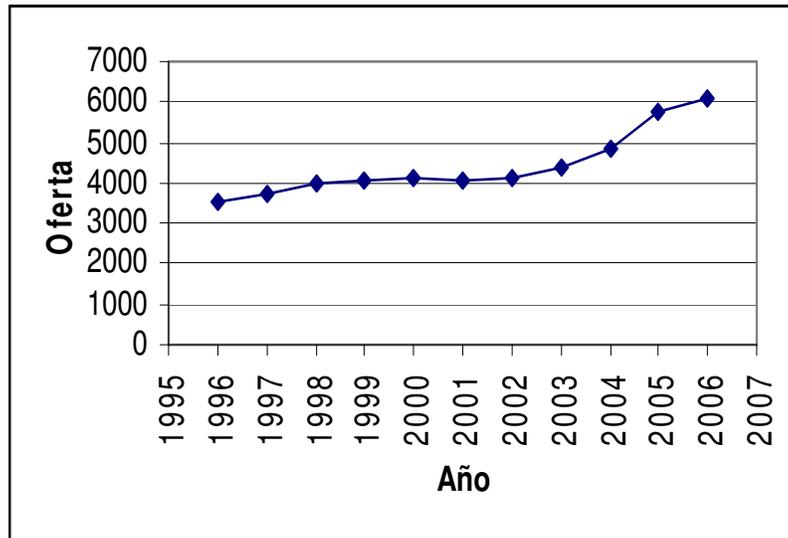
Podemos definir como oferta a la cantidad de bienes o servicios que un cierto número de oferentes está dispuesto a poner a disposición del mercado a un precio determinado. La finalidad de estudiar la oferta es determinar las condiciones en que la economía puede poner a disposición un bien o servicio.

Ahora se analizará la oferta obtenida del IMP a nivel nacional, la cual se presenta a continuación (Cuadro 2.6, pág. 21. Gráfica 2.3, pág. 22):

<b>Año</b>	<b>Oferta</b>
1996	3,545.00
1997	3,726.00
1998	4,004.00
1999	4,039.00
2000	4,091.00
2001	4,074.00
2002	4,134.00
2003	4,380.00
2004	4,816.00
2005	5,730.00
2006	6,091.00

**Cuadro 2.6 Histórico oferta nacional de gas natural (mmpcd).**

\* Fuente:IMP con base en Banxico, CFE, CRE INEGI, PEMEX, Conapo, CNA y empresas privadas



**Gráfica 2.3 Histórico oferta del gas natural anual (mmpcd).**

**2.2.4 PROYECCIÓN DE LA OFERTA.**

Se proyectó la oferta con las tres variables macroeconómicas mencionadas anteriormente (Cuadro 2.3, pág.16), y se siguió el mismo procedimiento lo que arrojó los siguientes resultados:

Al correlacionar los años (*yr*), la oferta (*of*), la inflación (*f*) se obtuvo:

$$of = 1828.78 + 340.72 yr + 48.06 f \dots\dots\dots(1)$$

donde  $R^2 = 0.9322$   $Se = 279.19$  (mmpcd)

Al correlacionar los años (*yr*), la oferta (*of*) y el PIB (*PIB*) se obtuvo:

$$of = 2530.29 + 247.44 yr + 108.92 PIB \dots\dots\dots(2)$$

donde  $R^2 = 0.9352$   $Se = 273.19$  (mmpcd)

Al correlacionar los años (*yr*), la oferta (*of*) y la paridad (*par*) se obtuvo:

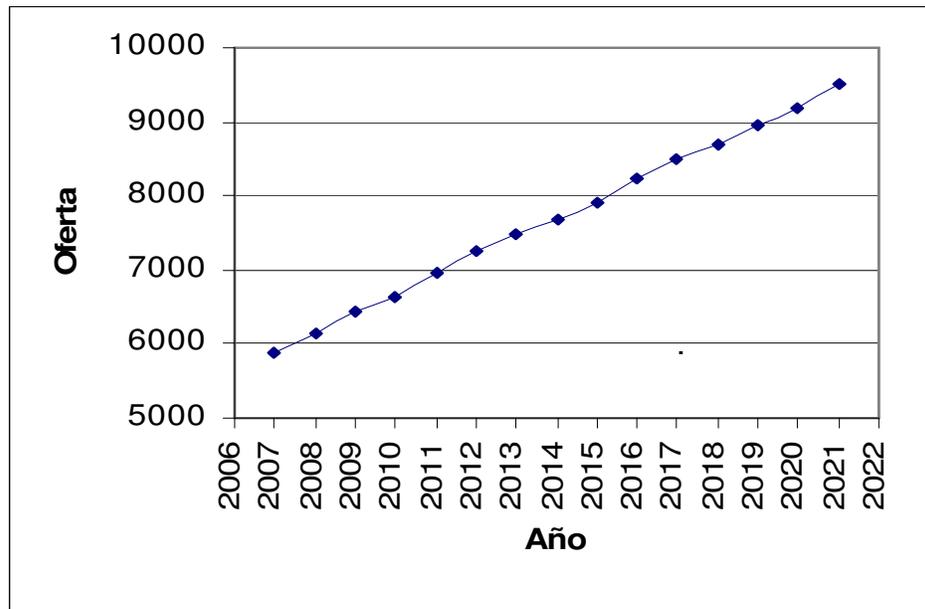
$$of = 3847.74 + 252.18 yr - 64.67 par.....(3)$$

donde  $R^2 = 0.8917$   $Se = 348.50$  (mmpcd)

Analizando los datos anteriores se decide que el mejor modelo es el arrojado con el análisis del PIB. Utilizando los pronósticos de las variables macroeconómicas (Cuadro 2.4, pág.18), se tiene el siguiente pronóstico de oferta (Cuadro 2.7, pág. 23. Gráfica 2.4, pág. 24):

Año	Pronóstico de Oferta
2007	5,891.68
2008	6,128.23
2009	6,451.91
2010	6,644.89
2011	6,946.79
2012	7,248.69
2013	7,474.35
2014	7,689.11
2015	7,914.77
2016	8,238.45
2017	8,496.78
2018	8,700.65
2019	8,958.99
2020	9,184.64
2021	9,497.43

**Cuadro 2.7 Pronóstico de la oferta anual del gas natural (mmpcd).**

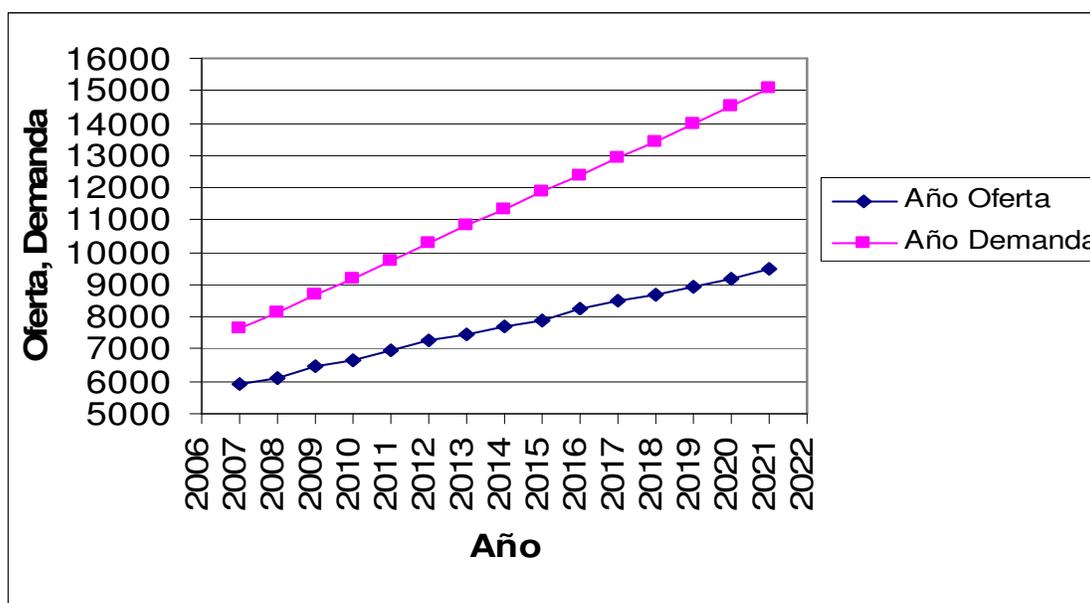


**Gráfica 2.4 Pronóstico de la oferta del gas natural anual (mmpcd).**

En resumen, del análisis de la proyección de los datos históricos de la oferta y la demanda podemos apreciar (Cuadro 2.8, pág. 25. Gráfica 2.5, pág. 25), que el pronóstico de demanda del gas natural es mayor que la oferta por lo que se desprende que, el mercado del gas natural en México estará abierto a proveedores tanto nacionales como extranjeros que puedan cumplir las necesidades de los consumidores. Por ello, desde un punto de vista estratégico, será necesario en primer lugar cuidar que se cuente con los recursos para financiar los proyectos en marcha en PEP y en PGPB, así como evaluar nuevas opciones que permitan incrementar aún más la producción de gas natural no asociado.

Año	Pronóstico de demanda	Pronóstico de Oferta
2007	7,614.80	5,891.68
2008	8,139.82	6,128.23
2009	8,678.06	6,451.91
2010	9,189.86	6,644.89
2011	9,728.10	6,946.79
2012	10,272.95	7,248.69
2013	10,811.19	7,474.35
2014	11,336.21	7,689.11
2015	11,861.23	7,914.77
2016	12,386.25	8,238.45
2017	12,924.49	8,496.78
2018	13,442.90	8,700.65
2019	13,994.36	8,958.99
2020	14,519.38	9,184.64
2021	15,064.23	9,497.43

**Cuadro 2.8 Pronóstico de la oferta y demanda anual del gas natural (mmpcd).**



**Gráfica 2.4 Pronóstico de la oferta y demanda del gas natural anual (mmpcd).**

### **2.3 ANÁLISIS DEL PRECIO.**

En el caso particular del gas natural existe, desde 1995, una regulación específica que establece principios y reglas que refuerzan la transparencia y los límites a los que debe sujetarse la política de precios.

Cabe destacar que el estado de Texas es la región de más alta producción de gas en los Estados Unidos. Históricamente el Sistema Nacional de Gasoductos de PEMEX ha estado interconectado con varios sistemas en ese estado, los cuales transportan el gas natural desde las zonas productoras hasta las regiones consumidoras más importantes, pasando por el Canal Naval de Houston (Houston Ship Channel) para llevar el producto a otros centros consumidores en el noreste y el medio oeste de los Estados Unidos.

La selección de la referencia que dentro de la región del Sur de Texas refleje en forma más adecuada el costo depende de la evolución de los mercados, la utilización de los gasoductos y las alternativas de suministro para PEMEX. Actualmente, la fórmula de precios del gas mexicano utiliza como referencia el promedio de las cotizaciones que se publican para los gasoductos de Texas Eastern Transmission Corp. (TETCO). Esta referencia se aprobó en julio de 1995 y desde entonces se utiliza puesto que reflejó las condiciones de mercado (destino de las exportaciones, fuentes de gas importado, costos de transporte, precios) bajo las que se llevaron a cabo las operaciones de comercio exterior de gas natural. El precio de referencia de Cd. PEMEX, Tabasco, se calcula bajo el mecanismo Netback, el cual permite reflejar el costo de oportunidad de gas seco con respecto del mercado del sur de Texas.

La entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano (VPM) y la operación de los gasoductos de PEMEX como un sistema de acceso abierto establecen bases concretas para el desarrollo de un mercado abierto y competitivo en la comercialización y el transporte del gas natural.

De acuerdo a la resolución, mediante la cual la Comisión Reguladora de Energía (CRE) autorizó los Términos y Condiciones de VPM, la política de precios del gas natural se hará del conocimiento público a través de la publicación de la Directiva de Precios y de un Catálogo de Precios que fue presentado por PEMEX Gas para la aprobación de la Comisión. Una vez aprobado este catálogo en su versión inicial, la Comisión supervisará las actualizaciones que PEMEX Gas haga del mismo en función de las condiciones del mercado.

## 2.4 COMERCIALIZACIÓN.

La participación del sector privado en la distribución se ha abierto, como se muestra en la fig. 2.1 dando paso a que exista un número mayor de usuarios, reservando la participación de Estado a la Exploración, la Producción, Procesamiento y Ventas de Primera Mano.



**Fig. 2.1 Regulación del mercado del gas natural.**

A continuación se describen las actividades del proceso de regulación del mercado.

**Exploración.** Se encarga de la evaluación del potencial de hidrocarburos, localización y delimitación de campos.

**Producción.** Se encarga del desarrollo de Campos, explotación de Campos, productividad de Campos, separación y manejo de la producción de hidrocarburos e instalaciones de producción.

**Procesamiento.** El procesamiento es la serie de pasos que se tienen que seguir para obtener un producto final. PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) cuenta con diez Complejos Procesadores de Gas (CPG), de los cuales siete están ubicados en la región Sur- Sureste y tres en el noreste.

**Ventas de primera mano.** Primera enajenación del gas de origen nacional, que efectúa Pemex a favor de un tercero, para ser entregada en territorio nacional.

**Transporte.** Es una actividad regulada, o sujeta a permisos que consiste en recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales, en trayectos que son aprobados por la CRE. La infraestructura de transporte del gas natural en el país está constituida principalmente por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos y aquellos conectados al SNG que son propiedad de privados. El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema asilado Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km de longitud y está conectado al sur del estado de Arizona en Estados Unidos. El conjunto de los ductos privados que se encuentran en operación poseen una longitud de 1,840 km. La infraestructura del transporte del SNG, está constituida por ductos de diferente diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino.

**Almacenamiento.** Recepción, depósito y entrega de gas natural, que se deposita en instalaciones fijas distintas a los ductos.

**Distribución.** Recepción, conducción, entrega y, en su caso, comercialización del gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica. Las zonas geográficas de distribución corresponden a centros de población, donde se desea promover el gas natural, para uso doméstico, comercial e industrial. Las actividades de distribución se han concentrado en las regiones Noreste y Centro, ya que en estos estados, gran parte del consumo del gas ha crecido, lo que ha permitido con proyectos de desarrollo de infraestructura dentro de estas zonas.

### CAPÍTULO 3. ESTUDIO TÉCNICO

Dentro de este capítulo se analizará si el proyecto es factible, exponiéndolo desde un punto de vista técnico, el cual nos arroje como resultado la elección de la mejor alternativa en el tipo de estructura recuperadora y el equipo de proceso, en función de la disponibilidad y restricciones del medio ambiente, las materias primas, la tecnología y los recursos humanos necesarios para llevar a cabo este proyecto.

#### 3.1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO.

El proyecto Lankahuasa consiste en el desarrollo de un campo gasero localizado en las costas de Nautla, Veracruz a doce kilómetros de la costa (Fig. 3.1, pág. 29).

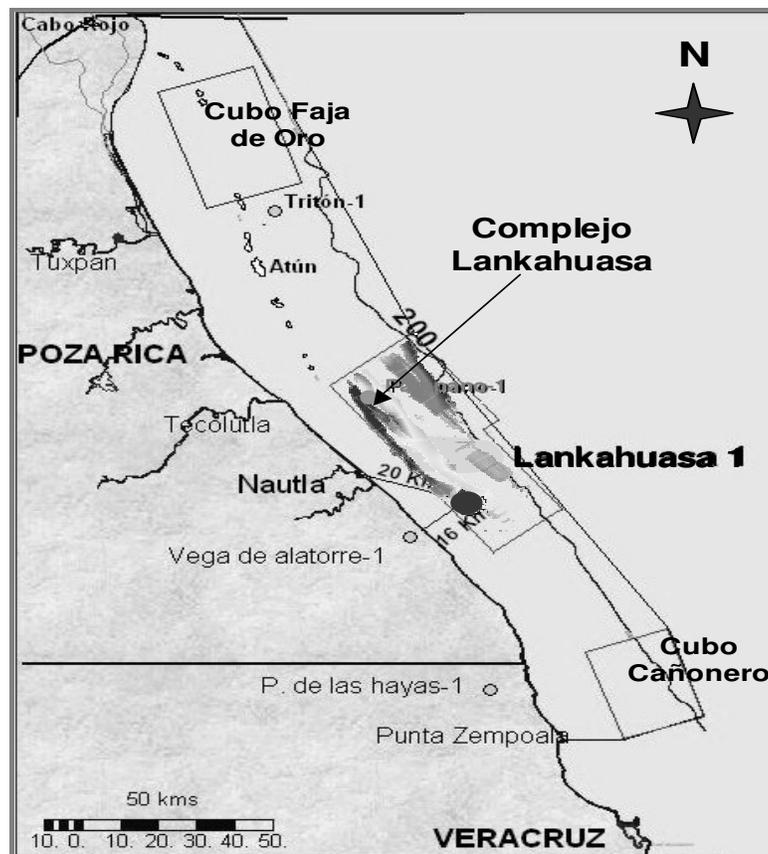


Fig. 3.1 Localización del complejo Lankahuasa.

Para realizar la elección de la estructura recuperadora de pozos, es de vital importancia saber las condiciones climatológicas (Tabla 3.1, pág. 30) y las características generales de su localización (Tabla 3.2, pág. 31), debido, a que, la instalación de una estructura implica un alto costo y principalmente por el número de personas que en ella operarán, es importante contar con los datos con un alto grado de certidumbre.

Temperatura mínima externa 3.0°C
Temperatura máxima externa 39.0°C
Temperatura media anual 23.7°C
Humedad relativa máxima 79.0%
Precipitación pluvial diaria máxima 187.5 mm
Precipitación pluvial media anual 1,813 mm
Dirección de vientos dominantes noroeste a oeste-noreste
Dirección de vientos reinantes: este-oeste/noroeste y este sureste a sur /suroeste
Velocidad del viento media 5.5 km/hr
Velocidad de viento máxima 144 km/hr
Velocidad del viento de diseño 210.0 km/hr
Altura sobre el nivel del mar 0
Atmósfera corrosiva: si (ambiente marino)

**Tabla 3.1 Condiciones climatológicas.**

Campo: Lankahuasa
Pozo: Lankahuasa
Coordenadas X = 754,799.00
Y = 2,231,401.00
Tirante de agua: 65 metros

**Tabla 3.2 Características generales.**

Con el fin de conocer las condiciones del campo donde se pretende instalar la estructura recuperadora de pozos se debe realizar un estudio geofísico el cual nos indique las características topográficas del suelo y un estudio de muestro por pistón con el fin de obtener información del fondo marino y correlacionar sus resultados con el estudio geofísico. Estos estudios se describen a continuación:

### **3.1.1 ESTUDIO GEOFÍSICO.**

Con el fin de conocer la topografía del suelo marino y saber la localización de las bolsas de gas se realizó un estudio Sismológico Tridimensional en un área aproximada de 3,500 km<sup>2</sup>.

El método exploratorio que se empleará en la realización del trabajo es técnica de Cable Remolcado (Streamer). Con esta técnica, un barco especializado genera ondas sísmicas utilizando un arreglo de pistones neumáticos como fuente de energía. Los pistones son remolcados por el barco a una profundidad promedio de 7 metros bajo el nivel medio del mar (BNM). Las ondas sísmicas producidas atraviesan la capa de agua, llegan al fondo oceánico y continúan su viaje a través de las capas del subsuelo marino, las que, de acuerdo con sus propiedades, reflejarán o refractarán las ondas sísmicas. Las ondas reflejadas son registradas por los receptores (hidrófonos) localizados en los cables o streamers remolcados por el barco a una profundidad promedio de 9 metros BNM.

Las ondas sísmicas registradas por los hidrófonos son grabadas y amplificadas en cinta magnética en el sismógrafo para después ser procesadas. La adquisición de los datos sísmicos en tres dimensiones permitirá detallar la geometría interna de las fallas relacionadas con los cuerpos sedimentarios almacenadores, obtener

indicadores directos de hidrocarburos y sus rutas de migración, y generar localizaciones exploratorias de bajo riesgo.

El equipo requerido para la evaluación es el siguiente:

Equipo Geofísico. Para el levantamiento geofísico realizado desde la embarcación M/V *Universal Surveyor* se utilizaron una Ecosonda, un Perfilador Acústico, un Perfilador Somero, un Sistema de Mapeo del Piso Marino, Perfiladores Intermedio y Profundo de Pistola de Aire, así como el Sistema de Posicionamiento GPS.

- Embarcación M/V *Universal Surveyor*. Esta es una embarcación de 34 m. Durante las operaciones de campo, la velocidad de la embarcación era típicamente de 4.5 nudos y las condiciones del mar típicamente fluctuaron entre olas de 1.0 m y 1.5 m.
- Ecosonda. Los tirantes de agua se determinaron con la ecosonda de profundidad midiendo con precisión el tiempo de dos vías entre el transductor remolcado y el fondo marino.
- Perfilador Acústico de Velocidad. Se usó un velocímetro, para medir la velocidad del sonido en la columna de agua. Opera dentro de un rango de velocidad acústica de 1400 a 1560 m/seg.
- Sistema de Mapeo del Piso Marino. El Sistema de Mapeo del Piso Marino proporcionó imágenes detalladas que se corrigieron por rango de bifurcación, velocidad de la embarcación y descomposición de la amplitud. Los datos en papel pueden usarse para producir un mosaico (una figura acústica del fondo marino y rasgos del fondo marino) para toda el área del levantamiento o de un área específica de interés.
- Perfilador Somero. El transceptor combina un transmisor de alto poder de frecuencia variable con un receptor de frecuencia variable y ganancia de tiempo variable para formar un sistema sísmico de propósitos múltiples. Los registros se obtuvieron transmitiendo pulsos de alta potencia de energía acústica dentro de la columna de agua. El pulso acústico se reflejó en el fondo marino y las capas del subfondo.
- Perfilador Intermedio. El perfilador intermedio consiste de una fuente de una pistola de aire de 90 pulgadas cúbicas y un hidrófono de un canal. Este procedimiento suministra datos a profundidades intermedias superiores a

los datos producidos por los sistemas perfiladores intermedios, además reduce la interferencia entre los sistemas.

- **Perfilador Profundo.** El perfilador profundo consiste de una fuente de una pistola de aire de 90 pulgadas cúbicas y un hidrófono de doce canales. Esta fuente es capaz de resaltar bolsas someras de gas, fallas, pliegues y canales enterrados de ríos, entre otros, hasta profundidades de 300 a 1000 m. por debajo del fondo marino, dependiendo de las condiciones locales.
- **Posicionamiento.** El sistema de Posicionamiento GPS de Área Diferencial Amplia (Broad Area Differential GPS Positioning System), también conocido como STARFIX II, se utilizó para posicionar la embarcación topográfica. Los datos DGPS son aplicados a las medidas de rango que se reciben directamente de los satélites GPS. Las correcciones resultantes proporcionadas por este sistema mejoran las exactitudes de navegación entre +3 m. El sistema de posicionamiento incluyó un monitor de vídeo que muestra la posición de la embarcación en relación a la línea topográfica deseada para ayudar al timonero a seguir el curso previo programado. Un segundo monitor estuvo en el cuarto de instrumentos para observación por el equipo geofísico. El sistema de navegación proporcionó datos de la velocidad de la embarcación directamente al registro del sistema de mapeo de piso marino para correcciones de velocidad a los datos.

### **3.1.2 MUESTREO POR PISTÓN.**

Con el fin de correlacionar con los datos geofísicos, se tomaron muestras para obtener información sobre el carácter del fondo marino y suelos someros. Las pruebas, los ensayos de campo y laboratorio que se realizaron para la evaluación de muestreo por pistón es la siguiente:

**Muestreo por pistón.** Un muestreador de pistón con un cilindro de 6 m de largo fue usado para muestrear los suelos someros en el área. Se recuperaron un total de 5 muestras de fondo y de cercanía del fondo. La recuperación de la muestra es de 3.0 m. Las muestras de fondo se tomaron para obtener información sobre el carácter del fondo marino y suelos someros, así como para correlacionar con los datos geofísicos. El aparato consistió de un sistema de malacate y cable pegado al muestreador. El muestreador estaba equipado con un cilindro de 6 m de largo y 75 mm de diámetro. Un revestimiento de plástico transparente de 73 mm de diámetro exterior y 67 mm de diámetro interior fue colocado dentro del cilindro.

Se aumentó el peso al barril con aproximadamente 275 kg para mejorar la profundidad de penetración. Se descendió del barril a una velocidad controlada hasta que se accionó el disparador de caída libre aproximadamente de 2 m encima del fondo marino.

Al ser recuperadas las muestras individuales por la prueba de muestreo por pistón, se realizaron los ensayos de clasificación y de resistencia, los cuales se mencionan a continuación.

**Ensayos de clasificación.** Se determinó (como se verá en los resultados obtenidos) el contenido de humedad y cuantitativos del contenido de carbonato en muestras representativas.

**Ensayos de resistencia.** La resistencia al corte sin drenaje de muestras se obtuvo de ensayos de campo con un torcómetro. El torcómetro consiste de un disco metálico con veletas radiales que se proyectan desde su superficie. El disco se presiona contra una superficie plana del suelo hasta que las veletas penetran completamente, y luego se rota por medio de un resorte de torsión calibrado hasta que el suelo falla al corte. La resistencia al corte se determina directamente de la cantidad de rotación del resorte de torsión calibrado.

La consistencia del suelo contra los valores de resistencia al corte sin drenaje para muestras de suelos cohesivos se presenta a continuación (Tabla 3.3, pág. 34):

<b>Consistencia</b>	<b>Resistencia al Corte Sin Drenaje, KPa</b>
Muy Blanda	<12
Blanda	12 a 25
Media	25 a 50
Firme	50 a 100
Muy Firme	100 a 200
Dura	>200

**Tabla 3.3 Consistencia del suelo y resistencia al corte.**

A continuación se presentan los resultados relevantes arrojados por las pruebas descritas anteriormente:

Los datos sísmicos sugieren que la estratigrafía del área puede variar de un lugar a otro desde el fondo marino hasta la profundidad de aproximadamente 1000 m, que corresponde a la profundidad mayor obtenida en el estudio geofísico. Las muestras de los suelos superficiales y los datos sísmicos sugieren que los estratos de los suelos se caracterizan generalmente por arcillas intercaladas con arenas.

Las condiciones del suelo en el sitio propuesto se determinaron con base en la integración de los datos sísmicos y con información de las muestras de pistón. Las muestras de pistón se recolectaron para ayudar a definir los suelos superficiales.

Los contenidos de humedad en los suelos superficiales fluctúan desde el 59.9% hasta el 76.4%, promediando aproximadamente el 67.6%. Los contenidos de carbonato de calcio fluctúan desde aproximadamente el 10.2% hasta el 21.9%, promediando aproximadamente el 18.4%. El porcentaje de material con tamaño inferior al tamiz #200 varía del 39.1% al 99.5%, promediando el 79.1%.

**Estratigrafía acústica.** Es la estratigrafía deducida del suelo, arroja que las muestras obtenidas del muestreador de gravedad indican que los sedimentos superficiales en el área consisten de arcilla, arcilla calcárea y arcilla arenosa muy blanda a blanda intercalada con arena fina y arena arcillosa de aproximadamente 9 m a 18 m a través del área. Los sedimentos no consolidados son probablemente recientes y nunca han estado sujetos a exposición superficial y desecación pero fueron sujetos a redistribución por corrientes y/o canales en el pasado.

**Rasgos geológicos y riesgos.** Se encuentran bolsas de gas en los suelos superficiales y en los suelos más profundos, así como también canales enterrados y fallas enterradas en el área de levantamiento.

**Gas somero.** Se identificaron bolsas de gas en los suelos superficiales que están en el centro del área y tienen extensiones de los 40 m hasta más de 600 m. El gas somero típicamente está a unos 15 m debajo del fondo marino. Se identificó expulsión de gas en la columna de agua en localizaciones esparcidas en las partes norte, central, noreste y este del área.

**Gas más profundo.** Se identificaron indicaciones de gas en los suelos más profundos en la parte central del área. Las reflexiones anómalas que están aproximadamente 65 m bajo el fondo marino en esta parte del área probablemente

indican la presencia de bolsas de gas atrapadas en los suelos en estas profundidades. Las bolsas de gas están atrapadas dentro de estratos discontinuos de arena que son partes de un estrato compuesto de suelos depositados por canales.

**Canal Enterrado.** Se identificó un canal enterrado somero en la mitad este del área estudiada. El canal está bajo la capa de suelos superficiales, aproximadamente 12 m a 16 m debajo del fondo marino. Se considera que los suelos dentro del canal enterrado son lateralmente discontinuos y sus características probablemente son variables de un lugar a otro.

**Fallas Enterradas.** Se identificaron dos fallas geológicas enterradas en las partes noreste y norte del área de levantamiento. Las fallas están enterradas por más de 30 m de suelos inalterados (es decir, las fallas no desplazan el fondo marino), indicando que las fallas son antiguas y no han sufrido desplazamiento en miles de años. Una de las fallas cruza la parte noreste del área y tiene tendencia del sureste hacia el noroeste. Esta falla está enterrada de 30 m a 75 m. La otra falla está en el norte y tiene tendencia del oeste al este. Esta falla está enterrada aproximadamente 55 m debajo del fondo marino. La falla mayor podría proporcionar unas rutas de migración de gas de los estratos profundos hacia los suelos superficiales.

**Condiciones Causadas por el Hombre u Otras.** No se identificaron condiciones causadas por el hombre en el área de levantamiento.

Las condiciones geológicas someras en la cercanía del sitio propuesto parecen ser favorables para la perforación de pozos o la instalación de una estructura marina. Según el análisis no hay probabilidad que los procesos geológicos afecten adversamente el sitio durante la vida de una instalación marina de exploración o producción (aproximadamente 20 años).

No hay evidencia de riesgos potenciales de perforación en el sitio propuesto hasta una penetración de por lo menos 1000 m (la profundidad mayor obtenida de penetración sísmica).

No se identificaron otras condiciones geológicas que se consideren riesgosas.

### **3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN.**

La función de la estructura mínima recuperadora de pozos Lankahuasa es la siguiente:

La producción máxima de flujo de gas será de 70 mmpcsd con una condición máxima de presión de 1200 psig. y con temperaturas bajas de 50 °F y menores, los cuales se obtienen de las condiciones que tendrán los diferentes pozos.

El gas de pozos deberá recibir la inyección de un inhibidor de hidratos FB-3200, pasará por un paquete de calentamiento clave PA-3100 en el que se buscará aumentar y mantener la temperatura del gas en 41°F, el gas posteriormente pasará por un desarenador clave FA-3101 en donde se atraparán partículas sólidas del tamaño de 20 micrones y mayores, el líquido separado en el desarenador se enviará al cabezal de producción, mientras que la arena colectada se manejará en tambos.

Cada pozo tendrá una salida independiente para poder enviar su producción al separador de prueba FA-3100, en donde las fases gas – líquido – arena se segregarán para su medición, enviando el gas a cabezal de producción y el líquido y la arena se manejarán en forma similar a la indicada en el desarenador (FA-3101).

Del cabezal de producción se tendrá un disparo para acondicionar el flujo de gas que se usará para accionamiento de los instrumentos, tablero de control de pozos, actuadores de válvulas y para las bombas dosificadoras.

El acondicionamiento del gas se hará por medio de un paquete de precalentamiento clave PA-3101 y el calentador de gas EA-3100, debido a que se requiere expandir el gas desde una presión máxima de 1200 psig. hasta 110 psig. en el depurador de gas de instrumentos FA-3102.

Finalmente el gas obtenido de las corrientes de salida del desarenador FA-3101 y del separador de prueba FA-3100, se enviarán a través de un gasoducto de 12" de diámetro a la plataforma de perforación Lankahuasa 1.

### **Sistema de proceso.**

El proceso consistirá básicamente en las siguientes operaciones, las cuales se mencionan a continuación y se representan en el diagrama 3.1, pág. 39.

- Recepción de producción de pozos por cabezal de producción general.

El cabezal manejará un flujo máximo de 70 mmpcsd (50°F, 1 atm) de gas en estructura y operará a una presión normal de 84.4 kg/cm<sup>2</sup> man., lo anterior corresponde a la producción máxima de 4 pozos. Se instalará un desarenador para captar del cabezal de producción partículas de arena con un tamaño de 20 micrones y mayores.

- Medición de producción de pozos.

Se instalará un equipo de prueba bifásico (FA-3100), para la separación de las fases gas natural, líquidos y sólidos de la corriente de cada pozo. Se llevará a cabo la medición de cada fase separada, posteriormente la corriente de gas y líquido se integrarán al cabezal de producción general de pozos. El separador de prueba operará a una presión máxima de 84.4 kg/cm<sup>2</sup> man. y se diseñará para una capacidad máxima de 70 mmpcsd (50°F, 1 atm) de gas.

- Acondicionamiento del gas para el tablero de control de pozos, accionamiento de instrumentos y otros servicios.

Se derivará una corriente del cabezal de producción general, la cual previa regulación de presión de 84.4 kg/cm<sup>2</sup> man. a 8.5 kg/cm<sup>2</sup> man., se enviará al depurador de gas de instrumentos (FA-3102), en donde se separarán el gas y condensados; (los líquidos separados serán incorporados a tambos); el gas pasará por un eliminador de niebla tipo malla, para después enviarse a los siguientes servicios: tablero de control de pozos, accionamiento de instrumentos. También se suministrará gas a la bomba de hidratos, cabe aclarar que el gas de pozos y el del gas para instrumentos serán previamente acondicionados con un paquete de calentamiento de gas (EA-3100) y un paquete de precalentamiento (PA-3101) respectivamente.

- Limpieza de líneas de transporte.

Se considerará la instalación de una trampa de diablos de limpieza para el gasoducto de transporte de la producción de pozos de la estructura mínima recuperadora de pozos Lankahuasa para su integración con el gasoducto de salida de la plataforma Lk-1.

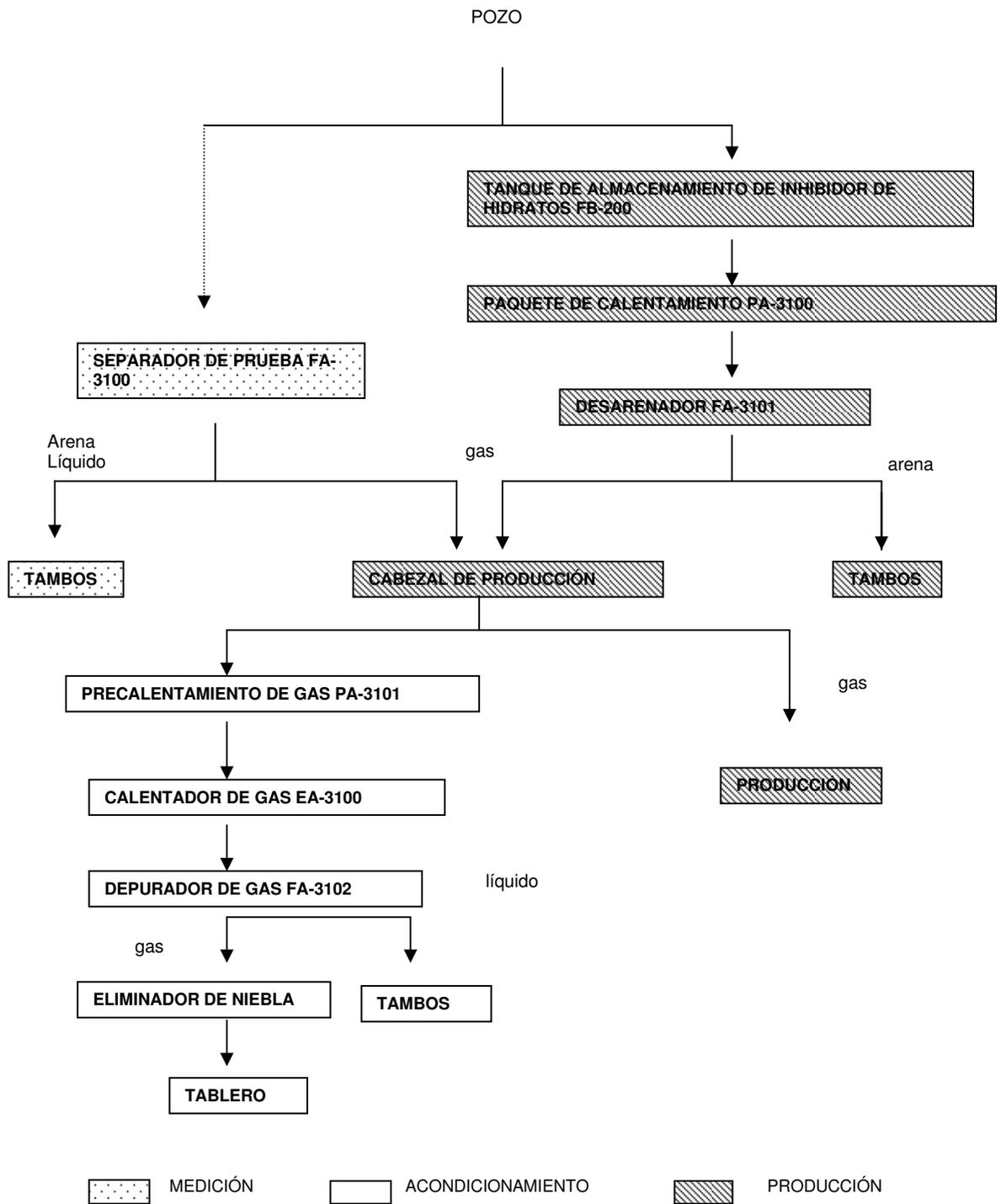


Diagrama 3.1 Flujo de proceso de producción.

### 3.3 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN.

Establecer la capacidad de producción y el factor de servicio es muy importante, debido a, que con ello, se podrán establecer las características y capacidad del equipo requerido, y de esta manera, evitar algún imprevisto o percance.

**Factor de servicio.** El sistema se diseñará para operar los 365 días del año.

**Características de capacidad de operación sobre diseño.** La producción a manejar será de 70 mmpcsd.

No se prevén aumentos de capacidad de la plataforma.

### 3.4 EQUIPO REQUERIDO PARA LA ESTRUCTURA RECUPERADORA.

A continuación se describe el equipo necesario para el diseño, suministro, fabricación, instalación, interconexión, pruebas y puesta en operación de la estructura mínima recuperadora de pozos Lankahuasa, los cuales consistirán en la realización de la obra estructural, de tuberías, de instrumentación, de telecomunicaciones, electromecánica y de seguridad industrial.

#### 1) Equipo de proceso y servicios auxiliares.

Incluye:

- Depurador acumulador de gas de instrumentos (FA-3102).
- Separador de prueba (FA-3100).
- Equipo desarenador (FA-3101).
- Paquete de calentamiento de gas (PA-3101 y PA-3100).
- Calentador de gas de instrumentos (EA-3100).
- Tanque de almacenamiento de inhibidor de hidratos (FB-3200).
- Bombas de inyección de hidratos (metanol) GA-3200a/r.
- Grúa pescante giratoria manual (PA-1003).
- Lanzador de diablos de limpieza de 305 mm x 356 mm (HR-3100).

2) Sistema eléctrico.

Incluye:

- Sistema de fuerza: por medio de un sistema híbrido (combustión interna y fotovoltaico) integrado por celdas solares (PA-3105), motor de combustión interna a gas, unidad de control de carga, regulador de voltaje, banco de baterías y rectificador de corriente, tablero de control de arrancadores (PA-3107).
- Sistema de alumbrado: para áreas exteriores a base de reflectores y/o luminarias de aditivos metálicos, alumbrado de emergencia y luces de ayuda a la navegación.
- Sistema de tierras: a base de una malla principal de cable de cobre conectada a las piernas y pilotes de la subestructura y a la superestructura.
- Accesorios mecánicos y eléctricos, tubería eléctrica, alambrado y conexiones requeridas.

3) Sistemas de seguridad.

Incluye:

- Sistema de protección a base de agua contra incendio.
- Extintores y letreros de seguridad.
- Sistema de detección de alarma: considerando tablero de seguridad de gas y fuego (PA-3108), sensores/controladores de gas, alarmas audibles y visibles.
- Accesorios mecánicos y eléctricos, tubería eléctrica, alambrado y conexiones requeridas.

4) Sistema estructural.

Incluye:

- Marco de arrastre, placa base para apoyo en lecho marino, guías de pilotes, placas de relleno, pilotes, subestructura, superestructura, cubiertas (deck), ascendente (riser), helipuerto, atracadero, defensa para piernas, soportería para ducto ascendentes, escalera, pasillos, orejas de izaje, camisas de bombas, etc.

5) Sistema de protección catódica.

Incluye:

- Protección de la estructura (subestructura y superestructura), pilotes, conductores y zona de marea y oleaje a base de ánodos de sacrificio.

6) Tubería ascendente (riser).

Incluye:

- Riser de 12" de diámetro y 12 m. de longitud, ducto ascendente y el arreglo de codos a la llegada de la trampa de diablos.

7) Sistema de tuberías y soportaría.

Incluye:

- Tuberías de proceso y servicios auxiliares, bridas, válvulas, conexiones, accesorios, soportería y protección anticorrosiva.

8) Sistema de telecomunicaciones.

Incluye:

- Sistema de voz y datos.
- Sistema de fibra óptica submarina.
- Sistema de circuito cerrado de televisión (cctv).
- Accesorios mecánicos y eléctricos, tubería eléctrica, alambrado y conexiones requeridas.

9) Sistema de instrumentación y control

Incluye:

- Instrumentación de campo: neumática local, válvulas de bloqueo de venteo, de control, accesorios mecánicos y eléctricos, tubería eléctrica, neumática, alambrado y conexiones requeridas.
- Caseta de control.
- Tablero de interfase de control de pozos (PA -3103)
- Tablero hidroneumático de control de pozos (PA-3104)

- Bastidor de instrumentos (PA-3106)
- Unidades de procesamiento remoto (UPR's) de control de gas y fuego y de paro de emergencia (PES).
- Unidad de prueba hidráulica portátil.
- Cajas de conexiones.
- Sistema de control del pozo inteligente (smartwell).
- Controlador de carga del sistema eléctrico.

Además se contará con:

- Gasoductos de recolección y transporte de gas natural a tierra:
  - a) Gasoducto (12" x 1.5km) de transporte de la producción de pozos de la estructura mínima recuperadora de pozos Lankahuasa 1 para su integración con el gasoducto de salida de la plataforma Lk-1
  - b) Gasoducto (24" x 18.5km) de transporte de la producción de pozos de estructura mínima recuperadora de pozos Lankahuasa y Lk-1 para su integración con el gas de salida de la plataforma Lk-76 para su llegada a la "estación de recepción y manejo de gas El Raudal".

La instalación e interconexión de la estructura mínima recuperadora de pozos, incluye: arrastre, carga, amarre, transporte, fijación, nivelación, interconexión y todas las maniobras necesarias para estar en condiciones óptimas de operación, materiales de consumo, mano de obra, equipo necesario, herramientas y el suministro de materiales y accesorios para la fijación, la nivelación y la interconexión electromecánica en su totalidad.

### 3.5 TAMAÑO DE LA ESTRUCTURA RECUPERADORA.

El tamaño óptimo de la estructura recuperadora de pozos será aquel que tenga la capacidad para atender la demanda y su costo sea el mínimo.

El diseño detallado del sistema estructural debe garantizar siempre la estabilidad del sistema y sin que este sufra daños de ningún tipo. Los requerimientos mínimos establecidos, son los que se describen a continuación:

- Tener la capacidad para recuperar de uno hasta cuatro pozos.
- Dos cubiertas como máximo, con las dimensiones y capacidad de carga adecuada para alojar los equipos de proceso y seguridad; se dejará un área libre para permitir la ejecución de sondeos geofísicos mediante un carrete de manguera flexible, así como los espacios requeridos para la circulación del personal operativo. Las cubiertas se deberán de estructurar con perfiles de acero al carbón y el sistema de piso deberá ser de rejilla electrosoldada, por lo menos en áreas de circulación y mantenimiento del personal operativo; así mismo deberán estar delimitadas con arreglos de barandales galvanizados con inmersión en caliente después de fabricados y retocados después de la instalación.
- Un helipuerto fijo reforzado con capacidad de carga para un helicóptero tipo bell 206L, se deberá de estructurar con perfiles y placas de acero al carbón, limitado en su perímetro con malla de seguridad.
- Un muelle atracadero; se propone sea estructurado con perfiles tubulares de acero al carbón.
- Soporte para grúa tipo pescante para maniobras, con capacidad de carga de 500 kg.
- Cuarto de control y de seguridad.
- Pasillos y escaleras de acceso que permitan la comunicación entre cubiertas, al helipuerto, al nivel de mareas y atracadero. Se deberán estructurar con perfiles de acero al carbón.
- Pilotes con accesorios.
- Bases de equipos, pasarelas, barandales y soportes misceláneos.
- Accesorios para izaje, carga, y amarre.

### **3.6 DISTRIBUCIÓN DE LA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS.**

La distribución de la estructura recuperadora es fundamental debido a que proporcionará condiciones de trabajo seguras y económicas, para lograrlo se requiere que exista:

- Integración total de todos los factores que intervienen en la distribución.
- Seguridad y bienestar para el trabajador.
- Minimizar distancia de recorrido para reducir el manejo de materiales.
- Maximizar la utilización del espacio.

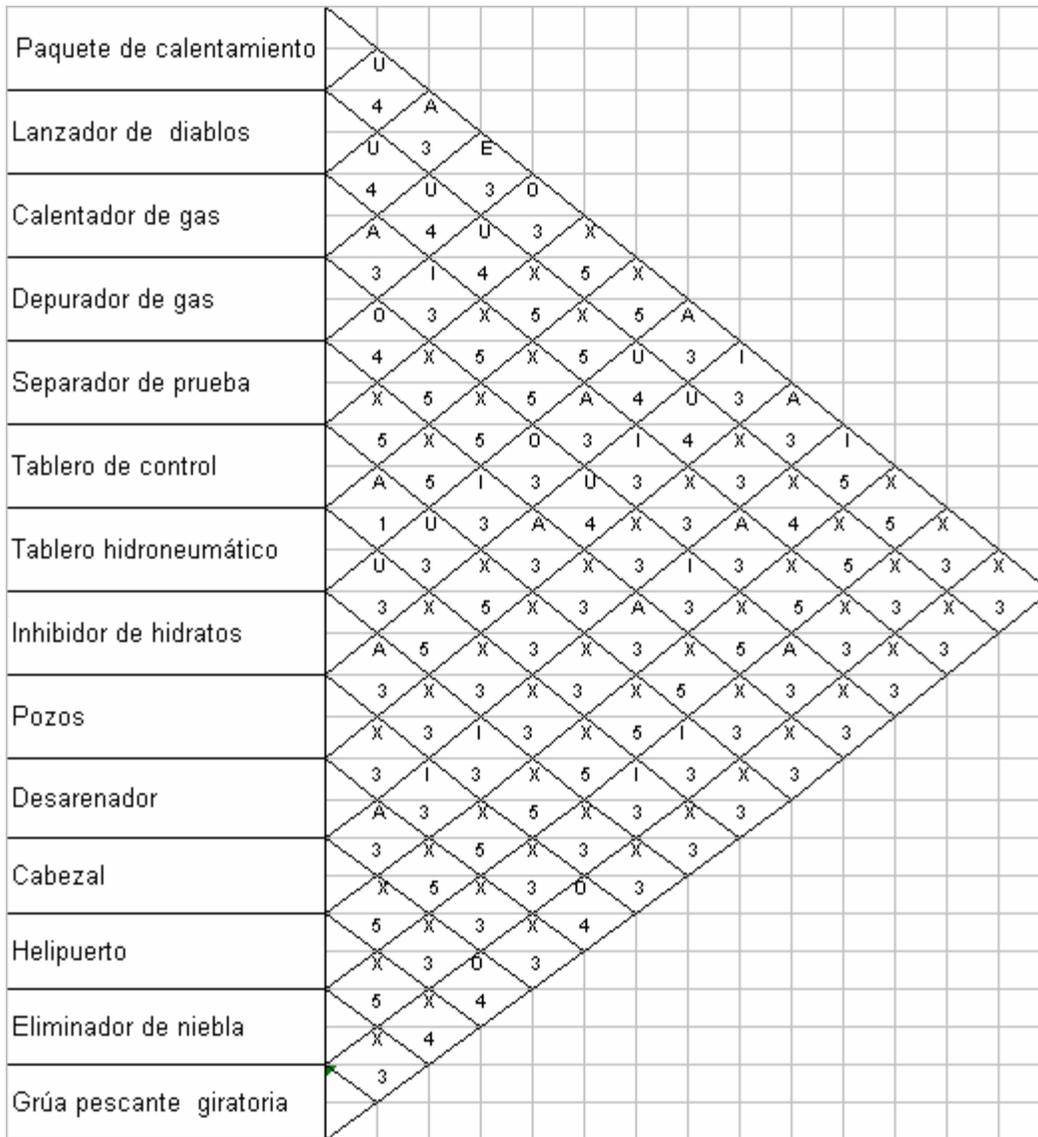
Para realizar la distribución de la estructura recuperadora de pozos es necesario determinar la ubicación de la maquinaria, los departamentos y las estaciones de trabajo con la finalidad de que exista el flujo continuo de trabajo, por lo que, a continuación, se presenta el diagrama de relación de actividades (diagrama 3.2, pág.47) utilizando el código de cercanía (Tabla 3.4, pág. 46) y de razones (Tabla 3.5, pág. 46)

<b>Letra</b>	<b>Cercanía</b>
A	Absolutamente necesario
E	Especialmente importante
I	Importante
O	Común
U	Sin importancia
x	Indeseable

**Tabla 3.4 Código de cercanías.**

Número	Razón
1	Por control
2	Por higiene
3	Por proceso
4	Por conveniencia
5	Por seguridad

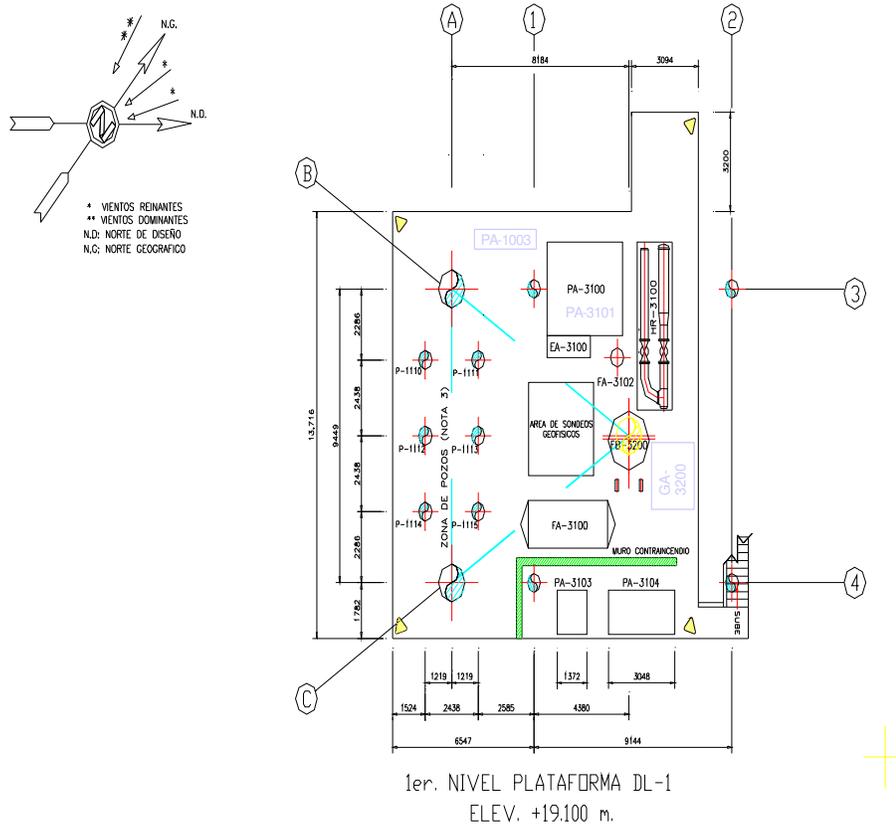
**Tabla 3.5 Código de razones.**



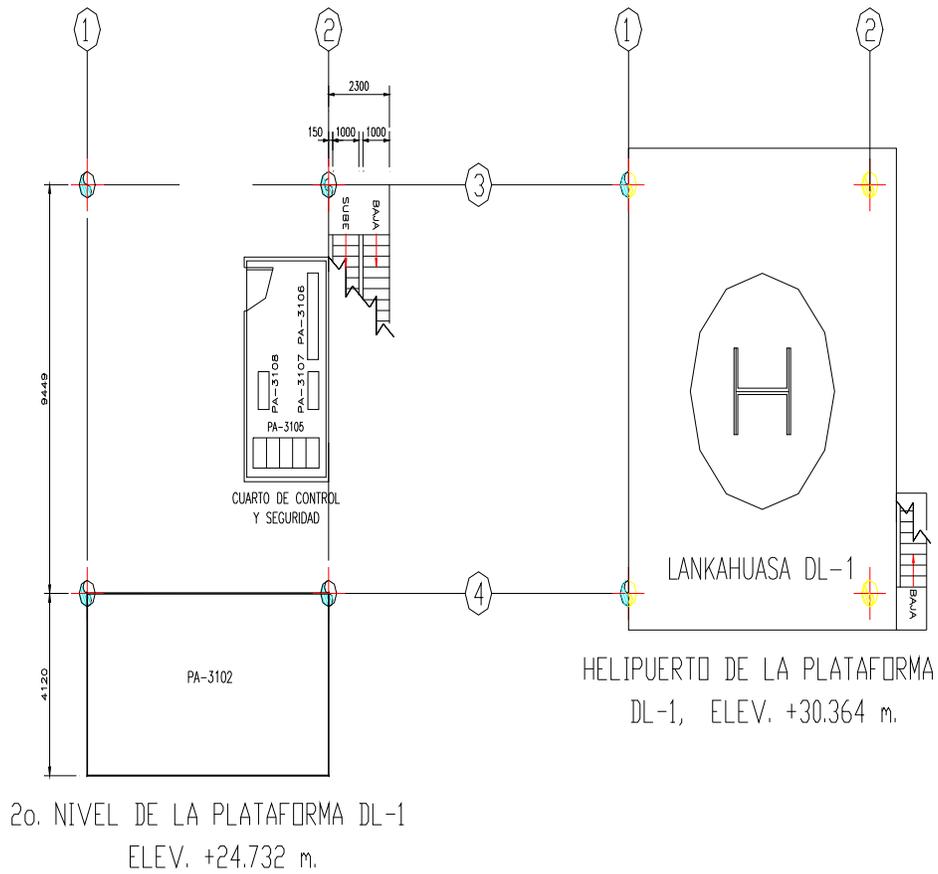
**Diagrama 3.2 Diagrama de relaciones de actividades.**

De lo anterior se desprende la distribución del primer nivel (diagrama 3.3, pág. 48) y del segundo nivel (diagrama 3.4, pág. 49) de la estructura recuperadora de pozos.

# EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS



**Diagrama 3.3 Distribución del primer nivel de la estructura recuperadora de pozos.**



**Diagrama 3.4 Distribución del segundo nivel de la estructura recuperadora de pozos.**

### 3.7 ASPECTOS LEGALES.

En México, el Estado es quien realiza las principales actividades vinculadas con los hidrocarburos, por medio de Petróleos Mexicanos (PEMEX), la estructura de la empresa está integrada por un Corporativo, sus organismos: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Refinación, y PEMEX Petroquímica, así como sus empresas Filiales.

**PEMEX Exploración y Producción:** Se encarga de la exploración y explotación del petróleo y del gas natural, así como de su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

**PEMEX Refinación:** Las funciones básicas de PEMEX Refinación son los procesos industriales de refinación elaboración de productos petrolíferos y derivados de petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La Subdirección de PEMEX Refinación realiza planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las Estaciones de Servicio integrantes de la franquicia PEMEX para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.

**PEMEX Petroquímica:** Elabora, comercializa y distribuye productos para satisfacer la demanda del mercado a través de sus empresa filiales y centros de trabajo. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas de Petróleos Mexicanos. PEMEX Petroquímica guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, etc.

**Gas y Petroquímica Básica:** Dentro de la cadena del petróleo, PEMEX Gas ocupa una posición estratégica, al tener la responsabilidad del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, comercialización y almacenamiento de sus productos.

La realidad concreta relacionada con la tradición legal en México en materia de hidrocarburos, en los últimos tiempos necesariamente se remite a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

El artículo 25 indica que "el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas que señala el artículo 28, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos que en su caso se establezcan" y el artículo 28 Constitucional señala como estratégicos al petróleo, carburos de hidrogeno sólido, líquidos y gaseosos entre otros.

El artículo 27 cuenta además con una Ley Reglamentaria, que entre su articulado principal establece lo siguiente:

1. Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentre en el territorio nacional incluida la plataforma continental en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

2. Sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos siguientes:

a) La exploración, explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación.

b) La exploración, la explotación, la elaboración y ventas de primera mano de gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensable y necesario para interconectar su explotación y elaboración.

c) La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, tales como: etano, propano, butanos, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas y metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenido de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.

Por otra parte la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, le confiere a la Secretaría de Energía entre otras las responsabilidades las siguientes:

1. Conducir la política energética del país.

2. Ejercer los derechos de la Nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólido, líquidos y gaseosos, energía nuclear; así como respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.

3. Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica nuclear, con apego a la legislación en materia ecológica.

En lo que respecta específicamente a la paraestatal Petróleos Mexicanos, su Ley Orgánica establece dentro de sus disposiciones generales lo siguiente:

1. El Estado realizará las actividades que le corresponden en exclusiva en las áreas estratégicas del petróleo, demás hidrocarburos y petroquímica básica, por conducto de Petróleos Mexicanos y de los Organismos descentralizados subsidiarios en los términos que esta Ley establece, y de acuerdo con la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo y sus reglamentos.

2. Petróleos Mexicanos, creado por decreto del 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, tiene por objeto, conforme a lo dispuesto en esta Ley, ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal en los términos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

3. Petróleos Mexicanos y sus Organismos Descentralizados, de acuerdo con sus respectivos objetos, podrán celebrar con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos y suscribir títulos de crédito, manteniendo en exclusiva la propiedad y el control del Estado Mexicano sobre los hidrocarburos, con sujeción a las disposiciones legales aplicables. En lo que respecta, de manera particular, al marco regulador del gas natural en México (diagrama 3.5, pág. 55), el mismo se integra en un primer nivel el Artículo 27 Constitucional, seguido de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, inmediatamente después la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, posteriormente hacia abajo el Reglamento de Gas Natural y en último nivel las Directivas, los cuales se citan a continuación:

**Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.** La Reforma a la Ley Reglamentaria redefinió el ámbito de la industria petrolera y estableció los lineamientos generales de la estructura reguladora de la industria. Esta definió las actividades consideradas como estratégicas y reservadas al Estado (exploración, explotación, producción y ventas de primera mano) y las separó de aquellas abiertas a la participación del sector privado (construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como el comercio exterior y la comercialización del gas natural).

**Ley de la Comisión Reguladora de Energía.** En Octubre de 1995 el Congreso de la Unión promulgó esta ley, la cual transformó la CRE de un órgano consultivo en materia de electricidad, a un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, dotado con autonomía técnica y operativa, y encargado de la regulación en materia de gas natural, asimismo, amplió la autoridad de la CRE en esta materia.

**Reglamento del gas natural.** Este Reglamento precisa los principios reguladores en la Ley Reglamentaria, establece los principios y lineamientos de la regulación y atribuye al órgano encargado de desarrollar e instrumentar la regulación secundaria en la materia. El Reglamento también establece las disposiciones que rigen la participación de PEMEX y de los particulares en las actividades reguladas en materia de gas natural. Con el objeto de promover la competencia en la industria, se eliminaron las restricciones legales al comercio exterior y se desregularon las actividades de comercialización del gas natural. Congruente con esta estrategia, el Reglamento otorga facultades a la CRE para que regule tanto los precios como los términos y condiciones generales que rigen las ventas de primera mano. Por otro lado, en términos del Reglamento, la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución está sujeta a un régimen de permisos.

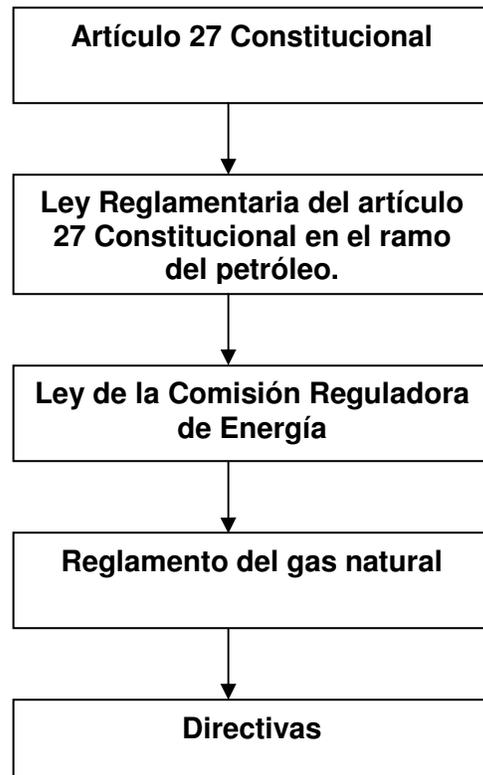
**Directiva sobre determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural.** Esta directiva establece las metodologías, criterios y bases que deben utilizar PEMEX y los permisionarios para el cálculo de los precios y tarifas.

**Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural.** Esta directiva establece los principios contables de aplicación general para los permisionarios, misma que pretende unificar la presentación de las obligaciones de información de PEMEX y los permisionarios a la CRE a fin de coadyuvar en el monitoreo sobre el cumplimiento de la regulación aplicable a los precios y tarifas.

**Directiva sobre la determinación de zonas geográficas para fines de distribución de gas natural.** Esta directiva establece los lineamientos generales que la CRE utiliza en el proceso de determinación de zonas geográficas para la distribución de gas natural.

**Directiva sobre las ventas de primera mano de gas natural.** Esta directiva establece los criterios y lineamientos que deberán ser observados por PEMEX y sus organismos subsidiarios en las ventas de primera mano de gas natural, así como las obligaciones de información y contabilidad sobre dichas ventas. En esencia, con ella se busca introducir elementos de certidumbre y contribuir al cumplimiento de la regulación de las ventas de primera mano. De esta manera los términos y condiciones generales para las ventas de primera mano se rigen por los siguientes principios:

- Transparencia, proporcionalidad y equidad en las relaciones contractuales entre PEMEX y los adquirientes, de manera que se asegure el suministro eficiente de gas natural.
- Vigilancia para que PEMEX no imponga condiciones contractuales unilaterales o discriminatorias.
- Establecimiento de condiciones de reciprocidad entre PEMEX y los adquirientes de gas natural.



**Diagrama 3.5 Marco regulador del gas natural en México.**

### 3.7.1 NORMATIVIDAD.

Con el propósito de mejorar la calidad, seguridad y eficiencia de los procesos, bienes y servicios, se pretende establecer una normatividad que regule las funciones de PEMEX Exploración y Producción, basándose primordialmente en lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, en la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y en relación con la modernización y adecuación del Marco Normativo que integra Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas y Normas de Referencias, por lo que primeramente se definirá lo siguiente:

**Marco Normativo:** Son los documentos normativos donde se establecen los requerimientos que regulan las características que deben cumplir las instalaciones y las actividades que se desarrollan en el proceso productivo de las instalaciones tales como: Leyes, Normas Oficiales Mexicanas, Normas manuales, Códigos y Especificaciones Extranjeras, etc.

**Marco Normativo Legal:** Colección de documentos que establecen las autoridades en sus tres niveles de gobierno (federal, estatal y municipal) conformada por: Constitución Política, Leyes, Convenios, Tratados, Reglamentos, Anexos (oficios, circulares y decretos).

**Marco Normativo Externo:** Normatividad nacional e internacional que se utiliza para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de la RMSO (NMX, NOM, ESPECIFICACIONES PEMEX, API, ASTM, ANSI, AWS, entre otras).

**Marco Normativo Interno:** Son los procedimientos generados por cada uno de los elementos que conforman el Sistema Institucional de Administración y Seguridad, así como el de Protección Ambiental.

La normatividad es una de las partes más importantes para dirigir desde el diseño y la construcción de una obra, la cual se deberá de aplicar al pie de la letra como nos lo da el ordenamiento legal por lo que se dará su descripción de la siguiente manera y hablaremos que este fundamento se establece en los TRATADOS INTERNACIONALES ADHESIÓN DE MÉXICO AL GATT/ 1986, Acuerdo de obstáculos técnicos al comercio, Tratado Internacional Simple, Decreto DOF, 20 de Abril de 1988.

Decreto Publicado en el D.O.F del 20 de Abril de 1988:

1. Se abroga la Ley General de Normas, Pesas y Medidas publicada en el DOF el 07 de Abril de 1961.

2. Se expide la Ley sobre Metrología y Normalización en el DOF del 26 de Enero de 1988.

➤ Considera Normas Oficiales Mexicanas, tanto obligatorias como voluntarias.

3. Ley Federal sobre Metrología y Normalización publicada en DOF el 01 de junio de 1992.

➤ Considera la Norma Oficial Mexicana: obligatoria.

➤ Considera la Norma Mexicana: voluntaria.

➤ Y la Norma de referencia como Documento de las Entidades.

4. Decreto que modifica, deroga y adiciona diversas disposiciones a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de 1997 publicado en el DOF de Agosto de 1997.

- Considera: NOM's, NMX's, NRF's y adiciona Especificaciones Técnicas a cargo de las Entidades, en tanto se elaboren las Normas de Referencia.

La siguiente descripción de clasificación de documentos se explica a continuación:

**Norma Internacional:** Es la Norma que elabora un Organismo Internacional dedicado a la Normalización y el cual ha sido reconocido como tal por el gobierno de México en los términos del Derecho Internacional.

**Norma Oficial Mexicana (NOM):** Regulación de observancia obligatoria que establece las características y/o especificaciones de los productos y servicios cuando estos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o para el medio ambiente general y laboral.

**Norma Mexicana (NMX):** Regulación de aplicación voluntaria que constituirá referencia para determinar la calidad de los productos o servicios de que se trate particularmente para la protección y orientación de los consumidores.

**Norma de Referencia (NRF):** Regulación elaborada por las Entidades de la Administración Pública Federal, conforme a las cuales adquieran, arrienden o contraten bienes o servicios, cuando las Normas Mexicanas o Internacionales no cubran los requerimientos de las mismas.

En el Anexo B se presentan tablas de las direcciones electrónicas donde podemos encontrar la normatividad administrativa y técnica Nacional e Internacional.

En materia ambiental, hay secretarías en las cuales se tiene que tramitar diversos permisos (Anexo B).

En cuanto a control y emisión de contaminantes que se generarán se tiene la siguiente información.

**Emisiones atmosféricas:** En las obras de perforación se generarán SO<sub>2</sub> y compuestos de nitrógeno provenientes de los escapes del equipo.

**Aguas residuales:** Durante la perforación habrá generación de aguas negras provenientes del uso de aguas utilizadas para servicios generales, las cuales deberán ser sometidas a un tratamiento previo a su descarga.

**Residuos sólidos:** Los residuos sólidos como los recortes impregnados de fluidos de perforación, fluidos aceitosos y fluidos de perforación, se confinan en la plataforma en tambores y contenedores herméticos, una empresa especializada y autorizada se encarga de recogerlos y transportarlos a sus instalaciones para su disposición final. Los residuos sólidos domésticos del personal serán recolectados para su confinamiento en contenedores, los cuales serán trasladados a tierra para disponerlos según la normatividad ecológica establecida y normas de seguridad aplicables.

Con la investigación en fuentes secundarias, se analizó el área donde se ubicará el proyecto para conocer el medio socioeconómico y ecológico, donde se encontró áreas de ocupación inadecuada por riesgo de inundación en áreas ribereñas del río Nautla, alto porcentaje de terrenos baldíos y vacantes en la periferia, tendencia de crecimiento inadecuado hacia áreas no aptas para el desarrollo urbano, densidad de población muy baja que ha desalentado la introducción de infraestructura, áreas periféricas con déficit en la cobertura del servicio en los subsistemas de recreación y cultura, inexistencia en los elementos de los subsistemas abasto y comercio, grandes recorridos, inexistencia del equipamiento vial, terminales de camiones foráneos y suburbanos mal ubicadas, inexistencia de red de drenaje, desarrollo insipiente de la red de agua potable, contaminación de cuerpos de agua por materias fecales, detergentes y basura.

De acuerdo con los resultados de la investigación documental, en el área del proyecto no se encuentran especies endémicas.

Con respecto a ecosistemas frágiles, en las zonas aledañas al área terrestre del proyecto se ubica vegetación de manglar, sin embargo en el área en que se realizarán las actividades, actualmente ya existen caminos de acceso, por lo no se consideran afectaciones a este ecosistema.

Como se puede apreciar, en México existe toda una tradición legal referida la propiedad de los recursos naturales, en la que los hidrocarburos son considerados y salvaguardados por su Constitución Política como estratégicos. En esas condiciones, alguna propuesta de modificación o de introducción de algún instrumento nuevo de operación financiera se torna especial y sensible. De ahí la importancia de analizar el gas natural desde una perspectiva que incluya a la tradición descrita y los retos operacionales y financieros actuales y futuros, razón por la cual resulta necesario describir la importancia del gas en México.



## **CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

La evaluación de proyectos de inversión consiste en comparar todas las ventajas y beneficios contra las desventajas y costos que implican las propuestas con el fin proporcionar los elementos de juicio para que quien toma las decisiones pueda jerarquizar y seleccionar racionalmente la mejor opción.

Se distinguen tres niveles de profundidad en un estudio de evaluación de proyectos, el primero de ellos se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia, es decir, en términos monetarios sólo presenta cálculos globales de las inversiones como “perfil” o “identificador de la idea”.

Al segundo nivel se le denomina estudio de prefactibilidad o anteproyecto, el cual, profundiza la investigación en fuentes secundarias y primarias, en investigación de mercado, detalla la tecnología que se empleará, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto.

El nivel más profundo es el conocido como “proyecto definitivo”, el cual contiene toda la información del anteproyecto y es donde se tratan todos los puntos finos y a detalle de la información presentada. Las variables cualitativas son mínimas comparadas con los estudios anteriores.

Para fines del presente trabajo, se utiliza el segundo nivel, donde se utilizan los índices de rentabilidad más representativos mencionados en la página 60.

En esta parte del trabajo, es donde se podrá decidir la implantación del proyecto, ya que, su aceptación o rechazo recae en su mayor parte en la evaluación económica, debido a esto, la importancia de los métodos y conceptos utilizados, los cuales, deben ser claros para el inversionista.

#### 4.1 MÉTODOS USADOS PARA CÁLCULOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La evaluación de proyectos favorece o selecciona a aquellas inversiones que:

- Produzcan mayores ingresos en lugar de menores, siempre y cuando se recupere la inversión.
- Proporcione mayores beneficios sociales a la comunidad comparativamente con la inversión desarrollada.
- Genere una tasa de rendimiento más alta en lugar de una más baja, siempre y cuando ésta no sobrepase la tasa mínima requerida.

Los aspectos que sirven como base para esta evaluación son la determinación de la tasa social de descuento y el cálculo de los flujos netos de efectivo que provienen del estado de resultados proyectado para el horizonte de tiempo determinado, así como los indicadores de rentabilidad.

Los índices de rentabilidad de un proyecto de inversión sobre los que se apoya generalmente un “evaluador de proyectos” son:

- Valor Presente Neto (VPN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Período de Recuperación (PR)
- Relación Costo-Beneficio (B/C)

El análisis de la rentabilidad económica de un proyecto requiere el manejo de cuatro conceptos elementales, los cuales son: la inversión inicial, la tasa social de descuento, la vida económica y los ingresos netos.

La inversión inicial  $P$ , comprende todos los gastos que se realizan desde que se piensa por primera vez en el proyecto, hasta que el proyecto esté listo para arrancar la producción o prestar un servicio para el que fue concebido, forman parte de la inversión inicial los gastos o inversiones previas en estudios de campo, laboratorio y gabinete, en pruebas piloto y en todos los activos que conforman el proyecto.

La tasa social de descuento  $i$ , es la tasa que se utiliza en la evaluación social de proyectos del sector público.

La vida económica  $n$ , es el número de periodos estimados como la duración de los activos que integran la inversión inicial.

El flujo de efectivo neto  $FEN$ , es la diferencia entre los ingresos brutos y los costos de operación y mantenimiento. Como sabemos los ingresos brutos se obtienen de multiplicar el volumen de ventas por el precio; los costos de operación y mantenimiento son todas las erogaciones requeridas para el funcionamiento y conservación del negocio y no incluyen la amortización de la inversión inicial.

#### 4.1.1 Valor Presente Neto (VPN)

Es la diferencia que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

VPN > 0 Aceptar

VPN ≤ 0 Rechazar

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

#### 4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Generalmente conocido por su acrónimo TIR, es el tipo de descuento que hace que el VPN (valor actual o presente neto) sea igual a cero, es decir, el tipo de descuento que iguala el valor actual de los flujos de entrada (positivos) con el flujo de salida inicial y otros flujos negativos actualizados de un proyecto de inversión. En el análisis de inversiones, para que un proyecto se considere rentable, su TIR debe ser superior a la tasa de descuento empleada.

$TIR > i$  Aceptar

$TIR \leq i$  Rechazar

$$P = \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

#### 4.1.3 Periodo de recuperación (PR)

Se define comúnmente dicho periodo como el tiempo necesario para recuperar el costo inicial de una inversión mediante el flujo neto de efectivo producido por dicha inversión con una tasa de interés igual a cero. Es decir, si  $P =$  Costo inicial de la inversión y  $FEN =$  flujo neto de efectivo en el periodo  $t$ , entonces se define el período de pago como aquel valor de “ $n$ ” que satisfaga la ecuación:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{t=n_p} FEN_t(P/F, i, t)$$

En general, las más serias deficiencias del método de período de pago están en que no tienen en cuenta:

- El valor del dinero en el tiempo.
- Las consecuencias de la inversión que siguen al periodo de pago, incluyendo la magnitud y situación en el tiempo de los flujos de efectivo y la vida esperada de la inversión.

Si el proyecto en estudio ofrece un periodo de recuperación inferior al número de años establecido será aceptado, si se presenta un período más largo se rechazará.

$PR \leq n$  Aceptar

$PR > n$  Rechazar

#### 4.1.4 Relación Beneficio/Costo

La relación beneficio/costo se considera el método de análisis fundamental para proyectos del sector público. Existen diversas variaciones, sin embargo el enfoque fundamental es el mismo. Todos los costos y beneficios deberán convertirse a una unidad monetaria de equivalencia común (VP, VA ó VF) a la tasa de descuento.

La relación Beneficio/costo modificada está representada por la ecuación:

$$B/C = \frac{\text{beneficios} - \text{contrabeneficios} - \text{costos } M \& O}{\text{inversión inicial}}$$

El procedimiento modificado puede cambiar la magnitud de la razón pero no la decisión de aceptar o rechazar el proyecto.

El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a 1, lo que implica que:

$B/C > 1$ , los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.

$B/C = 1$ , los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.

$B/C < 1$ , los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

#### 4.2 COSTOS CONSIDERADOS DENTRO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

La presupuestación de éste proyecto es realizada por fichas de análisis de costos, (ésta evaluación no se refiere al análisis de fichas para determinar el costo por elemento), en un contrato de esta magnitud, se llegan a manejar más de 500 partidas o conceptos de trabajo dependiendo de su alcance; éstas partidas deberán apegarse a los requerimientos indicados en las bases de concurso y a lo indicado en las bases de licitación todo conforme a lo indicado también por la Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con las mismas, así como con su Reglamento de la misma en vigor.

Esta evaluación analiza los costos más significativos como Equipo de proceso, Sistema eléctrico, Sistema de seguridad, Sistema de protección catódica, Tubería ascendente (riser), Sistema de tuberías y soportaría, Sistema de telecomunicaciones, Sistema de instrumentación y control, Gasoductos y Estructura recuperadora; si embargo, hay aspectos que no se pueden medir en términos monetarios, como la contaminación y perturbaciones que traerá el proyecto al medio ambiente.

Las partidas que se utilizaron son:

<b>Trámites y Estudios</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Trámite de permisos CNA, PROFEPA, INE Secretaría de Energía y Estudios Geofísicos (gas somero) y Geotécnico (penetración de piernas), análisis de riesgo y estudio ambiental	13,200,000	1,191,335.74

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

---

<b>Equipo de proceso</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Depurador de gas de instrumentos (fa-3102)	197,700.00	17,842.96
Acumulador de gas de instrumentos (fa-3102)	19,500.00	1,759.93
Separador de prueba (fa-3100)	290,000.00	26,173.29
Equipo desarenador (fa-3101)	75,000.00	6,768.95
Paquete de calentamiento de gas (pa-3100 y pa-3101)	200,000.00	18,050.54
Calentador de gas de instrumentos (ea-3100)	218,000.00	19,675.09
Tanque de almacenamiento de inhibidor de hidratos (fb-3200)	7,549.35.00	681.35
Bombas de inyección de hidratos (metanol) ga-3200a/r	52,396.76	4728.95
Grúa pescante giratoria manual (pa-1003)	2,692,795.00	243,032.04
Lanzador de diablos de limpieza de 305 mm x 356 mm (hr-3100)	362,900.00	32,752.71
<b>Total</b>	<b>4,115,841.11</b>	<b>371,465.81</b>

<b>Sistema eléctrico</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Sistema de fuerza híbrido	118,334.40	10,680.00
Sistema de alumbrado para áreas exteriores	914,800.00	82,563.18
Sistema de alumbrado para alumbrado de emergencia y luces de ayuda a la navegación	357,000.00	32,220.22
Sistema de tierras	68,600.00	6191.34
<b>Total</b>	<b>1,458,734.4</b>	<b>131,654.74</b>

<b>Sistema de seguridad</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Sistema de protección a base de agua contra incendio.	5,659,100.00	510,750.00
Extintores y letreros de seguridad.	107,950.00	9,742.78
Sistema de detección de alarma.	167,300.00	15,099.28
<b>Total</b>	<b>5,934,350.00</b>	<b>535,592.06</b>

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

<b>Sistema de protección catódica</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Protección a base de ánodos de sacrificio.	1,315,916.00	118,764.98
<b>Total</b>	<b>1,315,916.00</b>	<b>118,764.98</b>

<b>Tubería ascendente (riser)</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Riser de 12" de diámetro y 12 metros de longitud	4,560,000.00	411,552.35
<b>Total</b>	<b>4,560,000.00</b>	<b>411,552.35</b>

<b>Sistema de tuberías y soportería</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Tuberías de proceso y servicios auxiliares, bridas, válvulas, conexiones, accesorios, soportería y protección anticorrosiva.	4,791,000.00	432,400.72
<b>Total</b>	<b>4,791,000.00</b>	<b>432,400.72</b>

<b>Sistema de telecomunicaciones</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Sistema de voz y datos: fibra óptica submarina, circuito cerrado de televisión (CCTV)	1,548,000.00	139,711.19
<b>Total</b>	<b>1,548,000.00</b>	<b>139,711.19</b>

<b>Sistema de instrumentación y control</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Instrumentación de campo, caseta de control, etc.	5,240,000.00	472,924.18
<b>Total</b>	<b>5,240,000.00</b>	<b>472,924.18</b>

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

---

<b>Gasoductos</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Gasoducto (12" x 1.5 km) gasoducto (24" x 18.5 km)	350,000,000.00	40,613,718.41
<b>Total</b>	<b>350,000,000.00</b>	<b>40,613,718.41</b>

**Costo total de la Estructura Tetrápodo.**

<b>TIRANTE DE AGUA</b>		<b>COSTO TOTAL</b>	<b>COSTO TOTAL</b>	<b>PESO TOTAL</b>
<b>Pies</b>	<b>Metros</b>	<b>Pesos</b>	<b>Dólares</b>	<b>Tons</b>
0	0			
50	15.240	41,113,600.00	3,710,613.70	1154
100	30.480	44,468,600.00	4,013,411.60	1279
150	45.720	49,528,600.00	4,470,090.30	1479
200	60.960	56,293,600.00	5,080,698.00	1754
<b>213.25</b>	<b>65.00</b>	<b>58,309,450.00</b>	<b>5,262,585.74</b>	<b>1835.2</b>
250	76.200	64,708,600.00	5,840,126.35	2079
300	91.440	76,408,600.00	6,896,083.03	2529
350	106.680	92,637,600.00	8,360,794.22	3119
400	121.920	113,955,600.00	10,284,801.44	3884
450	137.160	142,830,600.00	12,890,848.38	4899
500	152.400	182,166,600.00	16,441,028.88	6259

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

---

<b>Instalación de autoelevable</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Licitación y contratar autoelevable requerida	100,000.00	9,025.27
Proporcionar A/E en localización con apoyo de remolcadores	250,000.00	22,563.18
Instalación de autoelevable	6,902,000.00	622,924.19
Renta de equipo	34,272,000.00	3,093,140.79
<b>Total</b>	<b>41,524,000.00</b>	<b>3,747,653.43</b>

**Costo por especialidad de la alternativa Tetrápodo.**

<b>Especialidad</b>	<b>Costo total pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Proceso	1,498,914.00	162,356.86
Sistemas	2,537,310.00	228,999.10
Diseño de equipo de proceso	460,322.00	41,545.31
Civil - acero	17,231,951.00	1,555,230.24
Instrumentación y control	3,139,843.00	283,379.33
Seguridad industrial	1,716,774.00	154,943.50
Telecomunicaciones	8,256,502.00	745,171.66
Eléctrico	7,623,145.00	688,009.48
Ductos	3,633,965.00	327,975.18
Mecánico	9,658,084.00	871,668.23
Tuberías	4,224,992.00	381,316.97
Administración del proyecto	6,522,537.00	588,676.62
<b>Total mano de obra</b>	<b>66,504,309.00</b>	<b>6,002,193.95</b>
Viáticos	484,901.00	43,763.63
Gastos de transportación	562,053.00	50,726.81
Subcontrataciones de estudios	413,000.00	37,274.37
<b>Total</b>	<b>67,964,263.00</b>	<b>6,133,958.76</b>

**Costo instalación y puesta en marcha de Tetrápodo y equipo requerido.**

<b>Concepto</b>	<b>Costo total Pesos</b>	<b>Costo total dólares</b>
Carga, amarre y transportación	2,350,592.78	212,147.36
Instalación	8,628,559.00	778,750.81
Pruebas y puesta en operación	4,183,371.44	377,560.60
Manual de operación y mantenimiento	358,798.82	32,382.56
Libro de proyecto	790,861.00	71,377.35
Capacitación	1,301,910.63	117,500.96
Certificación de la obra	279,147.00	25,193.77
<b>Total</b>	<b>17,893,240.67</b>	<b>1,614,913.42</b>

Para llevar a cabo el análisis fue necesario establecer los beneficios tangibles e intangibles, con base en la posibilidad de traducirlos en términos de dinero; para lo cual se estableció lo siguiente:

**Beneficios tangibles:** son aquellos que pueden estimarse y/o por alguna metodología pueden cuantificarse.

A continuación se muestra la producción de cada uno de los pozos de la Estructura Recuperadora de Pozos (Cuadro 4.1, pág. 70), con la cual se puede cuantificar el valor del gas que se obtendrá anualmente.

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

---

		(MMPCD)															Gp (MMMPC)
PLAT.	Objet.	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Tetrapodo	REC. LANHAHUASA DL-1	0.7	14.7	12.1	10.6	9.3	8.2	7.2	6.4	5.6	4.9	4.3	3.8	3.4	3.0	2.6	35.3
Tetrapodo	REC. LANHAHUASA DL-2		34.1	31.9	28.1	24.7	21.7	19.1	16.8	14.8	13.0	11.5	10.1	8.9	7.8	6.9	91.1
Tetrapodo	REC. LANHAHUASA DL-3		10.8	12.7	11.1	9.8	8.6	7.6	6.6	5.8	5.1	4.5	4.0	3.5	3.1	2.7	35.0
Tetrapodo	REC. LANHAHUASA DL-4		4.8	7.7	6.7	5.9	5.2	4.5	4.0	3.5	3.1	2.7	2.4	2.1	1.9	1.6	20.5
		0.7	64.4	64.4	56.4	49.7	43.7	38.4	33.8	29.8	26.2	23.0	20.3	17.8	15.7	13.8	182.0

**Tabla 4.1** Producción de la Estructura Recuperadora de Pozos con la perforación de cuatro pozos.

**Beneficios intangibles:** son aquellos que están inherentes a la implantación del proyecto pero su cuantía depende de apreciaciones subjetivas que no pueden cuantificarse.

- Información oportuna en tiempo real, para la toma de decisiones.

El valor de la información en tiempo real es una de las ayudas más importantes que los sistemas digitales de monitoreo y control proporcionan a todos los niveles, ya que el contar con esta información organizada, con tendencias y registros históricos, permite tomar mejores decisiones tanto operativas, de mantenimiento, de acciones correctivas, etc.

- Optimización de las operaciones.

Operativamente el tener sistemas automatizados propicia: contar con información en tiempo real, lo cual, será base para una mejor toma de decisiones; disminuir los tiempos para estabilizar el proceso, evitar posibles paros de equipo y eliminar la concentración de disturbios al presentarse un descontrol de las operaciones; lograr dosificaciones adecuadas de agentes químicos a la demanda de proceso, con la consecuencia de una posible disminución en el consumo, así como ahorros importantes en los costos de estos insumos.

- Programación adecuada del mantenimiento.

Es necesario incorporar una rutina de mantenimiento preventivo, mediante análisis de tendencias de comportamiento de las variables, con lo cual se puede prever el mal funcionamiento del equipo. Se deben realizar las actividades programadas de mantenimiento preventivo, ahorrando en actividades de emergencia y correctivas que son de muy alto costo.

- Incremento de seguridad en las instalaciones.

Con el fin de minimizar los riesgos propios del manejo del gas, se deben implantar mejores sistemas de protección y de seguridad, no solo por proteger al personal sino también a las instalaciones de posibles desastres. Uno de los medios más eficaces, es la detección de riesgos y el tener los elementos para su control y combate, lo cual se logra mediante sistemas automatizados, ya que estos reducen la posibilidad de errores humanos.

- Disminución del deterioro ecológico.

Dentro de las operaciones del manejo del gas, se tienen riesgos de alteraciones al medio ambiente provocados por los errores en la operación manual y fallas en los equipos, fugas en ductos que pueden provocar derrames de aceites, fugas de gases tóxicos y/o explosivos, por lo que la implantación de sistemas

automatizados ofrecen una gran confiabilidad en las instalaciones adquiriendo información en tiempo real, que permite el detectar anomalías, su tendencia y fallas en la operación de los equipos, contribuyendo a que se tomen acciones que protejan al medio ambiente antes de que suceda la falla.

- Optimización de actividades del personal.

El contar con instalaciones modernas provoca que se tenga una mejora en la distribución de tareas y como consecuencia una optimización del personal.

### **COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL PROYECTO**

Las consecuencias de no invertir en este proyecto, como los planteamientos iniciales lo indican son:

- Probables daños ecológicos y humanos por fugas.
- Mayor costo de gas por pie cúbico manejado.
- Quema de recursos escasos necesarios en otros sectores al no aprovechar el 100% el gas asociado.
- Mayores riesgos por recorrer mayores distancias.

### **4.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD**

En el Cuadro 4.2 pág. 73 y 74 se muestran los valores del análisis, utilizando los métodos descritos anteriormente.

## EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

Horizonte de evaluación 15 años

Tasa de interes 12%

Paridad respecto al dólar 11.08

AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	0	1	2	3	4	5	6	7
<b>Ingeniería</b>	67,964,263.00							
<b>trámites</b>	13,200,000.00							
<b>equipo</b>		\$4,115,841.11						
<b>sistemas</b>		\$24,848,000.40						
<b>estructura</b>		\$58,309,450.00						
<b>instalación de equipo</b>		\$17,893,240.67						
<b>instalación de estructura</b>		\$41,524,000.00						
<b>operación</b>		\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00
<b>mantenimiento</b>		\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00
<b>ducto</b>		\$350,000,000.00						
<b>Total</b>	\$81,164,263.00	\$541,690,532.18	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00
<b>VP</b>	\$81,164,263.00	483,652,260.80	35,873,724.49	32,030,111.15	28,598,313.53	25,534,208.51	22,798,400.45	20,355,714.69

Beneficios

<b>Ingresos</b>	\$0.00	\$21,419,344.99	\$1,970,579,739.00	\$1,970,579,739.00	\$1,725,787,225.00	\$1,520,773,494.00	\$1,337,179,109.00	\$1,175,004,068.00
<b>VP</b>	\$0.00	\$19,124,415.17	\$1,570,934,103.00	\$1,402,619,735.00	\$1,096,768,981.00	\$862,927,722.00	\$677,456,551.00	\$531,512,168.20

<b>Flujo de efectivo</b>	-\$81,164,263.00	-\$520,271,187.19	\$1,925,579,739.00	\$1,925,579,739.00	\$1,680,787,225.00	\$1,475,773,494.00	\$1,292,179,109.00	\$1,130,004,068.00
<b>Flujo de efectivo VP</b>	-\$81,164,263.00	-\$464,527,845.63	\$1,535,060,378.51	\$1,370,589,623.85	\$1,068,170,667.47	\$837,393,513.49	\$654,658,150.55	\$511,156,453.51
<b>Valor presente acumulado</b>	-\$81,164,263.00	-\$545,692,108.63	\$989,368,269.88	2,359,957,893.73	3,428,128,561.20	4,265,522,074.69	4,920,180,225.24	5,431,336,678.75

VPbeneficio=7,835,595,395.25 VPN=7,004,468,540.85

VPcosto m&o=306,488,902.1 TIR=23.9

VP Inv Ini=524,637,952.4 B/C=14.35

PRI=2 años6meses

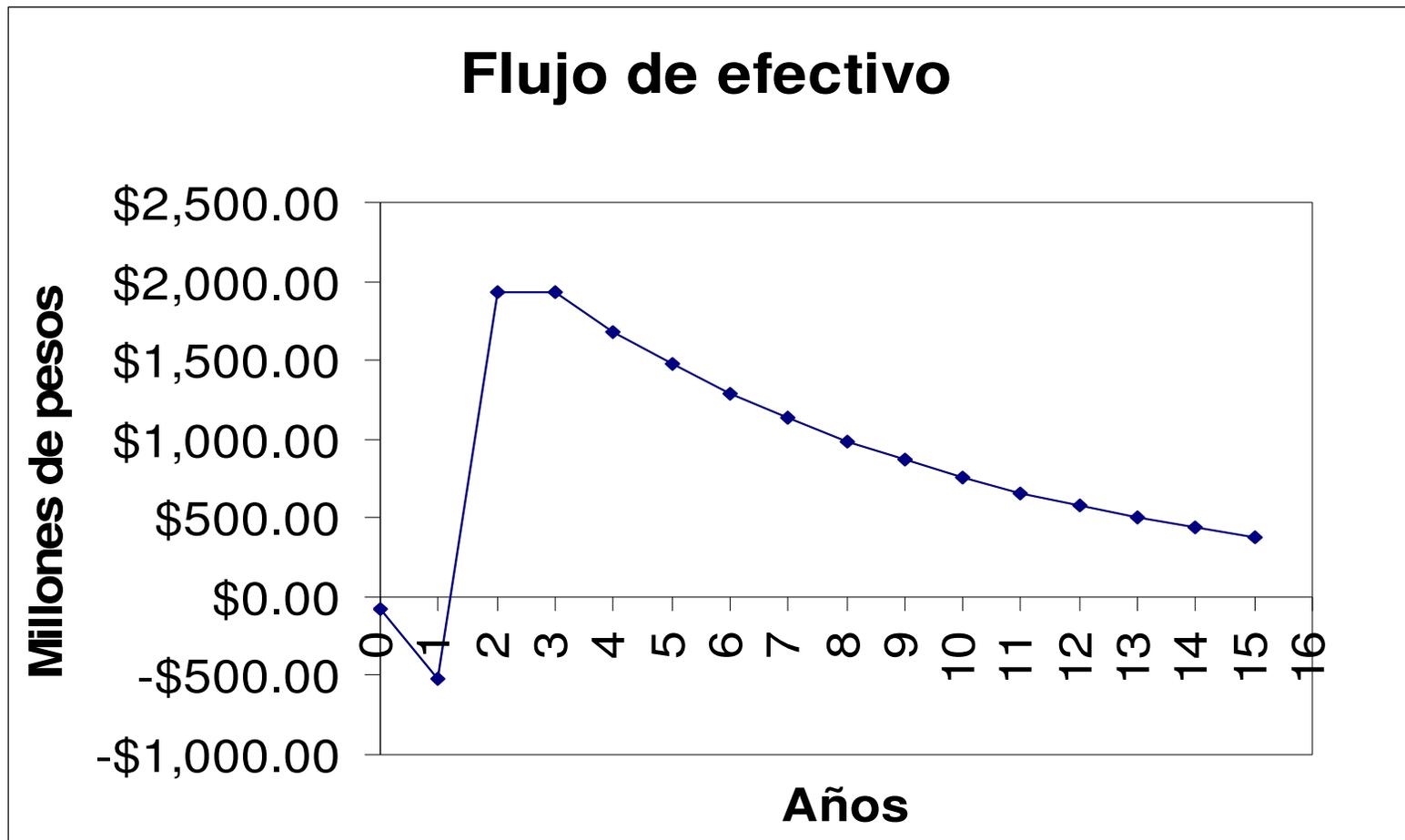
EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
8	9	10	11	12	13	14	15	
\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	\$20,000,000.00	
\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	\$25,000,000.00	
\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$45,000,000.00	\$1,252,854,795.18
18,174,745.26	16,227,451.12	14,488,795.65	12,936,424.68	11,550,379.18	10,312,838.56	9,207,891.57	8,221,331.76	\$831,126,854.40

\$1,034,248,372.00	\$911,852,115.30	\$801,695,483.90	\$703,778,478.30	\$621,161,004.70	\$544,663,344.00	\$480,405,309.10	\$422,267,087.00	\$15,241,393,913.29
\$417,715,571.00	\$328,823,014.10	\$258,124,489.70	\$202,319,495.10	\$159,436,558.60	\$132,385,529.00	\$98,300,444.33	\$77,146,618.05	\$7,835,595,395.25

\$989,248,372.00	\$866,852,115.30	\$756,695,483.90	\$658,778,478.30	\$576,161,004.70	\$499,663,344.00	\$435,405,309.10	\$377,267,087.00	\$13,988,539,118.11
\$399,540,825.74	\$312,595,562.98	\$243,635,694.05	\$189,383,070.42	\$147,886,179.42	\$122,072,690.44	\$89,092,552.76	\$68,925,286.29	\$7,004,468,540.85
5,830,877,504.49	6,143,473,067.47	6,387,108,761.52	6,576,491,831.94	6,724,378,011.36	6,846,450,701.80	6,935,543,254.56	7,004,468,540.85	

Continuación Cuadro 4.2. Evaluación de estructura recuperadora de pozos.



Gráfica 4.1. Flujo de Efectivo.











## CONCLUSIONES

A pesar de que Pemex enfrenta una situación difícil de superar y seguimos perdiendo participación en el mercado, debido a que las inversiones por parte de Pemex no han evolucionado al ritmo del crecimiento de la demanda y de nuestras necesidades de modernización, sabemos que contamos con suficientes materias primas. Tenemos gas natural e hidrocarburos que nos permitirían abastecer al sector industrial y doméstico, suficiente para sustentar el crecimiento de la industria de nuestro país en los próximos 15 años.

Es de gran importancia tomar acciones para evitar que las importaciones del gas natural superen a las exportaciones, ya que la explotación del gas natural tiene una amplia oportunidad de desarrollo dentro de Pemex en su carácter de empresa petrolera. Con un mercado con gran demanda de gas natural, nuestras oportunidades radican en aprovechar las materias primas con que contamos, nuestro capital humano y el conocimiento que tenemos de la industria, sólo así podremos recuperar el lugar que tuvimos en el pasado.

Con el fin de resolver la problemática descrita anteriormente, se requieren inversiones que impulsen la integración de las cadenas productivas y eleven la competitividad, como es el caso del Proyecto Lankahuasa, en cuyo estudio realizado en esta tesis se arroja que:

- Es un proyecto que tiene ventajas económicas.
- Es económica y técnicamente factible.
- Se tendría una participación activa en el mercado.

- Con la instalación de la estructura recuperadora de pozos se tendría una estructura económica y reutilizable, además de contar con seguridad en las instalaciones.
- Se aplica de tecnología selectiva de comprobada eficiencia, acorde con las características y exigencias del proyecto.
- Existe convivencia armónica con las comunidades y estricto apego a las normas vigentes de seguridad industrial y protección ambiental.
- Se consolida la cultura de la calidad como medio vital para el crecimiento de la organización.

Con la realización del proyecto Lankahuasa, se incrementará la producción de gas natural y dará como resultado mayores niveles de operación de la capacidad actual, así como abrirá camino a nuevos proyectos de gas natural.

El proyecto Lankahuasa no necesariamente estará exento de dificultades. Sin embargo, el deber de Petróleos Mexicanos es intentar aprovechar las oportunidades propicias con que cuenta nuestro país, tener el compromiso de continuar elevando la rentabilidad, y de convivir armónicamente con una sociedad cada vez más exigente y demandante de recursos energéticos, es decir, **“ser líderes en producción de gas natural, rentabilidad y optimización de procesos, en un ambiente de bienestar laboral y social”**.

## **ANEXO A**

### **Sistema Marino de Explotación**

#### **1. Sistemas Fijos de Acero.**

De acuerdo a su función se pueden clasificar en:

##### **Plataformas de perforación.**

Estas cuentan con 2 cubiertas. La superior sirve para alojar la paquetería de perforación y la torre, así como las grúas, módulo habitacional, la zona de insumos así como el helipuerto. En la cubierta inferior se puede encontrar el equipo de producción así como los tableros de control de pozos y lanzadores y recibidores de diablos. En un tercer nivel, cuenta con un área habitacional. Tienen capacidad para perforar hasta 12 pozos y sus cubiertas están localizadas de 16 a 21 m sobre el nivel del mar.

##### **Plataformas de inyección.**

El objetivo de estas estructuras es la de inyectar agua presurizada a los estratos productores de crudo cuya producción ha sido mermada para incrementar el rendimiento de otros pozos.

##### **Plataformas de producción.**

Estas plataformas contienen equipo e instalaciones para separar la mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos que se encuentran en el hidrocarburo recién extraído y darle un tratamiento para posteriormente transportarlo a través de oleoductos. Dependiendo de la capacidad de manejo de hidrocarburos estas plataformas se pueden clasificar en temporales o permanentes:

- Las temporales, generalmente son octápodos que constan de 2 cubiertas, las cuales se sitúan entre 16 y 21 m del nivel del mar.
- Las permanentes, se cuenta con equipo de deshidratación de crudo y tratamiento de agua producida además de contar con el mismo equipo que las temporales.

**Plataformas de enlace.**

Estas generalmente son octápodos (el tamaño depende de las líneas que maneje), cuentan con una cubierta que se sitúa a 16 m por encima del nivel del mar y sirven de enlace entre plataformas perforadoras y productoras y su función es recibir el hidrocarburo de la plataforma perforadora y mandarlo por medio de ductos a las plataformas productoras para su separación y transportación ya sea a tierra o a mar. También cuenta con instalaciones para lanzar y recibir diablos.

**Plataformas habitacionales.**

Estas plataformas cuentan con dos cubiertas, las cuales se localizan de 16 a 22 m sobre el nivel del mar, pueden ser octápodos o tetrápodos, las cuales sirven para soportar los módulos de vivienda, las cuales pueden tener capacidad de hasta 127 personas en 45 habitaciones, estas están instaladas en los complejos productores. Cuenta con los servicios de helipuerto, sistema contra incendio, planta de tratamiento de aguas negras, comedores, biblioteca, clínica, sistema de radiocomunicaciones, potabilizadora de agua, cocina, salas de recreación, generadores de energía eléctrica y gimnasio.

**Plataformas de compresión de gas.**

Estas plataformas son octápodos, las cuales cuentan con 2 plataformas que se levantan de 16 a 22 m por encima del nivel del mar y contienen el equipo para endulzar el gas amargo que se extrae de las plataformas productoras y así poder enviarlo a las plataformas de enlace o a las terminales en tierra.

**Plataformas de rebombeo.**

Esta plataforma cuenta con 2 cubiertas que se elevan entre 18 y 27 m por encima del nivel del mar y contiene turbobombas las cuales son necesarias para impulsar el hidrocarburo por los ductos submarinos para poder llegar a su destino. También cuenta con generadores para producir la energía que se utilizará.

**Plataformas de telecomunicaciones.**

Estas plataformas son generalmente trípodas, cuya única cubierta se eleva a 16 m del nivel del mar y contiene la torre de telecomunicaciones, el módulo de telecomunicaciones, los módulos de radares y algunas veces módulo habitacional y helipuerto. Tienen su central en tierra.

**Plataformas para quemador.**

Estas plataformas tienen una cubierta que se eleva a 16 m del nivel del mar, la cual está sostenida por tres columnas, estas soportan un puente de comunicación el cual lleva una línea hasta el quemador, una torre para el quemador y el

quemador del gas excedente que no se puede aprovechar, cuando se separa éste del crudo. Su función es evitar que el crudo se derrame mediante una campana de recolección.

### **Plataformas de apoyo intermedio.**

Estas plataformas se encuentran de 15 a 78 m por encima del nivel del mar y generalmente son trípodes con una cubierta de elevación. Estas se utilizan para soportar puentes de comunicación cuando los claros son muy grandes (25 a 110 m). Estos puentes son utilizados como puentes peatonales o como soporte para tuberías que contienen gas, agua y crudo.

### **Plataformas recuperadoras de pozos.**

Estas estructuras también se llaman protectoras de pozos, las cuales son temporales y sirven como apoyo al conductor y tiene la función de proteger a los pozos que se han perforado con fines exploratorios. En caso de que sea productivo el pozo, se procede a la instalación de la plataforma (aunque actualmente se toma como definitiva su selección), así como la tubería ascendente y la línea submarina para el envío de hidrocarburos y en ocasiones se adicionan más pozos. Cuando el pozo no es productivo este se tapona y se abandona. Estas cuentan con una o dos cubiertas, que se elevan generalmente a 16 m del nivel del mar. También cuentan con un helipuerto y generalmente son trípodes o tetrápodos. A continuación se presentan consideraciones acerca de la estructura recuperadora de pozos:

- Se utilizan elementos prefabricados que se pueden ensamblar con relativa facilidad para hacer una estructura ligera que se adapte a diversos tirantes de agua.
- Es económica en cuanto a la adquisición de materiales.
- El conductor no se considera como parte de la plataforma.
- Facilidad en la instalación ya que hay un mínimo de partes atornilladas.
- Utilización de pilotes faldones, lo que hace una recuperación fácil.

## **2. Sistemas semifijos.**

### **Plataformas flexibles.**

Esta plataforma utiliza menor peso estructural que en un sistema rígido para resistir las fuerzas de oleaje. La cubierta se apoya en una torre armada con miembros tubulares. La flotación se logra por medio de tanques sumergidos localizados en la parte superior de la torre. Esta flotación es contrarrestada con el lastre que se encuentra en la parte inferior de la torre. La variación de las cargas

verticales se absorbe a través de un conjunto de pilotes centrales. Las cargas horizontales y de torsión en la base, se transmiten al suelo por medio de pilotes perimetrales.

### **Plataformas autoelevables (Jackups).**

Estas plataformas generalmente son trípodes (pero podemos encontrar desde monópodos hasta con 14 piernas) y su torre de perforación se ubica en un cantiliver móvil, lo que permite el acercamiento de la misma a los pozos de la plataforma fijas. Estas estructuras son utilizadas para la perforación y reparación de pozos, las podemos mover por remolcadores o por autopropulsión. Cuando se encuentra en la posición deseada, las piernas se bajan hasta alcanzar el fondo marino, y es entonces cuando se eleva la cubierta hasta alcanzar la altura requerida por encima del nivel del mar, además cuenta con un módulo habitacional y helipuerto. Estas se clasifican en:

- Plataformas autoelevables con piernas independientes. Estas generalmente se utilizan donde el suelo marino es desigual. Para soportarla tienen una copa muy pequeña en cada pierna y pueden ser poligonal, circular o cuadrada.
- Plataformas autoelevables con plancha de apoyo. Estas se utilizan en zonas donde el área marina es casi pareja ya que sólo soportan 1.5° de inclinación del suelo marino.

### **Plataformas con piernas tensionadas (TLP).**

Las Tensión Leg Plataform (TLP) son estructuras consideradas para tirantes de agua muy profundos. Esta plataforma se encuentra anclada en el fondo por elementos verticales, los cuales se mantienen en tensión debido al exceso de flotación en la plataforma. Los tensores se anclan al fondo marino por medio de una estructura fabricada a partir de acero estructural y cimentada mediante pilotes. Una parte esencial de estas estructuras son las Flex-Joints, las cuales son juntas fabricadas de acero y material elastomérico, las cuales permiten a la estructura desplazarse horizontalmente sin provocar flexión a los tensores.

### **Plataforma con torre atirantada.**

Estas plataformas son de piernas rectas, es decir no tienen ningún ángulo de deflexión como las Jacket, además de contar un sistema de tirantes en la parte superior que se anclan en el fondo marino. Los problemas que presenta esta estructura son problemas de transporte y lanzamiento así como problemas de fatiga tanto en juntas como en los tensores.

### **3. Sistemas flotantes.**

#### **Barcos de producción, almacenamiento y descarga (EPSO).**

Estos sistemas tienen la ventaja de poder trabajar en aguas remotas, la profundidad promedio en las que las podemos encontrar es de 200 m y la característica más importante de este sistema, es la de transportar y almacenar el crudo además de producirlo, pero tienen la desventaja de que estos no tienen la capacidad de contener el equipo de perforación y reparación de pozos.

#### **Plataformas semisumergibles.**

Estos sistemas, al momento de perforar no tocan el suelo marino debido a que cuentan con pontones, los cuales son largos rectángulos de acero huecos, los cuales contienen aire para que el sistema flote, debido a lo anterior cuenta con un sistema de anclas para mantenerse en la zona a perforar, este sistema generalmente cuenta con 8 anclas conectadas al casco por un sistema para enrollar y desenrollar por medio de cadenas o líneas de acero. Principalmente cuenta con 2 cascos inferiores para estabilizar la plataforma. La ventaja es que proveen poca resistencia al ser remolcados y tienen gran estabilidad. Cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico necesario para cuando el tirante de agua aumenta a 500 m. Existen varios diseños de plataformas semisumergibles como las triangulares, las de cuatro cascos longitudinales y pentagonales de cinco flotadores.

A continuación se mencionan algunas de las características que tienen las estructuras recuperadoras, las cuales son las de importancia para esta tesis.

#### **Descripción de diferente concepto de las estructuras recuperadoras de pozos tipo “Jacket”.**

##### **Concepto Sea Horse.**

Estas estructuras son patentadas por “Atlantia Engineering” (Fig. A1, pág. 85) concebida inicialmente como una estructura para apoyo temporal del conductor mientras se instala una plataforma. Se instala en campos de 3 a 105 m de profundidad. Esta estructura puede ser recuperada y reutilizada, puede constar de 2 cubiertas y consta de las siguientes partes principales:

Superestructura: la constituye la cubierta de producción formada por secciones prismáticas y soportada por una columna central de sección tubular que conecta directamente con la columna principal de la subestructura. En la parte media de

esta columna se encuentra una abrazadera para sujetar el conductor en su posición superior. En la parte superior se puede localizar un helipuerto.

Subestructura: esta es de tipo piramidal y está formada totalmente por secciones tubulares, consta de una columna central que se extiende desde la base y conecta a la superestructura en la zona atmosférica. A ella se unen cuatro elementos diagonales en la parte superior, a los que se extiende hasta la base de la estructura y conecta con las piernas (camisas) localizadas en cada una de las cuatro esquinas, dentro de las cuales se encuentran los pilotes conectados a la estructura mediante un relleno cementante y anillos de acero soldados en el interior en el interior de las camisas y el exterior de los pilotes. La columna principal lleva instaladas dos abrazaderas, una en la base y otra en la parte superior, con propósitos de sujeción del conductor, además cuenta con tubos guía para la instalación del atracadero, placas para apoyo en el lecho marino y ánodos de sacrificio que se encuentran en el cuerpo de la subestructura.

Cimentación: La constituyen cuatro pilotes de una sola pieza que penetran a través de las piernas (camisas) en el fondo marino hasta la profundidad del diseño. En la parte superior de cada uno de ellos, se encuentra la zona de conexión con la estructura principal, que consta de los anillos de acero que transmiten las fuerzas generadas en la estructura al sistema de cimentación.

Ventajas:

- Ligereza y simplicidad.
- Economía y rapidez en su instalación.
- Requerimientos mínimos para transportación e instalación.
- Se construyen en secciones.
- Estructura reutilizable.
- Pilotes incados en una sola sección.

Desventajas:

- Uso del conductor como elemento estructural, en algunos casos.
- La configuración estructural cambia en profundidades del orden de 50 m o mayores.
- Conexiones atornilladas.
- Requieren de barcasas para el incado de pilotes.

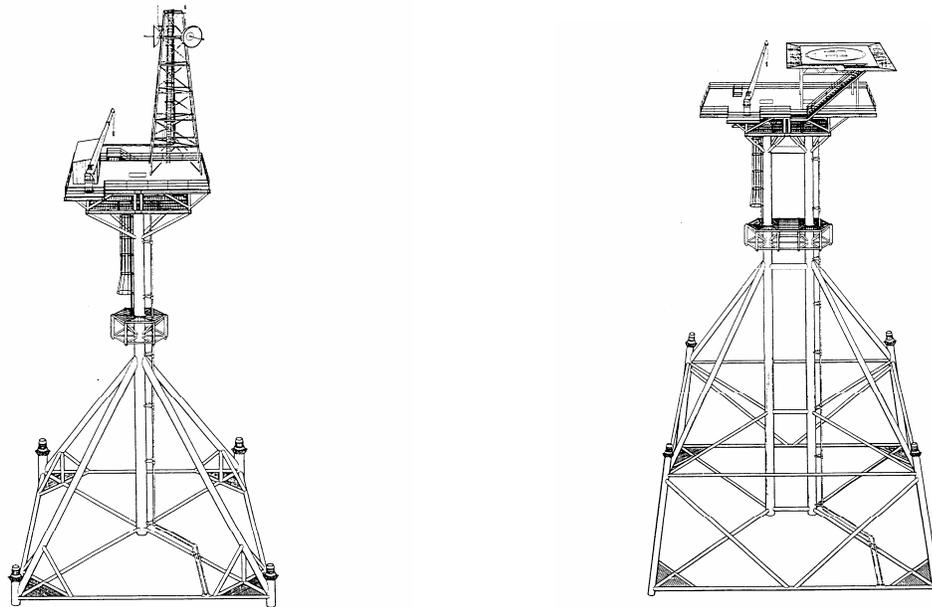


Fig. A1. Estructuras recuperadora tipo Sea Horse.

### **Concepto MOSS.**

Esta estructura MOSS (Minimum Offshore Support Structures) desarrollada por CBS Engineering intenta reducir el peso de la subestructura y el tonelaje en los pilotes, en todos los casos el conductor puede ser utilizado como una pierna para complementar la estructura o pueden incorporarse pilotes tipo faldón. De este concepto se desprenden varias estructuras MOSS con diferentes características.

**MOSS I:** Diseñada para profundidades de hasta 46 m. Utiliza al conductor como un elemento estructural, formado con este y dos piernas adicionales con pilotes internos, un trípode similar a los tradicionales. La unión de las dos piernas adicionales con el conductor se realiza a través de elementos diagonales y horizontales sujetos al conductor mediante abrazaderas. Su cubierta está compuesta por dos piernas que se prolongan desde el jacket hasta la parte superior (Fig. A2, pág. 86).

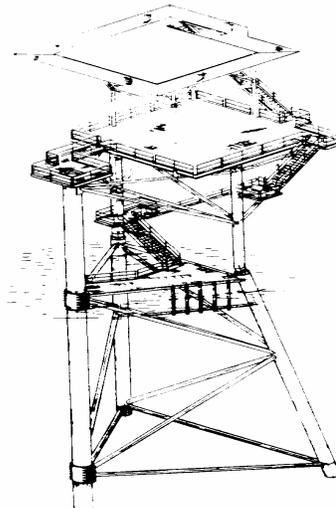


Fig. A2. Estructuras recuperadora tipo MOSS I.

**MOSS II:** Esta consiste en dos elementos diagonales unidos a una abrazadera, en su parte superior sujeta a la “cabeza del conductor”, mientras que su sección inferior, a nivel de lecho marino, se une a unas camisas por donde se insertan los pilotes. Las diagonales, normalmente se colocan formando un plano con una inclinación de  $60^\circ$  con respecto a la línea de lodos. La cubierta está constituida en forma modular con un helipuerto que se encuentra en la parte superior del conductor que se conectan al mismo mediante una abrazadera. Se utiliza en áreas con tirante de agua de hasta 43 m (Fig. A3, pág. 86).

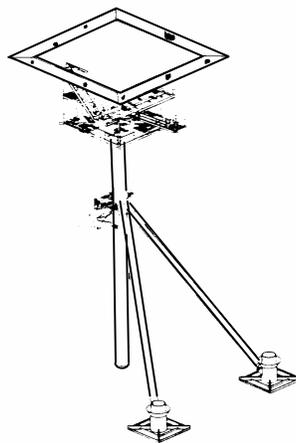


Fig. A3. Estructuras recuperadora tipo MOSS II.

**MOSS III:** Consta de una pierna vertical con pilote principal y dos pilotes tipo faldón. El pilote principal se extiende a lo largo de la pierna del jacket desde la línea de lodos hasta por encima del nivel medio del mar, proporcionando soporte a la cubierta. La superestructura puede estar conformada por dos cubiertas con helipuerto. Su utilización se considera adecuada en áreas de hasta 90 m de tirante de agua (Fig. A4, pág. 87).

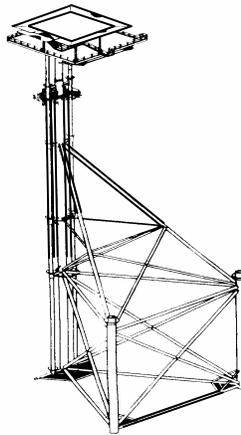


Fig. A4. Estructuras recuperadora tipo MOSS III.

**MOSS IV:** Esta estructura es un trípode vertical con un pilote principal y dos pilotes tipo faldón. La sección del trípode que conforma la subestructura se extiende hasta la parte superior para proporcionar soporte a la superestructura, que puede constar de una o dos cubiertas con un helipuerto. Se recomienda para tirantes de agua de hasta 90 m (Fig. A5, pág. 87).

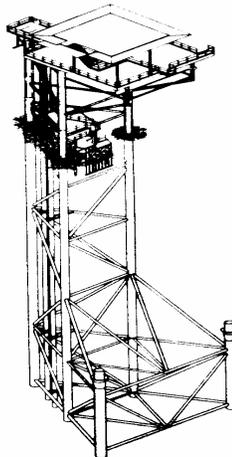


Fig. A5. Estructuras recuperadora tipo MOSS IV.

Ventajas:

- Diseño para un rango de profundidades de 45 a 91 m.
- Diseño para un arreglo de hasta 5 pozos.
- Resistencia de tormenta con periodo de hasta 100 años.
- Superestructura de una o dos cubiertas.
- Pedestal para soportar grúas con capacidad de 3 a 5 toneladas.

Desventajas:

- Uso del conductor como elemento estructural principal.

**Concepto PFC/QUADPOD.**

Este concepto PFC/QUADPOD (The Pre-installed Foundation Concept (PFC) Jacket), es desarrollado por Thronson Engineering Corporation (Fig. A6, pág. 89) e involucra la preinstalación de los pilotes de cimentación utilizando una plantilla especialmente diseñada para este fin localizándola en el lecho marino y sus partes principales son:

**Subestructura:** Consta de una columna central que se extiende desde la cubierta de la superestructura para proporcionarle soporte, hasta un punto sobre la línea de lodos, que a su vez une a las tres o cuatro piernas de la subestructura que le proporcionan una forma piramidal. Estas piernas tienen una pendiente hasta la línea de lodos, donde se encuentran instaladas las extensiones de las piernas que constituyen los elementos de conexión con los pilotes mediante el cementado de la porción anular que resulta entre dichas extensiones y los pilotes previamente instalados. Las piernas de la subestructura tienen dimensiones variables requeridas por el diseño, sin depender del diámetro de los pilotes. Debido al uso de la plantilla de cimentación, no se requieren elementos horizontales en el nivel inferior.

**Superestructura:** Consta de una o dos cubiertas unidas a la columna central, que a su vez soporta el helipuerto. Para aguas muy someras, la sub y superestructura pueden ser fabricadas en una sola pieza, eliminando costos y tiempos de instalación. En algunos casos, las piernas de la subestructura pueden continuarse para constituir el soporte de las cubiertas.

**Plantilla de cimentación:** Constituye la parte novedosa del diseño, consiste en una estructura plana cuyo único objetivo es proveer de guías para la instalación

precisa de los pilotes en el fondo marino, una vez hincados, la plantilla puede ser retirada para posteriores usos, o dejarla permanente en el sitio.

Cimentación: Lo constituyen los pilotes tubulares contruidos en una sola pieza, de punta abierta que se hincan verticalmente en el fondo marino. Estos pilotes sobresalen del fondo marino no más de 1.5 m.

Ventajas:

- Fuerzas de oleaje minimizadas.
- Reducción de esfuerzos en condiciones de transportación y lanzamiento.
- Protección catódica reducida.
- Costos iniciales bajos y gran potencial de reutilización.
- Facilidad de ajuste a diferentes tirantes de agua.
- Pre-instalación de la subestructura sobre los pilotes.
- Estandarización de componentes.
- Prefabricación de camisas para pilotes.

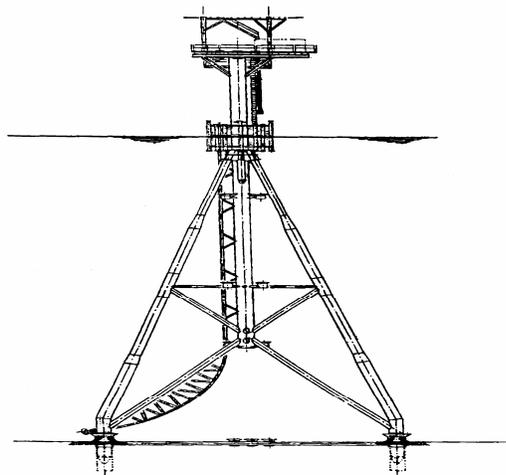


Fig. A6. Estructura recuperadora tipo PFC/QUADPOD.

### **Concepto triMPie.**

Este concepto es manejado por el Instituto Mexicano de Petróleo, esta estructura es fabricada con dos estructuras tubulares a través de las cuáles se instalarán los pilotes y se une el conductor mediante abrazaderas localizadas a diferentes elevaciones para formar un trípode. Esta cubre profundidades entre 20 a 30 m (Fig. A7, pág. 90).

Superestructura: La constituye una cubierta mínima y un helipuerto. Los análisis realizados muestran un comportamiento estructural satisfactorio en todas sus etapas. Este concepto es factible de modificarse empleando pilotes tipo faldón para reducir las dimensiones de las piernas y la longitud de los pilotes.

Ventajas:

- Ahorros sustanciales en material.
- Trabajo de patio mínimo.
- Instalación sencilla.

Desventajas:

- Uso del conductor como elemento estructural.
- Gran vulnerabilidad ante golpes de embarcaciones.

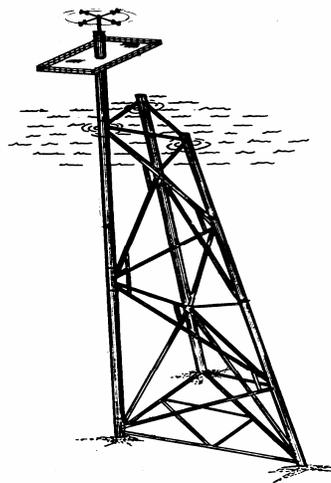


Fig. A7 Estructura recuperadora tipo TrIMPie.

### **Concepto MOD-QUAD.**

Este concepto realizado por Mustang Engineering Inc. (Fig. A8, pág. 92), muestra el uso de componentes estructurales modulares prefabricados que pueden ser ensamblados en un momento determinado para generar una estructura ligera que podrá ser instalada en tirantes de agua variables, conservando su integridad, sin generar esfuerzos residuales que puedan afectar el comportamiento estructural durante su vida útil, ya que está preparada para que sin desmontar elementos, pueda ser instalada fácilmente. Sus partes principales son:

Cubierta de la superestructura: proporciona acceso al cabezal del pozo así como apoyo al equipo electromecánico y de proceso. La componen elementos estructurales que constituyen el sistema de soporte apoyados en una columna central. Contiene un helipuerto.

La superestructura. Está compuesta por:

- Quad-Module: es el módulo superior de la subestructura, compuesto por una columna central donde se apoya la superestructura, con cuatro elementos se conectan en su extremo inferior con las cuatro columnas principales, que se extienden hasta el lecho marino a través de los módulos intermedios y/o del módulo de placa base. Variaciones pequeñas en el tirante de agua se absorben modificando la longitud de la sección superior de la columna central.
- Módulo intermedio: este módulo permite incrementos de la profundidad en múltiplos de 6.1 m. Está constituido por cuatro columnas y una central, que junto con otras cuatro forman planos verticales en "X" para asegurar la integridad estructural durante las etapas de fabricación, transportación, instalación y operación.
- Módulo de apoyo en el lecho marino: Contiene las placas de apoyo temporal en el lecho marino y las camisas para los pilotes. Se integra a uno de los módulos intermedios, facilitando su ensamble en el patio de fabricación son el Quad Module o con otros de los módulos intermedios según sea requerido.

Cuando la estructura se localiza en tirantes de agua de 13 m, los módulos intermedios no se hacen necesarios, empleando en este caso un módulo de cimentación en forma de plantilla que contiene las placas de apoyo en el lecho marino y las camisas que alojarán los pilotes.

Cimentación: la constituyen cuatro pilotes con diámetro dependiendo del tirante básico de diseño y de la variación del tirante de agua que se espere cubrir.

Ventajas:

- Buen comportamiento estructural.
- El conductor no es elemento estructural.
- Fácil y diferente adaptación a diferentes rangos de profundidad.
- Facilidad y rapidez en la construcción e instalación.
- Estructura ligera.
- Conexiones atornilladas mínimas.

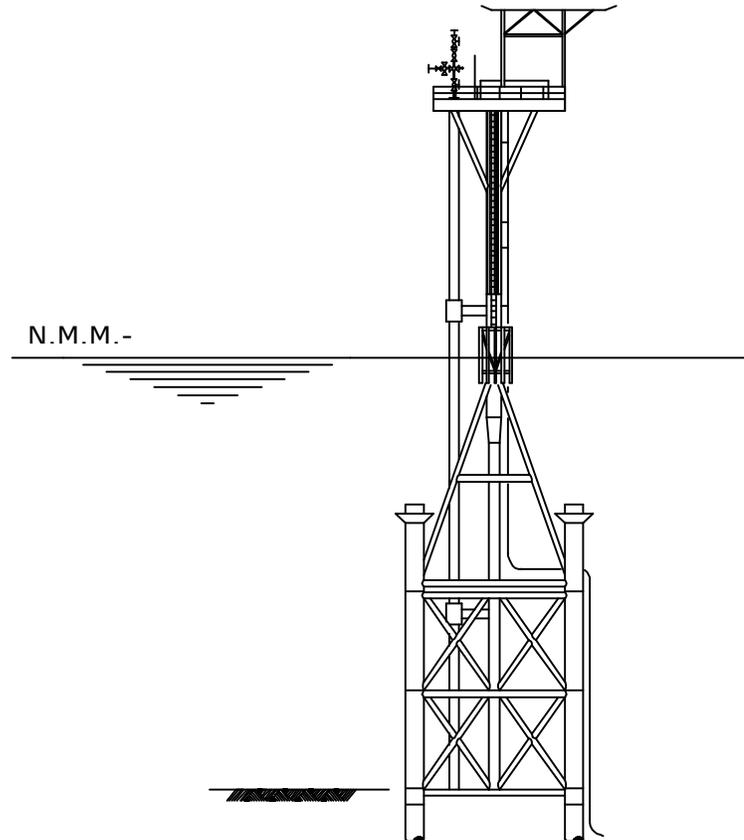


Fig. A8. Estructura recuperadora tipo MOD-QUAD.

Desventajas:

- Peso excesivo de todo el conjunto.

**Concepto MOD-QUAD modificado.**

El IMP junto con Mustang Engineering (Fig. A9, pág. 93), trabajaron para proporcionar una estructura que cumpliera con los requerimientos modernos de la industria petrolera, como resultado surgió una modificación propuesta al concepto estructural original, que busca aprovechar el buen comportamiento estructural de éste, su versatilidad para adaptarse a diferentes tirantes de agua, así como su facilidad de instalación, optimizando sus características estructurales. Esto se logró realizando las siguientes modificaciones:

- Se eliminan las “camisas” para los pilotes desde el módulo superior hasta el módulo de apoyo en el fondo marino.
- Se localizan los pilotes en “camisas” sujetas únicamente al módulo inferior. Lo anterior permite dimensionar las columnas de los módulos superior e intermedios sólo por requerimientos de esfuerzos y no por las dimensiones de los pilotes, permitiendo su optimización estructural.
- Se modifica la configuración estructural de los módulos superiores y de cimentación para permitir el uso de pilotes tipo faldón en el módulo inferior.

Ventajas adicionales:

- Ahorro considerable en peso y costo.
- Reducción en el diámetro de las columnas principales.
- Abatimiento de las fuerzas por oleaje.
- Reducción en la longitud de los pilotes.
- Trabajo mínimo de buzos.
- No hay elementos desmontables.

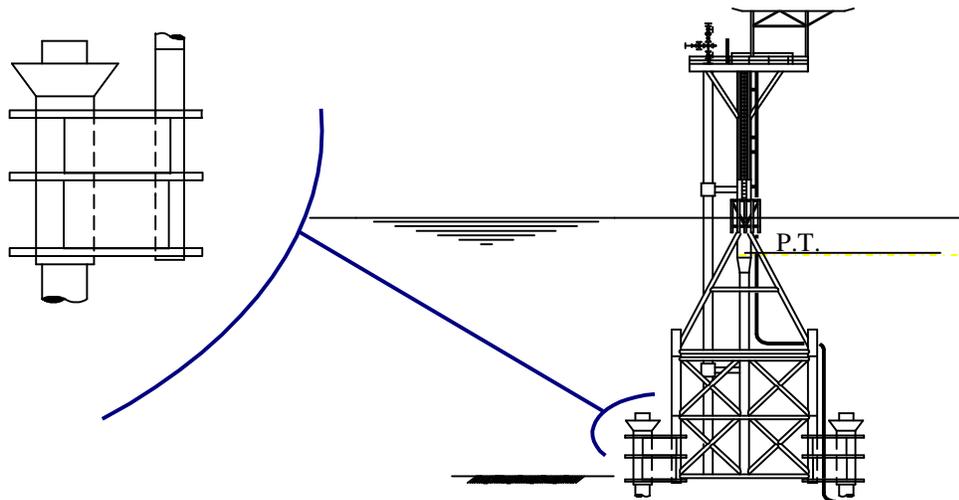


Fig. A9. Estructura recuperadora tipo Concepto MOD-QUAD modificado.

El usar estructuras mínimas para la recuperación de pozos exploratorios representa una opción bastante atractiva económicamente, estas estructuras tiene una limitante en su capacidad debido su poca redundancia estructural, la cual debe de considerarse si se planea hacer modificaciones en el futuro. Los conceptos vistos anteriormente son factibles de ser mejorados para su aplicación.

### **Etapas consideradas en el diseño de una plataforma.**

Las estructuras vistas anteriormente pasan por cinco etapas, las cuales son:

1. Fabricación.
2. Transportación.
3. Instalación.
4. Operación.
5. Reutilización o remoción.

#### **Fabricación.**

Durante esta etapa, los elementos de la estructura están sometidos a esfuerzos generados por las maniobras de manipulación y ensamble de los mismos (Fig. A10, pág. 94). Dependiendo de los métodos constructivos, algunas partes de la estructura se habilitan por separado para luego integrarse al sistema estructural modularmente.



Fig. A10. Fabricación de estructura en patios.

#### **Transportación.**

El procedimiento empleado para cargar la subestructura a la barcaza de transportación es por medio de ser izada por una grúa cuando la estructura es ligera, o arrastrada sobre las vigas de deslizamiento del patio de fabricación para ir abordando las vigas de deslizamiento que están sobre la barcaza (Fig. A11, pág. 95). Esta operación es iniciada cuando se acodera la embarcación al muelle de carga del patio y se termina cuando la estructura queda instalada a bordo, una vez que sucede esto, se inicia la etapa de transportación del patio de fabricación al

sitio de instalación. Durante el trayecto, la estructura estará sujeta a giros y deslizamientos que aceleran la masa que las compone, esto se debe tomar en cuenta para determinar las fuerzas de inercia que se generan debido a la masa en movimiento para diseñar adecuadamente los elementos y la sustentación de la estructura de la barcaza. Se recomienda que la transportación se realice durante condiciones climatológicas y oceanográficas favorables para evitar que el oleaje ponga en riesgo el sistema.



Fig. A11. Transportación.

### **Instalación.**

Esta etapa incluye todas las maniobras para la instalación definitiva, este es el periodo que abarca desde su lanzamiento de la barcaza de transportación hasta que la plataforma está lista para su operación, incluyendo piloteado y posicionamiento vertical (Fig. A12, pág. 96).



Fig. A12. Instalación de pilotes y conductores.

### **Lanzamiento.**

En el momento en que la estructura arriba a su destino es necesario descargarla de la barcaza de transportación. Esta maniobra se puede realizar de dos maneras, mediante izaje o lanzamiento al mar. El proceso de lanzamiento se lleva a cabo inundando la barcaza por popa para generar un ángulo inicial de lanzamiento, inmediatamente después, se tira de las orejas de botadura de la subestructura por medio de un par de malacates colocados en la proa de la barcaza de manera que cuando la estructura rompe la resistencia de fricción estática entre sus correderas y las vigas de deslizamiento, inicia su movimiento hacia el agua. Una vez que la subestructura es lanzada se sumerge, volviendo a la superficie después de alcanzar su condición de equilibrio hidrostático.

La posición crítica durante el lanzamiento es el momento en que el centro de gravedad de la subestructura pasa sobre los pernos de giro de las vigas-balancín, las cuales son un par de vigas móviles colocadas en la popa de la barcaza que tienen por objeto suavizar la entrada de la subestructura al agua. Cuando en la maniobra de arrastre hacia el agua el centro de gravedad de la estructura coincide con el pivote de las vigas-balancín, todo el peso de ella estará soportando únicamente sobre las dos vigas.

**Izaje de superestructura.**

Cuando la estructura ya se encuentra en el sitio de localización, comienza el proceso de instalación sobre la subestructura previamente posicionada y piloteada. En un análisis previo se determinan los esfuerzos que se generan en la superestructura al ser izada de la barcaza de transportación y montada sobre los pilotes que sobresalen de las piernas de la subestructura. Adicionalmente se obtuvieron los esfuerzos mecánicos para diseñar las orejas de izaje y las deformaciones en la estructura para garantizar el adecuado acoplamiento. (Fig. A13, pág. 97).



Fig. A13. Izaje de una subestructura.

**Apoyo en el fondo marino.**

Cuando la estructura está cerca de colocarse verticalmente en el fondo marino en su localización definitiva, después de la maniobra de giro a la posición vertical, los mecanismos de inundación de las piernas han permitido ya el acceso del agua a través de ellas. Es cuando las placas de apoyo deben soportar el peso propio de la subestructura sumergida, aunado a las cargas de viento, oleaje y corriente esperadas durante la maniobra.

**Hincado.**

Por medio de los pilotes se realiza la fijación de la estructura al lecho marino, los pilotes deben cumplir con las características adecuadas para proporcionar el soporte a la estructura bajo las condiciones que esté sujeta durante su vida útil, éstos deberán ser instalados de tal forma de que eviten problemas mientras se instale y permitan la nivelación de la estructura, estos problemas pueden derivarse de la suspensión del hincado cuando la punta del pilote se encuentra en estratos inadecuados, o cuando esta actividad se interrumpe debido a la incidencia del mal tiempo, y los pilotes aún no han alcanzado la profundidad de diseño, también se deberá poner mucho cuidado con el número de golpes que recibe el pilote.

**Operación.**

Durante esta etapa, la estructura empieza a producir según lo especificado en las bases de diseño.

**Remoción para reutilización desecho.**

Esta etapa comprende la reutilización o desecho de la plataforma dependiendo de su estado. Con el fin de instalar una estructura se deben realizar diversos estudios de sitio los cuales son:

- **Estudios geofísicos.** Proporcionan la información de las formaciones o estructuras geológicas del área de interés además de proporcionar información de los recursos a explotar.
- **Estudio geotécnicos.** Proporcionan información sobre las condiciones de lecho y subsuelo marino requerida para realizar la el diseño de cimentación: estratigrafía, características mecánicas del suelo, resistencia al corte, etc.
- **Estudio ambientales.** Estos estudios son necesarios para conocer información debido a que la estructura estará sujeta a los fenómenos meteorológicos y oceanográficos tales como: altura de la ola, altura de la marea astronómica, período asociado a la ola, altura de la marea de tormenta, velocidad de viento y corriente.

**ANEXO B**

INFORMACIÓN	FUENTE DE DIRECCIÓN ELECTRÓNICA	CONTENIDO
Dirección General de Normas Secretaría de Economía	<a href="http://www.secofi.gob.mx./normas/home.html">http://www.secofi.gob.mx./normas/home.html</a>	Acceso gratuito a las Normas Oficiales Mexicanas, Normas Mexicanas, Normas de Referencia.
Intranet de PEP (Sistema NORPEP)	<a href="http://www.smx.pep.pemex.com/indice.html">http://www.smx.pep.pemex.com/indice.html</a>	Acceso gratuito a las especificaciones técnicas y normas de referencia de PEP.
Normateca Electrónica (PEP)	<a href="http://www.normateca.sur.pep.pemex.com.">http://www.normateca.sur.pep.pemex.com.</a>	Acceso libre a NOM'S, NMX'S documentos PEMEX y PEP. Para documentos extranjeros internacionales se requiere licencia de uso.
Comité Interorganismos de Ductos	<a href="http://www.ductos.pemex.com./normatividad.html">http://www.ductos.pemex.com./normatividad.html</a>	Acceso gratuito a los documentos normativos emitidos por el CID.
Intranet de PEMEX	<a href="http://www.intranet.pemex.com/diario">http://www.intranet.pemex.com/diario</a>	Acceso gratuito al Diario Oficial de la Federación.
Intranet de la Región Marina Noreste	<a href="http://www.home.mne.pep.pemex.com/edm">http://www.home.mne.pep.pemex.com/edm</a>	Acceso a Normas, Lineamientos Procedimientos de la RMNE.
Intranet de la Región Marina Suroeste	<a href="http://142.192.60.1/otros/proyectos.html">http://142.192.60.1/otros/proyectos.html</a>	Acceso a documentos normativos técnicos de la RMSO.
Secretaría de Energía	<a href="http://www.energia.gob.mx">http://www.energia.gob.mx</a>	Acceso gratuito a la documentación normativa del Sector Paraestatal relacionada con los hidrocarburos
Normateca Corporativa	<a href="http://www.dcsipa.pemex.com/normateca/index.html">http://www.dcsipa.pemex.com/normateca/index.html</a>	Normatividad Extranjera.
Sistema Integral para la Administración de la Seguridad y Protección Ambiental	<a href="Http://www.sur.pep.pemex.com/rsductos/cto.html">Http://www.sur.pep.pemex.com/rsductos/cto.html</a>	Procedimientos SIASPA.
Secretaría de Economía	<a href="http://www.secofi.gob.mx">http://www.secofi.gob.mx</a>	Acceso gratuito a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, así como su Reglamento, Tratados Internacionales de Libre Comercio, Páginas afines de Normalización técnica extranjera e internacional como lo son: AFNOR, BSI, GEN, IEC, ISO, entre otros.
Auditoría de Seguridad y Protección Ambiental (PEMEX Refinación)	<a href="http://www.asipa.ref.pemex.com">http://www.asipa.ref.pemex.com</a>	Acceso gratuito a documento normativo de PEMEX y PEMEX Refinación

**Cuadro B1 Direcciones electrónicas de fuentes de información.**

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

INFORMACIÓN	FUENTE DE DIRECCIÓN ELECTRÓNICA	CONTENIDO
Occupational Safety & Health Administration	<a href="http://www.oshaslc.gov/OhDoc.Additional.html">http://www.oshaslc.gov/OhDoc.Additional.html</a>	Acceso gratuito a las publicaciones de la OSHA.
American Petroleum Institute	<a href="http://www.api.org/cat/toc.cgi">http://www.api.org/cat/toc.cgi</a>	Acceso al listado de publicaciones de API. Incluye una breve descripción de documento y año de edición.
American Society of Mechanical Engineers	<a href="http://www.asme.org/catalog/">http://www.asme.org/catalog/</a>	Acceso al listado de publicaciones de ASME. Incluye una breve descripción del documento y año de edición.
American Society for Testing and Materials	<a href="http://www.astm.org/cgi-bin/Soft.Cart.exe/STORE/standardsearch.htm?L+mystore+tofg6148+94048312">http://www.astm.org/cgi-bin/Soft.Cart.exe/STORE/standardsearch.htm?L+mystore+tofg6148+94048312</a>	Acceso al listado de publicaciones de ASTM. Incluye un resumen completo del documento y año de edición.
American Welding Society	<a href="http://www.aws.org/cgi-bin/shop/srchform?qQfEesYK::1">http://www.aws.org/cgi-bin/shop/srchform?qQfEesYK::1</a>	Acceso al listado de publicaciones de AWS. Incluye breve descripción del documento y año de edición.
Instrument Society of America	<a href="http://www.isa.org/reference/index.cfm#search">http://www.isa.org/reference/index.cfm#search</a>	Acceso al listado de publicaciones de ISA. Incluye una breve descripción del documento y año de edición.
International Organization for Standardization	<a href="http://www.iso.ch/projects/ics.html">http://www.iso.ch/projects/ics.html</a>	Acceso al listado de publicaciones de ISO. Incluye año de edición.
American National Standards Institute	<a href="http://web.ansi.org/public/search.asp">http://web.ansi.org/public/search.asp</a>	Acceso al listado de publicaciones de ANSI. Incluye una breve descripción del documento y año de edición.
National FIRE Protection Association	<a href="http://catalog.nfpa.org/cgi-bin/SoftCart.exe/choosestore.html?E+nfamembers">http://catalog.nfpa.org/cgi-bin/SoftCart.exe/choosestore.html?E+nfamembers</a>	Acceso al listado de publicaciones de NFPA. Incluye una breve descripción del documento y año de edición.
British Standards Institution	<a href="http://www.bsi.org.uk">http://www.bsi.org.uk</a>	Acceso al listado de publicaciones de BSI. Incluye año de edición.
CSSINFO	<a href="http://www.cssinfo.com">http://www.cssinfo.com</a>	Página donde se puede consultar los estándares de cualquier organización de Estados Unidos, Europeas e Internacionales.

**Cuadro B2 Direcciones de Estándares y Códigos Extranjeros.**

EVALUACIÓN DE UNA ESTRUCTURA RECUPERADORA DE POZOS

<b>Secretaría de Energía</b>	Otorga permiso de construcción, operación, desmantelamiento de toda actividad petrolera Otorga el registro del perito en el ramo petrolero según lo establece el Art. No. 6 del RTP. Realiza la constancia de verificación de pruebas hidrostáticas
<b>Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca</b>	En donde se manifieste algún impacto al medio ambiente, se debe recabar el resolutivo correspondiente para el desarrollo de los proyectos, construcción, operación y mantenimiento de las obras.
<b>Ayuntamientos o Municipios.</b>	Otorga las licencias de construcción para todo tipo de obra. Expide alineación y número oficial, extiende permisos de obra en vía pública. Lleva la regulación de catastro y todo lo que este dentro de sus funciones como alcantarillado, tomas de agua, entre otros.
<b>Secretaría de Comunicaciones y Transportes a través de la Coordinación General de Puertos y Marina Mercante</b>	Se llevan a cabo convenios para otorgar concesiones en la ocupación de zona federal marítimo-terrestre, así como lo relacionado a terrenos ganados al mar. Sobre los señalamientos marítimos de instalaciones, el empleo de embarcaciones extranjeras, se debe notificar el posicionamiento de instalaciones alojadas en el mar, aguas interiores y vías navegables, así como la construcción y operación de muelles. Permisos especiales para que se descarguen materiales en puertos, escolleras, protecciones playeras.
<b>Secretaría de Marina</b>	Notificar los señalamientos marítimos de instalaciones y el posicionamiento de instalaciones alojadas en el mar, aguas internas y vías navegables.
<b>Gobierno de los Estados</b>	Otorgan la factibilidad y licencia de Uso del Suelo. Expiden permisos de construcción para todo tipo de obra dentro de su jurisdicción como sistemas de alcantarillado, drenajes, tomas de agua, entre otros.
<b>Comisión Nacional del Agua.</b>	Otorga los permisos para cruzamientos en forma aérea, subfluvial y a fondo perdido con estructuras hidráulicas o cuerpos de agua, así como instalaciones marginales. Concesión de zonas (agua nacionales, ríos, lagunas, canales, presas, drenes, esteros, entre otros). Autorización de la explotación de mantos acuíferos (pozos u otra fuente) para dotación de agua a instalaciones. Lo concerniente a la construcción de acueductos, obras de toma en un canal, entre otros. También junto con la SEMARNAT se encargan de las descargas de aguas residuales.
<b>Secretaría de la Defensa Nacional.</b>	Regula y proporciona el uso de explosivos que se necesiten en obras. Otorga el permiso en cruces u ocupaciones marginales de caminos a su cargo. Lo referente a guarniciones militares para resguardo de las instalaciones. En caso de una solicitud, acude a salvaguardar o hacer valer los intereses de Petróleos Mexicanos.

**Cuadro B3 Permisos que otorgan diversas secretarías en materia ambiental.**

## ANEXO C

### SIGLAS

**Bpc** : Billones de pies cúbicos.

**CFE**: Comisión Federal de Electricidad.

**CPG**: Complejos Procesadores de Gas.

**CRE**: Comisión Reguladora de energía.

**LFC**: Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

**mmpcd**: Millones de pies cúbicos diarios.

**mmmppc**: Miles de millones de pies cúbicos.

**PEP**: PEMEX Exploración y Producción.

**PGPB**: PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

**PPQ**: PEMEX Petroquímica.

**PSIG**: Siglas de "pounds per square inch gauge" - libras por pulgada cuadrada manométrica. La presión manométrica siempre ignora la primera atmósfera absoluta (14,696 psia).

**SENER**: Secretaría de Energía.

**SEN**: Sistema Eléctrico Nacional.

**SNG**: Sistema Nacional de Gasoductos.

**TETCO**: Texas Eastern Transmisión Corp.

**tmca**: Tasa media de crecimiento anual.

**VPM**: Ventas de Primera Mano.

**ZMVM**: Zona Metropolitana del Valle de México.

**ANEXO D**

**Factores de conversión**

<b>Unidad base</b>	<b>Factor de conversión</b>	<b>Nueva unidad</b>
1 pie cúbico	1.03	MBTU de gas natural
1 BTU	1,055,056	Joules
1 BTU	252	calorías
1 caloría	4,1868	Joules
1 kilocaloría	3,968254	BTU
1 Gigajoule	239,000,000	calorías
1 petacaloría	132,76	megawatts
1 watt hora	3,600	Joules
1 metro cúbico	6,28981041	barriles
1 metro cúbico	35,31467	pies cúbicos
1 metro cúbico	1,000	litros
1 millón de metros cúbicos	6,289.8	miles de barriles
1 millón de pies cúbicos	178,107	miles de barriles
1 pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1 galón	0.0238	barriles

## GLOSARIO

**Autoabastecimiento.** Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los copropietarios o socios.

**Cargas accidentales.** Son las cargas provocadas por movimientos sísmicos, que se pueden presentar en la localización de las estructuras.

**Cargas ambientales.** Son cargas que generan los fenómenos meteorológicos (viento), oceanográfico (oleaje y corriente).

**Cargas muertas.** Son las que no cambian con la fase de operación tales como: peso propio de la estructura, peso del equipo permanente montado en la estructura, fuerza hidrostática que actúa sobre la estructura.

**Cargas vivas.** Son aquellas que pueden cambiar en alguna fase de la operación, o de una fase a otra como: peso de los equipos salvavidas y herramientas que puedan ser removidas de la cubierta, peso de provisiones y líquido almacenados en tanques, fuerzas inducida en la plataforma por operación como perforación, anclajes de barcos, manipulación de materiales, cargas de helicópteros.

**Ciclo combinado** Tecnología que utiliza gas natural para generar energía eléctrica como combustible. Consta de dos partes. En la primera los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

**Cogeneración.** Tecnología para producir en forma secuencial dos tipos de energía útiles a los procesos industriales. Normalmente energía eléctrica y energía térmica.

### **Criogénica.**

Planta que, mediante un proceso de bajas temperaturas separa y elimina cualquier componente del gas que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como son el dióxido de carbono, el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

**Endulzamiento:** Se conoce como endulzamiento el tratamiento de aceites que contienen altos niveles de ácido sulfhídrico o mercaptanos para convertirlos en productos comerciales.

---

**Energía primaria** Las distintas fuentes de energía tal como se obtienen de la naturaleza, ya sea directamente o después de un proceso de extracción.

**Energía primaria** Las distintas fuentes de energía tal como se obtienen de la naturaleza, ya sea directamente o después de un proceso de extracción.

**Gas seco:** Gas cuyo contenido en metano puede variar en volumen de 95% a 99%.

**Net back:** Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.

**Región Centro:** Considera las siguientes entidades federativas: Hidalgo, Morelos, México, Puebla, Tlaxcala y Distrito Federal.

**Región Centro – Occidente:** Considera las siguientes entidades federativas: Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí y Zacatecas.

**Región Noreste:** Considera las siguientes entidades federativas: Chihuahua, Durango, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

**Región Noroeste:** Considera las siguientes entidades federativas: Baja California, Baja California Sur, Sinaloa y Sonora.

**Región Sur- Sureste:** Considera las siguientes entidades federativas: Campeche, Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Quintana Roo, Tabasco, Veracruz y Yucatán.

**Reservas Posibles (1P):** Volumen de hidrocarburos potencialmente asociados a yacimiento, cuya probabilidad de extracción es de 10% y depende de sus características estratigráficas y geológicas.

**Reservas Probables (2P):** Volumen de hidrocarburos potencialmente asociados a yacimientos, extraíbles con certidumbre del 50% utilizando nuevas tecnologías probadas, que permitan mejorar el horizonte de extracción.

**Reservas Probadas (3P):** Volumen de hidrocarburos asociados al yacimiento, extraíbles con certidumbre del 90% utilizando las tecnologías disponibles.

---

**Reservas Remanentes Totales:** Es la suma de las reservas posibles, probadas<sup>104</sup> y probables en una fecha determinada.















## **BIBLIOGRAFÍA.**

Sapag, Nassir y Sapag, Chain, Preparación y Evaluación de Proyectos, Cuarta Edición, Edit Mc. Graw Hill, Colombia, 2003.

Blank, Leland y Tarquin, Anthony, Ingeniería Económica, Quinta edición, Edit. Mc. Graw Hill, México, 2004.

Baca, Urbina Gabriel, Evaluación de proyectos, Cuarta edición. Edit Mc. Graw Hill, México, 2003.

Fontaine, R. Ernesto, Evaluación social de proyectos, Doceava edición, Edit. Alfaomega, Chile, 2005.

Bolívar, Héctor, Elementos para la evaluación de proyectos de inversión, UNAM Facultad de Ingeniería, México, 2001.

Desarrollo del Criterio para el Diseño y Evaluación de Instalaciones Marinas de la Sonda de Campeche, Reporte Final, Proyecto FA0-4968A, Gerencia de Ingeniería de Detalle, Marzo, 1999.

Instalaciones Petroleras, PEMEX, México, 2002.

Instituto Mexicano del Petróleo. México, 2003.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010*, Primera edición, México, 2006.

Secretaría de Energía. *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*, Primera edición, México, 2006.

PEMEX Exploración y Producción, *Las reservas de hidrocarburos de México: Evaluación al 1 de enero de 2007*, México, 2007.

---

## Sitios Web

Instituto Mexicano del Petróleo, <http://www.imp.mx>

PEMEX Gas y Petroquímica Básica, <http://www.gas.pemex.com>

Secretaría de Energía, <http://www.energia.gob.mx>

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, <http://www.conae.gob.mx>

Comisión Reguladora de energía, <http://www.cre.gob.mx>

Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, <http://www.inegi.gob.mx>

Gas Natural México, <http://www.gasnaturalmexico.com.mx>

Asociación Mexicana de Gas Natural, <http://www.amgn.org.mx>

Banamex, <http://www.banamex.com>

Banxico, <http://www.banxico.org.mx>

