

# Capítulo 5.-

## **PRESUPUESTACION Y EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO:**

### **5.1 PRESUPUESTACION**

Sin duda alguna la presupuestación de un proyecto puede ser realizada por diversas herramientas informáticas que ahora existen en el mercado en lo que análisis de costo se refieren, y será responsabilidad de las compañías contratistas su selección mas acorde a los requerimientos del cliente, cumpliendo siempre en lo que a forma se requiere pero que son ampliamente conocidas como fichas de análisis de costo, como este trabajo no se refiere al análisis de fichas para determinar el costo por elemento en un contrato de esta magnitud en la que se llegan a manejar mas de 500 partidas o conceptos de trabajo dependiendo de su alcance, lo que si podemos decir que estas deberán apearse 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 Publicas y Servicios relacionados con las mismas, así como con su Reglamento de la misma en vigor.

Es importante manifestar que la dependencia deberá realizar el presupuesto del proyecto a realizar y normalmente quien administra los contratos de obra es el primero en entregar un pre-presupuesto para realizar los requerimientos presupuestales ante la autoridad, mas sin embargo, deberá realizarse el presupuesto fino por las áreas de análisis de costos a fin de ser mas precisos en la entrega de un presupuesto que servirá de base para la apertura de ofertas técnicas debiendo aplicarse lo indicado por la ley.

A continuación se presenta ese primer análisis que sirve para presupuestar el proyectos el cual en base a la experiencia de los contratos realizados, la consideración de fechas probables de construcción, estadísticos de construcción, rendimientos, características de las áreas donde se desarrollara el proyecto, han sido vertidos en una simple hoja de calculo, seleccionándose del análisis de costos mas significativos, los datos mas importante (aplicando un diagrama de Pareto), dándose tan solo la importancia a la tubería, válvulas trampas y accesorios, fabricación de elementos, como son abrazaderas, defensas, cuellos de ganso, parte de las interconexiones, recubrimiento anticorrosivo de la tubería, lastrado, protección catódica, operaciones importantes como el tendido de tubería, instalación de elementos tanto en tierra como en la plataforma, arribo a la playa, lanzamiento de tubería desde la playa, dragado de tubería, prueba hidrostática, todas estas operaciones bajo la

consideración que se realizan con el apoyo de una embarcación de tendido y construcción y que en función del tiempo de utilización es como se considera su costo.

Resultado de lo anterior se muestra a continuación en la tabla No. 137:



Coordinación Técnica Operativa  
Subgerencia de Construcción y Mantenimiento  
Superintendencia de Supervisión de Construcción Ductos Marinos



ACTIVO DE EXPLORACION LITORAL DE TABASCO

DESCRIPCION DEL ANTEPROYECTO		GASODUCTO DE 36" Ø x 77.0 Km DE PLATF. ENLACE C.L.T. @ DOS BOCAS.
PLAZO PROPUESTO		330 DIAS CALENDARIO
FASE DE CONSTRUCCION		
1.0 SUMINISTRO DE MATERIALES.		
1.1 VALVULAS Y CONEXIONES.		93,968,088.00
2.0 FABRICACION, RECURRIMIENTO Y LASTRADO.		
2.1 TUBERIA.		293,391,578.00
2.2 PROTECCION ANTICORROSIVA Y LASTRADO.		152,472,507.00
3.0 TENDIDO DE TUBERIA Y DRAGADO.		
3.1 TENDIDO DE TUBERIA.		159,577,445.00
3.2 DRAGADO DE LINEA Y ACCLIONAMIENTO.		85,030,978.00
4.0 FABRICACION DE ELEMENTOS.		
4.1 DUCTO ASCENDENTE, CURVA DE EXPANSION, DEFENSAS.		89,395,525.00
5.0 LANZAMIENTO DE TUBERIA.		
5.1 LANZAMIENTO EN TIERRA.		53,000,000.00
5.2 ACERCAMIENTO A LA COSTA.		127,546,467.00
6.0 INSTALACION DE ELEMENTOS.		
6.1 INSTALACION DE ELEMENTOS EN LA T.M.D.B.		159,981,423.00
6.2 INSTALACION DE ELEMENTOS EN PLATAFORMA DE COMPRESION.		152,287,674.00
7.0 PRUEBA HIDROSTATICA.		42,584,084.00
8.0 CERTIFICACION DE MATERIALES E INSTALACIONES DE OBRA.		12,976,108.00
<b>TOTAL EN MONEDA NACIONAL</b>		<b>1,422,211,877.01</b>
PARA SOLICITUD PRESUPUESTAL SE RECOMIENDA SOLICITAR	M.N.	397,792,662.00
	USD	102,441,921.50

**Tabla No. 137 Presupuesto grueso del gasoducto de 36" Ø x 77 Km de la plataforma de Compresión a la Terminal Marítima de Dos Bocas Tabasco.**

La base de calculo anterior también se sustenta de la tarifa diaria de la embarcación por su período en días en la fase correspondiente y continuación se desarrolla.

**Datos Generales:**

Paridad del Dollar:	10.00
Diámetro:	36
Longitud en Metros:	77,000.00
Espesor:	0.750
Kg / M.:	420.18
Densidad Concreto:	2,630.00
Espesor Concreto:	3.00
Dias / Tendido:	86.26
Dias / Lanzam. en tierra:	28.65
Dias / Acercam. Costa:	68.94
Dias/Insta. Elem.TMDB:	86.48
Dias / Interc. Cubie.:	82.32
Dias / Dragado Línea:	45.96
Dias / Pta. Hidros.:	23.02

**Válvulas y Conexiones \$ / Ø:**

8" Ø	10" Ø	12" Ø	14" Ø	16" Ø
20" Ø	24" Ø	30" Ø	36" Ø	
93,968,088.00			93,968,088.00	

**Tubería \$ / Kg:**0.91  
293,391,578.00**Protección Anticorrosiva y Lastrado \$ / Mi.**

8" Ø	10" Ø	12" Ø	14" Ø	16" Ø
20" Ø	24" Ø	30" Ø	36" Ø	
1,980.16			1,980.16	
152,472,507.00				

**Tendido de Tubería Costo de Embarcación / Día:**185,000.00 USD  
159,577,445.00**Dragado Línea Regular y Acolchonamiento.**

85,030,978.00

**Fabricación de Elementos \$ / Ø:**

8" Ø	10" Ø	12" Ø	14" Ø	16" Ø
20" Ø	24" Ø	30" Ø	36" Ø	
89,395,525.00			89,395,525.00	

**Lanzamiento de tubería en tierra.**

53,000,000.00

**Acercamiento a la costa.**

127,546,467.00

**Instalación de Elementos en la TMDB:**

159,981,423.00

**Instalación de Elementos en Plataforma Compresión:**

152,287,674.00

**Prueba Hidrostática:**

42,584,084.00

## 5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

La Región Marina Suroeste actualmente envía su gas aprovechado a través de los gasoductos Abkatun – Pol – Atasta y en una menor proporción (15%) a través del gasoducto Abkatun – Nohoch A – Atasta. La producción actualmente en promedio es de 780 MMPCD de gas natural de los campos de explotación, agrupados en tres activos.

- ABKATUM (CAAN, ABKATUN, TARATUNICH, KANAAB).
- POL-CHUC (POL, CHUC, BATAB).
- LITORAL DE TABASCO (OCH, UECH, KAX).

Este proyecto contribuye a los esfuerzos del Plan Estratégico de Gas (PEG), de la Secretaría de Energía (SENER), para asegurar el abasto hacia Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), ya que en la actualidad es de considerar la escasez de gas.

Como se describió en al inicio de este trabajo, el gas de formación es recolectado y separado en las baterías de los activos, sin embargo el Activo Litoral de Tabasco, en su futuro complejo de producción, no cuenta con la infraestructura para manejar su gas de formación, por lo que el Activo ABKATUN, le maneja en promedio el 100 % (130 MMPCD) de su gas:

De esta manera, el activo Abkatun maneja en promedio el 70 % de la producción de la Región Marina Suroeste y el Activo POL-CHUC el 30 %, es por esta razón, que se hace estratégico tanto para el activo Litoral de Tabasco, como para la Región Marina Suroeste, por la versatilidad operativa, la creación de la infraestructura en el Área mencionada.

### 5.2.1 BENEFICIOS ESPERADOS

#### 5.2.1.1 Clasificación de los beneficios considerados dentro del análisis económico.

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

- **Beneficios tangibles:** son aquellos que pueden estimarse como una disminución de algún concepto, y que de acuerdo a un desarrollo y/o metodología puede cuantificarse.
  - Ahorro de gas quemado por disminución de fallas en los equipos de compresión.

- Ahorro de costos de mantenimiento por paro en equipo rotatorio.
  - Ahorro de costos de mantenimiento en equipo obsoleto.
  - Ahorro de gas a pilotos por instalación del sistema de encendido electrónico.
  - Optimización gas de vapores.
- **Beneficios intangibles:** son aquellos que están inherentes a la implantación del proyecto pero su cuantía depende de apreciaciones subjetivas que no pueden cuantificarse.
    - Incremento de seguridad en las instalaciones.
    - Disminución del deterioro ecológico.
    - Optimización de las operaciones.
    - Programación adecuada del mantenimiento.
    - Optimización de actividades del personal.
    - Información oportuna en tiempo real, para la toma de decisiones.
    - Permitir un nivel competitivo de excelencia.
    - Mejoramiento de imagen de la instalación.

#### **5.2.1.2 Análisis de los beneficios tangibles.**

De acuerdo a la información que actualmente se tiene y que ha sido analizada, se cuantificaron los siguiente beneficios para expresarlos en términos de dinero:

- **Incremento en la obtención de gas al no quemarlo por disminución de fallas en los equipos.**

La implantación de sistemas digitales de monitoreo y control, permitirá disminuir algunas fallas que se presentan en los equipos de compresión y en consecuencia disminuir el volumen de gas quemado, lo cual se realiza mediante la siguiente metodología:

- ✓ Clasificación de fallas: mecánicas y operativas (del proceso y equipo).
- ✓ Determinación del porcentaje de disminución en su incidencia.
- ✓ Cantidad de gas quemado por paro y re-arranque conforme a tiempo transcurrido.

Derivado de lo anterior se ha determinado que el 40% se podría evitar con la implantación de sistemas digitales de monitoreo y control; se considera que en este tiempo de fallas corregibles por optimización se determino el beneficio que expresado en dinero se muestra en la siguiente tabla No. 139

- **Disminución de costos de mantenimiento por decremento en paros y arranques de equipo.**

La automatización de los equipos redundante en un aumento de horas- maquina, ya que se eliminan los problemas de inestabilidad, condiciones fuera de control y máximo aprovechamiento del sistema.

El numero de paros que se realicen de un ducto o por un equipo, se contabiliza como una disminución del tiempo de vida del ducto o el equipo, que hace que el mantenimiento mayor que se tiene programado en un periodo largo de tiempo, se vea disminuido requiriéndose que el mantenimiento preventivo se realice mas frecuentemente durante la vida del ducto o el equipo y por lo tanto los costos por mantenimiento aumenten.

La metodología que se siguió para evaluar el beneficio de disminución de paros y arranques de equipo rotatorio considero las siguientes premisas:

- ✓ Las horas de trabajo anual.
- ✓ El tiempo recomendado por los fabricantes para realizar mantenimiento mayor.
- ✓ Se considera que el costo promedio por mantenimiento mayor es de \$ 2'000,000.00 dólares aproximadamente.
- ✓ Se cuantificaron las horas por paros y arranques y el tiempo equivalente entre mantenimientos mayores.

Con lo anterior se avalúa el costo anual equivalente el costo anual equivalente por mantenimiento preventivo tanto para la situación actual como para la propuesta (operación / continua). La diferencia entre los costos equivalentes determinados por el tiempo de desembolso, cuantifica el ahorro que por optimización de estos sistemas o equipos se consigue. El beneficio anual se muestra en la tabla No. 138

**COSTOS DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO A DUCTOS (ANUAL)  
GASODUCTO DE 36"Ø X 77.00 KM. DDE LA PLAT. DE COMPRESION A LA TERMINAL MARITIMA DE DOS BOCAS.**

No.	ACTIVIDAD	CICLO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO M.N. (ANUAL)	COSTO M.N.
<b>INSPECCION CON R.O.V.</b>						
1	MONITOREO DE LA PROTECCION CATODICA	ANUAL	KM.	77	\$28,311.73	\$2,180,003.21
2	LEVANTAMIENTO DE LINEAS SUBMARINAS	TRIANUAL	KM.	77	\$5,552.83	\$142,522.64
3	INSPECCION DE LINEAS SUBMARINAS	ANUAL	KM.	77	\$5,482.83	\$422,177.91
<b>INSPECCION DIRECTA</b>						
4	DUCTOS ASCENDENTES	ANUAL	DUCTO	1	\$453,461.52	\$453,461.52
5	CRUCES	ANUAL	PZA.	0	\$726,244.34	\$0.00
6	INTERCONEXIONES	ANUAL	PZA.	1	\$757,429.21	\$757,429.21
7	INSPECCION INTERIOR CON DIABLO INSTRUM.	QUINQUENAL	DUCTO	1	\$22,500,000.00	\$4,500,000.00
8	LIMPIEZA INTERIOR CON DIABLOS	SEMESTRAL	DUCTO	1	\$280,000.00	\$560,000.00
9	MANTTO. DE VALVULAS DE TRAMPAS	SEMESTRAL	PZA.	4	\$65,000.00	\$520,000.00
10	MANTTO. A TRAMPAS	SEMESTRAL	PZA.	1	\$25,000.00	\$50,000.00

No.	ACTIVIDAD	CICLO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO M.N. (ANUAL)	COSTO M.N.
11	PROTECCION ANTICORROSIVA A INSTL'S. SUP.	TRIANUAL	M2	130	\$200,000.00	\$8,666,666.67
12	INYECCION DE INHIBIDOR	DIARIA	LTS.	76	14.87	\$412,493.80
13	RETIRO Y EVALUACION DE TESTIGOS DE CORROSION	MENSUAL	PIEZA	4	\$3,500.00	\$168,000.00
14	MATERIALES DIVERSOS PARA INSTRUMENTACION	MENSUAL	LOTE	1	\$94,550.00	\$1,134,600.00
					COSTO DEL MANTENIMIENTO	\$19,967,354.95

**Tabla No. 138 Costos de inspección y mantenimiento a ductos (anual)**

- **Disminución en costo de mantenimiento en instrumentación.**

El hecho de optimizar la infraestructura, trae como beneficio una mayor confiabilidad de las operaciones, además de facilitar su mantenimiento.

La metodología que se siguió para cuantificar el beneficio se indica a continuación:

- **Incremento en la obtención de gas al no quemarlo por disminución de fallas en los equipos.**

- ✓ Cuantificación (estimada) de los equipos que serán substituidos o rehabilitados.
- ✓ Cuantificación (estimada) de la infraestructura adquirir.
- ✓ Cuantificación de los costos de adquisición.
- ✓ Determinación por medio de recomendaciones de proveedores, y de estadísticas que se tienen en el I.M.P., del porcentaje de mantenimiento sobre la base del costo de adquisición.
- ✓ La diferencia entre los costos de mantenimiento nos da el decremento anual del 10 % y como beneficio expresado en dinero se muestra en la tabla No. 139

- **Disminución de quema de gas en pilotos por uso de compresores Booster y de sistemas de encendido electrónico en el SDMC de Compresión.**

Uno de los objetivos de la optimización, es la disminución de gas quemado, que actualmente es de 49.9 MMPCSD en la Región Marina Suroeste, que acumulado en un año arrojará un volumen de 15'444 MMPCSA, con base al costo del gas combustible de \$4,000.00 Dólares por MMPC, se obtiene un beneficio equivalente en dinero de \$61'776,000.00, como se muestra en la tabla No. 139

<b>BENEFICIO</b>	<b>Monto (MMDLS/AÑO)</b>
✓ Ahorro de gas quemado por disminución de fallas en los equipos de compresión.	61.776
✓ Ahorro de costos de mantenimiento.	10.280
✓ Ahorro de costos de mantenimiento en instrumentación en Plataforma de Compresión.	0.530
✓ Ahorro de gas de piloto por instalación del sistema de encendido electrónico	1.130
<b>TOTAL</b>	<b>73.716</b>

**Tabla No. 139 Resumen de beneficios tangibles reales.**

### **5.2.1.3 Análisis de los beneficios intangibles**

A continuación se analizan los beneficios intangibles planteados desde un punto de vista cualitativo, que nos indica las bondades de mejorar la infraestructura de manejo de gas.

Se debe tomar en cuenta que para abatir los costos del manejo de gas asociado, se debe incrementar la eficiencia, operabilidad, flexibilidad y productividad, que son los medios mas eficaces para enfrentar las presiones de la competencia y el mercado de oferta y demanda que influye en los precios de los productos.

Los principales beneficios intangibles son analizados.

- **Seguridad de instalaciones.**

Con el fin de minimizar los riesgos propios del manejo del petróleo crudo y su gas asociado, 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 mas 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 a menos de 1%, volviendo mas confiable las instalaciones; en caso de presentarse algún riesgo y sea necesario parar los equipos, se tendrá la capacidad de realizar un paro ordenado y re-arranques mas rápidos, seguros y programados; aunado a todo esto se tiene además un beneficio al disminuir los índices de siniestralidad, manteniendo a PEMEX en una posición atractiva para las compañías compradoras de riesgo.

- **Protección ecológica.**

Dentro de las operaciones del manejo del gas asociado, 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.

- **Operación.**

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.

- **Mantenimiento de equipo.**

Al mejorar los sistemas de control en Compresión se asegura la información necesaria para conocer e incorporar una rutina de mantenimiento preventivo, mediante análisis de tendencias de comportamiento de las variables críticas, y su comportamiento histórico, con lo cual se puede prever el mal funcionamiento del equipo y adecuar los planes de mantenimiento, priorizar las actividades programadas de mantenimiento preventivo, ahorrando en actividades de emergencia y correctivas que son de muy alto costo.

- **Personal en instalaciones.**

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

- **Información en tiempo real.**

El valor de la información en tiempo real es una de las ayudas mas 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.

- **Para la construcción del gasoducto. Los beneficios de seguridad y protección ambiental son:**

Sin duda alguna podríamos enumerar una gran mayoría de puntos que como beneficio se podrían obtener por la construcción de este gasoducto.

- ✓ Disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera al aprovechar al 100% el gas asociado que se produzca en el Activo Explotación de Litoral de Tabasco.

- ✓ Se asegura y certifica la calidad de la integridad mecánica del gasoducto.
- ✓ Se evita riesgos de daños al entorno ecológico o la población, en el corredor por fugas o explosiones.
- ✓ El deterioro de la línea terrestre de Dos Bocas a Cunduacan justifica la construcción de un nuevo gasoducto que proporcione una salida confiable del gas del Activo Explotación de Litoral de Tabasco y Región Sur a través de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco hacia Cactus, Chiapas.
- ✓ Disminución de los costos de operación y mantenimiento del transporte de gas y mantenimiento del ducto.
- ✓ Se evita gastos e indemnizaciones por fugas o explosiones o por incumplimiento del contrato de entrega de gas a Pemex Gas y Petroquímica Básica.
- ✓ El ahorro económico y los beneficios esperados justifican la construcción de un gasoducto de 1,000 MMSCFD que cuesta \$1,838'000,000.00 de pesos que proporcione además una salida confiable del gas marino, incluyendo la producción de la Región Sur

- **Presupuesto de inversión.**

El monto de la inversión requerida por el proyecto de optimización Integral para el aprovechamiento de gas y Condensados es de: \$ 1,838.00 MM pesos la cual esta estructurada bajo los conceptos de inversión indicados, en la tabla No. 141

### **5.3 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 por pie cúbico manejado.
- Aumento de la dependencia de manejo de gas por la terminal de Atasta, Campeche.
- Quema de recursos escasos necesarios en otros sectores al no aprovechar el 100% el gas asociado.
- Perdidas de potencia para el manejo de hidrocarburos.
- Mayores riesgos por recorrer mayores distancias.

### **5.4 PREMISAS.**

Los proyectos de inversión evaluados por medio de VPN, son proyectos que plantean una generación de ingresos, no así los proyectos evaluados por medio del Costo Anualizado que son más bien centros de costos.

## **5.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.**

En la tabla No. 140 se muestra la tabla con valores de todo este análisis, en la tabla No 141 se muestra el flujo de efectivo de acuerdo al análisis y en la tabla No. 142 se muestra el flujo de gas hacia el Complejo Petroquímico de Cactus, Chiapas.

## **5.6 CONCLUSIONES:**

- 1.- El proyecto es altamente rentable.
- 2.- Se aumenta la seguridad de la transportación de gas a Cactus. 3.- Se garantiza la entrega de gas a PGPB.4.- El ahorro económico justifica la construcción de un gasoducto de 1000 MMSCFD que cuesta \$1838'000,000.00 de pesos que proporcione, además, una salida confiable del gas marino e inclusive de la Región Sur.

## **RECOMENDACIONES:**

1. Las bases de usuario deberán de ser revisadas a fin de que sean actualizadas a los nuevos requerimientos del área usuaria, hasta que el proyecto se realice.
2. En el caso de existir variaciones contra lo originalmente solicitado se deberá hacer la reingeniería del proyecto antes de concurso.
3. Realizar la certificación de la ingeniería por una casa Certificadora, así como las fases de construcción y operación.
4. Se recomienda que la obra sea licitada públicamente fundamentado en la Ley de Obras Publicas y Servicios Relacionados con las mismas y su nuevo Reglamento.
5. Se recomienda la aplicación de la Nueva Normatividad técnica aplicable.
6. Seguimiento estricto en el proceso de la construcción de la obra.
7. Obtener los permisos necesarios para iniciar continuar y terminar la construcción con las dependencias correspondientes.

PROYECTO: GASODUCTO ENLACE - T.M. DOS BOCAS - CACTUS. MONTOS EN MILLONES DE PESOS.

PREMISAS DE PEP:		PRECIOS DE VENTA DEL GAS PROCESADO:		PRECIO DE COMPRA (MATERIA PRIMA):	
HORIZONTE DE EVALUACIÓN	15 AÑOS	PODER CALORIF. GAS P. CEIBA	1832 MMBTU/MMSCF	PRECIO DEL GAS MARINO	3,730 USD/MMSCF
TASA DE INTERÉS	0.10 10%	PRECIO DEL GAS P. CEIBA	7,566 USD/MMSCF	PRECIO DEL GAS MARINO	0.035435 MM PESOS/MMSCF
PARIDAD RESPECTO AL U.S.D.	9.5 PESOS	PRECIO DEL GAS P. CEIBA	0.07188 MM PESOS/MMSCF	PRECIO DEL CONDENSADO	13 USD/BL
INVERSION A PARTIR DEL 2001 (año cero)		GAS REQUERIDO	12 MMSCFD	GAS REQUERIDO	1 MMSCF/AÑO
PRECIO PROMEDIO DEL GAS	4.13 USD/MMBTU	COSTO ANUALIZADO	\$310.52 MM PESOS/AÑO	COSTO ANUALIZADO	\$12.76 MM PESOS/AÑO

AÑO	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
INVERSION AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
Ingeniería.	35.000																
Adquisición		350.000	1000.000														
Construcción.		288.000	200.000														
Operación		0.000	0.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	
Mantenimiento		0.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	
<b>TOTAL</b>	<b>35.000</b>	<b>638.000</b>	<b>1220.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>2283.000</b>
<b>Valor Presente inversion</b>	<b>35.000</b>	<b>580.000</b>	<b>1008.264</b>	<b>22.539</b>	<b>20.490</b>	<b>18.628</b>	<b>16.934</b>	<b>15.395</b>	<b>13.995</b>	<b>12.723</b>	<b>11.566</b>	<b>10.515</b>	<b>9.559</b>	<b>8.690</b>	<b>7.900</b>	<b>7.182</b>	<b>1799.381</b>

BENEFICIOS																	
Gas de estabilizado en MMSCFD	0.000	0.000	0.000	10.300	9.500	9.700	10.800	13.300	14.800	13.100	10.800	4.000	2.200	2.000	2.000	1.000	
Gas Puerto Ceiba en MMSCFD	0.000	0.000	0.000	8.960	7.030	5.470	4.370	3.430	2.640	2.040	1.580	1.220	0.950	0.730	0.500	0.300	
Gas del AELT en MMSCFD	0.000	0.000	0.000	110.900	224.500	374.100	546.600	537.100	411.000	285.100	153.600	130.200	109.900	64.800	43.500	38.300	
Total de Gas a PGPB en MMSCFD	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>130.160</b>	<b>241.030</b>	<b>389.270</b>	<b>561.770</b>	<b>553.830</b>	<b>428.440</b>	<b>300.240</b>	<b>165.980</b>	<b>135.420</b>	<b>113.050</b>	<b>67.530</b>	<b>46.000</b>	<b>39.600</b>	
<b>INGRESOS POR VENTA DE GAS</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>1684.613</b>	<b>3119.563</b>	<b>5038.179</b>	<b>7270.783</b>	<b>7168.019</b>	<b>5545.142</b>	<b>3885.896</b>	<b>2148.218</b>	<b>1752.691</b>	<b>1463.165</b>	<b>874.016</b>	<b>595.361</b>	<b>512.528</b>	<b>41058.176</b>
<b>Valor Presente de Flujo de Ef.</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>	<b>1265.675</b>	<b>2130.704</b>	<b>3128.313</b>	<b>4104.168</b>	<b>3678.327</b>	<b>2586.850</b>	<b>1647.999</b>	<b>828.231</b>	<b>614.308</b>	<b>466.209</b>	<b>253.171</b>	<b>156.777</b>	<b>122.695</b>	<b>20983.427</b>

RESULTADOS																	
Flujo de efectivo	-35.000	-638.000	-1220.000	1654.613	3089.563	5008.179	7240.783	7138.019	5515.142	3855.896	2118.218	1722.691	1433.165	844.016	565.361	482.528	38775.176
Flujo de efectivo a valor presente	-35.000	-580.000	-1008.264	1243.135	2110.213	3109.685	4087.233	3662.932	2572.854	1635.276	816.665	603.793	456.650	244.481	148.877	115.513	19184.046
Valor presente acumulado	-35.000	-615.000	-1623.264	-380.129	1730.084	4839.769	8927.003	12589.935	15162.789	16798.066	17614.731	18218.524	18675.174	18919.655	19068.533	19184.046	

I =	1873.00 MM\$ MXP	TIR =	109%
VPI =	1799.38 MM\$ MXP	VPN/VPI =	10.66
VPN =	19184.05 MM\$ MXP	PRI =	2.00 años

Tabla No. 140 Evaluación Financiera del proyecto.

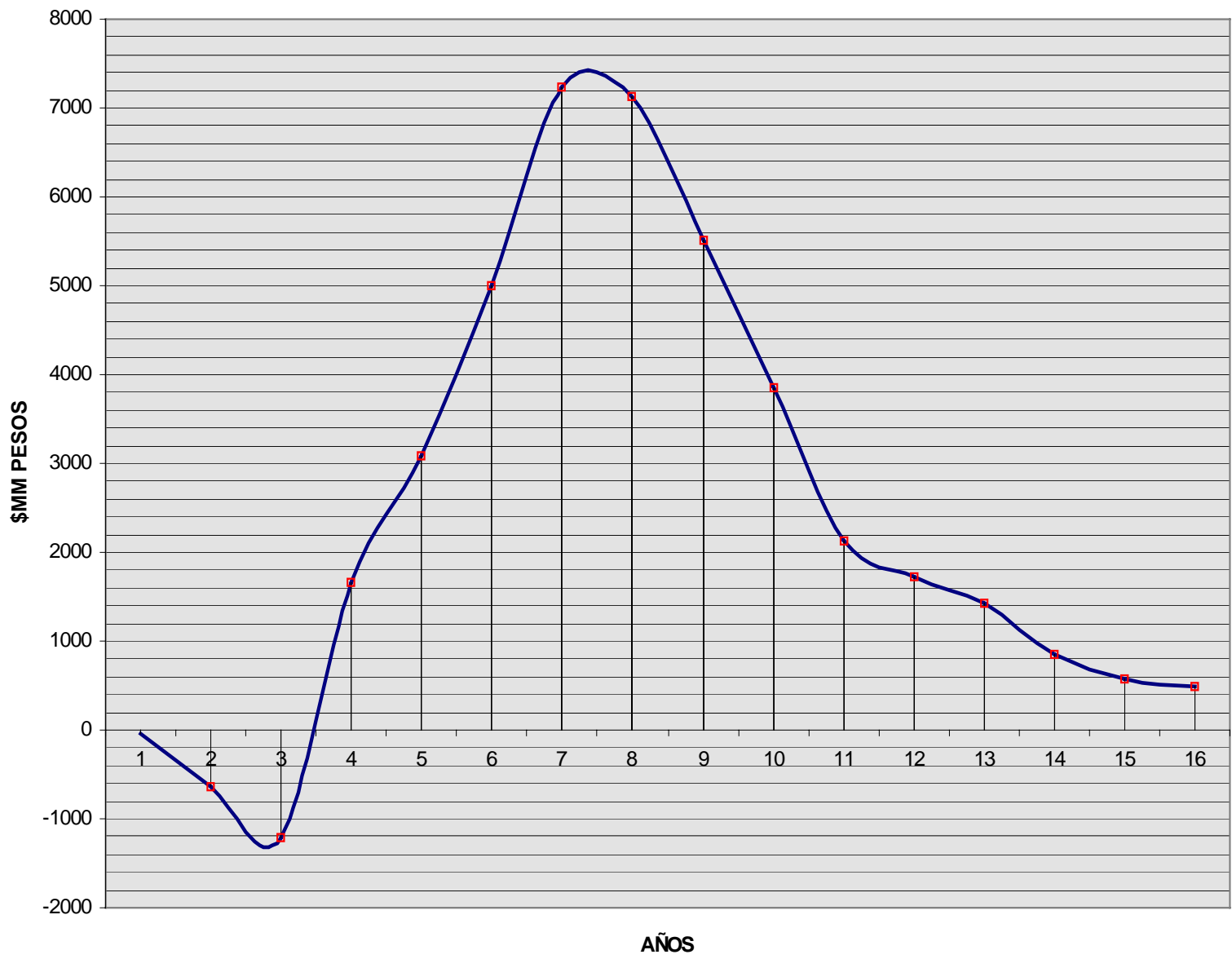
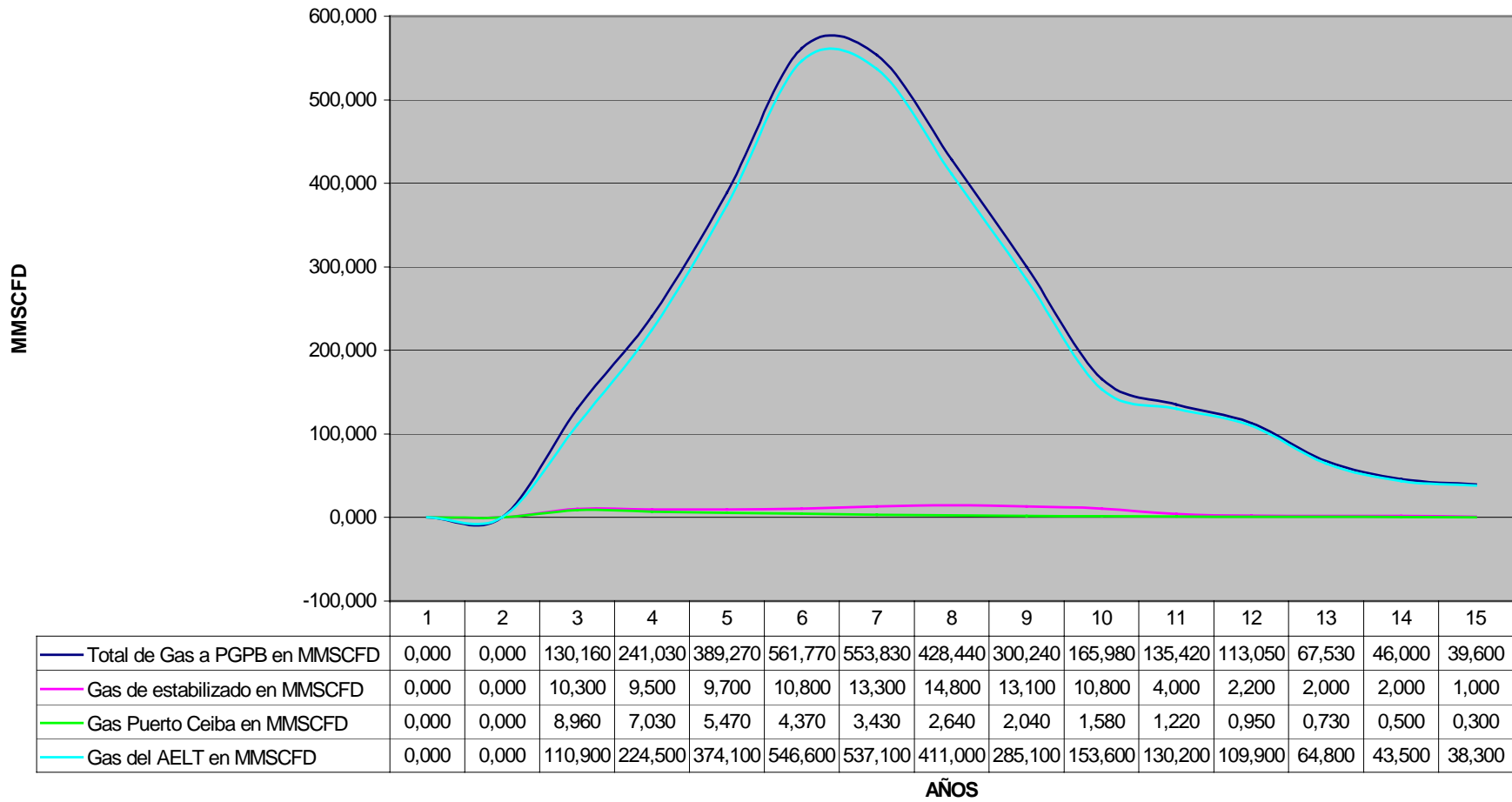


Tabla No. 141 Flujo de Efectivo



**Tabla No. 142 Flujo de Gas a Cactus**