

## **CAPITULO V**

### **Análisis de Presupuesto y Programación**

El análisis detallado de los precios unitarios para cada uno de los conceptos de la construcción del gasoducto de 16"Ø x 16.6 km de kix hacia la plataforma Yum-B y un ramal de 1.7 km hacia Yum-A, y dos disparos submarinos de 8"Ø, se indican en el **anexo "A"** de Precios Unitarios de la Construcción del Gasoducto de 16"Ø y ramal de 8"Ø de este trabajo; el cual fue desarrollado en el programa NEODATA, tomando como base la presupuestación y cotización desde el punto de vista de una empresa contratista que ejecuta la obra de construcción del gasoducto; lo anterior para tener a detalle todos los componentes que integran la instalación del gasoducto en la Sonda de Campeche y que incluye todas las embarcaciones que se utilizarán, así como los materiales, mano de obra y equipos. Así mismo se incluye el programa de construcción que resulta para su comparación con el presupuesto antes visto en el Capítulo IV. Cabe mencionar que no se está siguiendo la normatividad indicada por la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con la Misma ni con su reglamento y solo sirven como estimativos de costos a precios del año 2002 para los fines de este anteproyecto.

#### **Programación por vectores**

Para el anteproyecto se aplicará el análisis de programación por vectores para la instalación de la infraestructura (ducto submarino y equipos sobre plataformas).

Las fases de Programación por vectores para estimar la duración de cada actividad y del proyecto en semanas, mediante el caso de la construcción de un Gasoducto de 16"Ø x 16.7 km de kix hacia la plataforma Yum-B y un ramal de 1.7 km hacia Yum-A, y dos disparos submarinos de 8"Ø son las siguientes:

#### **Fase 1 Fabricación de tubería**

Longitud Total 16,700 m de tubería de 16"Ø y 1,700m de tubería de 8"Ø, incluye 200m de tubería con Fusión Bond Epoxi para ductos ascendentes.

Velocidad de producción 3000m/semana

Calculo:  $(16,700m+1700m+200m)/3000m \text{ sem}=6.2 \text{ semanas}$

Tiempo de posposición por transporte 2 semanas

#### **Fase 2 Lastrado de tubería en Permaducto**

Longitud total 17700 m + 1700 m = 19,400 m de tubería lastrada

Avance diario 1000 m/día.

Vel. de producción 8000 m/semana

Calculo:  $19400\text{m}/8000\text{m sem}=2.42$  semanas

Tiempo de posposición por curado de concreto y transporte en chalan 2 semanas

### **Fase 3 Tendido de tubería de 16"Ø y de 8"Ø con Barcaza**

- I Descarga de tubería
- II Movimiento de tubería sobre chalan
- III Depósito de tubería
- IV Movimiento de tubería a estación de biselado
- V Mov. de tubería a estación de alineado
- Alineado fondeo y paso caliente
- 1er y 2do. relleno
- 3er y 4to. Relleno
- 5to. Relleno
- Cordón de vista
- Radiografiado
- Protección anticorrosiva
- Protección mecánica
- Acolchonamiento de 4 cruces submarinos(líneas existentes)

3 turnos de 8h, avance por turno 800 m

Calculo:  $800\text{m}\times 3\text{turnos}/\text{día}=2400\text{m}/\text{día}$ ;  $19400/2400=8.083\text{días}/8$  días= 1.01 semanas

Tiempo de posposición por 4 cruces con líneas existentes 8 días= 1 semana

### **Fase 4 Instalación de curva de expansión en Plataforma Kix, Yum-A y Yum-B**

Fabricación e Instalación de curvas de expansión, Radiografiado	192
Fabricación e instalación de atiesadores	144
Armado de cimbra para concreto en codos	48
Colado	24
total	408 hr

Calculo:  $408\text{hr}/24=17\text{dias}\times 3\text{piezas}=51\text{días}=6.375$  semanas

Tiempo de posposición 2 día= 0.25 semanas

### **Fase 5 Instalación de ductos ascendentes en plataformas Kix, Yum-A y Yum-B**

Fabricación de ducto	72
Radiografiado de juntas	15
Reparación de protección anticorrosiva	8
Instalación de Brida swivel y apriete de esparragos con curva de expansión.	72
Instalación de zona de mareas	48
Instalación de Abrazaderas	48
Apriete de abrazaderas, brida swivel y	48

protector del ducto ascendente.	
total	311 hr

Calculo:  $311\text{hr}/24=12.95\text{días} \times 3\text{piezas} =38.87\text{días}/8 =4.85\text{semanas}$

Tiempo de posposición 2 días= 0.25 semanas

### **Fase 6 Instalación de cuello de ganso en plataformas en Kix, Yum-A y Yum-B**

Instalación de Monoblock	24
Instalación de trampas de diablo	96
Instalación de válvulas y actuadores	96
Instalación de soportes	96
Recubrimiento anticorrosivo	48
total	360 hr

Calculo:  $360\text{hr}/24=15\text{días} \times 3\text{piezas} =45\text{días}/8 =5.625\text{semanas}$

Tiempo de posposición 2 días= 0.25 semanas

### **Fase 7 Interconexión submarina de la línea de 16"Ø con el ramal de 8"Ø hacia Yum-A**

Fabricación de abrazaderas	96
Fabricación de protectores de válvulas	96
Acolchonamiento de la zona de disparo submarino.	72
Metrología y ajustes de pieza de interconexión.	96
Instalación de ramal de 8"Ø y apriete de esparragos de válvulas y abrazaderas.	96
Instalación de protector de válvulas.	48
Instalación de ramal de 8"Ø y apriete de esparragos.	48
total	552 hr

Calculo:  $552\text{hr}/24=23\text{días}/8 =2.875\text{semanas}$

Tiempo de posposición 2 días= 0.25 semanas

### **Fase 8 Interconexiones sobre cubierta**

Instalación de Monoblock	24
Instalación de trampas de diablo	96
Instalación de válvulas y actuadores	48
Instalación de soportes	48
Interconexión a líneas de producción	120
Recubrimiento anticorrosivo	48
total	384 hr

Calculo:  $384\text{hr}/24=16\text{días} \times 3\text{interconexiones} =48\text{días}/8 =6\text{semanas}$

Tiempo de posposición 4 días=0.5 semanas

### Fase 7 Instalación de instrumentación

Tiempo estimado de duración 3 días por cada plataforma; haciendo un total de 9 días.

Calculo:  $3 \times 3 = 9/8 = 1.125$  semanas

Tiempo de posposición: 0 días.

### Fase 8 Dragado y enterrado de línea regular.

Se deja una distancia sin dragado de 150 m a partir de cada plataforma, por lo que únicamente se dragan  $19400\text{m}-450\text{m} = 18950\text{m}$

Rendimiento: 3500 m/día

Calculo:  $18950\text{m}/3500\text{m} = 5.414\text{días}/8 = 0.676$  semanas

Tiempo de posposición 2 días=0.25 semanas

### Fase 9 Prueba Hidrostática y limpieza de línea regular.

Empacado de la línea con agua e inhibidor de corrosión para la P.H	24
Instalación de conexiones	5
Instalación de bombas e incremento de presión	1
Corrida de P.H. y registro en manómetro y termógrafo	24
Desfogue de agua de la línea submarina, mediante diablo de limpieza.	10
total	64 hr

Calculo:  $64\text{hr} \times 2 = 128\text{hr}/24\text{h} = 5.33\text{días}/8 = 0.666$  semanas

Tiempo de posposición 2 días=0.25 semanas

### Programa de Vectores

	Actividad	Duración semana	Restricción	Tipo	Inicial	Final
1	Fabricación de tubería	6.2	0		0	6.2
2	Lastrado de tubería	2.42	2	Proced.	8.2	10.62
3	Tendido de tubería	1.01	2	Terminal	12.62	13.63
4	Instalación de curvas de	6.375	1	Inicial	13.62	19.995

	expansión.					
5	Instalación de ductos ascendentes.	4.85	0.25	Terminal	20.245	25.095
6	Instalación de cuello de ganso	5.625	0.25	Inicial	20.495	26.12
7	Interconexión submarina	2.875	0.25	Terminal	26.37	29.245
8	Interconexión sobre cubierta	6	0.25	Inicial	26.62	32.62
9	Dragado de línea regular y acolchonamiento de disparos submarinos	0.676	0.5	Terminal	33.12	33.796
10	Prueba Hidrostática y limpieza de línea regular.	0.666	0.25	Terminal	34.046	34.712
11	Instalación de Instrumentos	1.125	0.25	Terminal	34.296	35.421

Los resultados en forma gráfica se ilustran en la *figura 29*, son los siguientes:

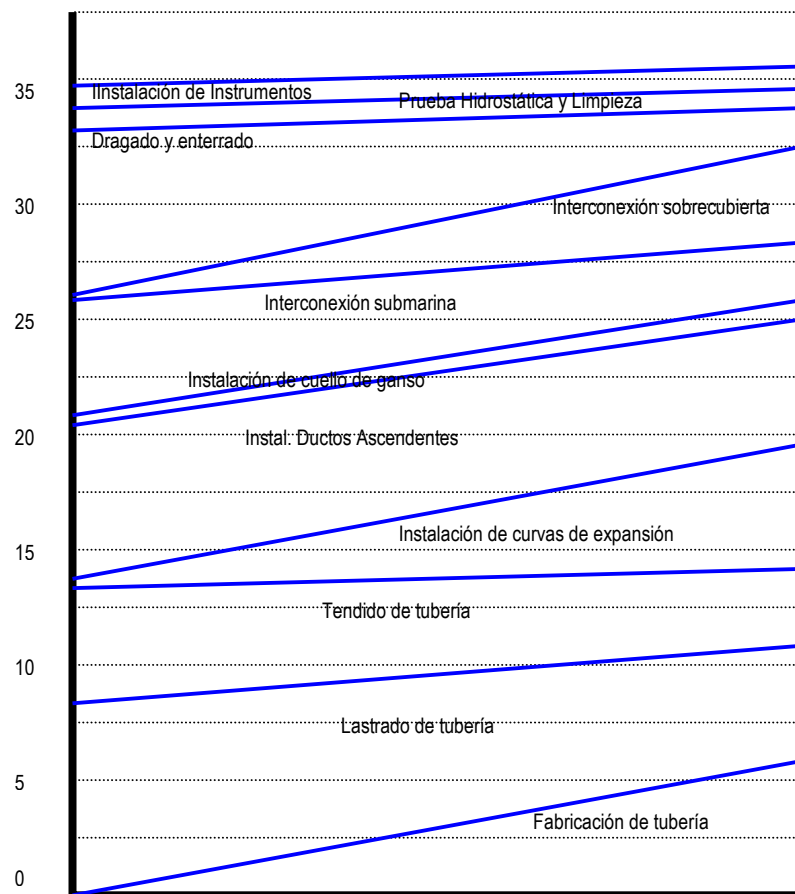


Fig. 29 Gráfica de Programación por Vectores

**Programación por vectores de la Construcción del Gasoducto de 16"Ø x 16.7 km de kix hacia la plataforma Yum-B y un ramal de 1.7 km hacia Yum-A, y dos disparos submarinos de 8"Ø.**

## **Evaluación económica.**

Los proyectos de implementación de técnicas de recuperación secundaria y mejorada, se caracterizan por ser muy costosos por la tecnología que se utiliza además de que se requiere tiempo para efectuarlos. Tiempo y dinero están asociados a la caracterización del yacimiento, pruebas de laboratorio, simulación para predecir la recuperación, pruebas piloto y la evaluación del proyecto. En consecuencia no resulta práctico ni económico desarrollar un proyecto de aplicación para cada una de las técnicas de recuperación secundaria y mejorada reconocidas. Como procedimiento general, es más conveniente desarrollar un análisis de preselección corto, basado tanto en las características del yacimiento prospecto, como en particularidades específicas de cada técnica de recuperación secundaria y mejorada. En estas condiciones varios procesos de Recuperación Secundaria pueden ser rechazados rápidamente, porque las propiedades del yacimiento o del aceite son muy desfavorables y el riesgo de un fracaso técnico o económico es muy elevado.

Los procesos de recuperación secundaria y mejorada son clasificados técnicamente de alto riesgo, además de costosos, por lo que son muy susceptibles a los precios internacionales del crudo. y el riesgo de un fracaso técnico o económico es muy elevado.

Para argumentar la conveniencia de aplicar un proyecto es imprescindible considerar aspectos técnicos, económicos, entre otros, sin embargo el principal criterio a considerar es sin duda la rentabilidad de las inversiones. Independientemente de la magnitud y complejidad de las instalaciones involucradas, estas generalmente se realizan al demostrarse su ventaja económica sobre las otras alternativas de inversión.

En cuanto a la inyección de gas en los yacimientos petroleros del mundo, el gas natural viene a ser una de las mejores alternativas de inyección, pero por su alto precio y su disponibilidad limitada, han ocasionado que se busque un sustituto. El gas amargo viene a ser candidato idóneo para la sustitución del gas natural, debido a su bajo costo y de su disponibilidad ilimitada; otra alternativa es la inyección de nitrógeno.

Una vez que un análisis detallado permitió establecer que el gas amargo es la mejor alternativa para inyectar al yacimiento es imprescindible considerar la inversión del proyecto y en gran parte le corresponde al costo de la energía necesaria para producir y comprimir dicho gas.

Debido a la naturaleza corrosiva del gas amargo, las inversiones en equipo superficial, así como los costos de operación y mantenimiento aumentan en comparación por ejemplo del nitrógeno, gas de combustión, bióxido de carbono o gas natural.

Es de suma importancia considerar en todo proyecto de inyección el costo del procesamiento del gas amargo producido después de ser inyectado al yacimiento y salir nuevamente en forma de petróleo en los pozos productores, tal vez convendría realizar un análisis técnico y económico para determinar la factibilidad de la reinyección del gas producido en el mismo yacimiento o bien en campos cercanos y así disminuir los costos del proyecto por el manejo de este concepto.

Es importante definir basándose en los estudios realizados del yacimiento, la fecha en la que se pretende dar inicio a la inyección de gas amargo al campo ya que esta es determinante y significativa en cuanto aspecto económico se refiere. Muchos de los expertos en el ramo concuerdan en que entre más pronto se implante el proceso de Recuperación Secundaria , este será más eficiente mostrando significativos incrementos en la recuperación final logrando así el éxito total del proyecto.

### **Cálculo de VPN, TIR, Periodo de Retorno**

Como parte integrante de la evaluación económica de un proyecto se debe efectuar los cálculos de los principales indicadores, para determinar la rentabilidad financiera de un proyecto siendo el Valor presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno y el periodo de recuperación de la inversión los más representativos para que sean analizados.

Los aspectos más importantes a considerar serían las inversiones que se tengan en el horizonte de tiempo del proyecto, por lo que, una vez que se tienen bien establecido el proceso que va a determinarse; en este caso el bombeo neumático, deberán establecerse las inversiones y ganancias para determinar el flujo de efectivo.

También debe tenerse presente si en la evaluación es antes de impuestos ó después de impuestos.

Para el caso de este anteproyecto en específico, también es necesario puntualizar el porcentaje de ventas de lo producido al extranjero y el porcentaje que se destina al mercado interno de nuestro país. Tomando en consideración lo anterior tenemos los siguientes resultados que se indican en la *tabla 10*:

## **Análisis de resultados.**

Derivado de los resultados obtenidos, los indicadores financieros principales muestran que el proyecto es rentable antes de impuestos.

Cabe recordar que en base a la legislación de nuestro país el 85% de las ganancias por extracción de petróleo son destinadas al gobierno federal para el desarrollo de nuestro país, es por eso que se dice que PEMEX es propiedad de todos los mexicanos. El único inconveniente de este esquema es lo siguiente:

No se reinvierte el presupuesto necesario para la modernización de la infraestructura en las áreas que transforman el petróleo (refinación) en productos de consumo, lo cual le daría un 100% de ganancia, en lugar de solo ser un país que exporta petróleo únicamente como materia prima.

Se solicitan créditos del extranjero a tasas internacionales Libor+2 puntos aproximadamente (7%), a tasas convenientes para el desarrollo de proyectos (PIDIREGAS), cobrándose la factura del préstamo con la producción de petróleo que se vaya a generar. El único inconveniente es que no toda la producción es exportada, ya que para este proyecto, de la producción generada el 50% es para exportación y el 50% es para consumo nacional y aunado a que el gobierno federal recibe por concepto de extracción de petróleo el 85% de impuestos se deja un 15% para la operación y mantenimiento de la principal empresa productora del país, el cuál es insuficiente para la modernización y fomento de nuevos proyectos para incrementar la producción.

El riesgo de la deuda por concepto de este tipo de proyectos (PIDIREGAS), la respalda tanto PEMEX como el mercado nacional consumidor de hidrocarburos ó en su defecto se registra en la deuda externa de nuestro país, por lo que se debe minimizar este tipo de prestamos y solo utilizarlos para la adquisición de equipos y materiales para un proyecto en específico y que no representen un desembolso a largo plazo.



## **Esquemas de financiamiento actuales**

Para este anteproyecto se tiene planeado utilizar prestamos del extranjero, ya que al ser una entidad del estado la que solicita, depende del presupuesto que el gobierno a través de la Secretaría de Hacienda pueda otorgar para su buen funcionamiento; pero debido a que no se tienen los recursos financieros para llevar a cabo proyectos nuevos que requieren de grandes presupuestos, se estudio y aceptó la alternativa de recurrir a prestamos de bancos del extranjero con tasas de interés internacional; como por ejemplo la Tasa Libor+2 puntos que traducido a tasa de interes da un aproximado del 7al 8% anual.

Por lo cual se autorizó por parte de la Comisión Intersectorial de Gasto Financiamiento el esquema de un Fideicomiso, constituido por un Banco Extranjero con el fin de contratar financiamientos denominados PIDIREGAS (Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto),y asumir las obligaciones de pago a los proveedores de la entidad acreditada; y de esta manera adquirir el dinero necesario para desarrollar la infraestructura de proyectos que sean financieramente rentables y que garanticen la devolución del préstamo adquirido del extranjero.por parte de la entidad acreditada. Dichos prestamos son contratados por anualidades según el plazo para ejecutar el proyecto y que idealmente mediante el análisis económico se puede solventar con la producción que sea obtenida al tener la infraestructura.

Algunas de las principales ventajas son:

Se puede acceder a dinero a tasas de interes de tipo internacional.

Se incrementa la producción al contar con mayor infraestructura.

Se pueden programar los pagos a contratistas con mejor oportunidad.

Se tiene mayor control sobre los gastos y el presupuesto.

Las Desventajas son:

Costos por concepto de IVA, que son pagados al presentarse las estimaciones.

Bajas en los precios del petróleo.

Riesgo cambiario que para el consumo interno representa un incremento de precios.

Pago de intereses de financiamiento por la entidad.

Registro de Deuda Pública.

Costos de financiamiento en moneda extranjera, que son absorbidos en cierta parte por el mercado de consumo interno.

Se fomenta la dependencia de créditos financieros del extranjero.

## **Esquema de financiamiento propuesto para el anteproyecto.**

Una vez analizado el esquema del financiamiento actual que tiene la entidad para grandes proyectos , así como sus ventajas y desventajas, en este anteproyecto se propone la siguiente alternativa para no depender al cien por ciento de los préstamos del extranjero y asegurar un sano financiamiento, por lo cual se propone lo siguiente:

Para el caso del desarrollo de proyectos nuevos en la entidad, se deberá consensar a todas las áreas involucradas en la exploración, producción, transporte, refinación y distribución, sobre los diferentes proyectos que se tienen planeado ejecutar y los beneficios que se espera obtener y solo de esta manera (en conjunto), solicitar su ejecución.

Priorizar los proyectos que impacten de una manera favorable a la operación y producción de la entidad.

Efectuar proyectos por partes, es decir, no ejecutar todo un proyecto con montos altísimos para su desarrollo, fraccionando su ejecución, dependiendo de las ganancias que se obtengan de la nueva infraestructura para que primero se pague lo invertido y segundo para que genere ganancias, mismas que permitan invertir en las siguientes partes del proyecto. Y únicamente ejecutar proyectos con bases sólidas y consensadas por grupos multidisciplinarios que permitan cuantificar la autorecuperación en corto plazo y que se obtengan los beneficios en cuanto a producción, eficiencia y flexibilidad en la operación y mantenimiento de las operaciones.

En cuanto a recurrir a préstamos del extranjero es bueno, siempre y cuando no se dependa únicamente de ellos para la inversión en nueva infraestructura dentro de la entidad, así como delimitar el programa de pagos por parte de la misma entidad y nó anexarlo como deuda para el país ya que cierta parte de ese préstamo es trasladado al mercado interno para el pago del mismo.

## RECOMENDACIONES

Una vez que un anteproyecto es concebido por su urgente necesidad como activo productivo y se hace indispensable su planeación para su ejecución, siendo necesario que intervengan todo un grupo de trabajo de las áreas que estén relacionadas, apoyados con proveedores de equipos y materiales para analizar las diferentes alternativas y propuestas económicas de manera abierta y que esté presente tanto el que vaya a contratar como el que ejecuta y las diferentes alternativas en cuanto a equipos y materiales que ofrecen los proveedores, mismos que deberán ser apropiados a lo que operativamente se requiere y que reditúe los dividendos esperados, haciendo contratos claros y programados que optimicen la inversión.

Otra área en la cual es necesario estudiar a detalle es que la infraestructura propuesta para su ejecución contemple también su flexibilidad operativa, de tal forma, que no tenga cuellos de botella y evitar los paros de emergencia por falla en el sistema, en este caso como se está hablando de un sistema de tuberías y equipos de operación para la compresión, se deben buscar otras alternativas que entren a sustituir al gas amargo por la limitante de el declinamiento general de los yacimientos, tal sustitución puede ser mediante otros sistemas(bombeo electrocentrífugo, inyección de agua a pozos, compresión con la misma energía de gas que se está obteniendo, reinyectándola al pozo en el mismo sitio y que demuestren su rentabilidad.

Debido a la importancia del petróleo en nuestro país se hace necesario invertir más en su procesamiento y refinamiento para aumentar las ganancias. La limitante que se tiene es el bajo apoyo que reciben las empresas y centros de investigación y desarrollo para utilizar equipos y tecnología nacional, es decir, hace falta invertir más en el capital humano que cuentan las empresas mediante capacitación y adiestramiento y tener el vínculo para el desarrollo de tecnología propia aplicada a las necesidades de la industria petrolera en nuestro país y solo de esta manera se podrá lograr cierta independencia tecnológica que hasta hoy no se ha logrado.

## CONCLUSIONES

Para el estudio de un anteproyecto, en este caso de producción de hidrocarburos, involucra una serie de conceptos y estudios técnicos, que permitan identificar cuales son las alternativas con las que se cuenta para la extracción de la reserva remanente en un pozo, recabar la información estadística del yacimiento y efectuar tanto la planeación como el presupuesto de lo que costaría efectuar el proyecto, una vez que se haya tomado la decisión de presentarlo ante la Gerencia para su aprobación.

Se sabe por experiencia, que no todos los proyectos son seguros y que pueden cambiar las cosas de una forma en que debamos actuar sobre la marcha para encauzar hacia los mejores resultados, por lo que este trabajo es un pequeño extracto del mundo de información que se debe analizar para decidir si es conveniente invertir en infraestructura nueva, obteniendo los beneficios esperados en el mínimo de tiempo de recuperación.

También es conveniente que en este tipo de proyectos se trabaje en grupos multidisciplinarios (operativos-diseñadores-constructores-proveedores de equipos y personal que pudiera aportar ideas importantes para el funcionamiento y beneficios que se tendrían a la empresa), dedicados a tiempo completo al desarrollo del nuevo proyecto, en los que verdaderamente sean equipos y no se pase por alto ninguna información que pudiera afectar los resultados propuestos.

Se hace la aclaración de que los precios indicados en el anexo "A" de las fichas de precios unitarios para la construcción del Gasoducto de 16" y de 8"Ø son aproximados y no se está siguiendo la normatividad indicada por la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con la Misma ni con su Reglamento, y solo sirven como un presupuesto preliminar aproximado en base a costos de proveedores en el año 2001-2002 y solo se indican para los fines de este anteproyecto.