



## CAPITULO V

---

---

## CAPITULO V

### V. - ANÁLISIS ECONÓMICO.

#### Costos de la situación actual.

El procedimiento de cálculo de costos se basó en elaborar primero un diagnóstico de la situación actual. En este diagnóstico se consideró el costo de operación y mantenimiento atribuible a la Batería y Compresoras Tecominoacán, así como el consumo de energéticos y lubricantes.

En lo posible, la identificación de costos se hizo por cada etapa del proceso, con el fin de modelar los cambios en los costos debidos a las modificaciones sugeridas en cada opción de optimización de las instalaciones.

El análisis de los flujos de efectivo se realizó en dólares. Los costos de operación y mantenimiento se estimaron originalmente en pesos y se calcularon sus equivalentes en dólares según el tipo de cambio sugerido por las áreas de planeación para la evaluación de las carteras de proyectos de inversión.

No se consideró, la depreciación de la infraestructura y el pago de impuestos sobre las utilidades virtuales del Activo.

Únicamente se consideró el pago de impuestos por derechos de explotación.

#### Costo de operación.

El costo de operación se refiere a los gastos en que incurre la Coordinación de Operación del Activo Jujo-Tecominoacán para el desarrollo de las actividades de producción.

El detalle de la información no permitió hacer un desglose por cada etapa del proceso, por lo que sólo se consideraron los valores totales.

La información se muestra en el siguiente cuadro y se refiere a los valores anuales programados para ejercer en cada concepto indicado.

**Tabla V.1. - Información base sobre costos de operación**

CONCEPTO	IMPORTE
Mano de obra	\$8,971,394.76
Logística de transporte de	\$667,377.00
Ropa e implementos de	\$105,684.12
Herramientas	\$15,952.32
Capacitación	\$25,139.52
<b>TOTAL</b>	<b>\$9,785,547.72</b>

Se consideró que en todo el horizonte de evaluación, los costos de operación permanecerán constantes. Esto implica suponer que las plantillas de personal dedicado a la operación se mantienen iguales, así como sus gastos de logística, herramientas e implementos de trabajo.

En la siguiente tabla se muestran los importes anuales para el período considerado en el proyecto.

**Tabla V.2. - Costos de operación anuales**

<b>Año</b>	<b>Costo Anual (USD)</b>
2001	\$937,313
2002	\$853,058
2003	\$853,058
2004	\$853,058
2005	\$853,058
2006	\$853,058
2007	\$853,058
2008	\$853,058
2009	\$853,058
2010	\$853,058
2011	\$853,058

### **Costos por mantenimiento**

Los conceptos de costos incluidos se refieren al mantenimiento preventivo a instrumentos de medición y control en las diferentes áreas de la Batería y Compresoras, y la adquisición de instrumentos y accesorios para el mantenimiento.

Debido a que el programa no incluía actividades relevantes en el área de compresoras, este costo se estimó con base en el importe de las actividades programadas en el área de bombeo.

Los importes en pesos correspondientes a cada área del proceso, incluyendo el ajuste en compresión, se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla V.3. - Información base sobre costos de mantenimiento**

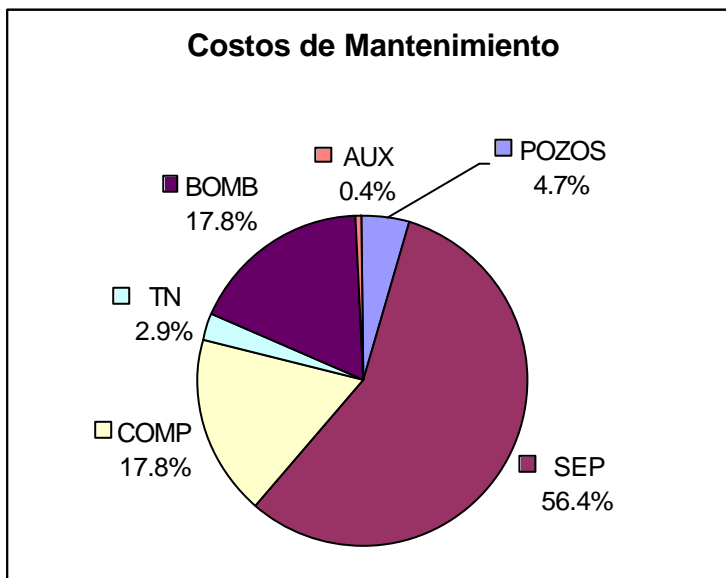
Pozos	\$684,822.24
Separación	\$8,247,133.23
Compresión	\$2,604,665.89
Tampa Neumática	\$427,277.88
Bombeo	\$2,606,129.16
Servicios Auxiliares	\$62,921.67
<b>TOTAL</b>	<b>\$14,632,950.07</b>

Por otro lado, se consideró un mantenimiento mayor en los años 2005 y 2010. Los valores usados durante la evaluación se ilustran en la siguiente tabla.

**Tabla V.4. - Costos anuales de mantenimiento**

Mantenimiento (usd)	Caso Actual			
	Año	Normal	Mayor	Costo Anual
	2001	\$1,401,624		\$1,401,624
	2002	\$1,275,632		\$1,275,632
	2003	\$1,275,632		\$1,275,632
	2004	\$1,275,632		\$1,275,632
	2005	\$1,275,632	\$500,000	\$1,775,632
	2006	\$1,275,632		\$1,275,632
	2007	\$1,275,632		\$1,275,632
	2008	\$1,275,632		\$1,275,632
	2009	\$1,275,632		\$1,275,632
	2010	\$1,275,632	\$500,000	\$1,775,632
	2011	\$1,275,632		\$1,275,632

Las proporciones del costo para cada uno de las áreas se muestran en la siguiente gráfica.



#### Costo de energéticos y lubricantes.

Estos conceptos se refieren al costo de la energía eléctrica, el gas combustible y los

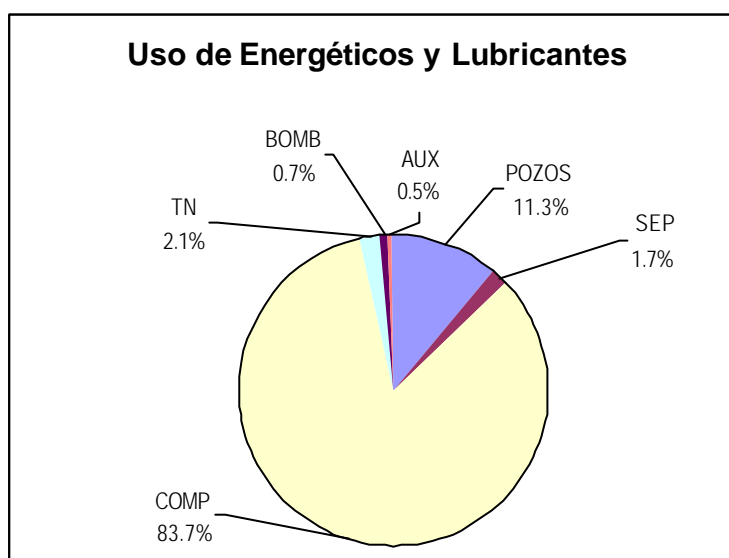
---

---

lubricantes utilizados en cada una de las etapas del proceso.

Los costos en que se incurre actualmente por uso de gas combustible y lubricantes se calcularon con base en los consumos registrados durante el año 2001. En el caso de la energía eléctrica, el costo se estimó con base en la potencia de los motores eléctricos que se utilizan en cada etapa.

La proporción de costo correspondiente a cada fase del proceso puede verse en la siguiente gráfica.



Para los fines de la evaluación, fue necesario modelar el gasto por concepto de consumibles para todo el período de estudio.

El consumo de gas combustible para compresión se basó en los volúmenes de gas húmedo amargo que se prevé serán producidos en los siguientes años, suponiendo que la eficiencia de los equipos se mantenga constante, es decir, que la cantidad de gas combustible necesaria para que las compresoras manejen un millón de pies cúbicos de gas amargo se mantendrá igual durante todo el período.

Para calcular la energía eléctrica que será consumida por el equipo de bombeo se consideró el número de horas-bomba que se requieren para desplazar la producción actual de aceite y suponiendo un incremento lineal de las horas-bomba con respecto a los cambios en la producción.

El gas combustible necesario para desplazar los condensados, se basó en la estimación del número de descargas por día que se requieren para transportar la producción actual de

condensados y suponiendo un cambio en la frecuencia de pateo proporcional a los cambios de producción esperada de condensados hasta el año 2011.

Existen otros equipos que requieren energía eléctrica para su operación como los tableros de control y los motores de los solaires, que tiene la característica de ser constantes e independientes del volumen de producción manejado. En estos casos se utilizaron estimaciones constantes durante todo el período.

Los pronósticos de producción a que se ha hecho referencia, suponiendo que la instalación opere con la misma infraestructura actual, se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla V.5. - Información base de producción**

Año	Pronóstico Base en Producción		
	Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Condensados (bpd)
2001	32,000	42,000	827
2002	30,555	40,429	796
2003	31,459	42,286	833
2004	32,415	43,792	862
2005	36,221	47,003	926
2006	35,983	48,340	952
2007	32,821	45,171	889
2008	29,832	40,802	803
2009	28,631	38,865	765
2010	27,425	42,610	839
2011	24,779	35,886	707

Con los valores anteriores se determinaron los costos totales por concepto de consumibles que se ilustran en la tabla siguiente.

**Tabla V.6. - Costos por uso de consumibles con infraestructura actual**

Consumibles	Caso Actual		
	Año	pesos	usd
	2001	\$89,493,267	9,420,344
	2002	\$86,594,823	8,295,874
	2003	\$90,004,721	8,622,546
	2004	\$92,774,604	8,887,904
	2005	\$98,714,788	9,456,979
	2006	\$101,152,545	9,690,519
	2007	\$95,300,704	9,129,907
	2008	\$87,260,214	8,359,619
	2009	\$83,700,259	8,018,572
	2010	\$90,512,094	8,671,153
	2011	\$78,180,688	7,489,791

### Inversiones requeridas por opción.

Para cada opción se identificó el equipo adicional y las adecuaciones necesarias al equipo existente, con el fin de calcular el monto de las inversiones en infraestructura para cada caso.

En la tabla siguiente se indican los equipos necesarios para cada opción y sus costos estimados en dólares.

**Tabla V.7.- Inversiones totales por opción**

COSTOS DE INVERSION POR OPCION (USD)			
OPCION	EQUIPOS	COSTOS (usd)	TOTAL (usd)
I.1.C. Bajar la presión de separación a 2.0 kg/cm2.	1.- Boosters	\$ 5,000,000	\$5,698,220
	2.- Slug Catcher	\$ 250,000	
	3.- Filtros Separadores	\$ 183,600	
	4.- Separador General	\$ 264,620	
I.2.B. Eliminar los tanques elevados y reducción de la presión de separación a 2.0 kg/cm2.	1.- Boosters	\$ 5,000,000	\$6,212,017
	2.- Slug Catcher	\$ 250,000	
	3.- Filtros Separadores	\$ 183,600	
	4.- Separador General	\$ 264,620	
	5.- Bomba de trasiego	\$ 89,474	
	6.- Tanque de 30,000 Bls.	\$ 424,324	
II.2.C. Presión de separación 2.0 kg/cm2 y enfriamiento del gas a 15°C.	1.- Boosters	\$ 5,000,000	\$10,123,703
	2.- Slug Catcher	\$ 250,000	
	3.- Filtros Separadores	\$ 183,600	
	4.- Separador General	\$ 264,620	
	5.- Paquete de Refrigeración	\$ 2,421,053	
	6.- Separador trifásico	\$ 400,000	
	7.- Rectificador vertical	\$ 260,000	
	8.- Recuperadora de vapores	\$ 1,344,430	
II.2.D. Presión de separación a 2.0 kg/cm2 eliminar los separadores elevados y enfriar el gas a 15°C.	1.- Boosters	\$ 5,000,000	\$9,293,070
	2.- Slug Catcher	\$ 250,000	
	3.- Filtros Separadores	\$ 183,600	
	4.- Separador General	\$ 264,620	
	5.- Bomba de trasiego	\$ 89,474	
	6.- Paquete de Refrigeración	\$ 2,421,053	
	7.- Rectificador vertical	\$ 260,000	
	8.- Separador trifásico	\$ 400,000	
	9.- Tanque de 30.000 Bls.	\$ 424,324	

---

---

El orden de precedencia de las opciones se explica en la sección de análisis incremental de opciones.

### **Modificaciones en costos por opción.**

Las modificaciones en la infraestructura que se proponen en cada opción implican una modificación de los costos de manejo de los hidrocarburos. Estas modificaciones fueron estimadas para cada elemento de costo de la situación actual.

Los costos de operación se supusieron igual a los actuales en las primeras dos opciones, adicionalmente a la consideración de que son constantes a lo largo de los años.

En el caso de las últimas dos opciones, debido a la operación del equipo de refrigeración, se consideró un incremento del 10% por el personal adicional requerido para supervisar el funcionamiento adecuado de esta etapa del proceso.

En la siguiente tabla se puede observar los valores utilizados durante la evaluación.

**Tabla V.8.- Costos de operación anuales por opción**

Costo Anual(usd)					
Año	Caso Actual	I.1C	I.2B	II.2C	II.2D
2001	\$937,313	\$937,313	\$937,313	\$937,313	\$937,313
2002	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2003	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2004	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2005	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2006	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2007	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2008	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2009	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2010	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363
2011	\$853,058	\$853,058	\$853,058	\$938,363	\$938,363

Los costos de mantenimiento se modificaron de manera importante de acuerdo a los equipos adicionales considerados y en algunos casos por retirar de operación otros equipos.

Las principales consideraciones se enumeran a continuación.

**Opción I.1C.-** Se consideró un incremento por el mantenimiento del slug catcher.

**Opción I.2B.-** Se consideró un incremento por el mantenimiento del slug catcher, el tanque de almacenamiento y bombas de trasiego, con un ahorro además por la eliminación de los tanques elevados.



**Opción II.2C.-** Se consideró un incremento por el mantenimiento del slug catcher, el paquete de refrigeración, el separado trifásico y el rectificador vertical.

**Opción II.2D.-** Se incluyó un incremento por el mantenimiento del slug catcher, el paquete de refrigeración, el rectificador vertical, el separador trifásico y el tanque de almacenamiento, además de un ahorro por la eliminación de los tanques elevados.

Los costos de mantenimiento utilizados durante la evaluación se presentan en las siguientes tablas. Primero aparecen los opciones que no incluyen el paquete de refrigeración y posteriormente las que sí lo incluyen.

**Tablas V.9. - Costos por mantenimientos anuales por opción**

Mantenimiento (usd) Año	Opción I.1C		Opción I.2B	
	Diferencia	Costo Anual	Diferencia	Costo Anual
2001	-	\$1,401,624	-	\$1,401,624
2002	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2003	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2004	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2005	71,895	\$1,847,527	(93,164)	\$1,682,468
2006	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2007	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2008	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2009	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468
2010	71,895	\$1,847,527	(93,164)	\$1,682,468
2011	71,895	\$1,347,527	(93,164)	\$1,182,468

Mantenimiento (usd) Año	Opción II.2C		Opción II.2D	
	Diferencia	Costo Anual	Diferencia	Costo Anual
2001	0	\$1,401,624	0	\$1,401,624
2002	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2003	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2004	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2005	\$217,587	\$2,065,114	21,064	\$1,868,591
2006	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2007	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2008	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2009	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591
2010	\$217,587	\$2,065,114	21,064	\$1,868,591
2011	\$217,587	\$1,565,114	21,064	\$1,368,591

Los costos por consumo de energía eléctrica, gas combustible y lubricantes se modelaron con base en los equipos adicionales, los que se retiran de operación y los cambios en el volumen de producción a manejar.

En la tabla siguiente se muestran los incrementos de producción de cada opción.

**Tabla V.10. - Incrementos de producción por opción**

	I.1C	I.2B	II.2C	II.2D
? Aceite	13.0%	12.6%	12.6%	12.5%
? Gas	14.3%	14.4%	1.7%	1.5%
? Condensado	101.6%	112.0%	435.1%	451.9%

Los importes por uso de consumibles para la evaluación se muestran en las siguientes tablas.

**Tablas V.11. - Costos anuales por uso de consumibles**

Consumibles	Alternativa I.1C		Alternativa I.2B	
	pesos	usd	pesos	usd
Año				
2001	\$89,493,267	9,420,344	\$89,493,267	9,420,344
2002	\$124,934,870	11,968,890	\$125,133,373	11,987,907
2003	\$130,151,484	12,468,648	\$130,365,021	12,489,105
2004	\$134,387,139	12,874,428	\$134,612,850	12,896,051
2005	\$143,456,221	13,743,255	\$143,707,735	13,767,351
2006	\$147,192,936	14,101,236	\$147,455,351	14,126,376
2007	\$138,253,864	13,244,864	\$138,490,757	13,267,559
2008	\$125,960,256	12,067,124	\$126,161,848	12,086,436
2009	\$120,516,214	11,545,579	\$120,702,156	11,563,392
2010	\$130,962,199	12,546,315	\$131,178,695	12,567,055
2011	\$112,091,905	10,738,521	\$112,253,924	10,754,043

Consumibles	Alternativa II.2C		Alternativa II.2D	
	pesos	usd	pesos	usd
Año				
2001	\$89,493,267	9,420,344	\$89,493,267	9,420,344
2002	\$120,419,226	11,536,287	\$122,598,074	11,745,023
2003	\$125,364,486	12,010,048	\$127,550,117	12,219,434
2004	\$129,380,063	12,394,745	\$131,571,189	12,604,657
2005	\$137,979,921	13,218,620	\$140,182,695	13,429,648
2006	\$141,521,260	13,557,884	\$143,728,950	13,769,383
2007	\$133,045,352	12,745,883	\$135,241,522	12,956,279
2008	\$121,390,257	11,629,313	\$123,570,496	11,838,182
2009	\$116,229,108	11,134,870	\$118,402,286	11,343,062
2010	\$126,128,311	12,083,223	\$128,315,265	12,292,736
2011	\$108,240,306	10,369,534	\$110,402,683	10,576,692

### **Análisis Incremental.**

Los beneficios esperados como resultado de la optimización en el proceso con cada una de las opciones pueden analizarse de dos maneras: considerando las ganancias marginales con respecto a la situación actual, o bien con respecto a la opción a la cual se optimiza. Esto quiere decir, que si en una opción B se adicionan equipos a los que ya se habían previsto en otra opción A, entonces los beneficios de la opción B pueden analizarse con las ganancias marginales obtenidas sobre la opción A.

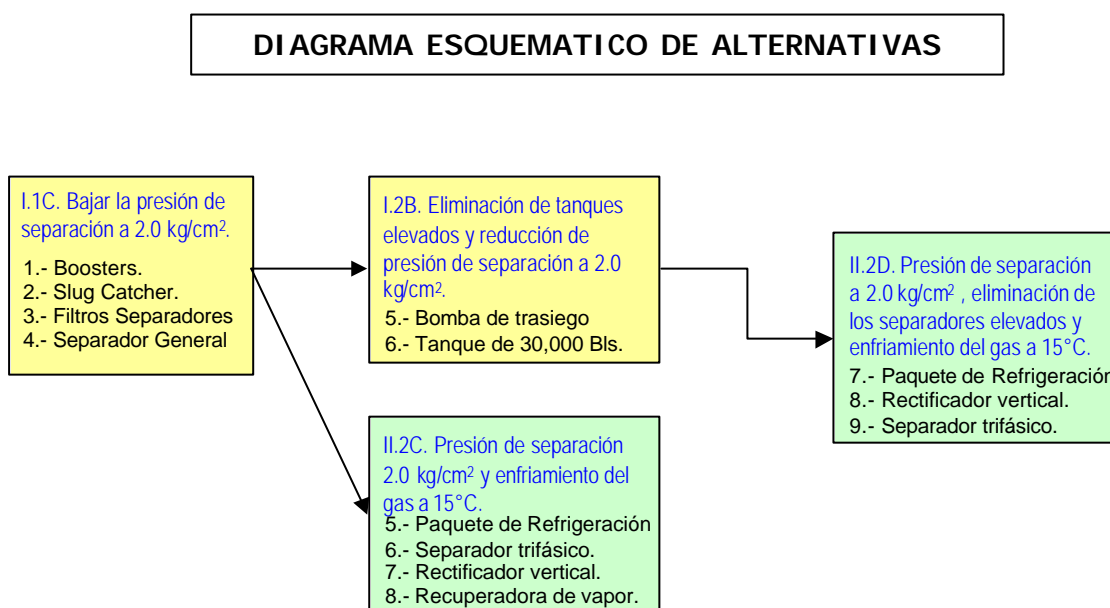
Esta técnica de análisis es más adecuada para decidir entre opciones que tienen una

---

---

secuencia determinada, pues permiten considerar si una opción se justifica o no al descontar los beneficios que ya se habían logrado con las opciones precedentes.

En el caso de las opciones de este estudio, la secuencia considerada se ilustra en el siguiente esquema.



Puede observarse que la numeración de los equipos se hizo para resaltar el orden en el incremento de infraestructura para el desarrollo del proyecto.

### **Indicadores financieros por opción.**

El indicador financiero más importante para decidir entre las diferentes opciones es el Valor Presente Neto (VPN), el cual representa el valor actual de las ganancias que se esperan obtener durante los años de ejecución de un proyecto productivo.

Es importante señalar las premisas macroeconómicas que se consideraron para los cálculos de los indicadores. Éstas se basaron principalmente en las directrices que dictan las Áreas de Planeación para la evaluación de las carteras de proyectos de inversión.

Los aspectos más relevantes se enumeran a continuación.

El tipo de cambio peso-dólar se consideró fijo en 10.44

El precio de los hidrocarburos en el mercado se consideró en un escenario conservador que se ilustra en la siguiente tabla

**Tabla V.12. – Precio anual de los hidrocarburos**

	Precios (usd)		
	Aceite	Gas	Condensados
2001	\$29.05	\$2.87	\$18.74
2002	\$17.39	\$2.18	\$10.27
2003	\$16.43	\$2.14	\$9.93
2004	\$16.91	\$2.18	\$10.42
2005	\$17.40	\$2.22	\$10.66
2006	\$17.89	\$2.29	\$10.96
2007	\$17.84	\$2.36	\$11.04
2008	\$17.79	\$2.41	\$11.11
2009	\$17.73	\$2.45	\$11.12
2010	\$17.68	\$2.48	\$11.17
2011	\$17.63	\$2.50	\$11.21

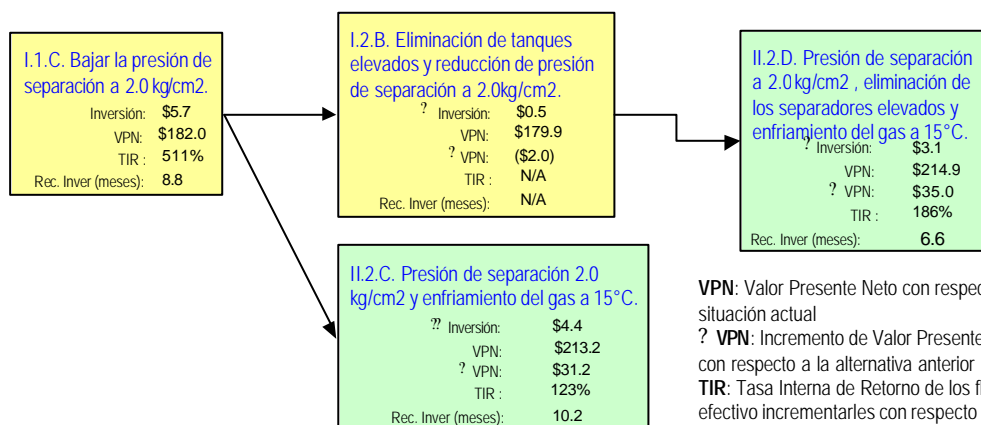
Las tasas de descuento real se fijan en 10%.

Los costos de operación y mantenimiento, que originalmente se estimaron en pesos, se consideraron en valores constantes del año 2001.

En el caso de las opciones de este estudio, la II.2D y II.2C fueron las que resultaron con un valor presente neto mayor, con respecto a la situación actual.

En el esquema siguiente se ilustra también el incremento en valor presente que se tiene

**DIAGRAMA ESQUEMATICO DE ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS**



Con cada opción.

Otro parámetro financiero calculado es la Tasa Interna de Retorno (TIR). Este indicador puede interpretarse como la máxima tasa de descuento a que puede someterse un proyecto antes de que registre una pérdida de valor presente neto.

En el esquema anterior, la tasa interna de retorno en cada caso se calculó con los flujos de efectivo incrementales con respecto a la opción anterior.

Una aclaración pertinente es en el caso de la opción I.1C, en la cual la opción precedente es el escenario actual, antes de proponer modificaciones a la infraestructura. Por tanto, la tasa interna de retorno tan elevada se debe principalmente al efecto de explotar con mayor rapidez el yacimiento, más que al efecto productivo de los equipos adicionales a la infraestructura. En el caso de las otras opciones la tasa interna de retorno si está representando los beneficios logrados al optimizar la infraestructura de manejo de los hidrocarburos.

En el caso de las opciones que registran un decremento marginal del valor presente neto, la tasa interna de retorno no puede ser calculada y no hay recuperación de la inversión marginal.

### Comparación entre opciones.

Es importante analizar las razones por las cuales unas opciones son más rentables que otras.

En la tabla siguiente se ilustra el valor actual en dólares de los hidrocarburos que se esperan producir del año 2001 al 2011 para cada opción. También se muestra el valor presente de los costos de manejar dicha producción en la Batería y Estación de Compresión Tecominoacán.

**Tabla V.13. - Comparación de resultados financieros por opción**

	VALOR PRESENTE DE INGRESOS				VALOR PRESENTE DE COSTOS				UTILIDAD BRUTA
	Aceite	Gas	Conden	Total	Oper	Mto	Consum	Total	
<b>Actual</b>	\$1,229	\$219	\$20	\$1,468	\$5	\$8	\$54	\$67	\$1,401
<b>I_1C</b>	\$1,389	\$251	\$41	\$1,680	\$5	\$9	\$78	\$92	\$1,589
<b>I_2B</b>	\$1,384	\$251	\$43	\$1,678	\$5	\$8	\$78	\$91	\$1,587
<b>II_2C</b>	\$1,384	\$223	\$108	\$1,715	\$6	\$10	\$75	\$91	\$1,624
<b>II_2D</b>	\$1,382	\$223	\$112	\$1,716	\$6	\$9	\$76	\$91	\$1,625

En cuanto a los ingresos, hay un incremento del orden de 210 millones de dólares al pasar del ritmo de producción actual a la primera opción (I.1C). También puede observarse que

---

---

las primeras dos opciones tienen un nivel de ingresos similar, al igual que las últimas dos. Esto se debe a la recuperación mejorada de condensados, lo cual se traduce en un aumento considerable de los ingresos por ese concepto que supera al decremento que se presenta en los ingresos por gas amargo.

En cuanto a los costos de operación, estos permanecen constantes en las primeras dos opciones y se incrementan un poco en las opciones que incluyen el paquete de refrigeración.

Los costos de mantenimiento se incrementan en las opciones en las que permanecen en operación los tanques elevados.

Los costos del uso de energéticos y lubricantes representan el renglón más importante y de este concepto, el gas combustible para compresión es el mayor. Puede observarse que en las opciones que implementa refrigeración hay un ahorro en consumibles derivado de la reducción de gas amargo producido y que por tanto requiere compresión.

### **Conclusiones Económicas.**

La rentabilidad de las opciones es resultado del efecto combinado de la recuperación mejorada de condensados con los ahorros en uso de energéticos para el manejo de la producción.

La opción I.2B generan una pérdida marginal de valor presente neto, por lo que desde el punto de vista económico, no es recomendable realizarla, pues las variantes que incluyen refrigeración además de los equipos de estas dos opciones son más rentables.

En el caso de la primera opción, el incremento en valor presente neto se debe a la explotación acelerada del yacimiento y en este sentido, es la opción I.1C la más recomendable.

La opción **II.2D** es más rentable que la I.1C sin embargo basándose en el análisis técnico de ésta, la calidad del aceite en cuanto al contenido de H<sub>2</sub>S se incrementa considerablemente y la PVR del crudo también aumenta, por lo tanto si se toma en cuenta como una prioridad el obtener un aceite estabilizado y dentro de especificaciones lo mejor será **desarrollar la I.1C.**