

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y/O GAS

Juan María Hernández García, Pluspetrol E. y P. S.A., Argentina.

RESUMEN

El presente trabajo pretende ser una herramienta útil para cuando queremos valorizar un área petrolífera y/o gasífera. Ya sea, porque la queremos comprar, participar en una licitación, o simplemente nos interesa saber el valor de nuestras propias Reservas.

A diferencia de los programas para la evaluación de proyectos que están difundidos en la literatura, este trabajo contempla los variados grados de desarrollo y características que tendrán las Areas a evaluar. Para lograr esto se evalúa cada Area en cuatro escenarios distintos de reservas. Estos son :

- 1) Reservas Desarrolladas
- 2) Reservas Probadas
- 3) Reservas Probadas + Probables
- 4) Reservas Probadas + Probables + Posibles.

Se describe una metodología para el cálculo de las Reservas y la obtención de los pronósticos de Inversiones, Producciones y Costos Operativos.

Se realiza una evaluación económica, para cada escenario en archivos del programa Excel. Estos están conectados entre sí, (link); lo que hace ágil la obtención de los resultados cuando, luego de completada la evaluación se desee hacer cambios o manejar otras alternativas.

Se realiza un análisis de sensibilidad de estos 4 escenarios de reservas a distintos precios de los productos.

Esta metodología tiene como ventaja sobre una evaluación económica convencional lo siguiente:

- .-Tenemos valorizada el área en distintos escenarios de reservas.
- .-Podemos sumar valores de, por ejemplo, las reservas posibles o probables, con las demás categorías de reservas, en valores equivalentes.
- .-Nos permite determinar los precios mínimos a los cuales nos es rentable la explotación o el desarrollo de las distintas categorías de reservas. Esto, para el caso de la evaluación de nuestras reservas, nos permite tomar rápidas decisiones cuando ocurren cambios pronunciados en el precio del crudo o gas.

INTRODUCCIÓN

Es difícil recomendar una única Metodología para la evaluación económica de Yacimientos o Areas Petrolíferas y/o Gasíferas. Las Areas a evaluar, generalmente, difieren en aspectos y factores, que nos pueden hacer variar esta metodología. Estos aspectos o factores los podemos resumir en los siguientes.

Grado de desarrollo del Area a evaluar. Nos podemos encontrar con Areas con muy poco o nulo desarrollo, donde el componente exploratorio tiene 100 % de peso en la evaluación, (Areas Exploratorias), o por el contrario, nos podemos encontrar con Areas muy maduras con alto grado de desarrollo y poco componente exploratorio, (Areas Marginales). En el medio, tendremos la mas variada combinación de componente exploratorio y de desarrollo.

Precio de los Hidrocarburos que componen las reservas. El precio de las reservas de hidrocarburos líquidos, (petróleo o condensado), está supeditado a las variaciones del mercado, y tiene fuerte impacto en el análisis de sensibilidad. El precio de las reservas de hidrocarburos gaseosos en cambio, generalmente, está fijado por un contrato de suministro previo entre empresas o países.

Legislación sobre regalías. Según las legislaciones de los diferentes países, en algunos, las regalías son un porcentaje fijo de la producción extraída, y en otros, este porcentaje varía en función de la producción obtenida, generalmente, este porcentaje se incrementa cuando mayor es la producción.

Tipo de Contrato. También dependiendo de la legislación o modalidad de cada país, existen contratos de libre disponibilidad del hidrocarburo, en los cuales, la única participación del estado, es a través de regalías (ej. Argentina). En otros, además de las regalías, se exige una participación social del estado o la empresa estatal (ej. Argelia). Por último, en otros países, la empresa operadora es un contratista la cual recibe un pago, (service fee) por la producción a extraer, (ej. Venezuela)

No obstante intentaremos describir una metodología que contempla los aspectos aquí mencionados.

Metodología de la evaluación

La metodología que describiremos a continuación, sirve tanto para evaluar áreas que estamos interesados en comprar o licitar, o simplemente, para evaluar las áreas de nuestra propia empresa.

Esta metodología toma como base la siguiente clasificación de Reservas

		En Producción
	Desarrolladas	En no Producción
Probadas		Behind pipe
	No Desarrolladas	
Probables		
Posibles		

Esta metodología contempla hacer 4 evaluaciones en los siguientes escenarios diferentes de reservas:

Reservas Desarrolladas (En producción + en no producción + Behind pipe)
 Reservas Probadas (Desarrolladas + No Desarrolladas)
 Reservas 2 P (Probadas + Probables)
 Reservas 3 P (Probadas + Probables + Posibles)

Cada escenario se obtendrá, adicionando al anterior, las Inversiones, producciones y Costos Operativos que generan el nuevo escenario. Por ejemplo, la evaluación para el escenario de reservas probadas, se obtendrá, adicionando a la evaluación de la reservas desarrolladas, las Inversiones, Producciones y Costos Operativos, generados por las reservas no desarrolladas, y así sucesivamente.

El software empleado es el Excel, en el cual, cada escenario de reservas es calculado en un archivo que contiene las diferentes planillas de cálculo y gráficos correspondientes.

Las planillas de cada escenario están conectadas (link) con las del escenario siguiente y las planillas resumen; de manera que una vez terminada la evaluación, cualquier cambio que se desee hacer, por ejemplo, modificar las producciones de las reservas desarrolladas, automáticamente se modifican las producciones de todos los demás escenarios y planillas resúmenes, como así también todos los demás parámetros afectados por ese cambio de producción, ej. costos operativos Valor Presente. etc.

La evaluación de cada escenario de reservas se debe cumplir, siguiendo las siguientes etapas.

- 1.-Cálculo de Reservas
- 2.-Estimación de Inversiones
- 3.-Pronóstico de producción
- 4.-Estimación de Costos Operativos
- 5.-Análisis económico – Flujo de Caja – Tiempo de reparo – TIR.- Valor Presente.
- 6.- Cálculo del Valor del Area o Bono.
- 7.-Análisis de sensibilidad del Valor Presente vs Precio.

- 8.-Comparación de las curvas de sensibilidad del V P vs Precio de los 4 escenarios
- 9.-Comparación de los parámetros económicos de cada escenario

1.-Cálculo de Reservas

Desarrolladas : Para el cálculo de reservas **desarrolladas en producción**, es recomendable el uso de programas que permiten estimar producciones futuras a partir de declinatoria, (Production Analysis u OFM). Para la estimación de reservas **desarrolladas behind pipe**, se recomienda realizar un relevamiento de los workover que se podrían realizar en cada pozo perforado, y estimar estadísticamente la curva de producción de cada uno de estos WO. En los casos de yacimientos con muchos pozos, (+ de 200), se recomienda trabajar con muestreos representativos. Se deberán estimar en este tipo de reservas, las correspondientes a proyectos de recuperación asistida desarrollados y en marcha.

No Desarrolladas : El cálculo de reservas no desarrolladas contempla las correspondientes a la perforación de pozos de desarrollo que completen la extracción de la totalidad de las reservas probadas, las correspondientes a la implementación de proyectos de recuperación secundaria o asistida, y las reservas supeditadas a inversiones en instalaciones que posibiliten su extracción ej. compresión para yacimientos de gas.

A esta altura de la evaluación es conveniente, cotejar las reservas estimadas por esta metodología, con el petróleo o gas in situ estimado por métodos volumétricos o Balance de Materiales. De este modo, se analizará si el factor de recuperación final del o los yacimientos es, compatible con el tipo de energía involucrados en cada yacimiento (gas disuelto, gas cap, empuje hidráulico, gravitacional, etc.), el tipo de fluido (viscosidad) y las características del reservorio (permeabilidad, presión).

Probables :Son aquellas que tienen una probabilidad de ser encontradas del 40 al 60 %, y en general, están asociadas a la estructura y reservorios de las reservas comprobadas.

Posibles : Son aquellas que tienen una probabilidad de ser encontradas menor al 25 %, y en general, también están asociadas a la estructura y reservorios de las reservas comprobadas.

A los efectos de poder sumar las reservas probables y posibles, a las probadas, las dos primeras deberán ser afectadas por su respectivo factor de probabilidad de ser encontradas.

2.-Estimación de Inversiones

Desarrolladas. Si bien por definición, las reservas desarrolladas son aquellas que no necesitan inversiones para su extracción, esta definición técnica, a veces no es compatible con aspectos impositivos de cada contrato o legislación, razón por la cual, a veces se incluyen dentro de las inversiones para las reservas desarrolladas, gastos como abandono de pozos , equipamientos de producción y algunas instalaciones menores necesarias para la explotación de estas reservas, y que impositivamente pueden ser tratadas como inversiones. El caso del costo de WO para las reservas desarrolladas behind pipe, se considera como gasto y forma parte del Costo Operativo, a menos que, contractualmente se los permita considerar como inversión.

No Desarrolladas. Las Inversiones para las reservas no desarrolladas, generalmente están formadas por la perforación de pozos de desarrollo, Instalaciones de producción e Instalaciones para proyectos de recuperación asistida.

Probables: En las Inversiones para las reservas Probables, es conveniente introducir un porcentaje de la Inversión prevista en Sísmica, como así también, las perforaciones e instalaciones necesarias de los descubrimientos futuros.

Posibles. En las Inversiones para las reservas Posibles, se considerarán las de Sísmica, como así también, los pozos exploratorios, los de desarrollo y las instalaciones necesarias en los futuros descubrimientos.

Las inversiones para las reservas probables y posibles, deberán incluir el 100 % del costo de encontrarlas (Sísmica y pozos exploratorios), pero sólo el costo de las perforaciones e instalaciones necesarias para el desarrollo de las reservas ya afectadas por el factor de probabilidad de ser encontradas.

A modo de ilustración se adjunta la planilla y gráfico de las inversiones que corresponden al escenario de las reservas 3P. Planilla 1 Gráfico 1.

3.-Previsión de Producción

La previsión de producción para cada escenario, se realizará de acuerdo a la clasificación de reservas enumerada anteriormente.

Desarrolladas: Para la previsión de producción de las reservas **desarrolladas en producción**, es recomendable el uso de programas que permiten estimar producciones futuras a partir de declinatoria, (Production Analysis u OFM). Esta previsión debe ser coincidente con la estimación de este tipo de reservas. Para la previsión de producción de las reservas **Desarrolladas Behind pipe**, se deberá emplear datos estadísticos de producciones de pozos sometidos a WO, (pozos tipo) pero, teniendo en cuenta el envejecimiento de los yacimientos. Con este pozo tipo y la secuencia de WO en el tiempo prevista en las Inversiones o Costos Operativos, se elaborara un pronóstico de producción debido a este rubro.

No Desarrolladas : Se deberá estimar la producción del pozo tipo acorde a datos estadísticos, pero también, teniendo en cuenta el envejecimiento de los yacimientos. Con este pozo tipo, y la secuencia de perforaciones en el tiempo prevista en el plan de inversiones, se elaborará un pronóstico de producción debido a este rubro. Se contemplará también, la producción correspondiente a cualquier proyecto de recuperación asistida a desarrollar.

Probables: Se adoptará un pozo tipo, acorde al pozo tipo de las reservas comprobadas no desarrolladas, pero teniendo en cuenta las expectativas de calidad de reservorio y presión a encontrar en las zonas a desarrollar las reservas probables. Con este pozo tipo y la secuencia en el tiempo de perforación de estas reservas, se elaborará un pronóstico de producción debido a este rubro. La suma del pronóstico de producción deberá coincidir con el correspondiente valor de reservas probables ya afectadas por el factor de probabilidad de encontrarlas.

Posibles : Se adoptará un pozo tipo, acorde al de las reservas comprobadas. De la misma manera, al de las probables, se realizará un pronóstico de producción correspondiente a este rubro.

A modo de ilustración, se adjunta la planilla y gráfico, de las producciones que corresponde al escenario de las reservas 3P. Planilla 1, Gráfico 2.

4.-Estimación de Costos Operativos

Se deberá evitar en el cálculo de los Costos Operativos, el método simplista de emplear el valor regional promedio en U\$/Barril, sobre todo, cuando se evalúan yacimientos marginales. En estos casos, el Costo Operativo futuro será sensiblemente superior a la media actual de la región, debido a que se tendrá una operación en un escenario de producción futura decreciente. El uso de estos valores son sólo aceptados en una evaluación rápida y muy preliminar.

Tampoco es correcto dividir los costos operativos en Fijos y Variables. Generalmente, dentro de los costos fijos están contemplados los costos de estructura operativa, (Personal), y por definición se los estiman fijos para toda la vida del proyecto. Dentro de los Variables están los relacionados a la producción de hidrocarburos, y se los varía en función del pronóstico de producción.

Para una correcta previsión de los costos operativos, es conveniente emplear la siguiente metodología:

En yacimientos operados o sobre los cuales se dispone información, realizar sobre el último presupuesto una división de los costos operativos según la siguiente clasificación: Gráfico 3.

“Estructura Operativa”. Son los costos debido a estructura operativa del yacimiento, (personal de yacimiento, edificio, mantenimiento, transporte de personal. etc.).

“Pozos” Son los costos originados por los pozos en producción o inyección, (Pulling, WO, consumo eléctrico, etc.)

“Fluido” Son los costos atribuibles a la producción y movimiento de fluidos (Baterías, productos químicos Bbas de superficie, líneas de conducción, consumo eléctrico, etc.).

“Secundaria” Son los costos debido a recuperación secundaria, (planta de inyección, pozos inyectoros, productos químicos, consumo eléctrico, etc.).

“Oficina Local”. Son costos originados en la oficina local, (Edificio, Personal Administración Ingeniería, supervisión etc.)

“Oficina Central” Son los costos originados en la oficina central, (Ingeniería, Geología, Supervisión, Consultoría, etc.).

Con esta información, los datos actuales de pozos en producción e inyección y fluido movilizado, se estimarán los costos unitarios. Este cálculo esta descrito en la planilla 2. Luego:

Pronosticar los costos de estructura a futuro, como un porcentaje de la estructura actual en función del pronóstico de producción y de cantidad de pozos, (Factor de ajuste de los costos de estructura).

Hacer una previsión de pozos en producción e inyección, y empleando los respectivos costos unitarios, estimar los costos operativos futuros debido a este rubro.

Hacer una previsión de producción de fluidos, (Petróleo, Agua y Gas), y emplear también los costos unitarios respectivos para el cálculo de costos operativos debido a este rubro.

Hacer una previsión de Inyección de Agua y emplear también los costos unitarios para estimar el respectivo costo operativo.

Los costos de Oficina local, es conveniente pronosticarlos como un porcentaje de la suma de los costos anteriores, (Costo de producción o Lifting Cost).

Los costos de Oficina, Central es conveniente pronosticarlos como un porcentaje de la suma de los Lifting Cost e inversiones previstas.

El cálculo de los Costos Operativos está en la planilla 1 y gráfico 4. Como se ve, esta estimación de costos operativos varía en función de diversos parámetros. En Areas o Yacimientos que no se dispone de la información de un presupuesto de costos operativos, se puede emplear la base de datos de costos unitarios por rubro que más se asimile al área a evaluar. Este método permite estimar los costos operativos de un área a evaluar, tomando costos unitarios de diferentes Areas o yacimientos.

La clasificación de costos descripta aquí es sólo ilustrativa, y en cada caso, se deberá hacer una en función de la información disponible y la posibilidad de clasificar esta información.

Lo anterior se podrá simplificar en la medida que el yacimiento lo permita, por ejemplo, si el yacimiento a evaluar no tiene inyección de agua, esta variable no la emplearé, o si el yacimiento producirá con poca agua tampoco emplearé la variable correspondiente al fluido a movilizar.

5.-Análisis económico – Flujo de Caja – Tiempo de repago – TIR.- Valor Presente.

Una vez elaborados los pronósticos de Inversiones , Producciones y Costos Operativos, se alimentará con estos datos una planilla de cálculo del flujo de caja, planilla 3..Esta planilla de cálculo se adaptará al tipo de contrato que tendrá la operación, (libre disponibilidad , service fee, o participación estatal).A esta planilla se le ingresarán los parámetros económicos tales como: precio de los hidrocarburos producidos,

regalías; Impuestos y Amortizaciones. Seleccionando una tasa de descuento, por ejemplo 12,5 %, obtendremos el flujo de caja acumulado y actualizado para nuestro proyecto, gráfico 5.

La intersección con el eje de 0 en este gráfico nos indicará el tiempo de repago. La tasa interna de retorno es calculada de los valores de Flujo de Caja. El Valor Presente para la tasa de descuento elegida es calculado del Flujo de Caja Acumulado y Actualizado.

6.- Cálculo del Valor del Area o Bono.

El gráfico Valor Presente para distintas tasas de descuento, gráfico 6, nos permite obtener el valor del Area o Bono a pagar por ésta. El método consiste en seleccionar una tasa de descuento igual a el TIR que deseo para mi proyecto y obtener del gráfico el Valor Presente correspondiente. Este será el valor del Area o Bono a pagar para obtener en mi proyecto la rentabilidad elegida.

El método anterior no es válido cuando deseo comprar un área y la legislación vigente me permite amortizar el Bono pagado y desgravarlo del Impuesto a las Ganancias. En este caso el valor del Bono lo calcularé introduciendo en la planilla de cálculo en el período 0, un valor de Bono y calculando el TIR correspondiente. Este cálculo lo haré para distintos valores de Bono, gráfico 7. De este gráfico seleccionaré un TIR deseado y obtendré el valor del Bono correspondiente.

7.-Análisis de sensibilidad del Valor Presente vs Precio.

Para cada uno de los 4 escenarios de reservas se realizará un análisis de sensibilidad del Valor Presente con el Precio. Cada uno de estos se podrán hacer a distintas tasas de descuento, gráfico 8.

Estas curvas nos informarán sobre el valor del área para cada escenario, a diferentes precios del hidrocarburo y teniendo en cuenta diferentes tasas de descuento como parámetros.

8.-Comparación de las curvas de sensibilidad del V P vs Precio de los 4 escenarios

Se seleccionará una tasa de descuento igual a la rentabilidad mínima deseada y se superpondrá las cuatro curvas de sensibilidad de VP vs Precio, correspondientes a esa tasa de descuento, gráfico 9.

El rango de precios a los cuales la curva de un escenario (ej. 3P) está por encima de la del escenario anterior (2P), nos indica a qué a precios el desarrollo de las reservas correspondientes a ese escenario (Posibles) tiene una rentabilidad superior a la mínima seleccionada. El punto de corte de las dos curvas (punto A) será el correspondiente al precio al cual la rentabilidad es la mínima seleccionada.

Otro dato importante que dan estas curvas es el punto a la cual la curva correspondiente a las reservas desarrolladas corta el valor 0 de V.P.(punto D). Este punto es el precio mínimo la cual es rentable la explotación de estas reservas. Vale aclarar que no es correcto decir “por debajo de este precio cierro el yacimiento”, ya que este punto se obtiene de la evaluación de un período de años con producciones decrecientes hasta el límite económico.

Resumiendo, este gráfico nos mostrará hasta qué precio del hidrocarburo nos es rentable desarrollar cada tipo de reservas.

9.-Comparación de los parámetros económicos de cada escenario

La planilla 4, es un resumen de los principales parámetros económicos de cada escenario, ésta es práctica a modo de comparación de las Inversiones, Costos Operativos, TIR y Valor Presente para cada escenario de reservas. Si queremos un poco más de detalle, lo podemos encontrar en la planilla 5, aquí el desarrollo de reservas está algo más explícito. Además los indicadores económicos como Costos de desarrollo, Costos Operativos y Costos Totales, si bien son valores estáticos, (no están afectados por el costo financiero del tiempo), son útiles a modo de comparación de los distintos escenarios de reservas e incluso para distintas áreas.

CONCLUSIONES

Esta metodología tiene como ventaja respecto a una evaluación económica convencional lo siguiente:

.-Tenemos valorizada el área en distintos escenarios de reservas.

.-Podemos comparar los indicadores económicos de estos escenarios y optar por los cuales nos encontremos mas seguros.

.-Nos permite determinar los precios mínimos a los cuales nos es rentable la explotación o el desarrollo de las distintas categorías de reservas. Esto, para el caso de la evaluación de nuestras reservas, nos permite tomar rápidas decisiones cuando ocurren cambios pronunciados en el precio del crudo o gas.

CONTRIBUCIÓN TÉCNICA

El presente trabajo pretende ser una herramienta útil para cuando queremos valorizar un área petrolífera y/o gasífera. Ya sea, porque la queremos comprar, participar en una licitación, o simplemente nos interesa saber el valor de nuestras propias Reservas.

Área: Modelo														
Escenario: Reservas 3 P														
Inversiones, Producciones y Costos Operativos														
Año		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Inversiones (MUE\$)														
Reservas Posibles														
Pozos nuevos		0	435	2175	2175	3480	3045	0	0	0	0	0	0	11310
		0	1	5	5	8	7	0	0	0	0	0	0	26
Equipamientos de producción		0	75	300	300	450	450	0	0	0	0	0	0	1575
		0	1	4	4	6	6	0	0	0	0	0	0	21
Instalaciones de superficie		0	500	500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Inversiones en reservas Posibles		0	1010	2975	2475	3930	3495	0	0	0	0	0	0	13885
Total de Inversiones en reservas 3P		2936	2245	2200	1470	880	0	0	0	0	0	1000	1000	11431
Total de Inversiones en reservas 3P		2936	3255	5175	3945	1610	3495	0	0	0	0	1000	1000	25316
Pronóstico de Producción														
Petróleo (MBbl)														
Reservas Probadas		1166	1046	957	905	749	581	456	363	294	243	182	137	7070
Reservas Probables		0	63	168	218	274	259	222	193	171	137	103	77	1875
Reservas Posibles		0	19	127	267	431	579	540	413	336	285	237	173	3407
Total producción de reservas 3P		1166	1128	1241	1391	1454	1419	1218	969	800	665	522	387	12360
Pozos Productores		62	77	80	83	85	81	71	65	60	55	50	45	
Gas (MMcf)														
Reservas Probadas		65	76	70	66	55	42	33	26	21	18	13	10	515
Reservas Probables		0	5	11	16	20	19	16	14	12	10	7	6	137
Reservas Posibles		0	1	9	19	31	42	39	30	24	21	17	13	248
Total producción de reservas 3P		65	82	90	101	106	103	89	71	50	40	30	20	900
Pozos Productores		62	77	80	83	85	81	71	65	60	55	50	45	
Producción de agua														
Porcentaje de Agua (%)		91.0	91.5	91.0	91.0	89.0	88.0	89.0	90.0	90.0	91.0	92.0	94.0	
Producción de agua (MBbl)		11793	12143	12549	14065	11762	11479	9858	8719	7199	6723	5999	6066	118355
Inyección de Agua														
Inyección de Agua (MBbl)		11793	12143	12549	14065	11762	11479	9858	8719	7199	6723	5999	6066	118355
Pozos Inyectores		22	24	24	24	20	18	16	14	12	11	11	11	
Costos Operativos (MUE\$)														
Factor de ajuste de los costos de estructura		1.00	1.00	1.00	1.10	1.20	1.10	1.00	0.90	0.80	0.70	0.60	0.50	
Costo de estructura de Campo		2279	2279	2279	2507	2736	2507	2279	2051	1823	1595	1367	1140	21041
Costo debido a pozos		1462	1439	1462	1525	1496	1411	1240	1126	1026	941	859	798	14034
Costo debido producción de fluidos		326	334	347	389	332	324	279	244	201	186	164	162	3288
Costo debido a secundaria		326	336	347	389	325	317	273	241	198	186	166	168	3272
Costo de producción		4413	4398	4455	4809	4089	4559	4070	3662	3249	2907	2566	2260	46235
Costo de Producción por MBbl (US\$/MBbl)		3.78	3.89	3.59	3.46	3.36	3.21	3.34	3.78	4.06	4.37	4.52	5.06	3.74
Costo de oficina local		743	746	753	799	812	750	672	605	540	482	439	396	7736
Costo de oficina central		468	496	623	561	609	513	258	232	207	185	233	216	4603
Costo Total		5624	5630	5031	6169	6310	5822	5080	4498	3996	3574	3238	2880	58574

Area Modelo

Cálculo de los Costos Operativos unitarios por rubro

Rubro	Budget 1999 MU\$/año	Criterio de ponderacion para el pronóstico de los Costos Operativos	Valores actuales	Costos Unitarios	
Estructura Operativa	2279	Factor de ajuste de los costos de estructura	1	2279	MU\$/año
pozos	1482	Cantidad de pozos productores e inyectores	82 + 22	14.25	MU\$/pozo/año
Fluido	326	Fluido a movilizar	11,793 +1,166 (MMBbl)	25.20	U\$/MBbl
Secundaria	326	Agua a inyectar	11,793 MMBbl	27.60	U\$/MBbl
Costos de Producción	4413			3.78	U\$/Bbl
Oficina Local	743	Porcentaje de los Costos de Producción	16.85%		
Oficina Central	468	Porcentaje de los Costos de Producción e Inversiones	6.46%		
Total	5624			4.82	U\$/Bbl

Area: Modelo														Planilla 2
Escenario: Reservas 3 P														
Análisis Económico														
Datos de Entrada:														
Precio del Petróleo	14.00 U\$/Bbl				Regalías				11 %					
Descuento	3.54 U\$/Bbl				Impuesto a los Ingresos Brutos				2 %					
Precio neto	10.46 U\$/Bbl				Impuesto a las Ganancias				33 %					
Costo de Transporte	0.96 U\$/Bbl				Tasa de actualización del F de C				12.5 %					
Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Bono MU\$s	0													
Ventas MU\$s		12200	11799	12982	14550	15206	14841	12745	10134	8367	6955	5456	4050	129284
Inversiones MU\$s		2836	3255	5175	3945	4610	3495	0	0	0	0	1000	1000	25316
Costos Operativos MU\$s		5624	5630	5831	6189	6310	5822	5000	4498	3996	3574	3238	2880	58574
Transporte MU\$s		1120	1083	1191	1335	1396	1362	1170	930	768	638	501	372	11865
Regalías MU\$s		1342	1298	1428	1601	1673	1632	1402	1115	920	765	600	446	14221
Impuesto a los ingresos Brutos MU\$s		244	236	260	291	304	297	255	203	167	139	109	81	2586
Amortizaciones MU\$s		296	584	1281	2057	3051	3807	3270	2600	2147	1784	1974	2465	25316
Impuesto a las ganancias MU\$s		1180	980	987	1022	816	633	544	260	122	18	0	0	6561
Flujo de Caja MU\$s	0	-145	-682	-1890	187	97	1599	4374	3128	2393	1820	8	-728	10161
Flujo de Caja acumulado actualizado MU\$s	0	-129	-668	-1996	-1879	-1825	-1037	881	2101	2930	3490	3492	3315	
Resultados:														
Tiempo de Repago (años)	6													
Tasa Interna de Retorno (%)	38.15													
Valor Presente (TD 12.5 %) (MU\$s)	3315													

Análisis de Sensibilidad														
Valor Presente vs Tasa de Descuento														
Tasa de descuento %	0.0	5.0	7.5	10.0	12.5	15.0	20.0	25.0	30.0	40.0	50.0	60.0	80.0	100.0
Valor Presente MU\$s	10161	6518	5216	4166	3315	2624	1601	916	454	-69	-304	-401	-429	-387
TIR vs Bono														
TIR %	38.15	17.16	10.28	3.31										
Bono MU\$s	0	2500	5000	10000										
Valor Presente vs Precio														
Precio U\$/Bbl	10	12	14	16	18	20								
Valor Presente MU\$s (TD 7.5 %)	-19157	-5606	5216	15295	25247	35190								
Valor Presente MU\$s (TD 12.5 %)	-16061	-5267	3315	11385	19378	27366								
Valor Presente MU\$s (TD 20 %)	-12798	-4767	1601	7665	13690	19714								
Valor Presente Vs Precio para los 4 Escenarios de Reservas														
Precio U\$/Bbl	10	12	14	16	18	20								
Reservas Desarrolladas MU\$s	-5000	0	2500	4500	7000	9500								
Reservas Probadas MU\$s	-7500	-700	3500	7600	12000	16000								
Reservas 2P MU\$s	-12000	-2000	4000	10000	16000	22000								
Reservas 3P MU\$s	-16061	-5267	3315	11385	19378	27366								

Area Modelo

Principales parámetros Económicos

Escenario de Reservas	Inversiones MMU\$S	Costos Operativos MMU\$S	Reservas MMBbl	TIR %	VP 12,5% MMU\$S
Desarrolladas	6	34	5.7	#DIV/0!	2.5
Probadas	8	41	7.1	40	3.5
Probadas + Probables (2 P)	12	49	9.0	44	4.0
Prob. + Prob. + Pos. (3 P)	25	58	12	38	3.3

Planilla 4

Area Modelo Desarrollo de Reservas																	
			Inversiones			Costos Oper		Reservas				Indicadores Economicos					
Reservas			N° Perf	Costo MMU\$/Poz	Total MMU\$	Producc MMU\$	Total MMU\$	Petroleo MMBbl	Gas Bcf	Cond MMBbl	Gasolina MMBbl	Prop +But MTon	Costos de Desar U\$/Bbl eq	Costos de Prod U\$/Bbl eq	CO Totales U\$/Bbl eq	Costos Totales U\$/Bbl eq	
Probadas	Desarrolladas	En Producc						3.66									
		En No Prod.						1.00									
		Declar de costo						1.08									
		Total			6.2	26	34	5.74					1.1	4.5	5.9	7.0	
	No Desarrolladas	Perforación	3	0.34	1.0			0.26						4.0			
		Secundaria			0.8			1.08						0.7			
		Instalaciones															
		Otros															
		Total															
		Probadas (Desarr.+No Desarr.)		Total			8.0	31	41	7.08					1.1	4.3	5.7
Probable	Perforación	8	0.34	2.7			0.80						3.4				
	Secundaria			0.9			1.07						0.8				
	Otros																
	Total																
Provadas + Probable (2P)		Total			11.6	37	49	8.95					1.3	4.1	5.4	6.7	
Posible	Perforación	26	0.44	11.3			3.41						3.3				
	Secundaria																
	Otros			2.4													
	Total																
Prob. + Prob. + Pos. (3P)		Total			25.3	46	58	12.36					2.0	3.7	4.7	6.8	

Planilla 5

Area Modelo

Escenario de Reservas 3P

Inversiones

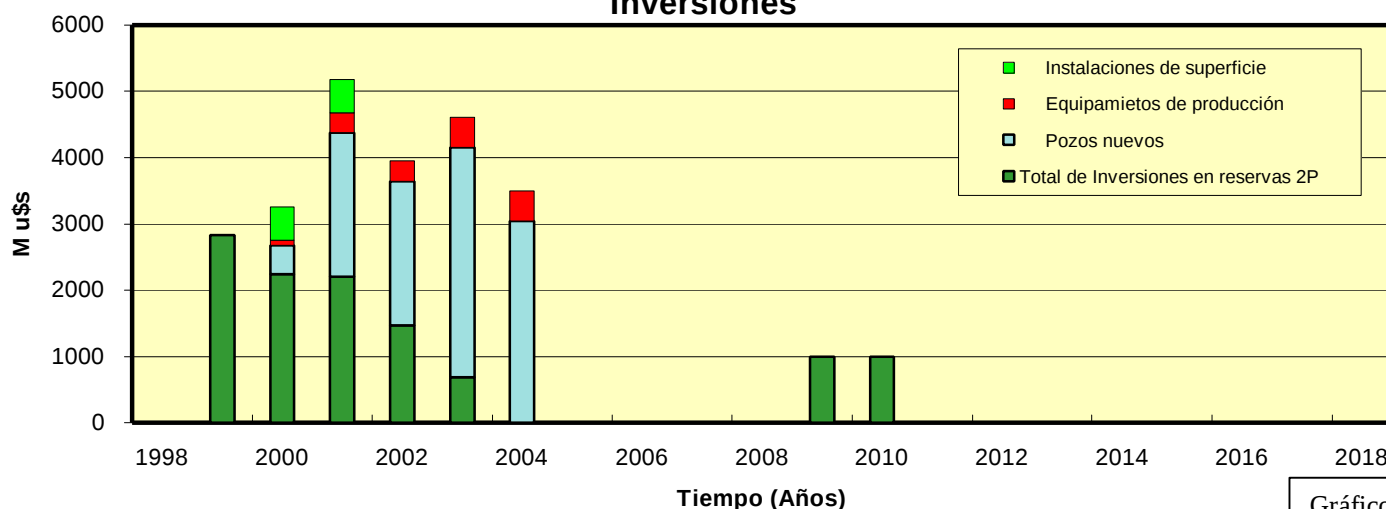


Gráfico 1

Area Modelo Escenario de Reservas 3P Pronóstico de Producción

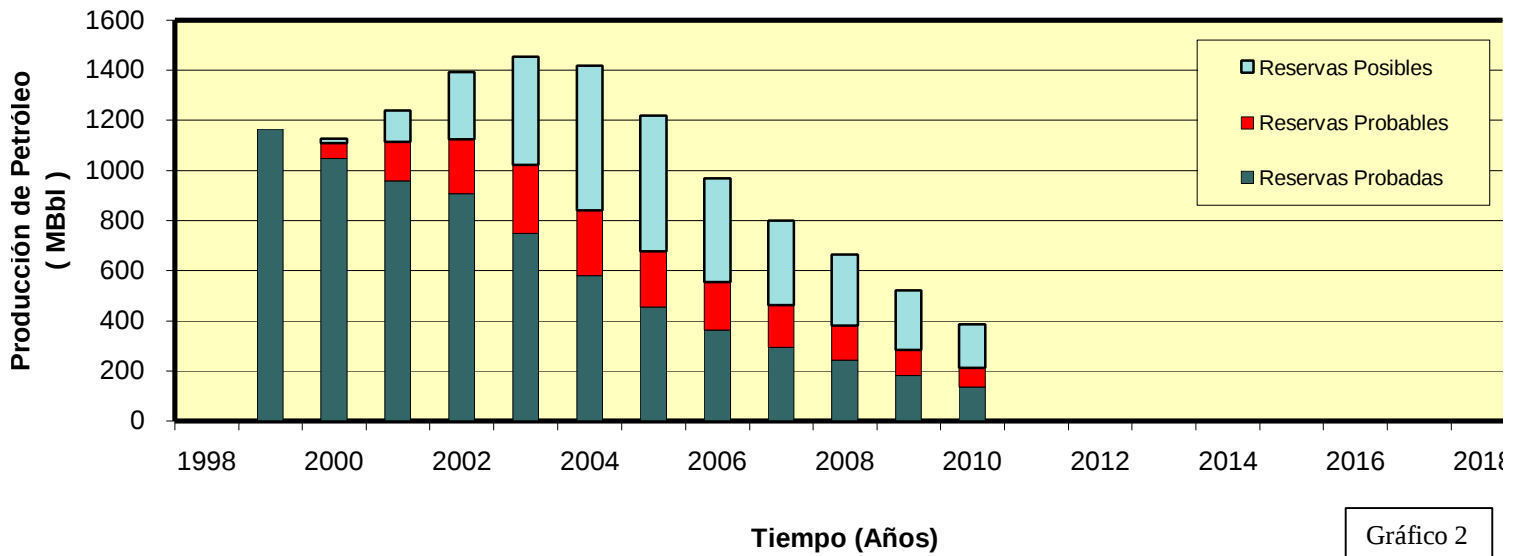


Gráfico 2

Area Modelo Costos Operativos Budget 1999 MU\$S

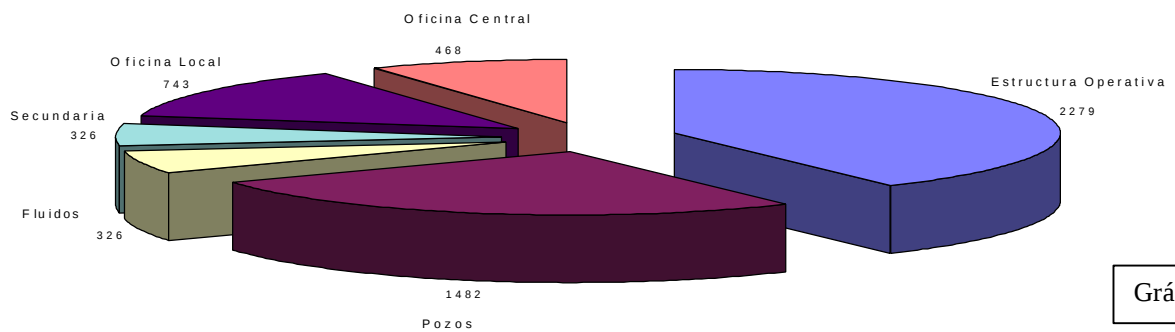


Gráfico 3

Area Modelo Escenario de Reservas 3P Costos Operativos

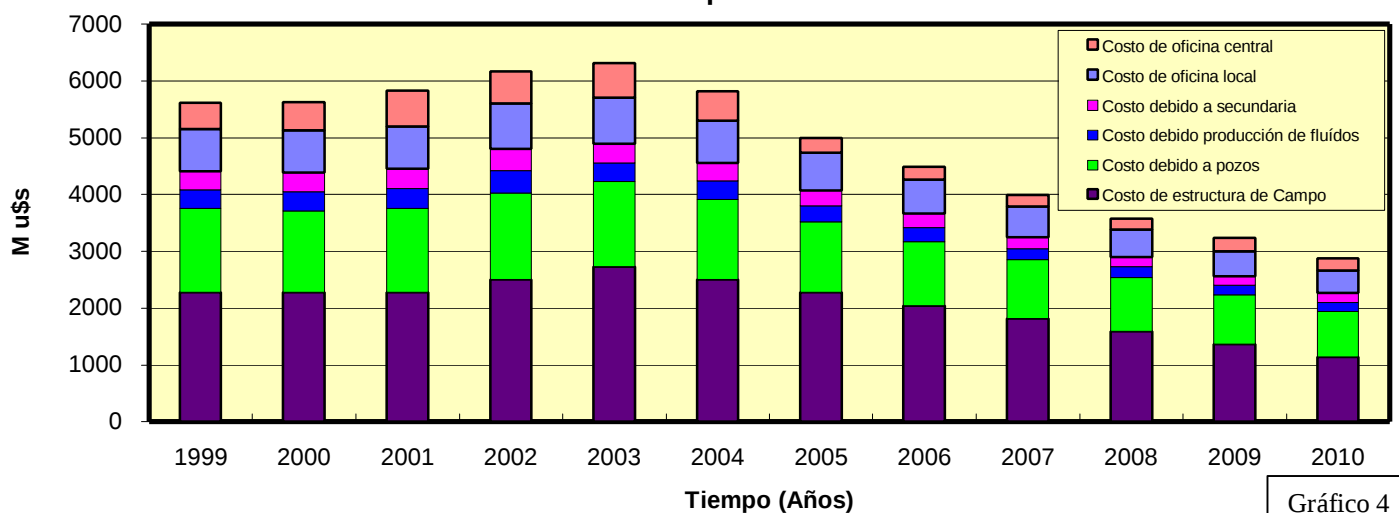


Gráfico 4

Area Modelo
Escenario de Reservas 3 P
Flujo de Caja acumulado actualizado

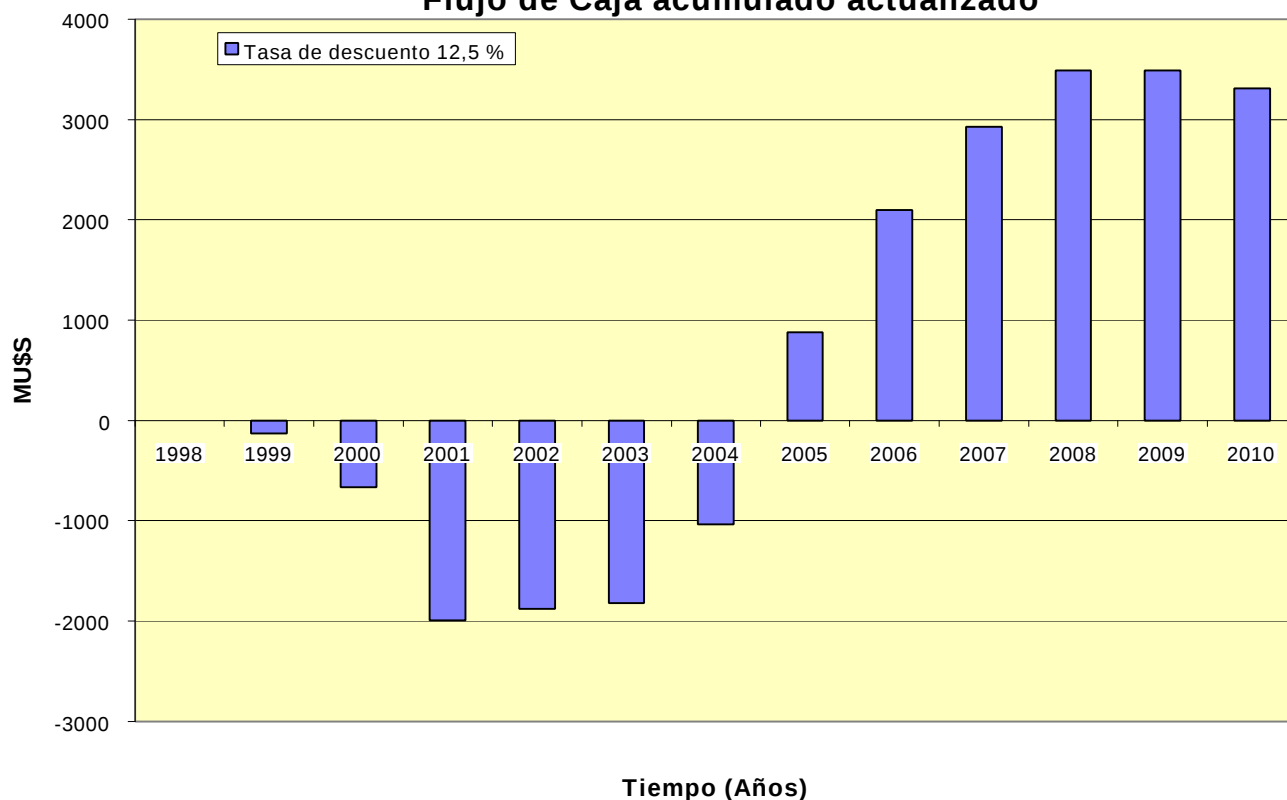


Gráfico 5

Area Modelo
Escenario de Reservas 3P
Valor Presente vs Tasa de descuento

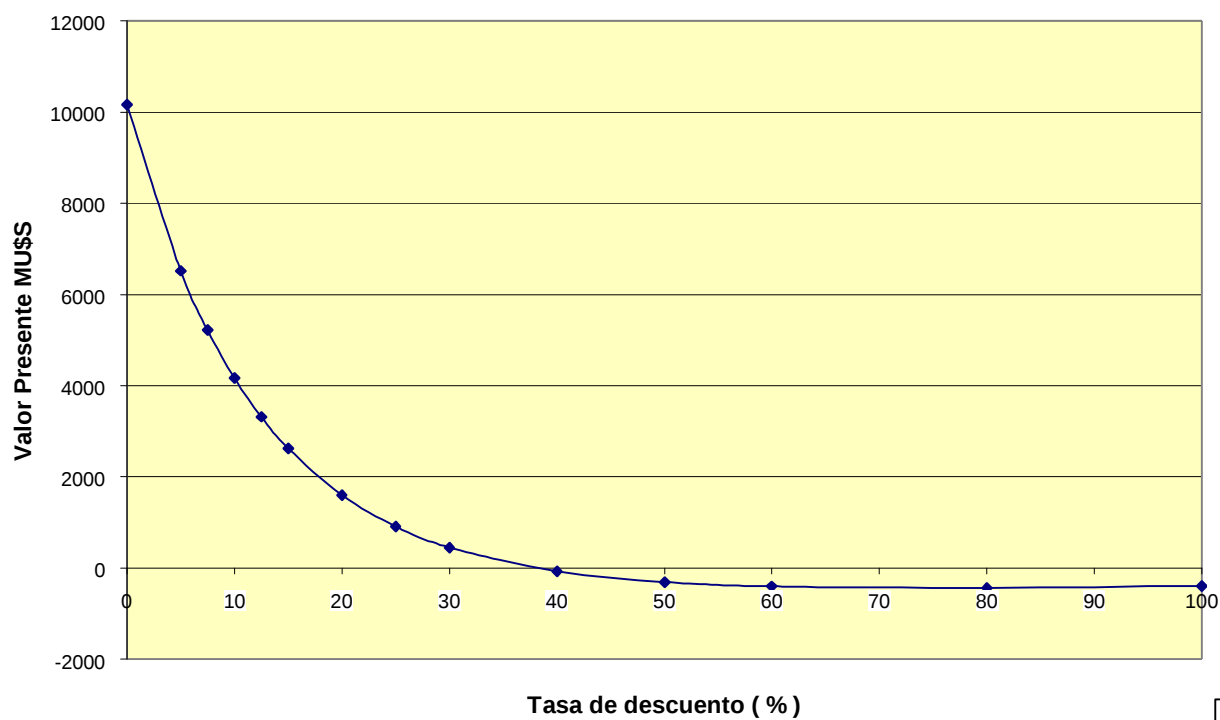


Gráfico 6

Area Modelo
Escenario de Reservas 3 P
Bono vs TIR

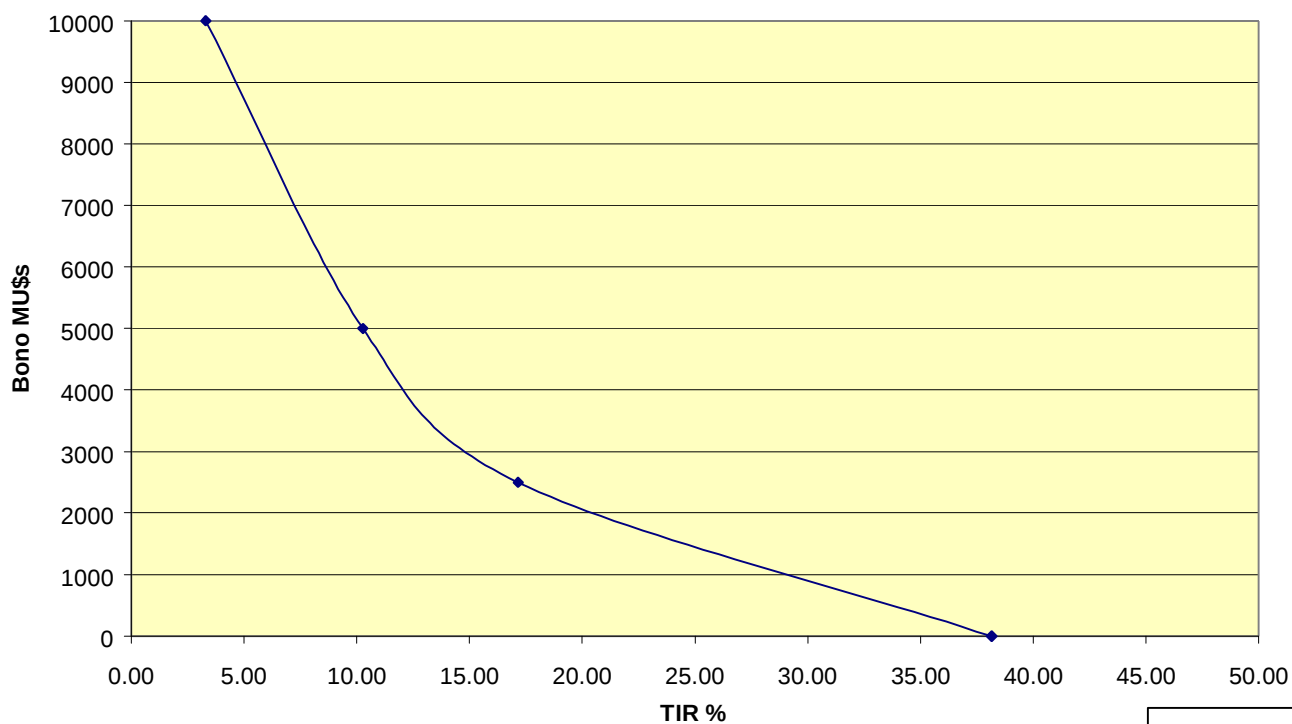


Gráfico 7

Area Modelo
Escenario de Reservas 3P
Analisis de Sensibilidad

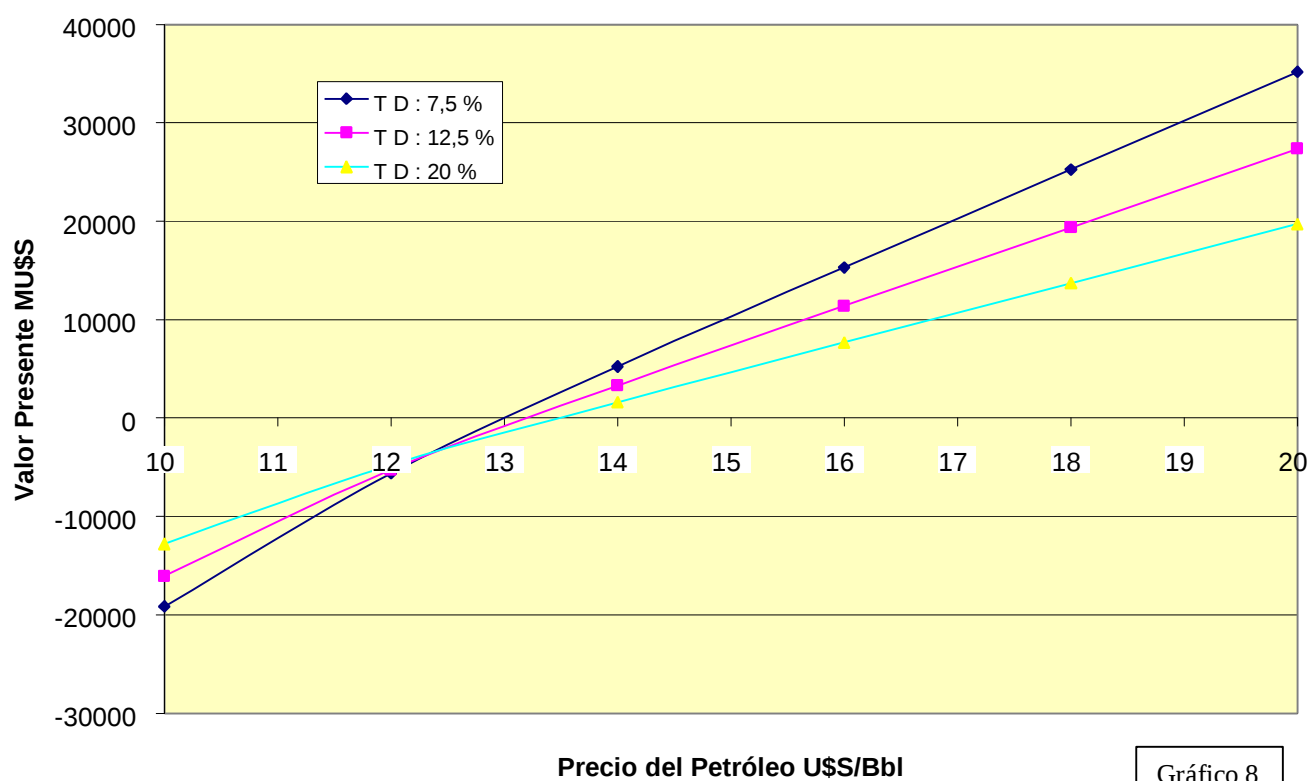


Gráfico 8

Area Modelo
Analisis de Sensibilidad de los 4 escenarios de Reservas

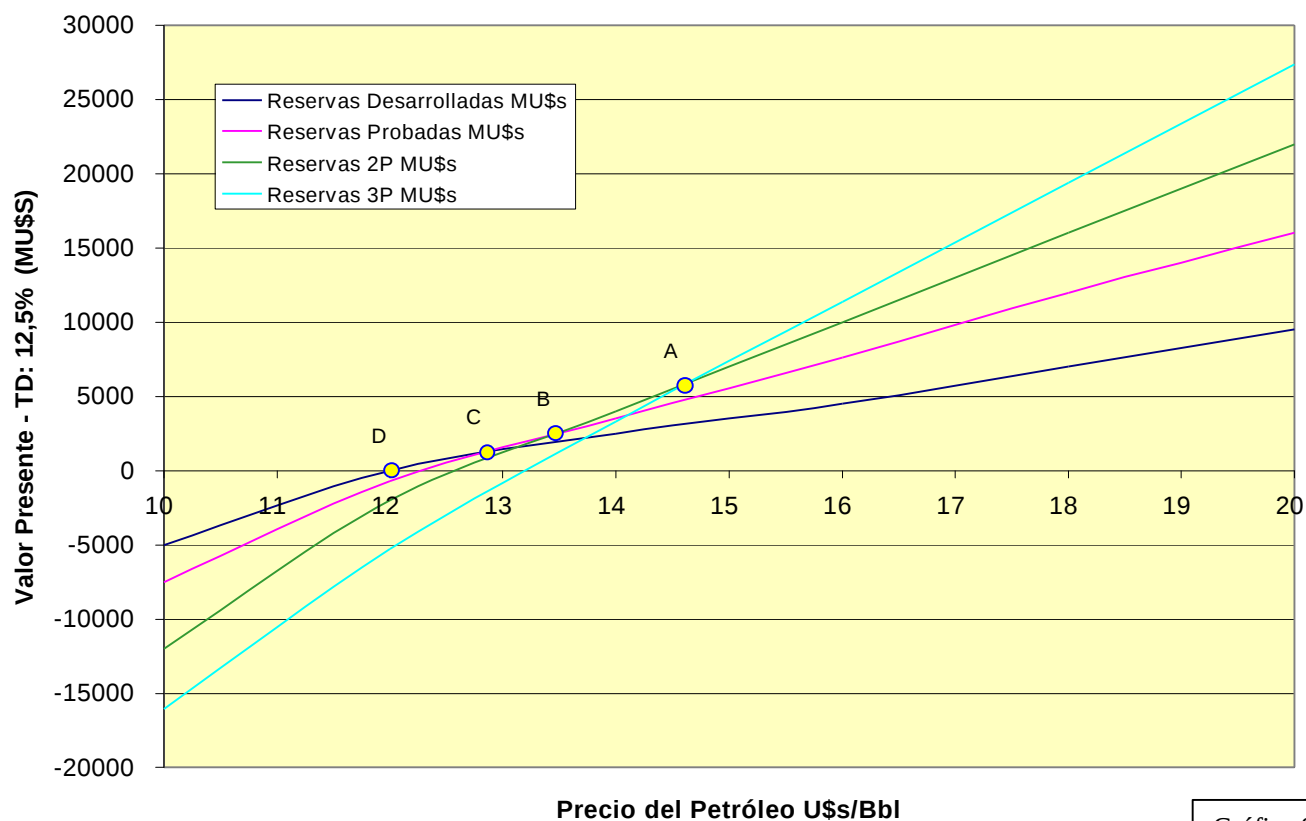


Gráfico 9