

Costos de una tecnología para intercambiadores de calor usados en el enfriamiento de gas de alta presión con agua de mar

Costs studies for heat exchangers technology for high pressure gas cooling using sea water

Christopher Heard^{1*}, Carlos Vega²

Departamento de Teoría y Procesos del Diseño, UAM Cuajimalpa Sede Constituyentes, Avenida Constituyentes 1054, Colonia Lomas Altas, Delegación Miguel Hidalgo, 11950 México, D. F. Tel. 9177 6650. Correo-e (e-mail): cheard@correo.cua.uam.mx
Instituto Mexicano del Petróleo, Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152, Col. San Bartolo Atepehuacán, Delegación Gustavo A. Madero, 07730 México D.F. Apartado Postal 14-805

RESUMEN

Se estudió la rentabilidad de desarrollar una tecnología emergente para reducir la masa y tamaño de sistemas de enfriamiento de gas a alta presión en plataformas marinas de producción de productos petrolíferos. Se tomaron en cuenta no solamente las ventajas debido a la reducción en espacio y capacidad de carga de la estructura de la plataforma, sino las mejoras obtenibles en el grado de enfriamiento y, por lo tanto, el valor agregado a los productos del mismo proceso. La rentabilidad potencial global del desarrollo es sumamente alta. Sin embargo, existen obstáculos institucionales para repartir dicha rentabilidad de manera que se resulta económicamente atractiva para todos los actores potenciales.

ABSTRACT

The potential profitability of an emerging technology that would reduce the weight and size of high pressure gas cooling systems in marine petroleum production platforms has been studied. Not only are the advantages derived from the reduction in space and weight carrying capacity needed from the platform structure taken into account, but also the improvements in the degree of cooling, and thus, the value added in the products resulting from this same process. The potential overall profitability of the development is very high. However, there are institutional obstacles to the adequate distribution of profits in such a way as to make the development attractive for all the potential parties.

Palabras clave: Monte Carlo, desarrollo, tecnología, valor presente

Keywords: Monte Carlo, development, technology, net present value.

*Autor a quien debe dirigirse la correspondencia
(Recibido: Agosto 31, 2009,
Aceptado: Noviembre 4, 2009)

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de tecnologías es necesario tener un sistema formal de controlar el proceso y tener medios de evaluación objetivos de la posibilidad de éxito comercial. Una de las maneras de lograrlo es el sistema de etapas y compuertas practicado en muchas organizaciones que llevan a cabo desarrollo tecnológico como parte integral de sus actividades. Franklin (2003) describe el proceso de seis etapas de Cooper como: Descubrimiento o idea-concepto, determinación de alcance, construcción de un caso detallado de negocio, diseño y desarrollo, pruebas y validación del producto y, finalmente, el lanzamiento al mercado con inicio de producción comercial. Algunas organizaciones agregan una séptima etapa: seguimiento del lanzamiento (Cañez-Olvera y col., 2004). En cada compuerta entre etapas del proceso se requiere de un análisis de la rentabilidad potencial del desarrollo.

El estudio del valor potencial de una tecnología emergente o incipiente requiere de estimaciones de costos de desarrollo, tamaño de mercado, precios de venta, costos de producción y las ventajas monetarias para los actores involucrados (usuarios, diseñadores, fabricantes, etc.). Existen varias maneras de llegar a dichas estimaciones incluyendo: estándares o valores normales para la industria particular de la tecnología, estimación por rango, jerarquización o clasificación con respecto a desarrollos existentes y sus valores históricos, por reglas heurísticas (por ejemplo la "regla del 25%"), valor neto presente o flujo de efectivo descontado, Monte Carlo aplicado a los valores utilizados en estimar valor presente neto y opciones reales donde se aplica lo anterior en cada compuerta en el proceso del desarrollo (Razgaitis, 2009).

Además, no solamente se requieren estimar estos valores de manera puntual, sino que se requiere de estimar los rangos posibles de estos valores y la distribución probabilística sobre estos rangos. Aquí se reporta un estudio de estimación de la rentabilidad potencial de un desarrollo tecnológico emergente utilizando valor presente unido a distribuciones probabilísticas de los valores de los datos de entrada al estudio dando como resultados distribuciones probabilísticas de la rentabilidad. En algunos casos donde no existe manera de determinar una distribución adecuada de la probabilidad se utilizaron escenarios para una serie de valores de entrada.

Con los costos y ventajas monetarias estimadas de la aplicación de la tecnología propuesta, se pueden calcular valores presentes y/o tasas internas de retorno. Si se lleva a cabo puntualmente, da un solo valor. En la realidad, existen incertidumbres significativas en cada valor utilizado como insumo al cálculo. Si se estiman el rango y la distribución de probabilidades de los valores de entrada al cálculo, se pueden utilizar para producir una distribución de resultados probables de valor presente neto. El método para llevar a cabo tales cálculos es conocido como "Monte Carlo" o simplemente un estudio probabilístico aplicado a la estimación de valor presente o de tasa interna de retorno.

En cada compuerta de un proceso de desarrollo tecnológico existe la posibilidad de venderlo en forma total o parcialmente (incorporando socios). A medida que avanza un desarrollo, los niveles de inversión aumentan órdenes de magnitud y no necesariamente se disminuyen los riesgos de manera proporcional. Por lo tanto, en un proceso de licenciamiento o venta de la propiedad intelectual o tecnología, el vendedor necesita saber la rentabilidad potencial para el comprador y, de esta manera, tener una base sólida sobre la cual negociar el precio y la forma de pago. Este tipo de estudios da esa plataforma o base.

Los datos de entrada se pueden dividir entre los que atañan el ambiente económico y los que son relativos a la tecnología en sí. El ambiente económico generalmente se puede describir con dos valores: Tasa de inflación y tasa de descuento.

Los valores relativos a la tecnología incluyen el estimado del costo de desarrollo, el precio de venta, el margen de ganancia para el vendedor, el porcentaje de regalías sobre el precio de venta para el dueño de la propiedad intelectual, los ahorros para el usuario de la tecnología y el costo de la tecnología que se utiliza actualmente.

La tecnología, materia del estudio, tiene ventajas sobre la tecnología actual empleada en PEMEX (intercambiadores de calor usando aire como medio de enfriamiento). Estas ventajas son de tamaño, masa y

costo global de uso e inversión y permite el uso de agua de mar como medio de enfriamiento sin uso de aditivos químicos. Por lo tanto, facilitará el cumplimiento con la normativa¹ ambiental relevante (Semarnat, 1997).

Cálculo de valor presente

A continuación se presenta un resumen de la metodología (Green y Perry, 2007; Holland y col., 1983).

Primero, se determina el flujo neto de efectivo (FNE) para cada año del cálculo: los ingresos esperados menos los costos.

Estos valores son llevados a valor presente mediante el factor de descuento (FD) (ecuación 1):

$$FD_{\text{año } i} = \frac{1}{(1+TD)^i (1+INF)^i} \quad (1)$$

donde:

TD = Tasa de descuento

INF = Inflación

Por lo tanto, el valor presente neto (VPN) es (ecuación 2):

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{FNE}{(1+TD)^i (1+INF)^i} \quad (2)$$

Se considera el año cero como el inicio del proyecto cuando se realizan los primeros gastos del desarrollo de la tecnología. El periodo para el cual se realiza el estudio puede determinarse por la naturaleza del proyecto, la vida esperada de competitividad del producto del desarrollo o por criterios generales establecidos por la organización receptora del estudio.

Para determinar la tasa interna de retorno (TIR) (*Discounted Cash Flow Rate of Return*) se busca el valor de tasa de descuento que resulta en un valor presente neto de cero para el número de años del cálculo.

Método Monte Carlo

Para las variables de entrada al cálculo del valor presente se identifican las que son independientes. Por ejemplo: tasas de inflación y de descuento, costo del desarrollo, precio de venta del producto, precio de venta de la tecnología existente, regalías para el uso de la tecnología, nivel de ventas de la tecnología, etc. Cada una de estas variables tiene una distribución probabilística de su valor.

¹ La palabra *normatividad* no existe, de acuerdo con el Diccionario de la Lengua Española, vigésima segunda edición. En el diccionario se define *normativa* como el conjunto de normas aplicables a una determinada materia o actividad (nota de las editoras)

Para un estudio probabilístico se generan valores aleatorios de cada entrada con base en su respectiva distribución de probabilidades. Para cada juego de valores generados se calcula el valor presente neto. Al repetir este cálculo suficientes veces con igual número de valores de entrada aleatorios se generará una distribución de valores presentes y así se obtiene una mejor idea de lo atractivo o no del proyecto.

Es necesario decidir el tipo de distribución probabilística que sea más adecuado para cada entrada al cálculo y la gama de valores que se puede esperar de cada entrada.

Tasa de descuento

La tasa de descuento representa el retorno que se puede esperar por invertir dinero en un instrumento financiero de alta seguridad como por ejemplo la deuda gubernamental (En México: CETES). Las tasas de interés de los CETES han experimentado una

notable estabilidad durante los últimos cinco años en comparación con lo experimentado durante los diez años previos (Figura 1). Es aún más notable la estabilidad durante los últimos dieciocho meses. Para los propósitos de un estudio económico es necesario decidir si se piensa que esta estabilidad reciente va a durar para la vida del proyecto o si existen razones para esperar un regreso a la volatilidad anterior. Existen predicciones de una disminución importante en la producción de petróleo mexicano a partir del año 2011, lo cual puede ocasionar movimientos en la paridad cambiaria del peso mexicano y, por lo tanto, en las tasas de interés de los CETES. Esto sería dentro del periodo considerado para el estudio. Sin embargo, al buscar una forma de distribución probabilística adecuada para representar la frecuencia de tasas de interés históricas de enero de 1990 a junio de 2007 (Figura 2), se encontró que no corresponde a ninguna distribución común. Aunque sería deseable desarrollar una distribución *ad hoc*, esto por el momento quedó fuera del alcance del presente trabajo.

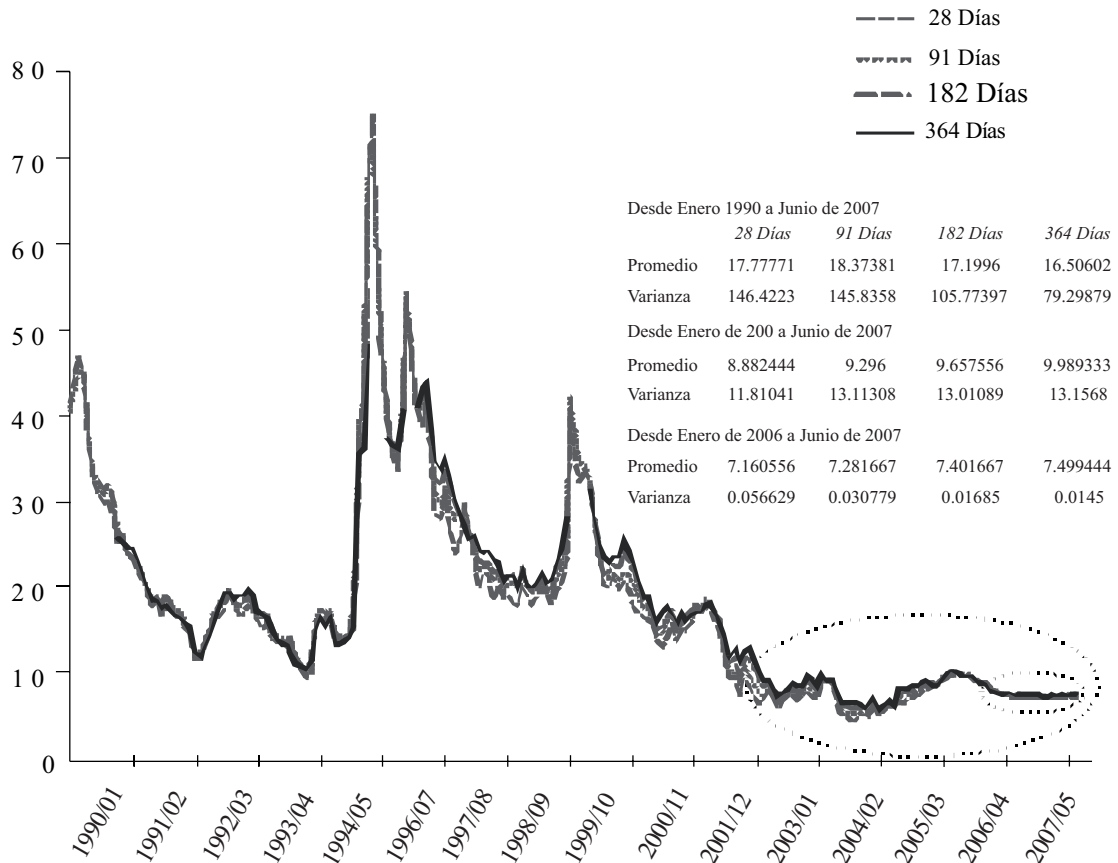


Figura 1. Serie de tasas de interés de CETES

Si se supone una condición de tasas de interés en el futuro similar a los pasados 18 meses, se puede aplicar un modelo de distribución normal con un promedio de 7.5% para CETES a 364 días y con una varianza de 0.0137. Sin embargo es importante considerar el impacto de mayor volatilidad de tasas de descuento sobre el proyecto.

Inflación

Como índice de referencia se utilizó el índice de precios de productos metálicos, maquinaria y equipo del Banxico (INEGI, 2007). De manera similar a las tasas de interés de los CETES, existe una clara tendencia de reducción y de menor volatilidad en las tasas de inflación (Figura 3). Sin embargo, existe el mismo peligro (como en el caso de los CETES), de que ante una disminución de los ingresos petroleros, se dé un aumento tanto en volatilidad como en magnitud de la tasa de inflación. Se observa en la figura de la distribución de frecuencia de índices de inflación, que si se consideran periodos recientes no ocurren instancias de niveles altos de inflación. Sin embargo, considerando periodos históricos de la misma magnitud que la duración del estudio económico, existen probabilidades de ocurrencia de índices de inflación altos.

Producción nueva de gas natural costa-fuera

La demanda para sistemas de enfriamiento de gas de alta presión es función de dos requerimientos: instalaciones nuevas y reposición de equipo existente que llega al fin de su vida útil.

Cuando se desarrolla un campo nuevo se instala equipo nuevo y se puede lograr un ahorro importante en espacio y capacidad de carga de la plataforma.

Para considerar la distribución de posibles escenarios de producción es necesario saber los rangos y tipo de distribución, que es usual considerar para este tipo de proyecciones de producción.

Se obtuvieron datos de proyección de producción de gas natural hasta 2021 desglosado por activo de PEMEX (Guzmán, 2006). Así se separaron los datos para activos costa-fuera de los de activos terrestres (Figura 4). Desafortunadamente, las estimaciones no cuentan con estimaciones de probabilidad. Sin embargo, lo usual es considerar la suma de las reservas probadas y probables (P2), lo que se considera con una probabilidad de 50% de ser superados.

Para obtener un estimado de la distribución de las probabilidades de los tamaños de las reservas se buscaron datos totales. Se encontró un reporte

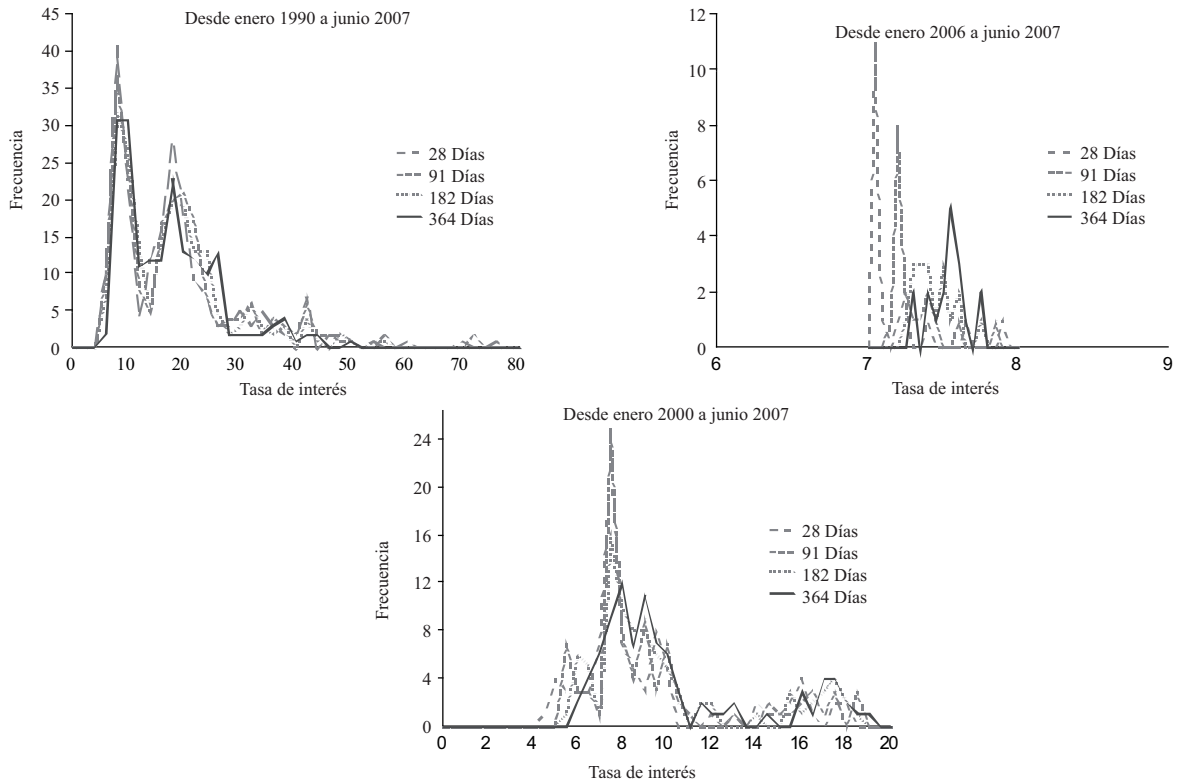


Figura 2. Distribución de tasas de interés de CETES

(PEMEX, 2006) que incluye datos de 2P y 3P para reservas restantes de gas natural y gas seco (Tabla 1). Reservas 3P corresponden a la estimación de percentil noventa. Suponiendo una distribución normal y, por lo tanto, simétrica se puede tomar el valor de 2P como el promedio de la distribución y ajustar la desviación estándar para dar un valor del percentil noventa que corresponde con el valor de 3P reportado.

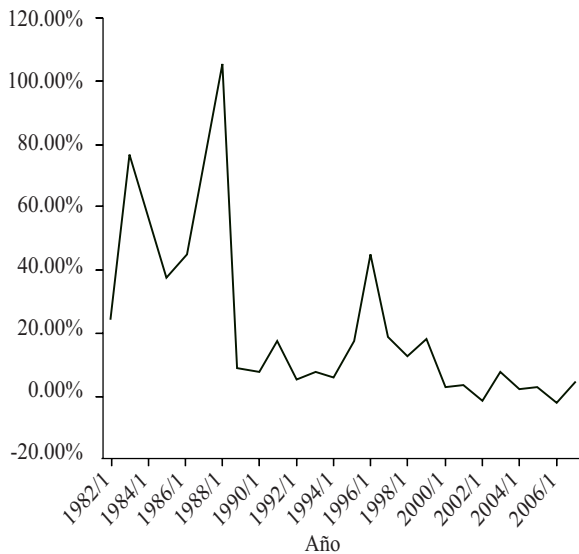


Figura 3. Índice de inflación de productos metálicos, maquinaria y equipo, Banxico (INEGI, 2007)

Tabla 1
Reservas estimadas de PEMEX de gas natural (PEMEX, 2006)

Parámetro	Gas natural m ³ (mmmpcs)	Gas seco m ³ (mmmpcs)
Reservas 2P	1.117x10 ¹² (39443)	833.2x10 ⁹ (29424)
Reservas 3P	1.785x10 ¹² (63045)	1.341x10 ¹² (47368)
Desviación estándar	521.5x10 ⁹ (18416.7)	396.5x10 ⁹ (14001.8)
Relación promedio/des. estándar.	2.14 (Sin dimensiones)	2.1 (Sin dimensiones)

En la misma fuente, existe una tabla de reservas descubiertas durante 2006 y otra fuente similar para los datos de 2005 (PEMEX, 2005), a los cuales se les aplicó el mismo análisis, de los cuales se obtuvieron los resultados de frecuencia de ocurrencia de la relación entre el promedio y la desviación estándar de ellas (Figura 5). Para los descubrimientos de 2005, 2006 y 2005 plus 2006 las relaciones promedio son 1.89, 1.45 y 1.68 respectivamente.

De todos estos datos, la relación de promedio sobre desviación estándar que representa mayor incertidumbre para datos agregados, es la de 1.45. Por lo tanto, se aplicó esta relación a los valores de proyección de producción de gas natural suponiendo que estos valores corresponden al percentil cincuenta de una distribución normal con características similares.

Para determinar la demanda base (promedio) para el estudio se tomaron los datos de las proyecciones de Guzmán (2006) para cada campo costa-fuera y se consideraron los aumentos de producción cada

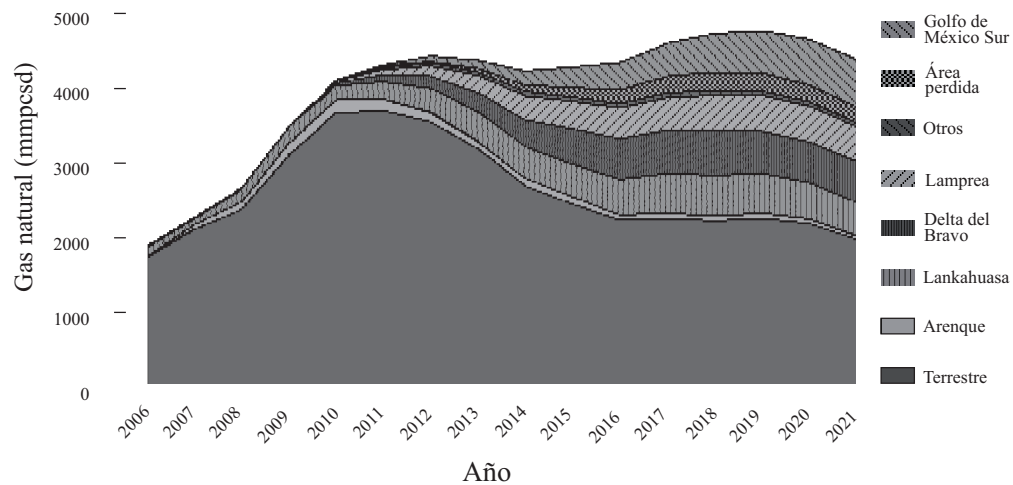


Figura 4. Proyección de producción de gas natural (tomado de Guzmán, 2006)

año (Figura 6). Cuando se aumenta la producción aumentando el número de pozos y/o plataformas e instalando equipo nuevo para procesar este gas, no se acostumbra reutilizar equipos de otros campos, debido

al costo de retirarlo, repararlo e instalarlo de nuevo. Por esta razón se puede suponer que cada aumento de producción en cada “activo” requeriría de equipo nuevo de enfriamiento para gas natural comprimido.

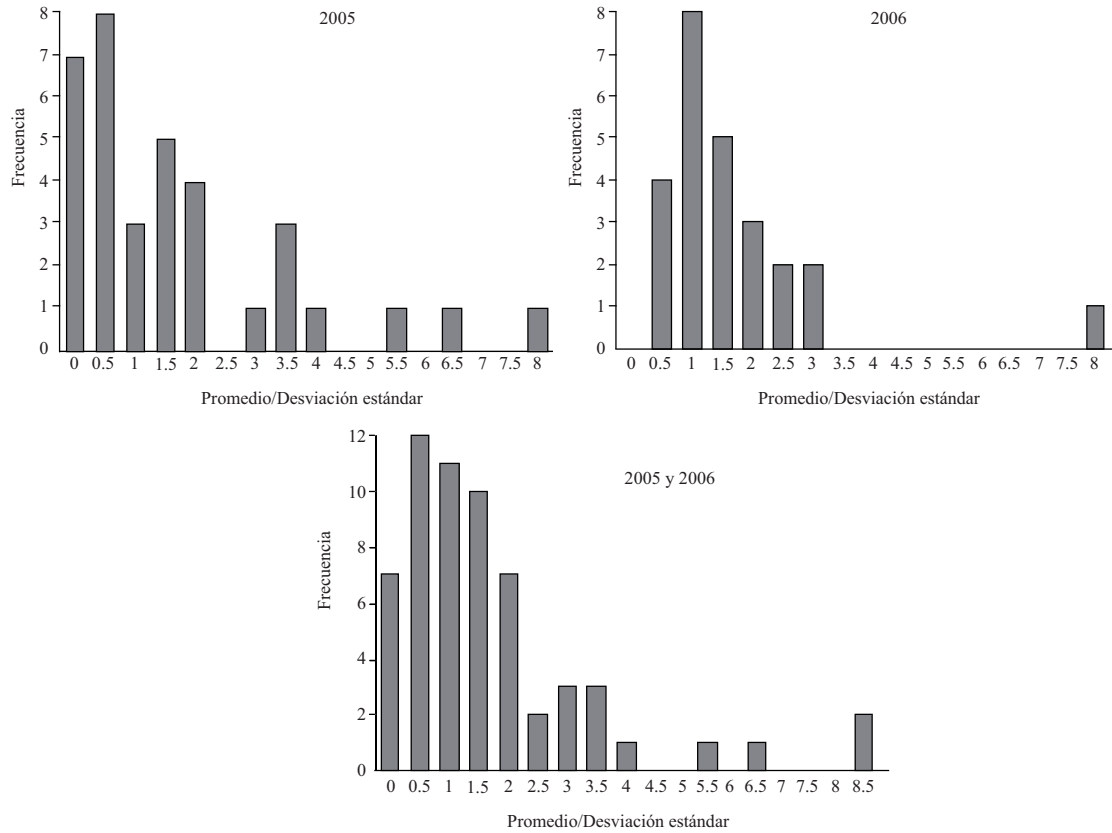


Figura 5. Relación de promedio/desviación estándar para descubrimientos de gas en 2006 y 2005 (PEMEX, 2005, 2006)

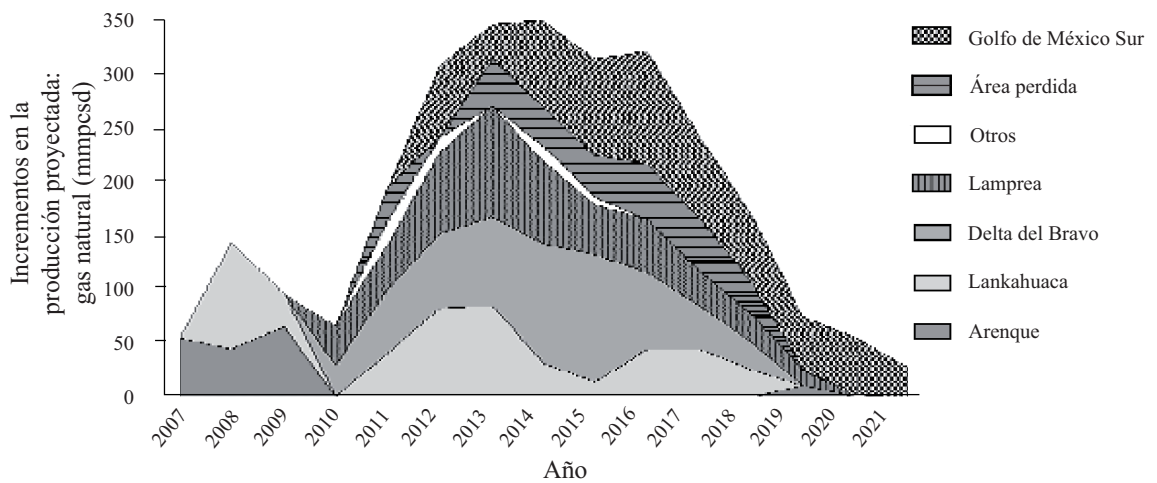


Figura 6. Incrementos en producción proyectados de gas natural para campos costa-fuera (Guzmán, 2006)

Costo y duración del desarrollo

El desarrollo de una tecnología no es una actividad donde se puede determinar con certidumbre absoluta el tiempo y los recursos requeridos debido a su naturaleza, es decir, hacer algo nunca antes hecho. Se puede, por las características del desarrollo, decidir cualitativamente el grado de riesgo asociado. Por ejemplo, si el desarrollo requiere de muchos elementos, dispositivos o técnicas nuevas, se elevan considerablemente los riesgos de encontrar problemas no anticipados y requerir más tiempo y dinero que lo inicialmente esperado. Sin embargo, en este caso, se trata de combinar tecnologías ampliamente conocidas y hacerlo de una manera novedosa, de tal manera que den una mejora incremental sobre lo anteriormente practicado. Las técnicas de manufactura empleadas así como los materiales son los considerados estándar. Por lo tanto, se aprecian bajos riesgos de exceder el tiempo y costo estimado. Se decidió aplicar una distribución normal con una relación promedio/desviación estándar alta (de 8) al costo del desarrollo.

Generación de números aleatorios

Los generadores de números aleatorios en los programas de cómputo no son realmente aleatorios sino pseudo-aleatorios, debido a su origen en un algoritmo matemático. Para este propósito, el del análisis tipo Monte Carlo, requiere de llevar a cabo del orden de miles de corridas del modelo de valor presente neto, con aproximadamente una decena de parámetros de entrada, implicando aproximadamente ciento treinta mil números aleatorios. La literatura sobre las hojas de cálculo indica que, para estas cantidades de números aleatorios, sus generadores de números pseudo-aleatorios pueden empezar a repetir la secuencia. Por lo tanto, se decidió utilizar un generador de origen más confiable e importar los números a la hoja de cálculo. "Octave" es un sistema de programación matemático sintácticamente igual a "MATLAB", de licencia libre, que utiliza un algoritmo Mersenne Twister (Matsumoto y Nishimura, 1998), con un periodo de repetición de $2^{19937}-1$ para la generación de números pseudo aleatorios (Eaton, 2007). Para esta investigación se requirieron del orden de 2^{17} números aleatorios. Por consiguiente, dicho generador de números pseudo-aleatorios fue el más adecuado para el propósito del presente trabajo.

Distribuciones utilizadas

En la Tabla 2 se presenta el costo del desarrollo, considerando un promedio/desviación estándar de 8 con un valor promedio de US\$1,800,000.00 y una desviación estándar de 225,000.

Tabla 2

Nueva producción de gas natural costa-fuera, $m^3 s^{-1}$

<i>Año</i>	<i>Promedio/desviación estándar</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación estándar</i>
2007	1.45	53.294087257	36.7545429359
2008	1.45	139.533610273	96.2300760502
2009	1.45	93.5068985509	64.487516242
2010	1.45	64.4373964107	44.4395837315
2011	1.45	188.951763911	130.311561318
2012	1.45	299.415872044	206.493704858
2013	1.45	336.721733124	232.221884913
2014	1.45	339.628683338	234.226678164
2015	1.45	303.776297365	209.500894734
2016	1.45	311.528164602	214.847010071
2017	1.45	235.462967335	162.388253335
2018	1.45	164.242687092	113.270818684
2019	1.45	72.6737553504	50.1198312762
2020	1.45	52.8095955547	36.4204107274
2021	1.45	27.1315353308	18.7114036764

Tasa de descuento:	Inflación:
Promedio 7.50%	Promedio 2.23%
Desviación estándar 0.1204	Desviación estándar 0.0205

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Desarrollo, fabricación e instalación de la tecnología en PEMEX

Se consideraron escenarios desde el punto de vista de la rentabilidad para un fabricante de intercambiadores de calor y desde el punto de vista de PEMEX/IMP.

Fabricantes de equipo de proceso

En el caso del fabricante se consideraron una gama de márgenes de ganancia según la información derivada de las entrevistas con fabricantes de intercambiadores de calor. El margen para un intercambiador de fabricación única o especial es de 10% y cuando se fabrican el mismo modelo en serie el margen puede llegar al 40% del precio de venta.

Por lo tanto, se utilizaron una serie de rentabilidades desde 10 hasta 40%. En los casos de margen mayor de 10%, se consideró que durante el primer año se obtendrá un margen de 10%, en el segundo año se tendrá un margen de 10% más dos tercios de la diferencia entre 10% y el margen máximo y al tercer año en adelante se obtendrá el margen máximo.

Se supuso una tasa de regalías sobre el precio de venta de 2%, lo cual está dentro de lo normal para este tipo de producto. La capacidad de la unidad supuesta fue de $10.4 m^3 s^{-1}$ (31.7 mmpcsd) de gas natural y el valor unitario de venta se estimó de US\$105,550.00.

Las Figuras 7 y 8 muestran las probabilidades y probabilidades acumuladas de valor presente, respectivamente, para un fabricante de equipo. Se puede apreciar que, aún obteniendo un margen de ganancia alto por fabricación de unidades estándar en serie (40%), la probabilidad de obtener un valor presente positivo para el negocio, después de financiar el desarrollo, es despreciable.

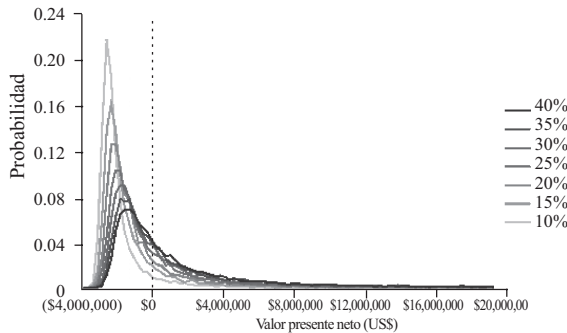


Figura 7. Probabilidades de valor presente para el fabricante bajo diferentes consideraciones de márgenes de ganancia

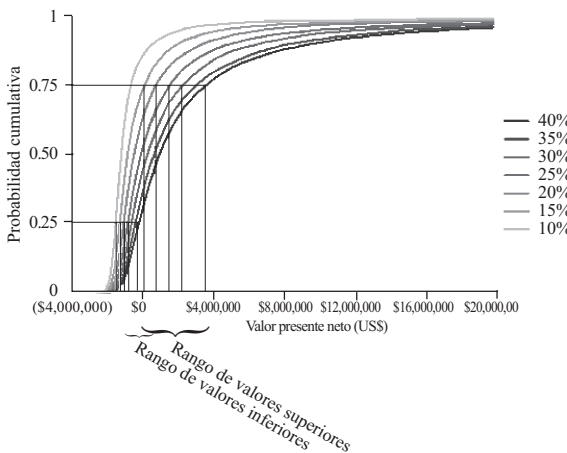


Figura 8. Probabilidades acumuladas de valor presente para el fabricante bajo diferentes consideraciones de márgenes de ganancia

Implantación de la tecnología en PEMEX

Se realizó un estimado de los beneficios para PEMEX/IMP en términos del ahorro en inversión en plataformas flotantes debido a la reducción en espacio y masa soportada - restando la inversión en soloaires de la inversión en intercambiadores de calor utilizando

agua de mar. Este caso supone que PEMEX/IMP paga el costo del desarrollo y, posteriormente, se fabrica bajo diseño proporcionado por el IMP.

Las Figuras 9 y 10 muestran la probabilidad estimada del valor presente neto para PEMEX. Sin embargo, otro parámetro importante en las evaluaciones de proyectos es la tasa interna de retorno (TIR). Por lo tanto, se incluyen las probabilidades estimadas de la TIR. En desarrollos de alto riesgo, como exploración de nuevos prospectos de yacimientos petroleros, se exigen estimados de la TIR muy altos. Sin embargo, un desarrollo de la naturaleza considerada en esta investigación, cuya esencia es la combinación de tecnologías establecidas, es de relativamente bajo riesgo y, por lo tanto, las TIR que se requieren son mucho menores.

Consideración de las ventajas de una mejora en el enfriamiento del gas

Una de las ventajas de la tecnología propuesta es la posibilidad de obtener un mejor enfriamiento del gas comprimido. Es decir, obtener una temperatura menor del gas comprimido. Uno de los resultados de obtener menores temperaturas es el incremento en la cantidad de condensados obtenidos. Actualmente, en Cantarell se utilizan los condensados de gas natural comprimido para adicionarlos al aceite producido y así mantener su grado API. Por lo tanto, se están vendiendo los barriles de condensado a precio de petróleo.

Para estimar el valor de dicho efecto se utilizó el modelo del tren de compresión de gas natural desde presión baja a presión alta de la plataforma Akal B, desarrollado como caso base en el proyecto F.32629 “Integración de Servicios para la Optimización Operativa y el Seguimiento a la Calidad del Gas y Condensados de la Región Marina Noreste” (Heard y Vega, 2005).

Las condiciones de simulación se basaron en datos de campo obtenidos durante septiembre y octubre de 2004. La temperatura de la salida de los enfriadores soloaires a la presión media fue de 46°C y, en los enfriadores de gas de alta presión, fue de 44°C. Se llevaron a cabo simulaciones considerando temperaturas de salida de ambos enfriadores de 40 y 35°C. La determinación de la temperatura económicamente óptima requiere de un análisis detallado de costos y beneficios; sin embargo, estas dos temperaturas dan una indicación de los beneficios económicos potenciales.

Se consideraron para esta evaluación: el incremento de condensados obtenido por cada enfriador con agua de mar, con una capacidad de cada unidad de 10.4 m³s⁻¹ (31.7 mmpcsd); el decremento de gas natural y el precio intra-organismo de gas amargo y el precio promedio de la mezcla mexicana de crudo para 2006 (Tabla 3).

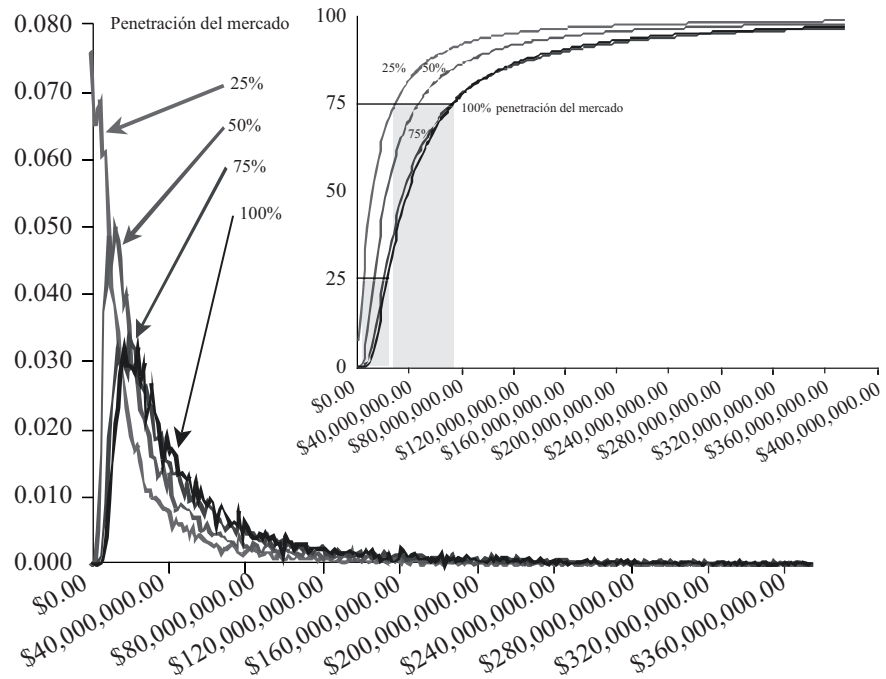


Figura 9. Probabilidades de valor presente neto para PEMEX

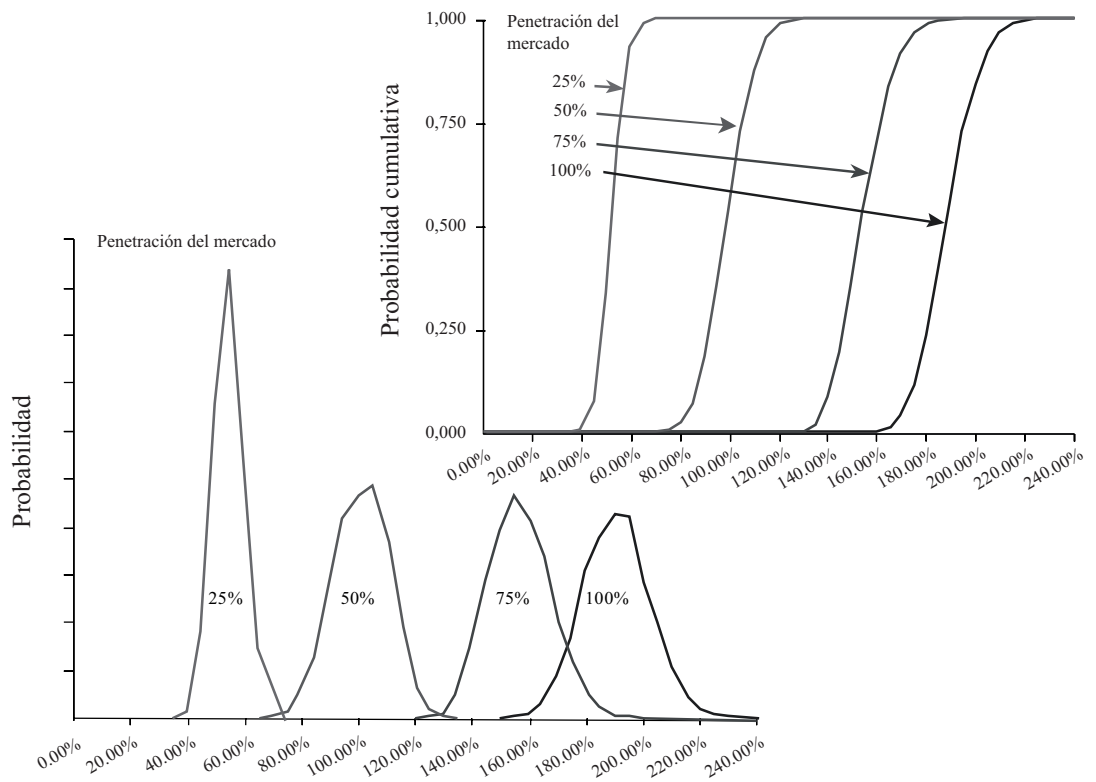


Figura 10. Probabilidades de tasa interna de retorno, TIR, para PEMEX

Tabla 3
Impacto de la mejora de enfriamiento en recuperación de condensados

Temperatura a la salida del enfriador °C	Gas de presión media (26 bar) m ³ s ⁻¹ (mmpcsd)	Condensados de presión media (26 bar) m ³ s ⁻¹ (barriles/día)	Gas de presión alta (77 bar) m ³ s ⁻¹ (mmpcsd)	Condensados de presión alta (77 bar) m ³ s ⁻¹ (barriles/día)	Total de condensados m ³ s ⁻¹ (barriles/día)	Incremento porcentual en condensados recuperados	
46/44 °C	102.6 (313.1)	8.44x10 ⁻³ (4587)	99.99 (305.1)	8.87x10 ⁻³ (4821)	0.0173 (9408)	-	
40 °C	101.8 (310.6)	0.0114 (6212)	99.70 (304.2)	6.97x10 ⁻³ (3787)	0.0184 (9999)	6.3%	
35 °C	100.9 (307.9)	0.0145 (7881)	98.91 (301.8)	7.01x10 ⁻³ (3803)	0.0215 (11684)	24.2%	
Capacidad de cada unidad de enfriamiento m ³ s ⁻¹ (mmpcsd)	10.4 (31.7)	Costo de cada unidad instalado en plataforma US\$	US\$306,500	Valor anual del incremento en condensados agregados al crudo (40°C) US\$	US\$1,011,800	Valor anual del incremento en condensados agregados al crudo (35°C) US\$	US\$3,923,100

Una opción de financiamiento del desarrollo y la inversión en sustitución de los intercambiadores existentes es mediante una empresa de servicios de energía, ESE (ESCO, por sus siglas en inglés). En este caso, la entidad ESE invierte en el desarrollo de la tecnología y su puesta en operación. De los ahorros logrados es usual que la entidad ESE cobre 75% del flujo neto de efectivo generado durante cinco años y después deje la instalación como propiedad de PEMEX. El estudio considera que la entidad ESE pague al IMP el desarrollo, como un 2% del ingreso de la entidad ESE en regalías al IMP. En adición al 2% del ingreso de la ESE como ingreso para el IMP, el aumento de valor de los hidrocarburos también se daría lugar a un aumento de “Derechos para Investigación y Desarrollo”, según los artículos 254 Bis y 258 de la Ley Federal de Derechos (Tabla 4).

Tabla 4
Derechos para investigación y desarrollo

Año	Derecho I & D	Porcentaje para el IMP	Porcentaje del valor de hidrocarburos para el IMP
2008	0.15%	35%	0.0525%
2009	0.3%	20%	0.06%
2010	0.4%	15%	0.06%
2011	0.5%	15%	0.075%
2012 en adelante	0.65%	15%	0.0975%

Tabla 5
Escenarios de valor presente y tasa interna de retorno para los distintos actores basado en aplicación a Cantarell con porcentajes de aplicación de 100 a 25% del flujo de gas del campo del 2009 al 2023

Temp. condensado	% Cantarell	PEMEX+ESCO+IMP		ESCO		PEMEX		IMP	
		VPN (us\$)	TIR	VPN (us\$)	TIR	VPN (us\$)	VPN(US\$)		
40°C	100%	\$24,193,738.56	110%	\$11,124,284.28	90%	\$8,450,825.29	\$2,398,395.25		
35°C		\$117,554,834.97	874%	\$61,959,106.65	653%	\$41,218,120.00	\$6,255,778.67		
40°C	75%	\$15,742,913.27	65%	\$6,458,206.09	52%	\$6,338,118.97	\$2,248,796.44		
35°C		\$84,787,540.26	528%	\$43,866,819.30	403%	\$24,575,471.04	\$3,343,037.56		
40°C	50%	\$7,292,087.98	31%	\$1,792,127.89	19%	\$4,225,412.64	\$1,893,631.60		
35°C		\$52,020,245.54	234%	\$25,774,531.95	189%	\$16,383,647.36	\$2,828,691.71		
40°C	25%	(\$1,158,737.30)	---	(\$2,873,950.31)	---	\$2,112,706.32	\$1,949,598.81		
35°C		\$19,252,950.83	58%	\$7,682,244.59	48%	\$8,191,823.68	\$4,263,944.67		

Suposición de producción de gas de Cantarell: 854, 755, 667, 590, 522, 461, 408, 360, 319, 282, 249, 220, 195, 172, 152 MMPCSD del año 2009 al 2023, respectivamente

El resultado es un periodo de recuperación de inversión menor a diez y siete meses para el caso de 40°C y menor de cuatro meses para el caso de 35°C (Tabla 5).

CONCLUSIONES

Si se considera el caso de un fabricante de intercambiadores de calor que financia el desarrollo tecnológico y posteriormente vende su producto a PEMEX a precios de intercambiadores de calor de tubo y coraza, de tecnología convencional, su probabilidad de obtener un negocio atractivo es baja. Solamente en el caso de poder vender su producto a un precio mayor, que refleje su contenido tecnológico, sería un negocio atractivo.

Desde el punto de vista de PEMEX, en instalaciones nuevas de sistemas flotantes en aguas profundas, el uso directo de agua de mar para enfriar gas natural de media y alta presión mediante el empleo de la tecnología evaluada, es sumamente atractivo.

Para instalaciones existentes que requieren de modificaciones de los procesos para mezclas de fluidos cambiados (por ejemplo mayores cantidades de agua producida), el empleo de intercambiadores de calor

con agua de mar para enfriar gas de media y alta presión puede liberar espacio y capacidad de carga en plataformas existentes. De esta manera se puede evitar el tiempo y costo de instalación de plataformas nuevas cuando se requiere equipo adicional de procesamiento. Si se toma en cuenta la ventaja económica de mayor recuperación de condensados, el periodo de recuperación de la inversión sería mucho menor que un año.

Cada una de los escenarios considerados contempla el costo total del desarrollo; sin embargo, el costo del desarrollo debe repartirse entre los diferentes escenarios de manera de maximizar la rentabilidad del proyecto, es decir, debe considerarse como una combinación de dichos mercados. Por lo tanto, se requiere de mecanismos que permitan la venta de la tecnología en todos los diferentes mercados: plataformas nuevas, reposición para sustituir equipos que han terminado su vida útil y sustitución de equipos para lograr mejoras de proceso y espacio para procesos nuevos. En este escenario global es necesario considerar el grado de penetración en cada mercado.

Cabe mencionar que debido a la cantidad de diferentes insumos, a las estimaciones y a las diferentes suposiciones sobre sus valores y distribuciones, es necesario considerar cuidadosamente si son razonables o no. Es muy fácil dar un resultado tendencioso si uno hace juicios sobre-optimistas o -pesimistas con respecto a los variables del estudio y, por lo tanto, es importante que quienes utilizan los resultados para toma de decisiones entiendan la metodología y el origen de los datos utilizados. También es de notar que algunas suposiciones están sujetas a cambios deliberados, como por ejemplo, las regalías y su base de cálculo están sujetas a negociación o tal vez existan maneras de abaratar el costo del desarrollo.

NOMENCLATURA

BANXICO	Banco de México
CETES	Certificados de la Tesorería (México)
ESCO	Siglas en inglés para entidad o empresa de servicios de energía, ESE (<i>energy services company</i>)
FD	Factor de descuento
FNE	Flujo neto de efectivo
INF	Inflación
mmpcsd,	
MMPCSD	Miles de millones de pies cúbicos estándar por día, equivalentes a $0.328 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$
TD	Tasa de descuento

TIR	Tasa interna de retorno
VPN	Valor presente neto

SUBÍNDICES

i	Índice del año
n	Número de años del periodo del estudio de valor presente

REFERENCIAS

- Cañez-Olvera, L., Puig-Grajales, L., Quintero-Ramírez, R. 2004. *Manual del Proceso de Desarrollo de Nuevos Productos PEMEX-IMP*. Versión Uno, Instituto Mexicano del Petróleo, Registro de Derechos de Autor: 03-2004-012811081600-01, México, D. F., México.
- Eaton, J. W. 2007. *Octave: (octave). Interactive language for numerical computations, Sección 17.4 Special Utility Matrices*. Consultado Nov. 2007. <http://www.gnu.org/software/octave/doc/interpreter/Special-Utility-Matrices.html#Special-Utility-Matrices>
- Franklin, C. 2003. *Why innovation fails: Hard-won lessons for business*. Spiro Press. Londres, Reino Unido.
- Green, D. W., Perry, R. H. (Editores). 2007. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 8a ed. Capítulo "Process Economics". McGraw Hill. Nueva York, EEUU.
- Guzmán, A. E. 2006. *Opportunities to participate in oil and gas projects in NE Mexico and Veracruz. Cd. de México, agosto 2006*. Consultado Nov. 2007. [http://www.rrc.state.tx.us/commissioners/carrillo/mexico/2006/PEMEX ALFREDO GUZMAN.pdf](http://www.rrc.state.tx.us/commissioners/carrillo/mexico/2006/PEMEX%20ALFREDO%20GUZMAN.pdf)
- Heard, C., Vega, C. 2009, Comunicación personal.
- Holland, F. A., Watson, F. A., Wilkinson, J.K. 1983. *Introduction to Process Economics*. 2a Rev. Ed. John Wiley and Sons Ltd. Londres, Reino Unido.
- INEGI. 2007. *Precios e inflación > Índice nacional de precios productor con servicios > Base diciembre 2003 = 100 > Índice > Índice nacional de precios productor mercancías y servicios finales, por origen > Sector económico secundario > Productos metálicos, maquinaria y equipo de Banxico*. Consultado Nov. 2007. <http://dgenesyp.inegi.gob.mx/cgi-win/bdieinti.exe/NIVL1000250200005001000100#ARBOL>
- Matsumoto, M., Nishimura, T. 1998. Mersenne Twister: A 623-dimensionally equidistributed uniform pseudorandom number generator. *ACM Trans. on Modeling and Computer Simulation*. 8(1):3-30.
- PEMEX. 2006. *Hydrocarbon reserves as of December 31, 2006*. Consultado Nov. 2007. http://www.pemex.com/files/content/Reservas_2006_i_070327.pdf
- PEMEX. 2005. *Hydrocarbon reserves as of December 31, 2005*. Consultado Nov. 2007. http://www.pemex.com/files/content/df_reservas_i_060316.pdf
- Razgaitis, R. 2009. *Valuation and dealmaking of technology-based intellectual property: Principles, methods, and tools*. John Wiley & Sons, Hoboken, Nueva Jersey, EEUU.
- SEMARNAT. 1997. *NOM-001-SEMARNAT-1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales*. 1997. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, Diario Oficial de la Federación, 6 de enero, Consultado 12 Dic. 2009, <http://www.semarnat.gob.mx/leyesyformas/Normas%20Oficiales%20Mexicanas%20vigentes/NOM-001-ECOL.pdf>