

# Análisis de riesgo aplicado a la planeación de la producción de petróleo en la Región Marina

## Risk analysis applied to crude oil production planning in the Mexican Marine Region

Gerardo Morales-Reyes\*, Alejandro Camps-Pérez, José Juan García-Vásquez

Instituto Mexicano del Petróleo, Dirección Regional Marina. Av. Periférica Norte Esquina Calle 35b No. 75  
24118 Ciudad del Carmen, Campeche, México. Tel. 01 (938) 38 11200 extensión 25052  
Correo-e (e-mail): gmoralesre@pep.pemex.com, gmreyes1000@yahoo.com.mx

### RESUMEN

La Gerencia de Planeación y Evaluación de la Región Marina Suroeste, RMSO, de PEMEX Exploración y Producción, PEP, es el organismo encargado de concentrar los programas de producción de los activos de explotación de los campos petroleros del Golfo de México. La planeación de la producción es una actividad muy importante dentro de las funciones operativas de la empresa, ya que derivado de la proyección de producción que se tenga, son los compromisos que se establecen con los clientes y los recursos económicos que se solicitan para la operación de la estructura de la empresa. El proceso de planeación para la producción de una región petrolera, es una actividad compleja y de gran impacto económico, pues debe considerar el comportamiento y aporte de producción particular de cada uno de los pozos productivos que ahí se encuentran. Dada su complejidad y magnitud, este proceso contiene una importante cantidad de variables con incertidumbre y riesgo. La presencia de variables inciertas en el proceso de planeación de la producción, genera desviaciones entre los programas de producción planeados y el volumen de producción real obtenido. Esta situación, origina un constante desequilibrio presupuestal y operativo. Por ello, la Gerencia de Planeación de la RMSO de PEP y el Instituto Mexicano del Petróleo desarrollaron un proyecto de investigación y análisis de incertidumbre y riesgo aplicado al proceso de planeación de la producción para identificar, analizar y cuantificar los eventos inciertos que afectan a este proceso, a fin de incluir el efecto potencial de las variables inciertas en el cálculo del pronóstico de producción y mejorar los niveles de confiabilidad en el proceso. La presente investigación muestra los resultados del proyecto y la metodología utilizada para los análisis que se realizaron.

**Palabras clave:** Análisis de riesgo, programas operativos de producción, petróleo crudo.

**Keywords:** Risk analysis, production operating programs, crude oil.

\*Autor a quien debe enviarse la correspondencia  
(Recibido: Enero 28, 2008, Recibido en formato: Octubre 8, 2008,  
Aceptado: Noviembre 24, 2008)

### ABSTRACT

The Planning and Evaluation Management of PEMEX Exploration and Production (PEP, in Spanish) of the Mexican South West Marine Region (RMSO, in Spanish) is the entity in charge of gathering the production programs within the exploitation areas of the Gulf of Mexico oil fields. Production planning is a very important issue within the operating activities of the company since, based on production forecasts, supply commitments are established and funds are requested to finance the company's operating structure. The planning process for the production activities in an oil region is a very complex activity and implies a large economical impact, since it must consider the contribution and behavior of the individual producing wells. Due to this complexity and dimensions, the process holds a great number of variables that imply uncertainties and risks. The presence of uncertain variables in the production process generates deviations in the planned production programs and in the actual oil produced. This situation originates unstable budgetary and operational environments. Due to this fact, the RMSO Planning Management of PEP and the Mexican Petroleum Institute developed a research, uncertainties and risks analysis program to be applied to the production planning process to identify, analyze and quantify the uncertain events that affect the process, in order to take into account the potential effect of said variables in estimating production forecasts and improve the reliability levels of the process. The present paper shows the results of the project and the methodology used for the performed analyses.

### INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Planeación y Evaluación de la Región Marina Suroeste (RMSO) de PEMEX Exploración y Producción (PEP) es el organismo encargado de concentrar los programas de producción de los activos de explotación de los campos petroleros del Golfo de México.

La planeación de producción es una actividad muy importante dentro de las actividades operativas de la empresa, ya que derivado de la proyección de producción que se tenga, son los compromisos que se establecen con los clientes y los recursos económicos

que se solicitan para la operación de la estructura de la empresa.

El proceso de planeación para la producción de una región petrolera, es una actividad compleja y de gran impacto económico, pues debe considerar el comportamiento y aporte de producción particular de cada uno de los pozos productivos que ahí se encuentran. Dada su complejidad y magnitud, este proceso contiene una importante cantidad de variables con incertidumbre y riesgo.

La presencia de variables inciertas en el proceso de producción genera desviaciones entre los programas de producción planeados y el volumen de producción real obtenido. Esta situación genera un constante desequilibrio presupuestal y operativo. Por ello, la Gerencia de Planeación de la RMSO de PEP y el Instituto Mexicano del Petróleo desarrollaron un proyecto de investigación y análisis de incertidumbre y riesgo aplicado al proceso de planeación, para identificar, analizar y cuantificar los eventos inciertos e incluir su efecto potencial en el cálculo del pronóstico de producción y así mejorar sus niveles de confiabilidad.

La presente investigación muestra el proceso de análisis de las variables inciertas críticas en el proceso de planeación, así como los resultados que se obtuvieron al aplicar el modelo de incertidumbre a los programas operativos.

### Problemática actual

El proceso de planeación para la producción de una región petrolera, es una actividad compleja y de gran impacto económico. La presencia de variables inciertas en el proceso, genera desviaciones entre los programas de producción planeados y el volumen de producción real obtenido. Esta situación, genera un constante desequilibrio presupuestal y operativo.

Debido a la necesidad de asegurar la continuidad de las operaciones, contando con los recursos financieros suficientes y minimizar las diferencias entre la producción de petróleo crudo programada y la producción real obtenida, la Gerencia de Planeación de Pemex decidió llevar a cabo un proyecto de investigación y análisis de la incertidumbre y riesgo al proceso de planeación.

El objetivo de esta investigación es el de desarrollar un modelo para la planeación de producción, que integre al proceso formal de planeación, el análisis y cuantificación de las variables inciertas críticas: la producción base, las intervenciones y las obras estratégicas, de tal forma, que se aumente el nivel de confiabilidad de los pronósticos de producción.

### Descripción de la situación

En la Gerencia de Planeación se concentran los programas de producción de los activos de explotación de los campos petroleros del Golfo de México. Para la RMSO, los activos que se contemplan son: Abkatun Pol-Chuc y Litoral de Tabasco.

Periódicamente, los activos de explotación envían sus pronósticos de producción a la Gerencia de Planeación para generar los Programas Operativos Trimestrales (POT) y los Programas Operativos Anuales (POA). Los POT y POA se concentran en una matriz de producción llamada “mojarra”. Actualmente, la “mojarra” de producción tiene la debilidad de ser un modelo estático, pues contiene información de tipo determinístico, lo cual elimina toda consideración de variabilidad conforme transcurra el tiempo, haciendo obsoleto el pronóstico en caso de algún cambio en el ambiente de producción. En la Figura 1 se muestra la “mojarra” para el POA 2006 de la RMSO.

Concepto	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
<b>Bolontiku</b>	<b>31,000</b>	<b>30,659</b>	<b>31,246</b>	<b>37,147</b>	<b>36,735</b>	<b>36,328</b>	<b>37,632</b>	<b>41,407</b>	<b>40,946</b>	<b>40,488</b>	<b>40,038</b>	<b>36,305</b>	<b>36,689</b>
<b>Declinada (-)</b>	<b>31,000</b>	<b>30,659</b>	<b>30,322</b>	<b>29,987</b>	<b>29,657</b>	<b>29,331</b>	<b>29,008</b>	<b>28,689</b>	<b>28,373</b>	<b>28,059</b>	<b>27,751</b>	<b>27,446</b>	<b>29,182</b>
Bolontiku	31,000	30,659	30,322	29,987	29,657	29,331	29,008	28,689	28,373	28,059	27,751	27,446	29,182
<b>Terminación</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>924</b>	<b>7,160</b>	<b>7,078</b>	<b>6,997</b>	<b>8,624</b>	<b>12,718</b>	<b>12,573</b>	<b>12,429</b>	<b>12,287</b>	<b>12,147</b>	<b>7,786</b>
Bolontiku 13	0	0	0	0	0	0	1,707	5,880	5,813	5,746	5,681	5,616	2,554
Bolontiku 41	0	0	924	7,160	7,078	6,997	6,917	6,838	6,760	6,683	6,606	6,531	5,232
<b>Toma de formación</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-3,288</b>	<b>-279</b>
Bolontiku 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-733	-62
Bolontiku 12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-693	-59
Bolontiku 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-574	-49
Bolontiku 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-656	-56
Bolontiku 41	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-632	-54

**Figura 1. Programas Operativos Trimestrales (POT) y Programas Operativos Anuales (POA) concentrados en una matriz de producción o “Mojarra” para el POA 2006 del campo Bolontiku**

**METODOLOGÍA**

El Instituto Mexicano del Petróleo, consciente de su compromiso con PEMEX, se ha preocupado por estar a la vanguardia en las tecnologías y herramientas de utilidad para el desarrollo de sus proyectos. Por esta razón, el área de Economía Zona Marina, decidió utilizar la metodología de Análisis de Decisiones, AD (Clement, 1995, 2001), para abordar la presente investigación.

El área de aplicación del AD, tuvo su origen en los años sesenta del siglo XX en la Universidad de Stanford, California, EEUU y, actualmente, es un área de gran aplicación y utilidad para proyectos de alto nivel en la industria petrolera. Esta disciplina cuenta con herramientas de mucha utilidad para abordar situaciones de decisión complejas, inciertas, de gran importancia, con elementos conflictivos o, en general, difíciles (Ley-Borrás, 2001).

**Marco de trabajo**

La primera herramienta que se utilizó en el proyecto fue un diagrama de objetivos. Esta herramienta se utilizó para generar el marco de trabajo y documentar los objetivos y alternativas del proyecto (Morales y col., 2001).

Para generar el diagrama de objetivos, se estudió el sistema de planeación de la RMSO y se enriquecieron los antecedentes con entrevistas al personal especialista de PEP involucrado con esta actividad. A partir de dicho proceso, se establecieron las hipótesis que dieron forma a este diagrama. Cabe señalar que en un marco de trabajo bien establecido, aún cuando existan variaciones en el proceso o cambios en el ambiente de trabajo, los objetivos fundamentales y la estructura del marco permanece. Es por ello que esta aplicación, a pesar de ser una segunda versión al proyecto iniciado en enero del 2004, se ubicó en el mismo marco de trabajo que el proyecto base. El diagrama generado, es el que se presenta en la Figura 2.

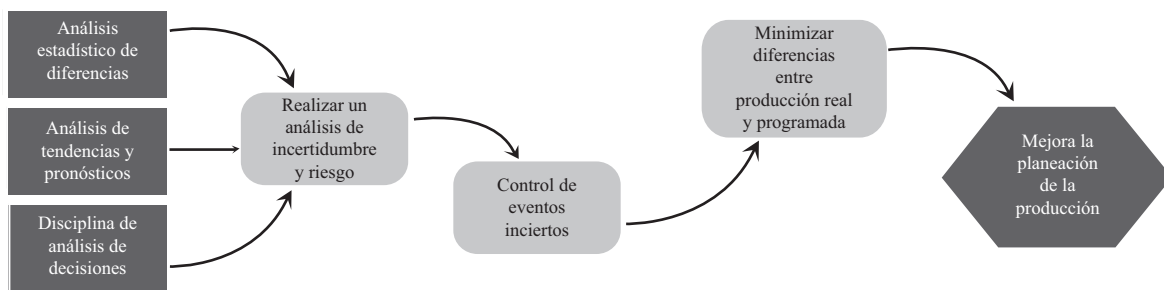
Este diagrama es de utilidad pues permite distinguir de entre los objetivos planteados, aquellos objetivos que son sólo un medio para cumplir objetivos de mayor importancia. De esta forma, el nodo “Realizar un análisis de incertidumbre y riesgo” puede verse que es un medio para controlar los “eventos inciertos” y no un fin por sí mismo.

El objetivo del proyecto, aquel que es el más importante o la razón de ser del estudio, se denomina objetivo fundamental y para esta investigación se determinó que lo básico era “Mejorar la planeación de la producción”. El planteamiento fue que esto se podría lograr si se minimizan las diferencias entre la producción real y la producción programada, lo cual se obtendría teniendo un control sobre los eventos inciertos, para lo cual habría que realizar un análisis de incertidumbre y riesgo.

En el proceso de desarrollo del modelo de identificaron tres técnicas a través de las cuales se podría mejorar la calibración de los pronósticos de producción:

- (1) Por medio de un análisis estadístico de diferencias.
- (2) Utilizando análisis de tendencias y pronósticos.
- (3) A través de la disciplina de análisis de decisiones.

La primera es poco sofisticada y sólo requiere la estimación de un factor de ajuste. La segunda técnica implica el análisis estadístico del comportamiento de producción y su proyección futura utilizando una serie de tiempo. Y la tercera y más completa técnica implica en análisis estadístico del comportamiento de las variables inciertas, la generación de distribuciones de probabilidad para las variables críticas, la proyección futura iel comportamiento de producción y el análisis de desfases de obras estratégicas relevantes al manejo de producción. Esta última técnica es la herramienta que se desarrolló.



**Figura 2. Diagrama de objetivos para el análisis de incertidumbre y riesgo**

**Análisis de incertidumbre y riesgo**

Dentro del proyecto de análisis de incertidumbre y riesgo, se han identificado cuatro variables críticas que determinan el volumen de producción de un pozo petrolero: la producción base, los incrementos y decrementos generados por las intervenciones a pozos (reparaciones mayores y menores) y el impacto de las obras estratégicas. Este análisis se modeló utilizando un diagrama de incertidumbre (Ley-Borrás, 1996), el cual se muestra en la Figura 3.

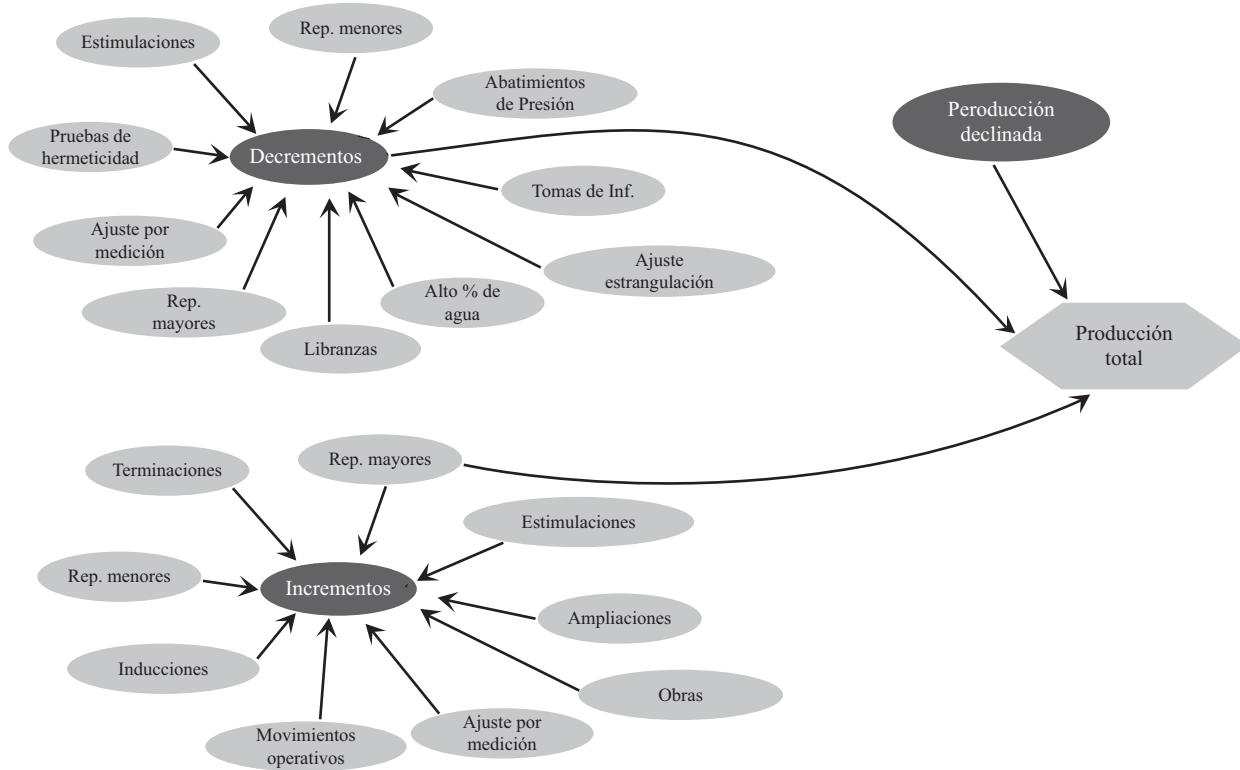
**Producción base**

La producción base es el volumen de petróleo crudo que un pozo aporta de manera natural durante un horizonte de tiempo. La producción base también es llamada producción declinada o simplemente declinada, debido a la tendencia decremental que tiene la producción a causa de la pérdida natural de presión del yacimiento de donde se extrae el crudo conforme pasa el tiempo (Napoleón-Solórzano, 2003).

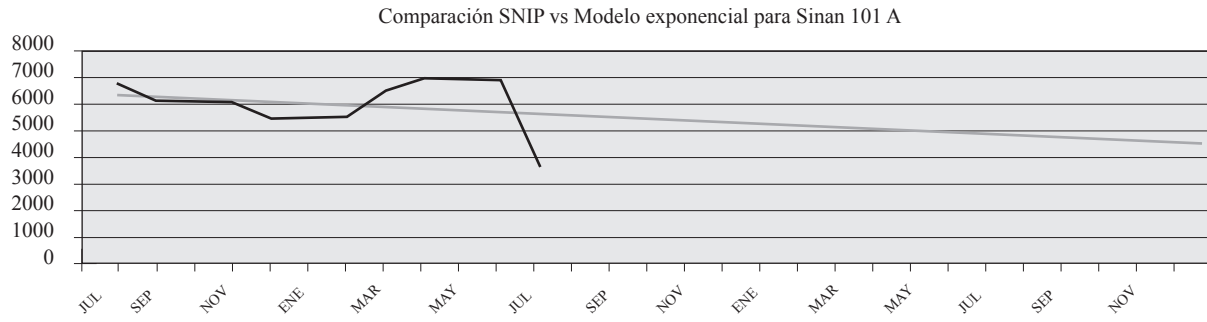
El número de pozos existentes en una región petrolera puede ser muy variable, sin embargo, en el caso de la RMSO se analizaron de manera particular 240 pozos productivos. Para cada uno de ellos se desarrolló un modelo predictivo de la producción declinada. Este modelo se basó en un análisis de regresión, en donde una curva exponencial se ajustó a los datos históricos obtenidos del Sistema Nacional de Información Petrolera (SNIP) y se obtuvo una matriz de valores descriptivos del comportamiento del pozo.

La ecuación que permitió describir el 90% de los pozos de producción fue una ecuación exponencial de la forma:  $y = b \cdot a^x$ , donde el valor dependiente “y” es una función de los valores independientes x. Los valores “a” son bases que corresponden a cada valor exponencial de x; “b” es un valor constante.

La Figura 4 muestra una gráfica en la que se proyectaron los valores del SNIP para obtener el comportamiento determinístico esperado a futuro para la producción de un pozo del campo de Sinan.



**Figura 3. Diagrama de incertidumbre para modelar las variables que determinan la producción (Nota: Rep. = Reparaciones. Inf. = Información)**



**Figura 4. Proyección de valores del Sistema Nacional de Información Petrolera, SNIP, para obtener la producción base futura de un pozo petrolero en el campo conocido como Sinan**

A partir de las proyecciones determinísticas de producción, se obtuvieron producciones probabilísticas para la producción base a través de procesos de simulación Montecarlo.

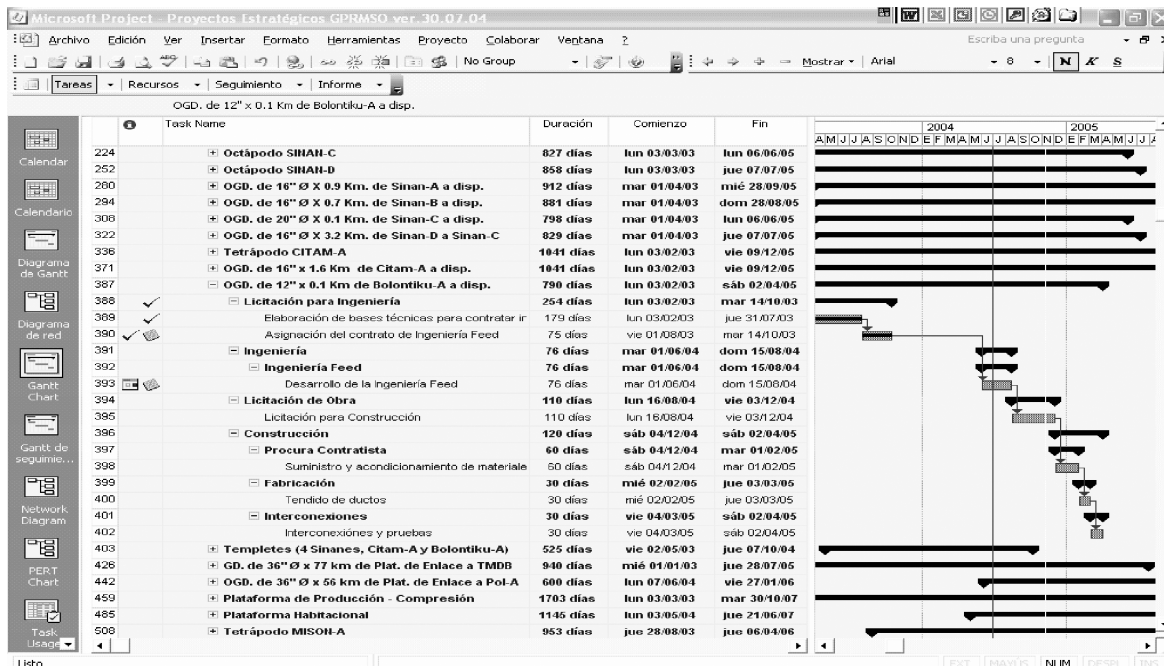
Las distribuciones de probabilidad se crearon tomando como base comportamientos normales con un valor estadístico para la media igual al valor determinístico encontrado con el modelo exponencial y una desviación estándar igual al indicador de desempeño del mismo modelo.

En todos los casos se utilizó como indicador la desviación media absoluta (*MAD*, por sus siglas en inglés).

### Intervenciones a pozos

La segunda variable incierta que se analizó fue la de intervenciones a pozos. Para esta variable, se observó el impacto en la incertidumbre en términos de tiempos programados para el desarrollo de cada trabajo y su consecuente efecto en la producción.

Para generar las distribuciones de probabilidad de las intervenciones, se realizó un análisis estadístico de tiempos típicos de cada intervención, y se realizaron pruebas de bondad de ajuste a los valores obtenidos durante un periodo de 4 años. En la Figura 5 se muestra un ejemplo del desglose de actividades tipo, que se realizó para las reparaciones mayores.



**Figura 5. Variables inciertas asociadas a una reparación mayor**

Es importante señalar que en cada programa operativo se debe desarrollar un modelo particular pues, en cada caso, se tiene un programa diferente de intervenciones y de aportaciones a la producción de cada pozo.

**Obras estratégicas**

Las obras estratégicas son un elemento sumamente importante, ya que cualquier retraso en una actividad crítica (aquella actividad que no tiene holgura y por lo tanto se encuentra en la ruta crítica del proyecto), tiene un impacto directo en la incorporación de producción al Activo de Explotación.

Para desarrollar el análisis de incertidumbre a obras se realizó un desglose de las actividades que integraban las diferentes fases de cada obra programada. Por ejemplo, para la construcción de una plataforma, se pudieron identificar las siguientes fases: ingeniería, licitación, construcción, terminación y arranque.

Como fuente de información oficial de la programación de obras estratégicas, se recurrió a la Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas (SIDOE). En la Figura 6 se muestra un esquema de los reportes obtenidos de Microsoft Project.

Para cada fase de una obra, se analizó el tiempo programado, el tiempo real ejecutado según estadísticas obtenidas en la base de información del IMP, así como

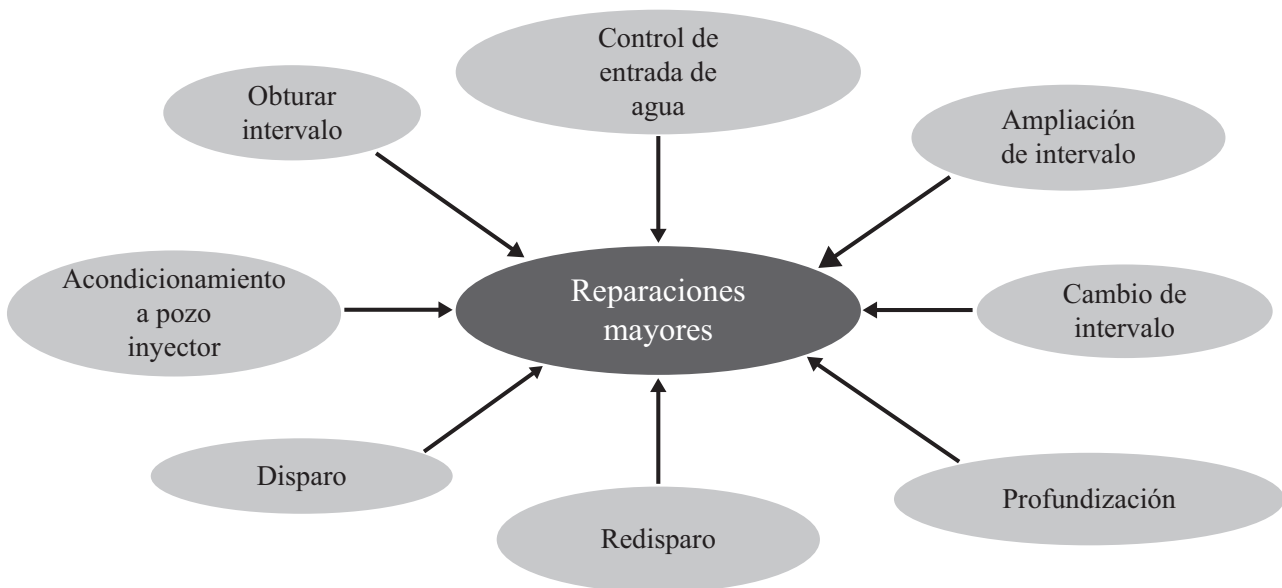
la opinión de expertos en el área. Cada fase tiene una variabilidad propia, y en conjunto, genera la variabilidad de la obra. Con este análisis, se generaron distribuciones de probabilidad para los tiempos estimados para cada fase.

**RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Con el análisis individual de las variables inciertas anteriormente descritas se creó un nuevo modelo de planeación, donde se generan nuevos reportes de producción en los que se pueden visualizar los márgenes de confianza esperados para el comportamiento productivo futuro de cada pozo, tal y como se muestra en la Gráfica 1. Los resultados de las gráficas de confianza se complementan con tablas de resultados estadísticos, tal y como se muestra en la Tabla 1.

Como se puede observar en la Gráfica 1, en el mes de mayo se pronosticó, a través del modelo probabilístico, un volumen de producción notoriamente diferente a lo planeado a través del método tradicional. La producción programada es resultado de lo planeado empleando el método tradicional. Esta diferencia fue resultado de los estrechos tiempos programados para las intervenciones del campo Sinan, combinados con el retraso no considerado de obras estratégicas.

La posibilidad de prever contingencias y controlar la variabilidad de los principales elementos presentes en



**Figura 6. Formato de reporte de seguimiento y control de obras estratégicas de la Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas, SIDOE**

**Tabla 1**

Resultados estadísticos generados por el proceso de análisis de incertidumbre y riesgo aplicado al proceso de planeación de la producción

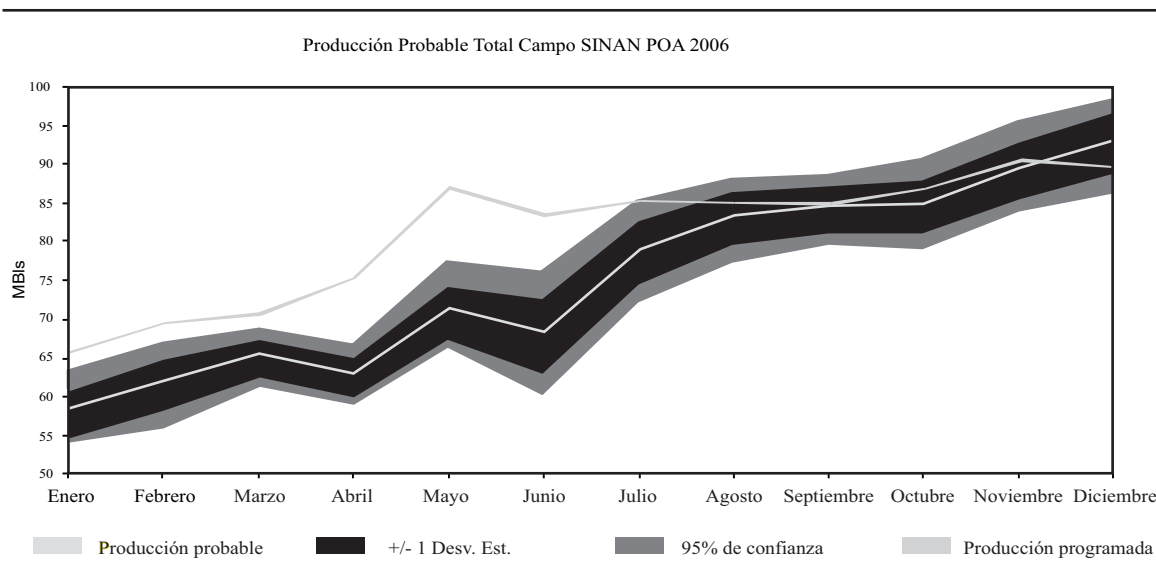
Proyecto	POT II	Producción probable			Diferencia Media - POT II	% Cumplimiento
		Percentil 10	Media	Percentil 90		
<b>Abkatun-Pol-Chuc</b>	<b>318,046</b>	<b>331,616</b>	<b>336,759</b>	<b>341,691</b>	<b>18,713</b>	<b>106</b>
Caan	133,513	139,090	141,902	144,549	8,389	106
Chuc	101,844	114,251	116,230	118,170	14,386	114
Ixtal-Manik	82,689	78,275	78,6279	78,971	-4,062	95
<b>Litoral de Tabasco</b>	<b>187,005</b>	<b>164,959</b>	<b>174,418</b>	<b>183,447</b>	<b>-12,587</b>	<b>93</b>
Och-Uech-Kax	26,682	28,345	30,030	31,619	3,348	113
Crudo Lígero Marino	152,761	130,097	137,843	145,265	-14,918	90
Yaxche	7,562	6,517	6,544	6,563	-1,018	81
<b>RMSO</b>	<b>505,051</b>	<b>496,575</b>	<b>511,177</b>	<b>525,138</b>	<b>6,126</b>	<b>101</b>

el proceso de planeación permite proyectar volúmenes de producción más realistas y comprometer recursos con un mayor nivel de confianza. En un ejercicio de evaluación para determinar los beneficios de la nueva metodología de planeación de la producción, se obtuvieron resultados bastante favorables. Tal y como se muestra en la Tabla 1, con el análisis de

incertidumbre y riesgo aplicado, se redujo la diferencia promedio mensual en los volúmenes de producción planeados contra lo real obtenido en la RMSO de PEP de 3,103 barriles de crudo producidos por día (BPD) a 697 BPD. Esto implicó una reducción del margen de error de más del 75% en un periodo de evaluación de 6 meses.

**Sinan**

**Límites de confianza para la producción (POA 2006)**



**Gráfica 1. Resultados típicos de un proceso de proyección de producción de crudo a través de un proceso de simulación tipo Montecarlo**

La Tabla 2 muestra la evaluación de la exactitud en los resultados del modelo probabilístico y del modelo formal de planeación.

El análisis de incertidumbre y riesgo aplicado a la planeación de los programas operativos de producción, en la actualidad, se encuentra totalmente automatizado y es parte de los procesos formales de análisis en la Gerencia de Planeación de la RMSO de PEP. El programa que permite realizar estos análisis se llama ARIPROG y se puede encontrar en la intranet de PEMEX en el apartado de aplicaciones. La pantalla de inicio de ARIPROG se muestra en la Figura 7.

### CONCLUSIONES

Cuando una organización se enfrenta con la necesidad

de tomar decisiones en una atmósfera de incertidumbre, existen diferentes formas a través de las cuales se puede abordar esta situación. Una forma es ignorar la incertidumbre por carecer de medios y/o herramientas para cuantificar su efecto e incluir su influencia en el modelo formal de toma de decisiones. Una segunda mejor manera de considerar la incertidumbre es reconocerla y analizarla a través de herramientas y técnicas de ingeniería como las que proporciona la disciplina de análisis de decisiones.

La combinación de poderosas herramientas estadísticas, métodos de pronósticos, análisis probabilísticos, y excelentes diagramas para modelar y cuantificar la incertidumbre, permitieron desarrollar una valiosa herramienta para la Gerencia de Planeación de la RMSO de PEP cuyos resultados son, actualmente, una realidad.

**Tabla 2**

*Evaluación de la exactitud en los resultados del modelo probabilístico y del modelo formal de planeación*

	Febrero	Diferencia vs Real	Marzo	Diferencia vs Real	Abril	Diferencia vs Real	Mayo	Diferencia vs Real	Junio	Diferencia vs Real	Julio	Diferencia vs Real	Suma de Diferencias	Diferencia Promedio
Real	524,814		518,691		510,177		451,577		519,449		514,582			
Programado	521,474	-3,340	525,257	6,566	510,844	667	434,050	-17,527	507,391	-12,058	521,657	7,075	-18,617	-3,103
V Esperado	520,614	-4,300	517,290	-1,401	514,129	3,952	449,879	-1698	509,593	-9,856	523,704	9,122	-4181	-697



**Figura 7. Pantalla de inicio de ARIPROG, programa que permite realizar análisis de incertidumbre y riesgo aplicado a la planeación de los programas operativos de producción, realizados automáticamente por la Gerencia de de Planeación de la RMSO de PEP**

NOMENCLATURA

Activos	Zonas productivas de PEMEX
AD	Análisis de Decisiones
ARIPROG	Programa que permite realizar análisis de incertidumbre y riesgo aplicado a la planeación de los programas operativos de producción, realizados automáticamente por la Gerencia de Planeación de la RMSO de PEP
Bolontiku	Campo petrolero
BPD	Barriles de petróleo crudo producidos por día
DMA (MAD)	Desviación media absoluta (MAD, por sus siglas en inglés, <i>media absolute deviation</i> )
“Mojarra”	Matriz de producción que concentra los POT y POA
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
POA	Programas Operativos Anuales
POT	Programas Operativos Trimestrales
RMSO	Región Marina Suroeste, división geográfica de PEMEX, que incluye

SIDOE	Abkatun Pol-Chuc y el Litoral del estado de Tabasco Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas
Sinan	Campo petrolero
SNIP	Sistema Nacional de Información Petrolera

BIBLIOGRAFÍA

Clement, R. T. 1995. *Making hard decisions: An introduction to decision analysis*. Duxbury Press. 2a. Ed. Pacific Grove, CA. EEUU.

Clement, R. T. 2001. *Making hard decisions with decision tools*. Duxbury Press. Pacific Grove, CA. EEUU.

Ley-Borrás, R. 1996. Representación del conocimiento en análisis de decisiones. *UPIICSA. IV, Vol. II, No. 9*. México D.F. México.

Ley-Borrás, R. 2001. *Análisis de incertidumbre y riesgo para la toma de decisiones*. Ed. Comunidad Morelos. México D.F. México.

Morales, G., Quiroz, F., Ramírez, L. 2001. Aplicación de un árbol de medio y metas al proceso de validación de una compañía farmacéutica. *UPIICSA. Tecnología y Ciencia, Año IV, Vol IV, No. 26*. México D.F. México.

Napoleón-Solórzano, L. 2003. Material del curso: *Análisis y evaluación económica de proyectos petroleros*. Instituto Mexicano del Petróleo. México, D.F. México.