

## Optimización del movimiento de equipos de perforación y reparación de pozos considerando riesgos

*Eduardo Poblano Romero*

[eduardo.poblano@pemex.com](mailto:eduardo.poblano@pemex.com)

*Subdirección de Producción Región Marina Noreste*

*Gerencia de Programación y Evaluación*

*Juan Manuel Hernández Espinosa*

[jespinosa6@slb.com](mailto:jespinosa6@slb.com)

*Schlumberger Information Solutions,*

*Mexico Region Marine*

Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: diciembre de 2014

### Resumen

Se presenta una metodología que se desarrolla en el Activo de producción Cantarell (APC), para análisis y evaluación de trenes de intervención a pozos. Es una herramienta cuyas principales fortalezas son la evaluación económica de los proyectos “intervención a pozo”, considerando el riesgo e incertidumbre asociados y la generación de pronósticos de producción incremental probabilistas.

Las consideraciones prioritarias en la elaboración de programas de intervención a pozos y de producción (POS, POM, POT, POA o cartera de proyectos) se enfocan principalmente en aspectos técnicos y operativos asumiendo como positivo el resultado económico, en este ejercicio se da relevancia a la eficiencia económica de las intervenciones y se consideran los riesgos de índole técnica, operativa y económica, convirtiéndose en una prioridad la administración eficiente de los recursos de inversión. Haciendo una caracterización probabilista del comportamiento de las variables críticas relacionadas con el proceso y con la consideración de técnicos especialistas, se generan escenarios de producción donde es posible identificar el valor de cada intervención y de los trenes de trabajo establecidos, con esto, se replantea el movimiento de equipos dando prioridad a las intervenciones de alta eficiencia económica y bajo riesgo, incrementando el valor del proyecto.

**Palabras clave:** Optimización de programas, incertidumbre, análisis de riesgo, distribuciones de probabilidad, tren pozos, programa operativo.

## Optimizing the wells drilling and workover program considering risks

### Abstract

This document describes an example about a methodology implemented in an Asset of the North East Marine Region of Pemex for optimization economic efficiency and considering the risk and uncertainty associated to trains of drilling and workover wells.

All companies of the oil industry is faced with optimizing their processes in order to get the most benefit with the least resources, however, priority considerations in developing programs for movement of equipment production schedule monthly, yearly, quarterly or Weekly or possibly for a portfolio of projects are focused only to the technical and

operational, leaving aside the economic efficiency, not considering that the economy plays a very important role to help the company achieve its objectives.

This environment requires the Asset to make a downsizing in the use of resources becoming a priority rigorous management processes and deepen the search for work schemes and incorporating different methodologies that optimize the use of resources and ensure better value capture.

Result of an effort made in the Offshore Cantarell Asset for risk analysis and decision on trains drilling and workover well; developed a comprehensive methodology and model for the analysis and evaluation of trains, whose main strengths are the comprehensive economic assessment considering the risk and uncertainty associated with in Monte Carlo simulation.

**Keywords:** Program optimization, uncertainty , risk analysis, probability distribution, program of wells, operative program.

## Introducción

El Activo Cantarell tiene bajo su administración los campos Akal, Nohoch, Sihil, Chac, Ixtoc, Kutz, Takin, Kambesah, Ek y Balam. Los yacimientos de los campos Kambesah y Sihil (Calcarenitas, Brecha (BTPKS) y Jurásico Superior Kimerigdiano (JSK)) están en etapa de desarrollo, mientras que el resto de los yacimientos del Activo Cantarell se encuentran en la categoría de campos con un grado avanzado de madurez, por tal razón, los esfuerzos están encaminados a incrementar sus factores de recuperación incorporando tecnologías de vanguardia y eficientando los procesos aprovechando el potencial productivo de los yacimientos. La administración de yacimientos maduros obliga a un sin número de iniciativas a fin de mantener y/o incrementar los niveles de producción, en Cantarell destacan las siguientes:

- **Mantenimiento de presión** mediante la inyección de  $N_2$  y reinyección de gas amargo, campo Akal.
- Administrar la explotación de los campos Kutz, Chac, Nohoch y Takin para **controlar la producción de agua**.
- **Optimización** de la explotación en **ventanas reducidas**.
- **Incrementar número de bocas en áreas dulces o no drenadas**.
- **Desarrollo in-fill** de campos con **reserva remanente**; Sihil e Ixtoc.

- **Desarrollo e implementación del proceso de doble desplazamiento**.
- Aplicar controles de agua y gas, estimulaciones y limpiezas en pozos para **mantener la producción base**.
- **Mantenimiento de la productividad** de los pozos mediante rediseños y optimización de aparejos de producción y bombeo neumático.
- **Construcción de infraestructura adicional** para el manejo de producción y aprovechamiento de gas.
- Fortalecimiento de los equipos multi-disciplinarios con especialidades críticas.
- Incremento de la vida útil del BEC.
- Etc.

La incertidumbre asociada al comportamiento de los yacimientos y a la operación durante las intervenciones a pozos bajo estas condiciones, nos impulsa a la generación y aplicación de esta metodología que en esencia permite la generación de escenarios de producción evaluando la eficiencia económica de las intervenciones a pozos y la consideración de los principales riesgos asociados a los trabajos en los pozos, seleccionando aquellos escenarios que presentan la mejor rentabilidad y los menores riesgos.

## Desarrollo del tema

A continuación se muestra un bosquejo general de la metodología. Se desarrolló utilizando un modelo en Excel,

procesos para el análisis de riesgo y la caracterización probabilista de variables, simulación Montecarlo y programación Visual Basic.

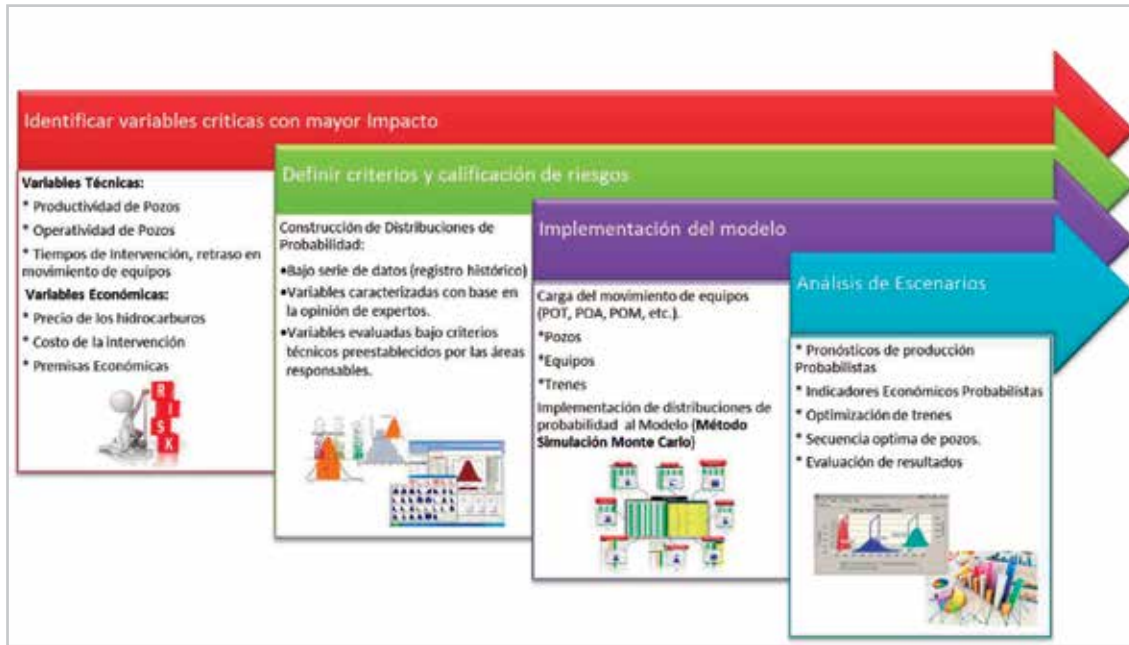


Figura 1. Propuesta de metodología.

### 1. Identificar variables críticas con mayor impacto

Tomando en cuenta el estado que guardan los yacimientos que conforman el proyecto, se identifican las variables fundamentales que caracterizan a cada intervención propuesta.

Variables técnicas:

- Riesgo operativo
- Riesgo de lograr la producción
- Gasto de aceite inicial
- Declinación de la producción
- Tiempo estimado de vida productiva
- Tiempo de retraso en las intervenciones

Variables económicas:

- Precio de los hidrocarburos
- Tipo de cambio
- Costo de la intervención
- Costo de producción
- Tasa de descuento

### 2. Caracterización de variables según su naturaleza y construcción de distribuciones de probabilidad

Las variables técnicas y económicas señaladas pueden dividirse para su caracterización como variables soportadas en su registro histórico, variables caracterizadas con base en la opinión de expertos y variables evaluadas bajo criterios técnicos preestablecidos por las áreas responsables (yacimientos, productividad de pozos, intervención a pozos, etc.). Naturalmente el análisis de datos deberá

efectuarse honrando el comportamiento de cada campo, bloque, yacimiento; según corresponda. De esta forma para cada variable se determina una curva de distribución probabilística que la caracteriza, por ejemplo:

**Gasto de aceite inicial**

Cuanto mayor sea el tamaño de la muestra, mayor será el ajuste entre la distribución muestral y la distribución generada (correspondiente a la información estadística) sobre la que se basa la muestra.

Para la selección de la mejor distribución de probabilidad, se considera aquella que el software para análisis de riesgo que se emplee sugiera, sin embargo, la experiencia desarrollada por el experto en análisis de datos es fundamental para la selección del modelo a utilizar. La distribución seleccionada será la utilizada dentro del modelo de optimización y considerada en el proceso de simulación Montecarlo, para el caso de Qo en terminaciones para el campo Akal se seleccionó la distribución **Lognormal**.

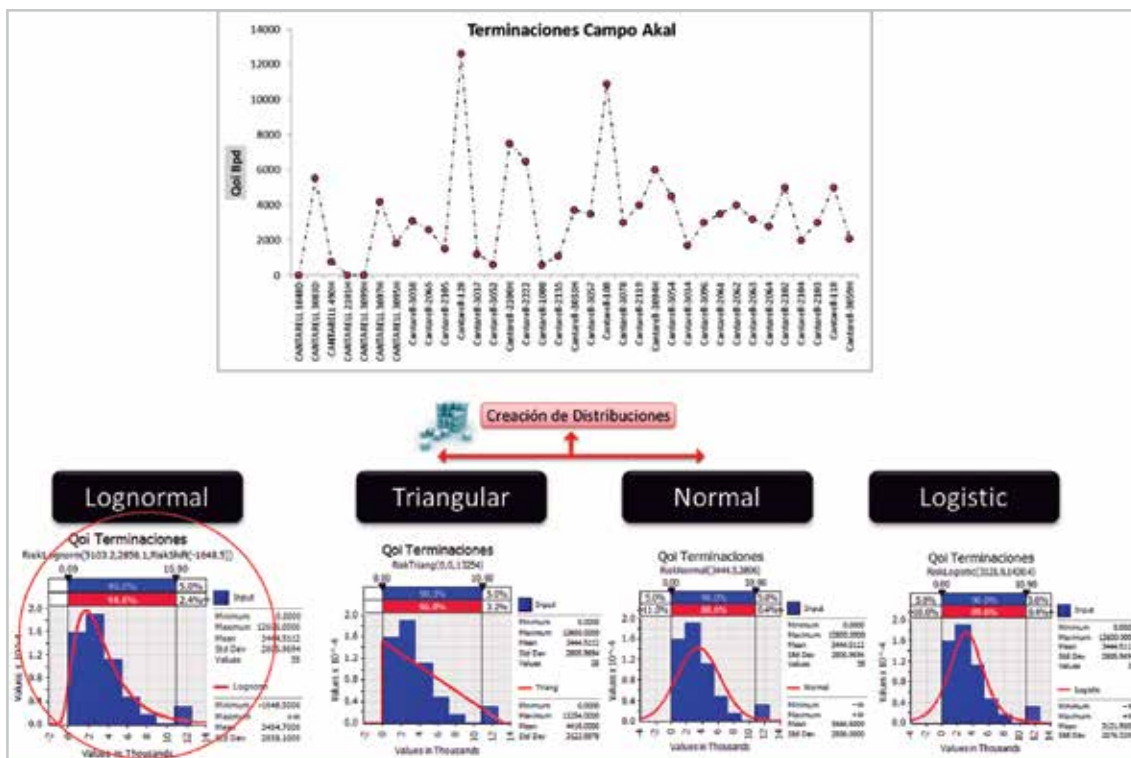


Figura 2. Creación de distribuciones para Qoi terminaciones campo Akal.

**Tiempo de retraso en las intervenciones**

Para el caso la variable **tiempo de retraso de las intervenciones**, se considera la estadística, las fechas programadas se comparan contra fechas reales y los días obtenidos en la resta representan el tiempo de retraso o adelanto, ya sea por falta de disponibilidad de equipos, problemas en la operación, etc.

Para este caso en el campo Akal, la distribución de probabilidad será la **Invgauss**, ya que es la que ajusta al muestreo estadístico (valores azules) de la información analizada.

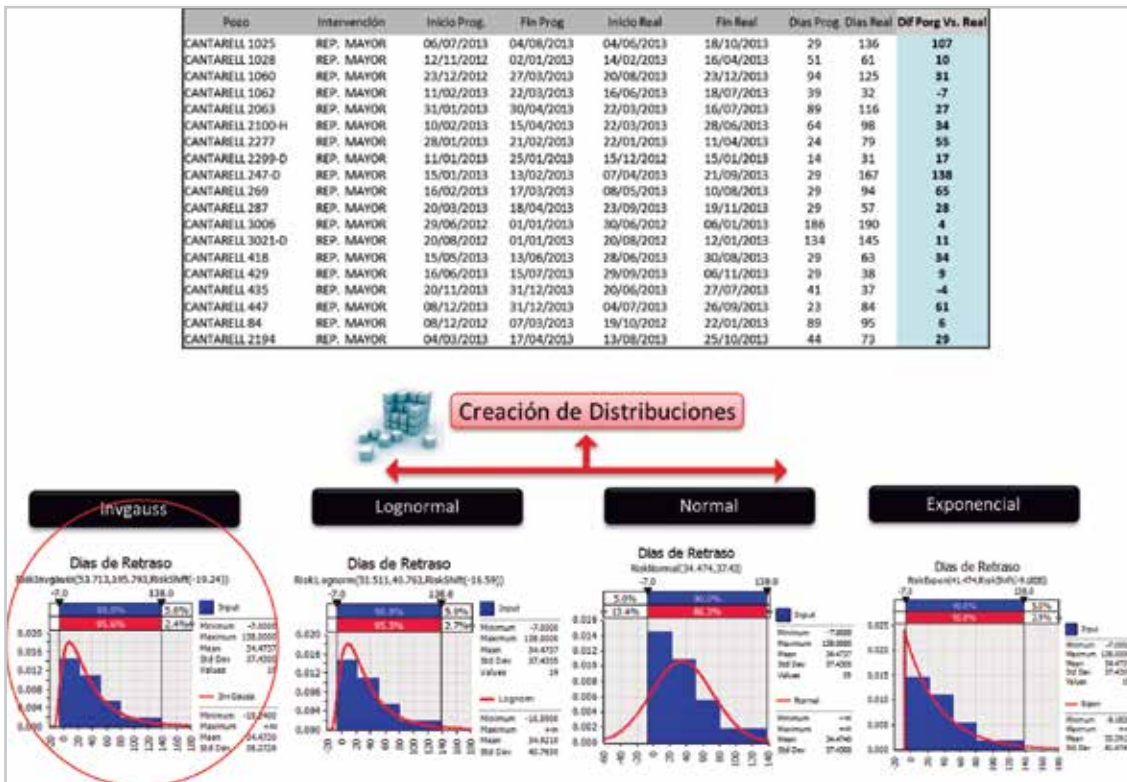


Figura 3. Creación de distribuciones para tiempo de retraso en las intervenciones.

**Riesgo operativo – certidumbre operativa**

Para disponer de una evaluación del riesgo operativo en términos cuantificables, para cada yacimiento consideramos algunos factores como: la profundidad programada del objetivo, la máxima severidad programada, el desplazamiento requerido, la geometría del estado mecánico, etc. A cada factor se le asignan tres posibles casos teniendo a su vez cada caso un valor correspondiente a una fracción del porcentaje total. 100% significaría que tenemos absoluta certeza de lograr el objetivo en tiempo y forma.

Para cada yacimiento se seleccionan factores de riesgo operativo adecuados a sus características y problemáticas. Con el valor determinado para cada caso se genera una distribución uniforme considerando la posibilidad de tener un fracaso en un porcentaje igual a 100% menos el valor asignado de certidumbre operativa.

En el ejemplo siguiente se determinó una certidumbre operativa del 70%, esto significa que existe un riesgo de tener un pozo improductivo del 30%. Esta consideración del riesgo operativo se modela con una distribución uniforme, la cual se conforma de valores de 1 a 100% (0.01 a 1), esto nos indica que tiene la misma probabilidad que ocurran valores del 1 a 100% en cada iteración de la simulación. Y en cada simulación si el valor seleccionado cae dentro del 70% correspondiente a la certidumbre, el pozo logrará alcanzar su objetivo y por lo tanto se le asignará su **gasto de aceite inicial (Qoi)**, de otra forma significará que el pozo no alcanzó su objetivo.

Certidumbre operativa		
1	Profundidad total del pozo	
	Menor de 3,500 m.	25
	Entre 3500 - 4,000 m.	20
2	Ángulo del pozo	
	Menor a igual a 30 grados	25
	Entre 30 y 60 grados	20
3	Desplazamiento a objetivos	
	Menor o igual a 1,000 m.	25
	Entre 1,001 y 1,500 m.	20
4	Geometría pozo	
	Nuevo (AD 6 1/2" - TR 7 5/8" - 5 1/2")	25
	Ventana AD 4 1/8" - 5 1/2"	20
	Ventana TR 5" - 5 1/2"	15

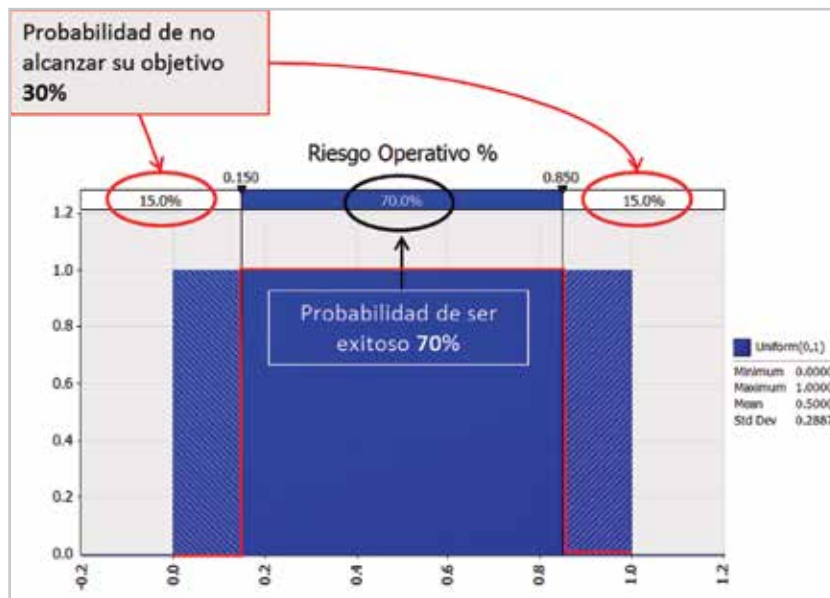


Figura 4. Creación de distribuciones para riesgo operativo.

• **Riesgo de lograr la producción – certidumbre de obtener la producción**

Para caracterizar esta variable se consideran los factores asociados con el comportamiento dinámico del sistema yacimiento-pozo que pudiesen impedir el éxito de obtener la producción, de tal forma que para Akal por ejemplo, se seleccionaron los siguientes:

Con el valor determinado para cada caso se procede de la misma forma que en el riesgo operativo para generar la distribución de probabilidad.

Por ejemplo, de acuerdo a la calificación del pozo, éste tiene un **riesgo de lograr la producción del 10%**, el 90% es la probabilidad de ser exitoso y 10% de no ser productivo, (pozo seco).

Certidumbre de Producción		
1	Cercanía contacto Agua - Aceite	
	Mayor de 150 m.	25
	Entre 150 y 80 m.	20
2	Espaciamento entre pozos	
	Mayor de 350 m	25
	Entre 350 y 300 m	20
3	Calidad de roca	
	Buena	25
	Mediana	20
4	Fracturamiento	
	Intenso	25
	Mediano	20
	Bajo	15



Figura 5. Creación de distribuciones para riesgo de lograr la producción.

### 3. Implementación del modelo

El método Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. La simulación Montecarlo realiza el análisis de riesgo con la creación de modelos de posibles resultados mediante la sustitución de un rango de valores —una distribución de probabilidad— para cualquier factor con incertidumbre inherente. Luego, calcula los resultados una y otra vez, usando un grupo diferente de valores aleatorios de las funciones de probabilidad.

Las técnicas de evaluación y análisis de datos, basadas en teorías de probabilidad y estadística sirven para disminuir

el riesgo en la toma de decisiones. Por tal motivo, es de suma importancia contar con una buena base de datos, confiable y actualizada, que permita la generación de los insumos para la evaluación económica y de riesgo bajo técnicas de análisis probabilistas.

La combinación de poderosas herramientas estadísticas, métodos de pronósticos, análisis probabilísticos y cuantificar la incertidumbre, permiten desarrollar una valiosa metodología para el Activo de Producción Cantarell. En la **Figura 6** se esquematiza la forma en cómo trabaja el modelo.



Figura 6. Esquema de trabajo del modelo.

### Características del modelo creado

Se generó un modelo en Excel en el cual se destacan las siguientes capacidades:

- Permite la carga de la información detallada del movimiento de equipos en una forma semiautomática.
- Considera los factores de declinación correspondiente a cada yacimiento.
- Permite la generación de pronósticos de producción incremental deterministas por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- Considera premisas económicas y calcula indicadores de rentabilidad por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- Tiene la capacidad de asociar distribuciones de probabilidad para cada intervención a pozo de una manera fácil y práctica.
- Permite la generación de pronósticos de producción incremental probabilistas por pozo, yacimiento, integrales, etc.
- El modelo genera simultáneamente el cálculo de todos los pozos determinando sus producciones

y sus indicadores de rentabilidad en el número de iteraciones que se consideren necesarias (un ejercicio que contenga 250 intervenciones y 1,000 iteraciones, puede tardar del orden de 5 minutos en ejecutarse).

- Dispone de un módulo de resultados que permiten el fácil manejo de los mismos para su interpretación y análisis.

### Carga de información al modelo

Como insumo base se considera la propuesta del movimiento de equipos de un programa operativo (semanal, trimestral, mensual o anual), una vez efectuada la revisión general de la información (control de calidad) en fechas, pozos, tiempos, tipo de intervenciones, etc., se efectúa la carga al modelo creado en Excel.

Se deberán cargar los valores de declinación correspondientes así como todas las premisas económicas necesarias y las consideraciones adicionales que se requieran para la generación de los pronósticos de producción e indicadores de rentabilidad.

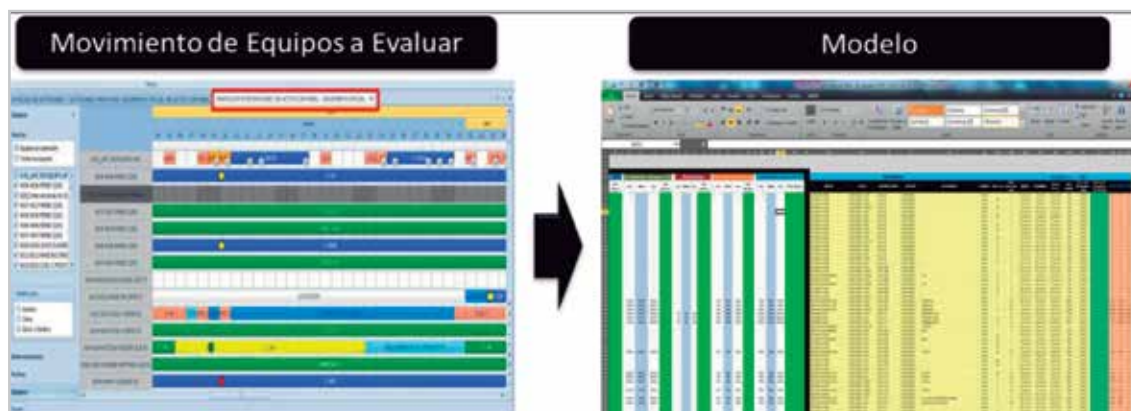


Figura 7. Carga de movimiento de equipos al modelo.

### Implementación de distribuciones de probabilidad para cada variable

El método de Montecarlo da solución a una gran variedad de problemas matemáticos haciendo experimentos con

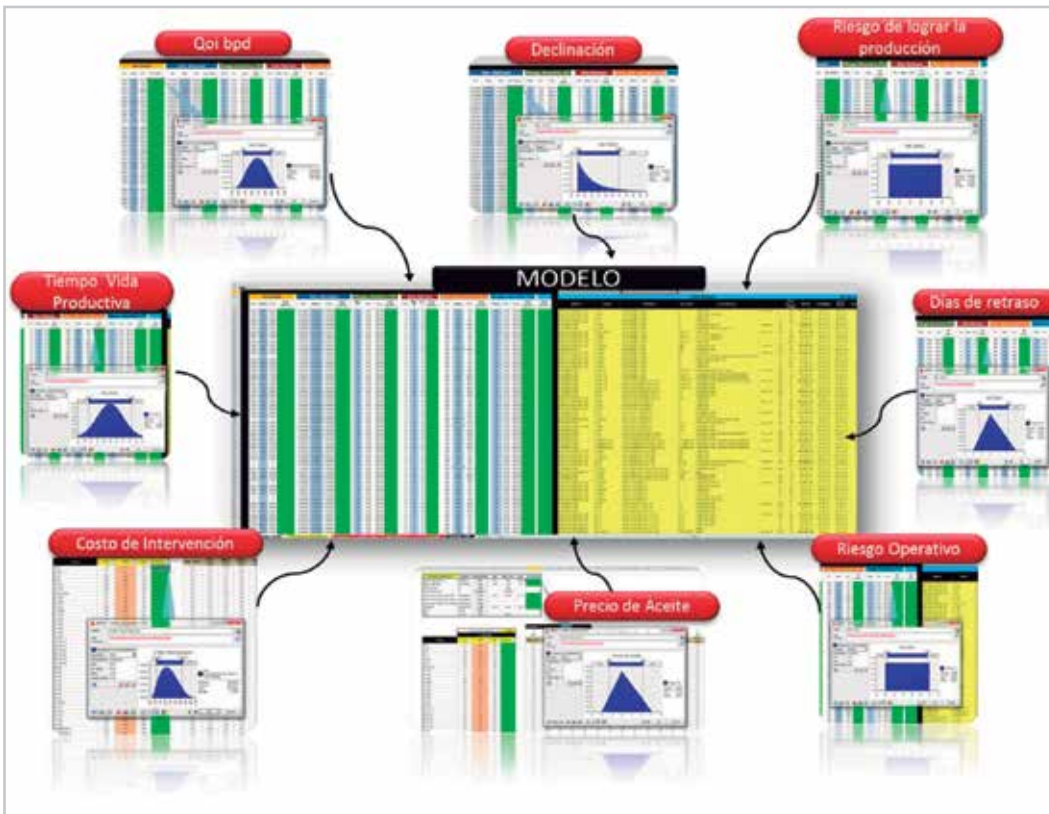
muestreos estadísticos en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema.

Como siguiente paso se continúa con la carga de las distribuciones de probabilidad para cada variable utilizada

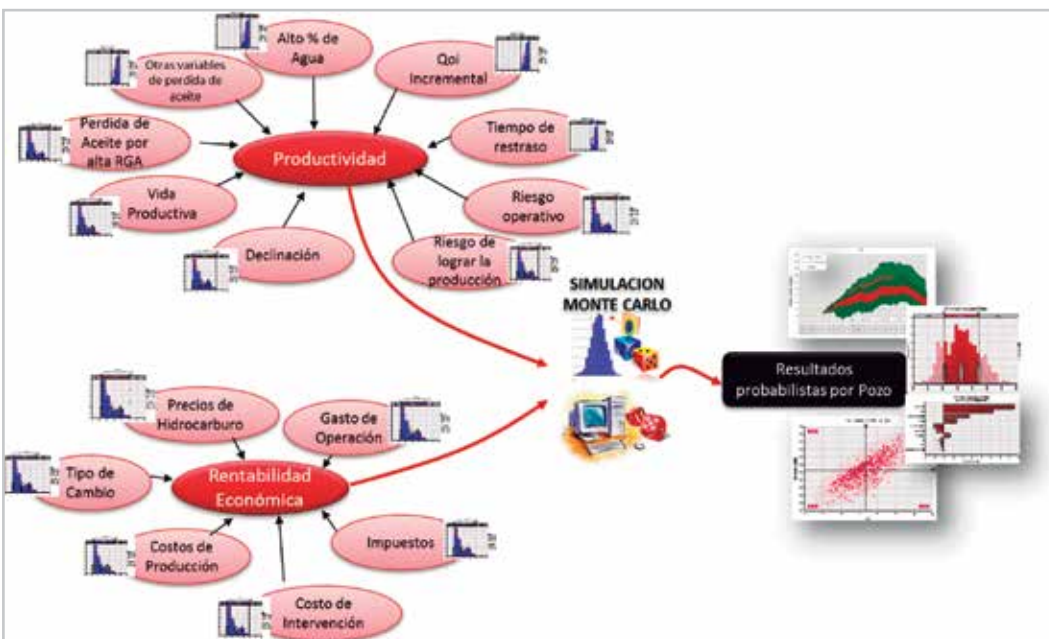


en el modelo con el fin de evaluar el riesgo con el método de simulación Montecarlo. Mediante el uso de distribuciones de probabilidad, las variables pueden generar diferentes resultados. Las distribuciones de probabilidad son una forma mucho más realista de describir la incertidumbre en

las variables de un análisis de riesgo, en las **Figuras 8 y 9** se esquematiza la forma en que las variables caracterizadas interactúan en el modelo mediante simulación Montecarlo para generar resultados probabilistas.



**Figura 8.** Implementación de distribuciones de probabilidad para cada variable.



**Figura 9.** Diagrama de interacción de las variables dentro del modelo con simulación Montecarlo.

### 4. Análisis de escenarios

La generación de escenarios de producción, evaluando la eficiencia económica de las intervenciones y la consideración de los principales riesgos asociados a los trabajos en los pozos, nos permite seleccionar aquellos escenarios que presentan la mejor rentabilidad y los menores riesgos.

Con los resultados probabilistas, comparando valor (media) vs riesgo (desviación estándar), considerando el indicador económico valor presente neto, mediante un análisis de **frontera eficiente** en el cual se pueden identificar las oportunidades que generen mayor valor y su riesgo económico asociado, se visualizan los escenarios permitiendo la selección de la mejor propuesta acorde con el riesgo que el Activo considere adecuado.

El riesgo es medido en el eje horizontal y el retorno esperado en el eje vertical, este tipo de análisis coadyuva para tener una mejor visión y para sustentar la toma de decisiones, no necesariamente la mejor opción es la que tiene menor riesgo, a veces es lo contrario se gana más con la opción con mayor riesgo, es de acuerdo al nivel de riesgo que se esté dispuesto a asumir.

El inversionista podrá escoger la opción que prefiera dado su apetito o grado de aversión al riesgo. Si se quieren retornos altos sin importar el nivel de riesgo, se escogen los pozos o equipos del cuadrante C. Si se prefiere un nivel medio de riesgo se escogen los pozos y/o equipos del cuadrante B, y si tiene aversión al riesgo se tendrán que escoger los pozos y/o equipos del cuadrante A.

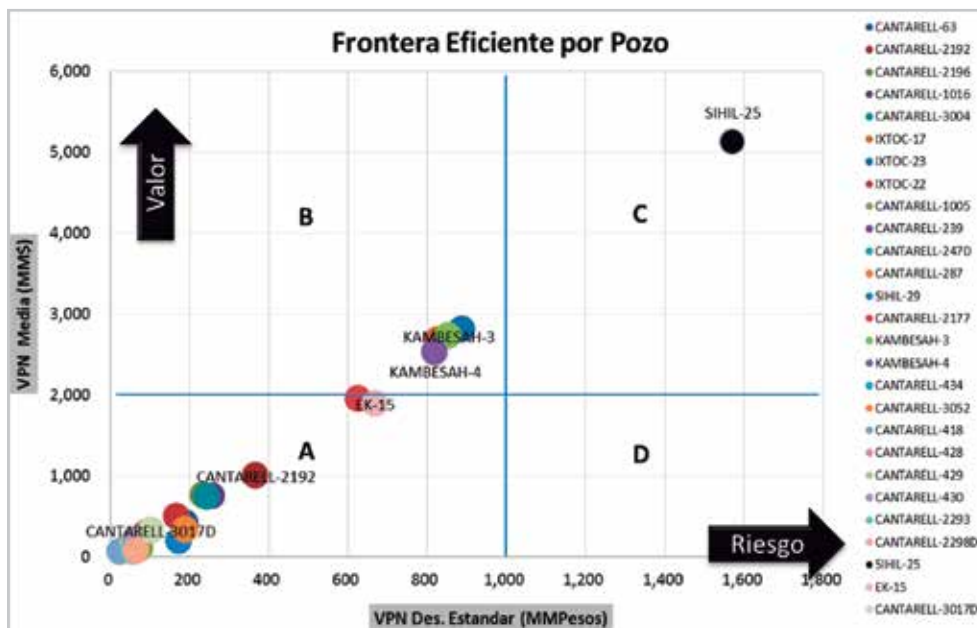


Figura 10. Frontera eficiente por pozo, (valor vs riesgo).

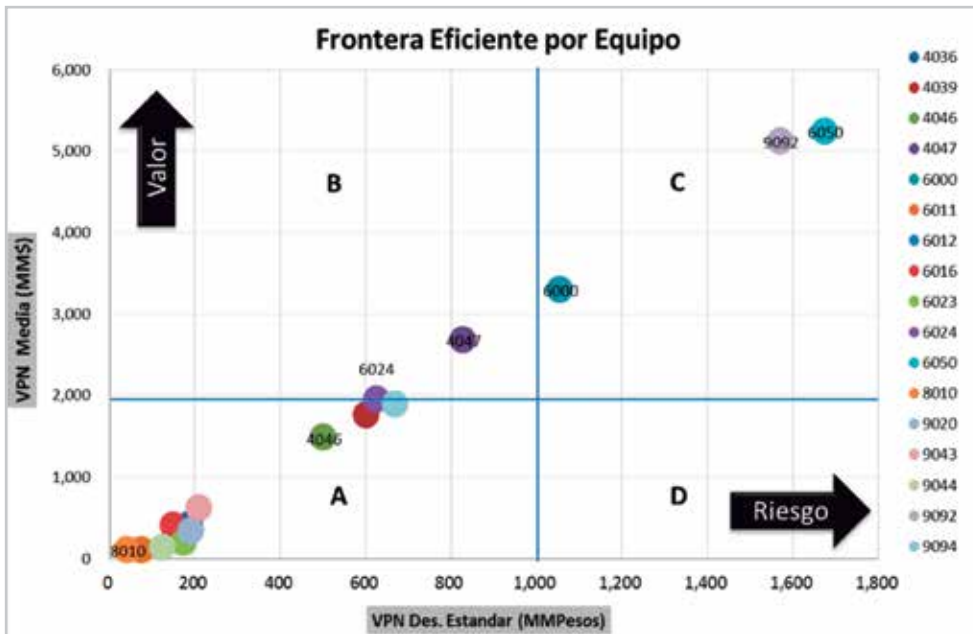


Figura 11. Frontera eficiente por equipo, (valor vs riesgo).

El modelo entrega para cada tren de trabajo, equipo, pozo el comportamiento probabilista de las ganancias esperadas, de tal forma que los recursos de inversión y disponibilidad

de equipos deberán asignarse de manera que se maximicen las ganancias.

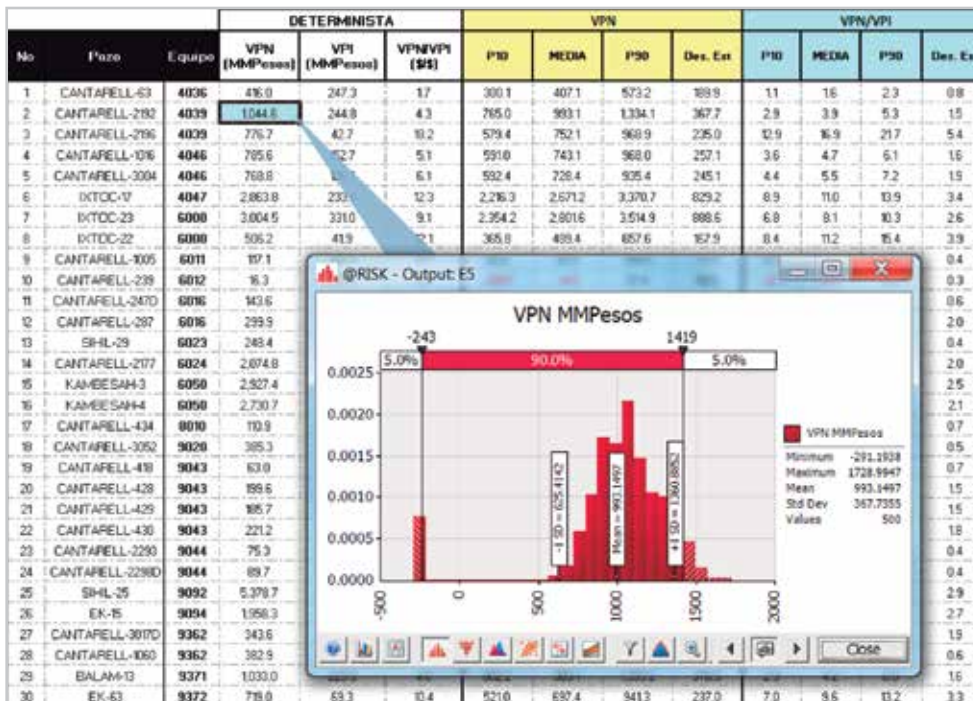


Figura 12. Resultados probabilistas por pozo, equipo.

**Secuencia óptima para cada tren**

**Optimización:** hace referencia a buscar la mejor manera de realizar una actividad. En este caso, optimizar un movimiento de equipo se refiere a realizar una distribución

de los recursos que asegure una mejor captura de valor y un menor riesgo económico asociado. En la **Figura 13** se presentan dos posibles reordenamientos considerando los resultados probabilistas, de acuerdo con la mayor ganancia y con el menor riesgo.

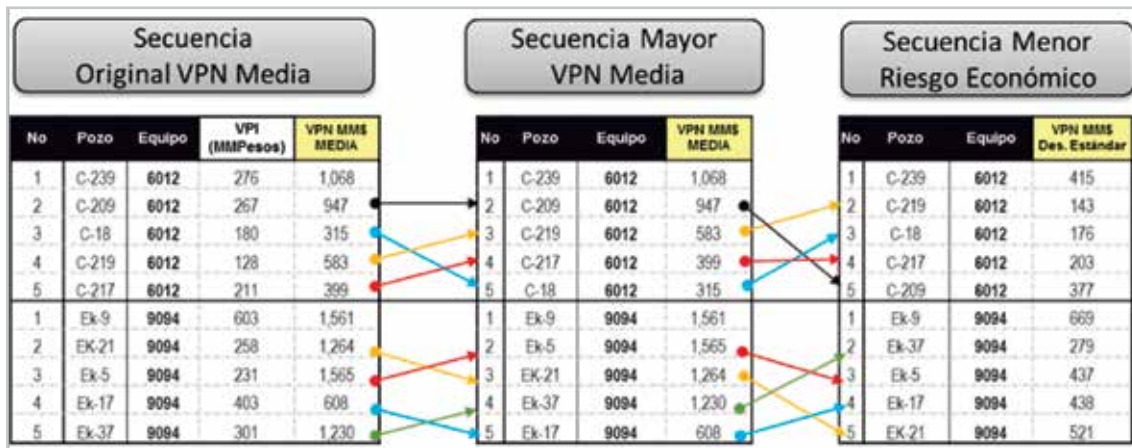


Figura 13. Secuencias de máxima ganancia y mínimo riesgo, equipos 6012 y 9043.

Toda vez que el grupo tomador de decisiones esté sensible al orden de magnitud del riesgo, valores de desviación estándar del VPN en este caso, que considera razonable manejar de acuerdo con su experiencia desarrollada, será posible determinar si es conveniente rezagar o adelantar pozos en el tren ordenado maximizando las ganancias. Pensemos por un momento que el riesgo permisible

(desviación estándar del VPN) es de 350 MM\$ para los pozos en el tren de trabajo del equipo 6012 y de 500 MM\$ en el caso del 9094; con esto, el tren que se propone considerará rezagar los pozos C-209, Ek-5 y Ek-17 por observancia de sus desviaciones estándar probabilistas determinadas. Los trenes de trabajo serán los siguientes:

No	Pozo	Equipo	VPN MM\$	
			MEDIA	Des. Estandar
1	C-239	6012	1,068	415
2	C-219	6012	583	143
3	C-217	6012	399	203
4	C-18	6012	315	176
5	C-209	6012	947	377
1	Ek-9	9094	1,561	669
2	EK-21	9094	1,264	521
3	Ek-37	9094	1,230	279
4	Ek-5	9094	1565	437
5	Ek-17	9094	608	438

Figura 14. Tren óptimo considerando ganancias y riesgo.

**Pronósticos de producción probabilistas:** Tomando en cuenta todas las variables con sus respectivas distribuciones de probabilidad es posible construir pronósticos de

producción probabilistas, éstos pueden ser por pozo, plataforma y/o equipo de perforación y reparación de pozos.

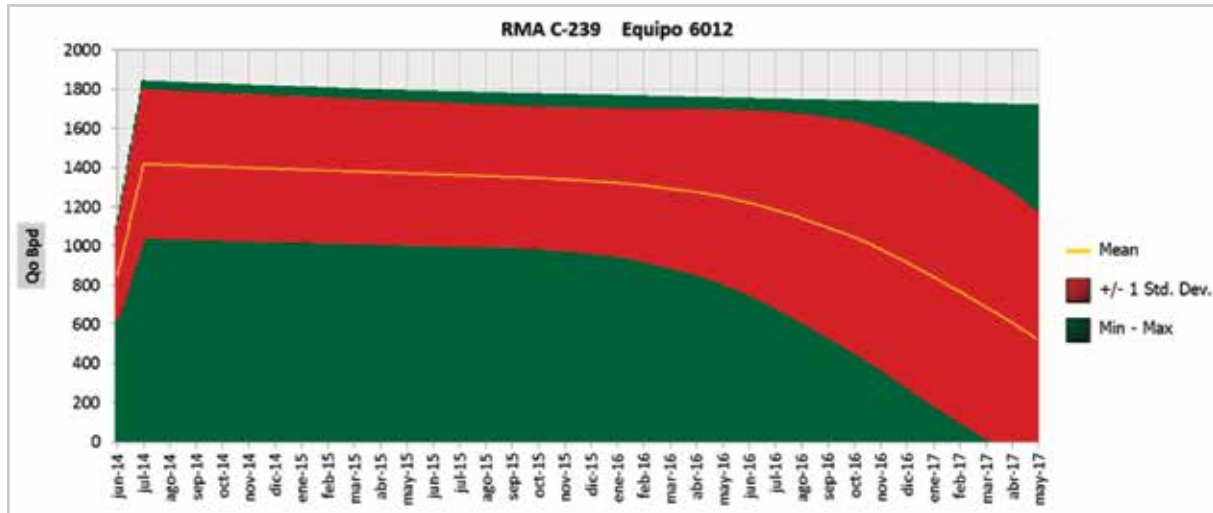


Figura 15. Pronósticos de producción probabilistas.

## Próximos pasos y conclusiones

- Con base en la historia y la opinión de especialistas, determinar por campo y equipo la magnitud de los riesgos que consideramos razonable correr. Estos valores permitirán concretar la aplicación sistemática de la presente propuesta.
- Fortalecer la base de datos a fin de mejorar la caracterización probabilista de las variables críticas en el proceso.
- El modelo permite la ágil generación de pronósticos de producción probabilistas e indicadores económicos probabilistas utilizando el método Montecarlo.
- Se propone el uso de una metodología que apoye a la administración de activos de producción mediante análisis, optimización y evaluación del riesgo a movimientos de equipos para trenes de perforación y reparación de pozos.
- La implementación de metodologías integrales en el proceso de optimización de programas de movimientos de equipos y la proyección de comportamientos permite de manera consistente y confiable generar compromisos factibles de cumplir.

- Se logró transformar la visión tradicional de evaluación de programas de movimientos de equipos (trenes de perforación y reparación a pozos) logrando disminuir el riesgo y aumentar la certidumbre, esto nos lleva a maximizar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión asociada al proyecto.

## Agradecimientos

Al equipo de trabajo de la Coordinación de Programación y Evaluación del Activo de Producción de Cantarell, por su incondicional apoyo.

## Referencias

1. Montgomery, D.C. 2003. *Applied Statistics and Probability for Engineers*, third edition. New York: John Wiley & Sons.
2. Serrano, J.R., Barrera, D., et al. Cartera de Oportunidades de Intervención a Pozos RMNE.
3. Virine, L. y Rapley, L. 2003. *Decision and Risk Analysis Tools for the Oil and Gas Industry*. Artículo SPE

84821, presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, EUA, septiembre 6-10. <http://dx.doi.org/10.2118/84821-MS>.

4. Woolfson, M.M. 2008. *Everyday Probability and Statistics: Health, Elections, Gambling and War*, second edition. London: Imperial College Press.

## Semblanza de los autores

### Eduardo Poblano Romero

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1993. Efectuó estudios en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM y en octubre de 2002 obtuvo con “mención honorífica” el grado de Maestro en Ingeniería. Recibió la medalla “Alfonso Caso” en reconocimiento a su desempeño durante el posgrado y a su trabajo de tesis. Es Maestro en Administración de Empresas para Ejecutivos (EMBA) por la Universidad Autónoma del Carmen (consorcio con el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey y la Universidad de Tulane).

Ingresó a Pemex Exploración y Producción en agosto de 1994 en el entonces Distrito Comalcalco, desarrollando actividades de Ingeniería de yacimientos y de diseño de pozos. De marzo de 1998 a agosto de 2000 formó parte de la Superintendencia de diseño de pozos de Activo de explotación Ku-Maloob-Zaap. De agosto de 2002 a marzo de 2004, laboró como Ingeniero de operación de pozos del Activo Ku-Maloob-Zaap. De abril de 2004 a marzo de 2009 colaboró en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap teniendo a su cargo las superintendencias de Ingeniería de producción de pozos y posteriormente la de sistemas de producción y productividad de pozos. De abril de 2009 a diciembre de 2010 fue líder de equipo de productividad de pozos del Activo Integral Cantarell. De enero de 2011 a febrero de 2014 fue Coordinador de programación y evaluación en el Activo de producción Cantarell. Actualmente tiene a su cargo la Coordinación de evaluación integral del negocio en la Gerencia de programación y evaluación de la Subdirección de producción de la Región Marina Noreste.

Es considerado Experto AIPM desde abril de 1998. En junio de 2006 fue reconocido como “Experto Distinguido” por la Directiva Nacional 2004-2006 de dicha Asociación. Ha participado en congresos como autor y expositor, cuenta con 17 artículos técnicos nacionales y cinco internacionales. Su trabajo en “Análisis de estabilidad de pozos” es citado en literatura internacional.

### Asociaciones a las que pertenece:

- Asociación de Ingenieros Petroleros de México, (AIPM)
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México, (CIPM)
- Sociedad de Ex-alumnos de la Facultad de Ingeniería, UNAM, (SEFI )
- Sociedad de Ingenieros Petroleros, (Society of Petroleum Engineers, SPE)
- Sociedad de ex alumnos de posgrado de la UNACAR

### **Juan Manuel Hernández Espinosa**

Es Ingeniero en Sistemas computacionales, egresado del Instituto de Estudios Superiores de Poza Rica, Veracruz, Efectuó estudios de Maestría en sistemas de información y actualmente es egresado de la Maestría de Finanzas. Trabajó desde 2002 en el Instituto Mexicano del Petróleo como especialista en Administración de proyectos en el proyecto de desarrollo de gas Lankahuasa, a partir del 2003 en el Activo Integral Poza Rica Altamira en la Coordinación de Programación y Evaluación, en el 2005 en la Subgerencia de reservas de hidrocarburos de la Gerencia de planeación y evaluación de la Región Norte como Ingeniero especialista. A partir de 2008, se incorpora a Schlumberger, en el segmento de “Schlumberger Information Solutions”, con lo que se ha llegado a convertir en especialista de economía del petróleo y análisis de riesgo, desarrollándose en destrezas de Administración y optimización de portafolios de inversión, Análisis económico integral para el desarrollo de nuevas estrategias de explotación de campos petroleros, actualmente es miembro de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y de Project Management Institute.