

## Metodología para generar movimiento de equipos en modo probabilista

*Ing. Felipe Centeno Metelin*  
*Pemex*

Información del artículo: Recibido enero 2012-aceptado abril 2013

### Resumen

Determinar de manera probabilista las expectativas del programa de movimiento de equipos. Con base en resultados estadísticos, se obtienen los tiempos de intervención máximo, mínimo y más frecuente.

Mediante macros de Excel, las intervenciones de pozos se someten al método Montecarlo para obtener de la historia los tiempos de operación. La metodología asigna las fechas de inicio y fin, considerando accidentes mecánicos, periodos de traslado, intervención por compañía, condiciones climatológicas, afectaciones sociales, mantenimiento, contratación de equipos, asignación presupuestal y áreas geológicas, entre otras.

Se obtiene una banda de posibilidades, dentro de la cual, se identifican las opciones para las metas propuestas, y considera las acciones para la toma de decisiones, los diferentes escenarios se representan gráficamente mostrando el comportamiento aleatorio de todas las variables que pueden afectar un movimiento de equipos. Se muestra el cumplimiento en la incorporación de reservas respecto a su meta; el costo del movimiento de equipos; se representan gráficamente los resultados promedio, una desviación estándar hacia arriba y una desviación estándar hacia abajo.

La metodología permite estimar el grado de factibilidad de cumplimiento en las metas oficiales, con base en un escenario donde las variables de las intervenciones de pozos a comprometer han tomado en cuenta las consideraciones del entorno referente a los pozos.

Respalda la toma de decisiones analizando el comportamiento multianual.

### Methodology for generating moving equipment in a probability manner

#### Abstract

Determine the expectations of the equipment movement program in a probability manner. Based on statistical results, the maximum, minimum and frequent intervention times are obtained.

Using Excel macros wells interventions undergo the Monte Carlo method to obtain the time history of operation. The methodology assigns the start and end dates, considering mechanical accidents, transfer periods, company intervention, weather conditions, social damages, maintenance, equipment procurement, budget allocation, geological areas, and others factors.

We obtained a band of possibilities, within which, identifying options for the proposed goals and actions considered for decision-making, the different scenarios are plotted showing random behavior of all the variables that can affect equipment

movement. Compliance is shown in the incorporation of reserves from its target, the cost of moving equipment are plotted average results, one standard deviation above and one standard deviation below.

The methodology allows estimating the degree of feasibility in the achievement of the official goals. These goals are based on the situation where the variables of the well interventions have taken into account the considerations of the surroundings in reference to the Wells.

It supports the decision making process, by analyzing its yearly behavior.

## Introducción

El movimiento de equipos forma parte esencial de la estrategia de crecimiento de nuestra empresa, es considerado como elemento fundamental en la planeación de la actividad física y resultados volumétricos esperados, y por ende los recursos económicos asociados; asimismo, es aquí donde podemos identificar los dos componentes principales de la misión de PEP, la exploración y la explotación de petróleo y gas natural.

### Implícitamente el movimiento de equipos compromete:

- Terminación de pozos exploratorios
- Incorporación de reservas
- La terminación de pozos de desarrollo

- Terminación de reparaciones de pozos
- Producción asociada a las intervenciones
- Compromisos de exportaciones
- Ingresos asociados a la producción

Por la importancia que representa en las erogaciones monetarias, hacemos un pequeño recorrido en los últimos años, y apreciar así el comportamiento relacionado a los resultados en intervención de pozos y los esfuerzos para el mantenimiento de la producción de hidrocarburos, y en su fuente regeneradora que es la exploración de nuevos yacimientos

Las **Figuras 1 y 2** muestran los recursos ejercidos entre los años 2000 a 2011, indicando la inversión en pozos, exploración y otros.

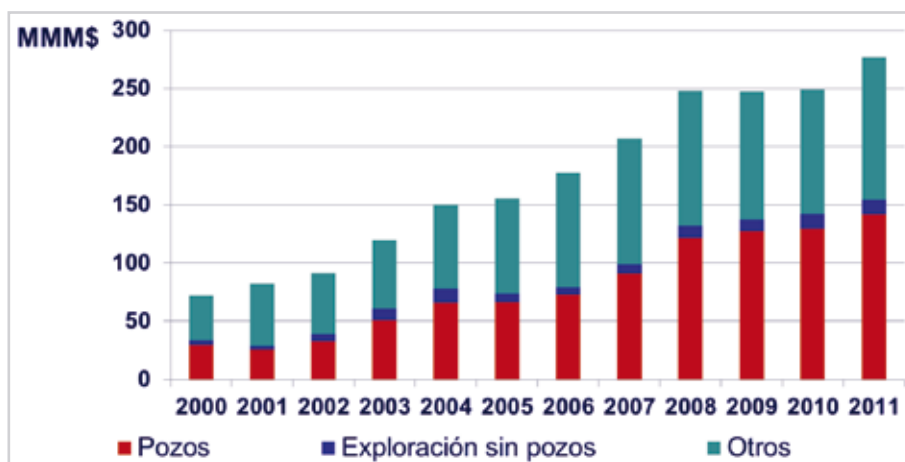


Figura 1.

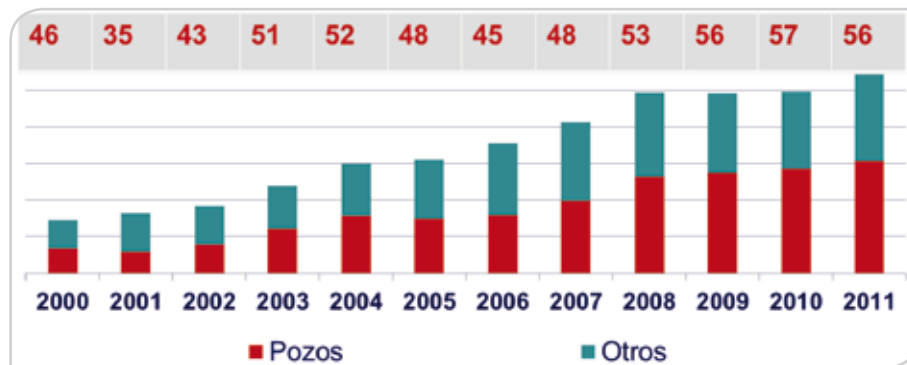


Figura 2.

Reconociendo que toda la inversión en exploración tiene como finalidad comprobar la existencia de hidrocarburos y esto se hace a través de los pozos, el porcentaje de gasto en pozos en cada año va de 43% en 2002 a 57% en 2010.

Se aprecia el crecimiento de la inversión de manera importante en la actividad de perforación, identificando que la misma proporcionará la única forma de confirmar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo y el único medio subestructural para la explotación de los yacimientos.

Considerando la relevancia de lo anterior, el objetivo del presente trabajo es determinar un movimiento de equipos de forma **probabilista**, que considere los factores internos y externos que interactúan en la planeación y realización de compromisos oficiales, generando una visión de alcance con alta factibilidad de cumplimiento.

El establecimiento de metas retadoras, entre las cuales se plantea obtener reducción en los tiempos de ejecución, aún apoyándose en las nuevas metodologías y tecnologías disponibles, no se pueden cubrir con suficiente asertividad los resultados, esto obedece a que todas las acciones requieren madurar, transitando por una curva de aprendizaje, todo lo anterior conlleva una incertidumbre y su rango es bastante amplio.

#### Las variables a considerar son:

- Tipo de intervención, (perforaciones, terminaciones, reparaciones mayores, reparaciones menores, mantenimiento a equipos de perforación).
- Tiempo por intervención, (asociados a la ejecución del mismo).

- Tiempos de transporte de los equipos, (tiempo de traslado de una localización a otra).
- Tiempos de espera, (durante traslado, afectaciones sociales, por localizaciones no disponibles, entre otros).
- Inicio de nuevas contrataciones, (programadas a realizarse en el futuro).
- Edad geológica de la formación, (Terciaria, Mesozoica).
- Ubicación de la intervención, (terrestre, lacustre, marina).
- Costos por intervención acorde a compañía, (matriz de asignación que al cambiar de equipo modifica los elementos de costos).

Las variables son asociadas con registros documentados previamente, si queremos conocer cuál es el comportamiento de alguna de ellas, el mejor auditor es lo ocurrido en el pasado próximo.

Con el grado de conocimiento de las variables que intervienen en la generación y programación de las actividades inherentes al movimiento de equipo, se está en condiciones de evaluar el riesgo y estimar el cumplimiento que nos permita contar con elementos de éxito.

Los resultados se obtienen de aplicar el método de simulación Montecarlo, el cual toma en cuenta los elementos críticos con diferentes incertidumbres y los recursos presupuestales.

Focalizando el esfuerzo de todos los participantes, se puede obtener una banda de probabilidad de éxito, cuya confianza se encuentra registrada en la revisión estadística de lo acontecido, y de esta manera llevar a buen término el cumplimiento de los programas operativos en el corto plazo, tener una visión a mediano y largo plazo, atender la estrategia institucional y los lineamientos de órganos reguladores del Gobierno Federal.

### Desarrollo del tema

Los componentes que impiden la precisión en los resultados finales de un evento a realizarse en el futuro son: el riesgo y la incertidumbre, los cuales se deben integrar en el análisis a través de una metodología sistemática capaz de reproducir eventos pasados.

Lo primero que tenemos en la planeación es la jerarquía de los pozos que intervienen, así como los equipos disponibles en un movimiento de equipos, conocemos el orden en que se deben intervenir, la **Figura 3** representa las diferentes acciones que se deben seguir en la secuencia de un equipo, al cual se le asignan pozos a intervenir.

La **Figura 3** indica que la ruta a seguir en el transcurso del análisis, puede variar de tiempos representados por intervalos que van de una posición a otra, recorriendo el diagrama de posibilidades, tal y como se presenta en la realidad.

Se aplica simulación Montecarlo para obtener los valores probabilísticos de cada una de la variables.

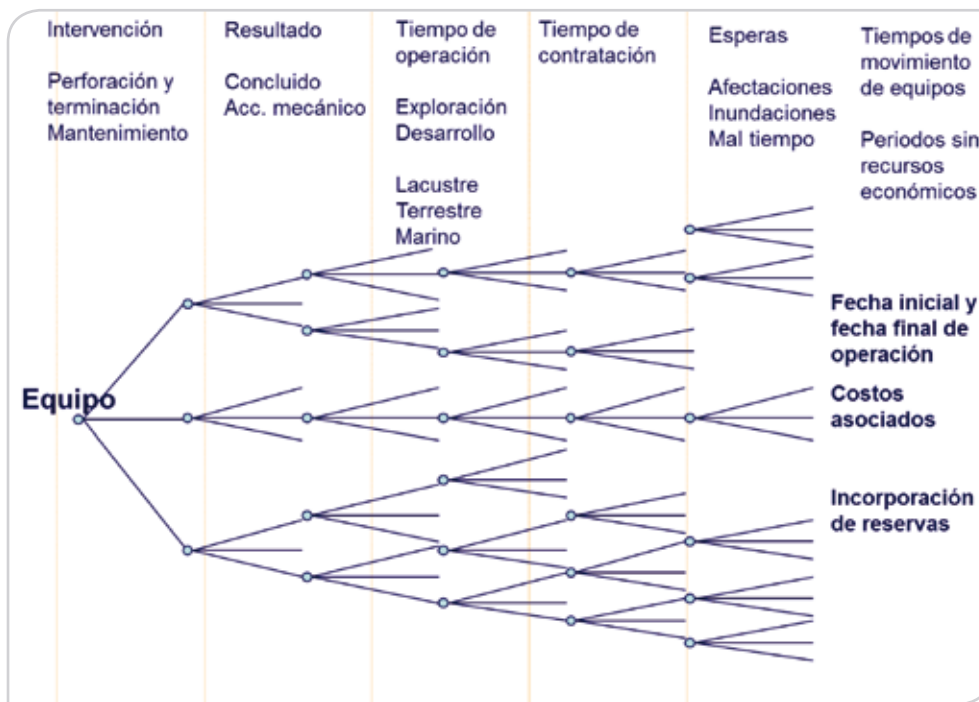


Figura 3.

Utilizar la distribución triangular con los valores mínimos, máximos y más frecuentes, se deberán construir

distribuciones triangulares de probabilidad. Se analizan cada una de las secciones del triángulo, **Figuras 4 y 5**.

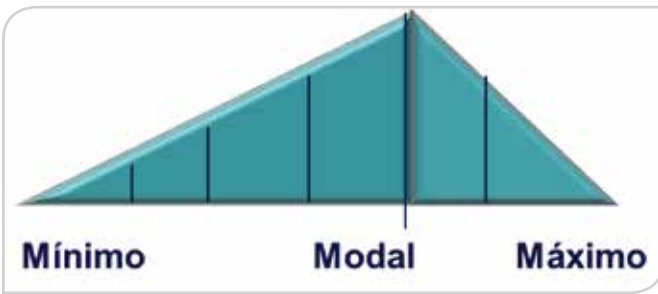


Figura 4.

Analizando el triángulo del lado izquierdo

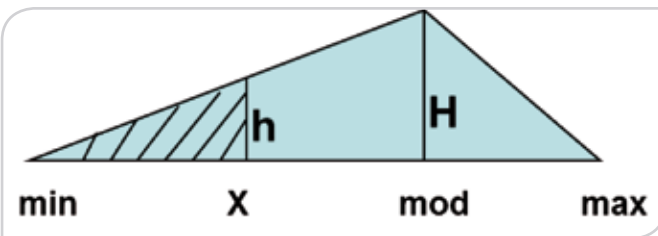


Figura 5.

Área izquierda = número aleatorio

El área total del triángulo completo es = 1

$$A1 = (X - \text{min}) h / 2 \quad 1$$

Despejando X

$$X = 2 A1 / h + \text{min} \quad 2$$

Por semejanza de triángulos

$$\frac{h}{H} = \frac{X - \text{min}}{\text{mod} - \text{min}} \quad 3$$

Despejando h

$$h = \left( \frac{X - \text{min}}{\text{mod} - \text{min}} \right) H \quad 4$$

Substituyendo 4 en 2

$$X = \frac{2A1}{h} + \text{min} = \frac{2A1}{\frac{(X - \text{min})H}{\text{mod} - \text{min}}} + \text{min}$$

$$X = \frac{2A1(\text{mod} - \text{min})}{H(X - \text{min})} + \text{min}$$

además  $H = \frac{2}{\text{max} - \text{min}}$  porque el área total es =1

$$X = 2A1 \frac{(\text{mod} - \text{min})}{2(X - \text{min})} + \text{min}$$

$$\frac{(\text{mod} - \text{min})}{\text{max} - \text{min}}$$

$$X = A1 \frac{(\text{max} - \text{min})(\text{mod} - \text{min})}{(X - \text{min})} + \text{min}$$

$$(X - \text{min})^2 = A1(\text{max} - \text{min})(\text{mod} - \text{min})$$

Despejando:

$$X = \text{min} + \sqrt{A1(\text{max} - \text{min})(\text{mod} - \text{min})}$$

Esta ecuación corresponde al triángulo del lado izquierdo, y se utiliza cuando el número aleatorio es menor o igual que el área de este triángulo. El mismo procedimiento se realiza con el lado derecho del triángulo y obtenemos la ecuación siguiente:

$$X = \text{max} - \sqrt{(\text{max} - \text{mod})[(\text{max} - \text{mod}) - (\text{max} - \text{min})(A1 - \frac{\text{mod} - \text{min}}{\text{max} - \text{min}})]}$$

En el caso de contar con sólo dos datos, se aplicará una distribución lineal, la cual puede ser expresada de la siguiente manera:  $x = \text{min} + A1(\text{max} - \text{min})$

El proceso requiere de cuatro etapas, **Figura 6.**



Figura 6.

## Primera etapa: recopilación y análisis de datos históricos

Los tiempos registrados en las intervenciones de los pozos se deben almacenar en una base de datos para lograr

obtener los mejores beneficios, de manera tal que sea factible predecir el comportamiento a nivel de campo, área geológica, tipo de intervención, clase de intervención, resultado obtenido, **Figura 7**.

POZO	ESTADO	EDG	ME	TIEMPO	PROYECTO	MOVIMIENTO	PA	CF	FE	TP	TT	N. EQUIP	P. C	TPO	MD
REN 47	3333 CONCLUIDO	1	VEN	1	# 1 BELLA DEL URUGUAY	ACTIVO INTERIOR, SARRARA-LUISA	0	MEDIO	18	42	18	24	18	1	111
MACHUPICHA 18	3333 CONCLUIDO	1	MACHUPICHA	1	PROYECTO MACHUPICHA TERCERO	ACTIVO REGIONAL DE BIFURCACION RIA	8	MEDIO	8	18	18	18	18	1	111
FUELE 41	3333 CONCLUIDO	1	FUELE	1	# 1 BELLA DEL URUGUAY	ACTIVO INTERIOR, SARRARA-LUISA	2	MEDIO	4	18	18	18	18	1	ACBTE Y GAS ASOCIADO

Figura 7.

## Segundo paso.- Calibración de distribuciones triangulares

Para el caso de las perforaciones y terminaciones de pozos de desarrollo, así como las reparaciones mayores y menores, la calibración de distribuciones triangulares se realiza tomando como fuente la información histórica organizada, en función de datos por campos y almacenados en una aplicación diseñada para tal objetivo, los tiempos de mantenimiento y los de contratación de equipos también requieren sus propias distribuciones

correcta, esto obedece a la nueva información que se adiciona como resultado de nuevos pozos y resultados de nuevas tecnologías o nuevos campos descubiertos, los cuales no han registrado sus distribuciones.

Los valores históricos almacenados se revisan mediante una aplicación, seleccionando la intervención, el campo y la edad geológica, los tiempos de operación, se muestra una distribución, la cual se valida y se registran los valores máximos, más probables y los mínimos.

La actualización de la distribución se revisa de manera periódica, teniendo cuidado de conservar la distribución

En la **Figura 8** se muestra la pantalla de la aplicación.



Figura 8.

En el caso de los pozos exploratorios, es necesario generar un análisis basado en el comportamiento de tiempos de operación, considerando los casos específicos, se grafica en

tipo dispersión la profundidad contra el tiempo y se obtiene una tendencia que mejor se asemeje al comportamiento, **Figura 9.**

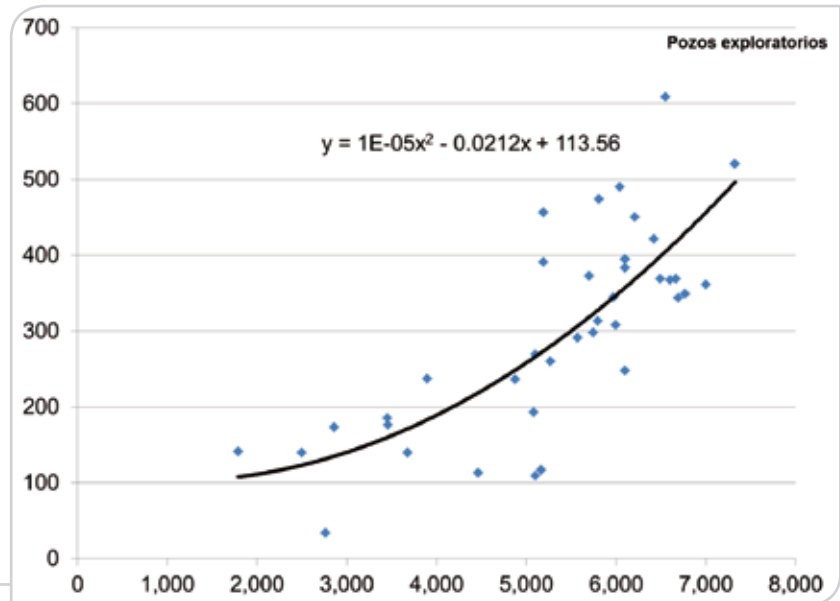


Figura 9.

En el mismo modelo del gráfico, se seleccionan pares de datos que representen los valores máximos y mínimos a las tendencias respectivas, de modo que se generan tres ecuaciones de tendencias, una que represente los tiempos máximos esperados cuando se substituye el valor X, que representa la profundidad y de la

misma forma los tiempos más probables y los mínimos, con las respectivas ecuaciones de tendencia.

La **Figura 10** muestra las curvas de tendencias con sus respectivas ecuaciones.

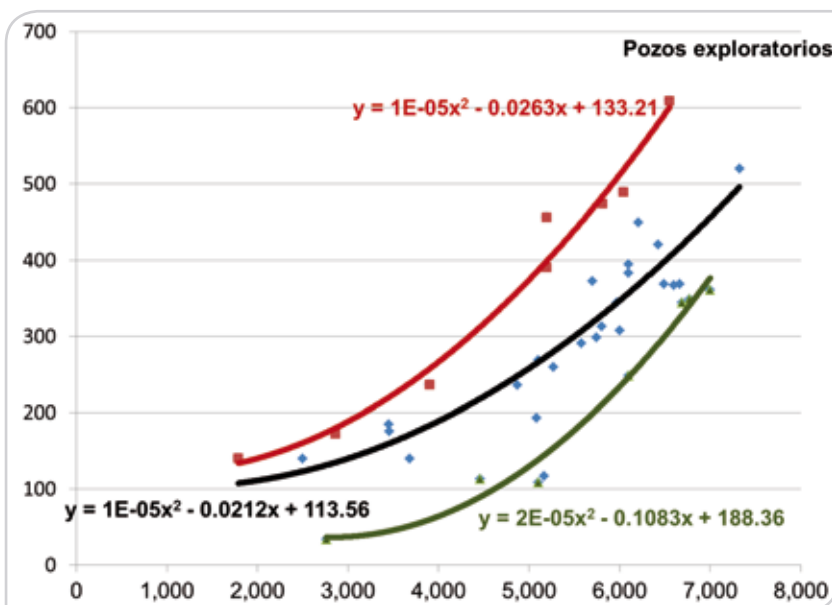


Figura 10.

Este análisis se aplica a cada tipo de perforación que se desee agrupar de manera clasificada para obtener mejores resultados a considerar, todos los pozos exploratorios con el mismo comportamiento, esto implica si son de formaciones del Terciario o del Mesozoico, si son lacustres o marinos o bien una clasificación específica propia de la región que se estudia.

### Tercera etapa.- Generar simulaciones y bandas probabilistas

Se establece una secuencia predeterminada de pozos y se asignan a los equipos tanto disponibles como los que se pudieran contratar, respetando las fechas de contratación y disponibilidad en la operación.

El primer paso es preguntarnos si este pozo va a concluir o tendrá como resultado un accidente mecánico, esto se realiza generando un número aleatorio y se compara con el éxito histórico, si el número aleatorio es menor o igual al éxito, el pozo se clasifica como exitoso.

Como premisa al primer pozo a intervenir en equipos ya operando le respetamos la fecha de inicio de la intervención.

Se procede a asignar el tiempo de operación, este depende si es un pozo exploratorio o un pozo de desarrollo, para los pozos exploratorios utilizamos la ecuación de tendencia que obtuvimos en las gráficas de dispersión, donde la variable "X" es la profundidad y con las tres ecuaciones obtenemos para cada caso el tiempo máximo, más probable y el mínimo, generamos un número aleatorio y

dichos valores se incorporan a la distribución triangular, el resultado obtenido es el tiempo de operación que en base a la estadística y distribución del comportamiento histórico nos aporta.

En el caso de los pozos de desarrollo, se genera un número aleatorio, se compara con la distribución almacenada previamente y de acuerdo al valor del número aleatorio se define si se utiliza la ecuación del lado izquierdo o el lado derecho de la distribución, en el caso de no contar con más de dos datos se utiliza una distribución lineal.

De acuerdo al resultado obtenido, ahora tenemos la nueva fecha de terminación de la intervención, la cual refleja la estadística reportada en los registros de memoria.

Este proceso se aplica para los tiempos de espera, los movimientos de equipo, la entrada a operación de los nuevos equipos y todo aquello que consideremos incluir de acuerdo a nuestras necesidades.

Sumando a la fecha de término de la intervención los tiempos calculados en el inciso anterior, obtenemos la nueva fecha de inicio de la siguiente intervención.

Este proceso se repite a lo largo del equipo asignado y a los equipos subsiguientes, de manera que los pozos que resultaron con accidente mecánico no se contabilizan y de ser exploratorios no se consideran en la incorporación de reservas, pero en el caso de la inversión se considera si la regla del negocio así lo indicase.

Una secuencia diagramática se muestra en la **Figura 11**.

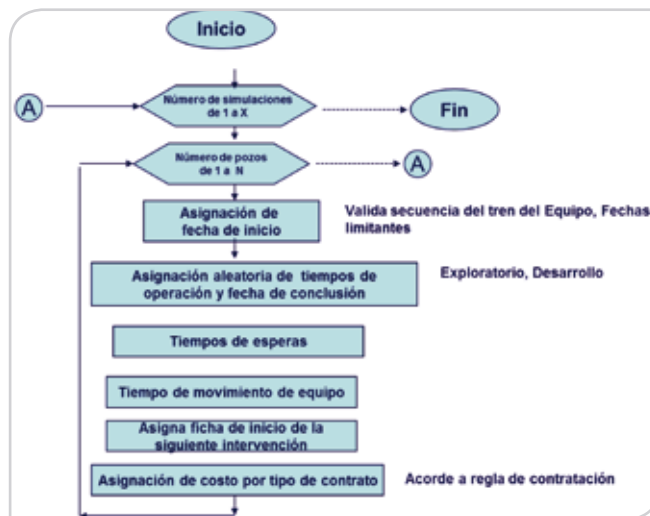


Figura 11.



La información aportada mediante el ejercicio aleatorio de todas las variables que interactúan en la generación del movimiento de equipos, se debe almacenar en una base de datos para ser representada mediante gráficas dinámicas y observar de esta manera su comportamiento, el cual puede ser nacional, regional o por activos, en la medida que la muestra sea mayor, los resultados son más confiables.

El procedimiento se realiza un número determinado de veces, de acuerdo a la satisfacción del cliente, se pueden seleccionar 200 o 300 simulaciones para obtener un mapa de comportamiento.

Cada intervención del movimiento de equipos, así como la incorporación de reservas y la inversión adjunta al mismo, se obtiene al final de las simulaciones, la desviación estándar, lo cual permitirá comparar los datos promedio, así como una desviación estándar hacia arriba y una desviación estándar hacia abajo del promedio, generando una banda de confiabilidad.

Las simulaciones de una corrida para las terminaciones de pozos y las bandas que obtenemos se muestran en la **Figura 12.**

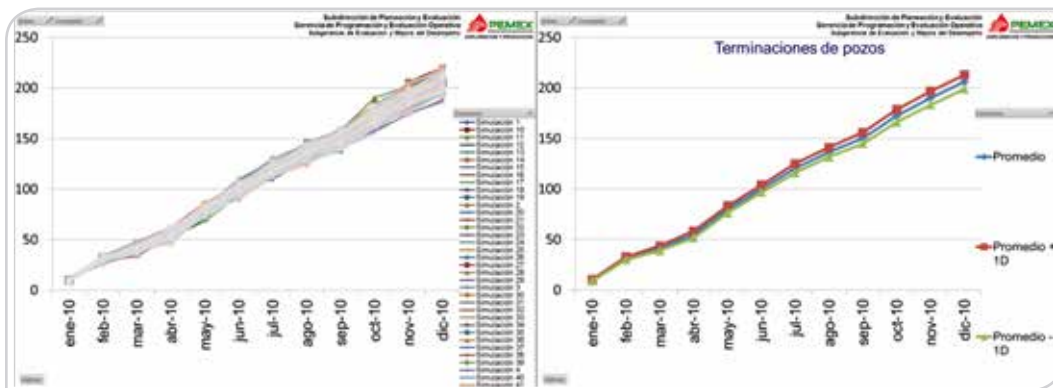


Figura 12.

De la misma forma podemos ver las bandas asociadas a las simulaciones de los barriles de petróleo crudo equivalente, **Figura 13.**

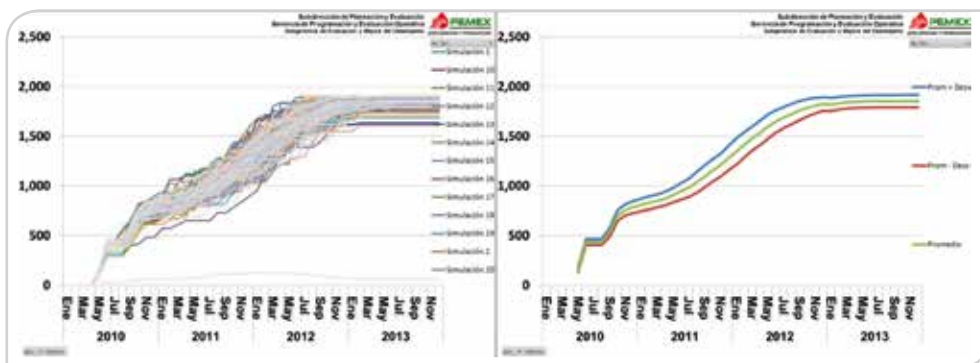


Figura 13.

Y a la inversión en millones de pesos, **Figura 14.**

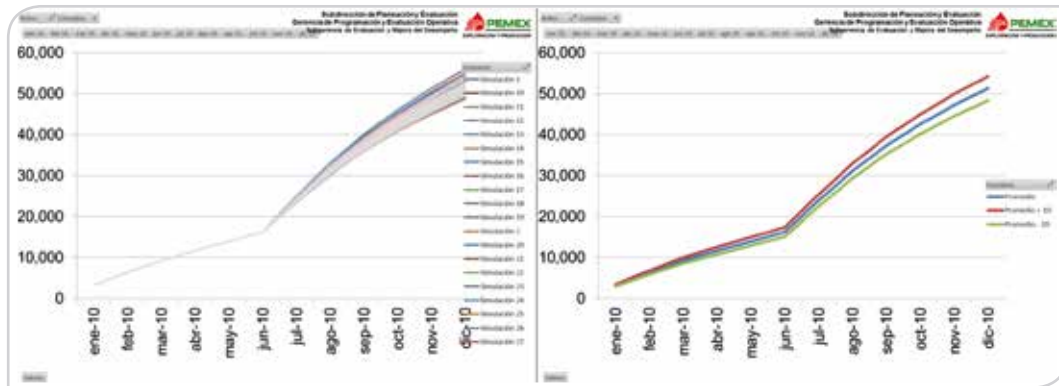


Figura 14.

### Cuarta etapa.- Análisis de resultados

Si bien el procedimiento es totalmente confiable, la información que alimenta puede contener conceptos no adecuados, lo cual al revisar la salida y la comparación con lo programado como referencia, puede dar oportunidad a validar alguna variable que se aplique de manera no correcta, esto implica a efectuar modificaciones y repetir el proceso.

El proceso completo se realiza con la combinación de macros de Excel, lo cual permite una flexibilidad extraordinaria y una actualización de los datos históricos muy ejecutiva, la validación de los resultados se puede visualizar en la medida en que cada simulación se va realizando y se cuenta con la aplicación que genera las simulaciones.



### Conclusiones

Es posible contar con una herramienta que permita generar programas de movimiento de equipos que:

- ✓ Satisfagan los requerimientos de una alta factibilidad de cumplimiento
- ✓ Contengan la administración del riesgo
- ✓ Sea flexible a efectuar modificaciones basados en los techos presupuestales con factibilidad de ejecución
- ✓ Tomar decisiones de mediano y largo plazo en la actividad física

- ✓ Reforzar la certeza en la incorporación de reservas
- ✓ Tomar decisiones se basen en bandas de factibilidad y no en valores puntuales.

Ing. Benito Mendoza Parra, por el apoyo y supervisión brindado.

## Agradecimientos

Ing. José Serrano Lozano, por su dirección y motivación, que me permitió obtener una visión de resultados basados en la historia de pozos y lograr el cumplimiento de las metas que se programan con rangos de asertividad.

Ing. Luzbel Napoleón Solórzano, por la enseñanza transmitida durante los estudios de maestría que formaron los principios para la integración del presente trabajo.

Ing. Javier Huesca Meza, por las facilidades proporcionadas para la elaboración del presente trabajo.

## Referencias

Criterios de rentabilidad económica para la administración de empresas petroleras de exploración y producción. Ing. Luzbel Napoleón Solórzano

Bases económicas, técnicas y financieras para la planificación y administración integral de activos petroleros. Ing. Luzbel Napoleón Solórzano

Estadística para administración y economía, William Mendenhall / James E. Reinmuth, de Grupo Editorial Iberoamericana.

## Semblanza

### Ing. Felipe Centeno Metelin

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1980, donde obtuvo la medalla Gabino Barreda. Cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera en la misma Universidad.

Laboró durante los primeros 13 años en las compañías "Perforaciones de Veracruz, S.A" y "Perforadora y Constructora El Águila S.A.", desempeñándose como Jefe de la sección de tecnología de perforación de pozos e Inspector técnico de Perforación, se especializó en el control de brotes de pozos petroleros, fue instructor sobre temas críticos de perforación de pozos petroleros y elaboró manuales y procedimientos para la perforación de pozos petroleros.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1993; donde participó en el seguimiento físico y volumétrico de los programas operativos, en la Gerencia de planeación de la Región Sur.

De 1997 a 2004 como Superintendente de Evaluación de Proyectos de Exploración y de 2004 a 2010 en el Seguimiento y evaluación de proyectos de explotación.

De 2010 a la fecha en la Gerencia de programación y evaluación operativa, participando en el diseño y seguimiento de evaluación de los indicadores de desempeño y automatización de los mismos.

Participó en el seguimiento y evaluación del Programa estratégico de gas y en el seguimiento físico financiero de proyectos de la Región Sur.

Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México como socio de número y al Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

## Política Editorial

Ingeniería Petrolera es una publicación mensual de investigación científica editada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AC (AIPM), que tiene como objetivo difundir investigación original relacionada con el área de la ingeniería petrolera en todas las categorías siguientes:

1. Geología
2. Geofísica
3. Yacimientos
4. Sistemas de Producción y Comercialización de Hidrocarburos
5. Intervención a Pozos
6. Seguridad Industrial, Higiene y Protección Ambiental
7. Administración y Negocios
8. Recursos Humanos y Tecnología de Información
9. Desarrollo y Optimización de la Explotación de Campos

La revista *Ingeniería Petrolera* es un espacio abierto para investigadores y profesionales interesados en dar a conocer sus trabajos e incluye artículos en español e inglés.

La revista *Ingeniería Petrolera* tiene como objetivo contribuir al progreso y la divulgación de la Ingeniería Petrolera en México, promover el estudio y la investigación científica entre sus miembros y fomentar la fraternidad entre los mismos, tiene como misión ser una tribuna técnica para los ingenieros que laboran directa o indirectamente en la industria petrolera y su visión es dar a conocer trabajos inéditos relacionados con el área petrolera en México y en el Mundo en idiomas español e inglés.

### Información para los autores

#### Manuscritos

Los especialistas que colaboren con artículos de investigación deberán integrar los bajo las siguientes normas editoriales de la publicación:

1. Los manuscritos elaborados en español o en inglés deberán ser enviados a la Comisión Nacional Editorial y Comisión Nacional de Estudios, revista\_aipm@aipmac.org.mx; dgarcian@aipmac.org.mx con una extensión máxima de 20 cuartillas, incluyendo tablas, gráficas, figuras, fotografías, etcétera, las cuales deberán ser colocadas en el lugar correspondiente y enviadas en formato TIFF o JPG con calidad mínima de 300 dpi.
2. Debe ser escrito a una columna con márgenes de 3 cm de lado izquierdo y 2 cm en los lados restantes. El espaciado interlineal debe ser de 1.5, con fuente

Arial de 12 puntos para el texto y de 14 puntos para los títulos, utilizando los acentos ortográficos correspondientes en letras mayúsculas. El procesador de palabras deberá ser Microsoft Word.

3. El encabezado del artículo deberá integrar la siguiente información:
  - Título del trabajo en inglés y español: deberá ser corto y conciso sin que exceda de 15 palabras.
  - Datos de los autores y coautores: nombre completo, institución a la que pertenecen, dirección postal, teléfono(s), direcciones y correo electrónico.
  - Resumen: Elaborar uno en español y otro en inglés, los cuales no excedan de 250 palabras cada uno.
  - Palabras clave en español e inglés: Incluir seis descriptores en inglés y en español para facilitar la recuperación de la información en las bases de datos especializadas.
4. La estructura de los artículos deberá contener:
  - Introducción
  - Desarrollo del tema
  - Conclusiones
  - Nomenclaturas
  - Agradecimientos
  - Apéndices (en su caso)
  - Referencias
  - Trayectoria profesional de cada autor
5. Las expresiones matemáticas deberán ser escritas claramente, cuidando que sean legibles los símbolos y utilizando el Sistema Internacional de Unidades.
6. Las referencias enunciadas en el desarrollo de los trabajos deberán anotarse indicando el apellido del autor y el año de su publicación, por ejemplo: "Recientemente, Gracia (1996)..." o bien "En un trabajo reciente (Gracia, 1996)"... Para tres autores o más: Gracia *et al.* (1996) o (Gracia *et al.*, 1996). Estas referencias se citarán al final del

texto y en orden alfabético al final del trabajo, de acuerdo al manual establecido por la SPE Publication Style Guide:

## Libros

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.

## Artículos

Hernández García, M.A. 2011. Desarrollo del Campo Cauchy: Caso de Éxito en la Región Norte. *Ingeniería Petrolera* **LII** (2): 19-35.

Soliman, M.Y., Miranda, C. and Wang, H.M. 2010. Application of After-Closure Analysis to a Dual-Porosity Formation, to CBM, and to a Fractured Horizontal Well. *SPE Prod & Oper* **25** (4): 472-483. SPE-124135-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10.2118/124135-PA>

## Conferencia, reunión, etc.

Al-Khalifa, A.J. y Odeh, A.S. 1989. Well Test Analysis in Oil Reservoirs with Gas Caps and/or Water Aquifers. Artículo SPE 19842, presentado en: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-11. <http://dx.doi.org/10.2118/19842-MS>.

## Tesis

Pérez Martínez, E. 2011. Estudio de Conificación de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Tesis de Maestría, UNAM, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.

Miguel Hernández, N. 2002. Scaling Parameters for Characterizing Gravity Drainage in Naturally Fractured Reservoir. PhD dissertation, University of Texas at Austin, Austin, Texas.

## PDF (en línea)

Secretaría de Energía. Dirección de Planeación Energética. 2011. Balance Nacional de Energía 2010. [http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010\\_2.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2011/Balance%20Nacional%20de%20Energía%202010_2.pdf) (descargado el 1 de febrero de 2010).

## Normas

NRF-005-PEMEX-2000. Protección Interior de Ductos con Inhibidores. 2000. México, D.F.: PEMEX, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

## Software

Eclipse Reservoir Engineering Software. 2005. Schlumberger, <http://www.slb.com/content/services/software/resent/>.

7. Los autores deberán anotar una semblanza de su trayectoria profesional que no rebase las 100 palabras en el idioma en que se escribió el artículo, éstas se ubicarán después de las referencias.

## Autores

- El autor deberá ceder los derechos a la revista *Ingeniería Petrolera* de la AIPM.
- El artículo deberá ser original y compromete a sus autores a no someterlo simultáneamente a la consideración de otra publicación.
- La responsabilidad del contenido de los artículos sometidos a la publicación corresponde a los autores.

## Evaluación

Todos los artículos presentados serán valorados previamente por dos o más expertos del **Comité Técnico de Expertos de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México AC**, y posteriormente por la Comisión Editorial, quienes estudiarán su contenido y darán una opinión acerca su publicación. En este proceso participan especialistas reconocidos y de alto nivel en la materia, con habilidad y experiencia para evaluar de manera confiable y expedita, tanto la calidad y la originalidad, como el mérito del contenido de los artículos.

## Sobretiros

Se enviarán gratuitamente **5** ejemplares de la publicación a los autores participantes de cada artículo publicado.