

# MODELO OPTIMIZADO DEL DESARROLLO DEL LOTE 64 BAJO INCERTIDUMBRE

Víctor A. Huerta Quiñones<sup>1</sup>

## RESUMEN

La optimización del desarrollo de un campo es una de las tareas más importantes y complejas en la Industria del Petróleo desde el hecho que aspectos técnicos y económicos deben ser considerados para maximizar el valor del activo. Usualmente, se estiman tres (03) escenarios de volúmenes técnicamente recuperables, bajo métodos determinísticos o probabilísticos, y se utiliza un caso base sobre el cual se elabora un pronóstico de producción, y eventualmente, una evaluación económica, con algún análisis de sensibilidad.

La complejidad en la optimización del desarrollo de un campo está íntimamente ligada a todas las fuentes de incertidumbre que usualmente se presentan al mismo tiempo, tales como una fuerte correlación entre la variación de precios, los volúmenes técnicamente recuperables, el número de pozos de desarrollo, las inversiones de capital y los costos operativos. En consecuencia, la incertidumbre y dependencia entre las variables de entrada de un modelo no podrían ser modeladas por herramientas convencionales.

Se propone una nueva herramienta probabilística para integrar la estimación de volúmenes técnicamente recuperables y la predicción del comportamiento productivo. Los volúmenes de hidrocarburos son estimados mediante una ecuación volumétrica, cuyos parámetros han sido definidos para correr simulación Monte Carlo; miles de realizaciones son capturadas y expresadas como una curva de expectativa de hidrocarburos recuperables. La segunda parte del modelo permite pronosticar la performance del campo, mediante curvas tipo convenientemente ajustadas al comportamiento análogo de campos vecinos y los resultados de una simulación numérica conceptual; cada curva de producción responderá a una realización volumétrica, con lo cual es posible obtener todo el rango de pronósticos asociados a su grado de incertidumbre (expresada mediante percentiles).

**Palabras Clave:** Optimización, Desarrollo, Simulación numérica, grado de incertidumbre

## OPTIMIZATION OF A DEVELOPMENT MODEL FOR BLOCK 64 UNDER UNCERTAINTY

## ABSTRACT

The optimization of field development is the most important and complex tasks in the Oil & Gas Industry from the fact that technical and economic aspects should be considered to maximize the value of assets. Usually, there are estimated three (03) scenes of technically recoverable volumes, under determinative and probabilistics methods, and a case is in use base on which a forecast of production is elaborated, and eventually, an economic evaluation, with some analysis of sensibility. The complexity in the optimization of the development in a field is tied to all the sources of uncertainty that usually they present at the same time, such as a strong correlation between the variation of prices, the technically recoverable volumes, the number of wells of development, the investments of the capital and the operative costs. In consequence, the uncertainty and dependence between the variables of entry of a model might not be shaped by conventional tool. Proposes a new probabilistic tool to integrate the estimation of technically recoverable volumes and the prediction of the productive behavior. The volumes of hydrocarbons are estimated by means of a volumetric equation, which parameters have been defined to Monte-Carlo simulation; thousands of accomplishments are captured and expressed as a curve of expectation of recoverable hydrocarbons. The second part of the model allows to predict the performance of the field, by means of you curl type suitably fitted to the analogous behavior of neighboring fields and the results of a numerical conceptual simulation; every curve of production will answer to a volumetric accomplishment, with which it is possible to obtain the whole range of forecasts associated with his degree of uncertainty (expressed by means of percentiles)

**Key Words:** Optimization, Development, numerical Simulation, range of uncertainty

1. Jefe de Departamento de desarrollo y producción., PERUPETRO S.A. [vhuerta@perupetro.com.pe](mailto:vhuerta@perupetro.com.pe)

## INTRODUCCIÓN

El Lote 64 se encuentra ubicado en los Distritos de Morona, Andoas y Pastaza, Provincia Datem del Maraón, Región Loreto. Está delimitado por el norte con la frontera con Ecuador y por el Sur con el Lote 144. El Área de Contrato actual es de 761,501 Ha (ver Figura 1).



Figura 1 Mapa de ubicación del Lote 64

La Estructura Situche Central es una de las cinco principales estructuras identificadas en el Complejo Situche del Lote 64, descubierta con la perforación de dos pozos exploratorios (SC-64-15-2X y SC-64-15-3X); es un anticlinal fallado que tiene aproximadamente una longitud de 7.5 km, un ancho de 3.7 Km y un cierre vertical de aproximadamente 1,500 pies (desde la cresta hasta su cierre máximo o spill point). La Estructura Situche Central presenta cierre estructural en tres direcciones contra falla hacia el sur con dirección Oeste-Este.

Los pozos perforados en la Estructura Situche Central, SC2X/ST1 y SC3X/ST2 descubrieron y probaron petróleo en el reservorio Vivian Inferior. Se encontró un reservorio de buena calidad de roca, comparable en términos de porosidad y permeabilidad a lo encontrado en el Lote 1AB, con un crudo de muy buena calidad, ligero de 36° API y baja viscosidad (0.5 c.p a 306°F). La presión de reservorio registrada fue de 6,876 psi a la profundidad de 15,967 pies MD (punto medio de zona

productiva en el pozo SC-64-15-3X/ST2). Este valor fue obtenido a partir de pruebas de formación (DST), las cuales además arrojaron producciones de hasta 2,400 bopd con choque de 24/64" y 5,200 bopd con choque de 48/64" respectivamente en cada pozo, sin corte de agua, habiéndose calculado un Índice de Productividad de 5.24 bopd/psi por pozo. A pesar de no haber mostrado producción de agua durante las pruebas, se infiere que el mecanismo de impulsión de petróleo esperado en el reservorio Vivian Inferior es por empuje hidráulico, similar a otros reservorios de la Cuenca Maraón.

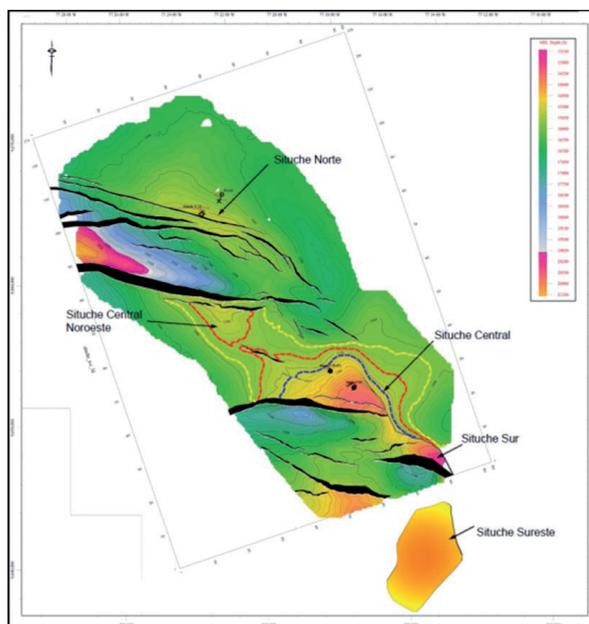


Figura 2. Rasgos Estructurales del Yacimiento Situche Central

Teniendo en consideración el comportamiento análogo de Situche Central con los campos de crudo Liviano del Lote 1AB (Capahuari Sur, Norte y Dorissa), se esperaría alcanzar un factor de recobro de 40% (ver **Figura 3 y Figura 4**). De acuerdo a esto, se estiman que las reservas probadas + probables (2P) en el reservorio Vivian Inferior, del Yacimiento Situche Central son de 55.44 MMbbl [15].

Para la explotación del Lote 64, se construirán facilidades de producción y perforaran pozos de desarrollo; la producción que resulte, será transportada por un oleoducto de 97 Km de longitud que conectará Situche Central con la Estación Morona del ORN. Finalmente, el petróleo se enviará a la costa norte del Perú (Terminal Bayóvar) y/o por vía fluvial a la Refinería Iquitos.

La definición del modelo de Desarrollo del Yacimiento Situche Central es una tarea compleja que requiere

no solo incorporar las incertidumbres de subsuelo y superficie inherentes a la madurez del proyecto, sino también, encontrar la mejor estrategia de Desarrollo que permita optimizar la performance productiva y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

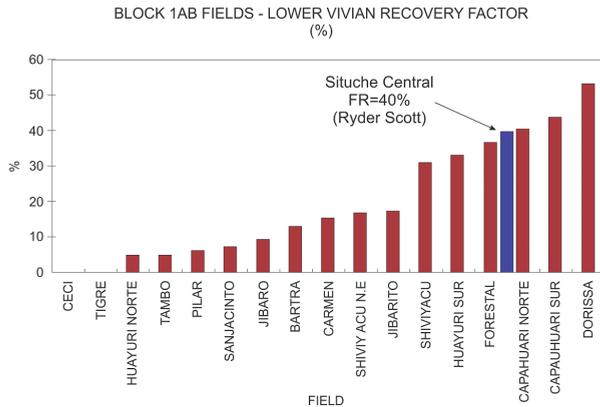


Figura 3. Analogía en el Factor de Recuperación Primario con los Yacimientos del 1AB.

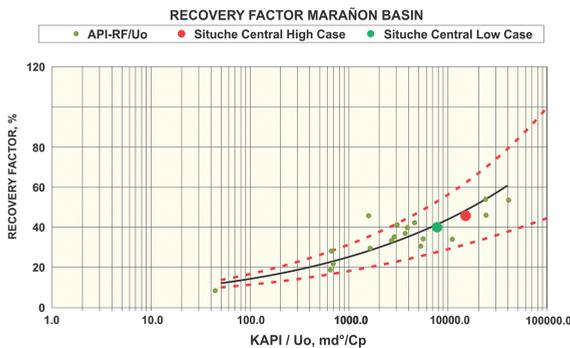


Figura 4 Predicción del Rango de Factor de Recuperación mediante Analogía con Campos del Lote 1AB.

## 1. CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE RESERVAS

El enfoque moderno para el cálculo de reservas propone realizar una estimación probabilística, en cada uno de

los procedimientos de cálculo: Volumétrico, Balance de Materia, Análisis de Declinación y Simulación de Reservorios. Esto con la finalidad de proporcionar consistencia y confiabilidad a las estimaciones determinísticas 1P, 2P y 3P, especialmente en campos en desarrollo o producción temprana (Green Fields), en los que las incertidumbres de subsuelo y superficie son de mayor amplitud.

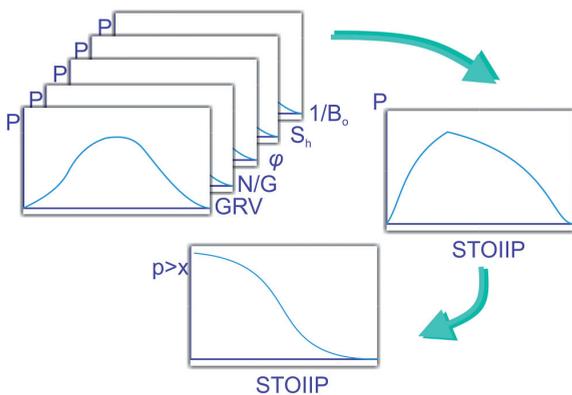
La aplicación del método probabilístico en la estimación de reservas ha tenido cierta resistencia especialmente en el grupo técnico más tradicional, usualmente más estricto en la aplicación de las definiciones propuestas por la SEC. Sin embargo, tal como se sugiere en el PRMS y las buenas prácticas, la incorporación de sólidos conceptos de estadística descriptiva como el teorema del límite central, la dependencia entre los parámetros de entrada del modelo (teorema de Bayes), los conceptos de agregación de reservas, así como el uso de la corrección en la desviación estándar de los datos discretos de la muestra de un determinado parámetro, conocido como error estándar de la media (SEM), han permitido obtener robustez en la estimación de los volúmenes recuperables de hidrocarburos. Asimismo, si la aplicación del cálculo probabilístico sigue las definiciones y recomendaciones establecidas en las regulaciones de la SEC y estándares del SPE-PRMS, se contarán con cifras representativas para un seguimiento estricto de las reservas y recursos en libros, y eventualmente una evidencia invaluable para el caso de procesos de auditoría y certificación de reservas.

Existen dos (02) formas usuales de abordar el cálculo de incertidumbre, una de ellas es el análisis de decisión o escenarios, que se constituye en la ampliación del tradicional cálculo determinístico con tres (03) escenarios (conservador, base y optimista). En el análisis de escenarios se evalúan algunos otros casos con los cuales se obtienen resultados asociados a una probabilidad de ocurrencia, con los cuales se prepara una curva de expectativas discreta (ver Figura 5).



Figura 5. Análisis de Escenarios

De otro lado, la Simulación **Monte Carlo** [7] (ver **Figura 6**) permite usar el rango total de valores que razonablemente podrían ocurrir en una muestra de valores de cada parámetro de un modelo, los cuales combinados aleatoriamente, arrojarían la curva de expectativa de una determinada función y/o salida del modelo. Para el caso particular de un cálculo volumétrico de reservas o recursos, sería la incertidumbre de los parámetros de reservorio modelada por funciones de densidad de probabilidad (PDFs) convenientemente seleccionadas; luego, mediante un procedimiento estocástico de muestreo, pero respetando la relaciones de dependencia entre los parámetros de entrada, éstos se combinarán para calcular los volúmenes técnicamente recuperables de hidrocarburos. De esta manera, agregando los resultados de las distintas realizaciones se construirá una función de distribución acumulada inversa, conocida como curva de expectativas, que cuantificará el espectro total de la incertidumbre en la estimación de los volúmenes recuperables de hidrocarburos. Finalmente, se determinan los percentiles P90, P50 and P10 usados generalmente en la evaluación económica del proyecto de desarrollo asociado a estas reservas, así como los intervalos de confianza, que servirán para definir los volúmenes de hidrocarburos recuperables asociados al riesgo.



**Figura 6.** Simulación Monte Carlo en la Estimación Volumétrica de Reservas.

## 2. MODELO DE DESARROLLO OPTIMIZADO PARA “GREEN FIELDS”

El presente trabajo propone una metodología robusta e integrada para estimar los volúmenes de hidrocarburos “in place” y técnicamente recuperables. Este método usa la tradicional ecuación volumétrica, como base del

modelo, pero asignando funciones probabilísticas de densidad para cada parámetro, a fin de considerar las incertidumbres de subsuelo existentes. Las funciones de densidad son escogidas ya sea a través de una calibración con la muestra de datos existentes y/o opinión de expertos; asimismo, los más sólidos conceptos de la estadística descriptiva, como el teorema de límite central, dependencia entre parámetros (teorema de Bayes), los principios de agregación de reservas y truncamiento de distribuciones han sido cuidadosamente analizados e incluidos en el modelo propuesto. Finalmente, en caso que la curva de expectativa resultante siga una tendencia log-normal (usualmente al estimar los volúmenes técnicamente recuperables de un reservorio individual), se podrá hacer uso de un gráfico especializado (log-normal probabilístico) para hacer un seguimiento en el tiempo, de las categorías de reservas mediante líneas rectas (construidas con los percentiles P90, P50 y P10), así como un procedimiento QA/QC de los estimados determinísticos.

Es importante resaltar que el concepto de agregación de reservas debe ser manejado cuidadosamente. Si dos o más reservorios son considerados totalmente independientes (hidráulicamente desvinculados), la reservas probadas resultantes no deberían obtenerse de la suma aritmética de los percentiles correspondientes, sino deberán obtenerse directamente de la distribución resultante; se correría el riesgo de subestimar los volúmenes recuperables probados de la combinación de reservorios. De otro lado, cuando hay una dependencia parcial o total entre dos o más zonas, se debería aplicar el Teorema de Bayes; sin embargo, los cálculos podrían complicarse y volverse poco prácticos para muchas zonas produciendo en conjunto, por lo que una práctica recomendable sería usar la simple agregación aritmética de las reservas de cada zona en sus respectivas categorías [7].

Una vez estimado el volumen de hidrocarburos recuperables, se procederá a utilizar el módulo para predicción del comportamiento productivo, utilizando un modelo de declinación hiperbólica, ampliamente usado en campos maduros con prolongada historia de producción; la calibración de los parámetros de declinación del modelo es realizada integrando los resultados de la simulación numérica conceptual del campo en evaluación y la evaluación del comportamiento de los pozos y yacimientos análogos con amplia historia productiva. La **Figura 7** muestra el flujograma del Modelo Optimizado de Desarrollo de Campos Nuevos.

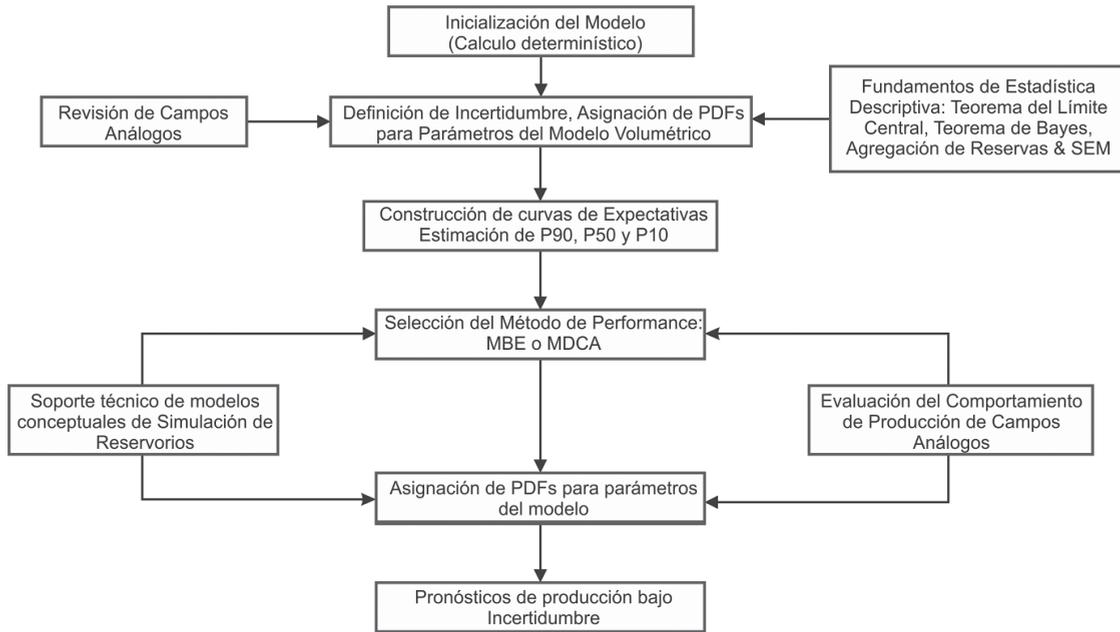


Figura 7. Flujoograma del Modelo de Desarrollo Optimizado para Campos Nuevos

Para el cálculo volumétrico de hidrocarburos recuperables se propone una ecuación volumétrica generalizada [10].

La Figura 8 describe los parámetros principales de la ecuación volumétrica y sus funciones de densidad correspondientes seleccionadas usualmente por opinión de expertos.

$$Reserves_{HC} = (Bulk_{volume}ntg)\phi S_h \left(\frac{1}{FVF}\right)(1 - shrinkage)(RF) \quad (1)$$

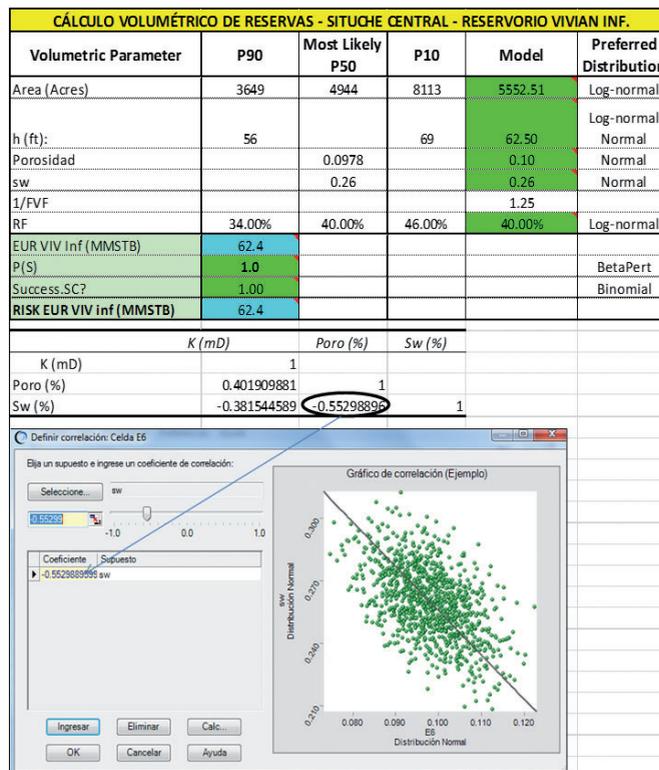


Figura 8. Modelo Volumétrico Probabilístico

Asimismo, para el análisis de la performance y predicción de la producción se propone la siguiente ecuación combinada de declinación exponencial (para los primeros años de producción) e hiperbólica (para el resto de la vida productiva):

$$Q_o = Q_i e^{-D_i t} \dots\dots\dots y \dots\dots\dots Q_o = Q_i (1 + b D_i t)^{-\frac{1}{b}} \quad (2)$$

En donde el petróleo acumulado se estima con la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{q_i^b}{(1-b) D_i} \left[ \frac{1}{q_i^{(b-1)}} - \frac{1}{q^{(b-1)}} \right] \quad (3)$$

La Figura 9 describe los principales parámetros para la ecuación de declinación exponencial - hiperbólica y sus funciones de densidad correspondientes seleccionadas usualmente, por opinión de expertos y/o analogía de la historia de producción de campos vecinos:

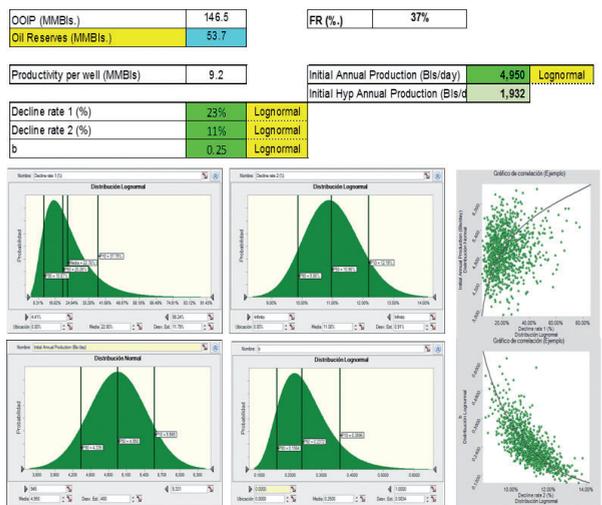


Figura 9. Modelo de Declinación de la Producción Probabilístico

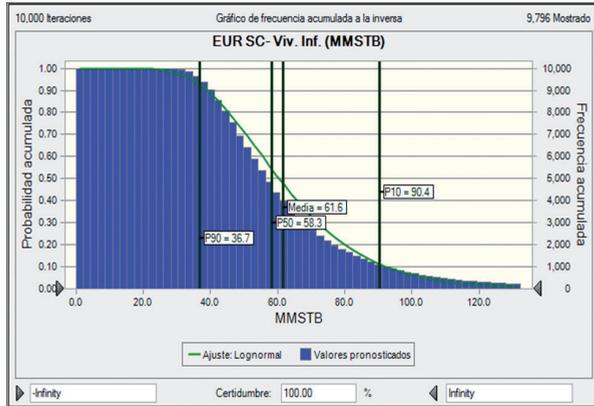
El método es apropiado para campos en fase exploratoria, de delimitación y desarrollo temprano. Dependiendo del caso, se podría recomendar una función de distribución acumulada particular para las reservas probadas [12] en conformidad con las regulaciones y estándares internacionales, y una curva de expectativas total aplicada para contabilizar los estimados de reservas 2P y 3P.

### 3. CASO ESTUDIO: YACIMIENTO SITUCHE CENTRAL, LOTE 64

Situche Central es un campo de petróleo profundo, descubierto a finales del año 2005. Los pozos SC2X/ST1 y SC3X/ST2 encontraron y probaron volúmenes comerciales de hidrocarburos en el reservorio Vivian Inferior; así como, permitieron verificar la existencia de recursos contingentes en la Formación Cushabatay. Se dispone de información sísmica 2D y 3D, así como datos de registros eléctricos, núcleos convencionales, muestras de pared, ensayos de presión y análisis PVT. En adición, existe mucha información de campos análogos en el Lote 1AB, que incluye historia de producción y presiones, propiedades de roca y fluido, y evidencias de la performance del mecanismo de producción. A pesar de esto, siempre existirán incertidumbres de subsuelo, las que deberán ser analizadas, evaluadas y mitigadas para optimizar los planes de desarrollo y maximizar la recuperación de hidrocarburos.

Se ha propuesto una nueva metodología que integra la estimación de volúmenes técnicamente recuperables y la predicción de la performance de predicción en el Yacimiento Situche Central. Los volúmenes técnicamente recuperables se han estimado usando una ecuación volumétrica cuyos parámetros han sido modelados por funciones probabilísticas de densidad; de esta manera fue posible correr una simulación Monte Carlo con 10000 realizaciones, cuyos resultados compilados permitieron construir una curva de expectativas (ver **Tabla 1 & Figura 10**).

Tabla 1. Modelo Probabilístico en la Estimación de los Hidrocarburos Recuperables – Campo Situche Central.

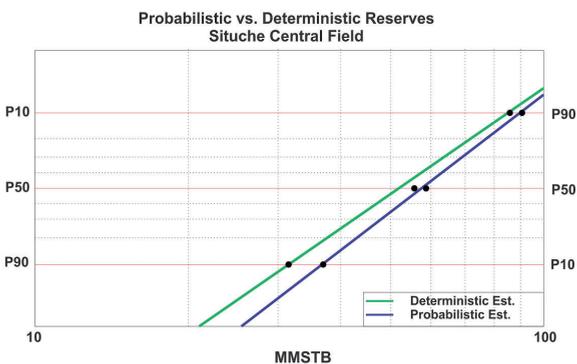


**Figura 10.** Estimación Volumétrica de Hidrocarburos Recuperables del Yacimiento Situche Central

En consecuencia, se obtuvieron los percentiles P90, P50 y P10, los cuales resultaron coherentes con las cifras determinísticas certificadas (ver tabla 2 and Figura 11); cabe señalar que la mayor diferencia detectada, en la estimación de las reservas probadas, se debe a diferentes criterios en la estimación del volumen bruto.

**Tabla 2.** Estimaciones de Reservas Determinísticas vs. Probabilísticas – Yacimiento Situche Central

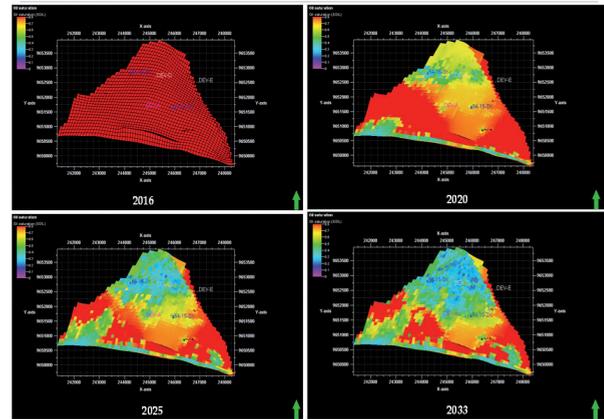
Situche Central	1P	2P	3P
Estimación Determinística (MMSTB) [15]	31.45	55.44	85.43
Estimación Probabilística (MMSTB)	36.7	58.3	90.4
Δ Estimación (%)	17	5	6



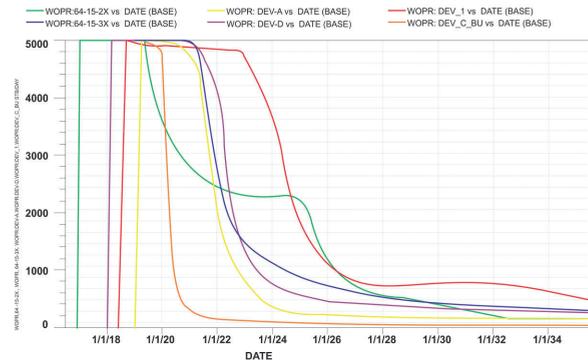
**Figura 11.** Estimaciones de Reservas Determinísticas vs. Probabilísticas – Yacimiento Situche Central

Adicionalmente, se evaluaron algunas estrategias de desarrollo considerando diferentes trayectorias de pozo (vertical, direccional u horizontal), diferentes tamaños de acuífero, así como también, un rango razonable de número de pozos (entre 6 y 9, de acuerdo

al comportamiento de campos análogos en el Lote 1AB) para evaluar el factor de recobro esperado; luego de algunas ejecuciones del modelo base de simulación conceptual, se encontró una combinación óptima de 6 pozos (verticales + direccionales) para alcanzar un factor de recobro de 40% en el Yacimiento Situche Central (Ver Figura 12). Asimismo, se obtuvieron los perfiles de producción para cada pozo productor, cuya forma tipo y parámetros de declinación serán usados en el módulo de predicción probabilístico de la producción (Ver Figura 13).



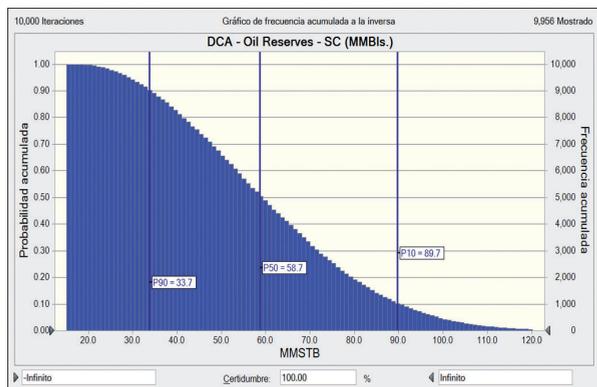
**Figura 12.** Evolución del Recobro de Hidrocarburos – Yacimiento Situche Central



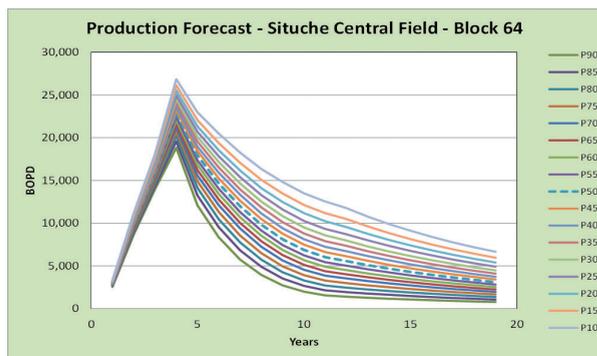
**Figura 13.** Pronóstico de Producción por Pozo del Modelo de Simulación del Yacimiento Situche Central

Posteriormente, se derivaron curvas tipo de declinación usando la información de los Campos Capahuari Sur y Norte del Lote 1AB, así como los resultados del estudio conceptual de simulación del Yacimiento Situche Central. Se definió una curva tipo consistente de una primera etapa de plateau inicial de producción de 1 a 2 años, una segunda fase de declinación exponencial de unos 6 a 7 años, y una tercera de declinación hiperbólica hasta el fin de la vida productiva. Los parámetros del modelo, como la tasa inicial de producción ( $Q_i$ ), los exponentes  $D_1$ ,  $D_2$  y  $b$  fueron modelados con funciones

de densidad log-normal de acuerdo al comportamiento productivo de los pozos de los campos análogos del Lote 1AB. De esta manera, se realizó una simulación Monte Carlo con 10000 realizaciones para analizar la performance probabilística del Yacimiento Situche Central; como resultado, se obtuvieron los volúmenes técnicamente recuperables y los perfiles de producción asociados al riesgo (Ver **Figura 14** y **Figura 15**).



**Figura 14.** Volúmenes Técnicamente Recuperables del Yacimiento Situche Central con Análisis de Declinación (DCA)



**Figura 15.** Perfiles Probabilísticos de Producción de Petróleo del Yacimiento Situche Central

#### 4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

1. El enfoque y la metodología probabilística para estimar volúmenes técnicamente recuperables y construir los pronósticos de producción bajo incertidumbre es de especial interés en campos nuevos (Green Fields).
2. El modelo volumétrico para el cálculo probabilístico de volúmenes técnicamente recuperables requiere incorporar los principios de la estadística descriptiva tales como el teorema de límite central, teorema de Bayes, el error estándar de la media (SEM), los conceptos de agregación de reservas y la opinión de expertos.

3. El análisis comparativo entre los estimados determinísticos y probabilísticos es usado como procedimiento QA/QC para detectar desviaciones en cada categoría, y eventualmente mitigar incertidumbres en los cálculos y el reporte de reservas y recursos; el uso del gráfico especializado log-normal probabilístico es una técnica práctica y de fácil uso, pero solo recomendable en caso de evaluaciones a nivel de reservorio.
4. El modelo fue aplicado al Yacimiento Situche Central, en el Lote 64, el cual se sospecha estaría bajo un fuerte mecanismo de empuje de agua; en consecuencia, la optimización del desarrollo requirió definir el número de pozos apropiado al tamaño del campo, así como hacer una selección de las tasas óptimas de producción por pozo, con el objetivo de incrementar el factor de recobro, y a la vez, retrasar la irrupción de agua.
5. Se definió un desarrollo óptimo de Situche Central para el caso base (percentil 50) con 6 pozos, con tasas iniciales de 5000 bpd, que a la vez permitirían un plateau de producción de al menos un (01) año, con posteriores periodos de declinación exponencial e hiperbólica.
6. El modelo fue capaz de probar, identificar y establecer un ranking de las variables de entrada más sensibles (extensión areal y espesor neto), a partir de las cuales se pueden definir los futuros planes de adquisición de información necesarios para mitigar incertidumbres.
7. El modelo permitió determinar los perfiles de producción y volúmenes técnicamente recuperables de petróleo del Yacimiento Situche Central bajo incertidumbre, a partir de un enfoque integrado (volumétrico & DCA), con un mejor entendimiento del riesgo asociado a la etapa de desarrollo temprano.

#### 5. CONTRIBUCIONES TÉCNICAS & ECONÓMICAS

1. Metodología robusta y de fácil aplicación para optimizar el desarrollo de un campo de petróleo y gas en etapas tempranas (Green Fields), integrando las técnicas de analogía, calculo volumétrico, curvas de declinación y simulación numérica.
2. Incorporación de las incertidumbres de subsuelo en la estimación de los hidrocarburos recuperables y

- los pronósticos de producción.
3. Estimación del riesgo asociado a cada una de las realizaciones de las estimaciones de hidrocarburos recuperables.
  4. Metodología que proporciona un rango de escenarios de hidrocarburos recuperables y pronósticos de producción, asociados al riesgo, que servirían de parámetros de entrada para una evaluación económica probabilística del activo.
  5. Herramienta que permite optimizar las estrategias de desarrollo y toma decisiones orientadas a maximizar el valor del activo.
5. Murtha, J. Peterson, S. Adams, W. (2007). Petroleum Engineering Handbook. Volume VI, Emerging and Peripheral Technologies, Chapter 10, Risk and Decision Analysis.
  6. Murtha, J. (2004). Risk Analysis for the Oil Industry. HART's E&P Magazine.
  7. Swinkels, W. (2011). Chapter 5. Guidelines for the application of PRMS
  8. Cronquist, Ch. (2001). Chapter 9. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate.
  9. Huerta, V. (2014). A Probabilistic Approach to Reserves Booking and Evaluation in Early Development Fields. **SPE 169856. SPE 14HEES.**
  10. Huerta, V., Lanchimba, A. (2012). "A holistic risk analysis approach for reservoir modeling." **SPE 153387. LACPEC 2012.**
  11. Huerta, V. (2012). Session III. "Deterministic and Probabilistic Methods." SPE-ATW 2012 on Petroleum Reserves Resources Estimation.
  12. Acuña, H. Harrel, D. (2000). "Adapting Probabilistic Methods to Conform to Regulatory Guidelines." **SPE 63202.**
  13. Araujo, H. Rattia, A. (2011). "Reserves follow-up using an integrated Deterministic-Probabilistic Approach." **SPE 143843.**
  14. GEYE-PETROPERU. (2013). Initial Development Plan – Situche Central Field – Block 64.
  15. Ryder Scott Co. (2013). Estimated Future Hydrocarbon Reserves and Resources in the Situche Central Field – Block 64.

## AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a PETROPERU S.A. por el soporte y la autorización para publicar el presente artículo técnico.

## REFERENCIAS

1. Petroleum Resources Management System (PRMS) 2007. SPE. [http://www.spe.org/spesite/spe/spe/industry/reserves/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/spesite/spe/spe/industry/reserves/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)
2. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. 2011. Houston, Texas: Society of Petroleum Evaluation Engineers.
3. Murtha, J. Peterson, S. Adams, W. (2007). Petroleum Engineering Handbook. Volume VI, Emerging and Peripheral Technologies, Chapter 10, Risk and Decision Analysis.
4. Murtha, J. Ross, J. (2009). Uncertainty and the Volumetric Equation. SPE-JPT September 2009.

---

**Recepción:** 8 de junio de 2014  
**Aceptación:** 10 de octubre de 2014