

## **CONSIDERACIONES A SEGUIR EN LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO DE RESERVORIO**

**Jaime Rosero**

*Petrobras Energía, email: [jrosero@petrobrasenergia.com](mailto:jrosero@petrobrasenergia.com)*

**Mauricio Recio**

*Petrobras Energía, email: [mrecio@petrobrasenergia.com](mailto:mrecio@petrobrasenergia.com)*

**Erika Calderón**

*Petrobras Energía, email: [ecaldero@petrobrasenergia.com](mailto:ecaldero@petrobrasenergia.com)*

### **INTRODUCCIÓN**

En la etapa inicial del campo se contaba con sísmica 2D, registros y análisis PVT de 2 pozos y núcleo de uno de ellos. Estos datos unidos a una interpretación geológica permitieron definir un modelo estático y dinámico de carácter conceptual que fue utilizado para predecir rangos estimados de OOIP, reservas y pozos requeridos para el desarrollo.

La incorporación de la información estructural de sísmica 3D y datos de registros de los primeros pozos de desarrollo, convalidando la mayoría de las suposiciones iniciales.

La etapa siguiente del modelo se llevó a cabo a partir de la inclusión del comportamiento de producción de los pozos. Este análisis permitió refinar la distribución horizontal y vertical de las propiedades petrofísicas y su correspondiente vinculación con la litología. En este paso se consiguió un modelo de detalle y con un alto grado de complejidad respecto del modelo conceptual inicial.

Para la definición del grillado, se utilizó una solución que pueda representar al reservorio con la mayor discretización vertical posible y que pueda ser calculada en tiempos acordes con las necesidades de trabajo durante la simulación numérica.

La evaluación de los registros de pozos fue la base a partir de la cual se realizó la interpretación litológica y la definición de facies presentes en el reservorio. La distribución de propiedades petrofísicas en cada facies fue construida en función de los valores de pozo. La interpolación fue realizada teniendo en cuenta la cantidad de datos disponibles y su representatividad areal dentro del campo. Para verificar que dicha representatividad sea respetada se compararon las distribuciones obtenidas en el cubo de modelado con los datos base de pozos.

Una vez obtenido el modelo estático de reservorio se exportó como dato de entrada para una simulación matemática. Allí se incluyeron los otros datos necesarios para completar el modelo dinámico.

Las observaciones acerca del comportamiento del reservorio durante la simulación matemática alimentan al modelo estático para redefinir características.

El procedimiento descrito permitió una ajustada representación del reservorio apoyándose en un vínculo interactivo entre los componentes estático y dinámico del modelo de reservorio.

La interacción constante entre la fase estática y dinámica del modelo, permite ajustar de mejor manera el comportamiento del reservorio.

### **OBJETIVO**

El objetivo del trabajo es presentar una metodología para la construcción de un modelo de reservorio, tomando como referencia información de pozos y la correlación entre ellos, apoyado en la adquisición progresiva de datos; haciendo especial hincapié en el procedimiento utilizado para la distribución de propiedades petrofísicas en el modelo estático y su vinculación en “tiempo real” con el modelo dinámico.

## METODOLOGÍA

Este trabajo reunió información de datos de perfiles de pozos existentes y su evaluación petrofísica, los mismos que fueron cargados al modelo. La interpretación sísmica 3D proporcionó los mapas estructurales de los diferentes horizontes de interés.

El diseño del cubo estático (figura 1) fue generado tomando en cuenta la capacidad de cálculo del simulador para que en tiempos prudenciales pueda reproducir la historia. Con estas premisas se construyó el cubo con una discretización horizontal y vertical que represente las características litológicas y petrofísicas del campo, estos parámetros fueron grilla horizontal 100\*100 m y vertical 3ft. promedio en 165ft., separando a esta zona (Fm Hollín) en varias facies.

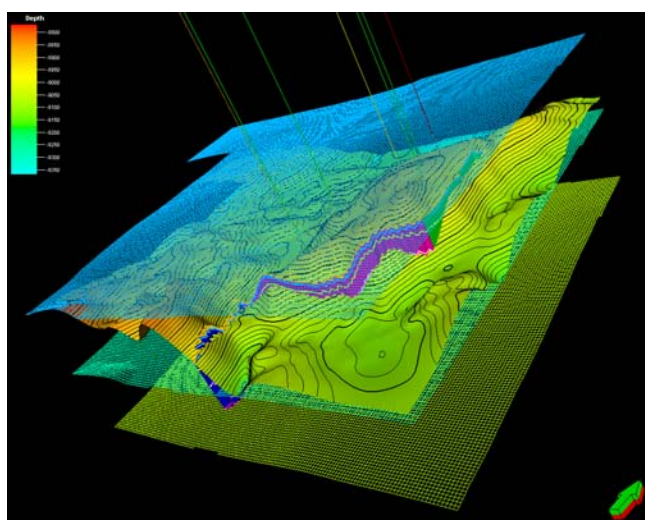


Figura 1.- Diseño de grilla y zonificación del cubo estático

Al realizar la interpretación litológica y la correlación estructural de la zona de interés (figura 2), se interpreta una tendencia de continuidad de ciertos niveles que controlan la influencia del acuífero.

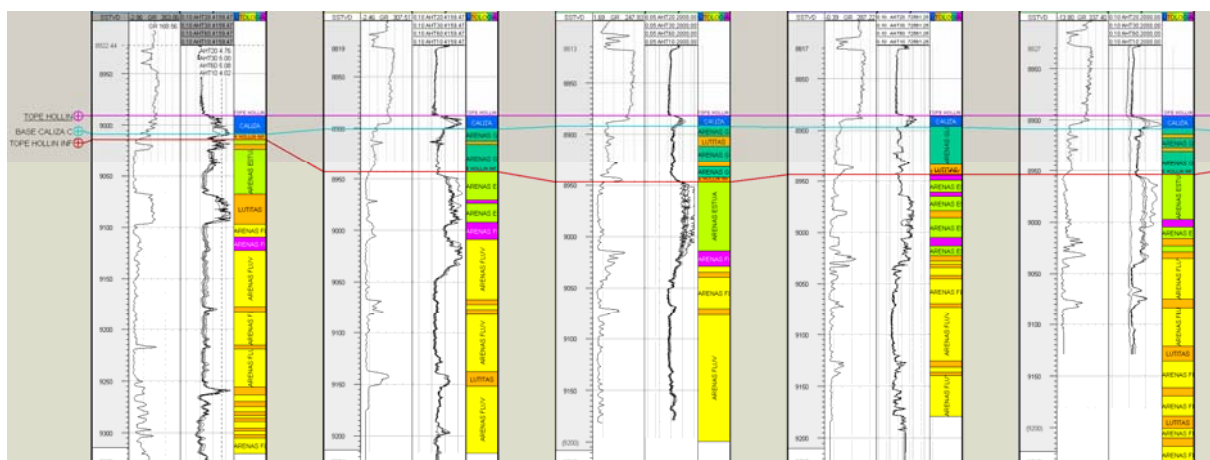
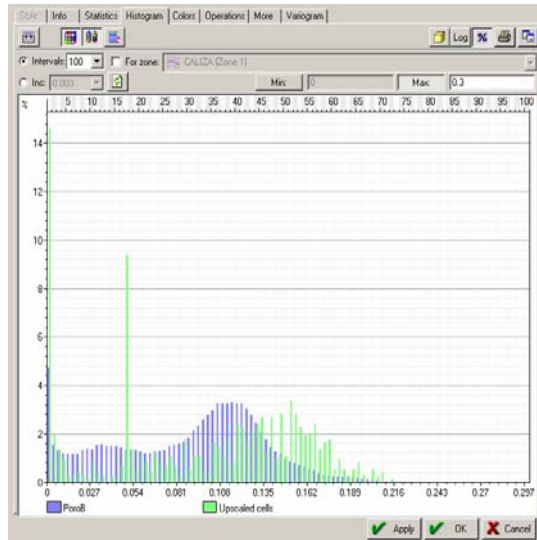


Figura 2: Interpretación litológica y correlación estructural entre los pozos del campo

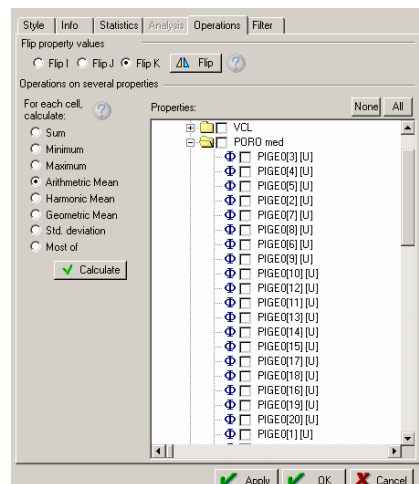
Al tratar de representar esta distribución en el cubo estático, no es similar a la definida en los pozos, independientemente del modelo de interpolación utilizado (figura 3).



**Figura 3.- Histogramas de frecuencia (verde) y en el cubo (azul)**

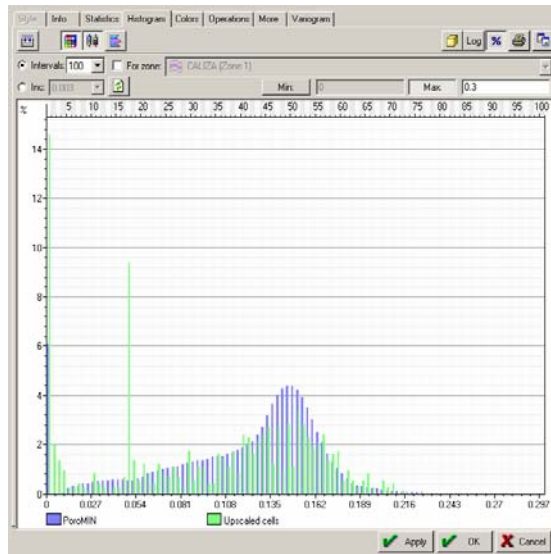
El proceso que distribuyó de manera más real los datos interpretados en los pozos fue la realización de múltiples iteraciones. El método escogido fue Gaussiano con distribución exponencial y con un radio de influencia de 5000 m.

Para obtener la distribución de la propiedad en el cubo más consecuente con la definida por los pozos, se procedió a sacar la media aritmética y su desviación estándar (figura 4).



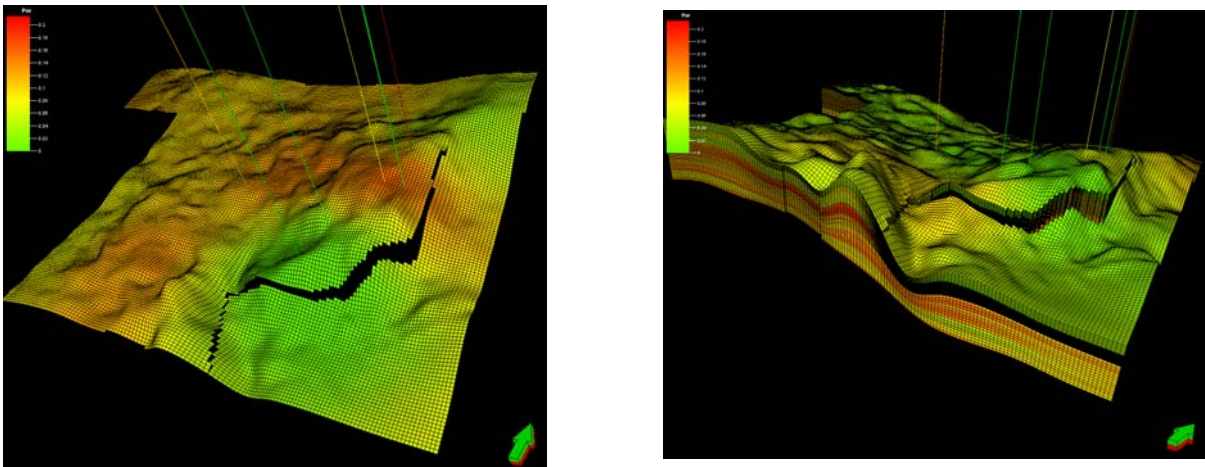
**Figura 4.- Iteraciones realizadas de la propiedad para el cálculo de la media aritmética y la desviación standar.**

El ajuste de los valores en el cubo estático implicó el uso de algoritmos asociados a con un sinnúmero de sensibilidades que permitió aproximar esta distribución sin alterar su geometría. El histograma de frecuencia de la distribución de propiedades petrofísicas definido en los pozos fue la base para la distribución en el cubo estático (figura 5).



**Figura 5.- Resultado del histograma de frecuencia (verde) y en el cubo (azul)**

La optimización de la distribución (figura 6) fue acompañada con el análisis del comportamiento en el simulador, así de una manera interactiva se pudo ajustar y representar la dinámica del reservorio con su geometría y distribución areal.



**Figura 6.- Distribución de propiedades petrofísicas en el cubo estático**

## CONCLUSIONES

Con la obtención de los histogramas de cada propiedad se puede modificar por medio de operaciones algebraicas los valores de cada facie para distribuirlos de manera más geológica en el modelo geocelular

El análisis de sensibilidades en los histogramas de frecuencia permitió realizar una mejor distribución de las propiedades petrofísicas acorde al modelo de distribución obtenido por datos de pozos.

La constante incorporación de información al modelo estático permite ajustar de mejor manera el comportamiento dinámico del reservorio.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Jailliard E. (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriente del Ecuador. *Informe final del Convenio ORSTOM - Petroproducción. Quito-Ecuador*, 163p.

Rivadeneira M, Baby P. (1999). La Cuenca Oriente “Estilo Tectónico, Etapas de deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción”, *Petroproducción - IRD, Quito-Ecuador*, 88 p.