

Integración del modelado geológico geoestadístico con la simulación numérica de reservorios

Por Claudio A. Barrio y Norman S. Grieve, Shell CAPSA

En el desarrollo de un yacimiento, geólogos e ingenieros de reservorio deben trabajar conjuntamente para determinar el volumen de fluidos y la manera más eficiente de extraerlos. Tradicionalmente, se desarrollan dos modelos conceptuales del reservorio: uno *geológico o estático*, en el cual se elaboran los tipos de reservorio y su configuración estructural y otro de *ingeniería de reservorios o dinámico*, en el cual se pronostican los movimientos de los fluidos a través de las rocas. El presente trabajo tiene como objetivo describir la metodología aplicada para la elaboración de un modelo integrado del reservorio, que parte del modelo estático, para lo cual se utilizan técnicas geoestadísticas, y se integra luego con el modelo dinámico, mediante el uso de la simulación numérica de reservorios.



Claudio A. Barrio obtiene el título de Licenciado en Geología en la Universidad Nacional de La Plata en 1984. En el mismo año comienza su tesis doctoral como becario del CONICET con especialización en Sedimentología. En el año 1987, se



Norman S. Grieve obtiene el título de Físico en la Universidad de Oxford, Gran Bretaña, en 1982. En el mismo año, ingresa en la empresa Shell International. Es trasladado al Sudeste Asiático,

traslada a Estados Unidos para desempeñarse en el ESRI, perteneciente a la Universidad de Carolina del Sur, donde ejerce como Research Associate Professor, continuando su tesis doctoral en dicha universidad. Entre los años 1987 y 1990 realiza diversos trabajos de consultoría para diferentes compañías petroleras, en el Valle del Alto Magdalena y en la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia. En 1989 obtiene su PhD en la Universidad de Carolina del Sur. En 1990 ingresa en la compañía Shell CAPSA, donde se ha desempeñado como Geólogo de Exploración, de New Ventures y, actualmente, como Geólogo de Producción y Desarrollo.

E-mail: claudio.c.a.barrio@msmail.epol.scapsabue.simis.com

co, donde se desempeña como Ingeniero en equipos de perforación y workover en Brunei, Borneo y, posteriormente, en Indonesia. En el año 1986 se traslada a Holanda donde se desempeña como Ingeniero de Reservorios en proyectos de desarrollo de yacimientos de gas en carbonatos fracturados. En 1990 retorna a Brunei y trabaja como Ingeniero de Reservorios de un yacimiento compuesto de varias cúpulas de gas con acumulaciones de petróleo asociadas. Desde 1994 se desempeña en Shell CAPSA, como Senior Reservoir Engineer en Producción y Desarrollo.

E-mail: norman.s.grieve@scapsabue.simis.com

En el estudio en particular se aplicó el software geoestadístico GEOCAP para el modelado geológico, y el software REDUCE/MoReS para la simulación numérica de los reservorios, ambos productos desarrollados por la compañía Shell.

Esta metodología fue aplicada en el sector Sudeste del yacimiento La Ventana-Vacas Muertas (ASTRA 60%, operador; Shell 40%), sito en la provincia de Mendoza, a unos 60 km al SE de la ciudad de Mendoza. El área de estudio consiste en una superficie de aproximadamente 25 km² y contiene unos 60 pozos con un espaciamiento promedio de 450 m.

MODELADO GEOLOGICO

El software utilizado para el modelado geoestadístico de reservorios consiste de dos módulos principales:

- Correlación de reservorios
- Modelado y Visualización 3D

Correlación de reservorios

La correlación 2D de los reservorios se efectúa basándose en el conocimiento geológico del área y en la información de subsuelo disponible. En este ejemplo, se ha integrado un estudio de los afloramientos del miembro Víctor Claro de la Formación Río Blanco en la

zona de Potrerillos, con los datos de subsuelo (perfiles eléctricos y datos de coronas) de 60 pozos del área de estudio. El programa de correlación tiene desarrolladas funcionalidades para simplificar la tarea del geólogo: una de ellas es la posibilidad de aplicar *cut-offs* a los perfiles para distinguir litofacies. De esta manera, el programa localiza los perfiles seleccionados y elabora la clasificación de litofacies que deberá ser analizada por el geólogo. Otra posibilidad es la de aplicar las llamadas "redes neurales", las cuales son "entrenadas" para distinguir litofacies de acuerdo con una combinación de perfiles. Una vez que el programa ha realizado esta distinción de litofacies, se debe proceder a la correlación de las mismas. Para ello, primero se debe tener una buena idea del modelo deposicional de los reservorios para luego agrupar las litofacies en un orden que tenga sentido geológico, por ejemplo, la identificación de secuencias, parasecuencias, etc. Esta identificación se relaciona con el tema de jerarquía de los reservorios. De esta manera, se comienza por la identificación de un complejo deposicional, para luego pasar a las unidades genéticas, que están compuestas por facies, que se corresponden a las litofacies identificadas en la etapa anteriormente descrita. En el caso del miembro Víctor Claro de la Formación Río Blanco del Triásico de la Cuenca Cuyana, se ha interpretado un sistema deposicional meandroso de moderada a alta sinuosidad, integrada por facies de canales y planicies aluviales. Para el sector SE del yacimiento La Ventana-Vacas Muertas, la información de producción, inyección de agua y presiones de reservorios fue utilizada adicionalmente para la elaboración de la correlación.

Modelado de reservorios

Una vez completado el análisis de la correlación, se está en condiciones de comenzar a rellenar el interior del modelo, la zona entre pozos, lo cual requiere predicciones laterales de los parámetros observados en los pozos. Para ello se hace uso de las técnicas geoestadísticas.

Kriging Condicionado



Reservorios



Dimensiones - Orientación

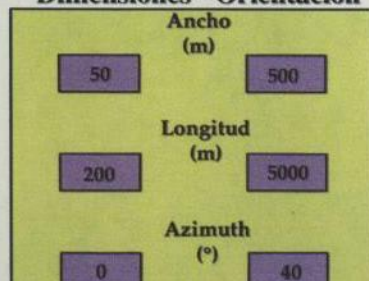
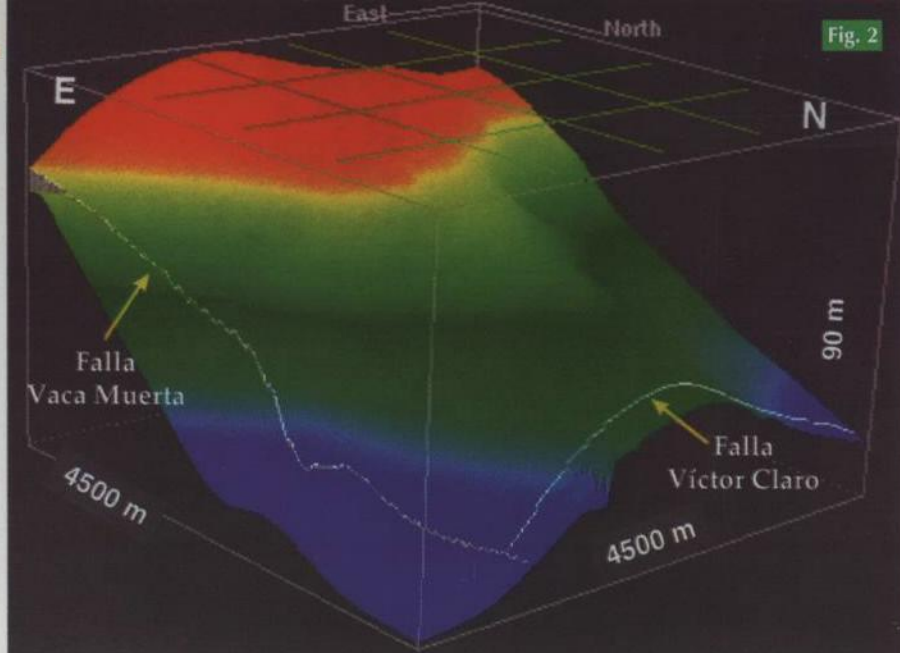


Fig. 1



Las correlaciones realizadas son nada más que una interpolación lineal de subdivisiones geológicas entre pozos. Cuando pasamos de las correlaciones 2D al modelado en tres dimensiones, tenemos la oportunidad de ver los reservorios como cuerpos sólidos en el espacio 3-D. La visualización en 3-D mejora la calidad del modelado de los reservorios en el subsuelo, además de poder refinar la correlación efectuada en 2D. Para ello, primero se realiza la reconstrucción estructural de los reservorios, llevándolos al paleodominio, reconstruyéndolos según el tiempo en que fueron depositados. Esto implica que los plegamientos y el fallamiento de los reservorios son eliminados. Por ejemplo, la Figura 1 muestra la grilla estructural de la zona de estudio por ser utilizada para la reconstrucción de los reservorios.

Un elemento importante a definir al iniciar el modelado 3D de los reservorios es el tamaño de la celda individual que va a representar los elementos geológicos. El requisito esencial es que la celda individual escogida logre representar los elementos de menor tamaño en el modelo sin generar un modelo in-

necesariamente grande, de manejo más difícil para la computadora. En el ejemplo de este estudio se seleccionó un tamaño de celda de 45 m x 45 m x 0,5 m; de este modo, el modelo total suma aproximadamente 1.800.000 celdas, lo cual es eficazmente tratado por la *workstation*.

Una vez que el arreglo vertical de las estructuras ha sido realizado, se deben reconstruir las formas y los tamaños de los reservorios que contienen. Dentro de las técnicas de simulación geológica de reservorios, existen dos métodos principales: a) **pixels**, donde cada celda o pixel es simulado uno por vez y b) **objetos**, donde un grupo de pixels que tienen una relación genética es simulado en conjunto. El *software* utilizado en este estudio hace uso de la simulación de reservorios por objetos, y dentro de estos, del sistema llamado Boolean, que es el más difundido dentro de este grupo de metodologías.

Al iniciar el estudio, es necesario distinguir tres tipos de reservorios a modelar: a) aquellos que han sido identificados entre dos o más pozos se los denomina **correlacionables**; aquellos que han sido identificados en un solo pozo son los reservorios **individuales** y aquellos no presentes en los pozos pero que se presume existen en las zonas entre pozos se los llama **probabilísticos**.

Los del primer tipo, los **correlacionables**, poseen información acerca de su extensión horizontal y vertical, y pueden ser refinados con técnicas determinísticas más sofisticadas que la simple interpolación lineal. El *software* utilizado para ello es la técnica de Kriging. En algunos casos, esta técnica no es suficiente para el modelado satisfactorio de los reservorios. Entonces se deben determinar una serie de parámetros que definan la orientación, la morfología y una indicación de la resistencia a la erosión, etc. De esta manera, se ejerce un Kriging condicionado (Figura 2).

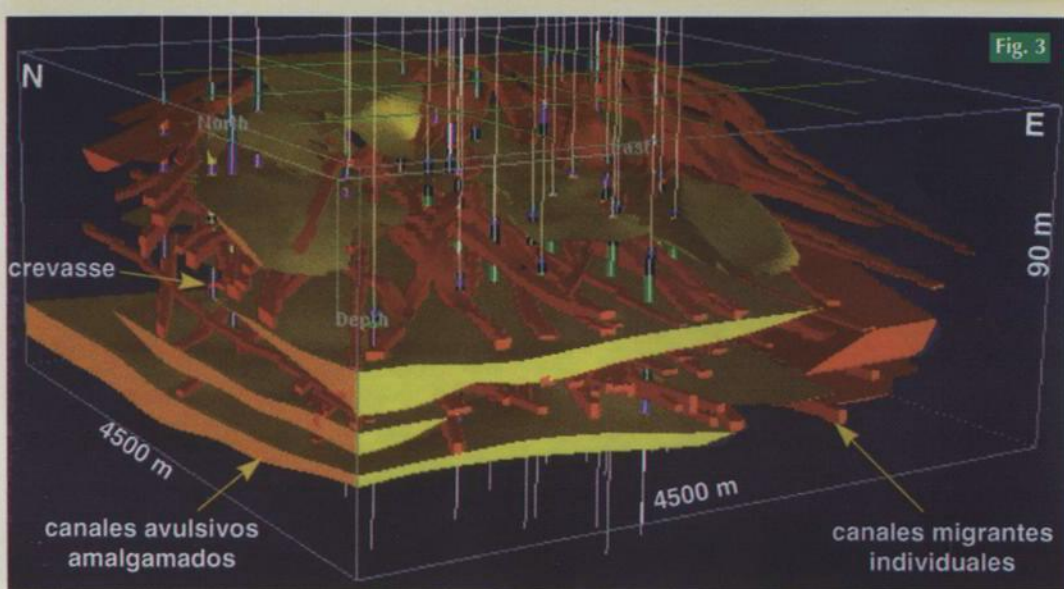


Fig. 3

Para el caso de los reservorios considerados **individuales**, aquellos sólo reconocidos en un pozo, solo contamos con el espesor, ya que en este caso su extensión lateral es sujeto de especulación. Para modelar estos reservorios, es necesaria información adicional respecto a su ancho y largo. Afortunadamente, las dimensiones y proporciones de ciertos tipos de cuerpos sedimentarios, de la misma manera que en el cuerpo humano, se ajustan a distribuciones estadísticas desde las cuales las probabilidades pueden ser derivadas. Algunos cuerpos sedimentarios son angostos y elongados mientras que otros son elípticos. De esta manera uno puede determinar, por ejemplo, si un canal de 5 m de espesor puede llegar a tener un ancho de 50 m, de igual modo que una persona que pesa 75 kg puede tener una altura de más de 2 m. En ambos casos, la respuesta es que es poco probable.

Los reservorios **probabilísticos** requieren para su modelado un poco más de asistencia. La única información disponible es que su extensión lateral debe ser menor que la distancia entre-pozos; cualquier otra suposición respecto a su tamaño y forma es altamente incierta. Es por esto que el tamaño y la ubicación de estos reservorios es probabilística. Su naturaleza probabilística no los hace totalmente aleatorios: algunos controles se pueden imponer de tal modo que ellos respeten las distribuciones de frecuencia horizontales y verticales de las facies observadas en los pozos así como su distribución de espesores. De todas maneras, el geólogo tiene la libertad de alterar estas distribuciones de acuerdo con su mejor criterio. El programa procede a subdividir el bloque en celdas de igual tamaño, a cada una de las cuales se le asigna un set de facies probables, basadas en la distribución de las facies de los reservorios conocidos por la información de pozos. De esta forma, para la zona entre-pozo el programa genera reservorios probabilísticos para balancear la proporción de los que se encuentran sub-representados. Su espe-

sor, orientación, longitud y ancho son también determinados probabilísticamente, basados en la distribución estadística obtenida de los datos de los pozos.

El siguiente paso es la interpolación de parámetros petrofísicos. Esta se efectúa en el paleodominio para respetar las condiciones deposicionales originales de los reservorios. Esta interpolación toma en cuenta los datos de los perfiles eléctricos, con la posibilidad de aplicar distintas técnicas de interpolación, ejerciendo controles sobre la estratigrafía del intervalo al seleccionar el plano de referencia para la interpolación, escogiendo el método de interpolación lateral entre lineal o logarítmico, otorgando peso al dato de pozo en forma lineal, cuadrática o del vecino más próximo (*nearest neighbour*), introduciendo heterogeneidad en la interpolación (de ninguna a alta), respetando las jerarquías de los reservorios, y finalmente, realizando la interpolación utilizando parámetros de la misma facies.

Una vez completado el modelo con todos sus componentes en el paleodominio (Figura 3), la misma grilla estructural originalmente usada para la reconstrucción de los reservorios al tiempo de su depositación es aplicada

para restituir los reservorios a su estado actual. Así, la presencia de pliegues y fallas que fueron eliminadas en el comienzo de la etapa previa son restituidos en este paso. De esta manera, cada una de las celdas es ubicada en su posición actual al mismo tiempo que el modelo se transforma en una matriz numérica 3D (Figura 4). De este modo, cada celda va a poseer varios atributos, siendo los más comunes: facies, espesor (definido por el tamaño del voxel), porosidad, etc. Usando la calculadora incluida en el programa, un va-

riado número de cálculos numéricos pueden ser realizados, tales como el cálculo de la permeabilidad basada en una función con la porosidad obtenida de datos de corona y el volumen de petróleo in situ. El módulo del programa para la planificación de pozos posibilita realizar análisis de conectividad, es decir, planificar un pozo, simular sus punzados, y de esta manera, estimar la conectividad alrededor del pozo planeado.

En este punto, el modelo geológico, de naturaleza estática, debe ser trasladado al estado dinámico.

SIMULACION NUMÉRICA DE RESERVORIOS

El modelo geológico generado contiene 1.800.000 celdas. Dada las limitaciones en la capacidad de proceso de las computadoras, este número debe ser reducido al orden de decenas de miles de celdas en el modelo de simulación. Con este propósito, *software* específicos son usados para racionalizar el número de celdas y asignarle a cada una de ellas propiedades promedio derivadas del modelo geológico. Los datos importados desde el modelo geológico incluyen la dimensión de

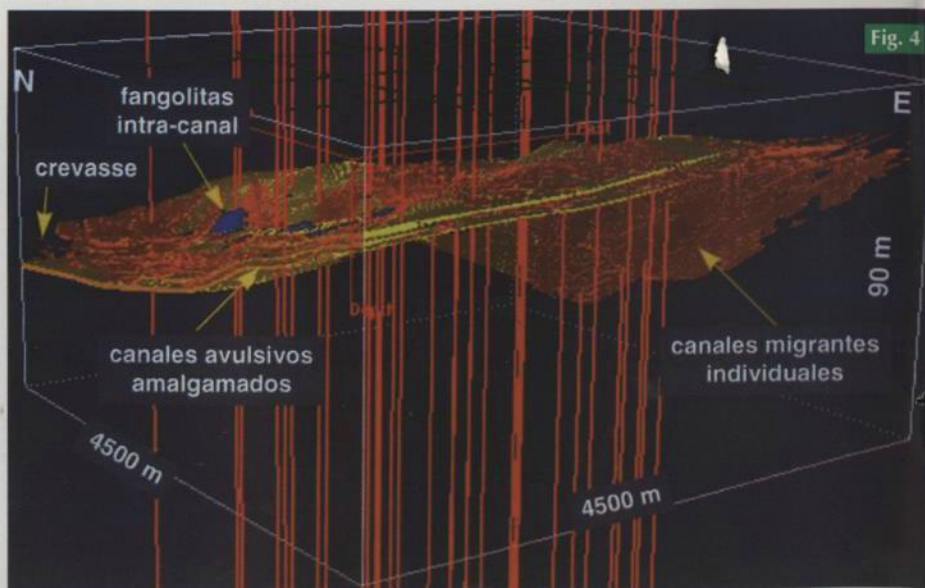
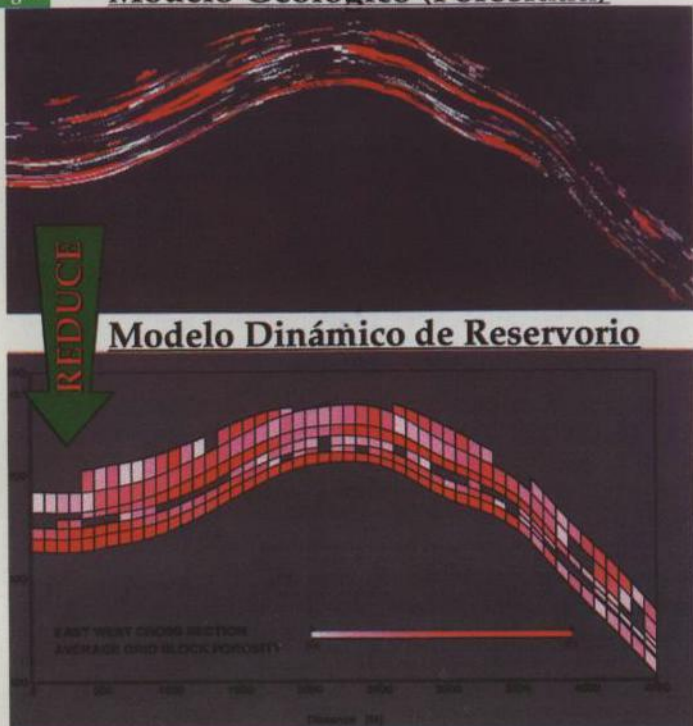


Fig. 4

Modelo Geológico (Porosidad)



las celdas, su posición jerárquica, la profundidad, porosidad y permeabilidad, así como datos de fallas y ubicación de pozos.

Para controlar el cálculo efectuado por el *software* de racionalización de celdas, se requiere definir el número de capas por el cual cada subdivisión geológica va a ser representada, los *cut-offs* para la determinación de celdas nulas y las dimensiones laterales de las celdas de simulación (*gridblocks*).

Una vez que estos elementos están definidos, se puede calcular la profundidad, espesor y porosidad promedio de cada celda de simulación numérica. Al mismo tiempo, el *software* usa la permeabilidad para calcular la transmisibilidad entre las celdas en las direcciones x, y, z. El cálculo de las transmisibilidades se realiza primero por medio de un promedio matemático en la dirección perpendicular al sentido de flujo y después por promedio geométrico paralelo a la dirección de flujo. Una rutina de chequeo asegura que barreras de permeabilidad y fallas irregulares sean reconocidas durante este proceso, evitando distorsiones del modelo geológico original en su traspaso al simulador numérico de reservorios. Una vez que el set de comandos se ha elaborado conteniendo las opciones seleccionadas, el proceso entero corre automáticamente, produciendo la primera parte de los datos de simulación para el simulador numérico de reservorios. En nuestro caso, se definieron 15.000 celdas en seis capas (Figura 5).

A esta información, se le deben agregar los datos de PVT, contactos de fluidos, presiones capilares y datos de permeabilidad relativa. Una vez completado este ingreso de información, la simulación puede comenzarse.

En el ejemplo del miembro Víctor Claro

en el sector SE del yacimiento La Ventana-Vacas Muertas, con unos 30 años de producción, el siguiente paso consistió en el registro de los datos de punzados, la historia de producción y la historia de inyección de agua, junto con los datos de presión histórica.

La recreación y ajuste de la historia de producción se realizó atando la producción bruta simulada a los niveles de producción bruta históricos y observando las diferencias entre los resultados de la simulación y los datos

históricos de corte de agua y presión. De existir diferencias entre los datos, esto indicaría que faltaba algo en el modelo.

En algunos casos, las diferencias indicaban que ciertos cambios eran necesarios en el modelo geológico, ya sea alterando la correlación o dentro del modelo geológico 3D o en el cálculo de las permeabilidades basadas en los datos de porosidad. El modelo geológico se ajustó para explicar lo que la simulación indicaba y fue re-importado al simulador. En el caso del área de estudio analizada, se observó en los datos de comportamiento del reservorio que las permea-

bilidades y la conectividad de los cuerpos arenosos eran generalmente mayores de lo que se había asumido inicialmente en el modelo geológico. De esta manera, realizando ediciones locales del modelo geológico, se logra un modelo no sólo controlado por reglas geológicas sino también por el conocimiento derivado de la historia de presiones y producción del área.

El producto final del análisis realizado utilizando esta tecnología se ejemplifica y resume mostrando la combinación de mapas de arena neta por reservorio, que provienen del sector estático del estudio, con información proveniente del simulador numérico de reservorios —en este caso, un mapa de las saturaciones actuales remanentes de petróleo luego de unos 30 años de producción e inyección de fluidos—. En la figura 6, se puede observar a modo de ejemplo el resultado del estudio para uno de los 6 reservorios analizados en el sector SE del yacimiento La Ventana-Vacas Muertas: las zonas en rojo corresponden a un alto valor del producto de arena neta por saturación de petróleo, indicando zonas que han sido pobremente drenadas y para las cuales se están evaluando diferentes alternativas de desarrollo (pozos nuevos, reparaciones o cambio en el diseño de la inyección de agua).

Agradecimientos

Los autores agradecen la colaboración de la empresa Astra CAPSA por la suministro de datos y por el aporte de su conocimiento del área, que facilitó enormemente la realización del presente trabajo.



Fig. 6