

# MALLAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA **OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO POR SIMULACIÓN EN LÍNEAS DE FLUJO**

MIRTA GALACHO, NÉSTOR GALACHO, PABLO VÁZQUEZ Y LUCIANA MASUD, MG&A OIL & GAS mgyasoc@mgyasoc.com.ar - www.mgyasoc.com.ar

En Energía y Petroquímica

Este artículo fue preparado para su presentación en el primer Congreso iNNotec efectuado del 13 al 17 de septiembre de 2004 en Buenos Aires, Argentina

# I. SINOPSIS

Como es bien sabido el Diseño de las Mallas de Recuperación Secundaria utilizando los métodos Clásicos de la Ingeniería de Reservorios no permite considerar las heterogeneidades de los reservorios, con sus efectos variados sobre el comportamiento productivo. Se producen, sin que el Diseño lo haya previsto, severas canalizaciones de agua o falta de respuesta en petróleo, etc., que condicionan la aplicación del proceso de Recuperación Secundaria.

Se reconoce que se deben utilizar Modelos que refleien esas heterogeneidades empleando Simulación Numérica, sin embargo se ha considerado históricamente que los esfuerzos requeridos para su implementación eran muy grandes.

Sin duda esta apreciación continúa siendo válida si se considera la Simulación por Diferencias Finitas. En cambio la Simulación en Líneas de Flujo realiza esta tarea con esfuerzos notablemente menores e integrando de una manera conceptualmente clara y precisa las características estáticas y dinámicas de los reservorios.

Sintéticamente puede decirse que la Simulación en Líneas de Flujo, para procesos de Recuperación Secundaria, tiene las siguientes ventajas frente a los Métodos de Diferencias Finitas:

- Mayor Rapidez y menor requerimiento de Memoria Operativa
- Mejor visualización y conceptualización del acoplamiento inyector/productor
- Mejor identificación de las áreas de drenaje
- Más Fácil manejo de los modelos geológicos

Se presenta en este trabajo la aplicación de la Simulación en Líneas de Flujo para la Optimización del Diseño de Mallas de Recuperación Secundaria en un Yacimiento maduro de la Cuenca Neuquina. Se compara este Diseño con uno previo realizado por Ingeniería de Reservorios Clásica.

La Simulación en Líneas de Flujo puede considerarse un proceso innovador con investigaciones y desarrollos actuales variados, llevados a cabo por Grupos de avanzada tecnología y prestigiosas Universidades internacionales, en ese entorno se inscribe su aplicación al Diseño y Optimización de las Mallas de Recuperación Secundaria presentadas en este trabajo.

## II. LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DINÁMICA EN LÍNEAS DE FLUJO (SNDLF)

A medida que se incrementa la necesidad de una representación más adecuada de la realidad geológica y de los movimientos de los fluidos en los Reservorios de Petróleo, los Modelos Numéricos resultan cada vez más complejos. Los programas de Simulación Numérica Dinámica basados en cálculos de Diferencias Finitas o de Elementos Finitos se ven forzados a brindar soluciones en una escala "gruesa" debido a las limitaciones habituales de Hardware, tales como la cantidad de Memoria Operativa (aproximadamente 5 KB de RAM por celda activa) y a los Tiempos Aceptables para las Corridas (Tamaño del TimeStep controlado por el Tamaño de las Celdas).

La Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo (SNDLF) constituye una alternativa innovadora y muy atractiva que permite el manejo de Modelos Dinámicos en una escala "fina" (sin Upscaling) ya que, al desacoplar la geometría y la heterogeneidad del flujo de las ecuaciones de transporte, resultan computacionalmente más rápidos y eficientes en la resolución de problemas dominados por flujos convectivos (sistemas no altamente compresibles)<sup>[1 y 2]</sup>.

La Simulación en Líneas de Flujo comienza resolviendo las ecuaciones de flujo mediante la obtención del campo tridimensional de Presiones considerando las propiedades de las rocas, fluidos y condiciones de contorno. Posteriormente, se trazan las Líneas de Flujo siguiendo el gradiente de Presiones, en forma tangencial al campo vectorial de velocidad total, y plantea la ecuación de transporte de fluidos, aplicando la Ley de Darcy correspondiente, a lo largo de la Línea de Flujo en forma unidimensional. Para ello sustituye en esa ecuación las variables x, y, z por una variable  $\tau$ , llamada Tiempo de Vuelo (TOF), que representa el tiempo que un trazador neutral requiere para alcanzar un punto "s" de la Línea de Flujo. De esta forma las líneas de flujo dejan de ser tan sensibles a la forma y tamaño de los bloques.

A continuación se resuelve un Balance de Masa en cada Línea de Flujo para mover la composición del fluido en el tiempo, se mapea esa composición a lo largo de cada línea y finalmente se distribuye el fluido en la vertical considerando el efecto gravitatorio y volviéndolo a mapear en la grilla 3D. Así, automáticamente, se vuelve a comenzar el ciclo resolviendo el campo de presiones en cada paso temporal deseado.

Todo este proceso de simulación es rápido, lo que permite tener una gran discretización espacial, y por lo tanto, representar en mayor medida la heterogeneidad de los reservorios de manera más cercana a la realidad.

Merece destacarse, como lo muestra la Fig. 1, que en los Modelos de Líneas de Flujo, el fluido es transportado en la dirección de los gradientes de presiones, a lo largo de las líneas de flujo y no entre bloques de grilla como ocurre en la Simulación por Diferencias Finitas y que la traza de la Línea de Flujo y el Tiempo de Vuelo permiten identificar los bloques que requerirían ser "modificados" en un eventual proceso de Ajuste Histórico.

Sin embargo, cabe acotar que la resolución de las Líneas de Flujo considera que éstas no cambian significativamente con el tiempo, cosa que sí ocurre con los sistemas altamente compresibles, donde, por lo tanto, los métodos de las Diferencias Finitas son superiores.

Las principales aplicaciones en las cuales la SNDLF resulta exitosa son las siguientes<sup>[3; 4 y 5]</sup>:

- Ranking de Grandes Modelos Geológicos para la Caracterización Temprana de Reservorios
- Calibración de Modelos Geológicos en Escala Fina para evaluar los procedimientos geostadísticos y las técnicas de Upscaling, realizando Sensibilidades a distintos parámetros
- Evaluación, Optimización y Seguimiento de la Recuperación Secundaria utilizando Nuevos Parámetros, función de las propiedades estáticas y dinámicas de los reservorios, como son las Líneas de Flujo con los TOF y las Conectividades entre inyectores y productores (WAF, Well Allocation Factors).
- Optimización de la Locación de Pozos Ínter-distanciados
- Ajuste Histórico Integral de Modelos Estático Dinámicos en Escala Fina

Este trabajo va a centrar la atención en el punto referido a la Optimización de Proyectos de Recuperación Secundaria, con los nuevos Parámetros para su Evaluación y Seguimiento, particularmente en lo referido al Diseño de Mallas.

## III. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE MALLAS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR SNDLF

Para el manejo de los Proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua existen varias herramientas que permiten su representación y modelización. Estas realizaciones pueden clasificarse en dos grandes grupos, dentro de las que se incluyen algunas de las técnicas que se detallan a continuación: Métodos de la Ingeniería Clásica de Reservorios:

- Por Análisis Adimensional Analógico con Reservorios de Características Similares
- Por Combinación del Análisis Declinatorio, Balance de Materiales y Curvas Tipo
- Por Métodos Analíticos tales como el de Ershaghi Modificado, de Flujo Segregado, de Stiles, de Avance Frontal de Buckley-Leverett, etc.

Métodos de Simulación Numérica Dinámica:

- en Diferencias Finitas (SNDDF)
- por Líneas de Flujo (SNDLF)

En líneas generales, los Métodos de la Ingeniería Clásica de Reservorios permiten dar una respuesta promedio rápida del comportamiento dinámico de un reservorio durante la Inyección de Agua. Sin embargo, no suelen ser representativos de las heterogeneidades que siempre están presentes en los reservorios de petróleo. Además, no son muy flexibles para modificar las condiciones de explotación y/o de inyección tanto en los pozos como en grupos de ellos.

La Simulación Numérica Dinámica es una herramienta que supera las limitaciones mencionadas de los Métodos Clásicos, aunque presenta la dificultad de requerir una mayor cantidad de información cuyas incertidumbres deben estar acotadas. En consecuencia, con la Simulación Numérica Dinámica es posible representar las heterogeneidades que presentan las propiedades petrofísicas en el reservorio, como así también los diferentes cambios en las condiciones de explotación y/o inyección en los pozos o grupos de ellos.

Al comparar ambos métodos numéricos se encuentra que las principales ventajas de la SNDLF frente a la SNDDF son:

- Resolver mejor problemas donde el flujo de fluidos está dominado por el desplazamiento, como ocurre en los barridos por inyección de agua en reservorios de petróleo;
- Trabajar con Modelos que contienen un mayor número de celdas en tiempos más cortos de procesamiento;
- Detectar las zonas del reservorio donde principalmente se produce el flujo de fluidos; identificando los sectores ya barridos;
- Determinar el volumen poral drenado por cada productor (ver Fig. 2), tanto en la producción primaria como en la secundaria (excepto para flujos altamente compresivos o dominados por fuerzas capilares);
- Determinar el volumen poral contactado por cada inyector (ver Figs. 3 y 4);
- Identificar las conexiones inyector/productor, cuantificando dicha relación a través de los WAF (Ver Fig. 5);

Mediante la visualización de gráficos de la Eficiencia de Barrido (ver Fig. 6) y del Volumen Poral Contactado (ver Fig. 7) la SNDLF permite optimizar los factores de recuperación de petróleo, a nivel del reservorio y de cada una de las mallas <sup>[6; 7 y 8]</sup>.

El siguiente Caso Histórico muestra la aplicación de la SNDLF como una herramienta novedosa para la optimización del diseño y seguimiento de Proyectos de Recuperación Secundaria.

## IV. CASO HISTÓRICO YACIMIENTO ANTICLINAL CAMPAMENTO

## IV.1 Características Generales del Yacimiento

El yacimiento Anticlinal Campamento está ubicado en la Provincia de Neuquén, entre las ciudades de Cutral-Có y Zapala. Inició su Producción Primaria en 1954 y a fines de 1983 un proyecto piloto de Recuperación Secundaria.

La estructura en la que se encuentra el yacimiento es un anticlinal elongado E-W, atravesado por fallas de rumbo aproximado N-S, que lo dividen en tres Bloques: Oriental, Central y Occidental, ver Fig. 8. La Fm. Lotena es la principal productora, al igual que el Bloque Oriental (BO) del yacimiento, y sobre éstos se desarrolla el Caso Histórico aquí presentado.

Se identificaron en el BO los siguientes 5 Niveles y Subniveles de mayor extensión, como prioritarios para ser barridos: N1; SN2A; SN2B1; SN2B2 y N3, los que suman el 90 % del OOIP total del Bloque. Los Niveles son Unidades Hidráulicas Independientes, en cambio los Subniveles pueden localmente aparecer como No Comunicados, pero se comunican en algún otro sector del Bloque, ver Figs. 9 y 10.

Sobre el Modelo Tridimensional y Continuo de estos reservorios se realizó un completo análisis que permitió determinar dónde se encontraban las desconexiones entre canales, "barreras de conectividad", ver Figs. 11 y 12. Estas barreras determinaron la selección de los esquemas de barrido del Proyecto de Recuperación Secundaria.

El Modelo Tridimensional y Continuo más probable de las permeabilidades se obtuvo aplicando Redes Neuronales para generar los perfiles de Permeabilidad por Pozo y luego Kriging Ordinario sobre estos valores. Las tendencias mostradas por la permeabilidad fueron congruentes con la distribución de las "barreras de conectividad", tal como se observa en la Fig. 12.

El Proyecto Piloto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua llevado a cabo en el sector Sur del BO, a partir de 1983, a pesar de su limitado alcance tanto por su extensión areal, como por la cantidad de agua inyectada, demostró que las respuestas productivas a este proceso eran interesantes y fueron utilizadas, por analogía, para realizar el Diseño y Pronóstico de las Mallas de Recuperación Secundaria por Ingeniería de Reservorios Clásica, ver Figs. 13 y 14.

Se consideró entonces llevar a cabo un Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, abarcando de manera extendida los Niveles 1 y 2 de la Fm. Lotena, inyectando complementariamente Gas en los Casquetes para aportar al mantenimiento de presión y para mejorar la eficiencia de recuperación del petróleo, limitando su movimiento hacia los Casquetes de Gas.

En función de las características de los reservorios se definieron 4 grandes Mallas de Recuperación Secundaria: Aa, Ab, B y C. Las Mallas Aa y Ab, en las zonas centrales y SE del yacimiento, tienen buenas características petrofísicas y desarrollo primario suficiente para iniciar la implementación de los procesos secundarios. La Malla B se corresponde con la región NO de buenas características petrofísicas pero donde deben perforarse nuevos pozos para iniciar los procesos secundarios y las Mallas C, que coinciden con las zonas de menor calidad de las arenas del NE, ver Figs. 15 y 16.

Se definieron 3 Escenarios Básicos de Recuperación Secundaria: el Escenario 1 correspondiendo con la implementación de las Mallas Aa y Ab, el Escenario 2 que le suma al anterior la implementación de la Malla B y el Escenario 3 que le suma al anterior la implementación de las Mallas C.

Se seleccionó el Escenario 1, con las Mallas Aa y Ab, para mostrar cómo la SNDLF puede lograr la Optimización del Diseño de Mallas realizado por la Ingeniería de Reservorios Clásica.

## IV.2 Diseño de Mallas de Recuperación Secundaria por Ingeniería de Reservorios Clásica

Para diseñar el Proyecto de Recuperación Secundaria arriba referido, en el ámbito de la Ingeniería Clásica, considerando la Inyección selectiva por niveles, se llevaron a cabo las siguientes tareas:

- Prorrateo de Producciones y Acumuladas por Capa en la Zona del Proyecto
- Volúmenes y Caudales de Inyección de Agua y de Gas por Pozo-Capa en la Zona del Proyecto
- Cálculos de Inyectividad en los Pozos Inyectores de Agua y en el Pozo Inyector de Gas
- Análisis de Productividades en los Pozos Productores

Para estimar las producciones y reservas del proyecto se calculó el OOIP por Métodos Volumétricos y Balance de Materiales y la respuesta a la inyección de agua utilizando un Modelo por Analogía basado en el Piloto Histórico de Inyección. Se validaron las reservas secundarias aplicando el Método de Ershaghi Simplificado

En estas condiciones se obtuvo el Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab del Escenario 1 del Proyecto. En la próxima Sección se analizará el camino de Optimización de ese Diseño, mediante la SNDLF.

## IV.3 Optimización del Diseño de Mallas de Recuperación Secundaria por SNDLF

Como se expresara previamente, se busca a través de la SNDLF considerar para el Diseño de la Mallas la conexión más probable entre pozos inyectores y productores, de acuerdo con las características de los reservorios y sus heterogeneidades representadas en el Modelo Geológico previamente presentado.

Se definió el Modelo de Entrada al simulador de Líneas de Flujo con ese Modelo Geológico y con las condiciones de inicialización al momento de implementar el piloto de Recuperación Secundaria. Se logró el Ajuste Histórico Global de ese período de producción del yacimiento.

Utilizando el Modelo de Líneas de Flujo así obtenido se desarrolla a continuación la Optimización de las Mallas Aa y Ab, del Escenario 1, previamente referidas. De las muchas variantes que se pueden considerar para la Optimización se presentan en este trabajo, a modo de ejemplo de la Metodología aplicada, las siguientes: incremento de los caudales de inyección, analizando las posibilidades de canalizaciones en distintos pozos y su corrección y la perforación de pozos ínter-distanciados con cambios de los esquemas de inyección.

Se analizan esas Optimizaciones de las Mallas como las siguientes variantes del Escenario 1:

Escenario 1.0: Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab por Ingeniería de Reservorios Clásica

Escenario 1.1: Escenario 1.0 + 10% Incremento Qiny por pozo

Escenario 1.2: Escenario 1.0 + 30% Incremento Qiny por pozo

Escenario 1.3: Escenario 1.2 + 3 pozos (un inyector y dos productores) + conversión del NAC 1010 a inyector

Escenario 1.4: Escenario 1.3 + reducción al 20% Qiny pozos NAC 8, 22 y 49, para evitar canalizaciones.

Se evalúan a continuación, brevemente, cada uno de los Escenarios de Optimización de las Mallas Aa y Ab, utilizando los siguientes parámetros de la SNDLF:

- Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo (TOF) con un corte de 10 años,
- Conectividades Inyector-Productor (WAF)
- Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado vs. Agua Inyectada

En la Figs. 17a y 17b se muestran las Líneas de Flujo (LF) con la variable TOF y los WAF para el Escenario 1.0, con el Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab, en los Subniveles 2A y 2B.

La densidad de las LF es proporcional al caudal de inyección, el que a su vez depende de la permeabilidad del reservorio, así se observan muchas menos LF partiendo del Inyector NAC 13, en zonas de baja permeabilidad de los reservorios, que de los inyectores NAC 22 y 26 ubicados en zonas permeables. También la mayor permeabilidad de los reservorios determina la mayor extensión de las líneas.

Por otro lado es posible observar en el pozo NAC 26 la influencia de las "barreras de conectividad" en el rumbo de las LF.

Dado que se ha puesto un corte de 10 años en las LF (con los TOF), aquellas zonas de los reservorios no alcanzadas por las LF quedarán sin barrer en ese período. Ambas Mallas en los Subniveles 2A y 2B muestran zonas sin barrer candidatas para la ubicación de pozos Ínter distanciados.

Acompañan a estas figuras los WAF s que esquematizan las conexiones Inyector-Productor (a tiempo infinito), el grosor de estos segmentos es proporcional a los caudales (o cantidad de LF) de la conexión. La ausencia de estos segmentos WAF indica que el inyector no se conecta con el productor. Por ejemplo en el Subnivel 2B los inyectores NAC 49 y 59 no presentan en este Escenario conexiones WAF con los productores y efectivamente las LF se dirigen esencialmente hacia zonas externas a las Mallas en análisis.

Los Escenarios 1.1 y 1.2, como se expresara más arriba, mantienen el Diseño de las Mallas en sus distintas características salvo que incrementan los caudales de inyección por pozo en 10 y 30%, respectivamente, ver Figs. 18a, 18b, 19a y 19b. En general puede observarse que al aumentar los caudales se incrementa el barrido de las Mallas. Pero también se dan otros efectos, por ejemplo el inyector NAC 49 no afecta a los pozos de las Mallas en el Escenario 1.0, como se lo expresó más arriba y tampoco lo hace en el Escenario 1.1 (no tiene WAF ´s asociados), sin embargo con el aumento de caudal del Escenario 1.2 muestra un WAF importante con el productor NAC 33. También el inyector NAC 8 aumenta su conexión con el NAC 33 al incrementarse los caudales.

En las Figs. 20a y 20b se muestran los 3 pozos ínter distanciados del Escenario 1.3, NAC E1 y E3 productores y NAC E2 inyector, también se indica la conversión del NAC 1010 a inyector. Se observan importantes

modificaciones de las LF no sólo en la Malla Aa donde se realizaron los cambios, sino también en la Malla Ab. Tanto las LF como los WAF muestran importantes conexiones con valores bajos de TOF entre los pozos NAC 1010 - 31 y NAC 38 - E1, correspondiendo con incrementos rápidos de la producción. Por otro lado el inyector NAC E2 como el productor NAC E3 completan zonas escasamente barridas en los Escenarios anteriores incorporando las correspondientes reservas.

En las Figs. 21 a, b, c y d se muestran las Eficiencias de Barrido, como Petróleo Producido asociado vs. Agua Inyectada, para los 4 Escenarios hasta ahora analizados. Para situaciones de flujo estables, las ordenadas de estos puntos pueden exceder, pero sólo ligeramente, en función de la compresibilidad del sistema, la posición de la recta de 45°. Se observan 3 pozos, NAC 49, 8 y 22, que al aumentar los caudales de inyección, muestran "inestabilidades", que como se comentó previamente para los dos primeros pozos, coinciden con conexiones inyector-productor importantes y crecientes con los caudales de inyección.

Las inestabilidades arriba indicadas se identifican con situaciones de canalización que en el Escenario 1.4 buscaron controlarse con una brusca disminución al 20% del caudal de inyección de los pozos indicados. En las Figs. 22a y 22b se observan las importantes modificaciones de las LF y WAF de la Malla Ab, producto de este cambio y, consecuentemente, la Fig. 22c vuelve a mostrar Eficiencias de Barrido sin inestabilidades del flujo.

Con las opciones de Optimización de Mallas de Recuperación Secundaria desarrolladas se ha pretendido mostrar algunas de las posibilidades que se abren con el uso de esta Innovación Tecnológica.

## CONCLUSIONES

- Se muestra en este trabajo cómo la Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo, con una Metodología de aplicación innovadora, permite mejorar los resultados de los Procesos de Recuperación Secundaria a través de la Optimización del Diseño de las Mallas.
- La Metodología planteada integra las características estáticas y dinámicas que controlan los procesos de barrido.
- > El Caso Histórico presentado permite observar cómo la Optimización del Diseño de las Mallas logra:
  - o Incrementar el volumen contactado por Malla optimizando los caudales de inyección por pozo
  - Ubicar pozos ínter distanciados de acuerdo con las características estáticas y dinámicas de los reservorios
  - Prever la generación de canalizaciones diseñando las modificaciones correctivas

## **A**GRADECIMIENTO

Los autores agradecen a la empresa Pioneer Natural Resources Argentina por permitirles utilizar parte de la información del Yacimiento Anticlinal Campamento para la realización de este trabajo.

## REFERENCIAS

[1] Thiele, M. R.: "Streamline Simulation", paper presented at the 6<sup>th</sup> International Forum on Reservoir Simulation (September 2001), Schloss Fuschl, Austria.

[2] Samier, P.; Quetier, L. and Thiele, M.: "Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies", paper SPE 78883 (August 2002) 324-332.

[3] Emanuel, A. S. and Milliken, W. J.: "History Matching Finite Difference Models with 3D Streamlines"; paper SPE 49000 in Proceedings of the 1998 ATCE, New Orleans, LA.

[4] Baker, R. O.; Kuppe, F.; Chugh, S.; Bora, R.; Stojanovic, S. and Batycky, R. P.: "Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies"; paper SPE 66405 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium held in Houston, Texas, USA (February 2001). [5] Batycky, R. P., Thiele, M. R. and Blunt, M. J.: "A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood", SCRF (1997).

[6] Grinestaff, G. K.: "Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injection to Producer Relationship with Streamline Simulation"; paper SPE 54616 (May 1999).

[7] Baker, R.: "Streamline Technology: Reservoir History Matching and Forecasting = Its Success, Limitations and Future", Journal of Canadian Petroleum Technology (April 2001) Vol. 40, No. 4.

[8] Thiele, M. R. and Batycky, R. P.: "Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow"; paper SPE 84080 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA (October 2003).

#### **CURRÍCULUM DE LOS AUTORES**

#### MIRTA BEATRIZ CÓRDOBA DE GALACHO

Es Licenciada en Ciencias Físicas, con Post grado en Explotación del Petróleo, de la Universidad de Buenos Aires.

Inició su carrera en la Industria, en 1971, en el Laboratorio de Investigación y Desarrollo de YPF, en el Sector Mecánica de Fluidos. Continuó en la Gerencia de Minería y Geología de Explotación, en el Sector "Estudios Especiales" de la misma empresa, hasta 1978. Desde 1978 a 1982 estuvo a cargo de Ingeniería de Reservorios en Inalruco S.A. Petrolera y desde 1983 a 1988 actuó como Consultor.

En 1988 funda el Grupo Consultor MG&A Oil & Gas, siendo actualmente su Director Técnico Internacional.

Se ha especializado en el Modelado y Evaluaciones Integrales de Reservorio para optimizar el Gerenciamiento de Yacimientos y de Áreas Exploratorias. Para la Definición y Caracterización Estática, lidera la aplicación Técnicas Alternativas: Kriging, Cokriging, Algoritmos Genéticos, Cluster Analysis, Método de Montecarlo. Desarrolla la Ingeniería de Reservorios, por soluciones analíticas, analógicas y por Simulación Numérica Dinámica en Diferencias Finitas y Líneas de Flujo, las últimas particularmente en Yacimientos bajo Recuperación Secundaria para optimizar el Diseño de las Mallas de Barrido.

Bajo su dirección, se han evaluado más del 60% de los campos de la Argentina y varios campos de otros países latinoamericanos.

Ha liderado el desarrollo de la Metodología Estadística Integral Autocorrelada®, EIA, para el Modelado Integral de Yacimientos, dirigiendo actualmente los grupos que la aplican.

#### NÉSTOR GALACHO

Es Licenciado en Ciencias Químicas con Post Grado en Finanzas para Ingenieros de la Universidad de Buenos Aires.

Inició su carrera en la industria en 1978 en Laboratorios Nabla. Desde 1981 a 1987 se desempeña a cargo de Química de Producción y Protección Anticorrosiva en Bridas SAPIC.

En 1988 funda el Grupo Consultor MG&A Oil & Gas, siendo actualmente su Director de Negocios Internacional.

Participa de la Simulación Numérica Integrada de Yacimientos, Pozos e Instalaciones de Superficie. Se ha especializado en la Evaluación Económica Integral de Proyectos seleccionando y optimizando los Escenarios de Explotación. Ha intervenido en varias Transferencias de Propiedades Petroleras para las que desarrolla la Evaluación Económica Integral y participa de la Negociación

Ha colaborado en el desarrollo de la Metodología Estadística Integral Autocorrelada<sup>®</sup>, EIA, para el Modelado Integral de Yacimientos y forma parte de los grupos que la aplican.

# PABLO ALEJANDRO VÁZQUEZ

Es Licenciado en Ciencias Físicas de la Universidad de Buenos Aires y Magister en Ciencias y Tecnologías de Materiales de la Universidad Nacional General San Martín y Comisión Nacional de Energía Atómica.

Inició su carrera en la Industria en 1995, como Pasante Rentado en MG&A, donde continúa, como profesional, desarrollando diversas tareas de la Ingeniería de Reservorios: Ingeniería de Yacimientos Convencional, Simulación de Infraestructura de Producción, Análisis e Interpretación de Datos por Kriging, Cokriging, Redes Neuronales, Algoritmos Genéticos, etc., Simulación Numérica Dinámica de Yacimientos por Diferencias Finitas y por Líneas de Flujo, las últimas particularmente en Yacimientos bajo Recuperación Secundaria por Inyección de Agua, optimizando el Diseño de las Mallas de Barrido.

Forma parte de los grupos de Aplicación de la Metodología Estadística Integral Autocorrelada<sup>®</sup>, EIA, desarrollada por MG&A, para el Modelado Integral de Yacimientos.

## LUCIANA MASUD

Es Ingeniera en Materiales de la Universidad Nacional de Mar del Plata, con Post grado en Explotación de Yacimientos de Petróleo, de la Universidad de Buenos Aires.

Inició su carrera en la industria en 2003 en MG&A Oil & Gas, desempeñándose en Ingeniería de Reservorios Clásica y Simulación Numérica Dinámica.

Se ha entrenado en el manejo de una cantidad importante de software de la Ingeniería de Reservorios: Para Análisis de la Producción, Interpretación de ensayos de transitorios de presión, varios Simuladores Numéricos Dinámicos, con sus pre y post procesadores. Participa en el Diseño de Mallas de Recuperación Secundaria por Métodos Clásicos y Simulación en Líneas de Flujo y en la Simulación Numérica Dinámica Integral de yacimientos de gas, pozos y redes de distribución e instalaciones de producción de Gas Húmedo y Seco.

Forma parte de los grupos de Aplicación de la Metodología Estadística Integral Autocorrelada<sup>®</sup>, EIA, desarrollada por MG&A, para el Modelado Integral de Yacimientos.





Fig. 1 El Flujo de Fluidos y los Ajustes del Modelo Estático utilizando Líneas de Flujo



Fig. 2 Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, vista en planta, en dos estadios de un proceso de Barrido con Agua



Fig. 3 Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo, vista 3D



Fig. 4 Líneas de Flujo y Tiempo de Vuelo comunicación entre capas



Fig. 5 WAF o Esquema de Conectividades inyector/productor



Fig. 6 Diagramas de Eficiencia de Barrido



Fig. 7 Esquema de Conectividades inyector/productor y Volumen Poral Contactado por los Inyectores



Fig. 8 ANTICLINAL CAMPAMENTO. MAPA ESTRUCTURAL Al Marker 3 de la Fm. Lotena



Fig. 9 MODELO GEOLÓGICO, CORTE ESTRUCTURAL NIVELES 1, 2 Y 3



Fig. 10 MODELO GEOLÓGICO, VISTA TRIDIMENSIONAL DE LOS NIVELES Y SUBNIVELES



Fig. 11 DELIMITACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS SUBUNIDADES HIDRÁULICAS Barreras de Conectividad Subnivel N2A



Fig. 12 DELIMITACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS SUBUNIDADES HIDRÁULICAS NIVEL 2 A



Fig. 13 PROYECTO HISTÓRICO DE INYECCIÓN DE AGUA RESPUESTA DE POZO NAC-23



Fig. 14 PROYECTO HISTÓRICO DE INYECCIÓN DE AGUA Método de Ershaghi Simplificado Pozos 23 y 31 hasta el 01/94



Fig. 15 PROYECTO PROPUESTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Escenarios y Mallas del Subnivel 2A



Fig. 16 PROYECTO PROPUESTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Escenarios y Mallas del Subnivel 2B2







Fig. 17b Escenario 1.0 Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab. Subnivel 2B, TS 1098



Fig. 18a Escenario 1.1: Escenario 1.0 + 10% Qiny por Pozo. Subnivel 2A, TS 1098



Fig. 18b Escenario 1.1: Escenario 1.0 + 10% Qiny por Pozo. Subnivel 2B, TS 1098



Fig. 19a Escenario 1.2: Escenario 1.0 + 30% Incremento Qiny por Pozo. Subnivel 2A, TS 1098



Fig. 19b Escenario 1.2: Escenario 1.0 + 30% Incremento Qiny por Pozo. Subnivel 2B, TS 1098



Fig. 20<sup>a</sup> Escenario 1.3: Locación de 3 Nuevos pozos y conversión del NAC 1010 a inyector.



Fig. 20b Escenario 1.3: Locación de 3 nuevos pozos y conversión del NAC 1010 a inyector



Fig. 20c Escenario 1.3: Escenario 1.2 + 3 pozos (un inyector y dos productores) + conversión del NAC 1010 a inyector . Subnivel 2A, TS 1098



Fig. 20d Escenario 1.3: Escenario 1.2 + 3 pozos (un inyector y dos productores) + conversión del NAC 1010 a inyector. Subnivel 2B, TS 1098



Fig. 21a Escenario 1.0 Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado Vs. Agua Inyectada, TS 1098



Fig. 21b Escenario 1.1 Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado Vs. Agua Inyectada, TS 1098



Fig. 21c Escenario 1.2 Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado Vs. Agua Inyectada, TS 1098



Fig. 21d Escenario 1.3 Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado Vs. Agua Inyectada, TS 1098



Fig. 22a Escenario 1.4: Escenario 1.3 + reducción al 20% Qiny pozos NAC 8, 22 y 49, para evitar canalizaciones. Subnivel 2A, TS 1098



Fig. 22b Escenario 1.4: Escenario 1.3 + reducción al 20% Qiny pozos NAC 8, 22 y 49, para evitar canalizaciones. Subnivel 2B, TS 1098



Fig. 22c Escenario 1.4 Eficiencia de Barrido: Petróleo Producido asociado Vs. Agua Inyectada, TS 1098