

### El Boletín para Nuestra Comunicación

#### INTRODUCCIÓN

En los Boletines N°2, 3 y 4 les presentamos fundamentos y realizaciones por Simulación Conceptual en Líneas de Flujo (SLF).

En el Boletín N°5 se mostró, para el Yacimiento Anticlinal Campamento, el proceso de construcción del Modelo Estático-Dinámico “de Detalle”, el Ajuste Histórico, por Simulación Numérica en Diferencias Finitas del mismo y la Predicción por SLF del Primer Proyecto de Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.

Continuando con el mismo proyecto, en este Boletín se presentan las Predicciones por SLF en distintos Escenarios de Optimización del Proyecto de Recuperación Secundaria.

Como en nuestros Boletines anteriores, los invitamos a enviarnos sus comentarios y/o propuestas o requerirnos mayor información que la presentada.

De interesarles disponer los Boletines anteriores podrán encontrarlos en nuestra Página Web o solicitárnoslos vía e-mail. Al pie del Boletín encontrarán la dirección de la Página y también otras formas de comunicarse con nosotros.

Finalizamos este Boletín con la Sección Novedades y un saludo navideño. 🎄

### OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR SIMULACIÓN DE DETALLE EN LÍNEAS DE FLUJO - (2° PARTE)

La SLF permite lograr la Optimización del Proceso de Recuperación Secundaria considerando la conexión más probable entre pozos inyectoros y productores, de acuerdo con las características de los reservorios (y sus heterogeneidades) y con las características del Diseño (distribución de los productores e inyectoros y sus condiciones dinámicas de operación).

Se consideran esas Optimizaciones como las siguientes variantes del Escenario 1:

- Esc. 1.0:** Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab por Ingeniería de Reservorios Clásica
- Esc. 1.1:** Escenario 1.0 + 10% Incremento Qiny por pozo
- Esc. 1.2:** Escenario 1.0 + 30% Incremento Qiny por pozo
- Esc. 1.3:** Escenario 1.2 + 3 pozos (un inyector y dos productores) + conversión del NAC 1010 a inyector
- Esc. 1.4:** Escenario 1.3 + reducción al 20% Qiny pozos NAC 8, 22 y 49, para evitar canalizaciones.
- Esc. 1.5:** Escenario 1.3 + incremento en 40 kg/m<sup>2</sup> de la Presión Dinámica de producción del pozo NAC 33 para evitar canalizaciones desde los inyectoros vecinos NAC 8, 22 y 49.

Se evalúan a continuación, brevemente, cada uno de los Escenarios de Optimización, utilizando los siguientes parámetros de la SLF:

- 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

Se presentan, por brevedad, las imágenes del Subnivel 2B2. Los procedimientos fueron similares para los otros Subniveles. En la Fig. 1 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.

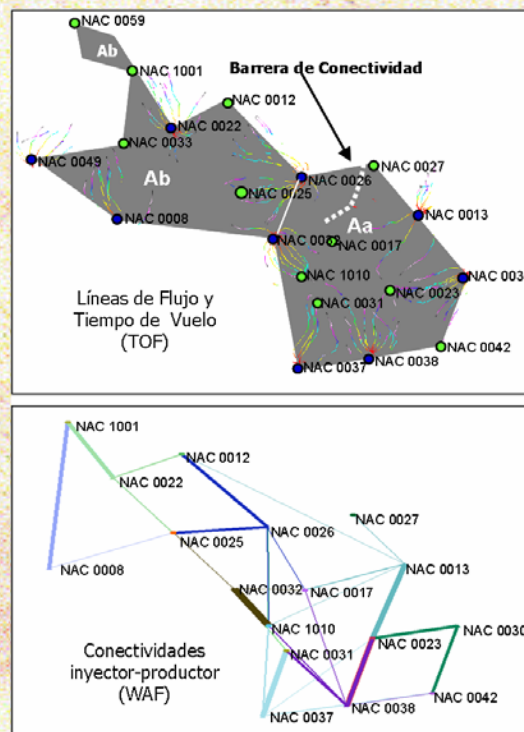


Fig. 1 Escenario 1.0 Diseño Básico de las Mallas Aa y Ab. Subnivel 2B2, TS 1098



La densidad de las LF es proporcional al caudal de inyección, dependiente 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 es posible observar en el pozo NAC 26 la influencia de las "barreras de conectividad" en el rumbo de las LF.

Ambas Mallas Aa y Ab muestran zonas sin barrer candidatas para la ubicación de pozos ínter distanciados.

Acompañan a esta figura 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.

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. 2 y 3. 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.

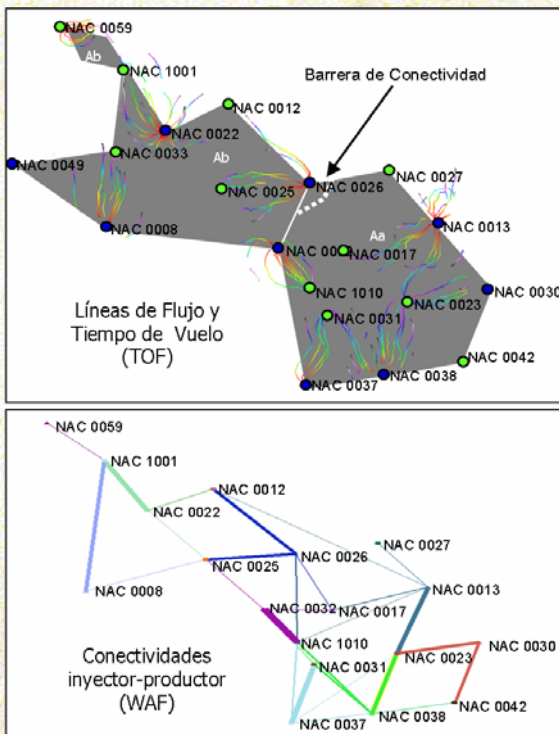


Fig. 2 Escenario 1.1: Escenario 1.0 + 10% Qiny por Pozo. Subnivel 2B2, TS 1098

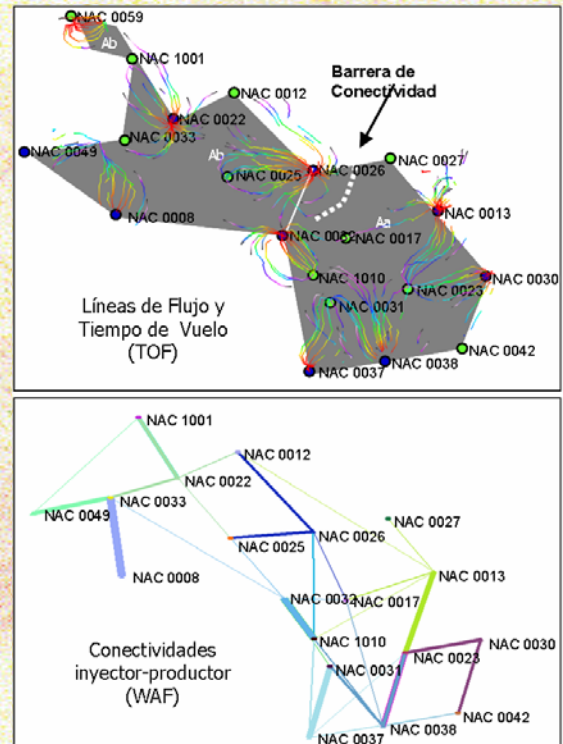


Fig. 3 Escenario 1.2: Escenario 1.0 + 30% Incremento Qiny por Pozo. Subnivel 2B2, TS 1098

En las Fig. 4 se muestran los 3 nuevos pozos ínter distanciados propuestos para el Escenario 1.3, NAC E1 y E3 productores y NAC E2 inyector, también se muestra la conversión del NAC 1010 a inyector. En la misma Fig. 4 se pueden observar las importantes modificaciones de las LF que provocan los cambios de este Escenario, 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.

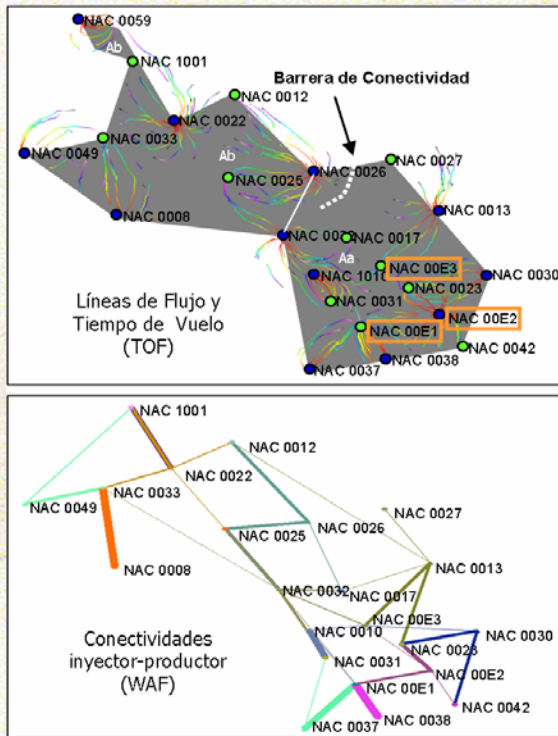
Pueden graficarse las Eficiencias de Barrido, como Petróleo Producido asociado vs. Agua Inyectada. Para situaciones de flujo estables, las ordenadas de estos puntos pueden exceder, pero sólo ligeramente, en función de la compresibilidad del sistema, la posición de la recta de 45°. Se observarán que al aumentar los caudales de inyección, aparecen "inestabilidades" que 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 los Escenario 1.4 y 1.5 buscaron controlarse, en el primero con una brusca

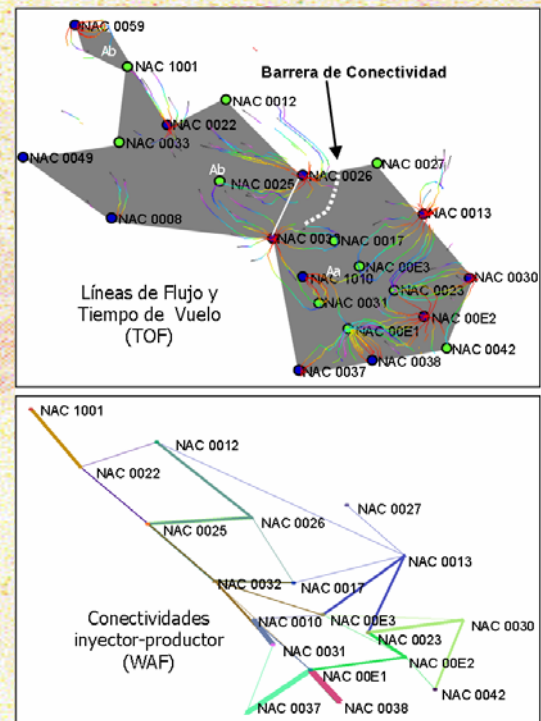


disminución al 20% del caudal de inyección de los pozos inyectoros indicados y en el segundo Escenario con un importante aumento, de 40 kg/cm<sup>2</sup>, de la presión dinámica de producción del pozo NAC 33 (conectado con los 3 inyectoros).

Con las opciones de Optimización del Proceso de Recuperación Secundaria desarrolladas para el Campo Anticlinal Campamento se ha pretendido mostrar algunas de las múltiples posibilidades que se abren con el uso de la Simulación en Líneas de Flujo para el Diseño Inicial optimizado y también para la Optimización de Procesos en curso de Recuperación Secundaria de petróleo.



**Fig. 4 Escenario 1.3: Escenario 1.2 + 3 pozos nuevos (un inyector y dos productores) + conversión del NAC 1010 a inyector. Subnivel 2B2, TS 1098**

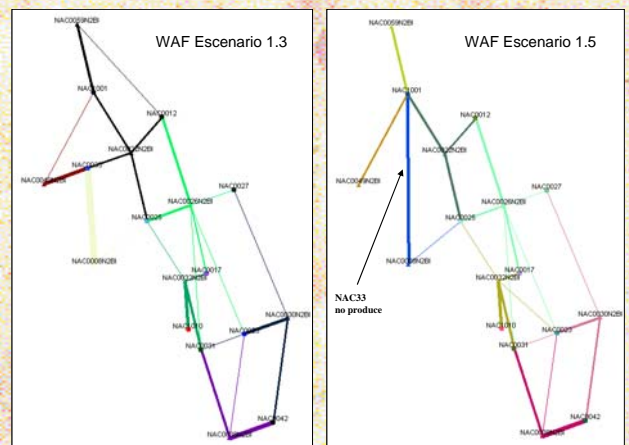


**Fig. 5 Escenario 1.4: Escenario 1.3 + reducción al 20% Qiny pozos NAC 8, 22 y 49, para evitar canalizaciones. Subnivel 2B2, TS 1098**

Correspondiendo con el Escenario 1.4, en la Fig. 5 se observan las importantes modificaciones de las LF y WAF de la Malla Ab, producto de este cambio.

En el Escenario 1.5 se logra también un control de las canalizaciones hacia el productor NAC 33 que para el TS 1185, analizado en este caso, directamente ha dejado de producir por el aumento de la presión dinámica de producción. En la Fig. 6 se observa que en el Escenario 1.5 se reorientaron los WAF y las Eficiencias de Barrido ya no presentan inestabilidades del Escenario 1.3.

Se concluye que los Escenarios 1.4 y 1.5 logran controlar las inestabilidades del flujo de fluidos del Escenario 1.3 por caminos distintos, el primero desde la inyección y el segundo desde la producción. Esto es, que al menos desde este punto de vista, podrá elegirse uno u otro camino. En la decisión podrán intervenir otros parámetros técnicos que la Simulación en Líneas de Flujo predice y permite manejar, como la distribución de Saturaciones residuales de Petróleo, la Distribución de Presiones Estáticas, los pronósticos de Producción, las Presiones Dinámicas de Inyección y Producción, etc.



**Fig. 6 Escenario 1.5: Escenario 1.3 + Incremento de 40Kg/cm<sup>2</sup> en la Pd del Productor NAC 33 para evitar canalizaciones. Subnivel 2B2, TS 1185**



### CONCLUSIONES

Con lo que se comenzó presentando en el Boletín N° 3 y se completó en este Boletín, se puede concluir:

- Que la Simulación Conceptual en Líneas de Flujo permite optimizar la Eficiencia de los procesos de Recuperación Secundaria modificando los Esquemas de Barrido y los Caudales de Inyección y Producción de los pozos.
- Que la Simulación Conceptual en Líneas de Flujo es un adecuado inicio y sostén de la Simulación de Detalle en Líneas de Flujo, en una camino que puede recorrerse gradualmente, basado en la importante conceptualización del proceso de Barrido que brindan las Líneas de Flujo.
- Que aún para los reservorios escasamente caracterizados, por ejemplo con permeabilidades medias constantes, los cambios propuestos de Esquemas de

Barrido y de los Caudales de Inyección y Producción de los pozos, tienen gran impacto en el comportamiento del sistema.

Sin duda el Diseño y Optimización de los Proyectos de Recuperación Secundaria se logrará de manera acabada utilizando la Simulación en Líneas de Flujo en yacimientos detalladamente definidos y caracterizados.

Sin embargo, según se muestra en este Boletín, la Simulación en Líneas de Flujo permite revalorizar y utilizar más acabadamente los recursos de la Ingeniería de Yacimiento en el Diseño y Optimización de los procesos de Recuperación Secundaria aún para reservorios escasamente caracterizados. ↗

### NOVEDADES

Profesionales de MG&A han presentado en el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos el siguiente trabajo:


*“Modelo de Permeabilidades de Reservorio Utilizando Redes Neuronales Artificiales e Integración Geoestadística”*


*En ese artículo se describe, de manera detallada, la construcción del Modelo de Permeabilidades del Yacimiento Anticlinal Campamento sobre el que se desarrolló el proyecto de Recuperación Secundaria que presentamos en este Boletín. La calidad de ese modelo permitió lograr rápidamente un muy buen Ajuste Histórico y sostener los Escenarios de Optimización aquí analizados.*



Contáctenos

 : [mgyasoc@mgyasoc.com.ar](mailto:mgyasoc@mgyasoc.com.ar)

 : [www.mgyasoc.com.ar](http://www.mgyasoc.com.ar)

 (5411) 4325-8985; Gratuito desde México: 01 800-123-4788

NUESTROS MEJORES DESEOS PARA ESTAS FIESTAS  
Y UN EXITOSO 2006 !!!