

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

En los Boletines N°2 y 3 les acercamos fundamentos y realizaciones de la Simulación en Líneas de Flujo (SLF).

En el Boletín N°2 presentamos la SLF con sus distintas herramientas para Diseñar, Optimizar y Controlar los Procesos de Recuperación Secundaria de petróleo.

En el Boletín N°3 iniciamos la presentación de un Caso Histórico en el que aplicamos la Simulación Conceptual en Líneas de Flujo en un Campo, que llamamos "Golfo Sur", de la Cuenca del Golfo San Jorge de Argentina. Se desarrolló en ese Boletín el primer Escenario de Optimización del Proyecto de Recuperación Secundaria del Campo.

Continuando, en este Boletín se presenta la 2ª Parte del trabajo de Golfo Sur, con seis nuevos Escenarios.

Estos últimos Escenarios complementan y refinan la Optimización, como verdaderos análisis de sensibilidad del rediseño 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. Al pie del Boletín encontrarán la dirección de la Página y también otras formas de comunicarse con nosotros.

Finalizamos este Boletín, como siempre, con la Sección Novedades. ▸

OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR SIMULACIÓN CONCEPTUAL EN LÍNEAS DE FLUJO (2ª PARTE)

CAMPO GOLFO SUR. CASO BASE Y PRIMER ESCENARIO DE OPTIMIZACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Como expresamos en el Boletín 3, en el Proyecto de Recuperación Secundaria de Golfo Sur intervienen los Sectores NE y SO de las Capas 97; 45; 42 y 40 del campo, sin embargo, por brevedad, se analizan los Escenarios de Optimización sobre la Capa 97, Sector NE, manteniendo los restantes reservorios sin cambio y sólo se presenta una Tabla de Resultados de la Optimización de todas las Capas.

12 productores. Los Caudales de Inyección de cada uno de los pozos incorporados fue 100m³/d y la Presión Dinámica de los productores promedió 50kg/cm².

Como vimos en el Boletín 3, se corrió el Esc. 1.1 utilizando el Modelo de Yacimiento globalmente ajustado por Simulación en Líneas de Flujo (SLF). La Fig. 2 muestra las saturaciones, predichas por el Modelo, al tiempo final, 2435 días, del Periodo de Optimización, para el Caso Base y el Esc. 1.1.

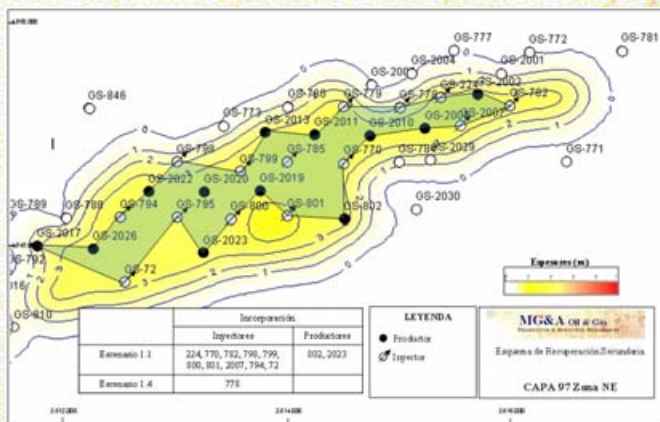


FIG.1 ESCENARIO DE OPTIMIZACIÓN 1.1 ESQUEMA DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA, CAPA 97 SECTOR NE

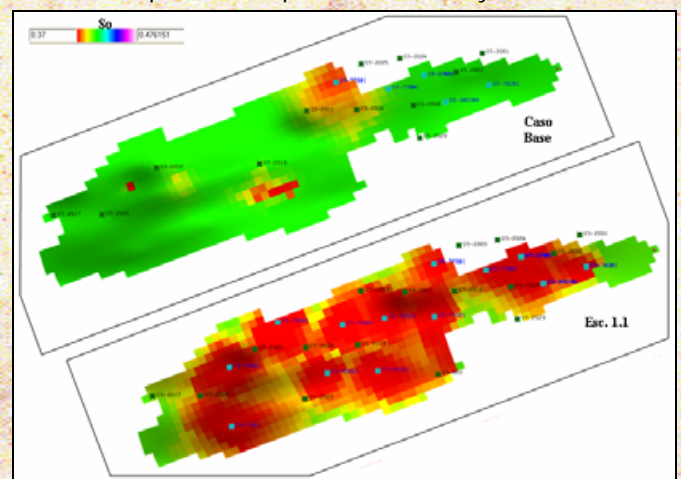


FIG. 2 SATURACIONES DE PETRÓLEO – 2435 DÍAS. CASO BASE Y ESC. 1.1

El Esquema de Inyección-Producción utilizado en el Escenario (Esc.) 1.1 se muestra en la Fig. 1, con 12 pozos inyectores y

Los colores verdes representan a So de 40%, inicial del Periodo de Optimización, y los rojos el 37%, residual del barrido con agua. Se observa el gran incremento de barrido

del Esc. 1.1 aunque quedan zonas poco barridas, objetivo de las Optimizaciones a realizar en los próximos Escenarios

En la Fig. 3 se muestra la Historia de Producción del Caso Base, y la Optimización de la misma en el Esc. 1.1, el importante incremento de producción, que ronda el 90%, se corresponde con la mejora del barrido arriba referida. ↗

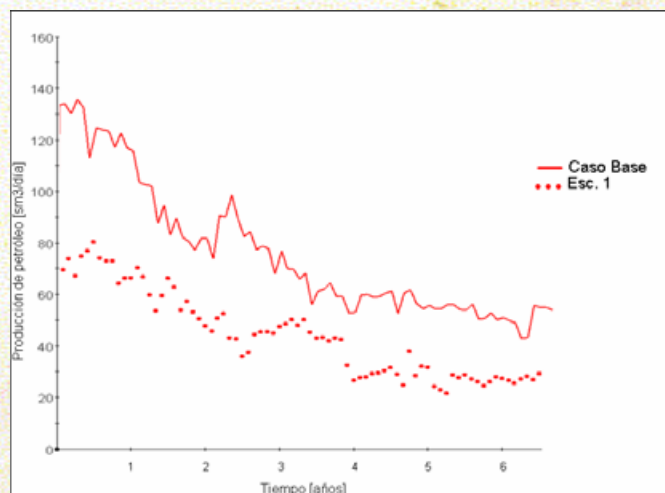


FIG. 3 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CASO BASE Y ESC. 1.1

NUEVOS ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DEL PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Los nuevos Escenarios buscan complementar y refinar la Optimización lograda en el Esc. 1.1, como verdaderos análisis de sensibilidad del rediseño de la Recuperación Secundaria.

Se sintetizan a continuación los cambios que involucra cada Escenario. Luego se analizarán brevemente las razones de esos cambios y los efectos de los mismos.

- o En el Esc. 1.2 (Fig. 4) se incrementan los Caudales de los Inyectores del Caso Base (779 y 795) a 100 m³/d-pozo
- o En el Esc. 1.3 se incrementan todos los Caudales de Inyección a 130 m³/d-pozo
- o En el Esc. 1.4 se incorpora el Inyector 778, se incrementa el Caudal del Inyector 770, a 200 m³/d y se incrementa la BHP del productor 2010 en 24 kg/cm², ver Fig. 4
- o En el Esc. 1.5 Se incorporan dos nuevos pozos productores en los extremos no barridos del reservorio, ver Fig. 7
- o En el Esc. 1.6 se incrementa el Caudal del Inyector 72 a 200 m³/d, ver Fig. 7

Los bajos Caudales de los pozos 779 y 795, mantenidos del Caso Base, determinaban malos barridos en su zona de influencia esto se subsanó con el incremento de los caudales del Esc. 1.2, ver Figs. 2 y 4.

El incremento a 130 m³/d de todos los Caudales de Inyección del Esc. 1.3 también mejoró el barrido, ver Figs. 4 y 5.

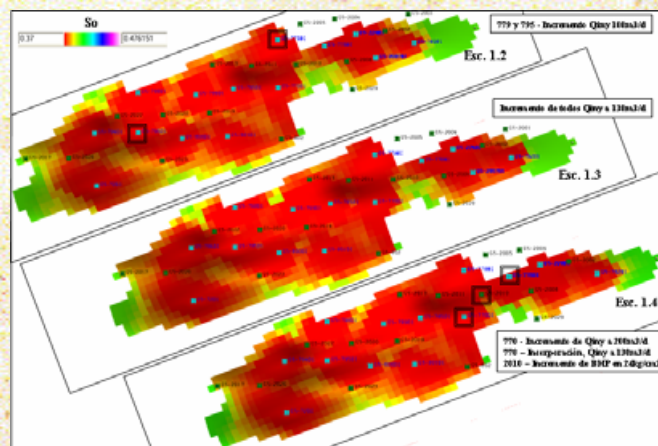


Fig. 4 Saturaciones de Petróleo - 2435 días. Escenarios 1.2, 1.3 y 1.4

Tanto en las saturaciones como en la densidad de las líneas de flujo (Figs. 4 y 5) se observa que la zona de los pozos 778, 770 y 2010 estaban escasamente barridas en los Esc. 1.1 a 1.3. Las modificaciones del Esc. 1.4 logran ampliar y mejorar el barrido.

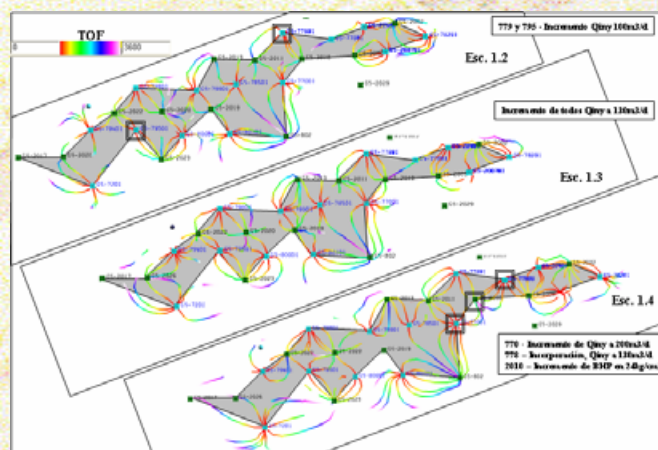


FIG. 5 LÍNEAS DE FLUJO Y TOF Escenarios 1.2, 1.3 y 1.4

Las mejoras en el barrido se traducen en incrementos y también aceleración de la producción tal como se puede observar en la Fig. 6 para los 4 Escenarios de Optimización hasta ahora analizados.

En el Esc. 1.5 se consideró la perforación de dos pozos productores (B y F) en los extremos de la Capa, para barrer esas zonas que se observan no drenadas en la Fig. 4. En las Figs. 7 y 8 se muestra sobre las saturaciones y las líneas de flujo el efecto de incremento de barrido ligado a estos nuevos pozos. El incremento de producción es en este caso importante, como se ve en las Figs. 9 y 10.

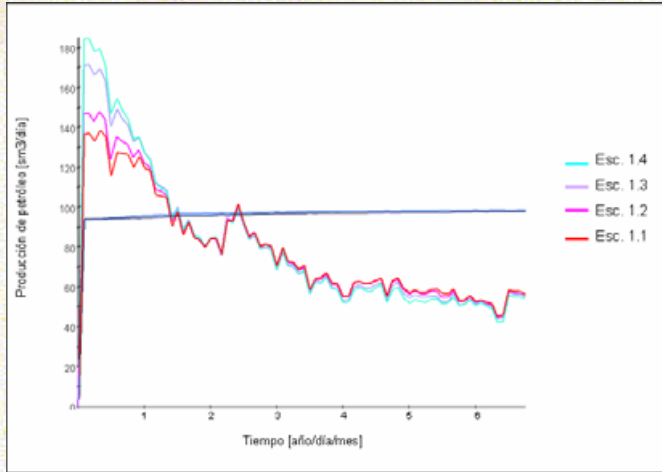


FIG. 6 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ESCENARIOS 1.1 A 1.4

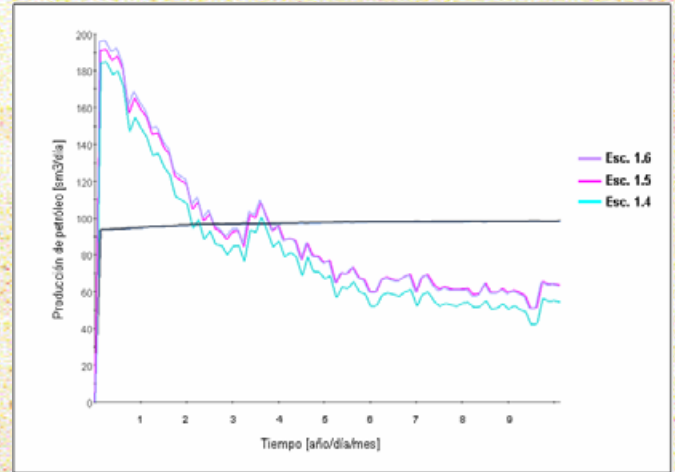


FIG. 9 OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ESCENARIOS 1.4 A 1.6

En el Esc. 1.6, el último de los aquí considerados para la Capa 97, se mejoró el barrido en la zona del inyector 72 por incremento del caudal de inyección de este pozo a 200 m³/d. El efecto de este cambio en la producción se observa en la Fig. 9.

Si bien las Sor del Esc.1.6 son bajas, como se aprecia en la Fig. 7, pueden seguir planteándose con la SLF Escenarios de Optimización de manera relativamente sencilla y rápida. Cabe consignar que cada una de las corridas de predicción no demoraron más de 2 minutos cada una.

Se realizaron trabajo similares de Optimización para las restantes tres capas del proyecto, 45, 42 y 40, en las que los procesos de Recuperación Secundaria en el Caso Base estaban comparativamente mejor llevados que len a Capa 97. En la Fig. 10 se presentan los resultados del Esc. 1.7 que incluye un buen nivel de Optimización para las cuatro capas del Campo.

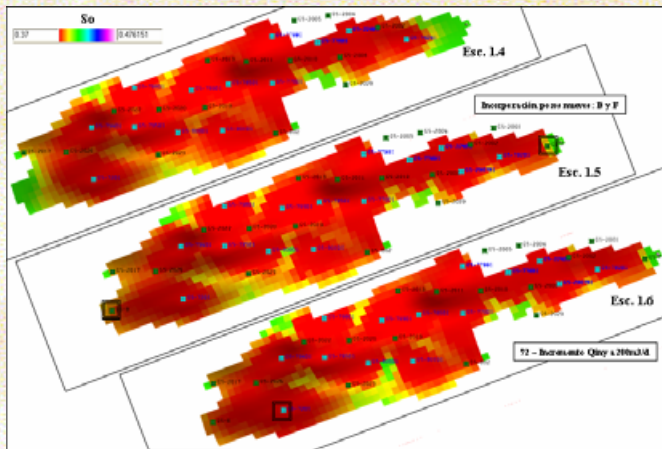


FIG. 7 SATURACIONES DE PETRÓLEO – 2435 DÍAS ESCENARIOS 1.4, 1.5 Y 1.6

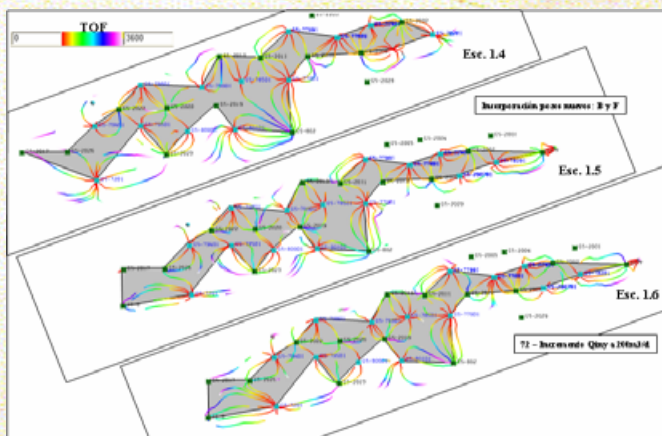


FIG. 8 LÍNEAS DE FLUJO Y TOF ESCENARIOS 1.4, 1.5 Y 1.6

	Agua Inyectada Acumulada *		Petróleo Producido Acumulado *	
	Winy [Mm3]	Incremento sobre el Caso Base [%]	Np [m3]	Incremento sobre el Caso Base [%]
Caso Base	2267	0	106 229	0
Esc. 1.1	4372	93	193 769	82
Esc. 1.2	4768	110	196 976	85
Esc. 1.3	5706	152	199 705	88
Esc. 1.4	6202	174	200 613	89
Esc. 1.5	6199	173	222 928	110
Esc. 1.6	6371	181	224 903	112
Esc. 1.7	12115	434	299 920	182

* Exclusivamente en el Período de Optimización

FIG.10 RESUMEN DE RESULTADOS ESCENARIOS 1.1 A 1.7

De la observación de los resultados de la Tabla de la Fig. 10 se concluye que los Escenarios que mostraron mayor Incremento de Petróleo Recuperado respecto del escenario anterior son:

- o El Esc. 1.1 con la extensión del proyecto de barrido a la mayor parte de la Capa 97, utilizando pozos ya perforados
- o El Esc. 1.5 con la incorporación de dos nuevos pozos para barrer los extremos E y O de la Capa 97
- o El Esc. 1.7 que involucra la Optimización del proyecto de Recuperación Secundaria en las 4 Capas del Campo.

Cabe aclarar, como ya se lo expresó en el Boletín N° 3, que en los Escenarios de Optimización se mantuvo la Producción Conjunta, pero para un mayor control del proceso, se planteó la Inyección Selectiva por Capa. ↗

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

NOVEDADES

Deseamos comentarles que MG&A representa a PHH con su software "GasMod for Windows", Simulador Dinámico Integral de Reservorios de Gas y Cañerías de Pozo y Superficie.

GasMod permite: Modelado de Reservoirio 2D/3D, Múltiples Yacimientos, Flujo Multifásico en Pozos y Cañerías, Producción Individual ó en Conjunto, Múltiples Plantas y Compresores, Extensas Redes de Distribución, Pozos Productores e Inyectores, Esquemas de Almacenamiento, con una Administración Sencilla de Datos y una Rápida Capacidad de Respuesta.

En la foto adjunta aparecen profesionales de MG&A en un alto del trabajo con Peter Holst, presidente de PHH.



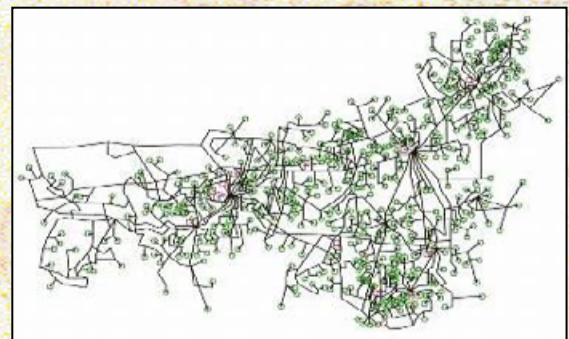
Mirta Galacho; Néstor Galacho; Peter Holst y Pablo Vázquez

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. ↗



Red compleja de Cañerías Simulada en GasMod

Por otro lado profesionales de MG&A han presentado en el E-Exitep 2005, Veracruz, México, 20-23 de Febrero 2005, un artículo sobre Simulación en Líneas de Flujo utilizando un Modelo Estático, con Ajuste Histórico, ambos detallados, para el Diseño de un Proyecto de Recuperación Secundaria.


El artículo se titula "La Estadística Integral Autocorrelada y la Simulación en Líneas de Flujo. Optimización de los Modelos de Yacimiento y del Diseño de la Recuperación Secundaria" y se lo puede ubicar en la siguiente dirección:

<http://www.mgyasoc.com/EExitep2005.pdf>. ↗

Contáctenos

 : mgyasoc@mgyasoc.com.ar

 : www.mgyasoc.com.ar

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