

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

Continuamos acercándoles la Calibración del Modelo Geológico del Campo Puesto Hernández, Fm. Rayoso de la Cuenca Neuquina, publicado en el LACPEC 2005, realizado en Río de Janeiro

Se trata en este caso de la última de tres entregas de un trabajo de Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo, cuya presentación se inició en el Boletín N° 9.

Como ya les decíamos, utilizando este Modelo Geológico, el trabajo se completó luego con una Simulación de Detalle en Líneas de Flujo, para Optimizar el desarrollo Primario y Secundario del Campo.

En el Boletín N°9 se mostró la Generación del Modelo de Entrada al Simulador, en el siguiente, el proceso de Ajuste

Histórico Global y en éste distintos Análisis de Sensibilidad sobre el Ajuste logrado.

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. ▸

STREAMLINE-BASED GLOBAL HISTORY MATCHING FOR GEOLOGICAL MODELING CALIBRATION. APPLICATION TO A GIANT FLUVIO-LACUSTRINE SANDSTONES RESERVOIR FIELD (3° PARTE)

Sensibilidades sobre la "Base Run"

Tomando como punto de partida la "Base Run" se realizaron diferentes cambios con el objeto de analizar la sensibilidad del Modelo Dinámico ante dichas variaciones. El comportamiento del Modelo ante estos cambios permitió orientar las tareas a realizar en las próximas etapas del trabajo.

Sensibilidad a la Permeabilidad Absoluta

Como se describió en la Calibración del Modelo Estático y en el Ajuste Histórico Global del Modelo Dinámico, se realizaron los primeros "ajustes" sobre la permeabilidad de los pozos productores y de los reservorios, los que permitieron mejorar el ajuste de la producción de líquido total y disminuir la cantidad de Pozos Caídos.

Se decidió, como un análisis de sensibilidad, probar diferentes factores de multiplicación sobre la permeabilidad absoluta de la "Base Run".

En la Fig. 17 se comparan, en el Bloque 4, algunos resultados de la "Base Run" con la corrida correspondiente a un factor de multiplicación de permeabilidad muy elevado,. Se puede observar un mejor ajuste del agua inyectada y del líquido producido, con una disminución drástica del número de Pozos Caídos a 21.

Sin embargo, si bien la mayoría de los pozos alcanza la condición de líquido producido, las BHP superan, en varios casos, el valor máximo del rango de operación (3000KPa), indicando que están representados con una permeabilidad excesiva.

Así, este Análisis de Sensibilidad mostró que el incremento de permeabilidad es necesario para mejorar la capacidad de movimiento de fluidos del sistema, pero que debe mejorarse la representación de las heterogeneidades y anisotropías de la permeabilidad del reservorio y también la de los pozos.

El modelo de permeabilidad de reservorio utilizado, basado en la correlación porosidad – permeabilidad, no refleja las heterogeneidades arriba referidas. Puede considerarse que predice un único valor (el promedio) de permeabilidad para cada porosidad, sin considerar otros aspectos como, por ejemplo, los que condicionan la permeabilidad relacionados con los procesos diagenéticos posteriores a la sedimentación.

En cuanto a la permeabilidad de los pozos cabe considerar que el 90% de los productores han sido fracturados hidráulicamente y prácticamente ningún inyector. Coincidentemente el 85% de los Pozos Caídos en la "Base Run" son productores. Es claro que debe mejorarse la representación de las fracturas hidráulicas de los productores, ya que su representación con el "daño negativo" de los pozos no es suficiente.

También podrá refinarse la caracterización de la permeabilidad en los pozos inyectores, pues se ha inyectado por encima de la presión de ruptura de la formación y esas fracturas no han sido representadas en el modelo.

Sensibilidad a la Transmisibilidad de las Fallas

Dado que en la "Base Run" se consideró que todas las fallas eran sellantes, se analizó la sensibilidad del modelo a la comunicación hidrodinámica a través de las mismas. Para ello se activó la transmisibilidad entre celdas no vecinas a lo largo de todas las fallas presentes en el modelo y se realizó una corrida en esas condiciones.

Los ajustes de producción e inyección que se muestran en la Fig. 18, para el Bloque 4, esencialmente no cambian con esta modificación del sistema. En la vista en planta de las líneas de flujo de todos los ciclos con la variable "Time of Flight" (TOF), de la misma figura, se observa que la dirección principal del flujo es paralela a las fallas, sentido Oeste-Este,

respondiendo de manera similar al sentido de la implementación del proceso de Recuperación Secundaria.

Por lo tanto, para la geometría del flujo imperante, el carácter sellante o no sellante de las fallas no es relevante.

Sensibilidad a la Viscosidad del crudo

La "Base Run" considera tres clases de crudo de viscosidades 55, 80 y 95 cp. Se analizó la sensibilidad a este parámetro considerando un único crudo de 55 cp, el menor de los valores originales, para todo el yacimiento.

Se observó una mejoría en los ajustes de petróleo y líquido total producido. Sin embargo, sólo con estos datos, no se puede discriminar si lo que requiere el sistema es una mejora en la movilidad del crudo, como se analiza con esta Sensibilidad, o sólo es la falta de capacidad de conducción, según se consideró más arriba.

Sensibilidad a la Posición Inicial de los Contactos agua/petróleo y a las Pseudocurvas Capilares

Se consideró para este Análisis el movimiento del contacto inicial agua/petróleo del Ciclo 3, hacia una posición estructural más baja, asumiendo simultáneamente pseudocurvas de presión capilar sin Zona de transición.

Los ajustes de la Fig. 19 indican una gran mejoría en las curvas de producción de petróleo por lo que se recomendó refinar la definición de los dos parámetros aquí analizados en las próximas etapas de trabajo sobre el Modelo.

Visualizaciones de la "Base Run"

La visualización de la conexión inyector-productor que brindan los Well Allocation Factors (WAF) de la SNDLF (Fig. 20) permitió comparar los esquemas simulados en la "Base Run" con los originalmente previstos.

Los WAF también permitieron visualizar las 2 etapas del proyecto de Recuperación Secundaria llevado a cabo: la primera de inyección periférica en el flanco Oeste de los Bloques 2 y 3 y la segunda de inyección infill, desarrollada simultáneamente en todos los bloques, avanzando en la

implementación de Oeste a Este, tal como se mencionara anteriormente.

Las presiones estáticas del yacimiento, y su evolución en el tiempo, también muestran esas características de la implementación del proceso de Recuperación Secundaria, con una presurización más temprana en los sectores Oeste de los Bloques.

Otra visualización importante de la SNDLF son las mismas Líneas de Flujo con las variables Time Of Flight (TOF) y Drainage Time (DRT). La primera permite observar los volúmenes contactados por los inyectores y la segunda los volúmenes drenados por los productores, a un determinado tiempo.

En la Fig. 21 se presenta una vista en planta, de todos los Ciclos juntos, de ambas propiedades en la "Base Run", al 31/12/2003 y su predicción para los próximos 10 años. Se observan zonas poco drenadas en el sector Este de los Bloques 2 y 3 en las que actualmente se está extendiendo el esquema de inyección infill perforando nuevos pozos y convirtiendo algunos productores existentes a inyectores.

Predicciones Preliminares utilizando la "Base Run". Eficiencia de Barrido por Ciclo, Inyección Selectiva

Utilizando el Modelo Preliminar de Reservorios ("Base Run") logrado con el Ajuste Histórico Global descrito, se analizó la eficiencia volumétrica de barrido, por Ciclo, para el Bloque 4.

Para calcular la eficiencia volumétrica de barrido se determinó el volumen poral contactado por los inyectores, en cada Ciclo, tomando la propiedad TOF al último Timestep de la "Base Run" (31/12/2003) con un corte a 10 años (31/12/2013).

Los resultados, expresados como mapas de TOF, muestran que los Ciclos 4 y 5 son los que presentan mayor eficiencia volumétrica de barrido, aunque no es alta, no alcanza al 40%, a la última fecha citada. Los otros Ciclos muestran eficiencias volumétricas mucho menores, motivadas por la menor admisión del agua inyectada. (Fig. 22).

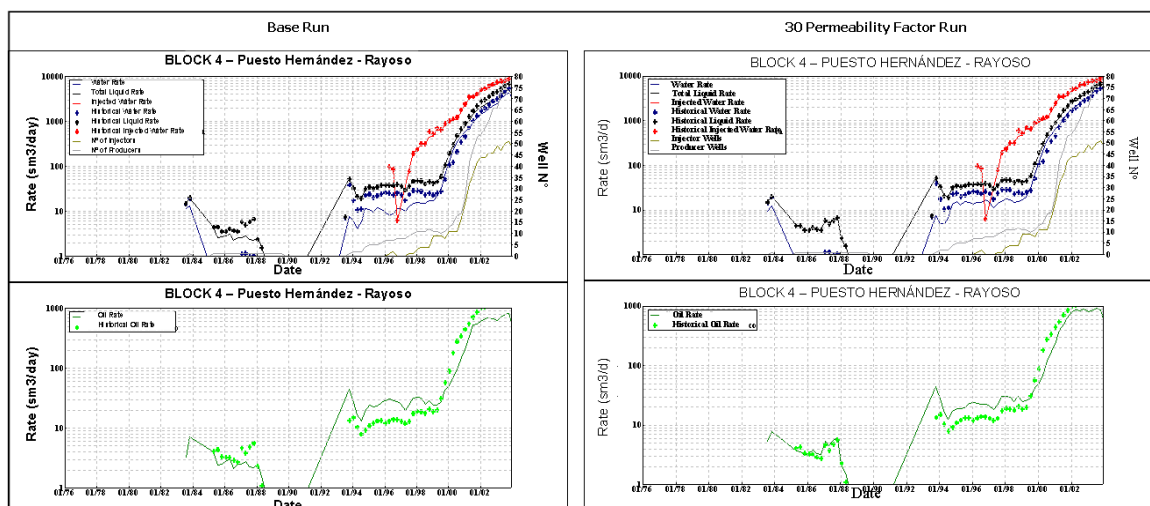


Fig. 17 Sensitivity Analysis, "Base Run" and "30 Permeability Factor Run"

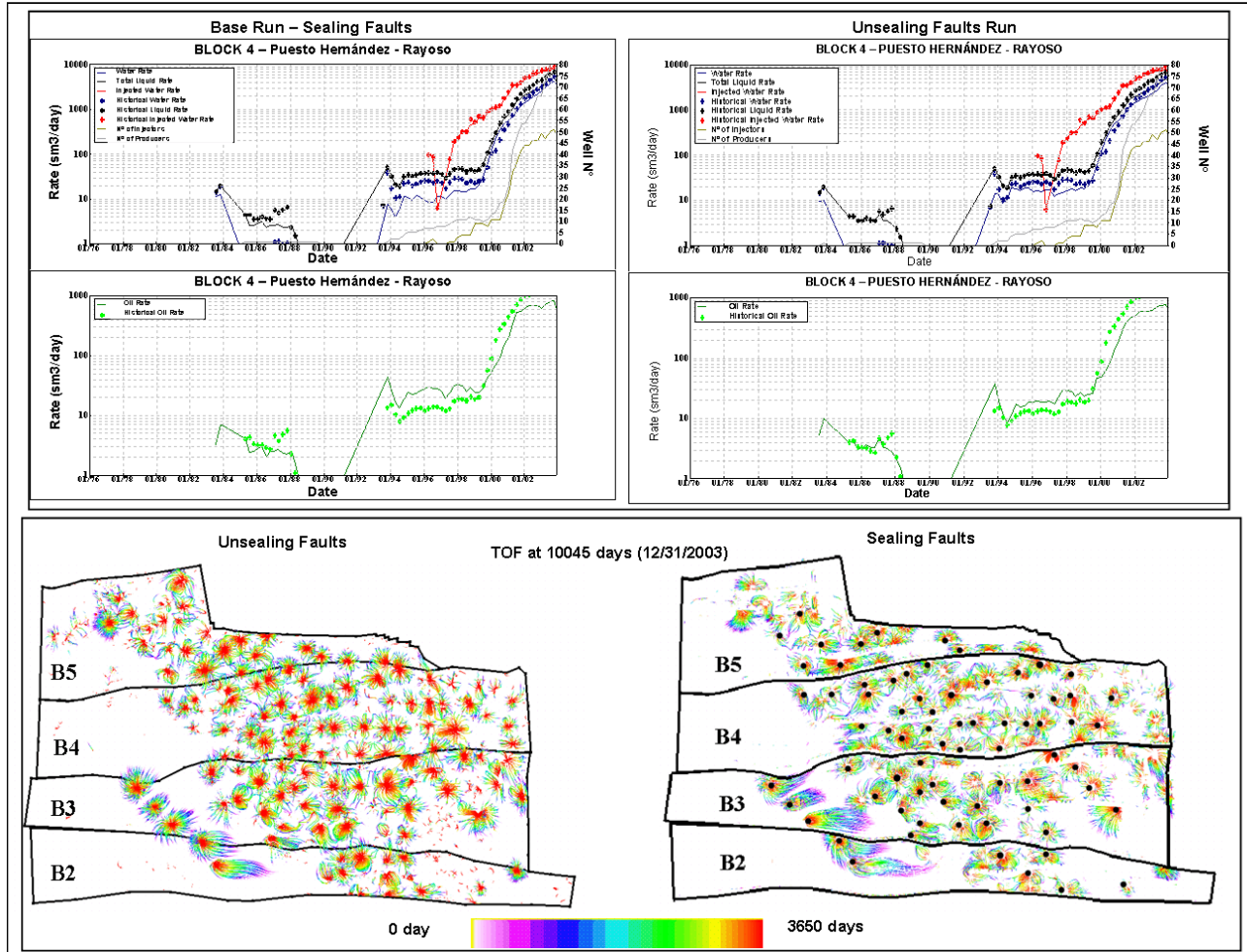


Fig. 18 Sensitivity Analysis “Base Run” (Sealed faults) and “Unsealed faults Run”

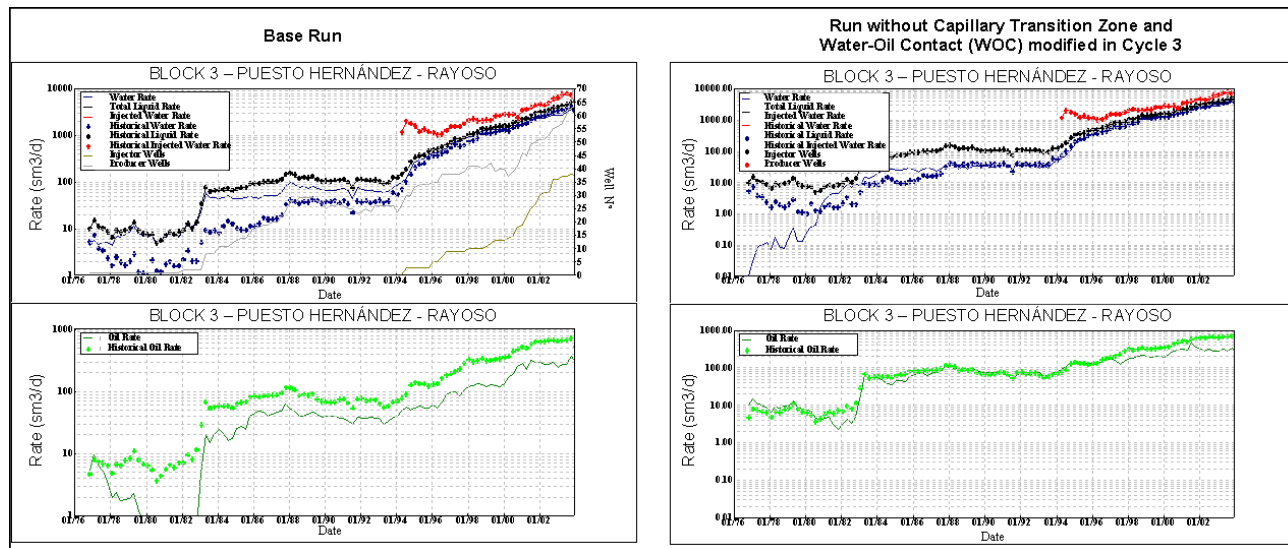


Fig. 19 “Base Run” Sensitivity Analysis modifying Cycle 3 water-oil contact and Capillary Pseudocurves Transition Zone

Conclusiones

1. La SNDLF sostuvo la conceptualización del Proceso de Desarrollo Primario y Secundario de PHR permitiendo:
 - o Calibrar el Modelo Estático, en sus Definiciones y Caracterizaciones, analizando particularmente la comunicación hidrodinámica entre Bloques.
 - o Validar los procesos Geoestadísticos y de Upscaling aplicados en el Modelo Estático.
 - o Realizar los primeros ajustes del Modelo de Entrada al Simulador.
 - o En definitiva, lograr un primer estadio de Ajuste del Modelo a nivel Global.
2. La SNDLF permitió identificar y recomendar las siguientes "mejoras" del Modelo Estático-Dinámico de Entrada al Simulador, para lograr su Ajuste de Detalle:
 - o Refinar la Grilla del Modelo Estático para representar mejor las heterogeneidades.
 - o Incluir el Ciclo 2 en la simulación del yacimiento.
 - o Optimizar la asignación de producciones e inyecciones de pozos que operan conjuntamente Rayoso y Avilé.
 - o Ajustar la posición inicial de los CAPO
 - o Mejorar el Modelo de Permeabilidades a nivel de los reservorios y de los pozos.
 - o Continuar con la caracterización de los crudos.
3. Se realizaron las corridas de la SNDLF (timestep trimestrales) en alrededor de 70 minutos, tiempos sustancialmente menores que los requeridos por las simulaciones en Diferencias Finitas.
4. El Ajuste Global del Modelo logrado permite trabajar en las próximas etapas con Ajustes Finos por sectores, logrando definir Optimizaciones Operativas de conjuntos de Mallas de Recuperación Secundaria en tiempos relativamente breves.
5. El Ajuste Global del Modelo logrado ya ha permitido realizar recomendaciones del proceso de Recuperación Secundaria en curso.


NOVEDADES


Deseamos comentarles que MG&A ha firmado un acuerdo con **PetroSkills** para representarlos en la América Latina.

PetroSkills fue creado en el año 2001 cuando BP, Shell y OGCI reunieron sus experiencias y recursos para ofrecer programas de entrenamiento importantes, no-exclusivos. La reunión posterior de otras empresas petroleras muy importantes amplió la alianza generadora de Petroskills transformándola en un referente de la industria.

Contáctenos

 : mgyasoc@mgyasoc.com.ar

 : www.mgyasoc.com.ar

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

Referencias

1. M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani: "Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina", Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Noviembre 2002), Argentina.
2. M. R. Thiele, Streamsim Technologies: "Streamline Simulation", 6to Forum Internacional en Simulación de Reservorios (Setiembre 2001), Schloss Fuschl, Austria.
3. P. Samier, L. Quetier y M. Thiele: "Applications of Streamline Simulations to Reservoir Studies", SPE 78883 (August 2002) 324-332.
4. A. S. Emanuel y W. J. Milliken: "History Matching Finite Difference Models with 3D Streamlines"; SPE 49000 in Proceedings of the 1998 ATCE, New Orleans, LA.
5. R. O. Baker, F. Kuppe, S. Chugh, R. Bora, S. Stojanovic y R. P. Batycky: "Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies"; SPE 66405 at SPE Reservoir Simulation Symposium held in Houston, Texas, USA (February 2001).
6. R. P. Batycky, M. R. Thiele y M. J. Blunt: "A Streamline-Based Reservoir Simulation of the House Mountain Waterflood", SCRF (1997).
7. G. K. Grinestaff: "Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injection to Producer Relationship with Streamline Simulation"; SPE 54616 (May 1999).
8. R. Baker: "Streamline Technology: Reservoir History Matching and Forecasting = Its Success, Limitations and Future", Journal of Canadian Petroleum Technology (April 2001) Vol. 40, No. 4.
9. M. R. Thiele y R. P. Batycky: "Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow"; SPE 84080 SPE ATCE Denver, Colorado, USA (October 2003).
10. A. Chakravarty, P. Carreras, C. J. Harrison y R. Cobañas: "Reservoir Characterization of El Trapial Field, Neuquén Basin, Argentina: An integrated study; 2nd Meeting on Reservoir Simulation, Buenos Aires, Argentina (Nov-2002).

