

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

En nuestros Boletines anteriores les acercamos diversas Simulaciones Numéricas Dinámicas en Líneas de Flujo. En este caso también deseamos presentarles una importante realización, por su tamaño y complejidad, con esta herramienta. Se trata de 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.

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.

Por cuestiones de brevedad en este Boletín se muestra la Generación del Modelo de Entrada al Simulador. En el

Boletín N° 10, el proceso de Ajuste Histórico Global y en el N°11, 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 (1° PARTE)

Resumen

La Simulación Numérica Dinámica en Líneas del Flujo (SNDLF) es una herramienta alternativa adaptada para manejar muy bien modelos dinámicos en Escala Fina. La SNDLF desacopla la geometría y la heterogeneidad del reservorio en las ecuaciones de transporte, solucionando los problemas dominados por flujos convectivos de una manera más rápida y computacionalmente más eficiente. Esto permite construir modelos de mayor discretización espacial y, por lo tanto, mejorar la representación de la heterogeneidad del reservorio. Esta característica ha sido particularmente relevante para estudiar el caso actual, que consiste en reservorios de gran extensión, con importantes variaciones faciales y estratigráficas.

En este trabajo se presenta un flujo de trabajo, usando las propiedades mencionadas de la SNDLF, para lograr la Calibración del Modelo Geológico en Escala "Fina", mediante el Ajuste Histórico Global del mismo, y definir un modelo Estático-Dinámico preliminar de un campo gigante en la Cuenca Neuquina de la República Argentina.

El campo analizado se constituye por depósitos fluvio-lacustres, con nueve ciclos arena-arcilla (solamente seises de ellos fueron modelados), reservorios parcialmente conectados; 380 activos en producción e inyección de agua conjunta, y con una historia larga y prolífica de eventos primarios y secundarios simultáneos.

Los tiempos CPU de las corridas fueron alrededor de 70 minutos, usando un Modelo de grilla de 808860 celdas, con 111 pasos trimestrales en una Pentium 4 CPU PC, 2.2GHz y 2GB. Esto demostró que era posible trabajar con un gran modelo con un tiempo de procesamiento corto.

Con este modelo preliminar, basado en un Ajuste Histórico a nivel de Grupo de Pozos, se obtuvo una conceptualización clara de los mecanismos primarios y secundarios actuales de

producción, y de su comportamiento productivo. Esta conceptualización del reservorio fue una guía fundamental en el proceso de Ajuste Histórico Global.

Los procedimientos de Geostadísticos y de Upscaling utilizados en la Definición del Modelo de Simulación pudieron evaluarse por análisis de sensibilidades sobre algunos parámetros del modelo.

Este modelo preliminar permitió realizar sensibilidades y hacer recomendaciones en etapas del trabajo futuras, incluyendo refinamientos del Modelo Geológico y detallados Ajustes Históricos..

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Puesto Hernández se encuentra en el ámbito del "Engolfamiento Neuquino", en el borde noreste de la Cuenca Neuquina, al norte de la provincia de Neuquén, Argentina (Fig. 1). Su extensión total es de aproximadamente 147 km².

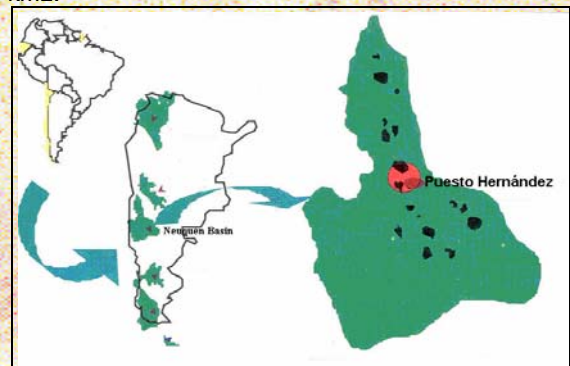


Fig. 1 Puesto Hernández Field Location, Argentina, Neuquén Basin

Descripción del Reservorio

Los reservorios productivos del yacimiento, Fm. Rayoso, Hutrín y Agrio, son de edad Cretácica (Fig. 2). En este trabajo se presentan las tareas de modelado de la Fm Rayoso, la principal productora del yacimiento (38% de la producción total).

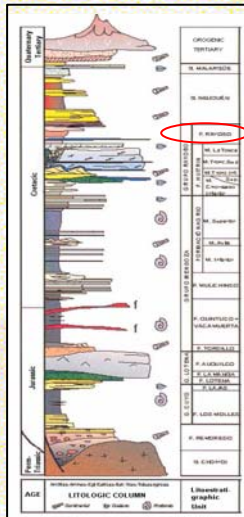


Fig. 2 Stratigraphic Column, Rincón de los Sauces Area, Neuquén Basin, Argentina.

La Fm. Rayoso corresponde a una unidad clástica-evaporítica acumulada en un medio predominantemente continental de carácter fluvio-lacustre. La sección clástica es la que presenta interés económico. En ella se han reconocido 11 ciclos de arenas/pelitas, de los que se modelaron los 6 más importantes. Los ciclos se presentan truncados al E-NE por la discordancia intercenomaniana al tope de la Fm. Rayoso y presentan diferentes contactos agua-petróleo.

Los niveles productivos son relativamente someros (profundidades menores a 600 mbbp), tienen buenas características petrofísicas, presiones de reservorio bajas y viscosidades de petróleo variables en profundidad y lateralmente.

En el área de Puesto Hernández todos los reservorios conforman una estructura homoclinal, con buzamiento al SO con una pendiente promedio de unos 5°.

Un sistema de fallas extensionales de rumbo E-O divide al yacimiento en 4 Bloques principales, cuya comunicación hidrodinámica se analizó en este trabajo (Fig. 3).

Historia del Desarrollo y Explotación

A mediados del año 1976 se inició la explotación primaria de la Fm, Rayoso en Puesto Hernández, acelerando la producción a principios de 1983 mediante la apertura de varios pozos productores. La inyección de agua comenzó a inicios de 1994, en algunos pozos de la periferia, usados como "disposal wells". Dado que al poco tiempo se observó una respuesta de Recuperación Secundaria en algunos productores, a mediados del año 2000 se intensificó la perforación de nuevos pozos y se cambió a un esquema de inyección "infill", con mallas de tipo "nine spot" irregulares.

Al 31/12/2003, se encontraban activos 380 pozos en la zona de interés de la Fm. Rayoso, 264 productores y 116 inyectoros (Fig. 4).

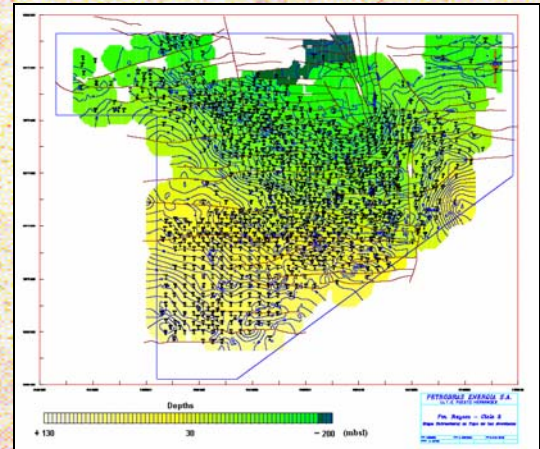


Fig. 3 Structural Map (Top of Cycle 3)

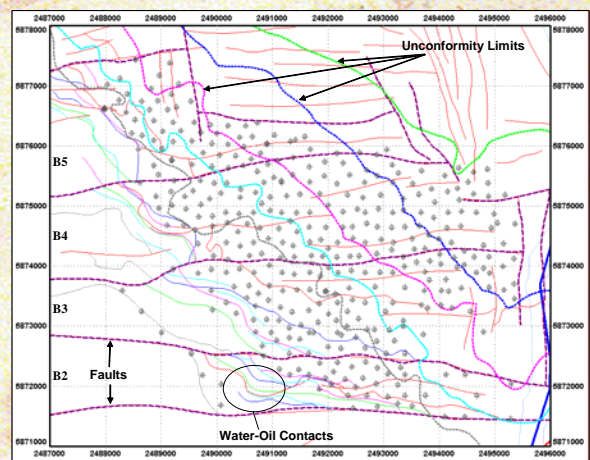


Fig. 4 Well Distribution; Faults, Unconformity Limits and Water-Oil Contacts

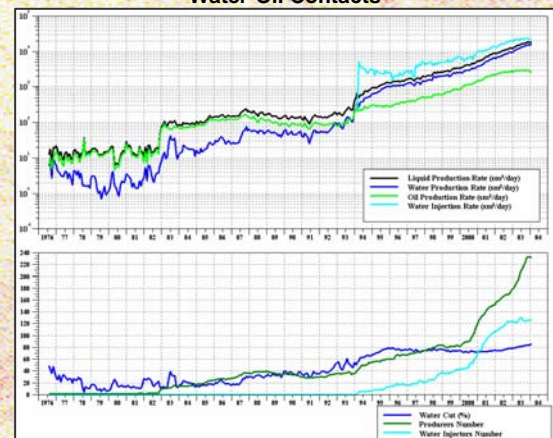


Fig. 5 Production and Injection History

La Historia de Producción e Inyección del campo se muestra en la Fig. 5.

Principales Características de los Reservorios

Las principales características de los reservorios, en la zona estudiada y modelada de la Fm. Rayoso, son:

- Profundidad promedio: 500 a 700 mbbp
- Densidad promedio del Crudo: 25°API
- Viscosidad del Crudo: de 55 a 95 cp
- Presión Estática Inicial \approx 30 Kgf/cm²
- Presión de Burbuja \approx 18 Kgf/cm²
- Solubilidad del Gas en el Petróleo \approx 5 m³/m³
- Temperatura del Reservorio: 33°C

Objetivos del Trabajo

La SNDLF para este yacimiento gigante tuvo los siguientes objetivos:

- Calibrar el Modelo Estático, en sus Definiciones y Caracterizaciones, analizando particularmente la comunicación hidrodinámica entre Bloques.

Validar los procesos Geoestadísticos y de Upscaling aplicados en el Modelo Estático.

- Realizar los primeros ajustes del Modelo de Entrada al Simulador.
- Lograr un primer estadio de Ajuste del Modelo a nivel Global.

Identificar los "refinamientos" a realizar en el Modelo Estático y Dinámico para lograr su Ajuste de Detalle.

- Realizar la Simulación Numérica en tiempos sustancialmente menores que los requeridos por las Diferencias Finitas.
- Realizar las Primeras Recomendaciones de Operación.

Desarrollo del Trabajo

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 cada vez resultan 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 los requerimientos 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).

Por otro lado, en los últimos años los investigadores dedicados a la Simulación Numérica de Reservorios, han volcado mucho esfuerzo en minimizar los impactos de los Upscalings del Modelo Estático de escala "fina" a "gruesa".

La Simulación Numérica Dinámica en Líneas de Flujo (SNDLF) constituye una alternativa muy atractiva que permite el manejo de Modelos de grandes yacimientos en una escala "fina" (sin Upscaling) pues, desacopla la heterogeneidad del flujo de las ecuaciones de transporte, resultando procedimientos más rápidos y eficientes en la resolución de problemas dominados por flujos convectivos² y ³.

Flujo de Trabajo

Para el desarrollo de las tareas se planteó un flujo de trabajo basado en procedimientos de la Estadística Integral AutocorreladaTM (EIA) (Fig. 6), tanto para el logro del Modelo de Entrada al Simulador como para su Ajuste posterior en el proceso de SNDLF, según el Primer y el Segundo Ciclo de Integración indicados en la figura.

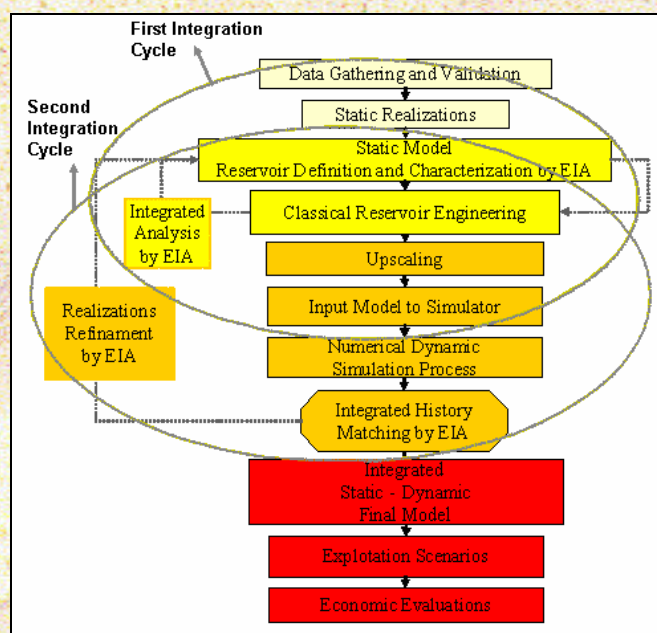


Fig. 6 Workflow by EIA (Integrated Autocorrelated Statistics)

Modelo Estático Grillado

Para construir el Modelo Estático se partió del marco estructural interpretado con sísmica 3D, orientando la geometría del grillado en forma paralela a la dirección de las fallas principales.

Dado que el distanciamiento mínimo entre pozos es de unos 200 m, se escogió una discretización areal de celdas de 80 m por 80 m dejando al menos 1 ó 2 celdas libres entre pozos vecinos.

Se construyeron 2 grillas con diferente discretización vertical y geometría paralela al tope de cada uno de los ciclos. Una Grilla Fina con 9,123,840 celdas de 80 cm de espesor promedio en los 6 ciclos modelados y de 1.5 m en los restantes Ciclos; y otra Grilla Gruesa arealmente similar con 1,374,452 celdas de 1.5 m y de 3 m de espesor promedio, respectivamente.

Definición y Caracterización de los Reservorios

Se utilizó la variable porosidad para la definición de las arenas productivas. La distribución de la propiedad se realizó utilizando Kriging Ordinario Tridimensional en la Grilla Fina para luego realizar un Upscaling, por promedio aritmético, hacia la Grilla Gruesa.

A partir de estudios de coronas se confeccionó una correlación entre el logaritmo de la permeabilidad y la porosidad (Fig. 7), que se utilizó para estimar la permeabilidad en la Grilla Fina; con un Upscaling por promedios geométricos se pasó esta permeabilidad estimada a la grilla gruesa.

De la interpretación petrofísica se determinó la posición de los contactos agua-petróleo iniciales y se definió una serie de pseudocurvas de presión capilar en función de la porosidad, con las cuales se estimó la saturación de agua inicial (Fig. 8).

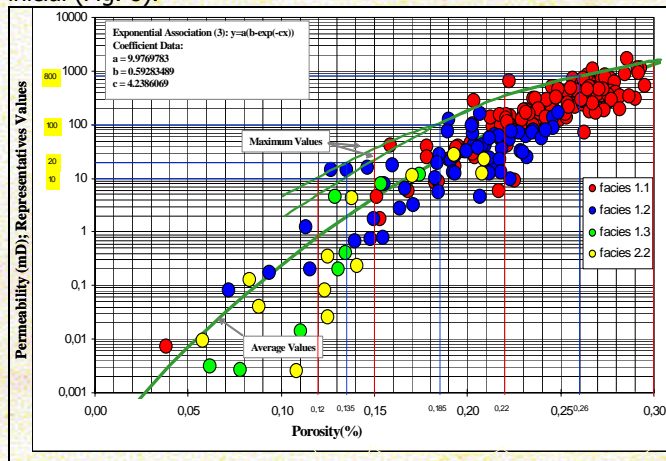


Fig. 7 Permeability-Porosity Correlation

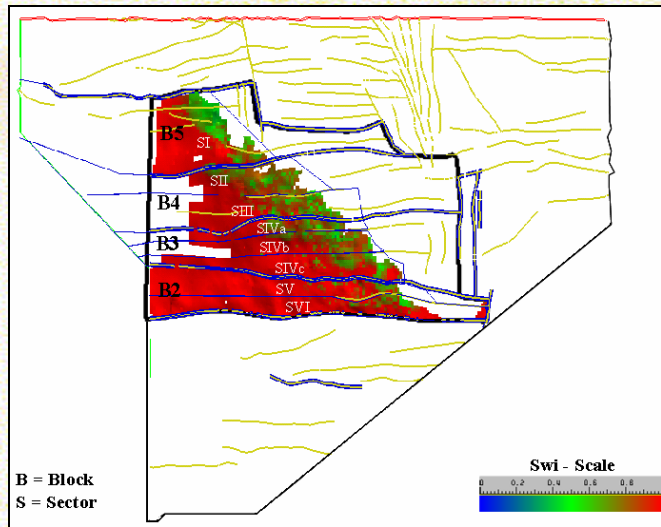


Fig. 8 Swi Cycle 7, Gross Grid - Top View

Representación de los Pozos

La producción y la inyección de agua se realiza de manera conjunta, para los pozos sólo abiertos en Rayoso o también abiertos en otros niveles (Lotena, Agrío y Avilé).

Para representar los pozos fracturados hidráulicamente se tomó un factor de skin igual a -4 , en el Modelo de Pozo de Peaceman, disponible en el simulador.

Petrofísica

Las porosidades, las permeabilidades absolutas y los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, utilizados en el Modelo Estático, fueron medidos en coronas a Net Overburden Pressure (NOBP) variables, pues las presiones estáticas de los reservorios aumentaron, ya que se inyectó mayor cantidad de fluido que el extraído. Se observó un aumento apreciable de las permeabilidades absolutas y efectivas con el NOBP, mientras que la variación de la porosidad no fue relevante.

Se definieron pseudocurvas normalizadas promedio de permeabilidades relativas para los Ciclos 1 a 3 y 4 a 8, en los siguientes rangos de porosidad: 12% a 15%, facies regulares; 15% a 22%, facies buenas y mayores a 22%, facies muy buenas. (Fig. 9).

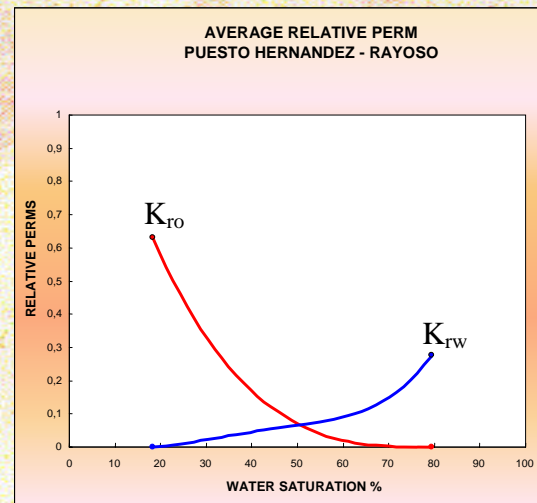


Fig. 9 Relative Perms average Pseudocurves, "Very Good Sands", Cycles 4 to 8

De manera similar se normalizaron los datos de Presión Capilar, medidos por el método de inyección de mercurio. Se armó un juego de "pseudocurvas originales" para cada uno de los rangos de porosidad arriba referidos, los que mostraron zonas de transición diferentes.

Se ajustaron las Saturaciones irreducibles de esas pseudocurvas, considerando los resultados de los ensayos de barrido, obteniendo un nuevo juego llamado de "pseudocurvas validadas".

Ambos conjuntos de pseudocurvas fueron utilizados en la Inicialización del Modelo observándose sus diferencias de Ajustes.

Ingeniería de Reservorios

Se realizaron diversas tareas de organización y validación de las Bases de Datos de Producción e Inyección. También varios análisis estadísticos, como el de los intervalos punzados, que muestra que los Ciclos 4 y 5, especialmente en el Bloque 4, son los que al 31/12/2003 tienen la mayor cantidad de pozos activos.

Se dispusieron datos de Presiones Estáticas de diferentes fuentes (build up, gradientes estáticos y RFT), todos se expresaron al datum de 100 msnm.

Se los ordenó por intervalos de tiempo, según Sectores por Bloque y Ciclo (Fig. 10). La distribución así lograda muestra que las presiones estáticas, en todos los Ciclos y Bloques, aumenta de Este a Oeste, a partir de mediados del año 2001, por efecto de la inyección de agua, que inicialmente se dió desde el Oeste en los acuíferos que limitan a los reservorios.

Los estudios PVT de varias muestras encontraron petróleos con composición, densidad y viscosidad diferentes. Se interpretó que los procesos de biodegradación y evaporación que experimentaron los petróleos motivaron esa diversidad.

Los valores de las densidades del petróleo varían entre 864 a 912 Kg/m³ (23.7 a 32.3 °API), mientras que sus viscosidades se encuentran en el rango de 55 a 95 cp.

La distribución vertical de los diferentes petróleos es heterogénea, sin embargo, arealmente se lograron identificar 2 sectores con valores de viscosidades de 55 y 95 cp.

Para los distintos petróleos las curvas de factor de volumen (B_0) y de solubilidad del gas en el petróleo (R_s)

muestran diferentes puntos de burbuja que van de 5 a 15 Kg/cm².

Se realizaron análisis de consistencia de los estudios PVT utilizando las correlaciones clásicas de la literatura.

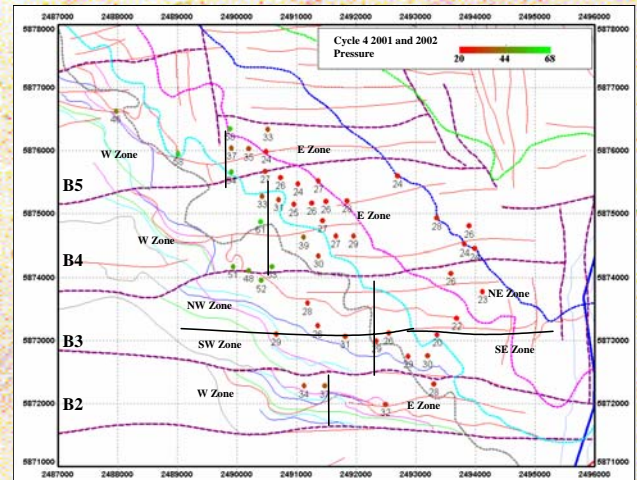


Fig. 10 Statistic Pressure Distribution, Cycle 4, 2001 and 2002 RFT's

NOVEDADES

*Deseamos comentarles que MG&A continúa dictando en español, en Buenos Aires, distintos cursos públicos del amplio programa diseñado por **PetroSkills**.*


Se han ido ampliando la cantidad de Cursos en castellano dictados, todos con una nutrida concurrencia de profesionales de distintos países de Latino América y también de España.


En la foto adjunta mostramos parte del grupo de profesionales que asistió al dictado del Curso "Applied Reservoir Engineering" durante el mes de Mayo pasado.


Los cursos de PetroSkills se basan en mapas detallados de habilidades y capacidades a desarrollar solicitados por las compañías petroleras miembros de la Alianza PetroSkills, para aplicar de manera no exclusiva. El mismo diseño se utiliza para los Cursos actualmente dictados en español.



Contáctenos

 : mgoilandgas@mgoilandgas.com.ar

 : www.mgoilandgas.com.ar

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