

Modelos Rápidos para Recuperación Secundaria

Gustavo A. Moreno¹, Abel E. Garriz¹.

¹YPF S.A., Macacha Güemes 515, Bs. As., Argentina

Resumen

La recuperación secundaria ocupa un lugar central en la producción de petróleo, representando en el caso Argentino un 40% de la producción total de hidrocarburos líquidos. Por lo tanto, optimizar las operaciones de inyección de agua en campos maduros es un objetivo fundamental de gran impacto en el negocio y en las reservas. Estos yacimientos tienen la ventaja de contar con una gran cantidad de datos de producción, inyección, presiones y eventos de pozos que abren la posibilidad de modelar la dinámica del sistema y estudiar las estrategias más convenientes para producirlo. Sin embargo, en el caso de modelos de simulación numérica directa, los tiempos de estudio se miden en años y los resultados no siempre son concluyentes. Por otro lado, en muchas ocasiones, las magnitudes que se buscan estudiar tienen un comportamiento dinámico que puede caracterizarse sin necesidad de pasar por una descripción detallada de las propiedades del reservorio y de los fluidos. En este trabajo demostramos cómo pueden utilizarse datos de inyección, producción, perfiles de tránsito e intervenciones, para construir modelos rápidos que permiten calcular la respuesta del sistema codificando la complejidad de descripciones detalladas en un pequeño conjunto de parámetros. Estos modelos, que pueden resolverse numéricamente con métodos de investigación operativa, se ajustan utilizando la historia de producción e inyección y permiten obtener una herramienta mucho más rápida y simple para calcular la respuesta del campo a acciones tomadas en los pozos e identificar/monitorear problemas de barrido ineficiente.

Introducción

El ajuste histórico del comportamiento dinámico de un reservorio mediante una simulación numérica convencional es un problema inverso cuya solución no siempre es posible [1]. Más aún la integración de los datos necesarios, que abarca desde la estructura del reservorio y propiedades petrofísicas del subsuelo hasta las propiedades termodinámicas de los distintos fluidos, típicamente involucra meses o años de estudio. Estos modelos pueden tener un alto valor para evaluar diferentes escenarios de explotación desde el punto de vista conceptual (por ejemplo para estudiar cuáles son los factores determinantes en el éxito de un determinado proceso de recuperación mejorada), pero no siempre cuentan con la predictibilidad necesaria para la toma de

decisiones. Por otro lado en muchas ocasiones existen fenómenos que no es posible incluir en los modelos, como por ejemplo canalizaciones, ya que, eventualmente, se desconoce su existencia a priori y también los detalles necesarios asociados que deben incorporarse en la simulación. Lo que tiene sentido en esos casos es justamente tratar de detectar estos problemas a partir de datos de producción. Por lo tanto, dependiendo de las decisiones que se busquen soportar, en ocasiones es conveniente utilizar modelos sencillos que permitan incorporar la información disponible para tomar la mejor opción posible fundamentada sobre datos duros.

En este trabajo se presenta una técnica simple y rápida orientada a campos maduros que utiliza como entrada los datos históricos de producción y completaciones, evitando las incertidumbres asociadas a los procesos de modelado geológico y poblado de propiedades en los casos en que es posible. Utilizando simulaciones numéricas y ejemplos de campo demostraremos que bajo las condiciones adecuadas estos modelos logran capturar correctamente los fenómenos involucrados en el barrido de reservorios con alta saturación de agua y que, además, su aplicación requiere tiempos de análisis notablemente menores a los involucrados en la descripción de estos procesos basados en simulaciones numéricas directas.

Modelos Rápidos

Los modelos que presentaremos en este trabajo se basan en la observación fundamental de que las ecuaciones que describen la dinámica del sistema bifásico agua-petróleo en el medio poroso se vuelven aproximadamente lineales cuando la saturación de agua es alta [2]. Por lo tanto, si las condiciones de contorno del problema, que en el caso de un reservorio confinado bajo recuperación secundaria son las presiones de fondo en los pozos, están fijas los caudales de líquido producidos en el estado estacionario (caudales independientes del tiempo) deberán ser una combinación lineal fija de los caudales inyectados, es decir

$$q_j = \sum_{i=1}^{N_i} f_{ij} I_i \quad \left(\text{si } \frac{dI_i}{dt} = 0 \right) [eq: 1]$$

donde q_j es el caudal de líquido en el productor j-ésimo, I_i el caudal en el inyector i-ésimo, N_i es la cantidad de pozos inyectores y los coeficientes f_{ij} son las conectividades entre los pozos. Estos coeficientes, que codifican toda la información geológica y de condiciones de contorno, podrían calcularse de una vez y para siempre si se tuviera toda la información necesaria para una simulación numérica directa. En lo que sigue en cambio buscaremos revelar su valor solamente a partir de datos de producción. Para ello debemos generalizar la ecuación (1) de manera de poder representar los transitorios debidos a cambios en la inyección, la aproximación más sencilla posible es realizar un balance discreto de materiales con un volumen de control alrededor de cada productor y combinarlo con un modelo de índice de productividad, lo cual da origen a un modelo con la misma dinámica que un circuito eléctrico capacitivo-resistivo (CR)[3], a saber:

$$\tau_j \dot{q}_j + q_j = \sum_{i=1}^{N_i} f_{ij} I_i - \gamma_j \dot{p}_{BH}^{(j)} \quad [eq: 2]$$

donde $p_{BH}^{(j)}$ es la presión de fondo en el productor, la constante de tiempo $\tau_j = c_j V_{jD} / J_j$ y el acoplamiento a la presión de fondo está dado por $\gamma_j = c_j V_{jD}$. Aquí c_j es la compresibilidad total media, V_{jD} es la magnitud del volumen de control y J_j es el índice de productividad. Nuevamente queremos resaltar el hecho de que la ecuación (1) en el límite de saturación de agua alta es exacta, mientras que la modelización de cada productor con un único tiempo de respuesta es sólo una aproximación. Esta ecuación representa el caso general y el objetivo del ajuste será entonces determinar, sólo a partir de los datos de producción, el valor de los coeficientes de conectividad f_{ij} , las constantes de tiempo τ_j y las constantes de acoplamiento a la presión de fondo γ_j . Para ello se buscará minimizar la diferencia entre la predicción del modelo y el dato de producción, matemáticamente la discrepancia entre el modelo y los datos puede medirse sólo luego de haber especificado un modelo de error en las variables. Cuando los caudales inyectados tienen un error despreciable respecto a los producidos y estos últimos están sujetos a múltiples fuentes de error descorrelacionadas temporalmente lo correcto será utilizar cuadrados mínimos, minimizado en este caso la función objetivo

$$E = \sum_{k=1}^T \left(q_j^{obs}(t_k) - q_j(t_k) \right)^2 \quad [eq: 3]$$

donde T es la cantidad de datos temporales (aquí asumiremos que son meses, pero el mismo razonamiento puede utilizarse con cualquier paso temporal), $q_j^{obs}(t_k)$ es el caudal de líquido observado y $q_j(t_k)$ el obtenido a partir del modelo (o sea al calculado usando (3) para los caudales inyectados medidos). Minimizar esta función objetivo no es una tarea sencilla ya que los parámetros libres en el modelo deben de satisfacer ciertas restricciones físicas. En particular el extremo deberá estar condicionado a

$$\tau \geq 0 \quad [eq: 4]$$

$$f_{ij} \geq 0 \quad [eq: 5]$$

$$\sum_{j=1}^{N_{prd}} f_{ij} \leq 1 \quad \forall i \quad [eq: 6]$$

donde N_{prd} es la cantidad total de productores. La última inecuación condiciona la respuesta a largo plazo del modelo a no producir más líquido de lo que se está inyectando (en este modelo no estamos considerando la presencia de acuíferos activos). El sistema resultante es un problema de programación no lineal que puede atacarse de diferentes formas. Una alternativa para problemas relativamente grandes es utilizar los solvers embebidos en GAMS [4], aunque también existen alternativas open-source.

El ajuste del modelo permite obtener información valiosa sobre la interacción entre pozos basada en datos dinámicos. A fin de ejemplificar las potencialidades de este método consideremos primeramente el caso sintético de una simulación bidimensional en un pequeño bloque bajo recuperación secundaria como se muestra en la Figura 1. El mapa de permeabilidades es fuertemente heterogéneo con valores alrededor de 100 mD y cuerpos de baja permeabilidad (~30 mD) distribuidos aleatoriamente. Para la simulación por supuesto se dan valores específicos viscosidad (en este caso 3cP para el petróleo), compresibilidad (de orden 10^{-5} atm^{-1}) y curvas de permeabilidad relativa, junto con datos dinámicos sintéticos de los caudales inyectados (que se asume varían aleatoriamente cada 6 meses en promedio).

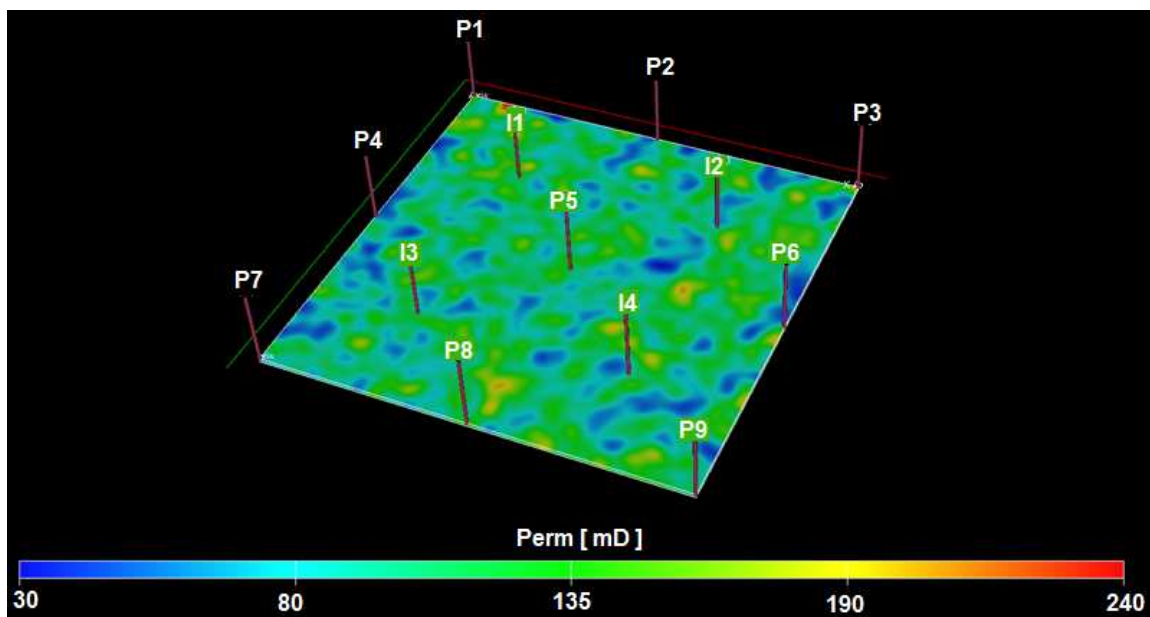


Figura 1: Mapa de permeabilidades del campo sintético. En este ejemplo se asume un valor de porosidad constante (25%) y se simula la dinámica del sistema bajo inyección en 4 pozos.

Las Figuras 2 A y B muestran dos pasos de tiempo de la simulación donde puede verse claramente la evolución compleja del frente de choque (banco de petróleo) y un estado post breakthrough.

Si uno contara con los datos que típicamente están disponibles para una simulación numérica directa quizá con dificultad logre obtener alguna representación del mapa de permeabilidad que sea equivalente y tenga algún valor predictivo. Sin embargo, utilizando un modelo rápido como el descrito anteriormente se logra (en segundos de cómputo) un ajuste histórico del líquido como el que se muestra en la Figura 3.

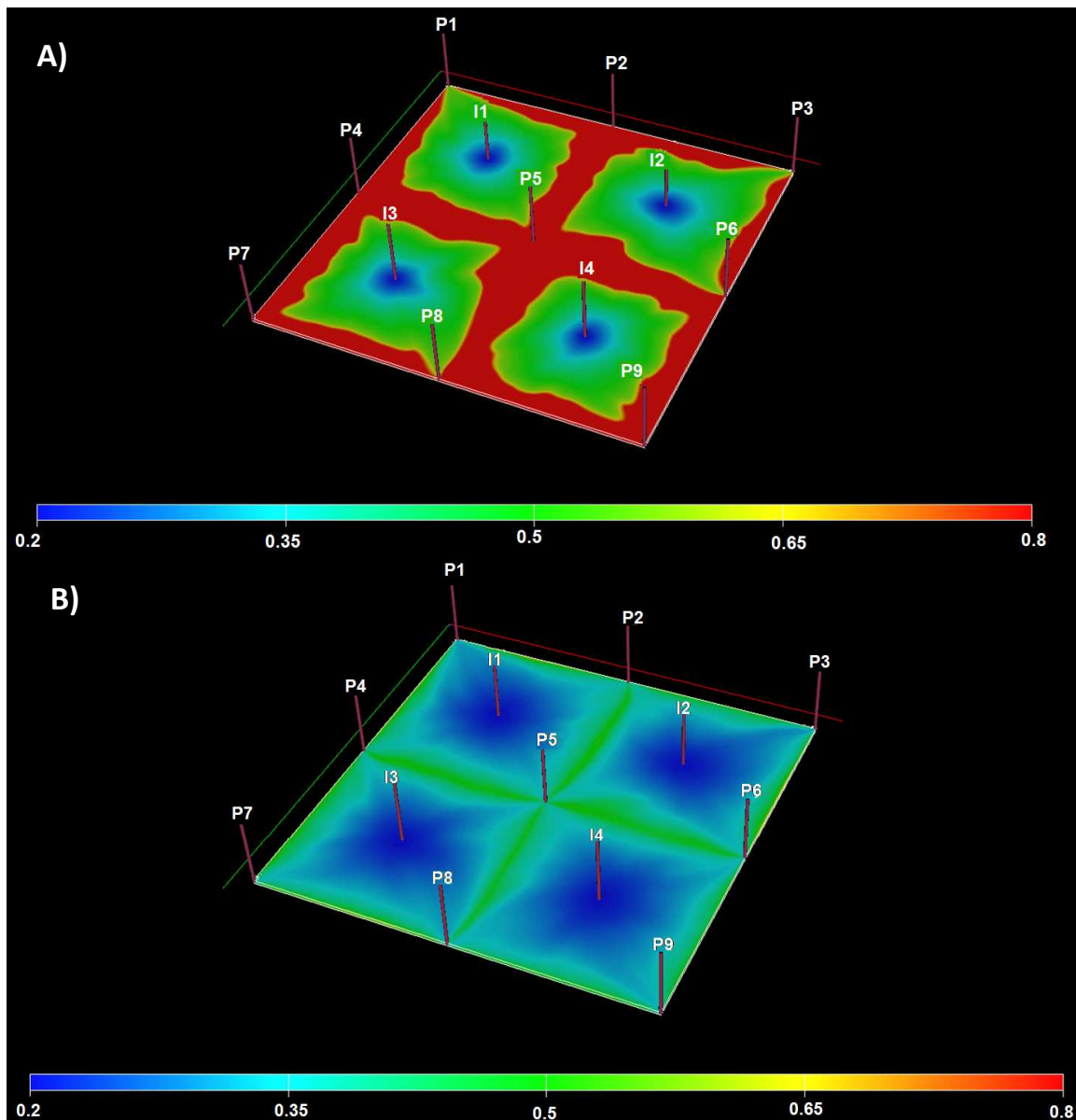


Figura 2 A B: Saturación de petróleo luego de A) 23 meses y B) 230 meses de inyección.

En esta misma se han dejado 30 meses sin ajustar para realizar un blind test del modelo, que confirma claramente la predictibilidad del sistema (con una desviación típica del 2%). En la Figura estamos mostrando el ajuste para el productor central pero se obtienen resultados análogos para todo el bloque.

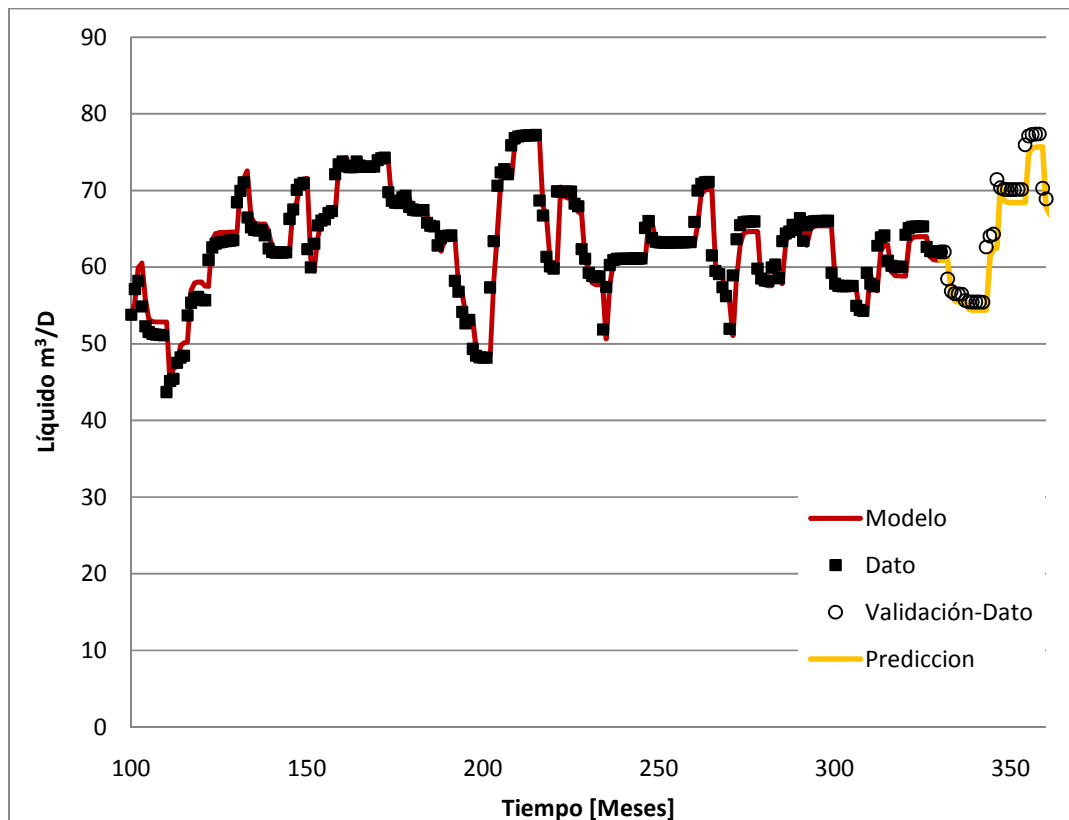


Figura 3: Caudal de líquido para el productor central (P5) obtenido por medio de simulación directa y por un modelo capacitivo resistivo. En círculos se muestran datos utilizados como blind-test, en línea sólida amarilla se utiliza el modelo en modo predictivo con el ajuste realizado en la primer ventana temporal.

Los valores de conectividad coinciden con los que uno hubiera calculado con la simulación numérica directa pero en este caso, al restringirnos a un subconjunto de las variables del sistema, hemos podido evitar la todo el procedimiento tradicional de history matching. Los valores de conectividad contienen toda la información de la heterogeneidad pero se calculan de manera alternativa. Cabe resaltar dos puntos, el primero es que es absolutamente no trivial que uno pueda reducir la dimensionalidad del problema, en este caso pasando de saturaciones y presiones punto a punto en función del tiempo a solamente caudales y presiones en los pozos, y el segundo es que debido a esa reducción sólo podremos extraer algunas conclusiones del modelo. En este caso particular, el modelo rápido nos permite predecir el comportamiento de los pozos con un cambio en la inyección, pero no podemos por ejemplo predecir las conectividades que tendría un hipotético nuevo pozo, ni tampoco que pasaría con la evolución de las mismas luego de un shut-in en el bloque.

Sorprendentemente en este caso bidimensional también es posible acoplar un modelo rápido para representar la respuesta en neta de los productores. El mismo puede derivarse heurísticamente

observando simplemente que en un barrido incompresible unidimensional la fracción de petróleo decae como una potencia inversa de la acumulada [5] luego, asumiendo que la respuesta se obtendrá como una suma de contribuciones sobre streamtubes[5] es razonable proponer:

$$\frac{q_{oil}^{(j)}(t)}{q_j(t)} = \frac{1}{1 + \left(a_j(Cum_j(t, t_0) + c_j)\right)^{b_j}} \quad [eq: 7]$$

donde

$$Cum_j(t, t_0) = \int_{t_0}^t q_j(s) ds \quad [eq: 8]$$

Nuevamente este modelo puede ajustarse utilizando datos históricos y algún solver para problemas de programación no lineal para determinar el valor de los parámetros a_j , b_j y c_j . En este caso el problema de cuadrados mínimos es extremadamente sencillo pues los parámetros del modelo están desacoplados para los diferentes productores por lo que podemos resolverlo secuencialmente. Ajustando esos parámetros con los datos históricos de producción para el caso sintético y acoplando este modelo al modelo capacitivo-resistivo para estimar la bruta se obtiene la respuesta que se muestra en la Figura 4.

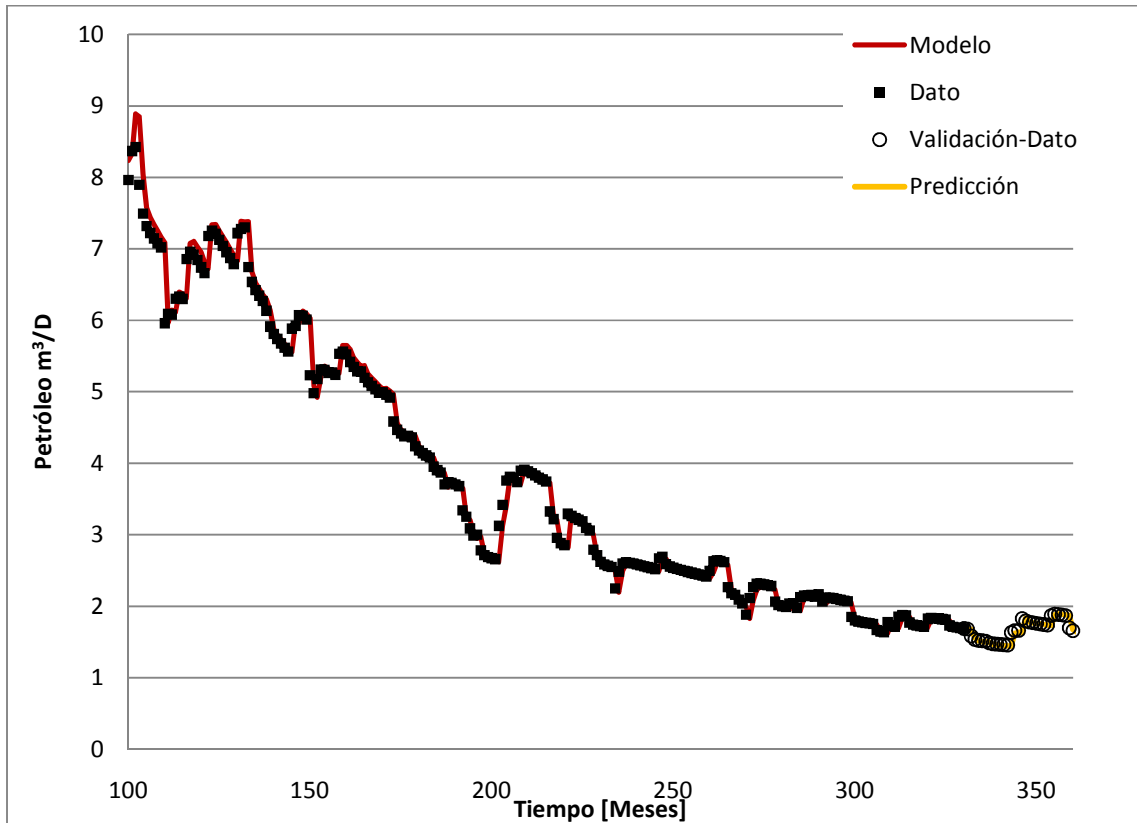


Figura 4: Respuesta en neta para el productor central (P5) obtenida por simulación numérica directa y acoplando un modelo fraccional [eq:7] al modelo capacitivo resistivo [eq:2]. En línea llena amarilla el modelo completo se utiliza en modo predictivo.

Nuevamente puede observarse que la dinámica compleja puede codificarse en un pequeño conjunto de parámetros que permite calcular precisamente (desviación típica a 30 meses continúa siendo 2%) la respuesta del sistema a cambios en la inyección. Si bien esta no es la descripción más general de un reservorio, pueden encontrarse aplicaciones sumamente útiles. Por ejemplo, habiendo calibrado estos modelos, un problema inmediato que puede plantearse es cómo redistribuir la inyección para maximizar la neta. Es decir, tomando ahora los valores de inyección como las variables del problema, cómo elegir esos valores (sujetos a los vínculos operativos) para maximizar la producción. D. Weber [6] da una discusión detallada de este problema en su tesis doctoral, nuestra implementación para resolver el problema utilizando GAMS-CONOPT está basada en su trabajo y toma solamente unos pocos segundos en encontrar el esquema de inyección óptimo para un dado escenario definido por los límites operativos que se necesiten imponer (por ejemplo caudales máximos, mínimos, capacidad de planta, etc.). De esta forma pueden identificarse fácilmente cuales son los inyectores de mayor impacto en la producción y las posibilidades asociadas a un cierto escenario.

Pero más allá de la distribución de inyección, esta clase de modelos puede ser de especial interés para monitorear la interacción entre pozos. En particular, en casos en los que existan por ejemplo canales e alta permeabilidad el modelo revelará también un alto valor de conectividad, con lo cual este análisis puede guiar la detección de interacciones fuertes asociadas a canalizaciones. En el caso de campos con gran cantidad de pozos generalmente debe considerarse además el hecho de que no todos los elementos se encuentran activos en la ventana temporal de ajuste. Por lo tanto cuando existen una cantidad importante de eventos (shut-in de productores o pozos productores nuevos) es necesario tener en cuenta las correcciones en las conectividades causadas por los cambios de condiciones de contorno (es decir, de pozos activos). El modelo más sencillo posible consiste en actualizar el valor de conectividad en la red de vecinos de un inyector cada vez que ocurre un evento en un productor asociado a este, de esta forma las conectividades quedan determinadas dinámicamente dependiendo de las condiciones de contorno del problema. Esto puede incluirse fácilmente en el programa de ajuste monitoreando el estado de los pozos para crear, eliminar o actualizar conectividades cuando es necesario. Por medio de simulaciones numéricas similares a las que hemos mostrado en este trabajo hemos corroborado que este modelo sencillo permite extender el método para obtener una descripción precisa para campos maduros, permitiendo identificar canales cuando estos fueron introducidos en los ejemplos sintéticos [7].

Casos de campo

En esta sección presentamos un caso de aplicación de los modelos anteriores sobre los datos de un campo con gran cantidad de pozos, estudiamos la historia de producción de Chihuido de la Sierra Negra (ChSN) con un modelo de tipo capacitivo-resistivo con conectividades dinámicas y comparamos los resultados del mismo con ensayos de trazadores en pozos donde se han detectado fuertes anisotropías y posibles fracturas hidráulicas de gran penetración. El yacimiento ChSN está ubicado en la provincia del Neuquén a 50 km al NO de la localidad de Rincón de los Sauces y 250 km al NO de la ciudad de Neuquén. El mismo se encuentra en producción desde 1970, tiene un caudal actual de petróleo de aproximadamente 2500 m³/d obtenido de unos 670 pozos productores y una neta acumulada cercana a los 90 M m³ (2013). El campo se encuentra en producción secundaria desde 1995, con una inyección acumulada de 500 Mm³, actualmente tiene un caudal de inyección de 73k m³/d distribuida en 477 inyectores infill y un corte de agua cercano al 97%. El modelo se aplica sobre todo el campo en conjunto y por las dimensiones del problema se fija el valor de la constante de tiempo para cada productor. Los resultados de las conectividades obtenidas se analizan a continuación.

La Figura 5 muestra el ajuste del caudal bruto para uno de los productores en el cual se encuentra una alta anisotropía en el flujo. El reporte del ensayo por trazadores indica que este es el único productor en el pattern donde se ha detectado el trazador inyectado, el tiempo de arribo es moderado (180 días) pero al momento de terminar la medición (2 años luego del mes 276) ya se ha colectado el 70% del trazador en este pozo, sin ninguna evidencia de arribo en los otros pozos del pattern, evidenciando una anisotropía muy importante en las líneas de flujo, también compatible con una anisotropía en la permeabilidad según las simulaciones numéricas del contratista. Para este productor en particular, cuando ajustamos los datos de producción con un modelo CR todas las conectividades se mantienen fijas ya que ninguno de los productores vecinos ha cambiado de estado en la ventana de ajuste. Vemos que incluso en modo predictivo (blind test de 12 meses) el modelo se mantiene dentro de los mismos márgenes de error que la ventana de ajuste, respetando claramente las tendencias. El análisis de las conectividades indica que justamente el inyector donde se han inyectado los trazadores tiene una conectividad del 40% con el productor de la Figura 5, evidenciando consistentemente el desbalance reportado. Un punto importante que debe destacarse al interpretar estos resultados, y que en algunas ocasiones no es entendido como corresponde, es que las respuestas que se miden utilizando trazadores *no son conectividades* en un sentido intrínseco del reservorio. Es decir que un ensayo de trazadores no mide los coeficientes de respuesta del caudal bruto (ecuación 1) a un cambio en la inyección, en cambio, las conectividades estimadas con el modelo capacitivo resistivo son una propiedad intrínseca del reservorio y por lo tanto, obviamente, independientes de los caudales inyectados. La distribución de trazador y su arribo a los productores es dependiente de los caudales inyectados. Por lo tanto, en el caso general, los dos resultados no serán coincidentes, sin embargo cuando existen caminos de muy alta permeabilidad y no hay grandes diferencias en la inyección, tendremos una interacción fuerte tanto con trazadores como con un modelo que estime los coeficientes de respuesta lineal (CR). Cabe notar también que no siempre que se encuentre un

valor de conectividad grande esto implicará una canalización, ya que la inyección puede tener una buena distribución en el área. Por lo tanto el análisis de datos con un modelo rápido tiene valor en el sentido de permitir reducir el conjunto de pares donde eventualmente se encuentran las canalizaciones (si existen), ya que las mismas siempre tendrán asociada una respuesta fuerte (notar nuevamente que la implicación inversa no es válida).

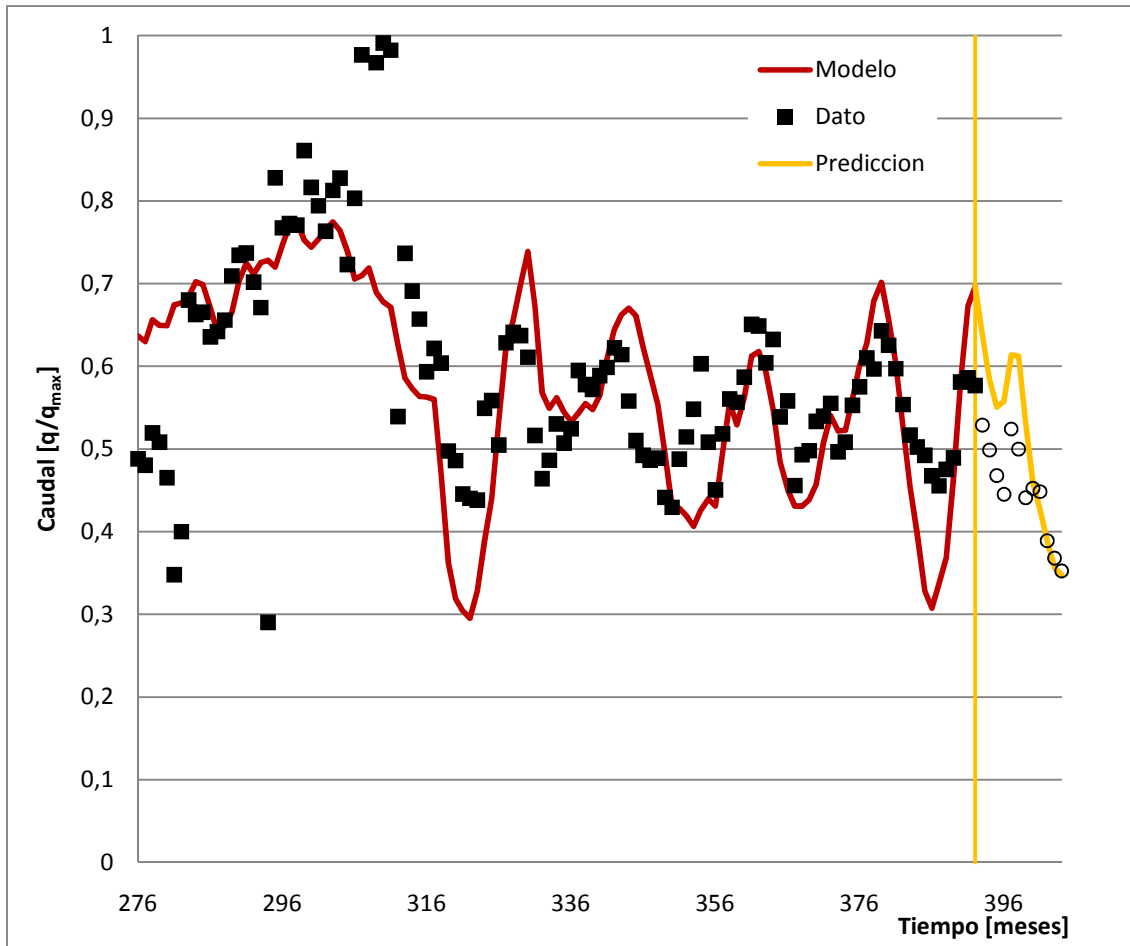


Figura 5: caudal de líquido medido y modelado para uno de los productores donde el ensayo de trazadores encuentra una alta anisotropía. En la ventana de ajuste no se producen eventos productores cercanos.

Otro caso interesante se presenta en la Figura 6 en la que se muestra el caudal bruto de líquido en otro productor asociado a un inyector diferente. En este caso el contratista detecta una respuesta relativamente rápida (irrupción de 40 días) y en su análisis concluye que existe una fuerte evidencia de zonas ladronas debido a posibles fracturas hidráulicas de gran penetración. Nuevamente el modelo CR en este caso representa correctamente la respuesta en bruta. Además, en este caso particular las conectividades se han actualizado cerca del final de la ventana de ajuste (debido al shut-in entre los meses 385-389), lo cual no permite ensayar un blind test tan extenso y simultáneamente afecta el carácter predictivo del modelo ya que existe menos historia para

calibrar los últimos valores de conectividad. Sin embargo, el período donde se han realizado las mediciones con trazadores corresponde a los primeros años en la ventana, el ajuste indica en ese caso que la conectividad con el inyector ensayado es 50%, o sea nuevamente consistente con los resultados del contratista.

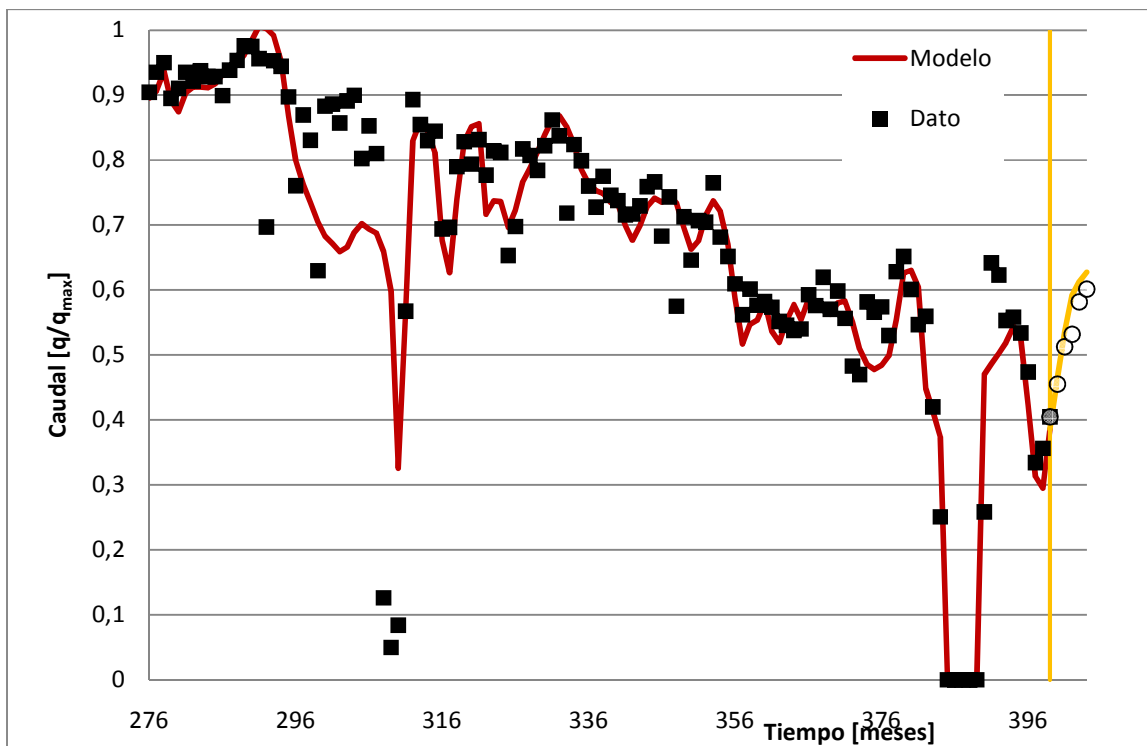


Figura 6: caudal de líquido medido y modelado para uno de los productores donde el ensayo de trazadores encuentra posibles fracturas hidráulicas de gran penetración. El tiempo de arribo del trazador es 40 días.

Discusión

Los ejemplos anteriores demuestran que los modelos discutidos en este trabajo pueden ser de especial interés cuando se requiera realizar un análisis rápido de un campo maduro basando el análisis de las interacciones entre pozos en datos duros de producción. Por otro lado, desde el punto de vista conceptual, el análisis producción en un campo maduro basado en una simulación directa puede no tener sentido ya que la cantidad de datos que

se requieren para realizar la simulación típicamente no están disponibles por lo que, a menos que los resultados sean muy robustos frente a las incertidumbres, el modelo resultante no tendrá ningún valor predictivo. En este sentido entendemos que la simulación tradicional puede ser de mayor valor para testear diferentes esquemas de explotación e identificar como deben alterarse los mismos con los datos del subsuelo (ejemplo sensibilidad a permeabilidades, estructura del reservorio, etc.). En contraste los modelos presentados en este trabajo permiten analizar sólo algunos de los observables (ejemplo caudales o conectividades) pero con la ventaja de dar una descripción sobredeterminada del problema. Cabe aclarar de todas formas que para poder ajustar el modelo deben tenerse suficiente cantidad de datos de inyección-producción. Una condición necesaria para la aplicabilidad es obviamente tener más datos que parámetros libres, sin embargo esto no es suficiente. La precisión del ajuste está condicionada por el ruido y estructura geométrica de los datos, siendo más precisa cuando “más linealmente independientes” sean las series temporales. Lo anterior puede formalizarse usando herramientas de diseño experimental [8] pero los detalles están fuera del objetivo de este trabajo. Parte de nuestra investigación actual está enfocada en estudiar las condiciones que debe satisfacer el conjunto de datos para poder garantizar la predictibilidad del modelo. Por otro lado, conocidas estas condiciones, también es posible utilizarlas para mejorar la calidad de la información y futuras conclusiones que se puedan derivar del modelo.

Conclusiones

En este trabajo hemos considerado el análisis de datos de producción buscando dar una descripción sobredeterminada de la respuesta de un campo maduro basada en un modelo simple que se ajusta con datos de producción-completación. Este enfoque tiene la ventaja de poder encontrar los parámetros del modelo a través de un ajuste automático de la historia sin necesidad de pasar por simulaciones numéricas directas. Estos modelos, si bien están restringidos a predecir el comportamiento de pozos donde existe historia de producción, pueden ser útiles tanto como herramienta de pronóstico como de diagnóstico. Por otro lado, resolviendo el mismo problema matemático, pueden acoplarse con un modulo para optimizar la producción en escenarios arbitrarios, permitiendo tomar por lo tanto la mejor decisión sobre la base de los datos disponibles.

Referencias

[1] Z. Tavassoli, J. N. Carter and P. R. King. *Errors in History Matching*. SPE 86883-PA (2004).

- [2] G. L. Chierici. *Principles of Petroleum Reservoir Engineering*. Vol. II. Springer-Verlag (1994).
- [3] A. A. Yousef, P. Gentil, J. L. Jensen, and L. W. Lake. *A Capacitance Model To Infer Inter-well Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations*. SPE-95322-PA (2006).
- [4] GAMS, ver www.gams.com
- [5] G. P. Willhite. *Waterflooding*. SPE Textbook Series (1986).
- [6] D. Weber. PhD Thesis, Univ. Of Texas at Austin (2009).
- [7] G. Moreno, *Multilayer Capacitance-Resistance Model with Dynamic Connectivities*. Enviado a Journal of Petroleum Science and Engineering (2012).
- [8] L. Ljung. *System Identification: Theory for the User*. 2nd Ed., Prentice Hall (1999).