



Una aproximación de modelación numérica para reservorios no convencionales

Por **Ing. Pablo Crespo** (Chevron Argentina)

Las herramientas heredadas de la ingeniería de reservorios clásica que se aplican en el análisis de los reservorios no convencionales no son útiles en todos los casos; en este trabajo se refiere cómo el uso de modelos numéricos se ajusta a las necesidades de los profesionales involucrados en analizar áreas de El Trapial.

Frente a la necesidad de hacer pronósticos de producción en reservorios no convencionales, existen diversas herramientas heredadas de la ingeniería de reservorios clásica, entre ellas los simples y sin-sentido físico análisis de curvas de declino (DCA, en todas sus variantes), los modelos analíticos, que son muy útiles solo bajo ciertas condiciones. En un nivel superior encontramos los modelos numéricos, a los que nos referiremos en este trabajo.

En este documento se expondrá un caso práctico del Proyecto Exploratorio en Vaca Muerta, en El Trapial, donde se utilizó un modelo numérico para realizar pronósticos de producción y estimar espaciamientos óptimos en pozos verticales y horizontales. Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad a fin de cuantificar el impacto de las variables con mayor incertidumbre utilizadas en el modelo.

Plan de captura de datos

Es sabido que la información capturada dentro de la fase exploratoria de un proyecto impacta fuertemente en el resultado de su desarrollo final. Por ello, los profesionales involucrados en esta fase del proyecto deben contar con la experiencia y los conocimientos necesarios para diseñar un plan de captura de datos acorde a la magnitud del posible desarrollo del campo. La campaña exploratoria en El Trapial contempló cuatro pozos verticales, perforados en posiciones estratégicas dentro del campo, donde se entendió por completo esta premisa. El plan de captura de datos incluyó principalmente:

- Adquisición de coronas y testigos rotados.
- Perfiles completos a pozo abierto.
- Estudios geomecánicos, geoquímicos y petrofísicos en laboratorios.
- DFITs extendidos.
- *Step Rate Down Tests* y *Flowback/Pressure Rebound Tests*.
- Trazadores hidrófilos dentro del tratamiento de fractura.
- Medición de caudales de petróleo, agua y gas mediante separadores trifásicos en locación.
- Sensores recuperables de presión y temperatura en fondo.
- Caracterización completa de los fluidos de producción (petróleo, agua y gas).
- PVTs completos para cada tipo de hidrocarburo (condensado retrogrado y petróleo volátil).
- Perfiles de producción (PLTs).
- Gradientes estáticos y dinámicos.

Cada pieza de información capturada durante la campaña exploratoria fue utilizada, directa o indirectamente, como input del modelo numérico que nos concierne en este documento.

Diseño del modelo numérico

Las fracturas hidráulicas en este tipo de reservorios no convencionales tienden a ser de una naturaleza mucho más compleja que en los reservorios convencionales (típicamente σ_{max} cercano a σ_{min}) generando un volumen de

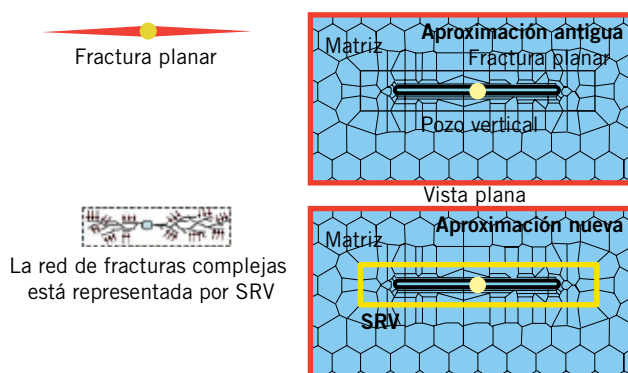


Figura 1. Efectos de la fractura hidráulica: arriba, en un reservorio convencional; abajo, en un reservorio no convencional.

reservorio estimulado, lo que comúnmente se llama SRV, en lugar de una simple fractura planar. Da origen así a modelar este volumen de reservorio estimulado, como una región entorno al pozo, donde la permeabilidad del reservorio ha sido mejorada luego de la masiva estimulación hidráulica que ha recibido (Figura 1). Esta permeabilidad dentro del SRV debe ser acotada y para ello se utilizaron herramientas modernas de análisis de transientes de producción (R.T.A.), que permitieron obtener el conocido parámetro de flujo lineal: $h.Xf.\sqrt{k}$, que se obtuvo calculando la pendiente de la recta en un gráfico de presión normalizada versus \sqrt{k} durante el período de flujo lineal (Figura 2). Independientemente de los valores de permeabilidad, altura y media ala de fractura que utilizemos, el parámetro de flujo lineal debe ser honrado. Otra importante herramienta utilizada en este caso para restringir el volumen del SRV es el Balance de Materia Fluyente (F.M.B.), de donde se pudo obtener el mínimo volumen fluyendo en el pozo durante el tiempo considerado. Es de destacar, que debido a la extremadamente baja permeabilidad en este tipo de reservorios, la onda de presión avanza muy lentamente dentro del mismo, acorde a la conocida fórmula del radio de investigación, en consecuencia el volumen contactado se incrementara lentamente, y el escenario utilizado caerá del lado conservador (Figura 3). Al combinar ambas herramientas (F.M.B. y R.T.A.), es posible modelar el SRV asumiendo conocidas propiedades PVT, porosidad de la roca, saturaciones de fluido y, $h.Xf$ o κ . Típicamente se extrae κ y se asumen conocidos valores de $h.Xf$ utilizando modelos de simulación numérica para estimar el crecimiento de fracturas y/o utilizando información de microsísmica y perfiles especiales que permiten medir la altura de la fractura hidráulica (en pozos verticales).

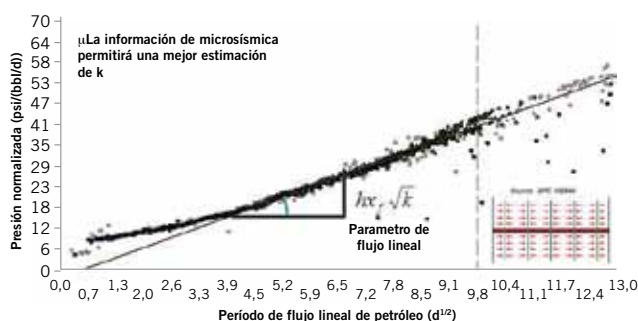


Figura 2. Presión normalizada en función del tiempo de flujo lineal.

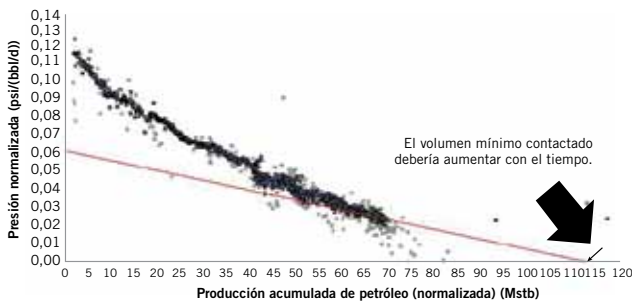


Figura 3. Presión normalizada en función de la producción acumulada de petróleo.

El volumen de roca fuera del SRV modelado posee las mismas propiedades petrofísicas excepto en su permeabilidad. En este caso, debido a que esta roca permanece fuera del volumen perturbado por la fractura hidráulica, se le asignan valores de permeabilidad dentro de los rangos obtenidos en estudios de laboratorio (Figura 4). Es pertinente mencionar, que los valores de permeabilidad son obtenidos de muestras de roca molida, de manera que toda mejora de permeabilidad en la roca debido a la existencia de microfisuras, es abolida.

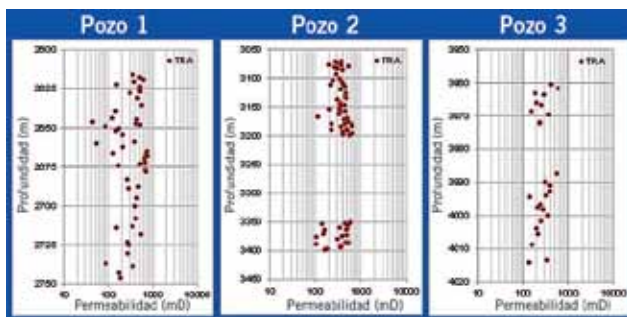


Figura 4. Asignación de valores de permeabilidad a la zona no perturbada por las fracturas.

Finalmente la presión de reservorio fue obtenida mediante un DFIT extendido extrapolando el final del ensayo con un gráfico de Horner (Figura 5). Las propiedades de fluidos fueron obtenidas mediante un PVT completo. La figura 6 resume las distintas fuentes de información utilizadas para construir el modelo.

History matching

El *history matching* consistió en utilizar una pwf calculada mediante una VLP calibrada con información de un gradiente dinámico, y así obtener del modelo, caudales de petróleo. El parámetro utilizado para mejorar el ajuste de producción fue la κ , teniendo en cuenta que se debía honrar el parámetro de flujo lineal obtenido del R.T.A. De esta manera, las dimensiones del SRV debieron ser ajustadas nuevamente considerando el volumen obtenido mediante el F.M.B. Afortunadamente, y debido a la buena calidad de los datos de entrada del modelo, solo debieron realizarse pequeños ajustes para lograr un buen *history matching*. Como QA/QC, el modelo fue utilizado para estimar la pwf empleando datos de caudales como entrada, y nuevamente se corroboró un buen *history matching* (Figura 7). Como otro elemento adicional de QA/QC del modelo, se observó un buen ajuste en un *build-up* de aproximadamente un

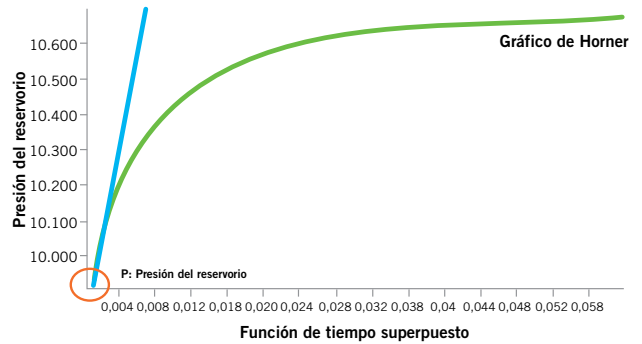
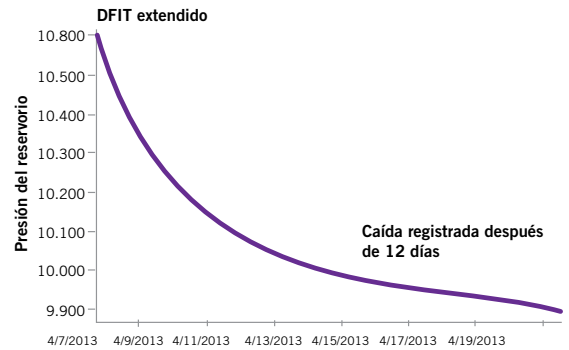


Figura 5. Obtención de la presión del reservorio.

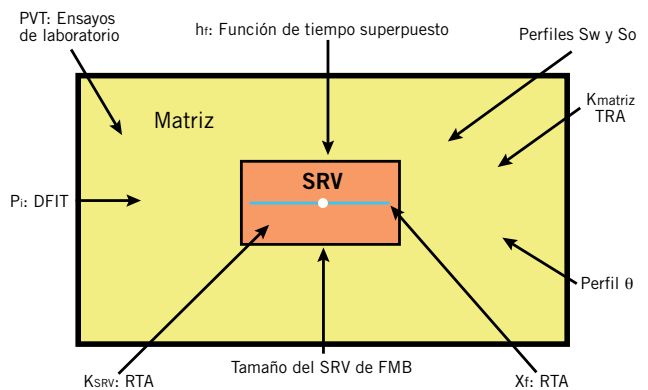


Figura 6. Ajuste de las dimensiones del SRV considerando el balance de material fluente.

mes y medio de duración, lo que demuestra la buena capacidad del modelo para recargar el volumen, de acuerdo con lo observado en el comportamiento de presión (Figura 8).

El pronóstico de producción se realizó extrapolando la presión de fondo hasta la presión de burbuja y luego se tomó esa presión constante durante toda la vida del pozo, lo que presupone una estrategia de *choke management* que permi-

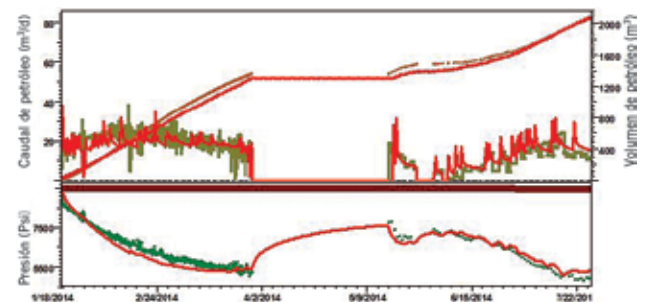


Figura 7. Pronóstico comparativo a partir del modelo.

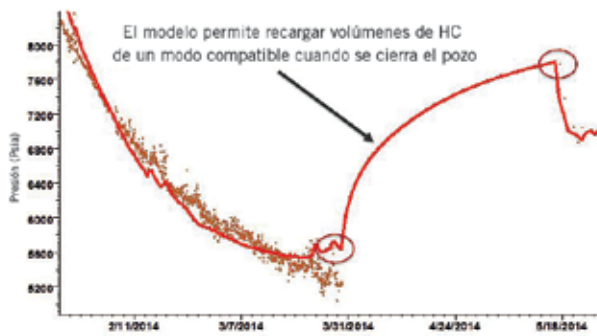


Figura 8. Representatividad del modelo.

tierra operar el pozo de esta manera. Y así evitar la discusión sobre el comportamiento multifásico en reservorios no convencionales, donde su modelado aún está sobre la mesa.

Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de evaluar el impacto en las variables con mayor incertidumbre en el modelo (Figura 9) fue realizado un análisis de sensibilidad. Escenarios de P10 y P90 para cada una de estas variables fueron corridos en el modelo (modificando su valor de una a la vez) y se utilizó como variable observada el impacto en el volumen de petróleo acumulado a 5, en donde el impacto financiero es importante. Como era de esperar, las variables con mayor impacto son X_f y, debido a las altas presiones de reservorio que generalmente hay en este tipo de reservorios, la compresibilidad de la roca. Un impacto moderado se obtuvo en la porosidad, la presión de reservorio y la altura de fractura, mientras que el impacto fue bajo en la saturación y las propiedades de fluidos (Figura 10). Este tipo de análisis de sensibilidad permite entender dónde se deben focalizar los mayores esfuerzos para mejorar la precisión en las variables utilizadas.

Variable	Unidad	Valor	Confianza
Presión de reservorio	psia	9.500	muy alta
Densidad del fluido	AP	47	alta
Relación gas/petróleo	m ³ /m ³	205	alta
Presión del punto de burbuja	psia	4200	alta
Porosidad	%	12	medio-alto
Compresibilidad de la formación	psia ⁻¹	9,2 x 10 ⁻⁶	medio
Saturación de agua	%	65,5	medio-bajo
Permeabilidad del shale	nanodarcies	300	medio-bajo
Alto de fractura	m	?	✘
Longitud media de las fracturas	m	?	

Figura 9. Análisis de sensibilidad de las variables con mayor incertidumbre.

Optimización de espaciamento entre pozos

El análisis de optimización de espaciamento entre pozos se dividió en dos fases:

- Pozos verticales: el objetivo es confirmar, dado un espaciamento sugerido para optimizar la captura de datos en fase *appraisal*, una mínima interferencia de producción entre pozos.

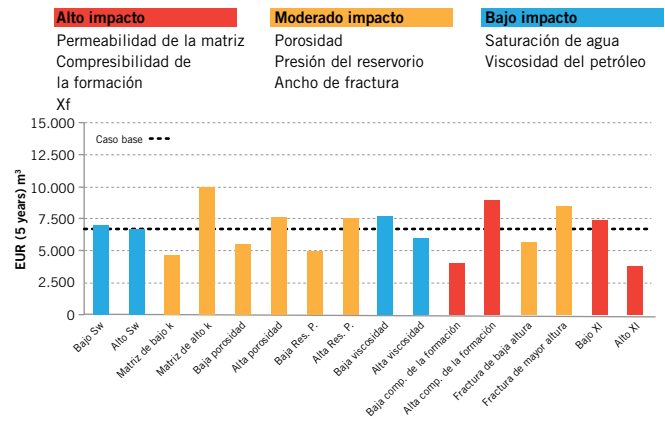


Figura 10. Grado de impacto en las distintas variables.

- Pozos horizontales: el objetivo de este escenario es realizar una primera estimación de espaciamento óptimo, dentro de una fase de desarrollo con pozos horizontales (*factory drilling*).

En el caso del escenario de pozos verticales, fue confirmado con el modelo numérico que el espaciamento sugerido no repercutiría negativamente en términos de interferencia de producción (Figura 11).

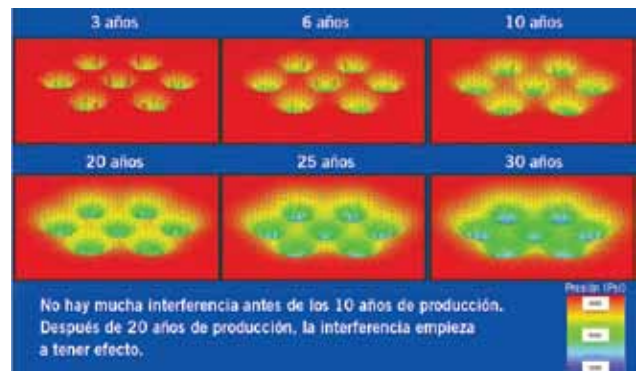


Figura 11. Espaciamento óptimo obtenido con el modelo numérico.

El escenario de pozos horizontales, con vistas a una fase de desarrollo, presentó una complicación adicional, en la que se tuvieron que realizar diferentes corridas disminuyendo el distanciamiento entre pozos (en ambas direcciones).

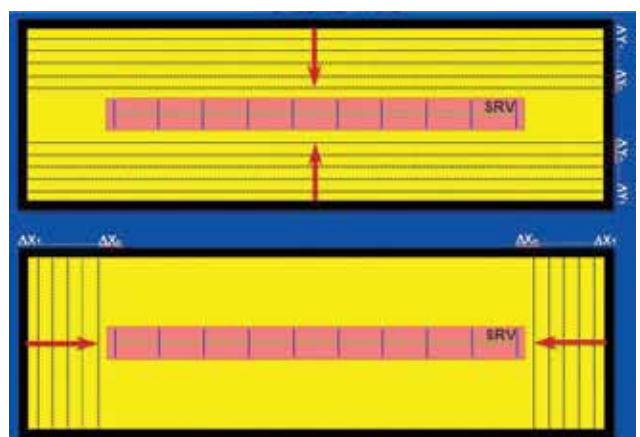


Figura 12. Corridas realizadas disminuyendo el distanciamiento entre pozos.

nes), buscando disminuir la interferencia en producción (dentro de los 5 primeros años) debido a un solapamiento en el área de drenaje con su pozo vecino (Figura 12). Cuando el Δ Pérdida-de-Producción aumentó sustancialmente en comparación con el escenario de espaciamiento anterior, se encontró el espaciamiento óptimo (Figura 13). Estuvo fuera del alcance de este trabajo incluir la evaluación económica/financiera dentro del análisis de espaciamiento óptimo entre pozos, pero se recomienda al lector tenerla en cuenta ante cualquier análisis de este tipo.

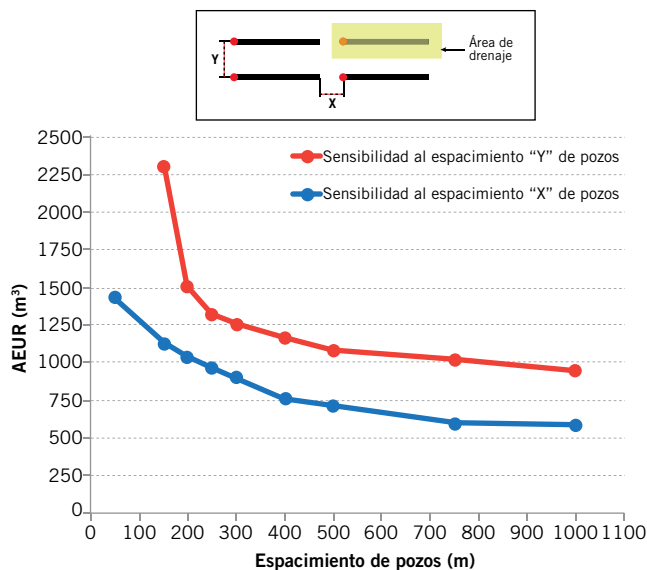


Figura 13. Búsqueda de espaciamiento óptimo para disminuir la interferencia en la producción.

Conclusiones

De este trabajo podemos concluir lo siguiente:

- Un sólido y completo plan de captura de datos durante la campaña exploratoria de un proyecto es de gran importancia para posteriormente utilizar herramientas de modelado numérico con buena calidad de datos de entrada.
- La masiva y compleja fractura hidráulica en este tipo de reservorios es difícil de modelar con los simuladores numéricos disponibles en la actualidad. Un volumen de permeabilidad mejorada en la cercanía del pozo puede ser usada para modelar el SRV.
- Un flujo de trabajo integrado y herramientas, como el R.T.A. y el F.M.B., deben ser utilizadas para darle robustez al modelo.
- Los parámetros de completación (h_f y X_f), la permeabilidad y la compresibilidad de la roca son las variables de mayor impacto en los resultados del modelo.
- Un modelo numérico relativamente simple puede ser utilizado para estimar espaciamiento óptimo entre pozos en una etapa temprana del proyecto.

El modelado numérico en reservorios no convencionales presenta desafíos adicionales que la Ingeniería de Reservorios clásica ya había resuelto. Los efectos geomecánicos (*Proppant Embedment, Crushing, Bridging*, etcétera),

el modelado de red de fracturas hidráulicas complejas, los efectos de *adsorption/desorption*, el comportamiento del fluido en espacios porales de apenas algunos cientos de nanómetros son algunas de las problemáticas que debemos tener en cuenta en este tipo de reservorios. Aun así, el modelado numérico es la herramienta que permite entender el comportamiento del fluido dentro del reservorio, sin olvidar lo expuesto. Sin embargo, resulta fundamental usar el criterio en cualquier herramienta que se utilice y recordar: "Las células estructurales no pueden sustituir a las células cerebrales" (Anonimous). ■



Agradecimientos

Agradecemos a Chevron Argentina por promover la divulgación de este trabajo. Especialmente agradecemos al personal de ingeniería y operaciones de Chevron Argentina, que facilitó y permitió ejecutar un seguro y efectivo plan de captura de datos, pilar del trabajo aquí presentado.

Bibliografía

- Dynamic Flow Analysis (Kappa Engineering).*
- Unconventional Production Data Analysis (Fekete Engineering).*
- Diagnostic Fracture Injection Testing Tactics in Unconventional Reservoirs (Cramer & Nguyen-SPE 163863).*
- Importance of the Transition Period to Compound Linear Flow in Unconventional Reservoirs (Liang Peter, Thompson, John Matthew, Mattar, Louis-SPE 162646).*
- Integrated Dynamic Flow Analysis to Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina (Matías Fernández Badesich & Vicente Berrios-SPE 156163).*
- Interpretation of Reservoir Flow Regimes and Analysis of Well Test Data in Hydraulic Fractured Unconventional Oil and Gas Reservoirs (Hassan Barami & Jamal Siavoshi-SPE 164033).*
- Modeling Workflow for Shale Gas Reservoir Engineering Analysis and Production Forecasting (Padmakar, 2011).*

Nomenclatura

- SRV = Volumen estimulado del reservorio.
- QA/QC = Aseguramiento y control de la calidad
- κ = Permeabilidad
- t = Tiempo
- DFIT = Prueba de inyección para el diagnóstico de fracturas
- X_f = Longitud promedio de la fractura
- Pwf = Presión dinámica de fondo
- VLP = Comportamiento de la extracción vertical