

AJUSTE HISTÓRICO ASISTIDO INTRODUCCIÓN AL MÉTODO Y APLICACIÓN A UN CAMPO EN LA CUENCA NEUQUINA

Fernando R. Tuero¹, Francisco Galtieri¹

1: VYP Consultores S.A. ftuero@vyp.com.ar, fgaltieri@vyp.com.ar

Keywords: Assisted History Matching, Reservoir Optimization, Neuquén Basin

ABSTRACT

Assited History Matching

History Matching, a fundamental process in the Reservoir Simulation workflow, is known by being a reverse engineering problem, in which a different combination of inputs could result in similarly valid outputs. Due to the uncertainty of such input data, a procedure to provide several solutions and quantitatively capture the uncertainty of predictions in order to make better decision is required. In the last decade, the so called "Uncertainty Analysis and Optimization" (or Automated History Matching; AHM), had a growing interest in the Simulation arena and virtually replaced the traditional "manual" method that provides only one possible solution. This paper presents a three-stage method: (i) Screening: Key variables and their ranges are selected, (ii) Optimization: mismatch is minimized via Evolutionary Algorithms and (iii) Maturation: multidisciplinary analysis of results and n-feedback loops to improve the Static and Dynamic model. It also presents field results of stages (i) and (ii) in a highly complex and mature field under water injection. This method, not only considerably reduced run times, but also helped to detect poorly captured key reservoir characteristics in the Static Model, becoming a resourceful tool to enhance decision making.

SINOPSIS

Este trabajo se focaliza en resaltar los beneficios y limitaciones de la metodología de Ajuste Histórico Asistido mostrando su aplicación a un campo de gran complejidad (en una etapa avanzada de inyección y entrada natural parcial de agua) y cómo puede resultar un elemento clave para proporcionar un soporte técnico adecuado para la toma de decisiones de desarrollo adicional.

Con el objetivo de estimar el potencial adicional del campo y definir planes de desarrollo acordes, se realizó un Análisis Integrado del campo que involucró el típico flujo de trabajo de un estudio de estas características (Figura 1):

- (i) modelado estático 3D (reevaluación del sistema petrolero, reinterpretación sísmica, petrofísica y caracterización de reservorios)
- (ii) modelado dinámico (incorporando la técnica de ajuste histórico asistido)

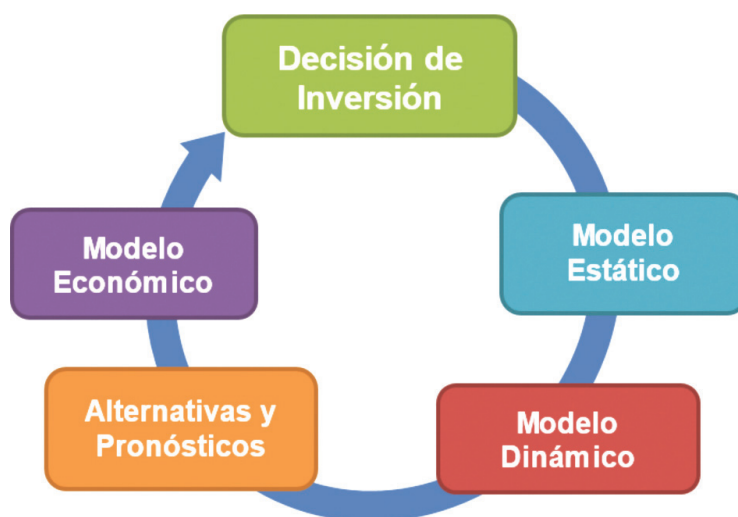


Figura 1. Flujo de Trabajo General de un estudio integral de reservorios.

(iii) evaluación de alternativas de desarrollo y pronósticos de producción

(iv) evaluación económica y definición de reservas y recursos.

Dentro del proceso del Modelado Dinámico, objeto de este trabajo, el ajuste histórico fue claramente la etapa de mayor duración, esfuerzo y aquella en donde se pusieron de manifiesto la calidad y suficiencia de información, representatividad y puntos débiles del Modelo Estático, limitaciones de las herramientas disponibles y subjetividades de los profesionales involucrados. La metodología aquí presentada, permitió mejorar algunos de estos aspectos y por sobre todo, crear un marco repetible para continuar alimentando al modelo con nueva información y mejorando su capacidad predictiva, para convertirla en una herramienta de toma de decisiones de desarrollo e inversión.

Con la aplicación de esta metodología se logró: (i) reducir los tiempos de cálculo (en más de 50%); (ii) proveer una métrica para cuantificar la calidad del ajuste minimizando subjetividades de los profesionales involucrados, (iii) detectar las principales debilidades del modelado y la necesidad de madurar el mismo para mejorar la toma de decisiones y (iv) dar soporte suficiente para postergar decisiones de inversión para adquirir nueva información y madurar el modelo para mejorar su representatividad y disminuir el riesgo de realizar dichas actividades de desarrollo.

INTRODUCCIÓN

El paradigma de “un único valor” para dar soporte a decisiones de inversión en escenarios complejos y de alta incertidumbre, pone cada vez más de manifiesto la debilidad de este acercamiento para brindar herramientas integrales al decisor. Adicionalmente, incluye de forma implícita la subjetividad del/los profesional/es involucrado/s (ej: equipo de geociencias) (Emerick *et al.* 2012, 2013, 2014).

De alguna manera, la rama exploratoria de la industria petrolera siempre ha sido pionera en buscar un enfoque probabilístico a la hora de definir sus prospectos y portfolios mientras que la rama de producción y reservorios ha quedado de alguna manera relegada manteniendo por muchos años una inclinación a una metodología determinística a la hora de plantear sus análisis y resultados. Las principales razones de esta dicotomía quizás tengan que ver con variados factores que van desde la complejidad de los procesos simulados, la formación misma de los profesionales en ciencias más “duras” hasta el hecho de tener que acoplarse con ciertas definiciones de reservas, las cuales hasta no mucho tiempo atrás, eran netamente determinísticas (Wolff 2010). La metodología de trabajo tradicional lineal del tipo “carrera de postas”, en donde una disciplina hace el “pase” de resultados a la siguiente hasta llegar al decisor, dificulta la posibilidad de resaltar y entregar en cada etapa la incertidumbre asociada hasta ese momento y visualizar el impacto que tendrá la misma en las subsiguientes.

Estas incertidumbres existentes en los datos de entrada para un modelo (Estático y/o Dinámico, Económico, etc.) son los principales condicionantes de los resultados, influenciando de manera fundamental la toma de decisiones de inversión.

Cuantificar dichas incertidumbres implica necesariamente transitar de manera exitosa¹ por el proceso de Ajuste Histórico (AH), el cual busca encontrar los modelos y sus sets de datos que minimicen la diferencia entre los datos históricos u observables y los resultados de la simulación. En general, en la medida que se logra este ajuste, se asume que el modelo es adecuado para realizar predicciones y se utiliza como herramienta de análisis para dar soporte al desarrollo.

Lo anteriormente expresado no es necesariamente cierto, ya que el AH es un Proceso Inverso, con distintas combinaciones de datos y/o modelos de entrada que pueden producir resultados comparables. Más aún, el mejor ajuste no necesariamente será el que proporcione la mejor predicción (Bos *et al.* 1998).

Dada esta característica inherente del AH, será necesario explorar el rango de posibles ajustes proveniente de múltiples combinaciones de parámetros y modelos de entrada, que permitan cuantificar la incertidumbre en sus pronósticos. Realizar estas múltiples pruebas en forma manual, es en general muy engorroso e ineficiente en términos de tiempos y recursos por lo que existen herramientas específicas que pueden realizar estas tareas de manera asistida (en este trabajo se evita el término “Automático” a pesar que se utilice normalmente en la literatura (Kabir 2003, Schoizer 1999) ya que hemos comprobado que no es así). Esto permite al profesional involucrado dedicar más tiempo a interpretar los resultados esenciales para el entendimiento del reservorio y menos al proceso meramente operativo o “burocrático”. Adicionalmente, proporciona un marco repetible y cuantificable para evaluar la calidad del ajuste.

¹ Nótese que si bien se utiliza la palabra “exitosa”, la misma no está definida en términos cuantitativos en un análisis de este tipo, es decir, no hay un consenso en la industria de a qué se denomina un ajuste “bueno” o “exitoso”, y eso representa un problema a la hora de lograr eliminar subjetividades o lograr repetitividad en los análisis de este tipo.

Este tipo de análisis no sólo se limita a campos maduros (*Brownfields*) o con abundante historia de producción e intervenciones sino que pueden ser herramientas clave en la definición de estrategias de desarrollo en etapas tempranas (*Greenfields*) en la medida que permiten descartar modelos que generan respuestas incompatibles con los incipientes datos y anticiparse a cuellos de botella logísticos o de producción (Aggarwal 2011).

METODOLOGÍA

Actualmente, existen varios métodos y variaciones de los mismos (Schulze-Riegert *et al.* 2007; Van Doren *et al.* 2012; Kaleta *et al.* 2012; Ahmed *et al.* 2013). El flujo planteado en este trabajo es una simplificación de varios de estos métodos en tres etapas:

1. Análisis de Sensibilidad (selección de variables y rangos)
2. Optimización (implementación y corridas mediante algoritmos evolutivos)
3. Maduración (análisis de desajustes u optimización de parámetros)

Como se muestra en la Figura 2, el conjunto de estos tres pasos conforman un ciclo específico dentro de la etapa de AH, foco de este trabajo.

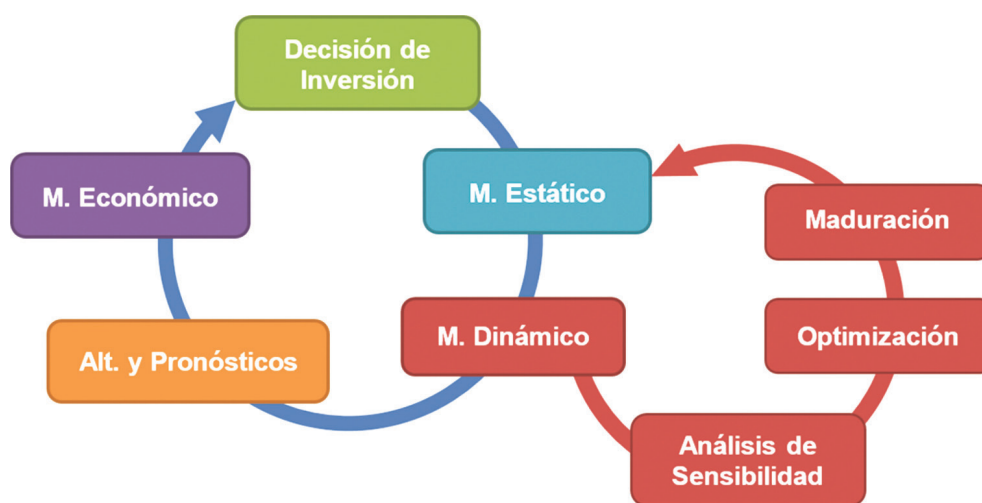


Figura 2. Flujo de trabajo general y específico de Ajuste Histórico Asistido.

Esta metodología requiere que una vez finalizado este ciclo, todos los profesionales de las distintas disciplinas participantes, deban analizar los resultados para definir si encaran un nuevo ciclo o si consideran que se ha logrado un modelo satisfactorio (Maduración). Una vez definido esto se continúa con el flujo general de toma de decisión². En los siguientes párrafos se describe brevemente cada etapa del “Ciclo Chico” referido al AH.

² Si bien cada etapa del flujo General tiene a su vez sus ciclos específicos propios, los mismos no se incluyen en la figura por simplicidad ya que el foco de este trabajo está en el Ajuste Histórico.

Análisis de Sensibilidad

Conceptualmente, esta etapa tiene un doble objetivo (i) realizar un *ranking* de variables (*Screening*) y (ii) analizar el espectro de respuestas y desajustes (*Response Surface Modeling*).

(i) *Screening*:

Busca encontrar aquellas variables que producen el mayor impacto en el ajuste y en las decisiones futuras de inversión, con la menor cantidad de corridas posibles. Para realizar este análisis de sensibilidad a las variables de entrada, incluyendo desde la estructura, posiciones y capacidad sellante de fallas, parámetros de interpretación petrofísica, hasta multiplicadores de permeabilidad, relación K_v/K_h , volumen poral, respuesta del acuífero, ubicación de contactos de fluido, parámetros críticos de las funciones de saturación (permeabilidad relativa y presión capilar). Para lo anterior pueden utilizarse varios métodos de Diseño Experimental como Hipercubo Latino, Plackett Burman, Factorial, etc. No es el objetivo de este trabajo dar un detalle de los métodos estadísticos aquí nombrados ya que hay extensa literatura en la industria (Eide *et al.* 1994; Viana 2013; Blachut *et al.* 2001). La Figura 3 ejemplifica el resultado de esta etapa, mediante un gráfico de Tornado (podría usarse también un diagrama de Pareto) en donde se ve el impacto de cada variable con respecto al ajuste o a indicadores específicos. En este ejemplo en particular, las variables de mayor impacto son: relación permeabilidad vertical a horizontal (K_v/K_h), contacto Agua-Petróleo (Prof. WOC), condición sellante de la Falla 3 (*Trans Mult Falla 3*), Volumen Poral (*Mult Pore Vol*) y petróleo residual (*Sor*). El resto de variables podrían quedar fuera del proceso de optimización y un error en la estimación de su valor debería tener un impacto menor en el ajuste.

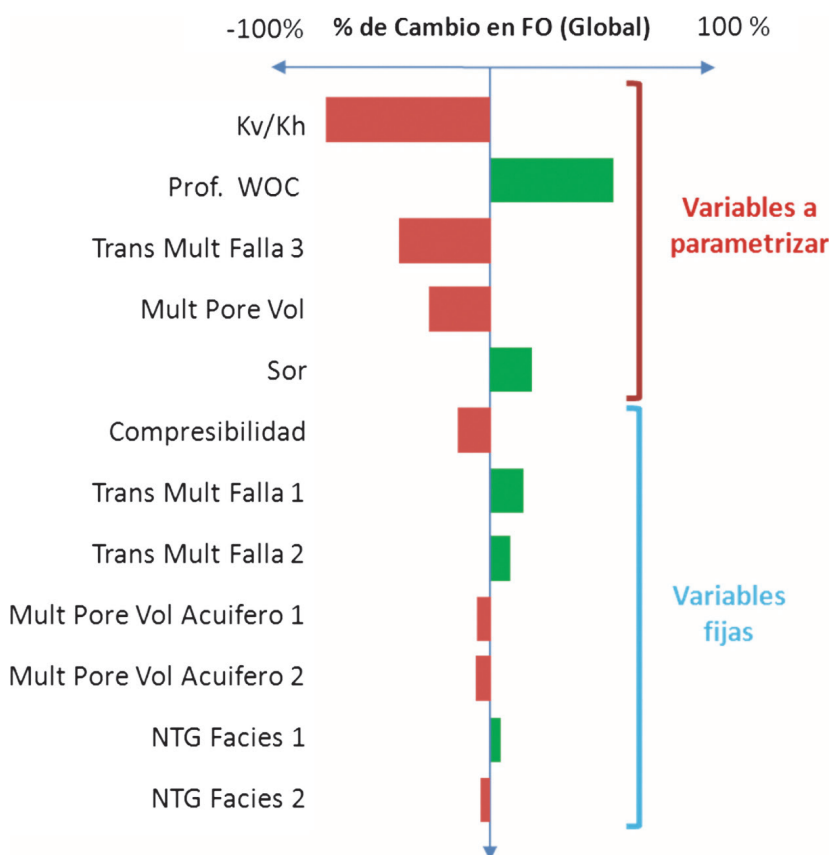


Figura 3. Diagrama de Tornado Resultado del Análisis de Sensibilidad.

De lo anterior se desprende que este tipo de análisis es clave para planificar y justificar la adquisición de información adicional para mitigar el riesgo asociado a la incertidumbre de las variables más sensibles.

(ii) Modelado de Respuesta y Análisis de Incertidumbre:

En esta etapa, es donde típicamente se analiza la respuesta de ciertos indicadores de interés (ej.: Recuperación Final, Factor de Recobro a una fecha determinada, Desajuste Global, etc) a las variaciones y combinaciones de las principales variables de entrada mediante “*Proxies*” ó Modelos Sustitutos³. Los *Proxies*, son en general, ecuaciones polinómicas y proveen una manera rápida de evaluar una gran cantidad de casos sin necesidad de realizar la corrida propiamente dicha en el simulador. Estos métodos requieren una calibración posterior utilizando parte de los datos observados como test ciego (*Blind Test*). En la Figura 4 se muestra a modo de ejemplo la respuesta de un modelo *Proxy* para el parámetro Recuperación Final de Petróleo a 5 años en un pozo, en donde se observa el típico análisis de validación entre la respuesta del modelo numérico con el cual se construyó el *Proxy* y los *Blind Tests* (con datos reservados para este fin).

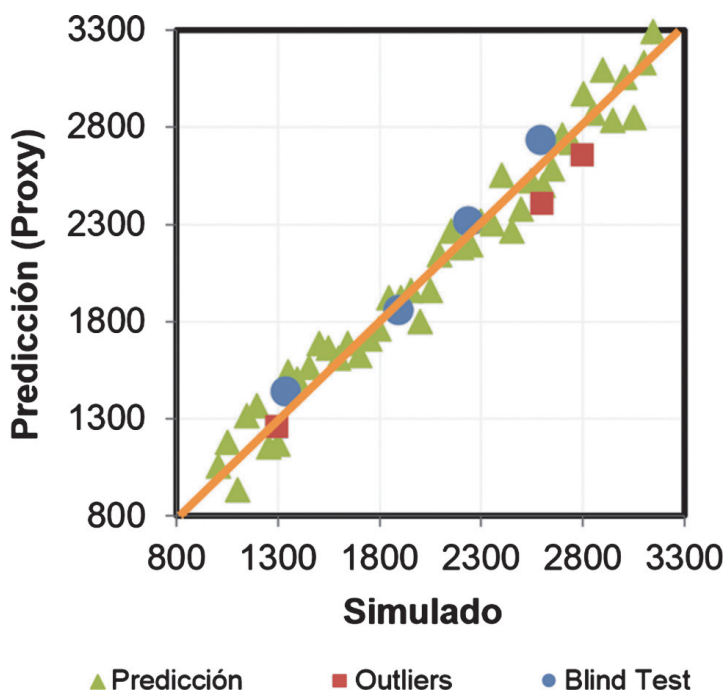


Figura 4. Análisis de Validación de Modelo Sustituto o *Proxy*.

³ En el análisis de nuestro caso ejemplo, en particular, no se realizó un análisis de RSM ya que las corridas tenían un tiempo razonable de ejecución y la cantidad de variables sensibilizadas era importante.

En casos complejos, en que las variables tienen interacciones importantes entre sí, hay que realizar muchos experimentos (corridas) con lo cual la alternativa deja de ser rápida y/o eficiente y quizás convenga modelar las respuestas directamente en el simulador. La clave de este proceso es seleccionar la menor cantidad de variables posibles, logrando un Proxy representativo para que los pronósticos sean realistas. La mayor debilidad de este tipo de modelos, además de las mencionadas anteriormente, es que son hechos a medida (*Fit for Purpose*) respecto del objetivo original del modelo numérico. Es decir, un modelo realizado para predecir un campo con 50 pozos produciendo hace 10 años por depletación primaria (expansión monofásica y por gas disuelto), muy probablemente no sea representativo para evaluar qué ocurrirá si se implementa un proyecto de inyección de agua (el *Proxy* no contempla la física de los procesos sino que son 100% modelos “dato-dependientes” siendo en ese sentido similares a las redes neuronales). No es el objetivo de este trabajo dar un detalle de la metodología de *Proxy Modeling* por lo que se incluyen las siguientes referencias Mohaghegh *et al.* (2009, 2012); Quinao *et al.* (2013).

Optimización

Para lograr evaluar de manera cuantitativa e imparcial la calidad de un AH (y esto es independiente que sea Asistido o Manual) se requiere de una métrica que permita comparar las observaciones (datos históricos de producción, presiones, datos estáticos, etc.) con los valores simulados. La denominada Función Objetivo (FO) es una descripción cuantitativa del comportamiento del desajuste del sistema. Pueden utilizarse con distintos objetivos.

(i) Evaluar desajustes: Esta es la que típicamente se utiliza en el proceso de AH. Es la suma temporal, por entidad y por tipo de observación, de la diferencia cuadrática entre la respuesta simulada y el dato observado. Existen múltiples posibles FO específicas (en caso que se quiera comparar observaciones discretas o categóricas, por ejemplo el código de facies de un modelo) aunque lo más habitual es que este tipo de Función de Desajuste se utilice para los datos de producciones y presiones de pozos y se exprese mediante la siguiente ecuación.

$$Q_{observado} = \sum_i \sum_j^{N_i} w_i w_j^i \cdot \left(\frac{s_i^j - o_i^j}{\sigma_i} \right)^2 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- i : referencia a un elemento objetivo (ej: el caudal de petróleo en un pozo)
- j : referencia al intervalo de tiempo (timestep) al cual un valor observado existe
- S : define el valor simulado en un timestep j en el elemento objetivo i
- O : define el valor observado en un timestep j en el elemento objetivo i
- W : factor de peso
- σ : desviación standard del elemento objetivo i .

En la Figuras 5a y 5b se observa el típico comportamiento de ambas funciones (SPT Group 2011). Para la Figura 5a se observa como para las sucesivas corridas se disminuye el valor absoluto de la FO, logrando grandes mejoras en las primeras corridas, para luego mostrar un amesetamiento, implicando que las corridas son similares en cuanto a calidad del ajuste.

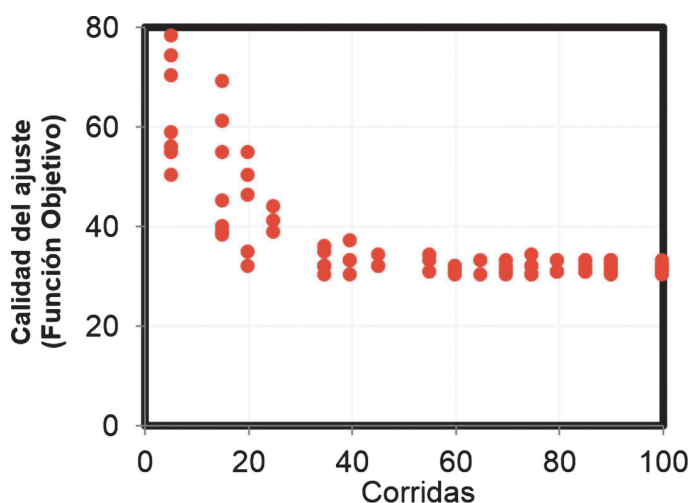


Figura 5a. Comportamiento de la Función Objetivo.

(ii) Parámetros de Respuesta: Esta es la que típicamente se utiliza en el proceso de maximización de algún parámetro relevante (Ej: Recuperación Final de pozos, Factor de Recobro, Valor Presente Neto, etc.). Aquí lo que se busca es evaluar cómo evoluciona el sistema y/o hacia qué valores deberían tender las variables para maximizar o minimizar el parámetro seleccionado.

$$Q_{observado} = \sum_i w_i \cdot ElementoObservado_i \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

w_i : factor de peso de la variable i

En la Figura 5b, se observa cómo el parámetro seleccionado (en este ejemplo es el Valor Presente Neto, VPN) va creciendo en la medida que se seleccionan de manera óptima nuevos parámetros de entrada. Supongamos que las corridas en este caso tienen como variables de entrada la locación (X,Y) y el espesor a punzar (Z) de un pozo de desarrollo. La utilidad en este caso radica en la revisión de las corridas con mayores valores de VPN y el análisis de cuáles son las posibles X,Y,Z para evaluar su factibilidad y realizar los pronósticos correspondientes con las múltiples corridas que hayan resultado aptas.

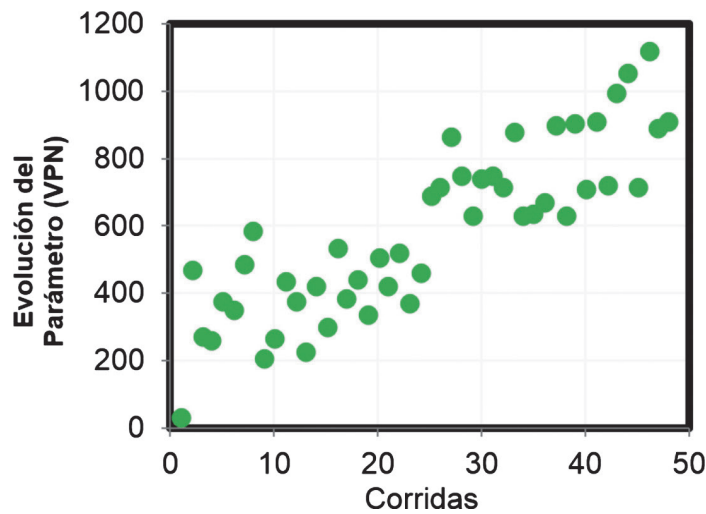


Figura 5b. Comportamiento del Parámetro de Maximización (VPN).

Habiendo definido la FO, el próximo paso es parametrizar aquellas variables inciertas a variar (teniendo en cuenta los resultados del Análisis de Sensibilidad). Las variables a parametrizar deberían ser aquellas seleccionadas en la etapa de Screening, pudiendo ser parte del Modelo Estático (topes, arquitectura de los reservorios, modelado de objetos, facies o Tipos de Roca (RT), modelado petrofísico) y/o del Modelo Dinámico (funciones de saturación, propiedades de fluido y/o condiciones de borde, acuíferos, capacidad sellante de fallas, compartimentalización, contactos de agua petróleo, etc.).

Los tipos de parámetros son, en general, de tres tipos:

- (i) Continuos: son propiedades del modelo que pueden tomar cualquier valor del rango definido o multiplicadores globales o zonales de una propiedad como por ejemplo permeabilidad, volumen poral, parámetros de los variogramas para población de una propiedad estática, etc.
- (ii) Discretos: toman valores de un set finito de datos en el que el orden es significativo, por ejemplo el número de realización de una serie de distintos modelos estáticos, etc.
- (iii) Categóricos: tienen dos o más posibles valores pero no hay un orden intrínseco de dichas categorías, por ejemplo el tipo de roca o modelado de facies.

Luego de tener la parametrización definida, se inicia el ciclo de Optimización propiamente dicho. Para esta etapa se pueden utilizar distintos algoritmos que permitan con el menor número de corridas posible, mejorar el ajuste y/o validar el modelo. En este trabajo se sugiere el uso de Algoritmos Evolutivos (AE) para esta etapa de Optimización.

Los AE son técnicas de optimización inspiradas en ciertos procesos naturales o biológicos que

se dan en la evolución natural de las especies. La lógica detrás de los mismos es la siguiente: dada una población de individuos inmersos en un sistema y la aplicación de una presión o restricción al mismo, se genera una selección natural de candidatos a sobrevivir (supervivencia del más apto) mejorando la calidad de la población.

La Figura 6 muestra el típico esquema de AE en donde hay una inicialización aleatoria del sistema y un cálculo inicial de la FO. Dada esta condición, se realiza una selección de los candidatos más aptos (Padres) a los que mediante un proceso de recombinación, mutación o selección producen un set de nuevos candidatos (Hijos) los que compiten en base a su nivel de aptitud con los originales para que una vez realizado el ciclo, den lugar a una nueva generación y así sucesivamente. Para un mayor detalle de los AE, su formulación matemática, pros y contras el lector se

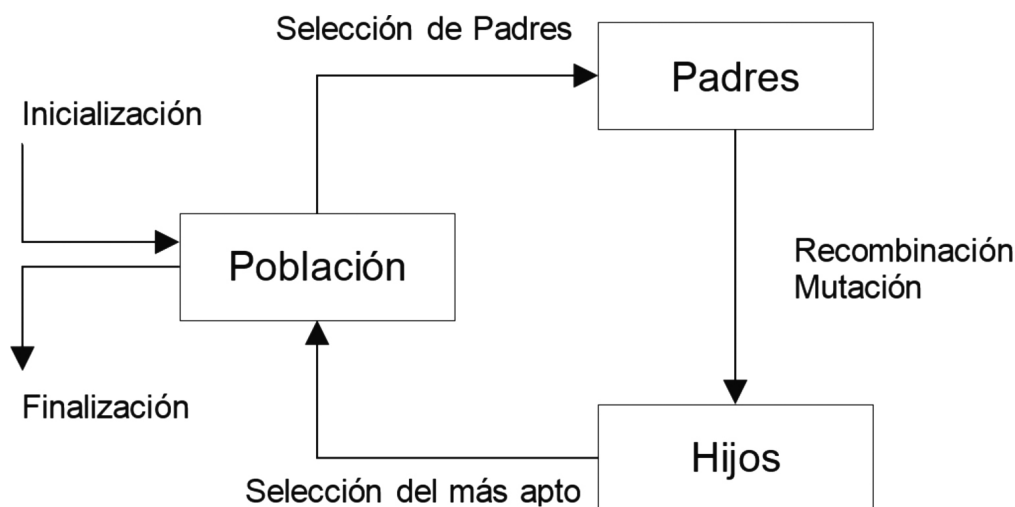


Figura 6. Ciclo de Estrategia Evolutiva (Algoritmos Genéticos).

podrá dirigir a las siguientes referencias bibliográficas SPT Group (2011), Aarts *et al.* (1989), Selber *et al.* (2006), Back (1996).

La principal ventaja que presenta este tipo de algoritmo es que permite evaluar y manejar mejor las discontinuidades y la no linealidad del espacio de solución, pudiendo desestabilizar al sistema para evitar que quede atrapado en un mínimo local el cual pudiera estar enmascarando una mejor solución a tomar (mínimo global). La Figura 7 ejemplifica lo mencionado en el párrafo anterior, mostrando esquemáticamente una superficie del espacio de solución de dos parámetros cualesquiera y cómo se explora dicho espacio en sucesivos ciclos de amesetamiento-desestabilización y nuevo amesetamiento en otra región de menor FO para llegar a la mejor solución global.

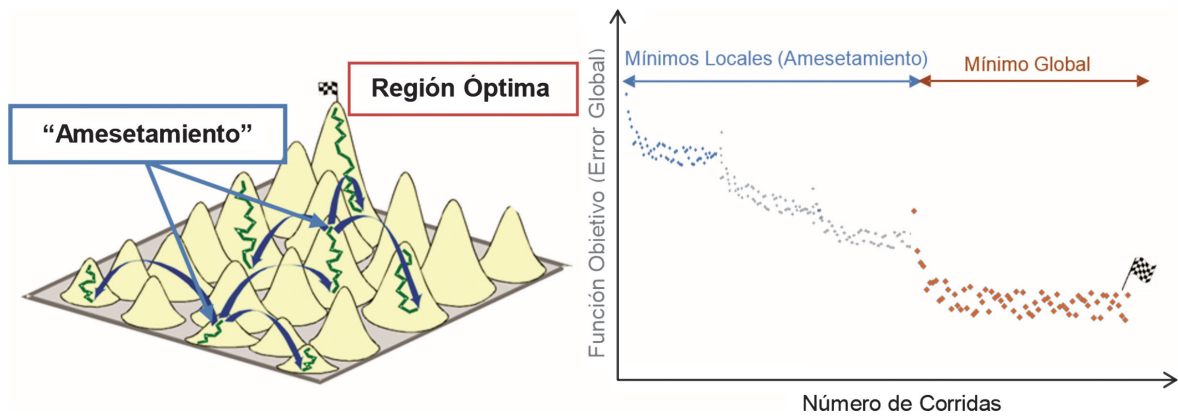


Figura 7. Localización del Mínimo Global en un Algoritmo Evolutivo.

Con cada Ciclo de Optimización (CO), se obtiene como principal resultado un set de corridas con las menores FO (criterio de selección tipo “*cutoff*”) cuya principal propiedad es que, en lo que a ajuste se refiere, son igualmente “buenas o malas”. Luego, habrá que revisar cuales fueron los parámetros que dieron origen a esas corridas y analizar su representatividad en el conjunto y razonabilidad de los mismos para seleccionar inteligentemente las corridas para pronósticos y evaluaciones técnico económicas.

Maduración

Si bien, se asume que no deberían haberse elegido rangos no representativos para las variables en la etapa de parametrización y/o de Análisis de Sensibilidad, pueden existir combinaciones de datos que logren el ajuste pero que arrojen inconsistencias en el modelo geológico, de fluidos, etc.

En un modelo de estas características, sabemos que hay propiedades o fenómenos que no conocemos y por eso tratamos de capturarlo vía sus incertidumbres (“cosas que sabemos que no sabemos”). No obstante, probablemente existan características del mismo que no estén presentes en el modelado (“*unknown unknowns*” o “cosas que no sabemos que no sabemos”). Este área problemática en el modelado Estático y Dinámico de yacimientos, en donde ciertas características clave para el entendimiento del desarrollo del yacimiento no hayan sido incorporadas, se denomina a lo largo de este trabajo “sub-modelado” o “inmadurez” (*undermodeling*). Una de las grandes ventajas de este tipo de metodología es que permite detectar con mayor facilidad el sub-modelado dada esta aparente necesidad de incorporar valores inconsistentes o pseudo valores en las variables del modelo para lograr un ajuste satisfactorio. En el proceso mismo queda de manifiesto que el modelo no está maduro aún y que existen características que, o no están correctamente representadas o ni siquiera se encuentran incluidas.

Durante esta etapa de Maduración se le permite al modelo tomar valores inconsistentes para

lograr el AH con el solo objetivo de detectar dónde podría estar este sub-modelado y poner el foco en encontrar cuáles son las causas subyacentes de estas aparentes inconsistencias (Ej.: una porosidad de 100% en un sector del campo en donde no hay balance de fluidos. Esto insinuaría quizás que el acuífero modelado es insuficiente). Las causas podrán estar desde la calidad de los datos históricos, hasta el modelado dinámico (escalamiento), pasando por el Estático y sus distintas etapas interpretativas y de entrega de resultados a las subsiguientes disciplinas. Lo anterior requerirá de un equipo que contenga todas las especialidades involucradas en el proceso modelado y constituye una de las razones de por qué mencionamos anteriormente que creemos que automatizar estos flujos de trabajo de ajuste histórico es una quimera y que preferimos el término Ajuste Histórico Asistido que Ajuste Histórico Automático. En este sentido, la Maduración del modelo es una plataforma de interacción concreta y visual para la cooperación e integración entre las diferentes disciplinas involucradas. Una vez que las principales omisiones del sub-modelado son detectadas y corregidas, los procesos dinámicos y su correlato geológico quedarán representados de manera más realista y muy probablemente dejen de necesitarse parámetros inconsistentes para lograr un ajuste satisfactorio.

La Figura 8 muestra cómo se comporta la FO de error global en cada una de las tres etapas de manera conceptual. Para el caso del Análisis de Sensibilidad, la FO es errática ya que no busca una mejora del ajuste sino analizar el impacto de las incertidumbres en las variables de entrada. Para el caso de la Optimización se observa el ciclo de evolución y mejora de la FO con un segundo ciclo luego de una desestabilización hacia una zona de aparente mínimo global (producto de esta etapa: Modelo Ajustado pero con posibles inconsistencias). Luego de esta etapa se supone se evaluaron las corridas y se encontraron zonas de Sub-Modelado y/o parámetros con valores inconsistentes respecto del modelo estático, petrofísico, etc. por lo que las disciplinas deberán colaborar para dar lugar a distintos ciclos de Optimización-Maduración posteriores hasta llegar a un modelo ajustado y consistente.

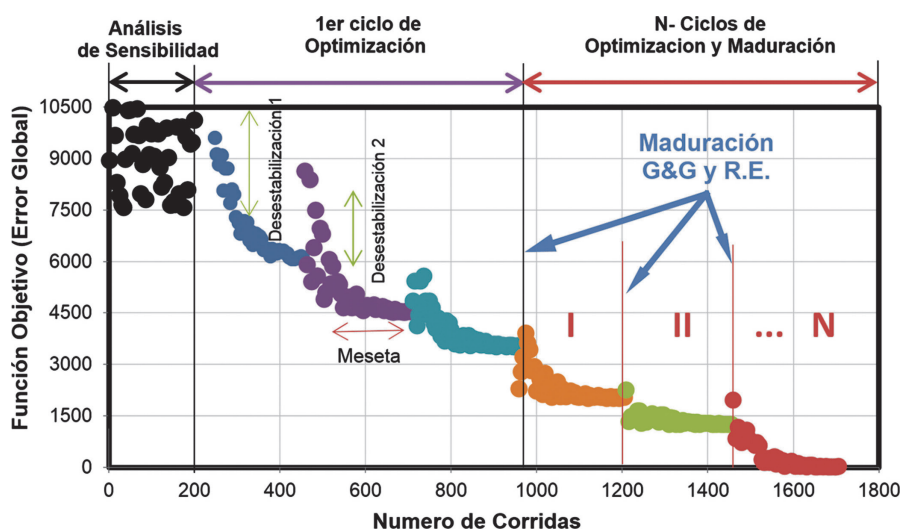


Figura 8. Comportamiento típico de la FO para un ciclo de Optimización.

APLICACIÓN EN UN CAMPO COMPLEJO (CUENCA NEUQUINA)

Descripción

El campo está ubicado en la Cuenca Neuquina, provincia de Río Negro. La formación objetivo de este estudio presenta un ambiente depositacional de gran complejidad, asociado a un sistema fluvial distributivo con flujos discontinuos, no confinados. En este tipo de ambiente las corrientes fluviales son someras de flujo laminar produciendo cuerpos sedimentarios de tipo lobular, aislados o amalgamados con relaciones ancho/espesor relativamente altas. Adicionalmente se encuentran cuerpos canalizados menores subordinados dentro de los depósitos de menor energía.

Se trata de una trampa combinada (estructural-estratigráfica) dominada por una estructura anticlinal limitada en su extensión Oeste por una falla directa NO-SE de gran rechazo, al Sur y al Este por el contacto de Agua Petróleo, al Norte por otra falla y NO por cambios faciales.

El petróleo levemente subsaturado es liviano de 35°API, posee una viscosidad en condiciones de reservorio de 1.5 cP, un Bo de 1.22, con un gas disuelto original (R_{si}) de aproximadamente 80 m³/m³ y una salinidad de agua asociada promedio de 100,000 ppm Cl⁻. La presión original y de burbuja son aproximadamente 160 y 145 kg/cm² respectivamente, mientras que la temperatura promedio es de 65 °C, a 1450 mMD.

Si bien los reservorios son lateralmente continuos (evidenciado por la depleción de los mismos) muestran una gran heterogeneidad respecto de la distribución espacial de la calidad de roca. Con el objetivo de representar lo mencionado, se definieron 4 calidades de roca (RT), teniendo en cuenta la productividad y la descripción de coronas y utilizando el parámetro RQI (Amaefule *et al.* 1993) como indicador. Las categorías eran No Reservorio ($RQI < 0.03$), Regular (0.03 - 0.2), Buena (0.2 - 1) y Muy Buena (> 1). La Tabla 1 muestra los rangos de los testigos corona existentes y su clasificación:

Clasificación de Calidad de Roca	Rango de RQI	Porosidad Efectiva (%) (Std. Cond.)	Permeabilidad Absoluta al Gas (mD) (Std. Cond.)
RT2: Regular	0.03 – 0.15	0.12 – 0.26	0.1 – 5
RT3: Buena	0.23 – 0.75	0.17 – 0.27	10 – 100
RT4: Muy Buena	1.15 – 4.10	0.21 – 0.30	300 - 4500

Tabla 1. Rango de valores petrofísicos reales de coronas para las RT definidas.

Las saturaciones críticas (Sw_c) se estimaron en un rango de 30-45% utilizando información de coronas y perfiles. En la Figura 9 se muestra un corte NO-SE de la zona central con la distribución de RT y Sw del modelo estático para dar una idea de la distribución lateral de la zona de interés.

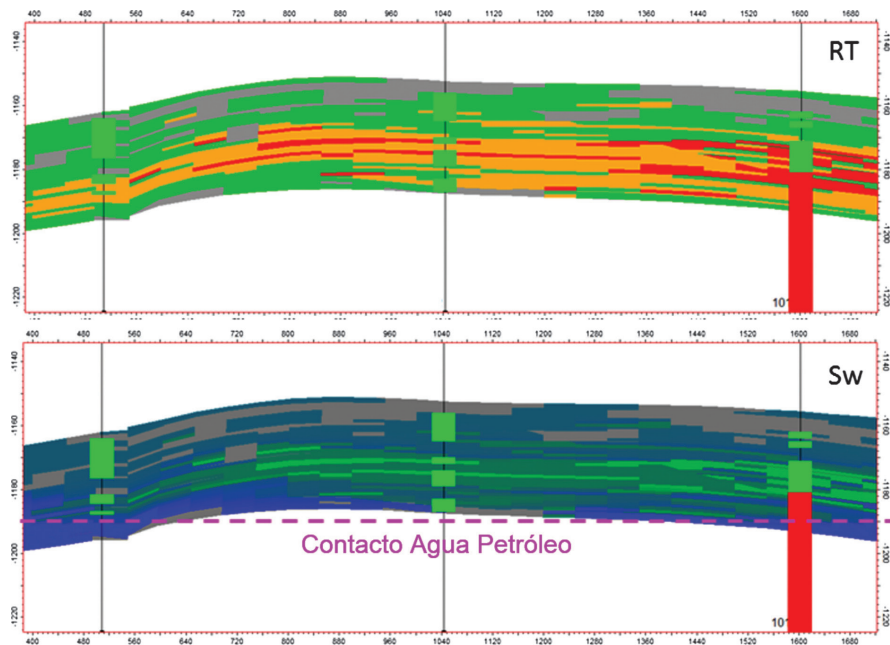


Figura 9. Corte NO-SE, con Tipo de Roca (arriba) y Sw inicial (abajo).

La zona de estudio contaba con 18 pozos productores, 5 inyectores y 5 pozos cerrados o abandonados a la fecha de análisis. La Figura 10 muestra la historia de producción del campo con una referencia de cada período de interés al pie. La historia de desarrollo y operaciones agregan a la complejidad geológica debido a una fuerte explotación inicial primaria acompañada luego de un proyecto inyección de agua (dulce al inicio y de producción luego) inyectando varios reservorios en conjunto que transforman en un gran desafío técnico cualquier análisis dinámico.

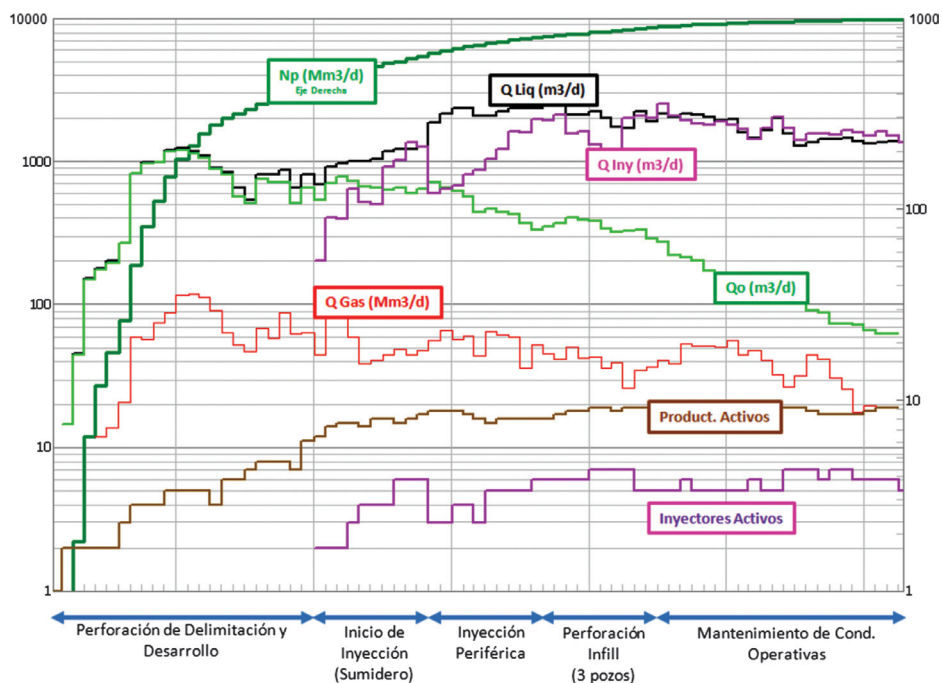


Figura 10. Historia de Producción de la zona de estudio.

Metodología Aplicada

Idealmente, una de las variables de entrada que interesa evaluar es el Modelo Estático en sí mismo, dándole una versatilidad de trabajo enorme a la técnica permitiéndonos probar diferentes interpretaciones geofísicas, hipótesis geológicas o interpretaciones petrofísicas. En este trabajo en particular, el alcance fue más limitado y si bien se trabajó con varias realizaciones estáticas, se seleccionó una y se modeló la misma focalizándose en evaluar los parámetros dinámicos. Adicionalmente, las únicas etapas que pudieron llevarse a cabo (por limitaciones en los tiempos y recursos asignados al proyecto) fueron las de Sensibilidad y Optimización, no habiendo podido incluir a la Maduración como punto de partida para nuevos ciclos dentro del proyecto.

Optimización del Tiempo de Corrida (TCPU)

Un paso previo al de Sensibilidad, fue el de intentar utilizar los beneficios de esta metodología introduciendo varios sets de parámetros relacionados con el control del criterio de convergencia (representado por el comando *TUNNING*), permitiendo optimizar así los tiempos en las corridas sin incorporar un error numérico significativo. Sobre aquellos sets seleccionados con los menores tiempos de corrida (TCPU) se realizó una validación comparando los resultados con una corrida “patrón” con parámetros por defecto, la cual tenía un TCPU de 9 horas.

En la Figura 11 se observa la mejora en los tiempos de corrida, logrando una reducción de los TCPUs de más del 50% (el modelo inicial tenía un TCPU de aproximadamente 9 horas para una corrida completa). Este resultado no es menor ya que una reducción de esta magnitud implica la posibilidad o de realizar el doble de corridas en el mismo tiempo calendario estipulado para el proyecto (capturando un mayor espectro de soluciones) o de reducir a la mitad el tiempo asignado al Ajuste para la misma cantidad de corridas (mejora notable de eficiencia).

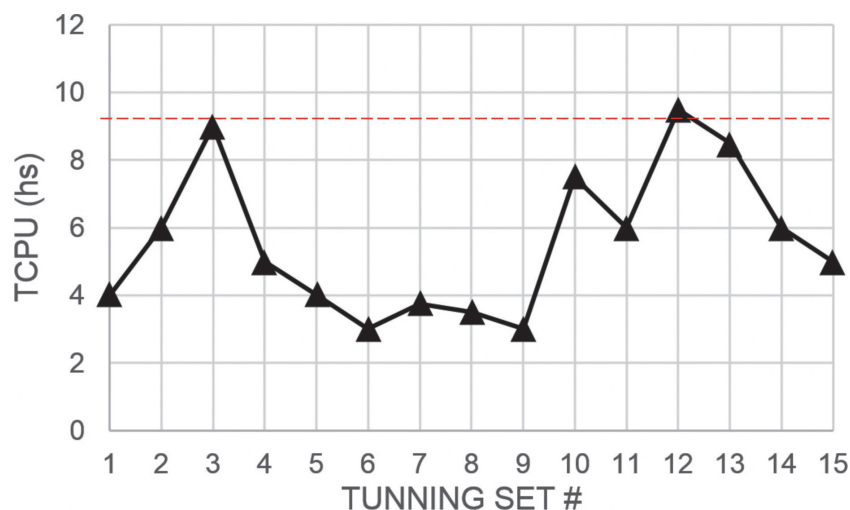


Figura 11. Tiempos de Corrida con distintos Sets de Comando TUNNING.

Análisis de Sensibilidad

Con el objetivo de determinar cuáles variables tendrán el mayor impacto en el ajuste y cuáles podrían ser fijos durante el proceso de AH, se configuró un ciclo específico de Diseño Experimental con Hiper cubo Latino. La Figura 12 esquematiza cada una de las variables y se enumeran en la Tabla 2.

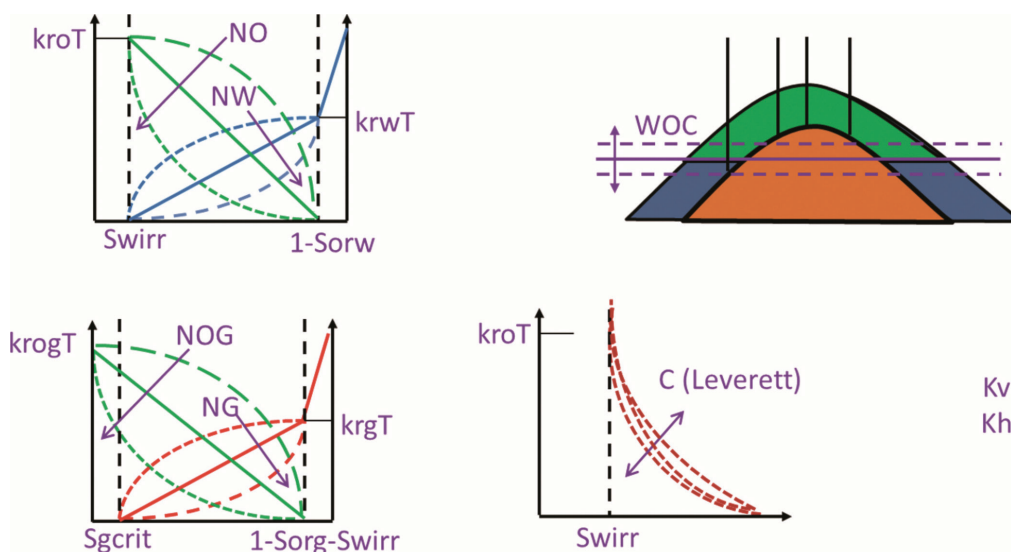


Figura 12. Esquemización de Variables a Parametrizar.

Cabe aclarar que estos resultados son enteramente dependientes de los rangos de variabilidad definidos y de otras variables que se hayan tomado como fijas. Es decir, si por ejemplo, cambiamos alguna propiedad del modelo original (ej. la propiedad sellante de una falla) el análisis de sensibilidad deberá rehacerse para capturar cómo afecta este cambio a las demás variables de ajuste.

Parámetro		Descripción	RT2	RT3	RT4
CRMult		Multiplicador de Compresibilidad de Roca	0.6 - 1.2		
WOC (m TVDSS)		Contacto Agua-Petróleo	1,190 - 1,195 (+/- 5m)		
PERMX		Multiplicador de Permeabilidad Horiz.	1 - 10	0.5 - 2	
PERMZ		Multiplicador de Permeabilidad Vertical	0.001 - 0.5		
Sistema Agua-Petróleo	SWirr	Saturación de Agua Irreductible	0.4 - 0.65	0.3 - 0.6	0.2 - 0.5
	DSWcrit	Saturación de Agua Crítica (delta Sw)	0.01- 0.1	0.05 - 0.08	
	SOrw	Saturación de Petróleo Residual	0.15 - 0.25		
	KrwT	Permeabilidad Relativa Terminal-Agua	0.5 - 0.7	0.6 - 0.8	0.7 - 0.9
	NW	Exponente de Corey –Agua	0.1 - 4		
	NOW	Exponente de Corey –Petróleo/Agua	0.5 - 5		
Sistema Gas-Petróleo	SGcrit	Saturación de Gas Crítica	0.01 - 0.1		
	KrgT	Permeabilidad Relativa Terminal - Gas	0.2 – 0.8	0.2 - 0.9	
	NG	Exponente de Corey – Gas	0.8 - 4		
	NOG	Exponente de Corey – Petróleo/Gas	0.1 - 3		

Tabla 2. Selección y rangos de Variables a Parametrizar

Los resultados pueden observarse en la Figura 13 representados por un gráfico de tornado que mide el impacto que tiene cada parámetro variado, en el rango seleccionado respecto de la Función Objetivo (desajuste). En este caso en particular se observa que los parámetros más sensibles son las saturaciones críticas de los tipos de roca N° 2 y 3 (calidades de roca Regular y Buena), luego los exponentes de la Ecuación de Corey para el petróleo y agua y en menor medida los multiplicadores de permeabilidad.

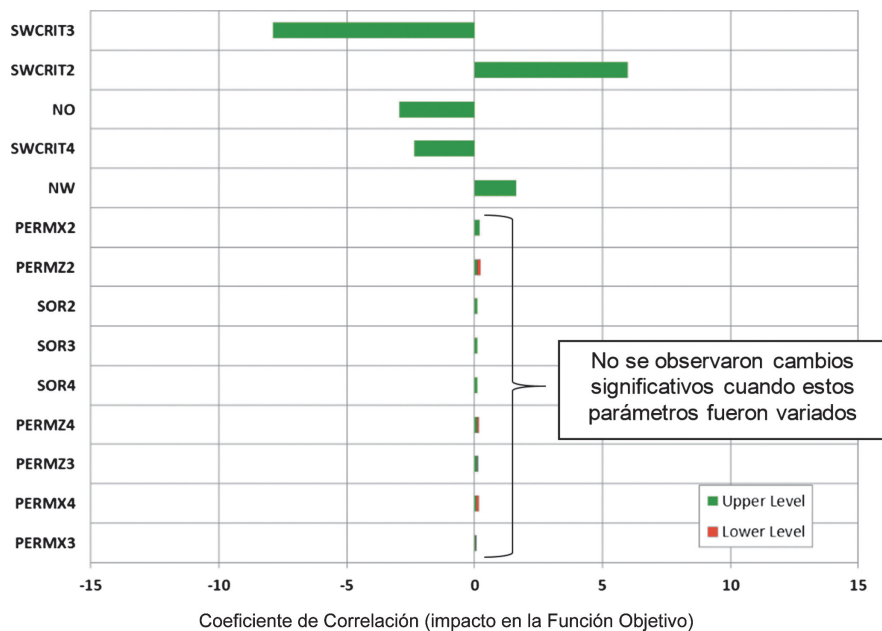


Figura 13. Resultados del Análisis de Sensibilidad inicial.

Optimización

Con el objetivo de encontrar sets de parámetros adecuados de ajuste y evaluar múltiples modelos donde implementar los escenarios de desarrollo y realizar pronósticos, se inició la etapa de Optimización utilizando algoritmos de Estrategia Evolutiva⁴.

La Figura 14 muestra los resultados de la Función Objetivo respecto del número de corridas realizadas, utilizando Estrategia Evolutiva (salvo la primera etapa de Sensibilidad en la que se utilizó Hipercubo Latino).

Una serie de ciclos (conjunto de corridas en donde se varían los mismos parámetros) fueron requeridos para lograr un ajuste histórico resultante aceptable, disminuyendo gradualmente el error global. Salvo el último, los ciclos fueron interrumpidos en general por problemas

⁴ En el procesamiento el *software* posee dos implementaciones de Algoritmos Evolutivos, con el objetivo de encontrar de manera eficiente las alternativas de solución para el problema de Ajuste Histórico. Estos son: Estrategias Evolutivas y Algoritmos Genéticos.

operativos (problemas con la conexión remota de licencias del *software*) lo que llevó a que no se logre seguir el flujo de trabajo planteado en la sección anterior (nótese que se mantiene un valor acotado de corridas (50-60) que en términos temporales, equivalen a 1 semana aproximadamente).

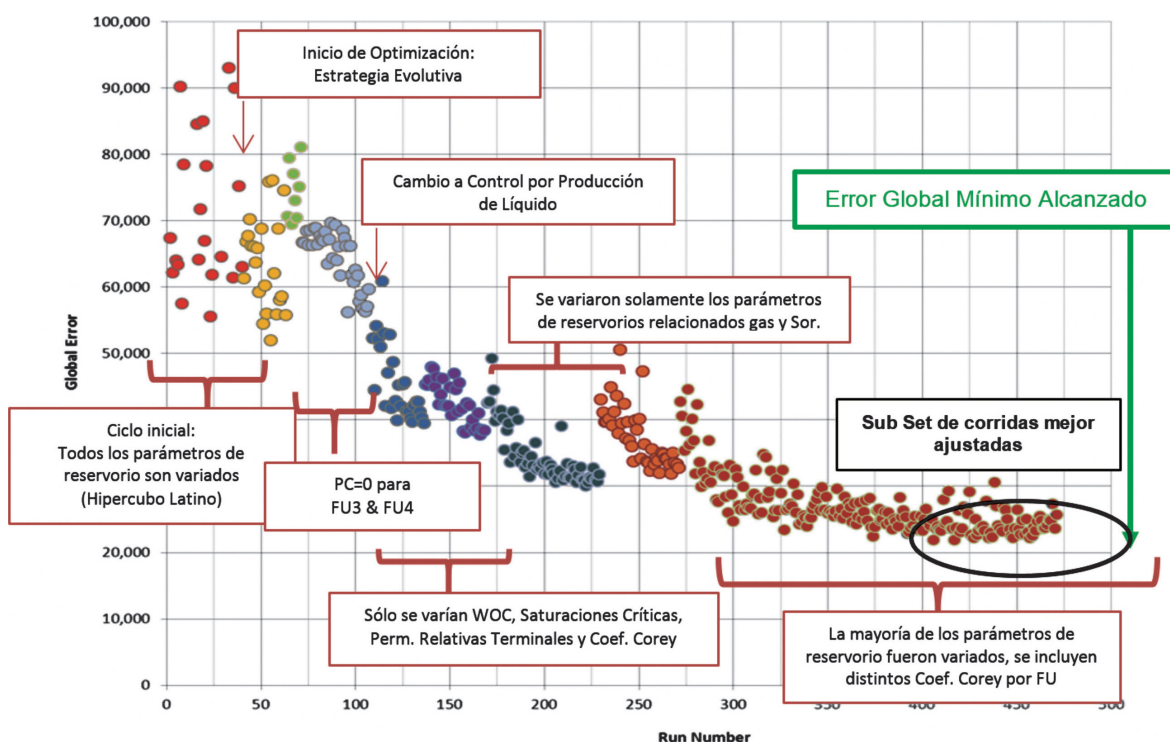


Figura 14. Resultados de los distintos ciclos de Optimización.

Cada uno de estos “cortes” fue aprovechado por el equipo de trabajo como oportunidad para realizar pequeñas maduraciones y pruebas determinadas con el objetivo de mejorar la selección de variables y rangos, por eso hay cambios en la estrategia de ajuste para cada uno (ej. un ciclo de prueba sin efectos capilares, otro en donde se testeaban parámetros solo relativos al gas, etc.). Si bien cada uno de estos “ciclos” parciales proporcionaba una nueva visión del modelo, en ninguno se logró detectar respuestas claras de ajuste como para minimizar el número de variables sustancialmente, por lo que una vez solucionados los problemas operativos, se procedió a realizar el último ciclo con todas las variables de mayor impacto incluidas.

Para este último ciclo presentado en la Figura 14 en color terracota, puede observarse el típico comportamiento esperable de una Optimización con una primera etapa de mejora sustancial seguido por una etapa de amesetamiento (aproximadamente a partir de las 400 corridas). Este sub set de corridas, conforman un conjunto de posibles modelos indistintos en términos de calidad de ajuste, por ende deberían ser igualmente plausibles para evaluar en una etapa de pronóstico.

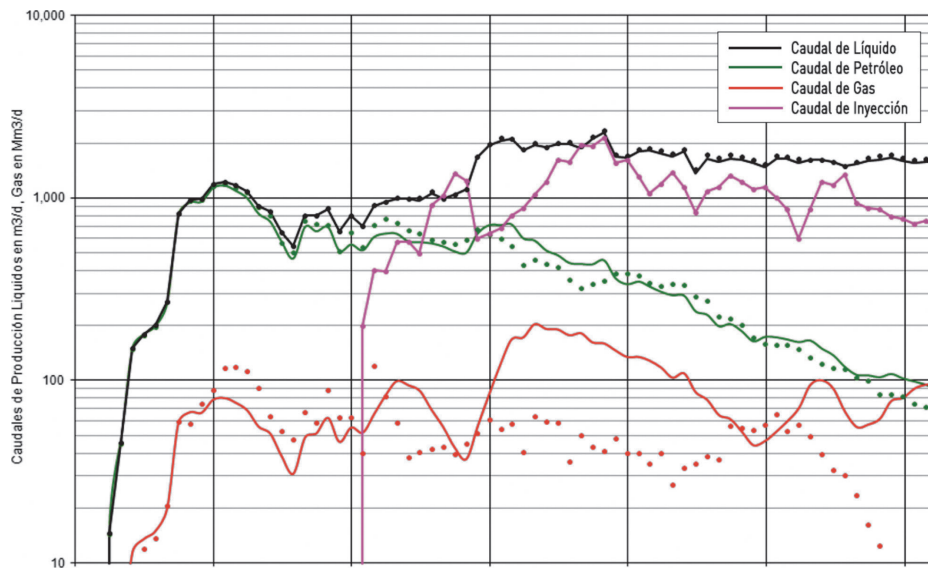


Figura 15. Resultados de Ajuste de la corrida con menor Error Global.

La Figura 15 muestra el status de ajuste del total del campo para la corrida de menor error global (Función Objetivo). Puede observarse que existe ajuste en el Líquido Total y en el Agua Inyectada mientras que hay períodos con desajustes para el petróleo y gas a pesar que el ajuste de la producción acumulada de petróleo a la fecha de análisis (N_p) es aceptable con diferencias de menos de 3%. Estos períodos de desajustes en el petróleo se observan en especial en el 4to año y sobre la última mitad de año hacia el final de la historia simulada. En general, esta tendencia se mantuvo en la mayoría de las corridas lo que generó un inconveniente mayor a la hora de realizar predicciones (las cuales resultaban optimistas).

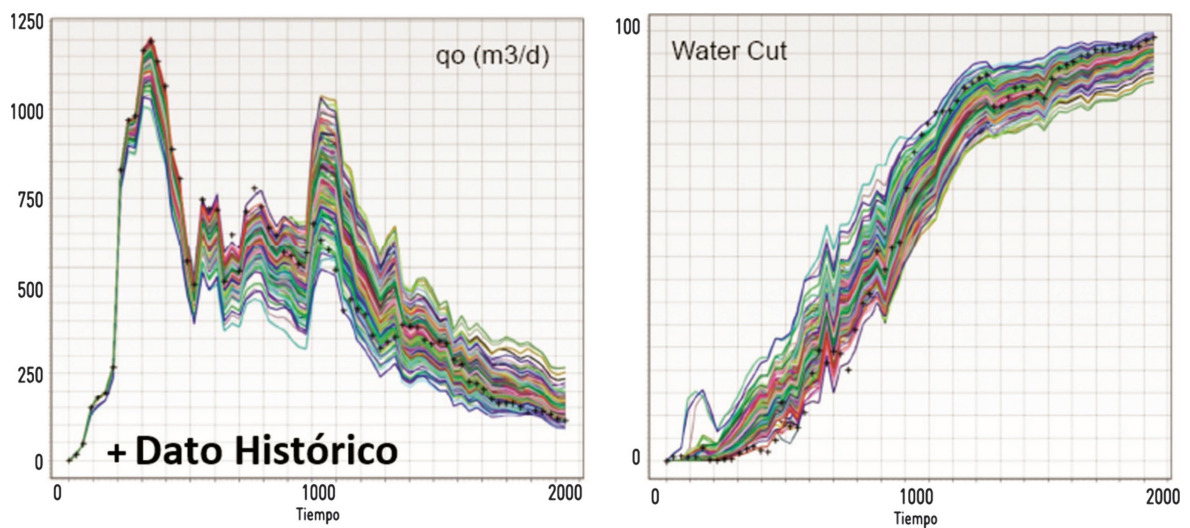


Figura 16. Ajuste del último ciclo (sólo Pet. y WCUT; ya que Liq. e Iny. están ajustados).

En la Figura 16 se observan todas las realizaciones del ciclo final de Optimización para el petróleo y corte de agua. En todas, el líquido y agua inyectada presentan ajuste a lo largo de toda su historia (razón por la cual no se incluyen las gráficas). Como se observa en la figura de la izquierda (caudal de petróleo) si bien el rango de posibles ajustes abarca la historia, no hay ninguna corrida individual que logre ajuste durante todos los períodos de la vida del campo (primaria + secundaria).

Sobre el final del ajuste, la mayoría de las realizaciones muestran una tendencia a sobreestimar el petróleo, es decir, el modelo es optimista en términos generales. Para este subconjunto de corridas con menores FO se evaluaron los pronósticos a Condiciones Operativas Actuales, mostrando diferencias de hasta 40% entre sí⁵.

Cabe aclarar, que si bien el ajuste global es satisfactorio en un número suficiente de corridas, los ajustes por pozo no lograron esta misma calidad observándose un efecto de compensación de la producción simulada (pozos con defecto respecto de pozos con exceso, resultan en un global ajustado). El 40% de la producción de petróleo proviene de pozos con “buenos” ajustes (menos del 15% de diferencia en Np) mientras que el 60% restante muestra un efecto de compensación de producción y sus ajustes individuales resultaron “pobres”.

Lo anterior implicaría que el modelo luce razonable en cuanto a representatividad de los fluidos originales *in situ* y las energías presentes (gas disuelto y modelado de acuíferos) pero no captura adecuadamente la distribución espacial y temporal de saturaciones, así como tampoco las respuestas a la inyección de agua (muy vinculadas a las conectividades laterales). Lo anterior implica que el modelo actual resulta poco representativo para realizar predicciones a nivel inter-pozo y/o evaluar nuevas configuraciones de procesos de inyección de agua.

Maduración

El objetivo de esta etapa fue proporcionar al equipo de geociencias el soporte necesario para detectar posibles áreas de sub-modelado y eventualmente corregirlas y mejorar la descripción del reservorio. A modo de ejemplo, la Figura 17 muestra en el panel derecho 4 corridas similares en términos de FO marcadas en colores (verde, amarillo, azul y rojo) y en el panel izquierdo su correlato respecto del ajuste en caudal y producción acumulada de petróleo a la fecha de análisis (Np). En términos de Np, algunas tienen un valor por defecto y otras por exceso, pero todas presentan un valor adecuado de ajuste. No obstante, en términos de caudales y de tendencia sobre el final de la simulación, en general todas tienden a sobreestimar los valores históricos.

⁵ Si bien se evaluaron para dicho subconjunto de corridas, posibles alternativas de desarrollo adicional por mejoras del proyecto de recuperación secundaria actual, su detalle excede el alcance y objetivos de este trabajo.

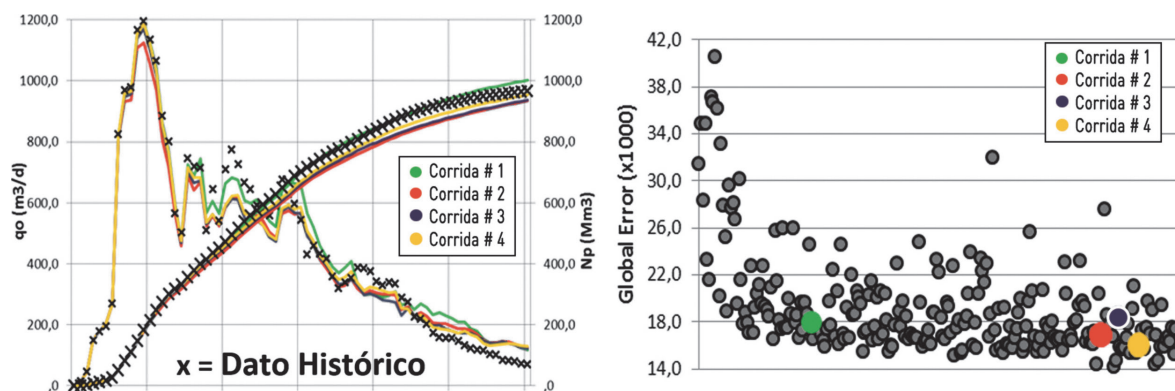


Figura 17. Resultados de Ajuste de 4 corridas equi-ajustadas (como ejemplo).

Explorando los parámetros que originan estas 4 corridas seleccionadas, se observó que arrojaban valores razonables respecto a permeabilidades, capacidad sellante de fallas inter bloque, contactos de fluido, etc. pero presentaban inconsistencias en los resultados de las funciones de saturación (Permeabilidades Relativas).

En la Figura 18 se observan los 4 *sets* de funciones de saturación, una columna para cada número de corrida con sus RT asociados. Para los casos seleccionados (y se repite en general) se observa que las curvas resultantes que optimizan el ajuste son pseudo curvas con características que no se condicen con las típicas esperables para estas arenas, ni con las mediciones de corona (Ej.: permeabilidades terminales de agua (K_{rwT}) excesivamente altas sobre todo en los tipos de roca Regular y Buena, concavidades inversas, rangos móviles pequeños, etc.).

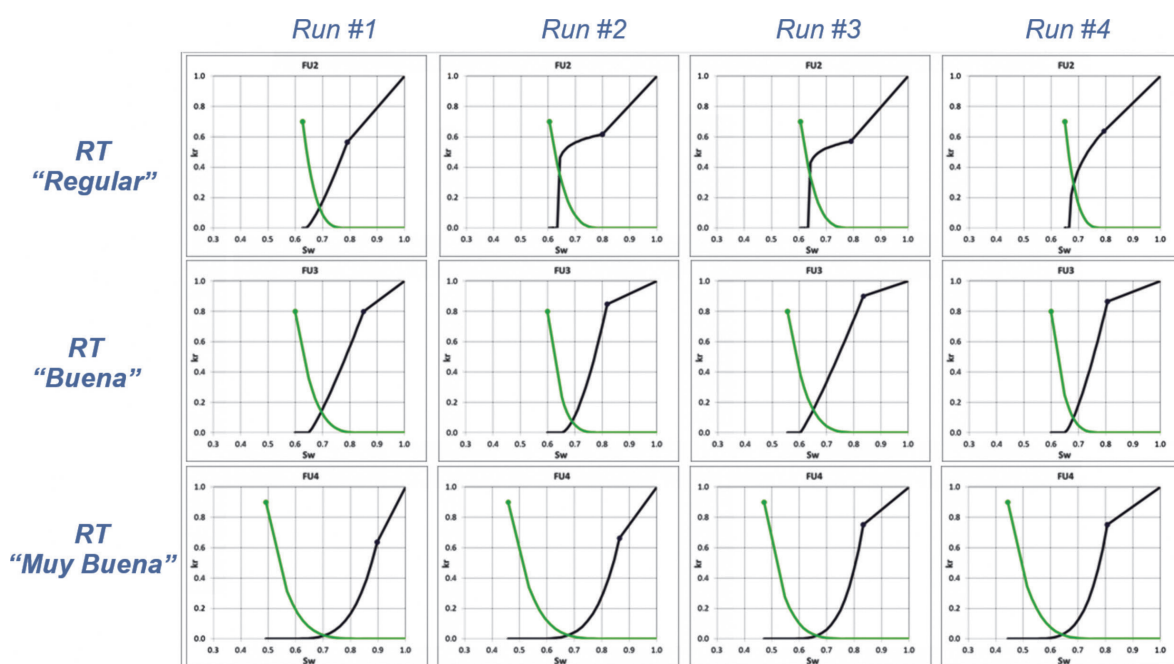


Figura 18. "Pseudo" curvas de Kr resultantes para las corridas seleccionadas.

Este tipo de comportamiento, lejos de representar el comportamiento de un tipo de roca en particular, pareciera el típico comportamiento en donde se incorpora artificialmente dentro de las pseudo curvas otros efectos asociados más a una simplificación del modelado de heterogeneidades que a características propias del medio poroso. Lo anterior sugiere por un lado, la existencia de heterogeneidades adicionales a las representadas en el modelo (vía sub-modelado vertical en el estático o vía un excesivo *upscaling* en el dinámico) y por ende la necesidad de mejorar la caracterización originalmente simplificada en 3 tipos de roca. Es decir, muy probablemente los RT Regular y Buena estén compuestos por varios sub tipos con comportamientos diferentes no capturados en el modelado petrofísico y poblado iniciales.

Lo anterior refleja un estado inmaduro del modelo en varios aspectos, tanto de caracterización de reservorios como de evaluación de múltiples hipótesis geológicas. Idealmente, un ciclo futuro de optimización y maduración debería incluir distintos modelos de conectividad lateral y distribución de los geocuerpos que capturen la posibilidad de canalización del agua observada en los pozos sin necesidad de recurrir a pseudo curvas para lograr un mejor ajuste.

Si consideramos que el análisis esperaba responder ciertos interrogantes de cara a implementar nuevos diseños de arreglos (*patterns*) de inyección de agua y explorar la factibilidad de incluir métodos de EOR químicos vemos que el modelo mostró no ser lo suficientemente representativo y estar en un estadio inmaduro para servir de herramienta predictiva de toma de decisión de inversión.

Cabe aclarar que esto no implica que el análisis no haya resultado útil para mejorar las decisiones (que deberán tomarse independientemente de las bondades o defectos de los modelos) sino todo lo contrario, el mismo puso de manifiesto las dificultades del modelado, el cual no logró disminuir suficientemente las incertidumbres asociadas, por ende, sus riesgos.

Luego del análisis, el decisor tomó la decisión de descartar parcialmente trabajos planificados e inversiones y mitigar el riesgo vía pilotos, adquisición de información adicional y nuevas interpretaciones.

CONCLUSIONES

La aplicación del procedimiento de Ajuste Histórico Asistido a un yacimiento maduro de gran complejidad bajo inyección de agua, típico de la Cuenca Neuquina, mostró varias ventajas respecto de la metodología tradicional de ajuste:

- Se ahorró un 50% del tiempo que usualmente se emplea para la etapa de Ajuste Histórico. Este es fundamental para verificar la validez del modelo estático y dinámico en un estudio de reservorios y esencial para planificar ulteriores desarrollos de un yacimiento con recursos recuperables potencialmente atractivos.

- Se minimizó la subjetividad a la hora de evaluar la calidad del ajuste mediante la incorporación de la Función Objetivo como medida objetiva de las diferencias entre los parámetros simulados y aquellos observados para cada fecha, pozo y tipo de medición.
- Se detectaron áreas de inmadurez en el Modelado Estático y Dinámico y se identificaron preliminarmente sus causas (ej.: insuficiente caracterización de las calidades de roca no permitiendo una correcta evaluación de las conectividades laterales entre inyectores y productores).
- Se logró cuantificar la influencia de las incertidumbres sobre las proyecciones de producción correspondientes a distintas alternativas de desarrollo incremental, brindando al decisor una mejor comprensión de los riesgos técnicos asociados al proyecto.
- Se consolidó un procedimiento organizado, repetible y trazable fortaleciendo la continuidad del ciclo de Evaluación, Gestión, Ejecución, Monitoreo y Control explorando las alternativas de ajuste y su vinculación con los resultados. Lo anterior presenta una excelente herramienta para mejorar la Gestión de Reservas y Recursos.

La aplicación de la metodología de Ajuste Histórico Asistido ha sido relevante en sí misma, ya que impulsó (i) un plan enfocado a la adquisición de nueva información y (ii) un ciclo adicional de Maduración para acotar aún más las incertidumbres. Lo anterior debería facilitar el proceso de toma de decisiones necesario para alcanzar la Etapa de Definición del Proyecto que para este caso en particular, consistía en una intensificación del proyecto de Inyección en marcha y/o factibilidad de EOR.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Antonio Paradiso, Marcelo Crotti, Patricio Malone y María Sol Fraguio por sus opiniones y sugerencias, y a Alexis Airala y Agustina Barbarich por la colaboración en la elaboración de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| Aarts E.H.L. <i>et al.</i> , 1989, A general theory of genetic algorithms. Technical Report 89/08, Eindhoven University of Technology. | Initial Geologic Models, Texas A&M University. |
| Aggarwal, A., 2011, Performance Of Assisted History Matching Techniques When Utilizing Multiple | Ahmed, S.J. <i>et al.</i> , 2013, Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields: Combining Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models. SPE-164142. |

- Amaefule, J.O. *et al.*, 1993, Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE 26436
- Back, T., 1996, Evolutionary Algorithms in Theory and Practice, Chap. 2, 68-73. New York: Oxford Univ. Press.
- Blachut, J. *et al.*, 2001, Emerging Methods for Multidisciplinary Optimization, Chapter 3, Response Surface Methodologies. CISM Courses and Lectures No. 425. International Centre for Mechanical Sciences.
- Bos C., Floris F, 1998, Quantification of Uncertainty reduction by Conditioning to Dynamic Production Data, Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO.
- Eide, A. *et al.*, 1994, Automatic History Matching by use of Response Surfaces and Experimental Design. 4th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery.
- Emerick, A., Romeu, A, History Matching and Forecasting Section. R. Revista Journal of Petroleum Technology (JPT) publicaciones de Abril 2012, Abril 2013 y Abril 2014.
- Kabir, C.S., 2003, Experiences with Automated History Matching. SPE-79670
- Kaleta, M.P. *et al.*, 2012, Coupled Static/Dynamic Modeling For Improved Uncertainty Handling. SPE 154400.
- Mohaghegh, S. *et al.*, 2009, Development of Surrogate Reservoir Model (SRM) for Fast Track Analysis of a Complex Reservoir. International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. February 2009, Volume 2, Number 1. pp 2-23.
- Mohaghegh, S. *et al.*, 2012, Application of Well-Based Surrogate Reservoir Models (SRMs) to Two Offshore Fields in Saudi Arabia, Case Study. SPE 153845
- Quinao, J., Zarrouk, S., 2013, Applications of Experimental Design and Response Surface Method in Probabilistic Geothermal Resource Assessment – Preliminary Results. 39th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.
- Schiozer, D., 1999, A New Automated History Matching Algorithm improved by Parallel Computing. SPE-53977-MS
- Schulze-Riegert, R. *et al.*, 2007, Modern Techniques for History Matching, 9th International Forum on Reservoir Simulation.
- Selber, S. *et al.*, 2006, Efficient History Matching of Large Simulation Models. Scandpower. Sitio Web SPE Bergen Noruega (Acceso Marzo 2014) http://bergen.spe.no/publish_files/ODS2006_SPE_Selberg_Scandpower.pdf.
- SPT Group, 2011, Introduction to MEPO3. History Matching, Production Forecasting & Uncertainty Quantification.
- Van Doren, J. *et al.*, 2012, A Comprehensive Workflow for Assisted History Match Applied to a Complex Mature Field. SPE 154383.
- Viana, F., 2013, Things you wanted to know about the Latin Hypercube design and were afraid to ask. 10th World Congress on Structural and Multidisciplinary Optimization.
- Wolff M., 2010, Probabilistic Subsurface Forecasting- What do We Really know? Revista Journal of Petroleum Technology (JPT) Mayo 2010, p86.