

FLUJO DE TRABAJO CON ENFOQUE PROBABILÍSTICO PARA MODELADO ESTÁTICO Y DINÁMICO DE UN CAMPO DE CRUDOS PESADOS. YACIMIENTO LLANCANELO, MALARGÜE, MENDOZA

Diego Moglia¹, Víctor Lara⁹, Esteban M. Pieroni², Ariel R. Buchini³,
Diego M. Cattaneo^{4,7}, Aldo O. Montagna^{5,8}, Gustavo G. Becerra⁶

1: YPF S.A. diego.moglia@ypf.com

2: YPF S.A. esteban.pieroni@ypf.com

3: YPF S.A. ariel.r.buchini@ypf.com

4: YPF S.A. diego.m.cattaneo@ypf.com

5: YPF S.A. aldo.montagna@ypf.com

6: YPF S.A. gustavo.g.becerra@ypf.com

7: Universidad Nacional de Cuyo, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales.

8: Universidad Nacional de Río Negro.

9: Computer Modeling Group Ltd. victor.lara@cmgl.ca

Palabras clave: Simulación Dinámica Probabilística, Ajuste Histórico Probabilístico, Pronósticos Estadísticos, Incertidumbre, Optimización Robusta

ABSTRACT

Llancanelo is a heavy oil field located in the department of Malargüe, Province of Mendoza, Argentina. The productive formation is Grupo Neuquén, in a basin-edge environment in the northern sector of the Neuquina Basin. The field is extended over the nature reserve associated with the homonymous lagoon wetland, declared a Ramsar site (1995).

Faced with the limited information available (no 3D seismic or PVT samples), a probabilistic approach for uncertainty treatment in subsurface and fluid parameters emerges as a recommended alternative in the search of static and dynamic representative models.

This is the second in a series of two works presented in this congress integrating specialties as geology, petrophysics and reservoir engineering. The first one covers topics related to the static model. This work focuses on the dynamic model and the probabilistic assessment given to it. For this, a thermal-compositional model was used, coupled to an uncertainty analysis and probabilistic platform.

Among the uncertainty parameters evaluated, the following stand out: permeabilities, capillary pressures and critical and initial water saturations, relative permeabilities, geothermal gradient, thermal properties of rock and fluids, oil viscosity at reservoir conditions and rock compressibility.

Using different optimization algorithms, the solution space was explored to proceed with the probabilistic history match. Based on the minimization analysis of a defined objective function, the variation range and the associated distribution for the parameters were progressively constrained with an accepted tolerance for the fitted cases.

Finally, a robust optimization workflow used to define the future development of this project is presented.

INTRODUCCIÓN

Actualmente existe una fuerte tendencia a abandonar el uso de un modelo de simulación único basado en un modelo geológico fijo, donde el ajuste histórico es la premisa básica y suficiente para la aceptación de los resultados extrapolados. Este estudio muestra un enfoque integrado de la incertidumbre de los escenarios geológicos con los parámetros del modelo dinámico del flujo en el reservorio, de modo que, en los resultados del análisis de su influencia cruzada, obtengamos un enfoque más completo e integral que incorpora los efectos que tienen la variación posible de la incertidumbre identificada sobre los pronósticos del proyecto de desarrollo.

El mayor desafío en la ingeniería de reservorios es predecir con cierto grado de certeza la producción de fluidos de un nuevo sector del yacimiento a desarrollar. Por lo general, los datos disponibles son escasos, limitándose los obtenidos en la perforación de pozos alejados e interpretación geológica a través de perfiles y algunos testigos corona, la interpretación geofísica de estudios de sísmica, y muestras de los fluidos presentes en el área o yacimientos vecinos. Las técnicas avanzadas de modelado geológico permiten entender la distribución de secuencias de la formación, la distribución de propiedades estáticas y el equilibrio inicial de fluidos en la zona desarrollada. En otras zonas con potencial, distantes del sector probado, no es posible conseguir la misma certeza para la distribución, heterogeneidad y continuidad de las propiedades permoporosas, por ejemplo, demandando un planteo que incluya la generación de múltiples realizaciones de los escenarios posibles. Este tipo de caracterización, ponderando las incertidumbres estáticas y dinámicas detectadas, genera una elevada cantidad de combinaciones de casos que exige enfrentar otras barreras como la limitación computacional, la demanda de múltiples licencias de las herramientas de cálculo y la cantidad de nodos de procesamiento necesarios. Para eludir las restricciones mencionadas se simplificaron y optimizaron numéricamente los modelos dinámicos generados para que la ejecución de las simulaciones y su tratamiento sea factible desde un punto de vista práctico en el ajuste histórico probabilístico con el objetivo de mitigar la incertidumbre identificada.

El flujo de este estudio propone cubrir varias etapas desde la evaluación de diferentes escenarios geológicos, pasando por las incertidumbres estáticas y dinámicas y la posterior obtención de pronósticos probabilísticos. En este trabajo, se puso énfasis en una visión multidisciplinaria e integradora de los datos y la performance hasta el momento. Para esto, se analizaron y adquirieron datos en el área, para evaluar oportunidades en la etapa de visualización, conceptualizarlas y finalmente, definir eficientemente los rangos de resultados esperables realizando un ajuste histórico probabilístico y pronósticos de producción con rangos P10-P50-P90 que se fueron acotando y optimizando con el avance del proyecto.

Con la incertidumbre remanente en zonas prospectivamente viables, adyacentes al área central desarrollada, se cuantificó la influencia que las distribuciones “*a posteriori*” al ajuste probabilístico,

combinado con escenarios equiprobables de la zona a desarrollar. La interrelación de los parámetros de incertidumbre en esta etapa configura el comportamiento futuro del yacimiento.

Este enfoque es una evolución para el aporte de la percepción de riesgo asociado con las curvas de producción integrando la influencia del cruce entre modelos estáticos y dinámicos extrapolados al área sin pozos. La consolidación de los resultados de los ajustes probabilísticos con diferentes escenarios geológicos requirió un costo computacional alto, con muchas horas de procesamiento para completar el flujo de trabajo, debido a la necesidad de investigar el espacio muestral de los parámetros definidos de forma combinada y perfeccionar la superficie de respuesta en las regiones más adecuadas donde la Función Objetivo se minimiza.

Esta metodología facilita la identificación de modelos representativos de los percentiles de interés pesimistas, medios y optimistas (P10, P50 y P90). Son identificados en el conjunto de las curvas probabilísticas dentro de un rango de aceptación definido, normalmente limitado por una tolerancia determinada, en lugar de obtener el mejor modelo ajustado posible.

Por último, con base en esos modelos representativos de ajustes posibles se lanza un proceso de optimización robusta para las trayectorias de los pozos propuestos en el proyecto complementario de desarrollo. Con esto, el objetivo de la metodología presentada no sólo es determinar los pronósticos probabilísticos de un proyecto de desarrollo determinado, sino también estudiar diferentes alternativas para optimizar el mismo.

METODOLOGÍA

Caso Base

Para el estudio del análisis de incertidumbre y ajuste probabilístico, primeramente se optimizó lo que se definió como “Caso Base”. Se ajustó el modelo de fluidos y se realizó un control de calidad de la grilla (chequeo de pases formacionales en pozos, volumetrías resultantes, etc.) y una mejora de la performance numérica del modelo de reservorio definido como “caso base” (ajuste de estrategia de cálculo evaluando la necesidad, o no, de utilizar refinamientos locales, evaluación de diferentes tipos de implementación para calentadores de fondo, etc.). Este paso fue muy importante y el tiempo invertido en él resultó ser ampliamente productivo, debido a que esta metodología envuelve la generación de múltiples casos de modelos de simulación y la disminución de tiempos de cálculos en cada corrida (aunque sean algunos minutos en cada caso) se multiplica considerablemente con la superposición de casos en cada nuevo ciclo de iteración.

Inicialmente se incluyeron en el caso base los pozos existentes en el campo con historia de producción (37 pozos), que se agrupan principalmente en el sector denominado “*Main Field*” (45 pozos), existiendo también un pozo en el Bloque Bajo, y uno en la Zona Oeste (Ver Figura 1).

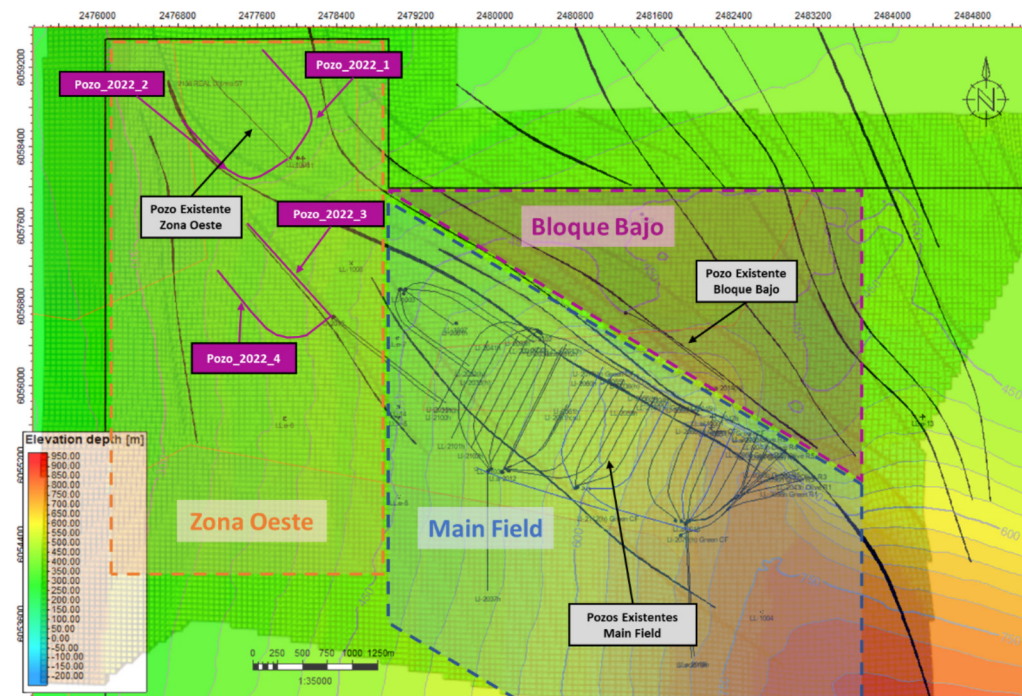


Figura 1. Mapa de Llanqueto con pozos existentes considerados en el caso base, y ubicación de los 4 pozos a ser perforados en 2022. También se muestra superpuesta la grilla del modelo dinámico

Modelo de Fluidos

Como se mencionó anteriormente, Llanqueto es un campo de crudos pesados, con petróleos de gravedad API cercana a 12° y viscosidades elevadas (de 2,000 a 5,000 cP en fondo) debido a una fuerte biodegradación. Presenta dos niveles productivos hidráulicamente independientes: *Green* (superior) y *Olive* (inferior). *Green* presenta petróleos con biodegradación más severa resultante en mayores viscosidades (5,000 a 10,000 cP) que en *Olive* (1,000 a 4,000 cP). Este contraste puede observarse en las mediciones de viscosidad realizadas sobre muestras de petróleo atmosférico de ambos niveles.

La disponibilidad de información termodinámica (PVT) para petróleo vivo en la zona Central desarrollada de Llanqueto es prácticamente nula. Solo se cuenta con mediciones de Viscosidades de petróleo muerto vs. Temperatura, y algunos informes de Estudios PVT parciales o incompletos realizados entre los años 1970 y 1980 (en general sobre muestras de mezclas de petróleo de *Green* y *Olive*). La composición del fluido de reservorio fue reconstruida a partir de la información de dichos estudios.

Por otro lado, el resultado de estudios de geoquímica realizados por YPF en busca de marcadores naturales que permitan alocar la producción de petróleo de ambos niveles ha sido que no se encuentran diferencias composicionales relevantes. Tampoco se observan contrastes evidentes de relación Gas-Petróleo (GOR) entre pozos con diferente aporte relativo de *Green* y *Olive* a su producción.

Por todo esto, y debido a la escasez de datos disponibles, se consideró aceptable realizar la siguiente aproximación para el modelo de fluidos:

- Se calculó una única composición molecular de fluido de reservorio común a ambos niveles productivos (a partir de la recombinación numérica de gas y petróleo atmosféricos, y de la relación gas-petróleo, reportados).

- La única diferencia entre los fluidos de ambos niveles se estableció en las curvas de viscosidad consideradas para cada uno. Las curvas de viscosidad fueron estimadas en base a mediciones de Viscosidad de petróleo atmosférico (muerto) Vs. Temperatura y a la aplicación de correlaciones (Beal (1945), De Ghetto *et al.* (1994) y Kartoatmodjo (1990)) que permitieron calcular las curvas de Viscosidad Vs. Presión a temperatura de reservorio.

Luego de haber calculado la composición del fluido de reservorio, construido las curvas de Viscosidad Vs Presión a temperatura de reservorio, y considerado, además, la información experimental disponible en el reporte mencionado (Compresibilidad isotérmica, Expansión a Masa Constante a Temperatura de Reservorio, curva de Bo de Liberación Diferencial, etc.), se contó con toda la información necesaria para ajustar una ecuación de estado (EOS) (y las correspondientes correlaciones de viscosidad) para modelar el comportamiento termodinámico de los fluidos de reservorio.

Con esto se simuló una separación flash y se observó un pequeño desajuste en la evaporación de la fracción C6 que resultó muy elevada. Se corrigió esto modificando el coeficiente de interacción binaria con la fracción C7+. A continuación se realizó un “lumping” o agrupamiento de los componentes en solo dos pseudocomponentes: por un lado la fracción pesada prácticamente sin participación en la fase gaseosa agrupando los componentes C6 y C7+

y, por el otro lado, desde N2 hasta C5 en la fase liviana (prácticamente se puede decir que estos dos pseudocomponentes se comportan como el “petróleo muerto” y el “gas en solución”) (Figura

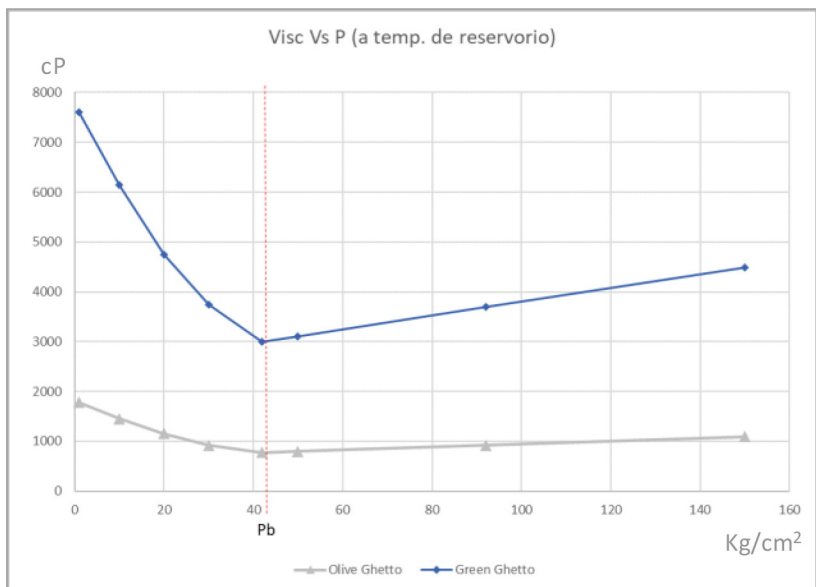


Figura 2. Curvas de Viscosidad Vs Presión estimadas a partir de la Viscosidad de petróleo atmosférico a temp. de reservorio, la correlación de Beal para petróleo saturado y la correlación de De Ghetto-Kartoatmodjo para petróleo subsaturado

3.b). Con los dos pseudocomponentes definidos se procedió a ajustar la presión de burbuja y la compresibilidad isotérmica modificando el coeficiente de interacción binaria y los parámetros volumétricos de los pseudocomponentes. En cuanto a las viscosidades se utilizó el modelo de Pedersen con 5 parámetros de control para ajustar las curvas sintéticas construidas previamente para cada nivel productivo.¹

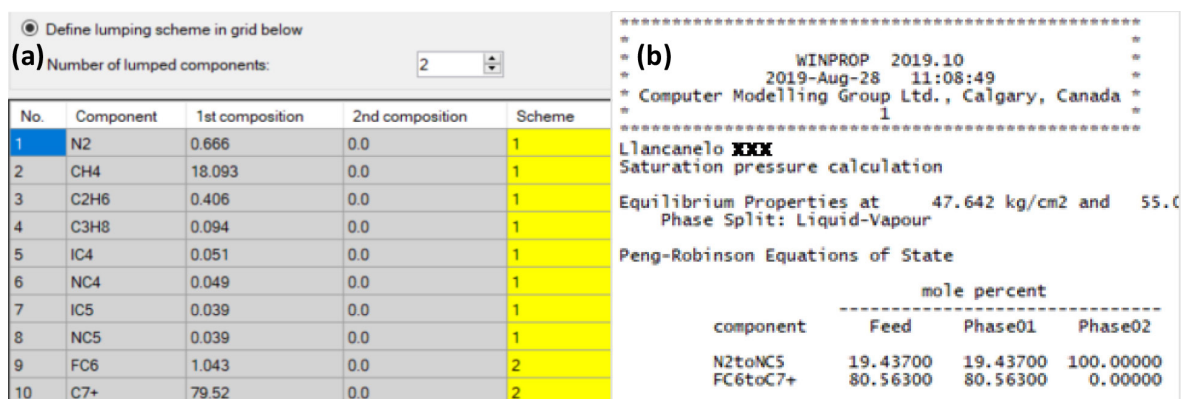


Figura 3. Composición molecular del fluido de reservorio antes (a) y después del agrupamiento (b) y separación flash (b)

Cabe aclarar que este ajuste se utilizó en todas las simulaciones involucradas en el flujo de trabajo presentado, que son de tipo composicional (con 2 pseudocomponentes).

Gradiente Geotérmico

El yacimiento Llanqueto tiene dos características que provocan que el gradiente geotérmico tenga un efecto apreciable sobre el comportamiento productivo del reservorio:

- Buzamiento Elevado: el tope de la estructura, ubicado hacia el este del campo presenta profundidades del orden de 650 m (TVD), mientras que la zona de mayor profundidad, ubicada al oeste, se encuentra a profundidades superiores a los 1,000 m (TVD).
- Alta Viscosidad: el efecto de su disminución con el incremento de la temperatura crece exponencialmente con la propia viscosidad del petróleo. Es decir, los petróleos pesados son mucho más sensibles a los cambios de temperatura en el sentido de que esta afecta más su viscosidad que en petróleo más livianos.

Existen evidencias (Sigismondi y Ramos (2008) que indican que la Cuenca Neuquina presenta en la zona de Llanqueto un gradiente geotérmico elevado. En la Figura 4.b, se observan los colores rojo y magenta en la ubicación de Llanqueto asociados a los gradientes geotérmicos más elevados.

¹Se ajusta una nueva correlación para cada curva de viscosidad ya que este modelo permite, utilizando la herramienta WinProp, construir tablas para diferentes presiones y temperaturas que sirven de entrada en el modelo térmico-composicional.

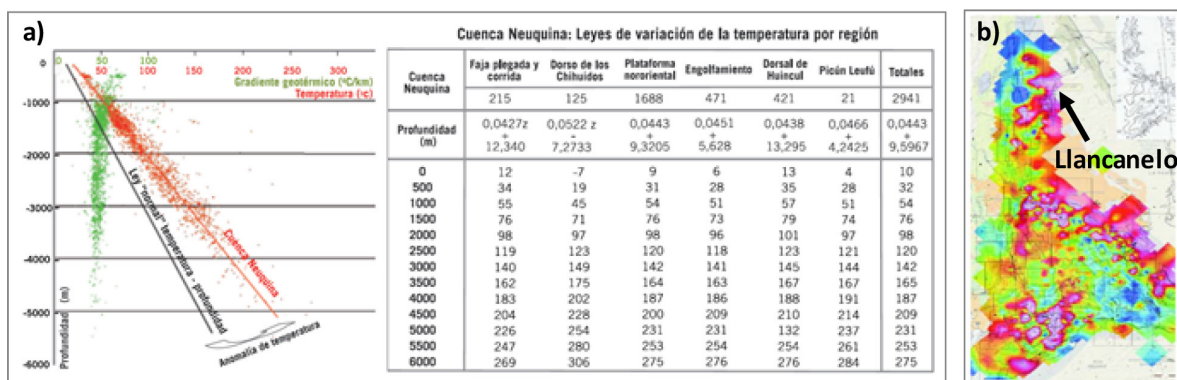


Figura 4. a) Gradientes geotérmicos en la cuenca Neuquina (del trabajo de Sigismondi y Ramos). b) La ubicación de Llancanelo corresponde a colores rojo-magenta (gradientes elevados)

La mayoría de los perfiles son adquiridos en Llancanelo con herramientas de tipo LWD (*Logging While Drilling*), razón por la cual los perfiles de temperatura suelen encontrarse fuertemente alterados por la temperatura las propias herramientas y la circulación de lodo. Considerando lo anterior, con el objetivo de aportar mayor solidez al modelo, se incluyó al gradiente geotérmico como un parámetro más en el análisis de incertidumbre. Se tomó para el caso base el valor de gradiente ajustado con los datos más confiables de diferentes perfiles (5.25°C cada 100 m) y se permitió inicialmente un gran intervalo variación que paulatinamente de fue acotando con la madurez de la solución. Esta característica está íntimamente ligada con la mayor productividad observada en la zona más profunda, en el bloque denominado Zona Oeste (ver Figura 1).

Presión Capilar, Saturación de Agua Irreductible e Inicialización del Modelo

Tal como se describe en el trabajo del modelo estático presentado en este mismo congreso (Pieroni *et al.* (2022)), se diferencian 3 facies de comportamientos dinámicos diferentes, nombradas Reservoirio de Alta Calidad, Reservoirio de Media Calidad, No Reservoirio. Las curvas de presión capilar para cada facies y los valores de saturación de agua irreductible (SWIR) fueron determinados a partir de 48 mediciones por Estados Restaurados realizadas sobre muestras de la corona de un pozo perforado en el año 2019. En base a estos resultados se graficaron los valores de SWIR versus la raíz cuadrada del cociente de la Permeabilidad Absoluta sobre la Porosidad Efectiva determinadas en cada punto. Se encontró una muy buena correlación que se presenta en la Figura 5.

Sobre la base de este ajuste, y dado que en general Llancanelo no produce agua en pozos que se encuentran fuera de la influencia del contacto agua-petróleo, se estimó la saturación inicial de agua por encima del contacto agua-petróleo a partir de esta ecuación. Esto significa, que la saturación de agua es igual a la connata por encima de la zona de transición definida por el análisis de las curvas de presiones capilares que corresponden a cada facies de la formación *Green* y *Olive*.

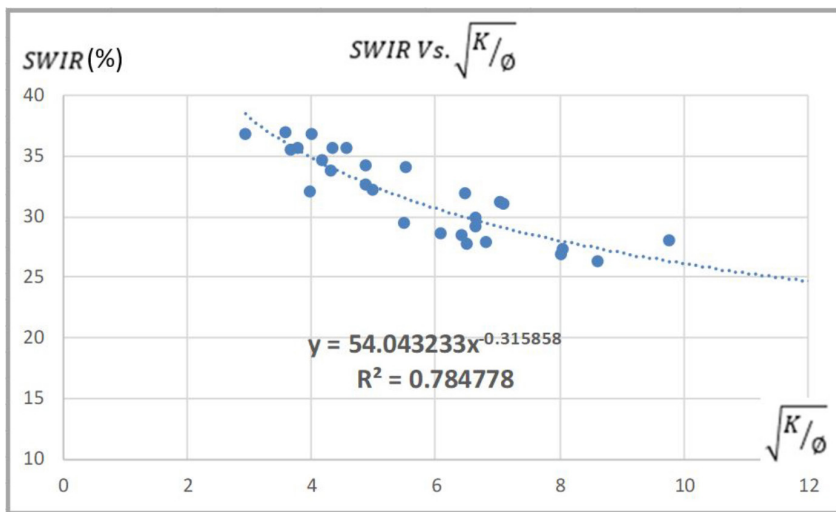


Figura 5. Correlación obtenida entre saturación de agua irreducible y la raíz cuadrada del cociente entre permeabilidad y porosidad.

En cuanto a las curvas de presión capilar, se incorporan al modelo dinámico normalizadas y luego en el proceso de inicialización el programa las re-normaliza para cada facies en cada celda, en función del valor de máxima presión capilar que se establece como un parámetro de incertidumbre independiente para cada tipo de roca (5

valores, diferenciando reservorios de alta y media calidad en *Green* y *Olive* y estableciendo un único valor para la facies de mala calidad en toda la grilla).

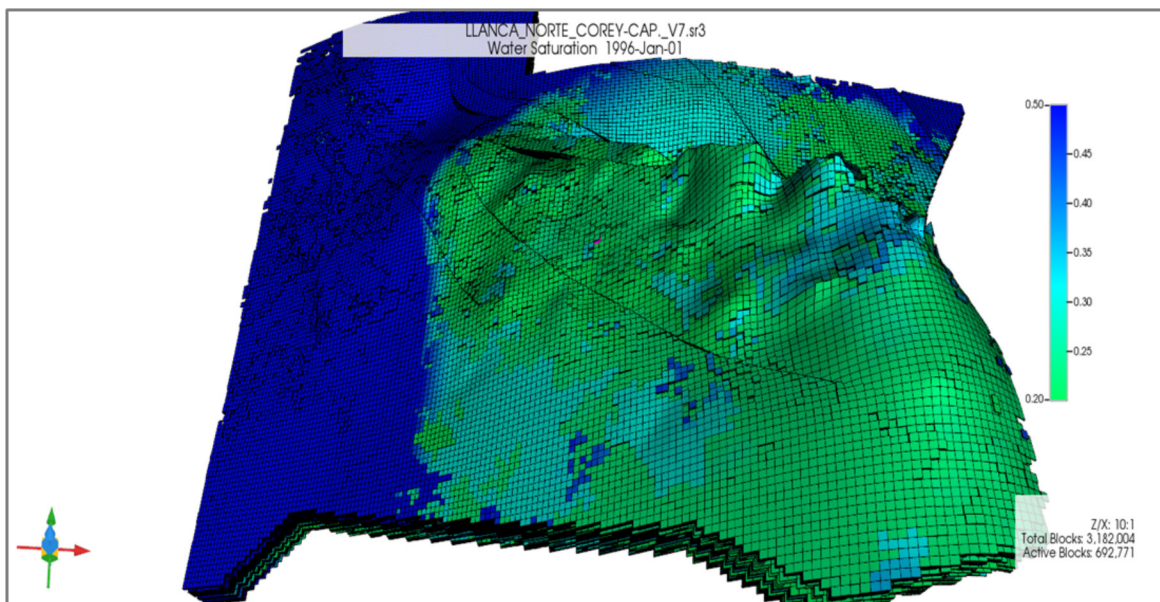


Figura 6. Saturación de agua inicial (Caso base).

Para las curvas de permeabilidad relativa se estableció un modelo de Corey (Brooks y Corey (1966)) independiente para cada uno de los 5 tipos de roca definidos. Cada modelo de Corey es regido por 4 parámetros de incertidumbre: n_w , n_o , S_{or} , S_{wir} y K_{rw3PT} , es decir que la variabilidad de permeabilidades relativas involucra 25 parámetros de incertidumbre en el modelo.

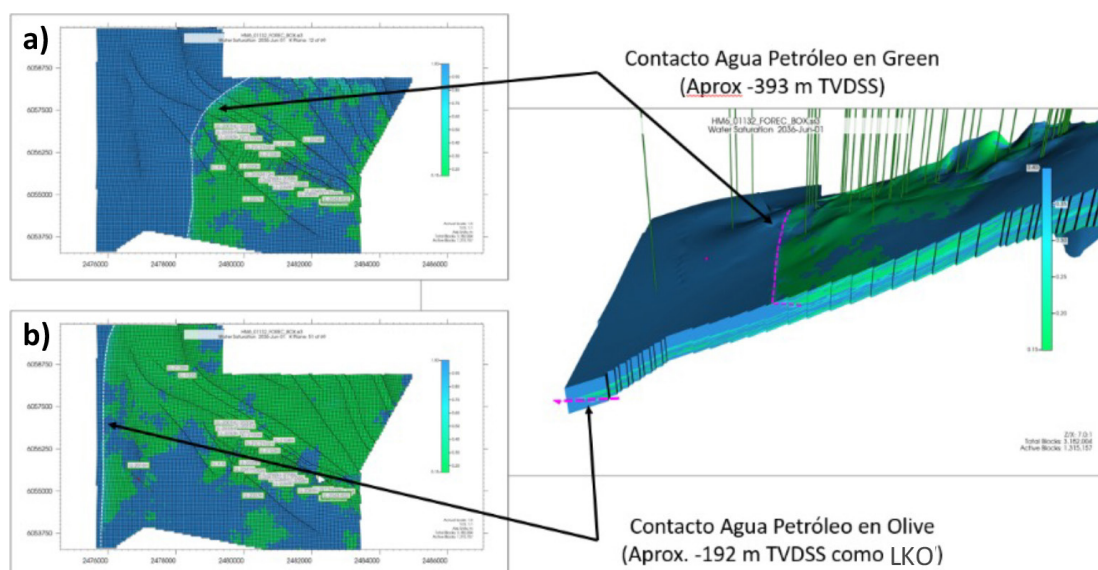


Figura 7. Contactos agua-petróleo en niveles *Green* (a) y *Olive* (b) (Caso base).

En cuanto a los contactos agua-petróleo, como ya se mencionó, los dos niveles en producción en Llancanelo se comportan como unidades hidráulicas independientes. No solo presentan petróleo con viscosidades muy diferentes, sino que además se ha observado producción de agua en el nivel *Green*, mientras no ha sido comprobada hasta el momento la presencia de agua móvil en el nivel *Olive*, aún en cotas más profundas que en la formación *Green*. El escenario planteado puede apreciarse en la Figura 7.

Más adelante se mostrará que en el nivel *Green* la producción de agua en algunos pozos permite reducir la incertidumbre sobre la cota del nivel de agua libre. En el nivel *Olive* en cambio, solo se cuenta con un *Lowest Known Oil* (LKO), sin producción de agua desde este nivel en todo el campo. Por este motivo, la incertidumbre sobre la cota del nivel de agua libre en *Olive* es mayor, observándose en la respuesta del modelo cierto riesgo de contactar agua a medida que se avanza con el desarrollo hacia cotas más profundas.

Fundamentos Teóricos y Definiciones

Una vez optimizado el “caso base” se inició el flujo de trabajo que se resume en el siguiente esquema:

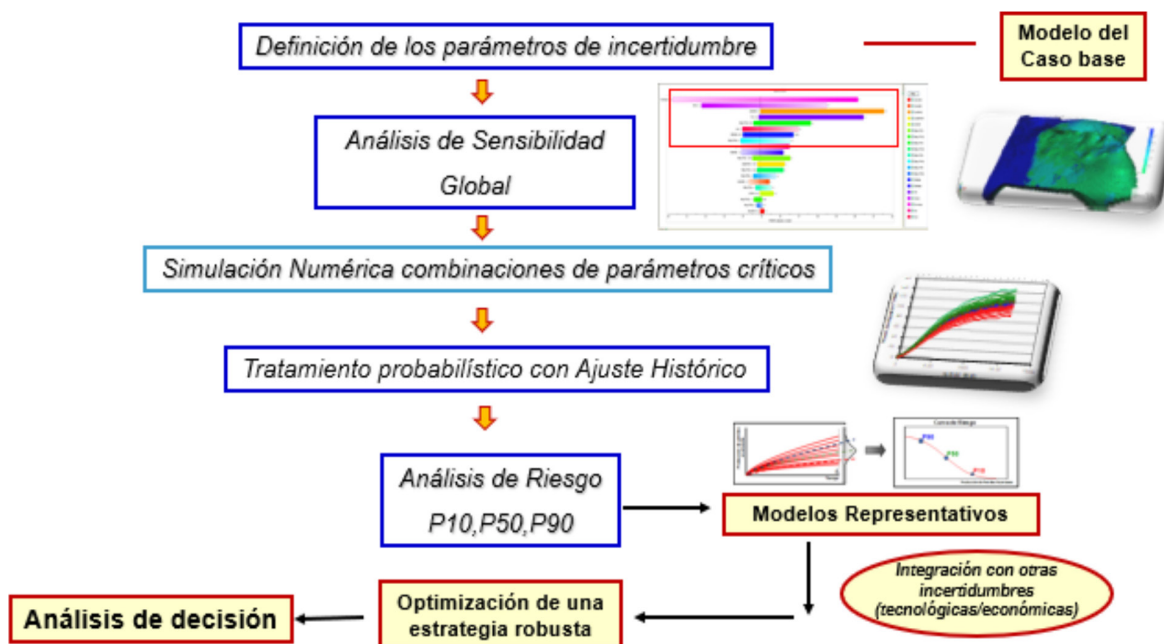


Figura 8. esquema de flujo de trabajo propuesto.

Cada etapa de este flujo de trabajo tiene un objetivo específico que aporta la información necesaria para avanzar iterativamente a la siguiente (cabe aclarar que cada “caja” de este esquema incluye varias tareas, un resumen más detallado de la metodología se presenta más adelante). En el Análisis de Sensibilidad Global se evalúa la incertidumbre asociada al problema y se identifican aquellos parámetros con mayor influencia en la respuesta para la posterior propagación de la incertidumbre en los pronósticos de producción. Luego, en el Ajuste Histórico Probabilístico, se busca reducir los rangos de variación de estos parámetros, minimizando la función objetivo, que cuantifica las diferencias entre las variables calculadas y sus valores históricos. Por último, en el Análisis de Incertidumbre de Pronósticos, utilizando las distribuciones de probabilidad de los parámetros resultantes de la etapa anterior, se calculan los pronósticos probabilísticos y se identifican los casos representativos de los percentiles P10-P50-P90. Una vez identificados los casos representativos de los percentiles, es posible realizar un estudio de Optimización Robusta en el que se evalúa la respuesta promedio del modelo sobre todos los casos representativos (pesimistas, medios y optimistas) a variaciones de determinados parámetros de control (como por ejemplo trayectorias o ubicaciones de pozos de avanzada). Los valores óptimos de los parámetros identificados mediante este proceso pueden no dar como resultado la mejor solución en casos particulares, pero sí identifican la mejor solución disponible considerando todo el espectro de casos posibles, dada la incertidumbre remanente.

Problema Inverso

Que un problema tenga carácter inverso significa que distintas soluciones representadas por casos con diferentes combinaciones de parámetros proporcionan la misma respuesta (ajuste histórico), siendo que en este caso podrían presentar comportamientos diferentes en la etapa de pronósticos. Por ejemplo, un desarrollo actual alejado de una zona de agua no muestra mayores diferencias en el ajuste histórico ante cambios menores en el contacto agua petróleo o la zona de transición. Sin embargo, al pronosticar un desarrollo con pozos más cercanos a la cota de agua, se observarán diferencias más notables. El análisis probabilístico del modelo consiste en variar, de caso en caso de simulación, diferentes combinaciones de parámetros obteniendo diferentes soluciones posibles para el ajuste de los datos registrados.

En este contexto, debemos intentar cuantificar los pronósticos a partir de franjas de respuestas y no con una solución determinística. Los rangos de variación y las combinaciones generan casos o modelos del reservorio, que tienen que reproducir el comportamiento histórico que actúa como condicionante y permiten un “abanico” de resultados posibles sobre los volúmenes a producir y su respectivo desempeño económico.

Función Objetivo

El ajuste de la historia es la base de cualquier estudio dinámico de reservorios. Como el ajuste depende de diversos parámetros de incertidumbre y su influencia conjunta, es necesario identificar regiones, dentro del espacio de muestreo, donde el error de las curvas calculadas con respecto a los datos históricos sea lo suficientemente pequeño. Para esto, se define una variable escalar que cuantifica la distancia de los valores de los datos observados con respecto a los simulados, para cada combinación de los parámetros de incertidumbre en el período considerado. La ecuación que mide este error se denomina Función Objetivo (FO) y depende del problema en estudio y del método utilizado. También puede referirse a una magnitud absoluta de una respuesta en análisis. La ecuación 1 (del manual de CMOST) muestra el término de la FO para una determinada variable (por ejemplo, presión de fondo) que fue utilizada en el estudio.

$$FO = Q_i = \frac{1}{\sum_{j=1}^{N(i)} tw_{i,j}} \sum_{j=1}^{N(i)} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{T(i,j)} (Y_{i,j,t}^s - Y_{i,j,t}^m)^2}{NT(i,j)}} \cdot 100\% \cdot tw_{i,j} \quad (1)$$

Donde t es el tiempo, i es la variable y j los pozos considerados. La raíz cuadrada se aplica a la suma de los errores al cuadrado en cada serie histórica considerada.

La Ecuación (1) está incluida en el motor de CMOST, y las variables seleccionadas fueron inicialmente el Q_o (Caudal de Petróleo), Q_w (Caudal de Agua), luego se incorporó también la BHP (Presión dinámica de Fondo) en algunos pozos en los que se contó con datos históricos.

Superficie de Respuesta

Para analizar el progreso y búsqueda de mínimos, guiando el proceso de propuesta de nuevas combinaciones en cada iteración, es necesario recurrir a un Proxy Model o Superficie de Respuesta (SR), que representa el espacio de resultados de las variables de salida del simulador (en este caso representada por la FO por tratarse de un ajuste histórico). En la mayoría de los estudios, se cuenta con más de dos parámetros de incertidumbre, la denominación como SR es una abstracción, ya que en realidad el espacio de solución es n-dimensional.

Como ejercicio, podemos visualizar cómo se comporta la superficie en función de dos parámetros. En la Figura 9.a, se ilustra la forma de la superficie para un caso de dos parámetros de incertidumbre variando mientras que mantenemos los otros parámetros constantes en su valor inicial/predeterminado. Es posible percibir que la superficie ilustrada debe variar según cambiamos los valores establecidos por los demás parámetros de incertidumbre. El mínimo de la Superficie de Respuesta son los valores más bajos de la Función Objetivo para todo el dominio definido en el conjunto de los parámetros de incertidumbre. Representan, bajo una óptica no bayesiana, las posibles combinaciones del conjunto con los mejores ajustes de historia debajo de una tolerancia aceptada (zonas marcadas con flechas en la Figura 9.a).

Desde una perspectiva Bayesiana (Zubarev (2009), Kashib, Srinivasan (2006) y Chen *et al.* (2014)) estos casos serían las combinaciones más probables que pueden representar el sistema (datos históricos), es decir los mejores ajustes probables. En ese enfoque, se define una función que representaría la verosimilitud con el sistema real (likelihood, $L(OF)$) para evaluar la probabilidad

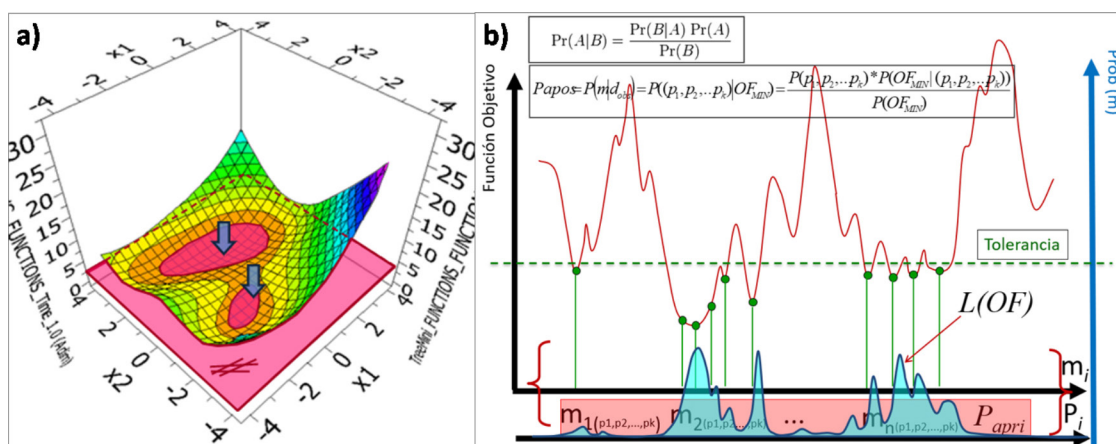


Figura 9. a) Representación gráfica del concepto de Superficie de respuesta (ejemplo con dos parámetros de incertidumbre). Se observan en rojo las regiones que superan la tolerancia entorno a mínimos locales marcados con flechas. b) Representación gráfica del Teorema de Bayes.

que cada punto tiene (caso combinado) de ser el que mejor representa al sistema (Figura 9.b). Se obtienen, de esta forma, varias soluciones posibles con esta condición al definir un rango alrededor de la máxima probabilidad (combinaciones que maximizan la función de verosimilitud aplicando el enfoque del Teorema de Bayes).

Parámetros de Incertidumbre Estudiados

Este estudio abarcó más de 40 parámetros de incertidumbre entre los que están las características del equilibrio capilar y movilidad entre las fases. Otros están relacionados con la interacción roca-reservorio y la calidad de facies respectivas. También fueron caracterizados los efectos de la incertidumbre en el comportamiento del fluido de cada formación y sus propiedades, siendo importante definir el rango de variación, y las distribuciones asociadas. En este caso se optó por distribuciones uniformes asociadas como punto de partida. En la siguiente tabla se muestran todos los parámetros involucrados:

Parámetro	Min	Max	Valor Default	Descripción
Cpor	8.16E-07	1.36E-05	1.09E-06	Compresibilidad de la Formación (1/KPa)
Krw3PT1	0.1	0.95	0.9	Valor máximo de krw correspondiente al Sorw en ROCKTYPE 1
Krw3PT2	0.1	0.95	0.9	Valor máximo de krw correspondiente al Sorw en ROCKTYPE 2
Krw3PT3	0.1	0.95	0.9	Valor máximo de krw correspondiente al Sorw en ROCKTYPE 3
Krw3PT4	0.1	0.95	0.9	Valor máximo de krw correspondiente al Sorw en ROCKTYPE 4
Krw3PT5	0.1	0.95	0.9	Valor máximo de krw correspondiente al Sorw en ROCKTYPE 5
MaxCap1	50	137.8	137.8	Máxima Presión Capilar para Facies 1
MaxCap2	80	186.03	186.03	Máxima Presión Capilar para Facies 2
MaxCap3	150	241.15	241.15	Máxima Presión Capilar para Facies 3
MultPerm1	0.5	2	1	Multiplicador de Permeabilidad Facies 1
MultPerm2	0.5	2	1	Multiplicador de Permeabilidad Facies 2
MultPerm3	0.5	2	1	Multiplicador de Permeabilidad Facies 3
GradTermC100m	3	7	5.92	Gradiente Geotérmico cada 100m
KvKh1	0.1	0.4	0.2	Relación Perm. Vertical vs Horizontal Facies 1
KvKh2	0.1	0.4	0.2	Relación Perm. Vertical vs Horizontal Facies 2
KvKh3	0.1	0.4	0.2	Relación Perm. Vertical vs Horizontal Facies 3
DELTA\$wcrit1	0	0.08	0.01	Diferencia entre la Sw crítica y Sw connata Facies 1
DELTA\$wcrit2	0	0.08	0.01	Diferencia entre la Sw crítica y Sw connata Facies 2
DELTA\$wcrit3	0	0.08	0.01	Diferencia entre la Sw crítica y Sw connata Facies 3
DELTA\$wcrit4	0	0.08	0.01	Diferencia entre la Sw crítica y Sw connata Facies 4
DELTA\$wcrit5	0	0.08	0.01	Diferencia entre la Sw crítica y Sw connata Facies 5
Sorw1	0.2	0.4	0.25	Saturación residual de petróleo al agua Facies 1
Sorw2	0.2	0.4	0.275	Saturación residual de petróleo al agua Facies 2
Sorw3	0.2	0.4	0.25	Saturación residual de petróleo al agua Facies 3
Sorw4	0.2	0.4	0.275	Saturación residual de petróleo al agua Facies 4
Sorw5	0.2	0.4	0.3	Saturación residual de petróleo al agua Facies 5
no1	1	4	3.2	Orden de curvatura de Kro Facies 1
no2	1	4	3.2	Orden de curvatura de Kro Facies 2
no3	1	4	3.2	Orden de curvatura de Kro Facies 3
no4	1	4	3.2	Orden de curvatura de Kro Facies 4
no5	1	4	3.2	Orden de curvatura de Kro Facies 5
nw1	1	5	3	Orden de curvatura de Krw Facies 1
nw2	1	5	3	Orden de curvatura de Krw Facies 2
nw3	1	5	3	Orden de curvatura de Krw Facies 3
nw4	1	5	3	Orden de curvatura de Krw Facies 4
nw5	1	5	3	Orden de curvatura de Krw Facies 5
DwocGreen	-400	-350	-397	Contacto Agua Petróleo Formación Green
DwocOlive	-210	-160	-209	Contacto Agua Petróleo Formación Olive
VISCMULTG	0.8	2.5	1	Multiplicador Viscosidad Formación Green
VISCMULTO	0.8	2.5	1	Multiplicador Viscosidad Formación Olive

Figura 10. Tabla con los parámetros de incertidumbre involucrados inicialmente en el modelo.

Resumen de la Metodología

La metodología empleada en este trabajo se puede resumir en el siguiente listado de pasos: (Becerra *et al.* (2012))

1. Preprocesamiento de la información recopilada y revisión de todos los datos de entrada (estáticos y dinámicos), validando o eliminando todas las mediciones cuestionables.
2. Ajuste del modelo de fluidos del campo con Ecuación de Estado.
3. Recopilación y controles de calidad de las respuestas de simulación (presiones y producciones de agua y de petróleo) en el simulador térmico composicional STARS.
4. Determinación de criterios para la cuantificación de la medición de la calidad del ajuste histórico (creación de la Función Objetivo).
5. Identificación de los parámetros de incertidumbre, su posible rango de variación y las distribuciones “*a priori*” que los representan.
6. Selección del diseño experimental para combinación de parámetros inciertos y el modelo de superficie de respuesta para el análisis de sensibilidad.
7. Análisis de sensibilidad de los parámetros para la presión, la producción de petróleo y de agua y su efecto en la calidad del ajuste histórico.
8. Selección de los parámetros más críticos para iniciar el proceso de ajuste probabilístico.
9. Obtención del rango de dispersión de incertidumbre “*a priori*” del comportamiento del reservorio mediante propagación de simulaciones Monte Carlo (MC). Nuevos casos de simulación son agregados en forma iterativa para mejorar la calidad de la superficie de respuesta en torno de la zona de mínimos de la función objetivo.
10. En función de la tolerancia seleccionada para el ajuste histórico, determinación de las distribuciones de probabilidad “*a posteriori*” con rangos más estrechos para los parámetros críticos.
11. Identificación de nuevos parámetros que podrían afectar sólo el período de predicción. En este caso representados por las geo-realizaciones equiprobables (GRE) para caracterizar la incertidumbre remanente en las zonas a desarrollar distanciadas del área con pozos.
12. Validación de baja sensibilidad en el ajuste de la zona desarrollada a la variación de los diferentes GRE asignados en las combinaciones.
13. Selección del diseño experimental final que incluye los parámetros críticos y sus distribuciones posteriores asociadas y a las GRE incorporadas para el pronóstico de los nuevos pozos.
14. Obtención del análisis final de predicción con incertidumbre.

15. Determinación las distribuciones de probabilidad de las variables de interés en varios tiempos característicos elegidos en las curvas de predicción.
16. Obtención de las curvas representativas de percentiles característicos P10, P50 y P90.
17. Selección de modelos representativos (a partir de las combinaciones de parámetros) correspondientes a los casos de los percentiles característicos P10, P50 y P90 para todos tiempos considerados en el paso anterior simultáneamente.

RESULTADOS

Análisis de Sensibilidad

Se realizó análisis de sensibilidad global (ASG) para el ajuste del petróleo, del agua y de presión dinámica, además de la función objetivo global. Se busca con este primer estudio identificar los parámetros con mayor influencia primaria, aquellos con mayor interrelación cruzada con otros atributos y eventualmente los que resulten irrelevantes para el comportamiento del modelo.

Los resultados más importantes de este estudio típicamente se observan en tres gráficos: Diagrama de Tornado, Diagrama de Morris y de Sensibilidad Global mediante Análisis Sobol. A continuación, se describe cada uno de estos diagramas y se presenta como ejemplo la incertidumbre que se visualizó en las primeras etapas del trabajo para los diferentes parámetros. Más adelante se mostrará cómo estos diagramas evolucionaron hacia el final del análisis probabilístico con el mayor conocimiento de la dinámica del modelo.

- Diagrama de tornado: en este se observa la influencia directa, o lineal, de los diferentes parámetros en la variable de respuesta seleccionada. Se ordenan de manera descendiente de acuerdo con el orden de influencia. Por encima de los parámetros, en los dos primeros lugares, se colocan los valores extremos de variación de la variable de respuesta obtenidos para todas las combinaciones de parámetros estudiadas (indicados como Maximum y Minimum). En el ejemplo de la Figura 11 se muestra el gráfico correspondiente a la producción acumulada de agua del campo, en el que se observa como parámetros más influyentes al contacto agua-petróleo del nivel Verde (*DwocGreen*), y a parámetros asociados con la saturación de agua crítica ($\Delta T_{ASwcrit1}$ y 5), y con la forma de la curva de permeabilidad relativa del petróleo (α_3). También se identificaron algunos parámetros irrelevantes que fueron excluidos para simplificar el análisis posterior (por ejemplo la transmisibilidad de las fallas):

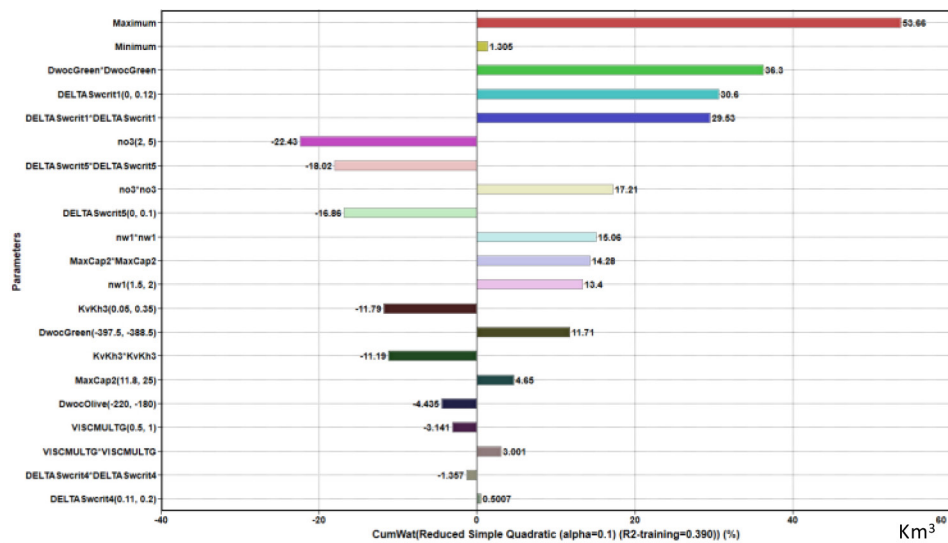


Figura 11. Diagrama de tornado, análisis de sensibilidad inicial (producción acumulada de agua del campo)

- Diagrama de Morris: el método de Morris es un *screening* para ranquear la influencia de un gran número de parámetros de incertidumbre. Se basa en discretizar los rangos de los parámetros definidos y determinar el valor medio y el desvío estándar para cada uno de ellos. Luego, se representa cada parámetro en un diagrama tipo *cross plot*, con ambas magnitudes mencionadas en abscisas y ordenadas respectivamente (Figura 12). Entonces es posible identificar gráficamente diferentes grupos de parámetros de acuerdo con su influencia en la respuesta. El eje horizontal marca el grado de influencia directa, mientras que el vertical marca la influencia indirecta o combinada. A continuación vemos el gráfico correspondiente a la producción acumulada de agua del campo completo (nuevamente en la etapa inicial del análisis):

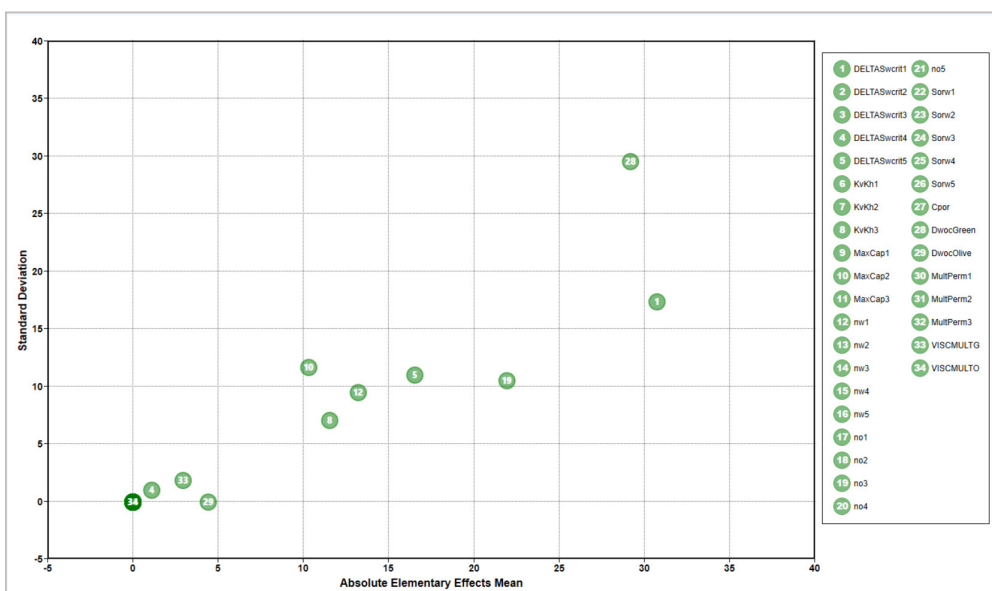


Figura 12. Diagrama de Morris.

Nuevamente se observa en la Figura 12, al igual que en la Figura 11, que los parámetros más influyentes en la producción de agua son la profundidad del contacto agua-petróleo del nivel *Green* y la saturación de agua crítica en la facies 1, ubicándose estos (parámetros 28 y 1) en la zona superior derecha del diagrama.

- El análisis de sensibilidad global (ASG) es un análisis de impacto cruzado de los parámetros inciertos en la variable en estudio. Este tipo de tratamiento implica el uso de una función de distribución de probabilidad para cada parámetro, ya que también se basa en el muestreo Monte Carlo. En consecuencia, este análisis requiere el uso de metamodelos (o proxy models) sofisticados y de buena calidad, lo que hace posible una investigación exhaustiva del dominio de variación y la evaluación de la interrelación no lineal entre los parámetros considerados. El gráfico es similar al diagrama de tornado solo que se presenta en verde la influencia directa del parámetro y en rojo la influencia indirecta por la interacción no lineal con el resto de los parámetros (Figura 13).

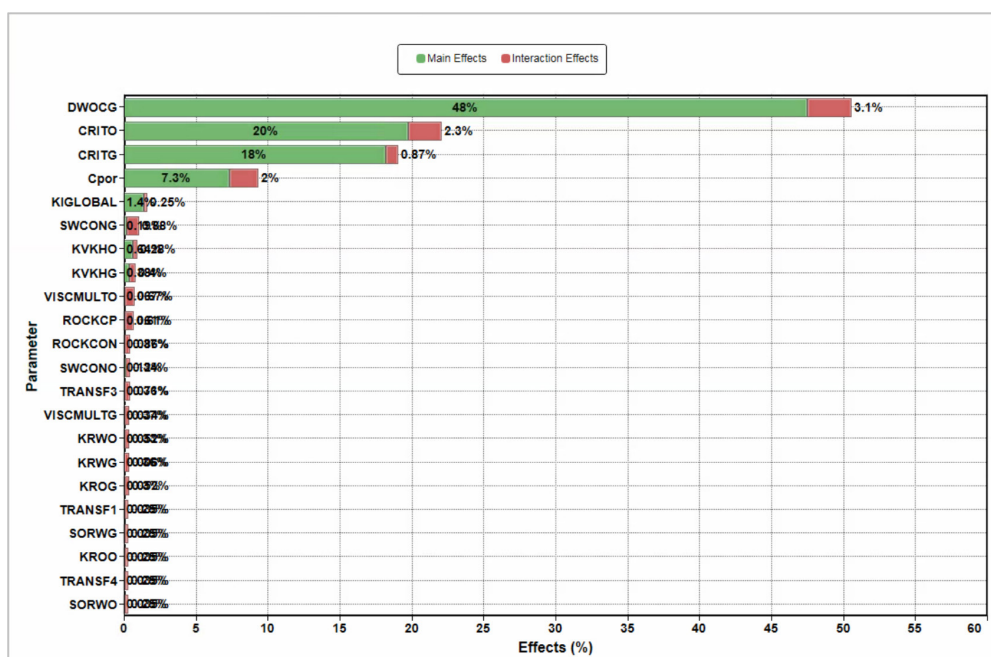


Figura 13. Análisis de Sensibilidad Global.

Al igual que en las figuras 11 y 12, en la Figura 13 se observa que el parámetro más influyente es la profundidad del contacto agua-petróleo del nivel *Green*, seguido de las saturaciones de agua crítica.

Ajuste Histórico Probabilístico

Con los parámetros críticos del problema detectados y la incertidumbre inicial demarcada, se inició el proceso para encontrar los modelos que mejor se ajustasen a los datos históricos. Como se ha mencionado, el objetivo de este trabajo no es encontrar un único modelo que ajuste a los datos con exactitud, sino encontrar un conjunto reducido de posibles ajustes y las distribuciones de probabilidad asociadas de los parámetros.

Inicialmente se estableció una función objetivo que contempló solo el ajuste de los volúmenes producidos de petróleo y agua a nivel campo y el caudal de agua de un pozo clave que se ubica cerca del contacto agua-petróleo del nivel *Green*. Con esa configuración se lanzaron los primeros 600 casos considerando el período histórico, obteniéndose resultados muy dispersos (Figura 14).

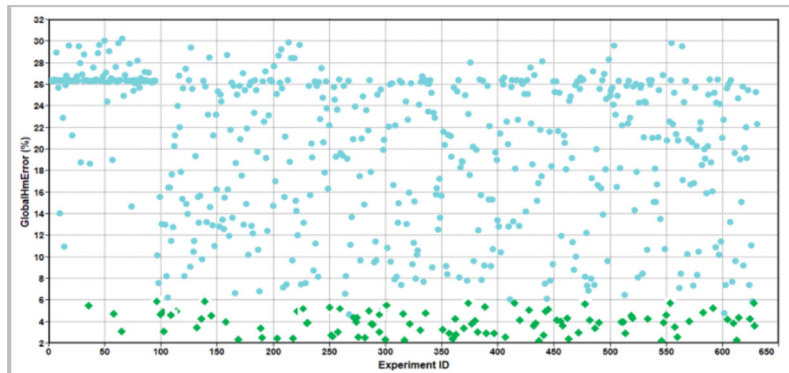


Figura 14. Error en función objetivo en la primera etapa del Ajuste Histórico. En verde los casos con error menor al 6%.

Se estableció la tolerancia para esta función de ajuste histórico en 6%, filtrando y quedándonos solo con los casos que se observan en verde en la imagen anterior. Observando los valores de los parámetros asociados a los casos dentro de la tolerancia se obtuvieron las primeras distribuciones de probabilidad *a posteriori* de los parámetros del estudio. En base a dichas distribuciones se acotaron, o modificaron, los rangos de variación de los parámetros y se extendió el estudio de ajuste histórico lanzando cerca de 400 corridas adicionales (Figura 15).

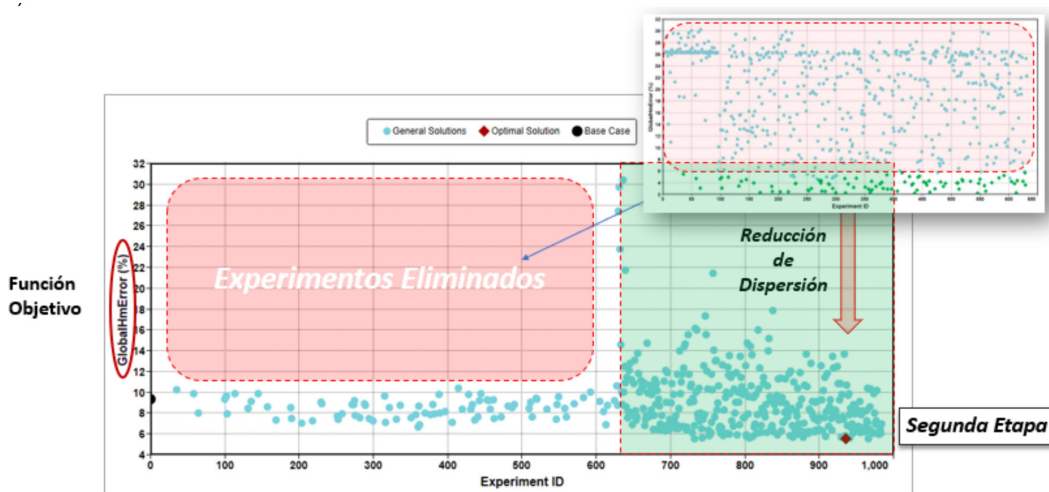


Figura 15. Evolución de resultados en la segunda etapa del ajuste histórico.

Como puede observarse en la Figura 15, en esta segunda etapa se acotó la dispersión de resultados, mejorando la calidad general de los ajustes históricos obtenidos, y encontrando nuevas soluciones con ajustes aún mejores que las óptimas soluciones encontradas en la primera etapa del estudio. Esta segunda etapa del proceso fue guiada por una superficie de respuesta con mayor representatividad en la zona de mínimos de la función objetivo. A continuación, en la Figura 16, se presenta a manera de ejemplo la evolución de la distribución de probabilidad de dos de los parámetros de incertidumbre entre el final de la primera y la segunda etapa del estudio:

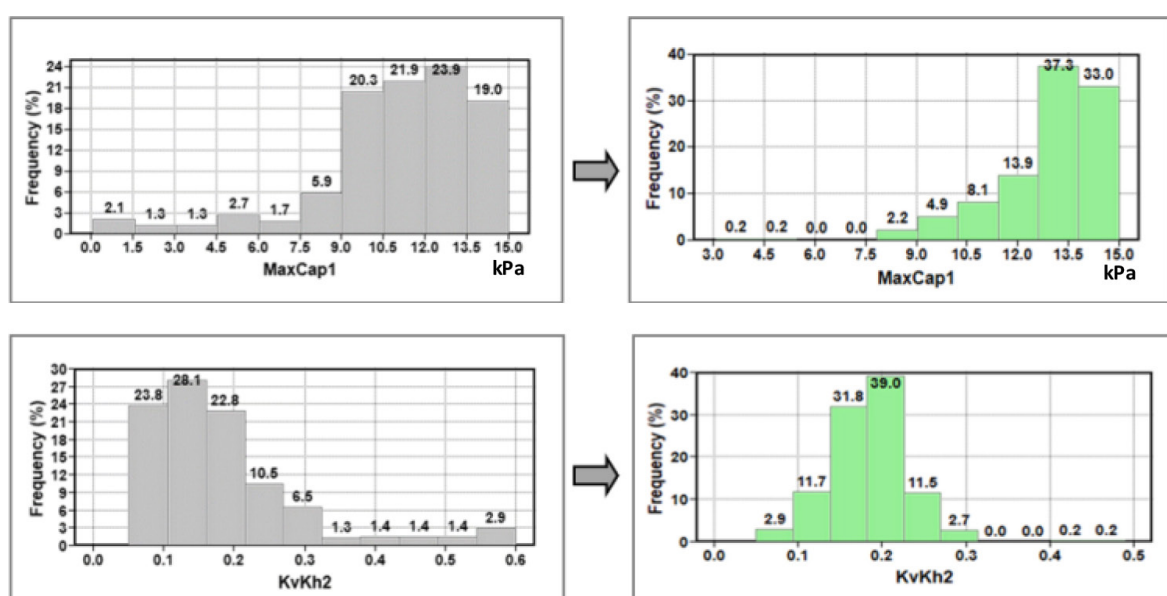


Figura 16. Evolución de distribuciones de probabilidad *a priori* (izquierda) y *a posteriori* (derecha) de algunos parámetros de incertidumbre.

Al finalizar el proceso de ajuste histórico, y antes de proceder con la etapa de pronósticos de desarrollo de zonas de avanzada, se observó en general cierto desajuste del modelo en las presiones dinámicas. Esto representó un problema dado que los pronósticos de los pozos a perforar en zonas de avanzada debían realizarse con control de presión. En especial, este inconveniente resultó crítico en la zona a desarrollar en el oeste, donde solo se cuenta con datos de productividad de un pozo de avanzada perforado en el año 2019 con corta historia de producción (Figura 17).

Para mejorar el ajuste de presiones se decidió reiniciar el proceso de ajuste histórico, incorporando en la función objetivo las presiones dinámicas de pozos clave en los que se contó con datos confiables, obtenidos de sensores de fondo.

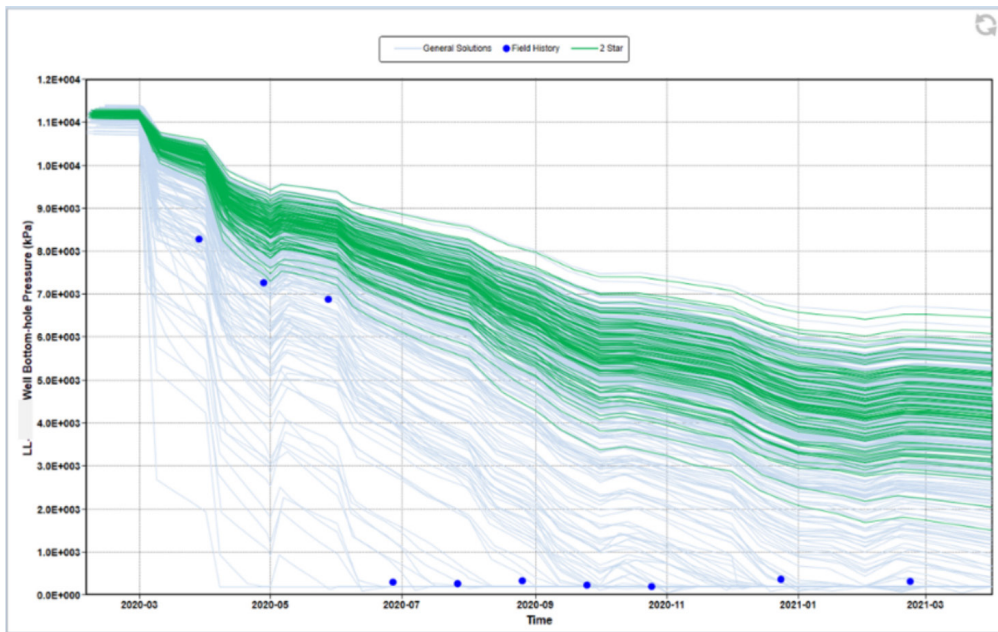


Figura 17. Problemas de ajuste de presiones dinámicas en un pozo de la zona Oeste.

Con esta nueva función objetivo, más compleja y focalizada a nivel de pozo, se realizó un extenso proceso de ajuste histórico por fases que comprendió la realización de casi tres mil corridas adicionales utilizando durante el proceso diferentes algoritmos (DECE, acotación de parámetros y Bayesiano) de búsqueda de mínimos locales como se observa en la Figura 18:

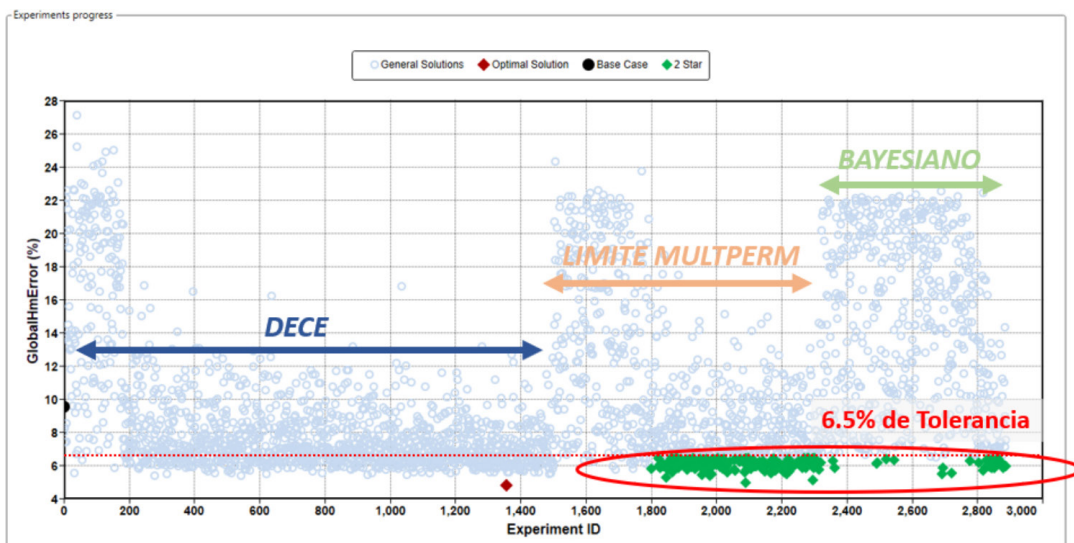


Figura 18. Error en la función objetivo (con presiones) en las diferentes etapas del nuevo proceso de ajuste histórico (2900 corridas).

En este nuevo estudio, al incorporarse nuevos términos a la función objetivo, naturalmente el error en los ajustes históricos resultó algo mayor en principio que en el estudio anterior. Finalmente, estableciendo una tolerancia para el error histórico en 6.5%, se obtuvieron 195 casos identificados en verde en la imagen anterior.

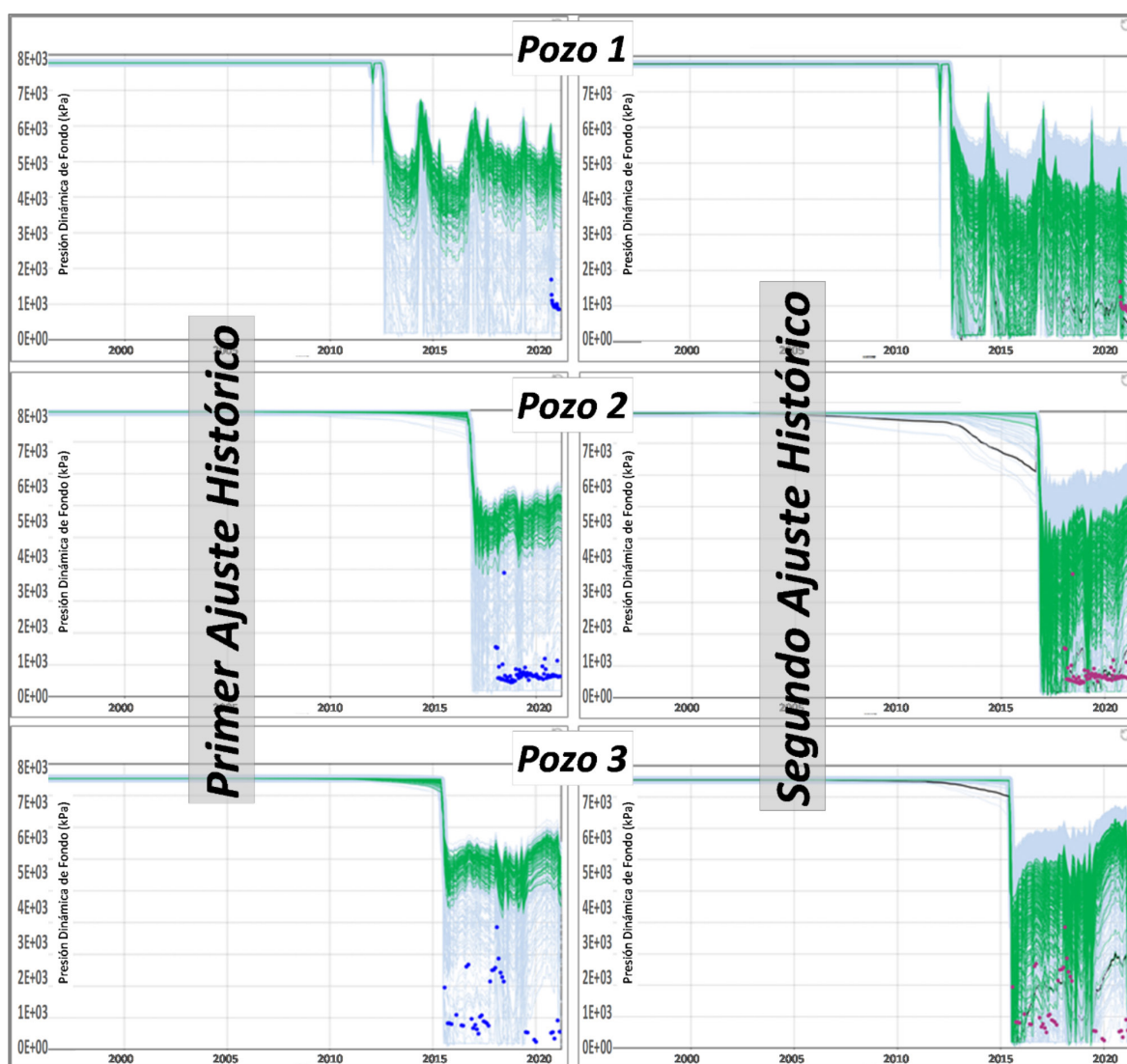


Figura 19. Comparación de ajuste de presiones dinámicas en 3 pozos. A la izquierda se observan los resultados en el primer ajuste histórico, a la derecha los resultados del segundo ajuste incorporando las presiones dinámicas a la nueva función objetivo. A pesar de no lograr un ajuste perfecto, se observa mayor caída de presiones dinámicas a la derecha como resultado de incluir las presiones dinámicas en la función objetivo (valores medidos indicados con los puntos, en verde se distinguen los casos con aj. histórico aceptable).

Para la siguiente etapa del flujo de trabajo se referencian las presiones dinámicas de control en los pozos de desarrollo de la zona oeste a los valores de presiones calculados en el pozo de avanzada perforado en esa zona. De esta manera se mantuvo la tendencia en el ajuste de presiones conseguido, evitando la posible sobre estimación de productividad por considerar controles de presión dinámica demasiado bajos para los pozos de desarrollo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la producción acumulada y caudales de agua y petróleo a nivel campo con este segundo ajuste histórico (Figura 20).

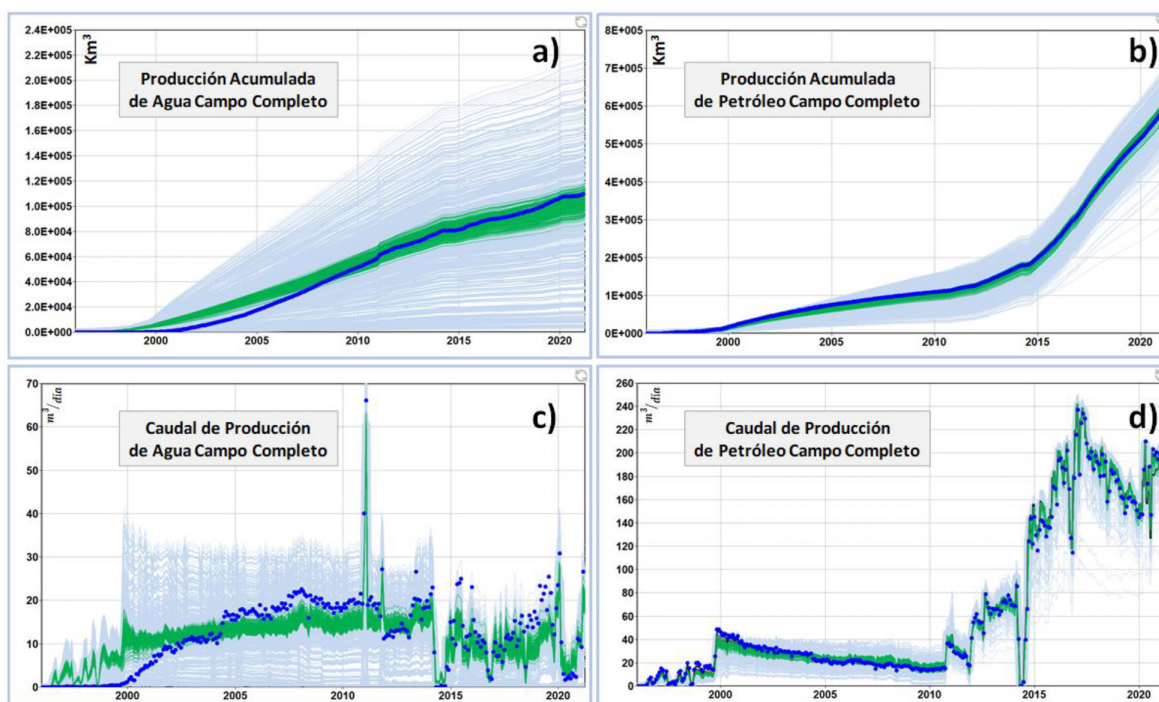


Figura 20. Producción de agua (a y c) y petróleo (b y d) del campo completo para todos los casos calculados en el segundo proceso de ajuste histórico, marcando en verde los casos que superaron el criterio de tolerancia establecido (los puntos azules representan los valores históricos).

Por último, antes de avanzar con la siguiente etapa del flujo de trabajo, cabe mencionar que en estos estudios de ajuste histórico las diferentes combinaciones de parámetros seleccionadas con el objetivo de optimizar el mismo no son seleccionadas al azar. Este proceso es el que se encuentra íntimamente ligado al concepto de superficie de respuesta expuesto anteriormente. A medida que el estudio evoluciona, el algoritmo utilizado, va construyendo iterativamente la superficie de respuesta de la función objetivo definida calculando e interpolando los resultados obtenidos, permitiendo un proceso más preciso a medida que progresa. El algoritmo seleccionado (CMG DECE, Bayesiano, etc.) guía la selección de la combinación de parámetros en busca de mínimos en dicha superficie N dimensional (los mínimos de la superficie de respuesta de la función de

ajuste histórico global corresponden a los casos con menor error). La topografía de la superficie de respuesta se va develando y perfeccionando iterativamente con cada caso, su forma se actualiza y se selecciona una nueva combinación de parámetros para optimizar la búsqueda de mínimos. El programa utilizado permite visualizar la calidad de las predicciones realizadas con la superficie de respuesta, presentado en un gráfico tipo *cross plot* para cada variable del modelo, los valores obtenidos numéricamente con las simulaciones calculadas versus los valores estimados con la superficie de respuesta.

A continuación, se presenta el *cross plot* de la función de ajuste histórico global con la superficie de respuesta obtenida al finalizar el proceso de ajuste histórico (proxy model):

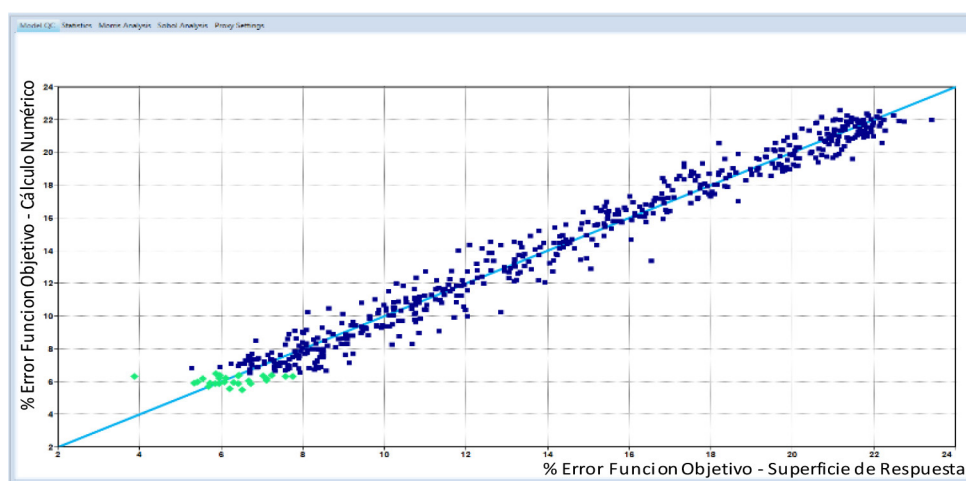


Figura 21. *Cross plot* de la función de ajuste histórico global al finalizar el proceso de ajuste histórico (valores estimados con la superficie de respuesta Vs. valores calculados con la simulación numérica).

La elevada complejidad del modelo asociada al gran número de parámetros de incertidumbre empleado (40 en total), resulta en una superficie de respuesta compleja cuya topografía es difícil de representar. Por ello se requiere un gran número de casos para que el proceso iterativo madure. Como se observa en la Figura 21 el número de 3000 casos estudiados alcanzó para lograr un modelo proxy suficientemente entrenado para realizar predicciones de mínimos de la función objetivo a partir de una superficie de respuesta adecuada (de manera analítica). Cabe reiterar que la optimización realizada inicialmente en la performance del cálculo numérico del caso base facilitó críticamente este trabajo.

Análisis de Incertidumbre de Pronósticos

En esta etapa del estudio se utilizaron las distribuciones *a posteriori* de todos los parámetros de incertidumbre obtenidas con el 6.5% de tolerancia en el Ajuste Histórico Probabilístico, es

decir, la abundancia de los valores de cada parámetro en el conjunto de casos que superaron dicha tolerancia. Las combinaciones de parámetros para el lanzamiento de pronósticos fueron entonces seleccionadas con el método Montecarlo guiado por estas distribuciones de probabilidad.

Se calculó la simulación de cada caso, tanto para el período histórico, como para el período de pronóstico, y de esta manera fue posible corroborar cuáles combinaciones honraron el criterio de tolerancia del ajuste histórico y se descartaron aquellas que no.

Además, se incorporó en este estudio un nuevo parámetro, las diferentes Geo-Realizaciones equiprobables (GRE). Dada la complejidad del cálculo, se seleccionaron 10 GRE, entre las 30 generadas en Petrel, distribuidas uniformemente de acuerdo con sus OOIP.

En este nuevo estudio se realizaron aproximadamente 1027 corridas incluyendo historia y pronósticos. En la Figura 22 se puede apreciar la mayor concentración de casos en la zona con menor error, que evidencia el beneficio de utilizar como guía las distribuciones de probabilidad de los parámetros y sus rangos resultantes obtenidos del ajuste histórico.

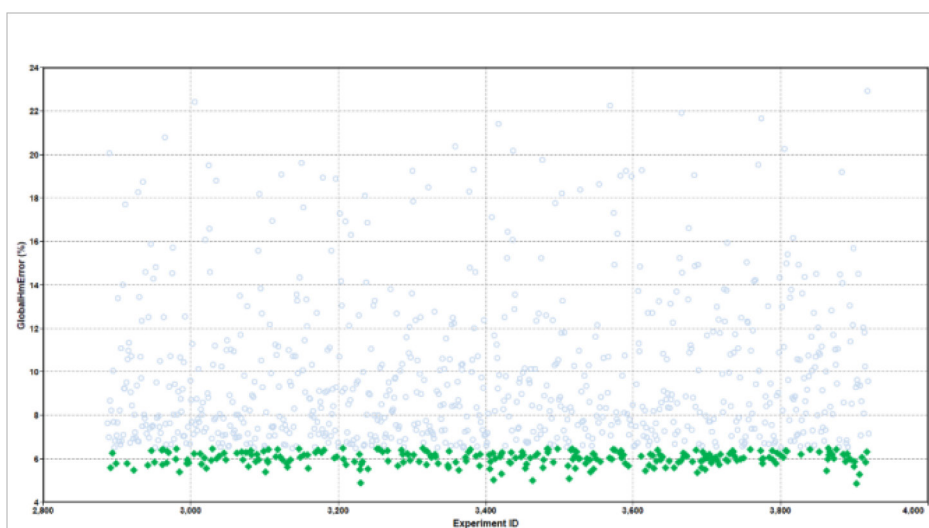


Figura 22. Errores en la función de ajuste histórico global obtenidos durante el proceso de análisis de incertidumbre de pronósticos (los casos comienzan su nomenclatura a partir de 2900 para respetar la correspondencia con los casos del ajuste histórico). En verde se marcan los casos que superan la tolerancia de ajuste histórico).

Nuevamente se estableció el criterio de tolerancia de 6.5% de error en la función de ajuste histórico global para seleccionar los casos aceptables.

En la Figura 23.a se observa el ajuste histórico y pronóstico de producción (caudal de petróleo) del campo en continuidad operativa para los 254 casos de simulación que cumplieron con el criterio de ajuste:

En la misma figura se observa que la introducción de las diferentes GRE no afectó considerablemente el comportamiento de producción del campo en el período histórico (baja

dispersión de curvas). En cambio, en el período de pronósticos existe mayor dispersión de resultados. Esto está asociado con el avance de los estímulos de presión sobre zonas con mayor incertidumbre geológica o con posibilidad de producción de agua (en cercanías al contacto agua petróleo en *Green*), etc. Seguidamente se procedió a incorporar los pozos de desarrollo a los pronósticos, en particular se puso especial foco en los pozos proyectados para perforar durante 2022 en la zona oeste del área, cuyas ubicaciones se presentan en la Figura 1.

En la Figura 23.b se presentan los pronósticos de producción para los mismos 254 casos de la Figura 23.a con la incorporación de los 4 pozos propuestos.

El siguiente paso fue identificar casos representativos de los percentiles P10, P50 y P90 (Ahmed *et al.* (2013)).

Estos son los casos reales más próximos a las curvas P10-P50-P90, para todos los tiempos de pronóstico y por consiguiente se comportan de manera similar a cada percentil identificado.

En este punto, es importante notar que el hecho de que un caso cumpla con la condición de ser representativo de un percentil dado, el P50 por ejemplo, para la producción acumulada de petróleo del campo, no asegura que esta condición se satisfaga pozo a pozo en ningún caso.

En nuestro estudio nos propusimos identificar los casos que cumplieran simultáneamente la condición de representatividad de los percentiles de producción acumulada del campo y de las producciones acumuladas individuales de los 4 pozos a perforar en 2022. Para ello se realizó la siguiente secuencia:

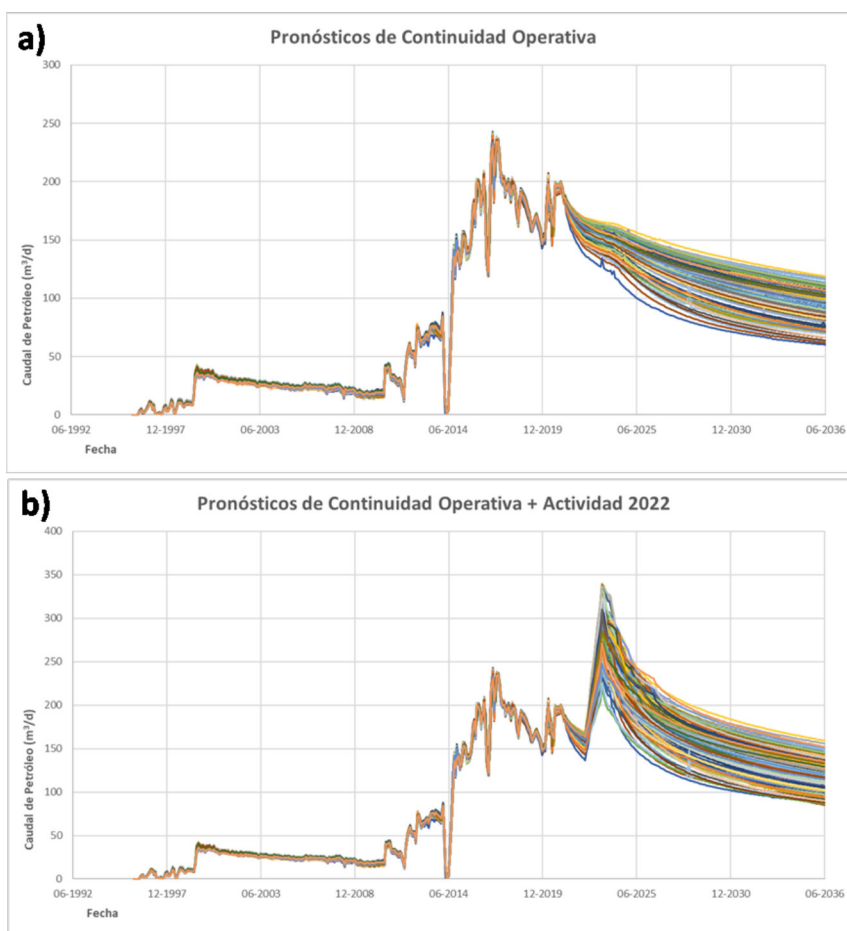


Figura 23: a) Pronósticos de continuidad operativa para los 254 casos con ajuste histórico dentro de la tolerancia establecida b) Se incorpora a los pronósticos la actividad prevista para 2022 (4 pozos).

- Se exportaron los pronósticos de producción acumulada del campo y de los 4 pozos 2022, por separado, para los 254 casos con buen ajuste histórico (para procesar los datos en Excel).
- Se calcularon las curvas P10, P50 y P90 para cada conjunto de pronósticos (5 curvas para cada percentil: una para campo completo y una para cada uno de los 4 pozos).
- Se calculó la diferencia para cada uno de los 254 casos entre la curva de producción acumulada del campo y los 4 pozos individuales, y el percentil correspondiente, para varios tiempos seleccionados a lo largo del período de pronóstico.
- Se identificaron los casos con menor distanciamiento simultáneo para los 3 percentiles de referencia P10-P50-P90 (casos más aproximados a las respectivas curvas percentiles), obteniéndose así los casos representativos sin entrecruzamiento a lo largo del tiempo.

Con estos casos representativos identificados se realizaron las evaluaciones económicas probabilísticas del proyecto. En la Figura 24 se observan los casos representativos identificados:



Figura 24. Casos representativos P10-P50-P90 (verde, azul y rojo, respectivamente) identificados en los perfiles de producción del campo completo (continuidad operativa, más actividad proyectada 2022).

CONCLUSIONES

En esta serie de dos trabajos técnicos (Pieroni *et al.* (2022)), se ha presentado en detalle el flujo de trabajo para el tratamiento probabilístico integral del modelo dinámico de Llancanelo.

Se obtuvieron los pronósticos probabilísticos representativos de los casos P10, P50 y P90 para cuatro pozos a ser perforados en 2022. Como resultado de este trabajo también se cuenta con un

flujo de trabajo y un modelo optimizado para el estudio de pronósticos probabilísticos en el resto del desarrollo del campo.

El flujo de trabajo ha sido innovador y el volumen de cálculo asociado extraordinario, involucrando más de cinco mil corridas del modelo composicional térmico *full field* a través de los procesos de análisis de sensibilidad, ajuste histórico y análisis de incertidumbre de pronósticos. Para lograr abordar dicho volumen de cálculo ha sido de gran importancia el tiempo invertido en el inicio del proceso en el ajuste del modelo de fluidos, la migración del modelo desde Eclipse 300 a Stars, la optimización de los tiempos de corrida del caso base probando diferentes estrategias de cálculo (incluyendo heaters, flex wells, refinamientos locales permanentes, dyna grid, etc.).

Otro aspecto imprescindible para la realización del trabajo fue la interacción permanente entre los equipos de ingeniería de reservorios, geología y petrofísica (incluyendo tanto a los equipos de desarrollo, como a los referentes técnicos de cada disciplina), generando vínculos de información de “ida y vuelta” para ajustar el modelo estático y el poblado de propiedades en las diferentes geo-realizaciones, monitoreando la coherencia del comportamiento dinámico en cada caso.

Como próximos pasos se proyecta utilizar este flujo de trabajo para estudiar con mayor detalle el resto del desarrollo de la zona oeste y el desarrollo del nivel *Olive* en el Bloque Bajo. Este último representa un gran desafío dado que aún no se cuenta con pozos al nivel *Olive* que aporten información acerca de la productividad esperable en dicha zona.

Por último, la grilla contiene también el sector sur del campo que se mantuvo desactivado en esta primera etapa del estudio. El estudio del desarrollo de este sector del campo podrá realizarse extrapolando y adaptando los ajustes obtenidos para la zona norte, considerando la mayor incertidumbre asociada a la falta de información geológica, petrofísica y de productividad.

En cuanto a los próximos pasos, se está avanzando en la siguiente etapa del flujo denominada Optimización Robusta. En este proceso se optimizan parámetros de control como las trayectorias y ubicación de los pozos, el cronograma de perforación, etc.; maximizando los indicadores económicos promedio sobre todos los casos representativos de los diferentes percentiles P10, P50 y P90. Es decir, no se busca la combinación de parámetros con la que se obtiene el mayor VAN para un caso determinado, si no aquella que, considerando tanto los casos más probables, como los más optimistas y pesimistas, resultan con mejores resultados en promedio. La fortaleza de esta metodología es que, aún sin conocer cuál conjunto de atributos dinámicos y geo-realización representa mejor la realidad, es posible determinar el conjunto de parámetros de control (trayectorias, ubicaciones, cronograma, etc.) más conveniente con la información disponible al momento.

REFERENCIAS CITADAS

- Ahmed S.J., Recham R., Nozari A., Bughio S., Schulze-Riegert R., Salem R. B. 2013, Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields: Combining. Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models, SPE164142.
- Beal C. The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures. SPE-946094-G, 1946.
- Becerra G.G., Modenesi A.P. y Lisboa E.F.A. 2012. Uncertainty History Matching and Forecasting, a Field Case Application.
- Becerra, G.G. 2007. Uncertainty mitigation through the integration with production history matching. MS thesis, Department of Petroleum Engineering – State University of Campinas (Unicamp), São Paulo, Brazil, 2007.
- Bratvold, R.B. and Begg, S.H. Making Good Decisions. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Brooks, R. H., and A. T. Corey, 1996. Properties of porous media affecting fluid flow, J. Irrig. Drain. Div., 6, 61.
- Busby, D. E. Feraille M. 2008. Adaptive design of experiments for calibration of complex simulators - An application to uncertainty quantification of a mature oil field. 6th International Conference on Inverse Problems in Engineering: Theory and Practice. In Journal of Physics: Conference Series 135 (1). <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/135/1/012026>.
- Cmost Studio, Version 2021.10 User's Guide. 2021. Calgary, Alberta: CMG.
- Chen Y. y Oliver D.S., 2014, History Matching of the Norne Full-Field Model with an Iterative Ensemble Smoother, SPE-164902-PA.
- De Ghetto, G, Paone, F, y Villa, M. 1990. Reliability analysis on PVT correlations. United States: N. p., 1994.
- Kartoatmodjo, R.S.T. New Correlations for Estimating Hydrocarbon Liquid Properties. MS Thesis, University of Tulsa.
- Kashib, T., Srinivasan, S. A. 2006. Probabilistic Approach to Integrating Dynamic Data in Reservoir Models, Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Nicotra, G., Godi, A., Cominelli, A. and Christie, M., 2005, Production Data and Uncertainty Quantification: A Real Case Study, SPE 93280, Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas.
- Pieroni E.M., Buchini A.R., Cattaneo D. M., Moglia D., Becerra G.G., Montagna A.O. 2022. Estrategias de desarrollo de un campo de crudos pesados a partir de la caracterización estática y dinámica. La importancia de un modelo geológico integrado. Yacimiento Llanquanello, Malargüe, Mendoza. IAPG - 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Sigismondi M.E. y Ramos V.A. 2008. El flujo de calor en la Cuenca Neuquina, IAPG – 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Yang Ch. Nghiem L., Erdle J., Moinfar A., Fedutenko E., Li H., Mirzabozorg A. y Card C., 2015, An Efficient and Practical Workflow for Probabilistic Forecasting of Brown Fields Constrained by Historical Data, SPE-175122-MS.
- Zubarev, D.I., 2009. Pros and Cons of Applying Proxy-Models as a Substitute for Full Reservoir Simulations. Paper SPE 124815.