

El objetivo del trabajo es describir la metodología de estudio realizada en la zona de Caleta Córdova, Yacimiento Restinga Ali (Cuenca del Golfo San Jorge), con simulación numérica que sustentan el plan de desarrollo del campo y manejo de la incertidumbre a través de la parametrización de diferentes variables y la evaluación probabilística de distintos escenarios. Las conclusiones y los resultados del estudio nos acercan a un mejor entendimiento del reservorio.



En la Cuenca del Golfo San Jorge, dentro del Yacimiento Restinga Ali, se encuentra la zona denominada Caleta Córdova. En la década de 1930 y, durante 30 años, fueron perforados 120 pozos verticales de 500 m de profundidad costa afuera al Horizonte Glauconítico, con objetivo petrolero en bloque norte y gasífero en bloque sur. El Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca representa el primer evento transgresivo marino proveniente del Atlántico que cubre regionalmente una buena parte de la cuenca del Golfo y corresponde a sedimentos marinos proximales (barras costeras). Sus tramos basales están constituidos por areniscas de grano fino a medio, arcilla intersticial y glauconita y presentan, en términos generales, muy baja compactación. Luego de su abandono

en 1974, Caleta Córdova cobró interés en 2012, después de la perforación exitosa de pozos horizontales petrolíferos en el Bloque Norte.

Objetivo

El objetivo de este trabajo es describir la metodología de estudio llevada a cabo con simulación numérica que sustentan el plan de desarrollo del campo. El manejo de la incertidumbre a través de la parametrización de diferentes variables y la evaluación probabilística de distintos escenarios constituyen los ejes fundamentales del estudio. Se presentan las conclusiones y los resultados del estudio que se tradujeron en un mejor entendimiento del reservorio, la evaluación de los po-

zos propuestos previos al modelo, la ubicación óptima de nuevos pozos y sus pronósticos de producción.

Antecedentes

La concesión costera de Restinga Ali tiene una superficie de 175 km² de extensión a lo largo de la línea de costa y, hasta la fecha, produjo 32 Mbbbl de petróleo de tres sectores: Caleta Córdova, Cinturón Costero y Punta Piedras (Figura 1).

Década 1930: 337 pozos someros que contactaron el horizonte Glauconítico. Produjeron hasta la década 1970.

Década 1980: 45 pozos dirigidos profundos.

Década 1990: se abandona la zona.

Optimización del desarrollo de un campo maduro con pozos horizontales con simulación numérica

Caso de Estudio Campo Caleta Córdova

Por **Daniela Van Wyk**, **Luciano Genini** (YPF) y **Juan Pablo Francos** (Schlumberger)

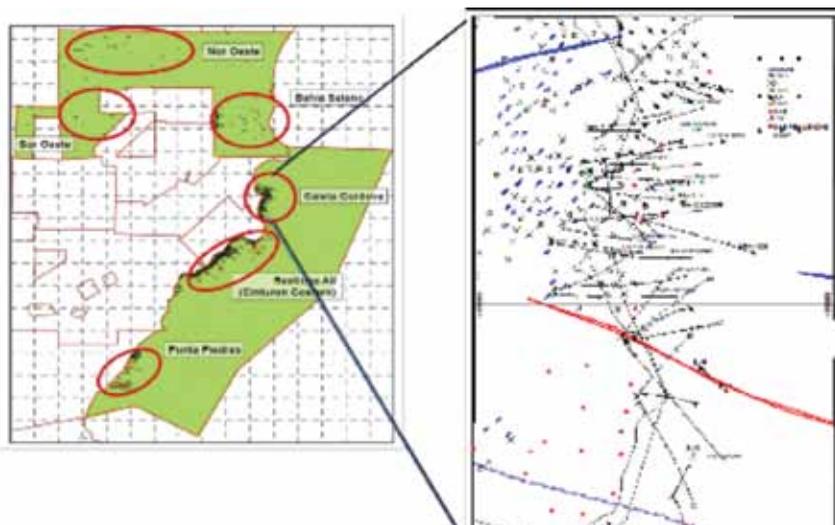
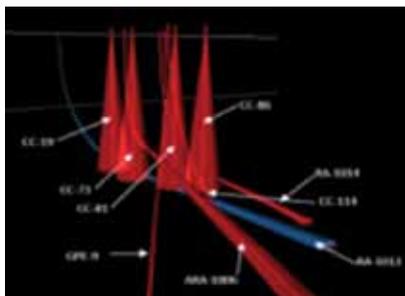


Figura 1. Ubicación de las zonas de producción RA.

2013: comienza el proyecto de perforación horizontales a horizonte Glauconítico. Actualmente, se perforaron 21 pozos.

Reactivar una zona tan madura trae aparejado el desafío de la búsqueda de información de base para la construcción del modelo estático y dinámico. Respecto al modelo estático, la recopilación de los datos fue a través del control geológico de los po-



Diseño de pozos horizontales-anticolisión.

zos Caleta Córdova perforados en la década de 1930. Los datos de perfiles de pozos que contactaron este horizonte nos permitió identificar contactos agua petróleo y, por medio de las descripciones litológicas, pudimos determinar que se trataba de areniscas medianas a gruesas, friables y con impregnaciones total de hidrocarburos de densidad media. Por medio de datos interpretados de coronas y testigos laterales, las permeabilidades determinaban valores que variaban desde 500 md a 1 darcy (Figura 2).

Respecto al dinámico, se realizó la carga manual de los datos de producciones históricas desde 1932 hasta 1960, y se importaron esos datos a una base de producción corporativa. Se recopilaron más de 100 muestras de datos de viscosidad de petróleo de la formación glauconítico de los pozos perforados en la década de 1930 para poder importar un modelo de fluido, determinando una analogía PVT de otros pozos de la misma formación, con viscosidades rondando los 200 cp. (Figura 3).

Como *input* de presiones se tomaron datos de presiones iniciales de los legajos de los pozos, informando una

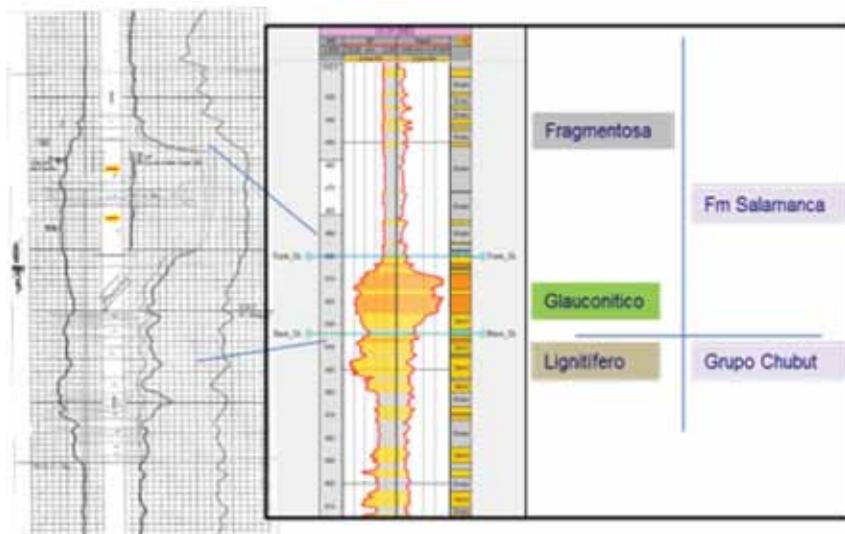


Figura 2. Perfil eléctrico y columna estratigráfica.

$P_i = 40 \text{ kg/cm}^2$ y los valores actuales fueron ajustados con los datos de sensores de fondo de pozos horizontales que se fueron perforando, en promedio $P_a = 25 \text{ kg/cm}^2$.

Desarrollo

Con los datos mencionados se construyó un modelo 2D que nos permitiera reactivar el área. Con la construcción de mapas estructurales e isopáquicos, teniendo en cuenta los datos de fluido y de roca citados, la

zona nos daba un valor de OOIP de 6 Mm^3 , con un $\text{FR} = 29\%$.

Existían algunos parámetros que nos generaban duda, como la extensión de reservorio hacia el este y la subestimación del OOIP. Uno de los principales motivos era la falta de información sísmica en un radio de 5 km hacia el este. El alto factor de recuperación y líneas 2D costa afuera indicaban un alto estructural y una posible continuidad del reservorio hacia el *offshore*. Además, planteamos cual había sido el desarrollo de pozos y la estrategia de producción de un campo vecino, ya

que la curva de producción mostraba un incremento de agua muy significativo en la década de 1940 (Figura 4).

Para estudiar y reducir la incertidumbre planteada, se propuso la construcción de un modelo de simulación numérica. Para ese modelo fue necesario integrar todos los datos disponibles del campo, interpretaciones geológicas, geofísicas y petrofísicas. Una vez con el modelo base construido, se procedió a un proceso iterativo llamado ajuste histórico en el cual mediante variaciones de diferentes parámetros de ajuste, como curvas de permeabilidades relativas, distribución de propiedades, poblados de porosidad y permeabilidad, entre otros, se reproduce el comportamiento de producción y de presiones del campo. Ese proceso iterativo fue automatizado, así se aceleró el ajuste. Una vez ajustado el modelo, se procedió a correr un pronóstico base asumiendo una continuidad en las condiciones operativas del campo (Figura 5).

Modelo estático

A partir del modelo conceptual depositario del Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca y las particularidades del bloque de Caleta Córdova dentro de la cuenca del Golfo San Jorge, se construyó el modelo estático (Figura 6).

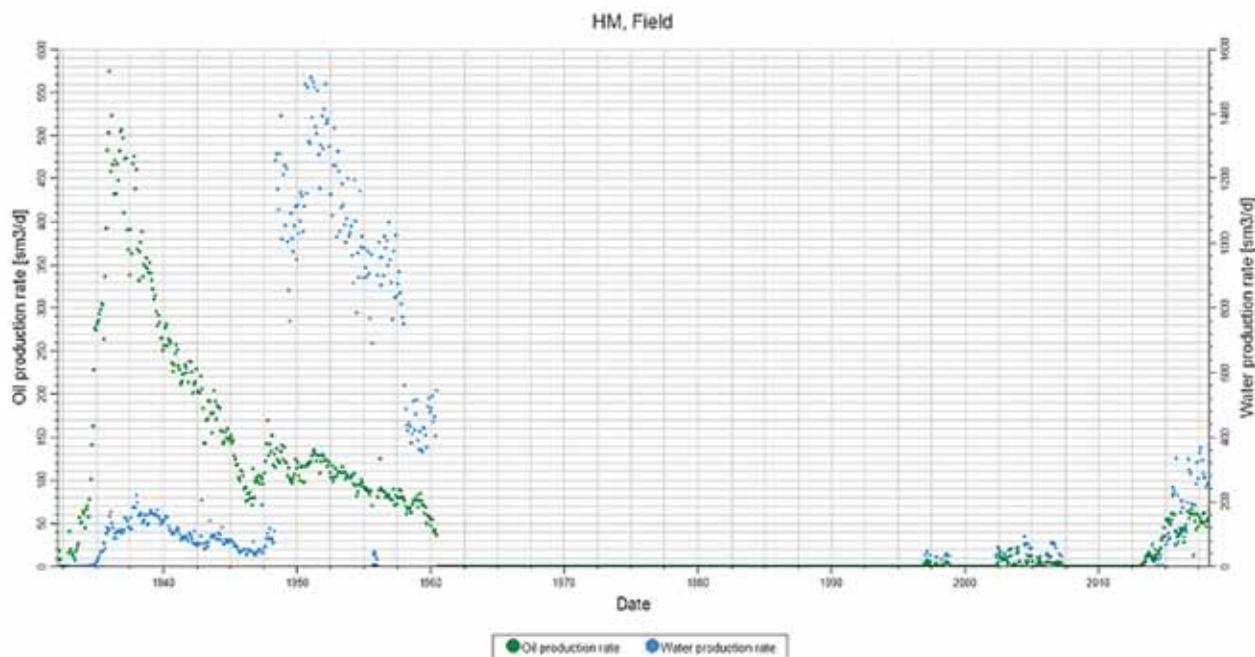


Figura 3. Historia de la producción de petróleo y agua del campo Caleta Córdova.

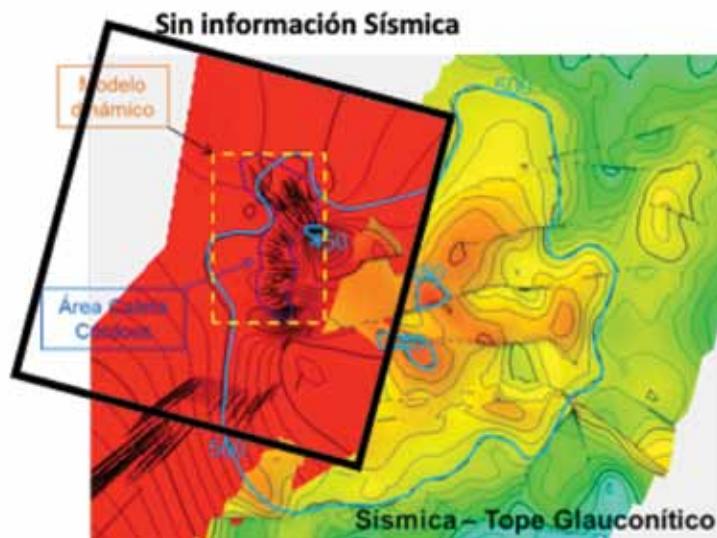
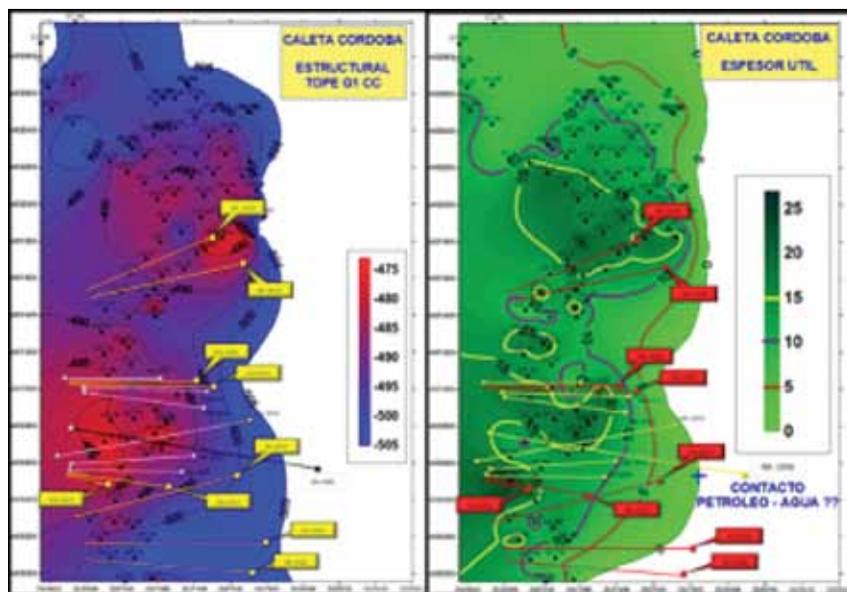


Figura 4. Mapa estructural e isopáquicos de Caleta Córdova.



Una vez identificada la estructura y la zona definida a modelar, se procedió al poblado de facies y a la propagación de las propiedades, para las facies se establecieron rangos de porosidad, para ello se utilizó el algoritmo TGS (simulación Gaussiana Truncada), por tratarse de reservorios correspondientes a un ambiente transicional. Luego se pobló la porosidad y la permeabilidad (esta última con la ecuación de Timur a partir de la porosidad obtenida) (Figura 8).

Modelo dinámico y ajuste histórico

Para el modelado dinámico se incorporaron datos de producción y presión, curvas de permeabilidades relativas para cada una de las dos facies definidas en el modelo petrofísico (arena fina y arena gruesa). Se importó un modelo de fluido y todas las completaciones y eventos de cada pozo a lo largo de su historia. Para representar la influencia de la inyección de agua del campo vecino, se anexo al modelo un acuífero virtual cuyos parámetros fueron modificados durante el proceso de ajuste histórico real. Debido a que los límites del modelo se desconocen, se definieron multiplicadores de volumen poral para el flanco norte y el flanco este. De esta manera, fácilmente se pudo extender el modelo e investigar su impacto durante el proceso de ajuste histórico. Pensando en un reservorio más grande se explicaban el comportamiento de presiones y los factores de recobro (Figura 9).

Cuerpos arenosos elongados de varios km de largo, 500 m de ancho y relativamente poco espesor (hasta 10 m), forman acumulaciones mantiformes al migrar hacia el continente con la transgresión. Las orientaciones de estos cuerpos toman un rumbo SO-NNE. Internamente se distinguen dos facies principales: una arenosa y otra fangosa que recubre la anterior.

En el mismo se observan cierres asociados a fallas de rumbo este-oeste, donde las principales inclinan hacia la cuenca y las secundarias de alivio contrarregionales, observándose una elevación mar adentro. Se observan dos bloques, el sur, más elevado con producción comprobada de gas y, el norte, sujeto del estudio de desarrollo petrolero (Figura 7).

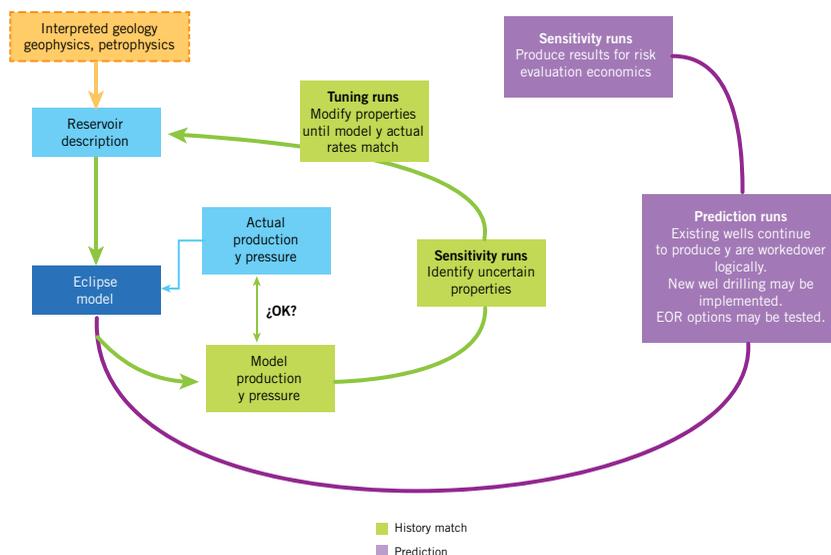


Figura 5. Flujo de trabajo planteado para la construcción del modelo 3D.

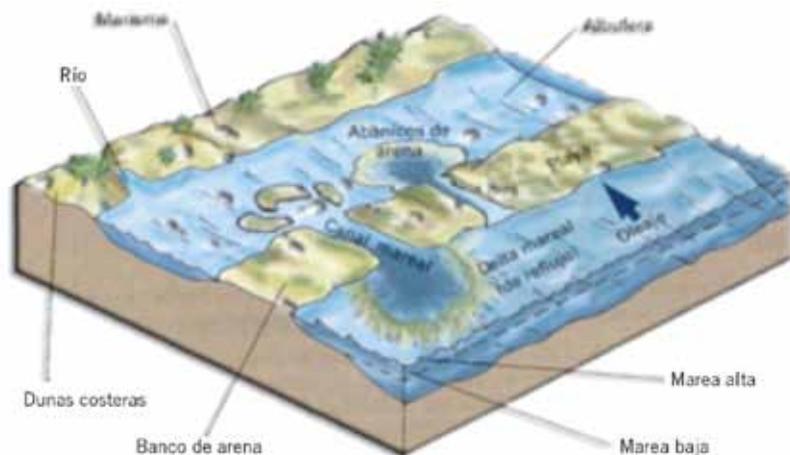


Figura 6.

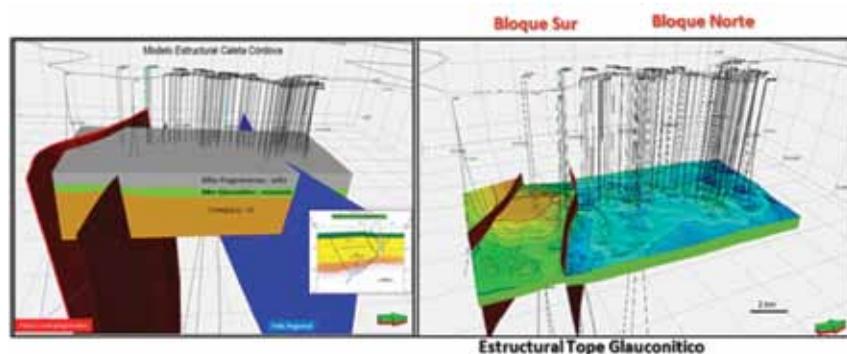


Figura 7. Estructura tópe Glauconítico.

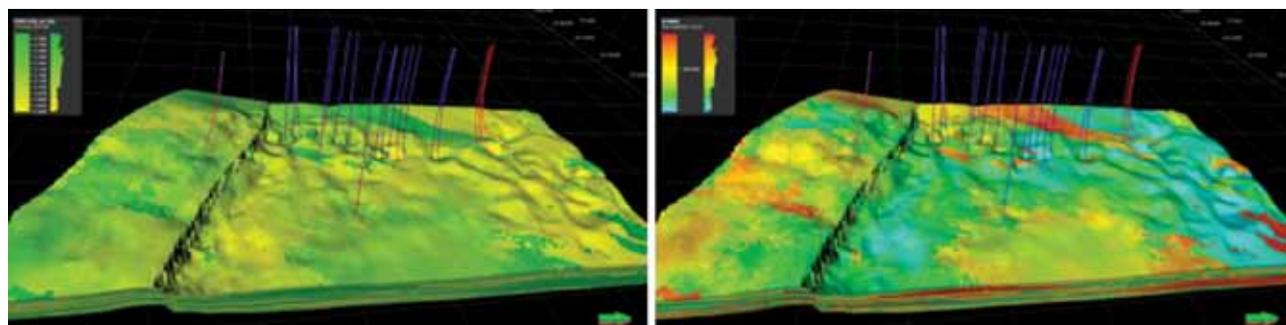


Figura 8. Modelo de porosidad y permeabilidad.

Una vez creado el caso base de simulación, se identificaron las variables de incertidumbre que se deseaban investigar y se definió una función objetivo. Para este proceso de ajuste histórico asistido, la función objetivo consistió en el cálculo de la diferencia entre vectores simulados de caudal y presión *versus* los valores observados. Se construyó un flujo de trabajo automático donde cada variable de incertidumbre fue parametrizada. Se definieron los rangos de valores para cada variable y se procedió a lanzar corridas de sensibilidad (para investigar el impacto de cada variable sobre la función objeti-

vo), corridas de incertidumbre (para investigar el espacio de soluciones generado por la combinación de las variables de incertidumbre) y corridas de optimización con un algoritmo evolutivo (para minimizar la función objetivo). Luego de cientos de simulaciones, se logró llegar a un ajuste histórico aceptable (Figura 10).

Resultados

A partir del ajuste histórico pudimos utilizar diferentes herramientas de visualización 3D para el análisis de

los resultados, como la evolución de la saturación de agua o un corte del reservorio que nos permita entender el comportamiento de producción de algunos pozos (por ejemplo, aquellos que alcanzaron el contacto agua petróleo) (Figura 11).

También nos permitió comprobar en tiempo real de perforación, mediante el control geológico, la solidez del modelo y la comprobación de los contactos de fluidos. Conjuntamente, pudimos tomar decisiones sobre la trayectoria o la profundidad del pozo y no alcanzar el contacto agua petróleo.

A partir de los resultados obtenidos se generó el pronóstico de producción base y se propuso la utilización de índices de oportunidad simulados. Mediante este método se optimizan las ubicaciones de los pozos, ya que permite la identificación de zonas con alto potencial de producción mediante un cálculo empírico a partir de las propiedades básicas de rocas y fluidos y de la presión del yacimiento con su capacidad energética (Figura 12).

Utilizamos un índice combinado SOI_{XROI} y obtuvimos las mejores áreas del modelo para evaluar nuevas oportunidades de perforación (Figura 13).

Conclusiones

Con respecto a la construcción del modelo 2D vs 3D, se observó que el modelo 3D es una herramienta fundamental para el estudio de incertidumbres del reservorio, ya que nos permite integrar los datos de manera que podamos explicar el comportamiento de presiones, la continuidad del reservorio hacia el este (soportado por el alto estructural visto en la sísmica) y el comportamiento de la producción de agua en el yacimiento, pasando de un valor de OOIP de 12 Mm³

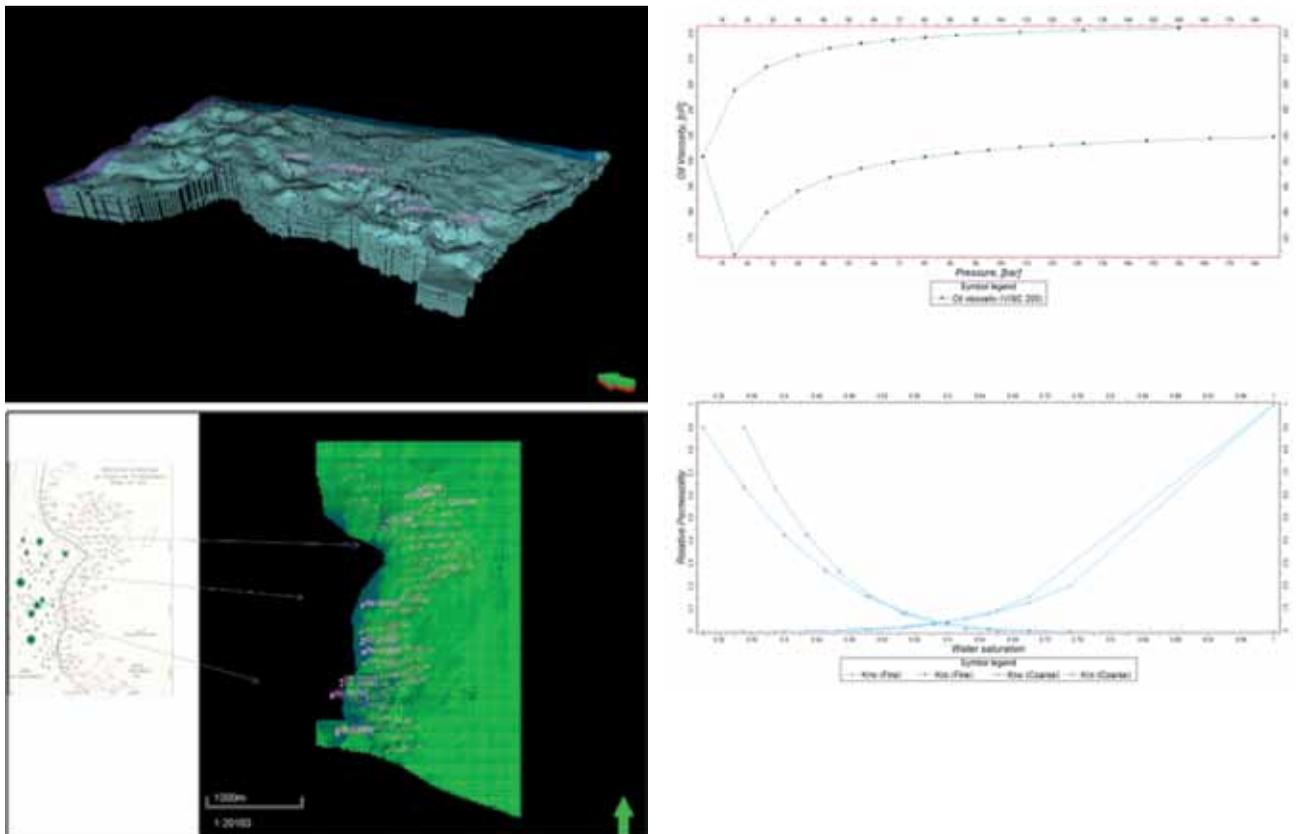


Figura 9. De izquierda a derecha: multiplicadores de volumen poral, incorporación de acuífero virtual, curvas de viscosidad y permeabilidad relativas.

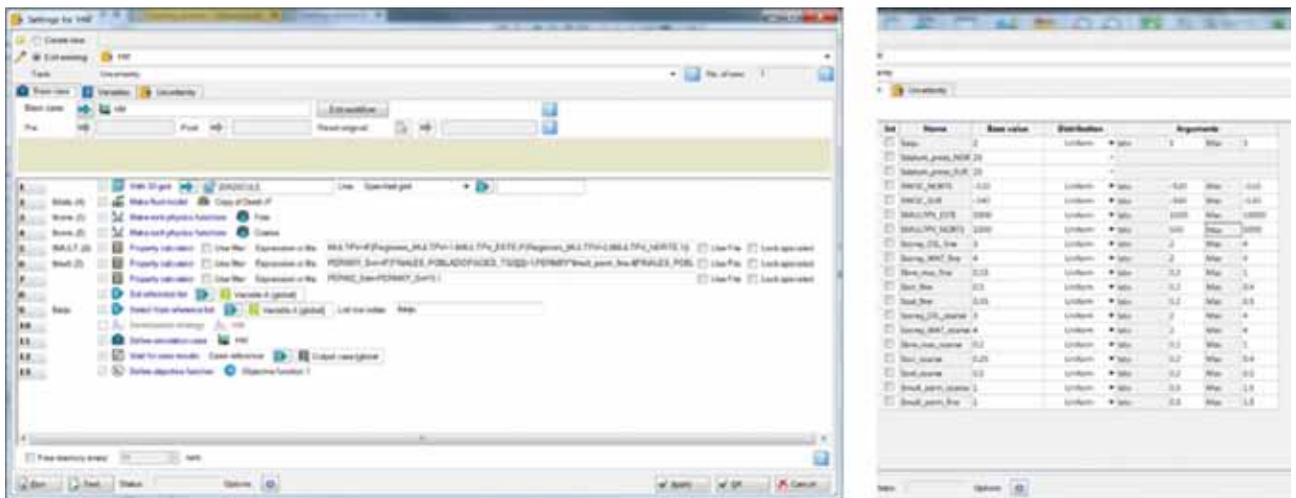


Figura 10. Función objetivo y variables de incertidumbre planteadas en el caso de simulación.

a un valor de 23 Mm³ (FR 8%). Una vez ajustado, nos permitió, en tiempo real, tomar decisiones respecto de las profundidades o las trayectorias de los pozos horizontales por perforar. La utilización de los índices de oportunidad simulados nos permite optimizar las ubicaciones de los pozos por perforar, con menos pozos para maximizar beneficios y recuperación.

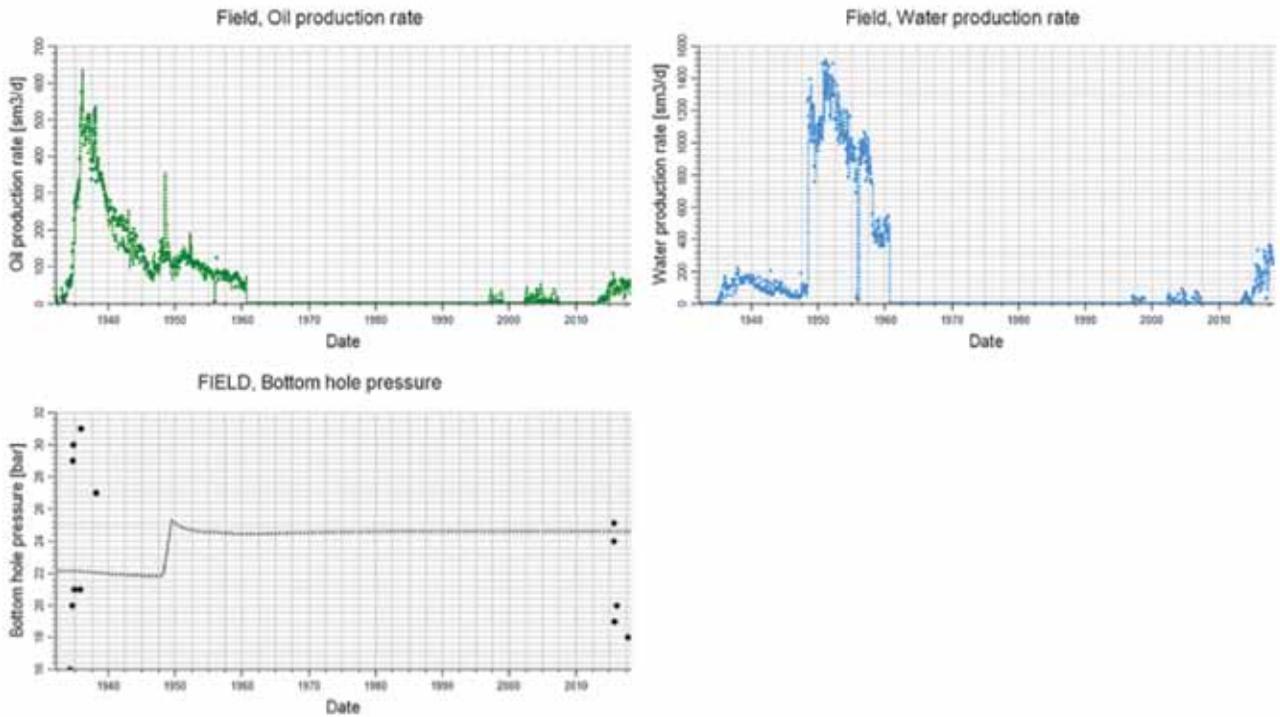
Queda pendiente para seguir tra-

bajando identificar y evaluar propuestas de pozos en las zonas identificadas con los índices de oportunidad, mediante *sidetracks* desde los pozos ya perforados o identificando nuevas locaciones costa afuera. Además, evaluar una estrategia de inyección de agua mediante pozos horizontales y de recuperación terciaria para el incremento de los factores de recuperación calculados. ■

Agradecimientos

Agradecemos principalmente a Anabel Blanco (YPF) y Celina Albiñana (YPF) por su aporte en la construcción de las bases de datos de producción e interpretaciones petrofísicas. A Alejandro Eloff (YPF) por promover el estudio del yacimiento y la reactivación del área.

Además, agradecemos a YPF S.A. y Schlumberger por promover la divulgación de este trabajo.



Resultados de la simulación. Datos observados (puntos) vs. datos simulados (líneas punteadas).

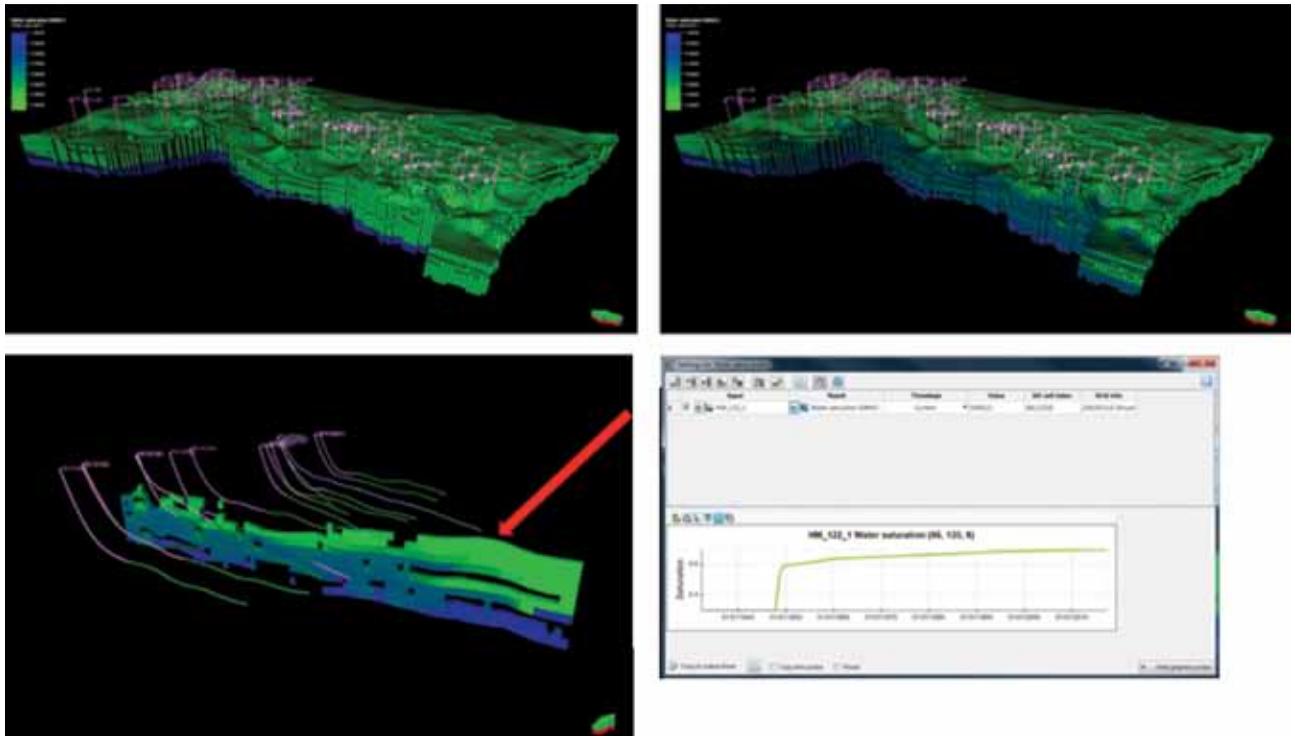


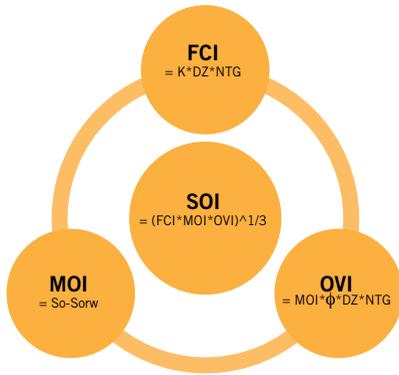
Figura 11. Evolución de la saturación de Agua en el Yacimiento.

Referencias Bibliográficas

Abd Karim, M. G., & Abd Raub, M. R. B. (2011, January 1). *Optimizing Development Strategy and Maximizing Field Economic Recovery through Simulation Opportunity*

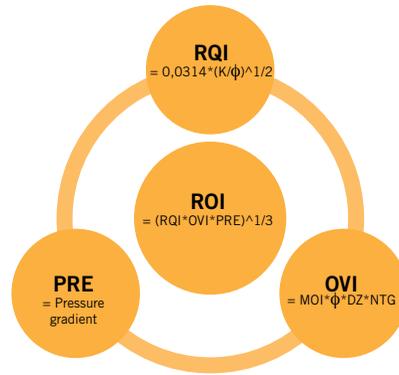
Index. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/148103-MS. *Conditioning Truncated Gaussian Realizations to Static and Dynamic Data.* Mickaële Le Ravalec-Dupin, SPE y Frédéric Roggero,

SPE, Institut Français du Pétrole and Roland Froidevaux. FSS Consultants SA, December 2004 SPE Journal. Molina, A. R., & Rincon, A. A. (2009, January 1). *Exploitation Plan*



M. Ghazali et. al. (2011)

SOI = *Simulation Opportunity Index* (Índice de oportunidad de simulación)
 MOI = *Mobile Oil Saturation Index* (Índice de saturación de petróleo móvil)
 FCI = *Flow Capacity Index* (Índice de capacidad de flujo)
 OVI = *Oil Pore Volume Index* (Índice de volumen de poros de petróleo)
 K = *Absolute permeability* (Permeabilidad absoluta)
 DZ = *Gross cell thickness* (Espesor bruto del petróleo)
 NTG = *Net sand to gross ratio* (Proporción de arena neta a bruta)
 So = *Initial/Current oil saturation* (Saturación de petróleo inicial / actual)
 Sorw = *Residual Oil saturation* (Saturación de petróleo residual)
 φ = *Effective porosity* (Porosidad efectiva)



Molina and Rincon (2009)

ROI = *Reservoir opportunity Index* (Índice de oportunidad del reservorio)
 RQI = *Reservoir Quality Index* (Índice de calidad del reservorio)
 PRE = *Gradient Pressure* (Presión de gradiente)
 OVI = *Oil Pore Volume Index* (Volumen de poros de petróleo)
 K = *Absolute permeability* (Permeabilidad absoluta)
 φ = *Effective porosity* (Porosidad efectiva)
 DZ = *Gross cell thickness* (Espesor bruto del petróleo)
 NTG = *Net sand to gross ratio* (Proporción de arena neta a bruta)

Figura 12. **Simulation opportunity index (SOI)**: considera fuertemente al petróleo móvil.
Reservoir opportunity index (ROI): Incluye capacidad energética del reservorio y es más sensible a reservorios heterogéneos.

$$SOI_{ROI} = SOI * ROI$$

$$= Pow (PERM * DZ * NTG * (SOIL - SOWCR) * (SOIL - SOWCR) * PORO * DZ * NTG (1/3)) * Pow (0,0314 * Pow (PERM/PORO 0,5) * (SOIL - SOWCR) * PORO * DZ * NTG * PRESSURE (1/3))$$

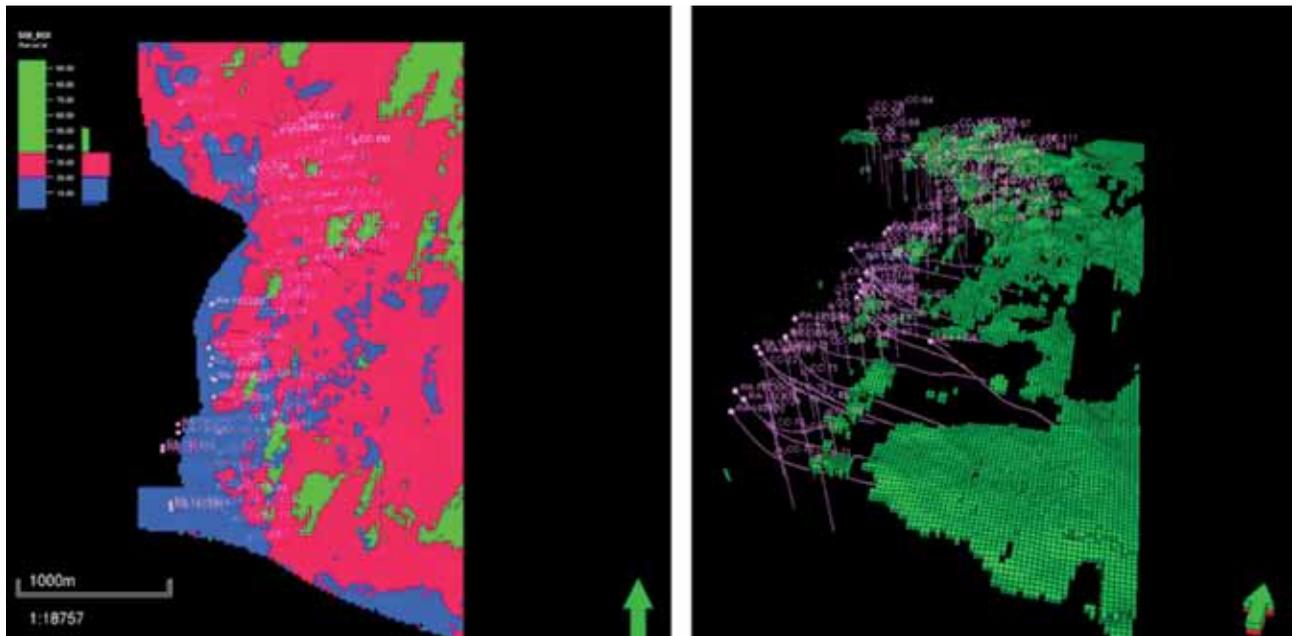


Figura 13. Índices de Oportunidad Simulados Combinados SOIxROI y mejores zonas del modelo para evaluar nuevas oportunidades.

Design Based on Opportunity Index Analysis in Numerical Simulation Models. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122915-MS.

PETREL Software platform (módulos *Geology and Reservoir Engineering*) 2014, Schlumberger. Stochastic modelling of a fluvial reservoir: a comparative review

of algorithms. A. G. Journel, R. Gunderso, E. Gringarten, T. Yao *Journal of Petroleum Science and Engineering* 21_1998. 95-121.