

MODELADO DE RESERVORIOS FLUVIALES MEDIANTE SIMULACIÓN DE PROCESOS FÍSICOS COMBINADO CON GEOESTADÍSTICA, PILOTO EL TRÉBOL

Claudio Larriestra¹, Luciano Genini², Alejandro Saccomano³, Patricia Pagliero⁴,
Luciano Minor⁵, Aldo Montagna⁶

1: Geodatatech. claudio.larriestra@geodatatech.com

2: YPF S.A. luciano.genini@ypf.com

3: YPF S.A. alejandro.sacomano@ypf.com

4: YPF SA. patricia.pagliero@ypf.com

5: YPF S.A. luciano.minor@ypf.com

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

Palabras clave: Modelado Fluviales, Simulación Procesos, Estadística Multipunto

ABSTRACT

This work analyzes the feasibility of building a three-dimensional fluvial model by combining geostatistics and geological processes simulation. This methodology was applied for clastic reservoirs prognosis and estimation in the Mina del Carmen Formation in the El Trebol oilfield, Golfo San Jorge basin.

As a first step, a geologic process modeling technique was used for creating a valid numerical model which honored the conceptual model. Different descriptive parameters of geological processes were set to control the simulation of sand and reservoir deposition. The results were qualitatively compared with a seismic cube, and quantitatively validated with sand fraction, areal and vertical trends.

As a second step, a geostatistical approach was used to match spatial sand distribution with well data. Sequential Indicator and Multiple Point Statistics simulation methods were used with the process simulation model as a trend. Both results were compared, and the whole process was validated with blind tests over three wells. The Multiple point simulation showed better sand prediction and spatial continuity. This case study showed that the combined two methodologies turned out with acceptable results and achieved benefits from both. In this way, a good match to well data and trends was obtained due to the geostatistical methods, and besides geoforms and conceptual model were better captured due to the process simulation. This combined methodology can improve forecasts, specially at initial stages in oilfield development, with a low number of wells and big uncertainty.

INTRODUCCIÓN

Marco Geológico

El sector conocido como Trébol Norte Central se ubica al Norte del Yacimiento El Trébol, en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1). Este yacimiento cuenta con un

desarrollo con más de 60 pozos sobre el bloque alto de la falla principal regional, de buzamiento Sur y rumbo E-W. El estilo de entrapamiento es principalmente estructural para la base de la Fm. Comodoro Rivadavia y toda la Fm. Mina del Carmen, siendo en este sector del Yacimiento la principal roca reservorio productiva (Fig. 2). Para ambas formaciones los reservorios de origen fluvial tienen una tendencia NNO-SSE.

Los reservorios de la Fm. Comodoro Rivadavia definida por Lesta (1968), están conformados por areniscas de origen fluvial con intercalaciones de arcilitas y limoarcilitas. Esta unidad registra depositación de sistemas fluviales multi canalizados, con importantes variaciones laterales de facies (Fig. 3). Presenta un incremento de la participación piroclástica de techo a base, con la particularidad de que los reservorios se presentan muchas veces amalgamados y con una alta frecuencia de superposición de canales. Este comportamiento varía de norte a sur en el Flanco Norte de la cuenca, siendo continuo en la zona norte. Esta característica le imprime un comportamiento de carrier bed a la secuencia, con escasas posibilidades de entrapamiento múltiple debida a la falta de una roca sello. Hacia el sur, al aumentar la participación arcillosa en la columna, aumentan las probabilidades de sellamiento de los reservorios y la mineralización es multicapa (Pagliero y Palacio 2021). Por último, se puede agregar que, hacia la base de esta Fm. Comodoro Rivadavia, el sistema fluvial muestra un comportamiento diferente, y la arquitectura de los reservorios se asemeja más a la de los sistemas de la formación subyacente.

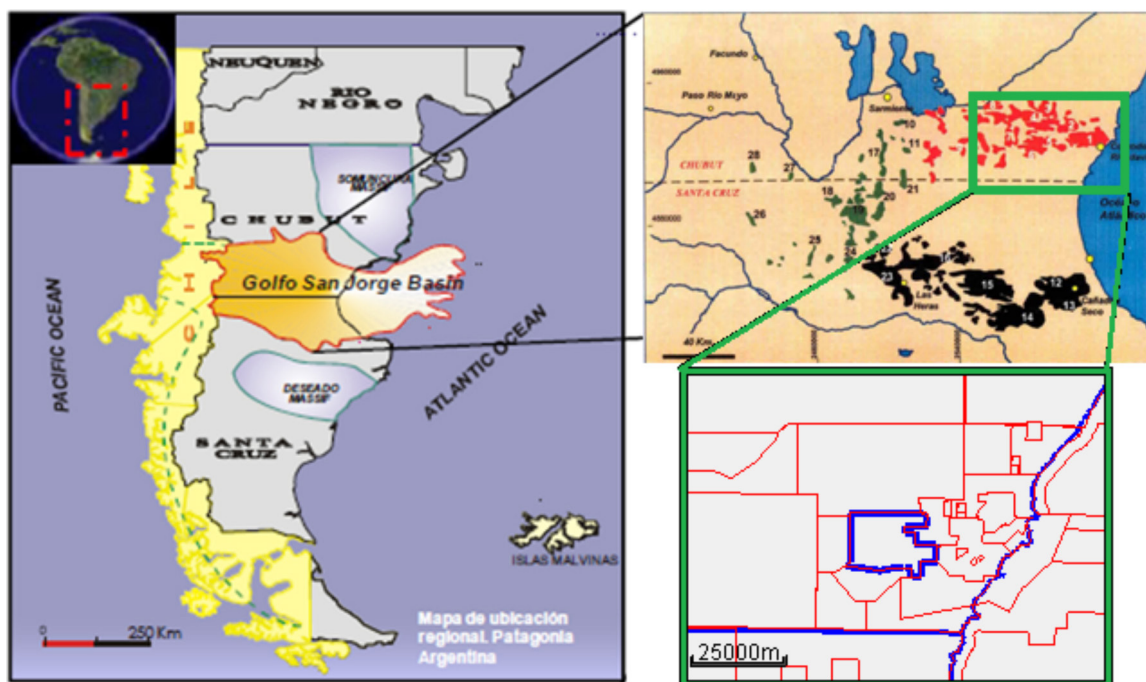


Figura 1. Ubicación regional y local del área de El Trébol (modificado de Georgieff y Di Benedetto 2005).

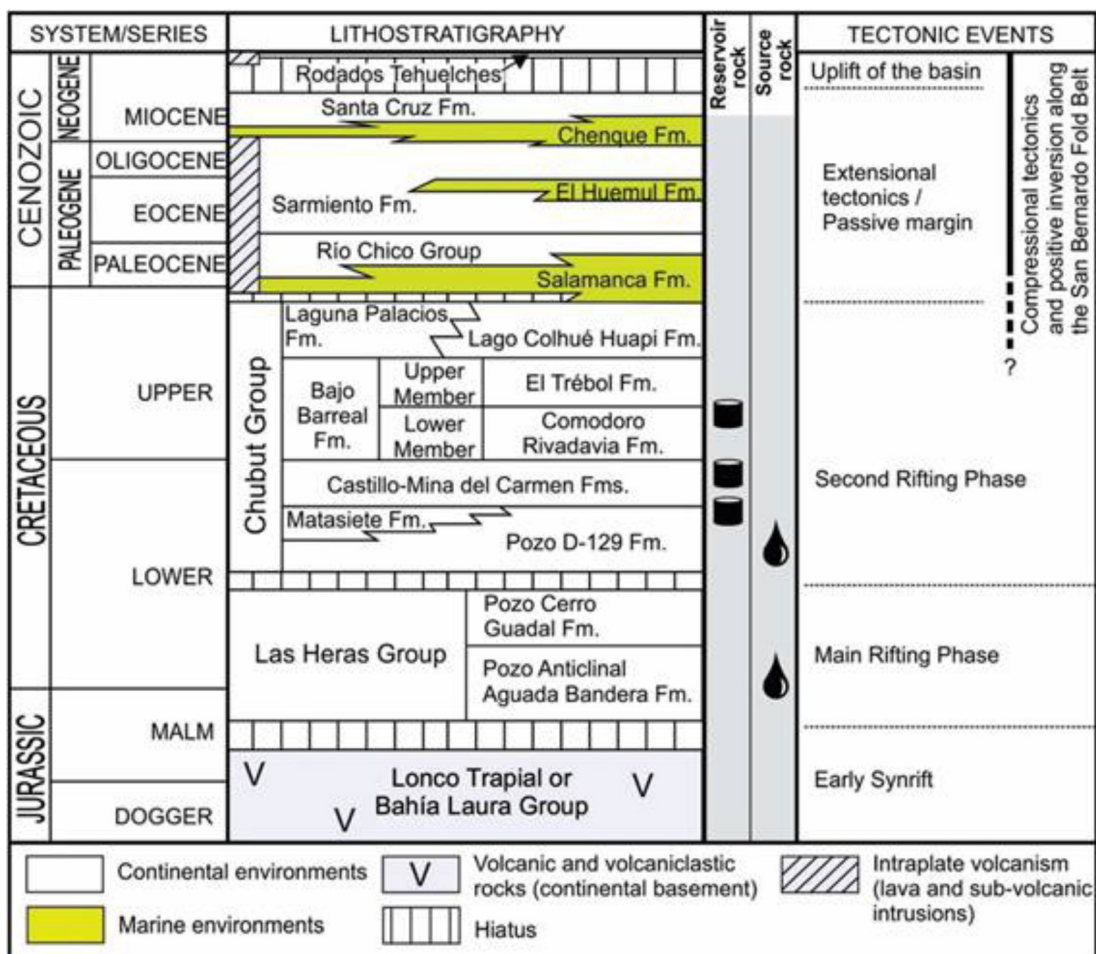


Figura 2. Estratigrafía y principales eventos tectónicos de la Cuenca del Golfo San Jorge (tomado de Plazibat *et al.* 2019).

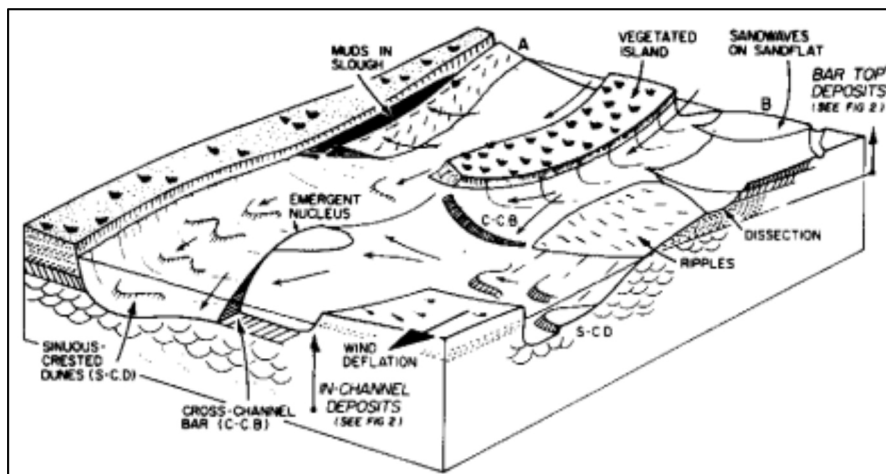


Figura 3. Sistema de ríos entrelazados y amalgamados conforman el modelo conceptual de los reservorios de la Fm. Comodoro Rivadavia (figura tomada de Walker 1976).

La Fm. Mina del Carmen definida por Lesta (1968) tiene una litología predominantemente piroclástica, aunque a lo largo de la columna se desarrollan sistemas fluviales meandríformes que depositan clastos gruesos con importante matriz tobácea (Fig. 4). En el ámbito de las áreas El Trébol, Escalante y Zona Central, se cuenta con pocos datos de testigo corona de esta formación. Estos describen sus depósitos como correspondientes a un ambiente fluvial con influencia piroclástica, con etapas de relleno de canal, desbordamientos y avenidas de planicie de inundación. En cuanto a la litología, la facies de planicie de inundación está compuesta por fangolitas tobáceas y limolitas tobáceas intercaladas con finas areniscas tobáceas. En lo que respecta a las facies reservorios, predominan las areniscas tobáceas y areniscas lítico-feldespáticas con fragmentos líticos sedimentarios y volcánicos (Pagliero y Palacio 2021).

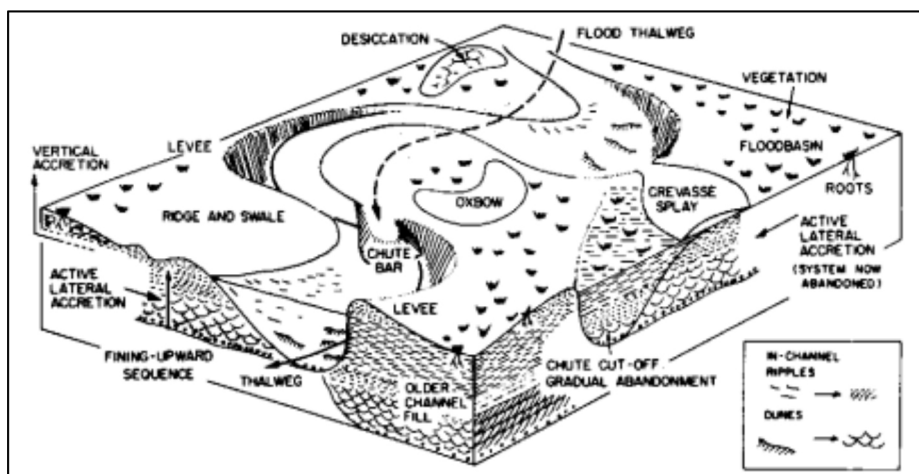


Figura 4. Sistema de río meandroso atribuido al modelo conceptual de los reservorios de la Fm. Mina del Carmen (figura tomada de Walker (1976).

El trabajo aquí presentado aplica una metodología alternativa para identificar oportunidades de primaria en la porción inferior de la Fm. Mina del Carmen y analizar la conectividad de los reservorios de la base de la Fm. Comodoro Rivadavia y tope de la Fm. Mina del Carmen. De este modo el trabajo está enfocado en el modelado de reservorios del tipo descrito por la Fig. 4.

Modelado Estático Numérico de Reservorios

En la construcción de modelos estáticos 3D de reservorios, como el descrito en este trabajo de El Trébol, una parte importante es la elección de una metodología para el poblado de sus propiedades petrofísicas. Estas se conocen en los pozos a través de mediciones directas o indirectas, asignando a las celdas de las grillas atravesadas por estos pozos los valores observados, generalmente haciendo un escalado. El resto de las celdas se deben poblar con

alguna metodología, que puede ser mediante asignaciones manuales de valores o más usualmente utilizando algoritmos que pueden ir desde simples promedios de los valores de pozos, hasta complejas simulaciones estocásticas guiadas por variables secundarias, atributos sísmicos y tendencias. La elección depende de la calidad y cantidad de datos disponibles, y del propósito del modelo. En todos los casos, siempre debe haber un modelo conceptual del reservorio que se intenta respetar (Ringrose y Bentley 2015).

En los modelos geológicos a escala de desarrollo, existen distintos algoritmos para poblar grillas con propiedades petrofísicas, básicamente porosidad, permeabilidad, saturación, arcillosidad, o contenido de carbono orgánico total. Algunos son interpolaciones que generan mapas suaves, como por ejemplo Kriging, y otros son simulaciones que incluyen una componente aleatoria con el propósito de emular la heterogeneidad espacial (Deutsch y Journel 1998). Por otro lado, existe otro conjunto de algoritmos para el modelado de propiedades categóricas o discretas que representan facies, tipos de roca o elementos arquitecturales. Esta familia de métodos es muy numerosa, generalmente son estocásticos e iterativos, y se los puede clasificar según la metodología de poblado en cada iteración. De este modo, los más comunes en los modelos a escala de desarrollo son los métodos por celdas, donde se asignan valores de propiedades de a una celda por vez utilizando geoestadística u otra técnica de ajuste. Por otro lado, existen métodos que trabajan en principio por fuera de una grilla, simulando procesos geológicos, eventos o cuerpos, y cuyo resultado es luego transferido a una grilla del campo en estudio, asignando valores a varias celdas simultáneamente en cada iteración. Ambos tipos de metodologías presentan sus propias ventajas y problemas. Los métodos por celdas son muy versátiles para respetar los datos de pozo, estadísticas y tendencias, pero muchas veces tienen inconvenientes para honrar el modelo geológico conceptual. Por otro lado, los métodos sin celdas (modelos físicos o de procesos) respetan muy bien la geología del subsuelo a representar, pero tienen grandes inconvenientes para ajustarse a las mediciones de pozo (Pyrz y Deutsch 2014; Gómez *et al.* 2019).

Existe un gran desafío para combinar ambas metodologías logrando buen ajuste con datos de pozo y respetando aceptablemente el modelo conceptual. Uno de los caminos puede ser utilizando el resultado de una simulación de procesos (o simulación física) como guía de un poblado tradicional por celdas que ajusta los pozos. Otra manera puede ser utilizando el resultado del modelo físico como imagen de entrenamiento realista para una simulación multipunto, que al ser un método por celdas respeta los datos de pozo. En ambos casos, la utilización de diferentes realizaciones del modelo físico puede brindar una herramienta para validar diferentes escenarios geológicos y evaluar rangos de incertidumbre en distintas variables que los definen.

En el presente trabajo, para elaborar un modelo sectorial de El Trébol Norte Central, se utilizó una herramienta de simulación de procesos, FLUMY (López *et al.* 2008), *software* público desarrollado por un consorcio de varias compañías petroleras y la Escuela de Minas de París. Este *software* simula en el tiempo y espacio los procesos geológicos que ocurren en un ambiente

fluvial. El modelo físico que utiliza es un modelo definido por Ikeda *et al.* (1981) y Sun *et al.* (1996, 2001) entre los principales autores, el cual se basa en la aplicación de la mecánica de fluidos a la simulación de ríos. Si bien este modelo es de carácter determinístico, para su funcionamiento se necesita un conjunto de parámetros generados estocásticamente. Estos sirven para considerar cierta incertidumbre relacionada tanto con las dimensiones y geometrías de los canales y albardones (levee), como así también para la ocurrencia de algunos eventos a lo largo del tiempo como los períodos entre avulsiones o los de inundación por abanicos de rotura (*crevasse splay*). Todos estos parámetros se consideran mediante valores simulados a partir de distribuciones de probabilidad con media y desvío tipo.

Por otro lado, dentro de los límites del área de estudio del modelo sectorial de El Trébol, se disponía de un cubo sísmico de impedancia acústica, el cual se utilizó para validar el resultado de la simulación de procesos. Como muchos de los parámetros que describen el proceso de sedimentación eran desconocidos en el campo bajo estudio, como por ejemplo la tasa de acumulación de sedimentos y la erodabilidad, mediante prueba y error se buscaron valores que generaran realizaciones válidas. Esta validación se realizó mediante comparación visual entre el resultado de la simulación física y el cubo de impedancia, como así también con la proporción de arenas (*Net to Gross NTG*) observada en pozos y la geometría de canales acorde al modelo geológico conceptual. De este modo, se utilizó esta metodología para validar distintos escenarios de depositación, con diferentes anchos de cuerpos y grado de amalgamación.

Una vez elegido el escenario que mejor ajusta el modelo conceptual y las tendencias observadas en los pozos, se usó el resultado de la simulación para guiar el poblado geoestadístico de la grilla del modelo. Se compararon las técnicas de Simulación Indicadora Secuencial (SIS) y la de Estadística Multipunto (MPS), ambos métodos por celdas. La primera de las técnicas es una de las más simples y difundidas metodologías de distribución de facies, que respeta los datos de pozo, las tendencias y variogramas (Kelkar y Perez 2002; Deutsch y Journel 1998). La segunda respeta patrones, formas y estadísticas dadas por una imagen de entrenamiento, y honrando los datos de pozo (Strebelle 2002; Mariethoz y Caers 2014). En ambos casos, además se utilizó el resultado de la simulación por procesos como una variable secundaria que condicionó los poblados. Se corrieron varias realizaciones para cada metodología, y se estimó probabilidad de arenas. Se utilizaron algunos pozos como prueba ciega para comparar y evaluar la metodología general propuesta.

De esta manera, se logró integrar un modelo tridimensional basado en principios físicos de la sedimentación fluvial soportados en el modelo de Navier Stokes, con información de pozos mediante el auxilio de métodos geoestadísticos. También se logró considerar la incertidumbre en algunos parámetros descriptivos del sistema.

METODOLOGÍA

Para poder generar un modelo sectorial de El Trébol Norte Central, se realizó inicialmente una simulación de procesos fluviales mediante Flumy. Para ello fue necesario introducir una serie de parámetros relacionados al ambiente de sedimentación y los procesos actuantes, los que se estimaron a partir de valores usuales en sistemas fluviales (Mackey y Bridge 1995; Robinson y McCabe 1997; Bridge 2003, entre otros). Algunos de los parámetros especificados fueron la pendiente media de la llanura aluvial, máxima profundidad y ancho de canal, longitud de onda media de los meandros, dirección de los canales, coeficiente de erodabilidad de los materiales, espesor acumulado durante un periodo de inundación, cantidad de iteraciones de sedimentación hasta la ocurrencia de la avulsión, y algunos más.

Parte de estos parámetros se pudieron inferir a partir del cubo sísmico del sector de El Trébol Norte, al que se le aplicaron procesos de descomposición espectral. En la Fig. 5 se pueden apreciar diferentes tramos de canales individualizados en Mina del Carmen con su ancho, sinuosidad y rumbo. En general se puede apreciar que los cuerpos detectados tienen una tendencia general N-S y una sinuosidad media a pronunciada. Algunos valores de los parámetros que caracterizan la simulación sedimentaria se generaron estocásticamente, mediante una distribución estadística, para configurar el aspecto final del sistema en cada intervalo estratigráfico, y honrando el modelo geológico conceptual.

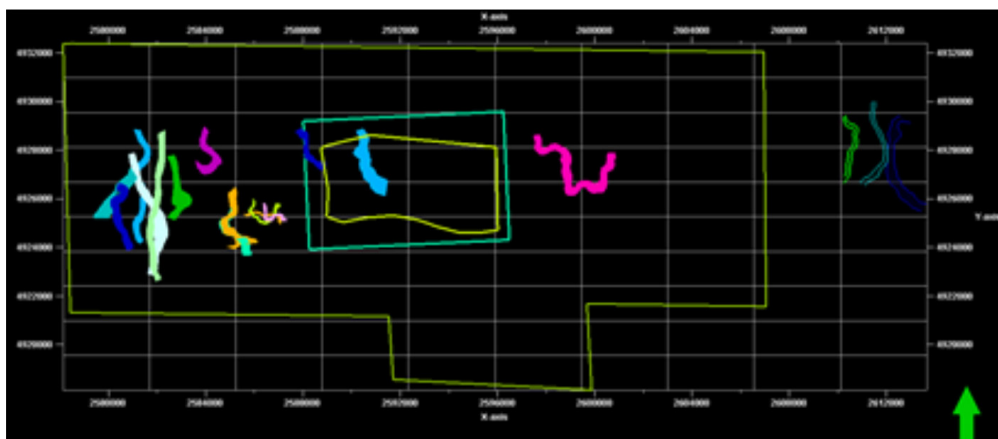


Figura 5. Detección de canales en Mina del Carmen utilizando el cubo sísmico de El Trébol Norte mediante descomposición espectral.

Simulación Inicial por Procesos

La simulación del proceso de sedimentación, o modelo físico, se realizó tanto en sentido espacial (en el plano estratigráfico) como temporal a lo largo de la columna. De esta manera, a

partir del funcionamiento de los sistemas fluviales, fue ocurriendo la depositación de todas las facies de canal y asociadas, acumulándose en el tiempo y haciendo crecer la columna estratigráfica. Por lo tanto, la simulación se generó en el espacio y en el tiempo (Fig. 6).

Se utilizó un archivo de control donde figuraban todos los parámetros que gobiernan cada etapa temporal de la simulación. Esto significa que se pudo subdividir la simulación en diferentes etapas y que, al tener cada una sus propios parámetros descriptivos, fue factible reproducir la evolución temporal de la columna estratigráfica, siguiendo valores como el NTG, o la curva eustática de variación del nivel de base, etc. Por otro lado, para poder efectuar un proceso de simulación que se corresponda con lo observado en el yacimiento, fue necesario conocer por un lado la paleogeografía y el paleoambiente (pendientes, tipo de clima, frecuencia de lluvias, caudales, frecuencia de avulsiones, etcétera) y por otro lado definir una correlación global lo más precisa y representativa de la evolución de la columna sedimentaria.

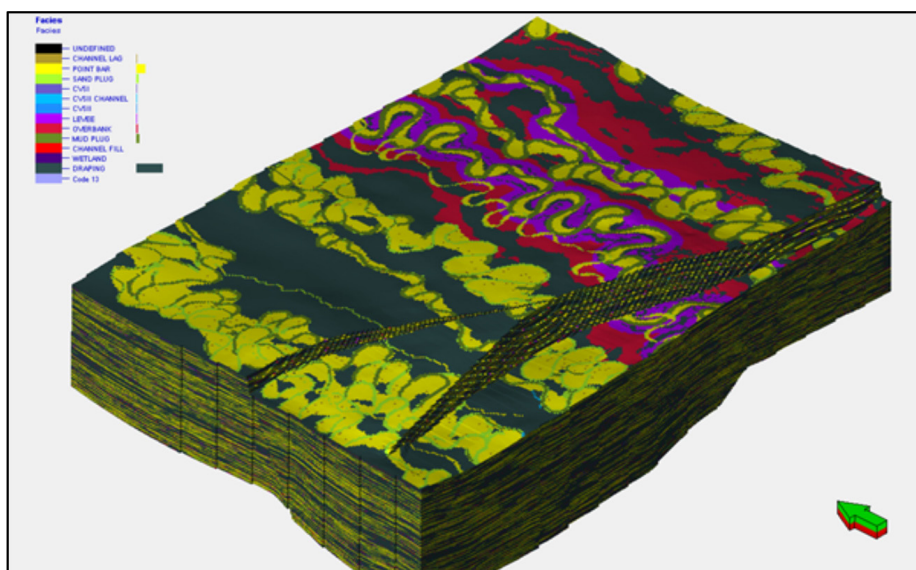


Figura 6. Modelo generado por simulación de procesos geológicos en 3 dimensiones.

Condicionamiento de la Simulación por Procesos

El modelo se puede ajustar a un NTG objetivo para cada secuencia simulada, una curva de proporción vertical (CPV) y/o frecuencia areal de canales con la consiguiente cobertura de la planicie aluvial (tipo canales aislados, canales amalgamados, etc.). Cabe destacar que estos valores de NTG o CPV no se usan como *input*, a diferencia de los algoritmos de poblado geoestadístico usuales de Petrel, sino como control y validación de los parámetros utilizados para el modelado por procesos. Encontrar un conjunto de parámetros válido es una tarea que se realiza por prueba y error, y requiere bastante experiencia. Una vez alcanzado un suficiente grado de aproximación

al modelo sedimentario esperado, se continúa con el siguiente paso que consiste en el ajuste e integración con los datos de pozo.

Como se comentó anteriormente, estos sistemas de simulación por procesos no pueden ajustar a datos de pozo cuando estos son numerosos, razón por la cual se debe recurrir a un segundo procesamiento con métodos geoestadísticos para el ajuste detallado final.

Integración del Modelado por Procesos y los Datos de Pozo mediante Geoestadística

Para el proyecto de El Trébol Norte Central, se construyó una grilla 3D en Petrel para generar el modelo (Fig. 7). Se definió la curva de facies en los pozos, a partir de los cuales luego se generaron las realizaciones geoestadísticas guiadas por el modelo sedimentario simulado, logrando el ajuste final. Para esto, el modelo físico se exportó desde Flumy e importó en la grilla de Petrel como propiedades de facies, granulometría y edad, que son las salidas de la simulación de procesos. La propiedad de granulometría importada se utilizó como tendencia para guiar el poblado de facies (tipos de roca, arena reservorio) a partir de los pozos mediante los métodos usuales de Petrel. Para el caso con SIS, se calcularon los variogramas con los pozos, y se utilizó la CPV. Por otro lado, para MPS se utilizó la CPV y una imagen de entrenamiento conceptual formada por canales con alta sinuosidad ya probada con éxito en otro campo de similares características (Larriestra y Gómez 2008).

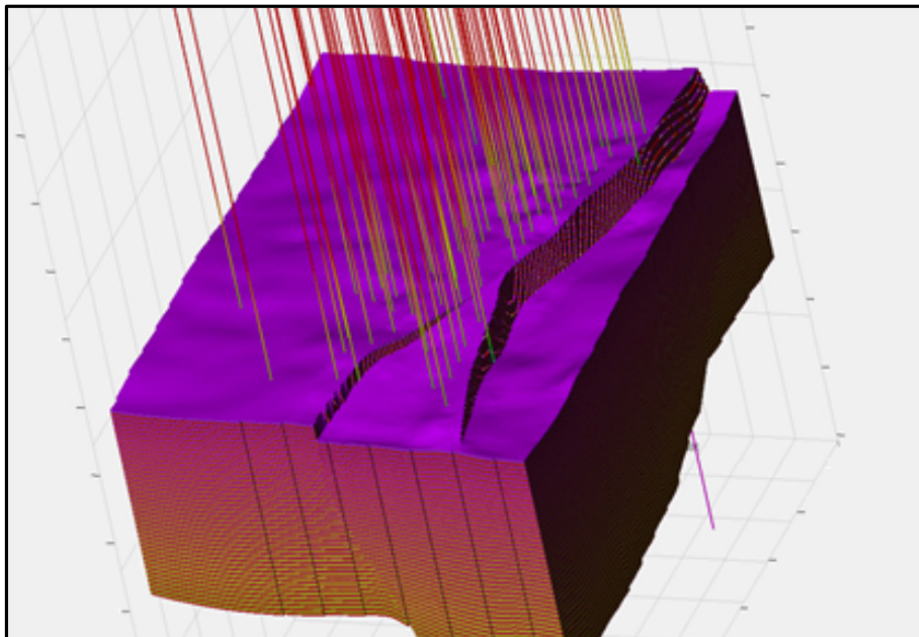


Figura 7. Modelo estructural y grilla 3D del sector de estudio del yacimiento El Trébol, desde Tope de CIV hasta nivel I215.

RESULTADOS

Las pruebas de simulación de procesos se realizaron buscando la convergencia entre el NTG observado en los pozos y el simulado por el modelo. No solamente se buscó una coincidencia global, sino que a su vez se condujeron diferentes ensayos para tratar de reproducir la curva de proporción vertical de facies (CPV). En la Figura 8 se ilustra una realización de FLUMY con cortes a diferentes profundidades.

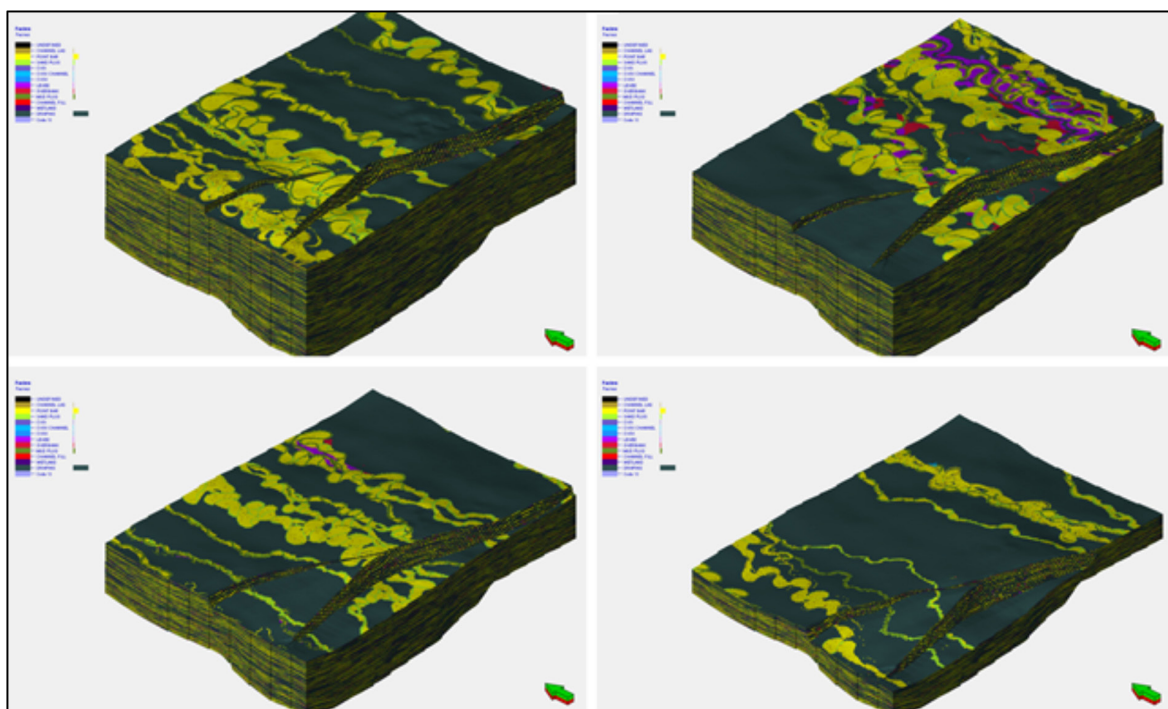


Figura 8. Cortes horizontales a distintas profundidades del modelo generado mediante simulación por procesos para Mina del Carmen.

El siguiente paso consistió en el ajuste a datos de pozo utilizando las técnicas de SIS y MPS guiados por el resultado de la simulación por procesos anterior. Se realizaron varias realizaciones en cada caso, analizando los resultados de manera cualitativa. La distribución de arenas obtenida mediante MPS resultó respetar mejor el modelo conceptual, logrando capturar mejor la conectividad entre pozos. La distribución espacial de arena reservorio, representada por elementos de *point bar*, respeta los datos de pozos y se concentran a lo largo de fajas de canales (Fig. 9).

Por otro lado, también se realizaron pruebas cuantitativas para evaluar y comparar la calidad de las predicciones de ambos modelos hechos con SIS y MPS. Existen diferentes métodos para validar estos modelos, que básicamente consisten en seleccionar un conjunto de datos (o uno sólo), regenerar el modelo a partir del resto de los datos, y usar el nuevo modelo para reestimar

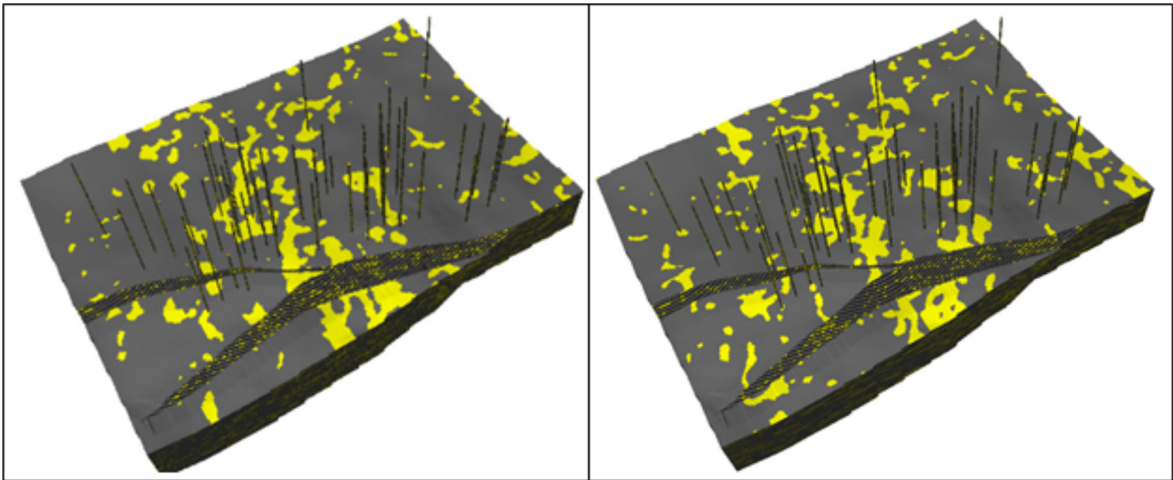


Figura 9. Ejemplo de dos realizaciones de simulación multipunto (MPS) guiado por modelo de procesos. Se puede observar que las arenas de los point-bar están distribuidas a lo largo de fajas de canales, respetando el modelo conceptual y honrando los datos de pozo.

el conjunto de datos seleccionados inicialmente. La similitud entre los datos reestimados y los observados depende de la calidad de la predicción. Uno de estos métodos de validación usuales es la Prueba Ciega. Esta consiste en sacar un pozo del modelo original, repoblar el modelo a partir del resto de los pozos, y finalmente comparar el resultado del modelo en la locación del pozo con los valores observados.

Prueba Ciega

Para este trabajo se efectuaron pruebas ciegas sobre tres pozos A, B y C (Fig. 10) utilizando el modelo de simulación física como variable secundaria y simulaciones geoestadísticas como ajuste final a los pozos. De este modo, se estimaron las curvas de facies de estos tres pozos conocidos

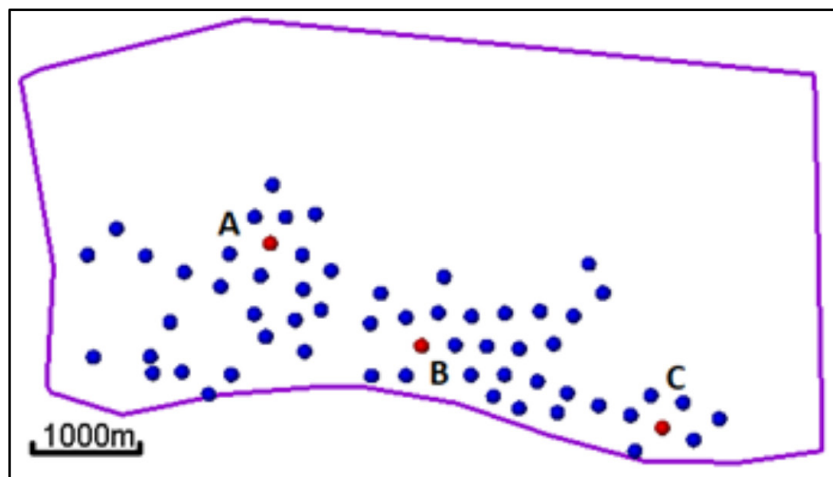


Figura 10. Ubicación de los 3 pozos (en rojo) donde se realizaron las pruebas ciegas.

pero que no fueron utilizados en el modelado. Se simularon varias realizaciones con MPS y SIS guiados por el modelo físico, y se calcularon probabilidad de arenas para ambos casos. La probabilidad de arenas se muestra como las curvas rellenas roja y naranja para los casos de MPS y SIS respectivamente en la Figura 11.

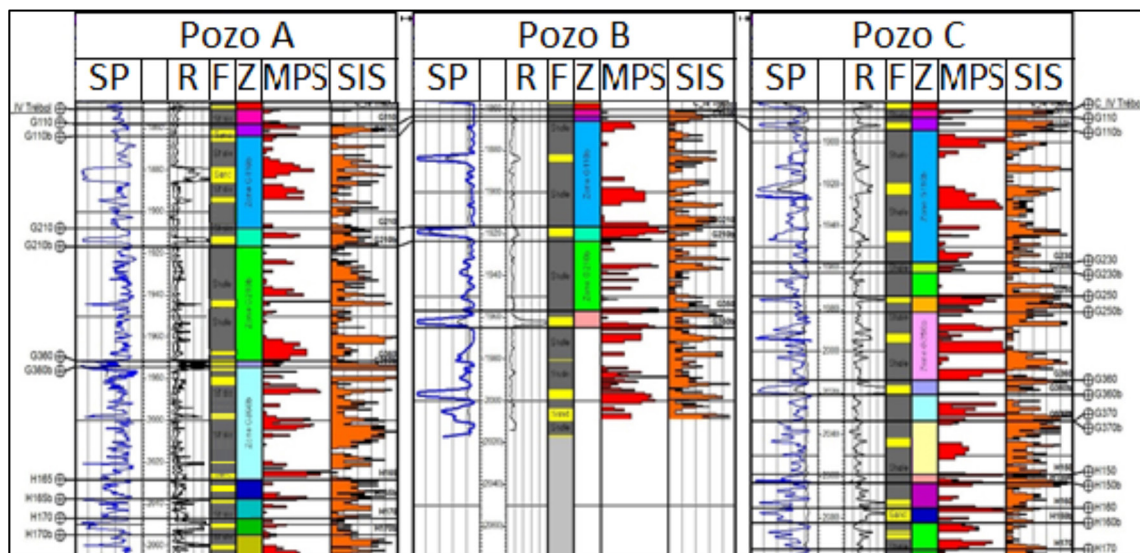


Figura 11. Prueba ciega: estimación de la curva de facies en 3 pozos. Los tracks del corte muestran los perfiles de SP (curva azul), Resistividad (curva negra), Facies observadas, nivel estratigráfico (Z), probabilidad de arenas con Simulación Multipunto (MPS, curva llena roja) y con Simulación Indicadora (SIS, curva llena naranja), ambas guiadas por el modelo físico.

En cuanto a los resultados de la simulación mediante MPS, en la Fig. 11 se puede observar que el Pozo B logró un muy buen ajuste, dejando solo una arena sin ser estimada, mientras que en el Pozo C se estiman incluso arenas que no tienen denominación. El Pozo C ajusta bastante bien los niveles superiores del CIV pero sobreestima arenas en el resto de las zonas. Esto puede deberse a que, en comparación, el nivel de ruido de la curva de VCL (SP y R) utilizada es mayor en el Pozo C, lo que conlleva más incertidumbre en la estimación. En cuanto al Pozo A, las estimaciones son aceptables a pesar del grado de actividad de la curva VCL, el ruido y la frecuencia de arenas interpretadas para este tramo de Mina del Carmen. Cabe aclarar que en todos los casos puede haber un desfase estratigráfico entre la estimación y lo real, debido muy probablemente a que en este tipo de sedimentación fluvial con alta agradación los niveles arenosos se ubican a distintas alturas relativas de acuerdo con el orden de la sedimentación.

Por otra parte, la probabilidad de arena del ajuste realizado con la SIS mostró ser mucho más ruidosa que el caso anterior (curva rellena color naranja, Fig. 11), sugiriendo que la combinación del modelo físico con multipunto brinda mejores resultados.

Cabe aclarar que, en ambos casos, las probabilidades globales de arena en los pozos de prueba aparentan ser mayores a las observadas. Esto podría deberse a una combinación de diversos

factores que merecerían evaluarse. Por un lado, los pozos de la prueba ciega pudieron haber sido interpretados con un Vsh pesimista, o bien algún pozo vecino de forma optimista y que está sesgando el poblado. Por otro lado, el resultado del modelado de procesos no ajusta exactamente a la CPV de arenas, por lo tanto podría haberse generado un sesgo en la tendencia del poblado geoestadístico y el NTG total. Sería conveniente un análisis más extenso y detallado para entender el origen de esta posible discrepancia. En cualquier caso, en este ejemplo de aplicación, se observa este efecto en el poblado con MPS pero con mayor claridad en el caso con SIS. Esto puede deberse a que, en MPS, la proporción global de arenas también depende de la imagen de entrenamiento utilizada.

Analisis de Conectividad de Reservorios

Uno de los objetivos planteados del modelo era analizar la capacidad sellante de las fallas. Sin embargo, el único análisis que se pudo efectuar en forma más confiable fue la yuxtaposición de arenas a ambos lados de la falla principal, ya que los datos de porosidad efectiva no resultaron confiables.

En la Figura 12 se muestra, a manera de ejemplo, la falla principal vista desde el norte y en el bloque elevado con los colores de acuerdo con el tipo de conectividad. La superficie estructural muestra la base de un nivel productivo (capa I110). El color rojo indica que la arena se enfrenta a arenas del otro lado de la falla y que probablemente no tenga sello. El color cian indica sello de arena contra arcilla y el color azul indica coincidencia arcilla-arcilla. De este modo, el color rojo muestra las regiones de la falla con posible conectividad.

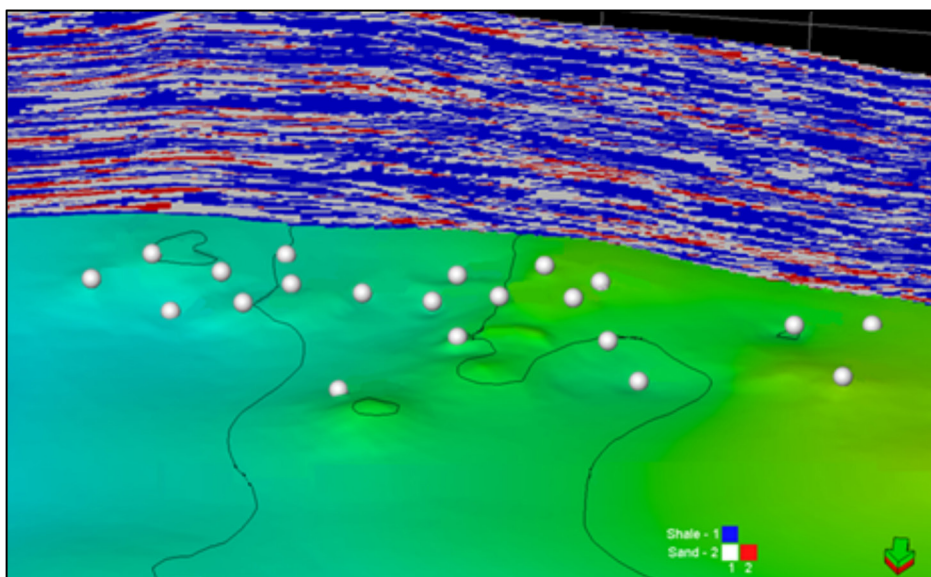


Figura 12. Análisis de yuxtaposición de la arena I110 a lo largo de la falla principal. En color rojo se muestran las zonas de la falla que tienen arena a ambos lados, y posible conectividad

CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó una metodología que permite utilizar la simulación de procesos geológicos para construir un modelo de reservorios en un campo en etapa de desarrollo. Se aplicó a un bloque del yacimiento El Trébol, y se combinó esta simulación de procesos con métodos de geoestadística para lograr un buen ajuste con muchos datos de pozos. De la experiencia realizada se pueden sintetizar varias premisas que podrán ser de utilidad en el modelado futuro de los reservorios de esta cuenca.

a) Los resultados obtenidos se pueden catalogar como bastante satisfactorios a la luz de las estimaciones conseguidas. Si se tiene en cuenta que la información sísmica no aporta suficiente resolución para discriminar los reservorios, o incluso podría no haber sísmica, el método empleado puede subsanar esta deficiencia. Esta metodología reemplaza la pura estimación estadística a partir de pozos solamente, por un criterio más próximo al concepto geológico que guía el poblado. La mejor combinación resultó la Simulación de procesos con la Multipunto.

b) Los ensayos de simulación física pueden ayudar a comprender mejor el comportamiento del paleoambiente y su evolución temporal, permitiendo mejorar los criterios de correlación y la relación espacial entre las diferentes facies involucradas. De esta manera se obtiene un modelo más confiable para describir tamaños y conectividades de los reservorios. Esto es de gran utilidad en casos de formaciones con bajo NTG como el caso aquí estudiado.

c) La utilización de la sísmica, en sus valores de atributos o como inversión de trazas, debe ser ajustada con un buen modelo de velocidad. Una sísmica bien ajustada sumada al modelo físico pueden ser dos herramientas muy importantes para la exploración de este tipo de reservorios.

d) Los resultados de los análisis aquí desarrollados podrían mejorar utilizando mejores interpretaciones petrofísicas y un modelo sísmico bien migrado a profundidad.

El modelado estático basado solo en principios geoestadísticos está llegando a un punto que no puede responder a todos los interrogantes que se plantean durante la exploración o desarrollo de reservorios del tipo fluvial. El empleo de metodologías alternativas que utilizan otro tipo de información, y en especial que honren la geología, puede aportar un gran valor, y en algunos casos tornarse indispensables. La Cuenca del Golfo San Jorge presenta un desafío y una gran oportunidad, en especial la formación Mina del Carmen donde los reservorios de son de difícil pronóstico y que sin embargo contienen posiblemente la mayor reserva primaria de los campos maduros.

Este tipo de abordaje está marcando el rumbo del modelado de reservorios de los próximos años, razón por la cual muchas compañías petroleras están apoyando proyectos de investigación en metodologías como la utilizada en este ensayo. El desarrollo de *software* que genere procesos fluviales y reservorios más ajustados a las características geológicas particulares del golfo permitirían una representación más fiel de los modelos conceptuales y numéricos de los yacimientos de la cuenca.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo agradecen a YPF la posibilidad de su publicación.

REFERENCIAS CITADAS

- Bridge, J.S., 2003. Rivers and Floodplains: Forms, Processes, and Sedimentary Record. Wiley-Blackwell, 512pp.
- Deutsch, C. y Journel, A., 1998. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide, 2nd edition. Oxford University Press, 369pp.
- Georgieff, S.M.G. y Di Benedetto, L., 2005. Interpretación y correlación entre cuerpos de areniscas en afloramientos y datos de subsuelo. Formación Bajo Barreal. Informe interno Repsol-YPF. Inédito.
- Gomez, G., Ferreyra, V., Tetzlaff, D., Saccomano, A. y Courtade, S., 2019. Enhanced Geological Modeling Techniques in Mesa Verde Oilfield, Cuyana Basin-Argentina. AAPG International Conference Exhibition, Buenos Aires, Argentina.
- Ikeda, S., Parker, G. y Sawai, K., 1981. Bend theory of river meanders. Part 1. Linear development. Journal of Fluid Mechanics, Vol. 112, pp. 363-377, Cambridge University Press.
- Kelkar, M. y Perez, G., 2002. Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers, 274pp.
- Larriestra, C. y Gómez, H., 2008. Simulación Secuencial Estocástica Multipunto Aplicada al Análisis de Incertidumbre en Sistemas Fluviales de Alta Sinuosidad: Fm.Mina El Carmen, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas Simposio de Modelado Geológico, pp. 269-285, Mar del Plata, Argentina.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas I, pp. 251-289, Buenos Aires, Argentina.
- Lopez, S., Cojan, I., Rivoirard, J. y Galli, A., 2008. Process-Based Stochastic Modelling: Meandering Channelized Reservoirs. En De Boer, P., Postma, G., Van der Zwan, K., Burgess, P. y Kukla, P. (eds.), Analogue and Numerical Modelling of Sedimentary Systems: From Understanding to Prediction. International Association of Sedimentologists Special Publication 40, pp. 139-144.
- Mackey, S.D. y Bridge, J.S., 1995. Three-dimensional model of alluvial stratigraphy: theory and application. Journal of Sedimentary Research, Vol. B65 (1), pp. 7-31.
- Mariethoz, G. y Caers, J., 2014. Multiple-point Geostatistics: Stochastic Modeling with Training Images. Wiley-Blackwell, 376pp.
- Pagliero, P. y Palacio, L.M., 2021. Yacimientos del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (YPF). Relatorio del XXI Congreso Geológico Argentino, F3, pp.188-200.
- Plazibat, S., Rasgido, A. y Paredes, J.M., 2019. Subsurface characterization of Cenozoic igneous activity at Cerro Dragón area (Golfo San Jorge Basin, central Patagonia): Implications for basin evolution and hydrocarbon prospectivity. Journal of South American Earth Sciences 96 - 102389.
- Pyrz, M. y Deutsch, C., 2014. Geostatistical Reservoir Modeling, 2nd edition. Oxford University Press, 448pp.

- Ringrose, P. y Bentley, M., 2015. Reservoir Model Design: A Practitioner's Guide. Springer, 265pp.
- Robinson, J. y McCabe, P., 1997. Sandstone-Body and Shale-Body Dimensions in a Braided Fluvial System: Salt Wash Sandstone Member (Morrison Formation), Garfield County, Utah. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 81, No. 8, pp. 1267-1291.
- Strebelle, S., 2002. Conditional Simulation of Complex Geological Structures Using Multiple-Point Statistics. Mathematical Geology, Vol 34 (1), pp. 1-21.
- Sun, T., Meakin, P., Jossang, T. y Schwarz, K., 1996. A simulation model for meandering rivers. Water Resources Research, Vol. 32 (9), pp.2937-2954.
- Sun, T., Meakin, P. y Jossang, T., 2001. Meander migration and the lateral tilting of floodplains. Water Resources Research, Vol. 37(5), pp.1485-1502.
- Walker, R., 1976. Facies Models-3. Sandy Fluvial Systems. Geoscience Canada, Vol 3 (2), pp. 101-109.