

DEL ESTÁTICO AL DINÁMICO: UN FLUJO INTEGRADO PARA CAPTURAR LAS INCERTIDUMBRES EN EL PLAN DE DESARROLLO

Marcela Feilhaber¹, Roberto Rauzi¹, Silvina Valente¹, Maria Emilia Muzzio¹, Ielca Martinic¹

1: Pluspetrol S.A. mfeilhaber@pluspetrol.net

Palabras clave: Modelo estático, Modelo dinámico, Incertidumbre estructural

ABSTRACT

It's already a standard practice to include uncertainty analysis in every step of the static modeling workflow. In many cases each discipline evaluates its uncertainty individually (in the petrophysical model, the structural model, static model and simulation model). However, the assessment of the global impact of uncertainties in each step of the modeling workflow requires an integrated and multidisciplinary approach.

When dealing with sparse data (few wells, 2D seismic or very low-quality 3D), it is important to evaluate the trap's structural uncertainty towards the dynamic simulation.

In this workflow a probabilistic static model was built for each structural scenario. The mean case for each was used to build the dynamic model and to determine the development plan (number, location and well types as well as optimum treatment capacity).

To evaluate dynamic uncertainty, an optimization and smart analysis tool integrated dynamic variables to obtain P90, P50 and P10 resources profiles for the P50 static model scenario.

In order to validate final trajectories, the proposed development plan was subjected to a blind test simulation on different equiprobable static realizations to assess the impact on recovery.

The result showed that as we optimize the well placement and trajectories for a specific scenario, the others may present a worst response even with the same parameters and OOIP.

The initial sensitivity analysis made us focus on structure, which was the parameter with the greatest impact on volume. In addition, the blind test showed that the porosity and permeability simulations impacted on production and the need to run different realizations for the same structure and petrophysical parameters.

The proposed workflow allows to assess uncertainties that are usually not considered. In this example, concerning a heavy oil field with a strong water drive, it was a key parameter to well placement.

INTRODUCCIÓN

Flujo tradicional

En un flujo tradicional para un campo en desarrollo se analizan las incertidumbres en cada etapa del modelado. Al pasar a la siguiente etapa es común continuar con un escenario determinístico. En la etapa de desarrollo el foco en el análisis de incertidumbre está puesto en el poblado de propiedades por su impacto en el cálculo del volumen *in place* y en el volumen recuperable. Siguiendo esa lógica a partir del modelo estructural, se construye una única grilla 3D determinística donde se corren realizaciones estocásticas para poblar facies, rocktypes, porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Algunos casos también incorporan incertidumbre en la posición y ángulo de los contactos.

En el poblado del modelo estático se pueden variar múltiples parámetros desde proporciones de facies, variogramas, distribuciones de propiedades (como por ejemplo los valores mínimo/mean/máximo) y la semilla, que al cambiar genera modelos equiprobables pero que pueden impactar en la conectividad del reservorio y en la producción.

De esta manera, el trabajo continúa sobre el modelo dinámico. Para esto usualmente se toma el caso Mean, o el P50, del modelado estático seleccionado en base al volumen *in-place* y sobre éste se vuelcan los parámetros necesarios para tener un modelo de simulación de reservorios, definidos entre otros por: el comportamiento PVT del fluido, las permeabilidades relativas y la presión capilar. Una vez inicializado el modelo dinámico y validado el volumen *in-place* por comparación con el estático, se comienza a trabajar en un plan de desarrollo que optimice el factor de recobro para ese reservorio en particular, proponiendo las mejores ubicaciones y espaciamientos entre pozos, seleccionando el tipo: horizontales, verticales o desviados y las zonas de navegación, determinando las estrategias de producción alternativa, las capacidades de tratamiento necesarias, etc. Todo esto normalmente se trabaja sobre un caso Mean o P50 y rara vez se prueba el plan de desarrollo en un escenario conservador o P90 y en uno optimista o P10. Y aunque más a menudo se utilizan los desarrollos sobre aquellos casos de modelos estáticos más chicos, aún podemos decir que no es lo más frecuente.

Al finalizar este flujo de trabajo tradicional se han dejado de capturar una gran parte de las incertidumbres dinámicas e incluso estáticas que impactarán en el factor de recobro del campo, resultando en un proyecto habitualmente optimista sobre el cual se tomarán decisiones. En algunos casos esto no tendrá impacto porque el propio desarrollo permitirá ir ajustándose a medida que se avanza, pero en otros casos puede llegar a ocasionar importantes pérdidas de dinero.

El flujo de trabajo que se propone intenta capturar la mayor parte de las incertidumbres que para el campo de estudio tienen mayor impacto en la definición del desarrollo. Estas son tanto de carácter estático como dinámico, con el objetivo de brindar un resultado que permita tomar mejores decisiones técnicas para obtener mayor rentabilidad del negocio reduciendo los riesgos de llegar a resultados no comerciales.

Descripción del campo

El campo estudiado se encuentra en la cuenca de Oriente en Ecuador, es un yacimiento de crudo pesado (15°API) con un empuje fuerte de agua. La trampa es una estructura anticlinal asimétrica con eje N-S y con un cierre al E delimitado por falla.

El reservorio principal es la Fm. Hollín, de edad Cretácica, que muestra buena continuidad de areniscas de grano medio a fino con excelentes propiedades petrofísicas y finas intercalaciones de lutitas. El net-pay encontrado en los pozos alcanza los 70 metros.

De base a tope la Fm. Hollín pasa de un ambiente fluvial a un ambiente de planicie de marea estuarina, es decir que la secuencia es granodecreciente y las propiedades petrofísicas van desmejorando hacia el tope.

El campo está cubierto por 13 líneas sísmicas 2D de calidad pobre. Sin embargo, se logran identificar dos horizontes sísmicos y es posible definir los rasgos estructurales principales.

Se perforaron 2 pozos en la cresta de la estructura, en uno de ellos se extrajo una corona y se realizó petrofísica básica, SCAL y descripción sedimentológica.

El contacto de agua-petróleo es inclinado, pero hay incertidumbre en su azimut e inclinación.

Motivación

El primer paso en el flujo de trabajo propuesto (Fig. 1) fue el análisis de sensibilidad. En esta etapa ya se identificó que la incertidumbre en la definición de la estructura era el parámetro de mayor impacto en la volumetría.

Las incertidumbres inherentes al propio dato sísmico 2D adquirido en la década de 1970, al tipo de trampa, y por estar en etapa de desarrollo temprano con dos pozos en la cresta, hicieron que se tenga que llevar la incertidumbre estructural hasta el modelado dinámico.

Se retomó el análisis de incertidumbre estructural en detalle y a partir de la distribución de Gross Rock Volume se seleccionaron 3 escenarios de grilla. Para cada una de esas grillas se corrió el flujo de incertidumbre en el poblado variando proporciones de facies y propiedades petrofísicas para obtener el P10, P50 y P90 del volumen *in-place*.

Elegido el caso base, a partir del ranking volumétrico, se construyó el modelo dinámico y se definió el plan de desarrollo que incluyó las ubicaciones de pozo.

Luego a partir del análisis ciego o blind test, y los resultados de las ubicaciones determinadas en el plan de desarrollo para otros escenarios equiprobables, se determinó que el poblado de porosidad y permeabilidad eran los factores que tenían mayor impacto en la producción. Esto condujo a la necesidad de correr distintas realizaciones para la misma estructura y parámetros de poblado.

METODOLOGIA Y FLUJO DE TRABAJO

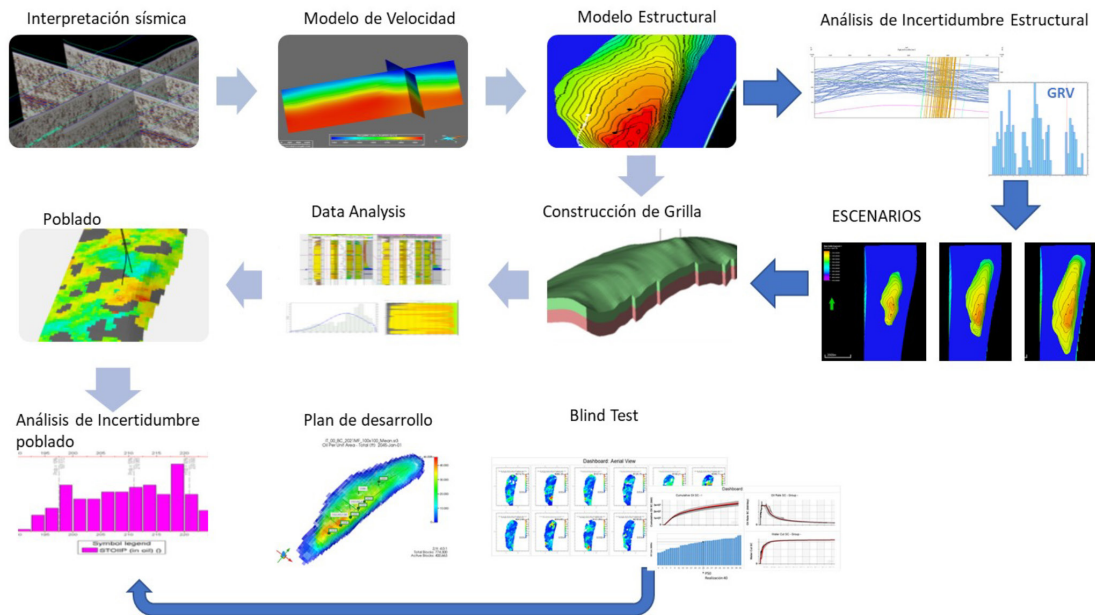


Figura 1. Flujo de Trabajo

Análisis de Sensibilidad

En el análisis de sensibilidad se evaluaron e integraron todas las posibles incertidumbres de forma amplia. Se partió de un escenario base de interpretación sísmica convertido a profundidad y se interpretaron casos pesimista y optimista de horizontes y falla para determinar el rango en la incertidumbre en los mismos.

Se generaron distintos modelos (en el *software* de incertidumbre estructural) variando la posición del tope del reservorio y de la falla (Fig. 2).

Se comenzó con el caso base y se permitió un desplazamiento vertical de hasta 60 m, siempre ajustando al tope en los pozos. Para la construcción del horizonte se probaron distintos variogramas que impactan en la suavidad del horizonte simulado y la libertad para moverse. Cuanto más chico el variograma más ruidosa queda la superficie. La falla se movió en la horizontal ± 300 m.

Para esa primera etapa de corridas, por limitaciones del *software* que no modela contactos inclinados, se asumió un contacto agua-petróleo horizontal. Otra limitación era que no se podía variar la inclinación de la falla. Todas estas incertidumbres debieron ser trabajadas con escenarios por fuera del workflow automático.

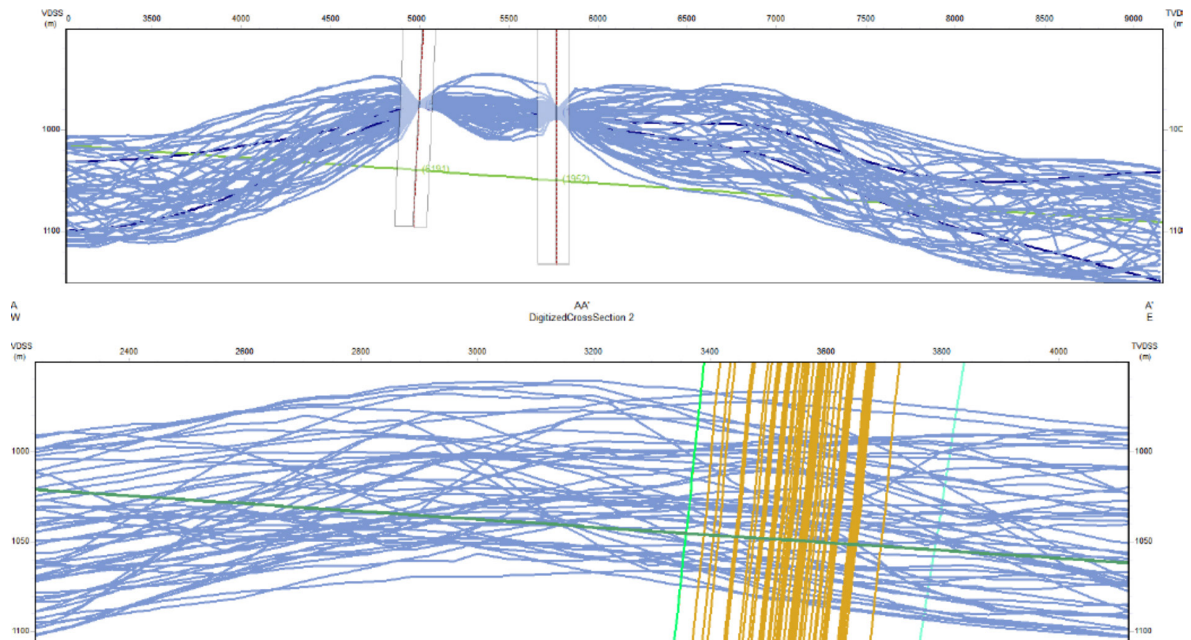


Figura 2. Horizontes y fallas generados por el *software* de Incertidumbre Estructural. Las posiciones extremas de la falla están resaltadas. El contacto agua-petróleo esta representado por la línea verde oscura.

Las diferentes corridas estructurales generaron automáticamente múltiples grillas estratigráficas donde se corrió el flujo de poblado completo con su incertidumbre, se sumó la variación en la proporción de facies, la porosidad, la permeabilidad y en el modelo de saturación. Se corrieron 200 realizaciones.

El objetivo fue obtener una campana con los rangos de volúmenes *in-place* y estimar qué variables tenían mayor impacto en la volumetría.

El resultado de esta primera etapa del análisis mostró que la incertidumbre estructural es lo que más impacta en el volumen *in-place* (Fig. 3).

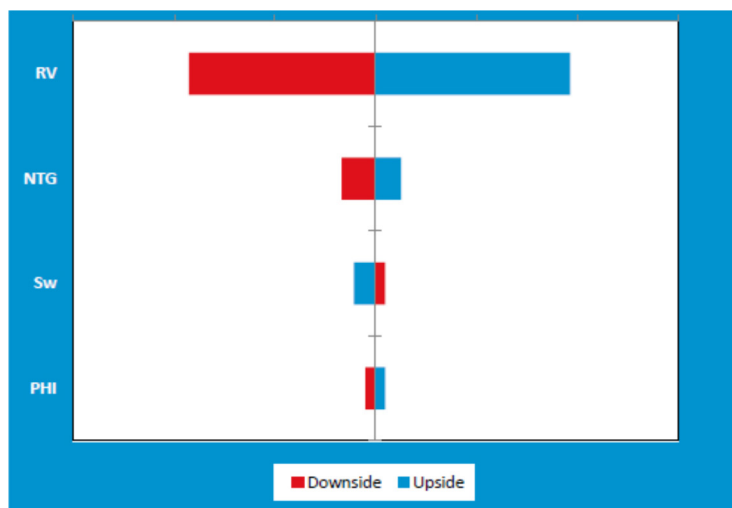


Figura 3. Gráfico Tornado, evalúa el impacto del RV (Rock Volume, en este caso la estructura), del NTG, SW y PHI

Incertidumbre Estructural

El análisis de sensibilidad dio un amplio rango de *Gross Rock Volume*, ($P90/P10=3.3$), lo que motivó a continuar trabajando en modelos estructurales alternativos con el objetivo de generar 3 escenarios para seguir con el plan de desarrollo. Se revisaron las fuentes de incertidumbre y se construyeron los frameworks estructurales cuyos volúmenes representan el P10, P50 y P90 de GRV.

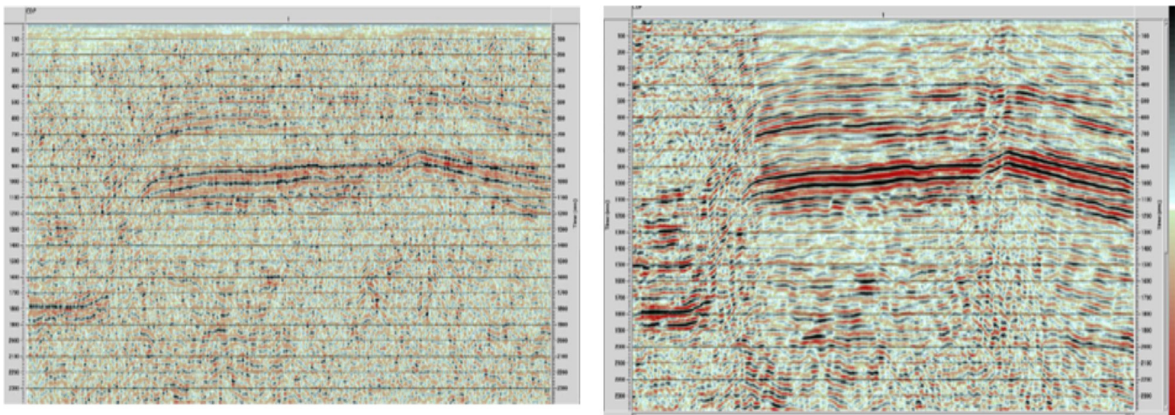


Figura 4. Línea sísmica antes (digitalizada original) y después del filtrado.

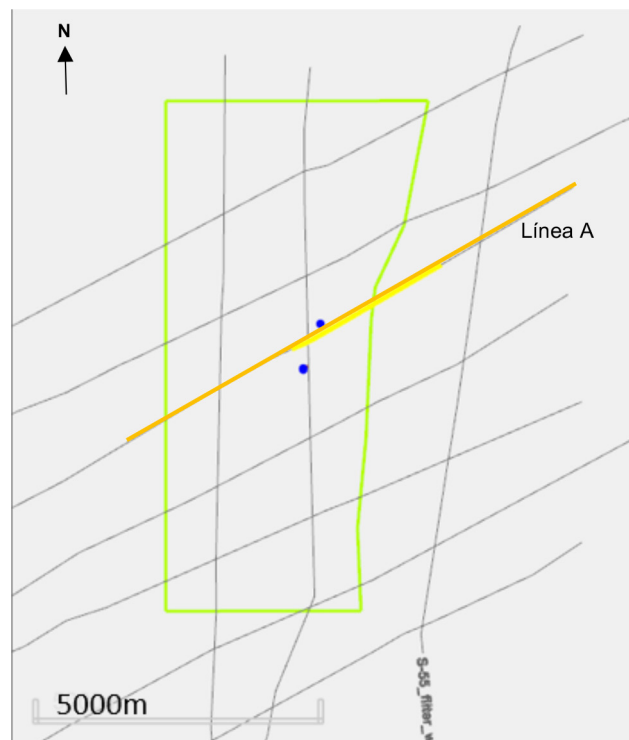


Figura 5. Líneas 2D y Área de Interés.

El campo está cubierto por 13 líneas sísmicas 2D adquiridas en la década de los 70, que fueron digitalizadas de los originales en papel, con mucho ruido y baja frecuencia. A pesar de los intentos por mejorar la imagen con postprocesos *in house* la sísmica es de pobre calidad (Fig. 4). Las líneas están sumadas, sin migrar, lo que agrega incertidumbre en la posición. Además, los cruces de líneas presentan misties de hasta 30 ms entre las N-S y E-W, por lo que se debieron probar distintos escenarios de ajuste.

Para la conversión Tiempo-Profundidad se contaba con las leyes T-Z de los dos pozos, cabe mencionar que las líneas no pasan sobre las locaciones, sino que éstas deben ser proyectadas sobre las líneas (lo que suma error). Se construyeron distintos modelos de velocidad usando las tablas TZ, usando sólo topes de pozo y/o interpolando los datos de las TZ ajustando a los topes. Según el flujo empleado se obtuvieron distintos horizontes en profundidad.

Debido a la distancia entre las líneas, los misties y la interpretación en el borde de las líneas, la interpolación del dato es muy sensible a cualquier pequeño cambio. La estructura puede variar bastante ignorando apenas algunos puntos o cambiando el suavizado en la construcción de la estructura. Así, según la tendencia adoptada el cierre hacia el Norte de la estructura se puede hacer más extenso o más abrupto generando una estructura mucho más chica.

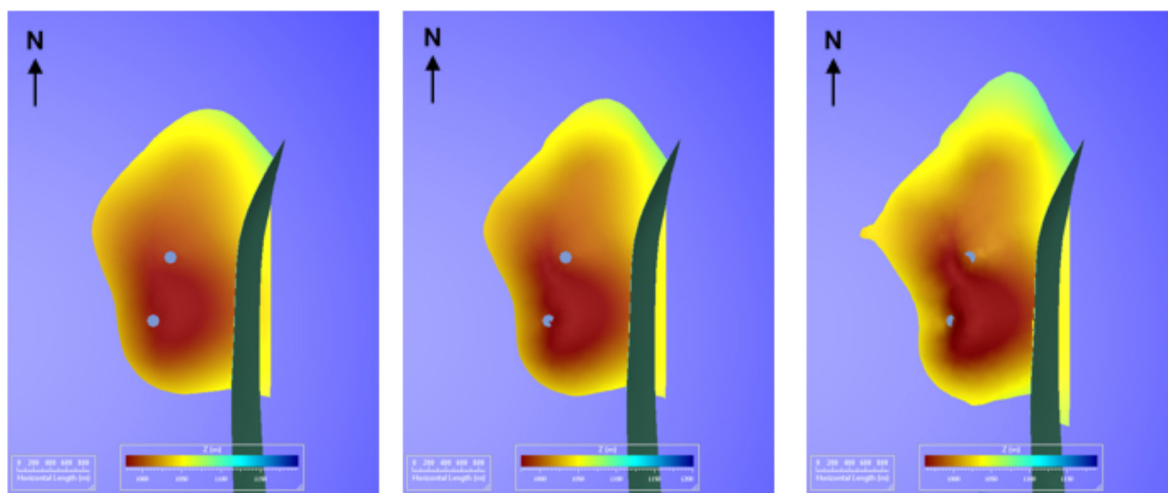


Figura 6. Únicamente variando el grado de suavizado disminuye el GRV en 25%

Debido a que se cuenta con pocas líneas que cubran el área y que éstas están sumadas (no migradas) la posición que limita al Este la estructura y la inclinación de los flancos presentan gran incertidumbre.

La inclinación del OWC es otro dato que suma incertidumbre, y ha sido incluido dentro del análisis, aunque sigue teniendo menor impacto que la estructura en el volumen.

Se generan entonces, usando la interpretación y ajustando a los topes de pozos, tres estructuras determinísticas (Figs. 7, 8 y 9) que cubren el rango evaluado de GRV. En esta interpretación de

detalle se agrega en la cresta una falla (en celeste Fig. 7) y se usa una sola posición para la falla principal (en rojo). De esa forma seguimos el flujo con las tres grillas que representan un caso pesimista, un caso optimista y un caso medio.

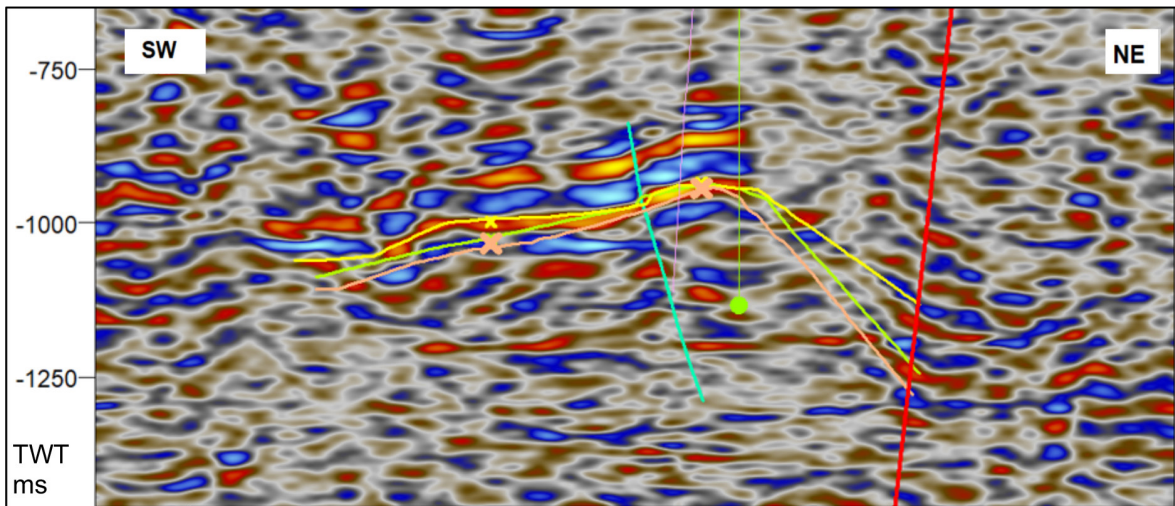


Figura 7. Corte SW-NE (sobre la Línea A en la Fig. 5) con los 3 escenarios finales de Interpretación.

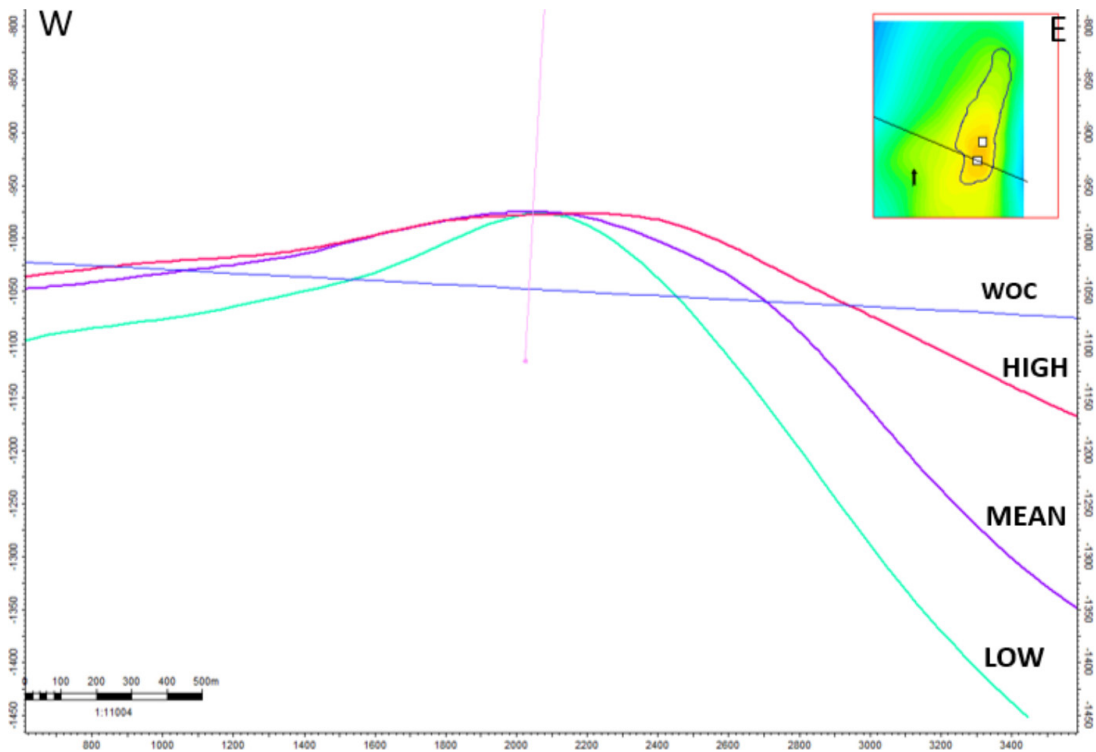


Figura 8. Sección EW con los 3 escenarios de estructura.

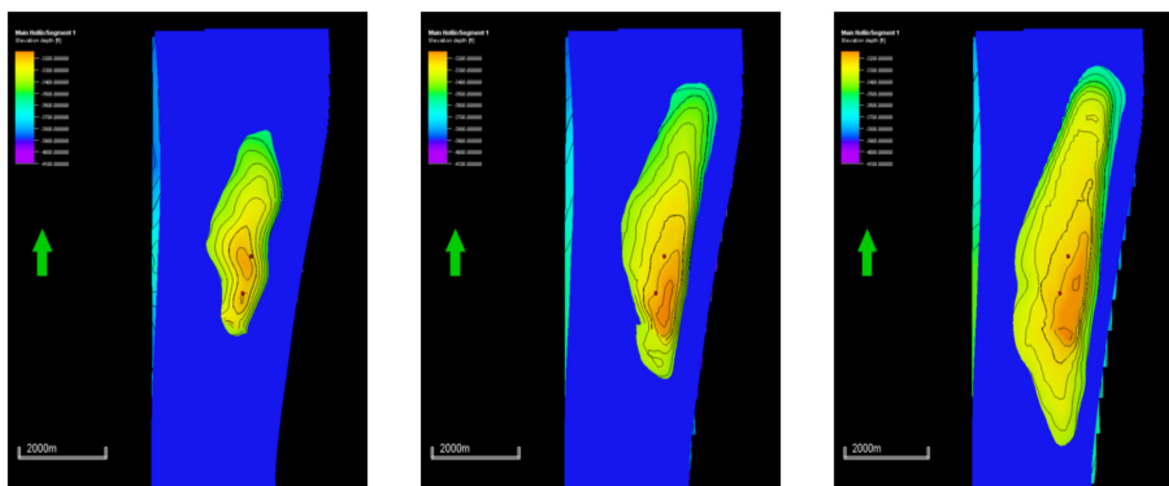


Figura 9. Escenarios estructurales generados (Pesimista, Medio y Optimista).

La fuerte inclinación en el flanco oriental, hace que la resolución areal de la grilla impacte en el ajuste con la estructura. Se hicieron distintas pruebas con resoluciones más finas para estimar el impacto en la volumetría y en el tiempo de corrida. Como sensibilidad al tamaño de grillado, para el caso medio se construyó una grilla de 100 x 100 m, una de 50 x 50 m y una de 30 x 30 m. La diferencia en volumen es menor (4%) pero el número de celdas pasa de 500 mil a 5.7 millones de celdas, aumentando mucho el tiempo de simulación. Y por consiguiente haría inmanejable el flujo posterior. Se optó entonces por seguir modelando con la grilla de 100 x 100 m y se priorizó el refinamiento vertical necesario para representar las heterogeneidades (celdas de aproximadamente 2ft).

Incetidumbre Modelo Estático

Para cada una de las 3 grillas estratigráficas se usó el mismo flujo de poblado e incetidumbre (Fig. 10) y se exportó para el simulador el caso Mean. Se corrieron 216 simulaciones equiprobables variando la proporción de facies y las semillas de las corridas.

Se modelaron 4 Facies, las 3 Facies Reservorio son de buena calidad, variando la porosidad promedio entre 0.16 y 0.21. La distribución de permeabilidad y de saturación estuvo ajustada a los datos de corona provenientes del análisis de curvas de presión capilar.

Las facies se poblaron con Sequential Indicator Simulation (SIS) usando los datos de los dos pozos y una curva de proporción vertical como tendencia (VPC). Se usaron variogramas conceptuales.

Se varió la proporción de la mejor arena y de la facies No-res. La porosidad y la permeabilidad se corrieron con SGS guiadas por facies.

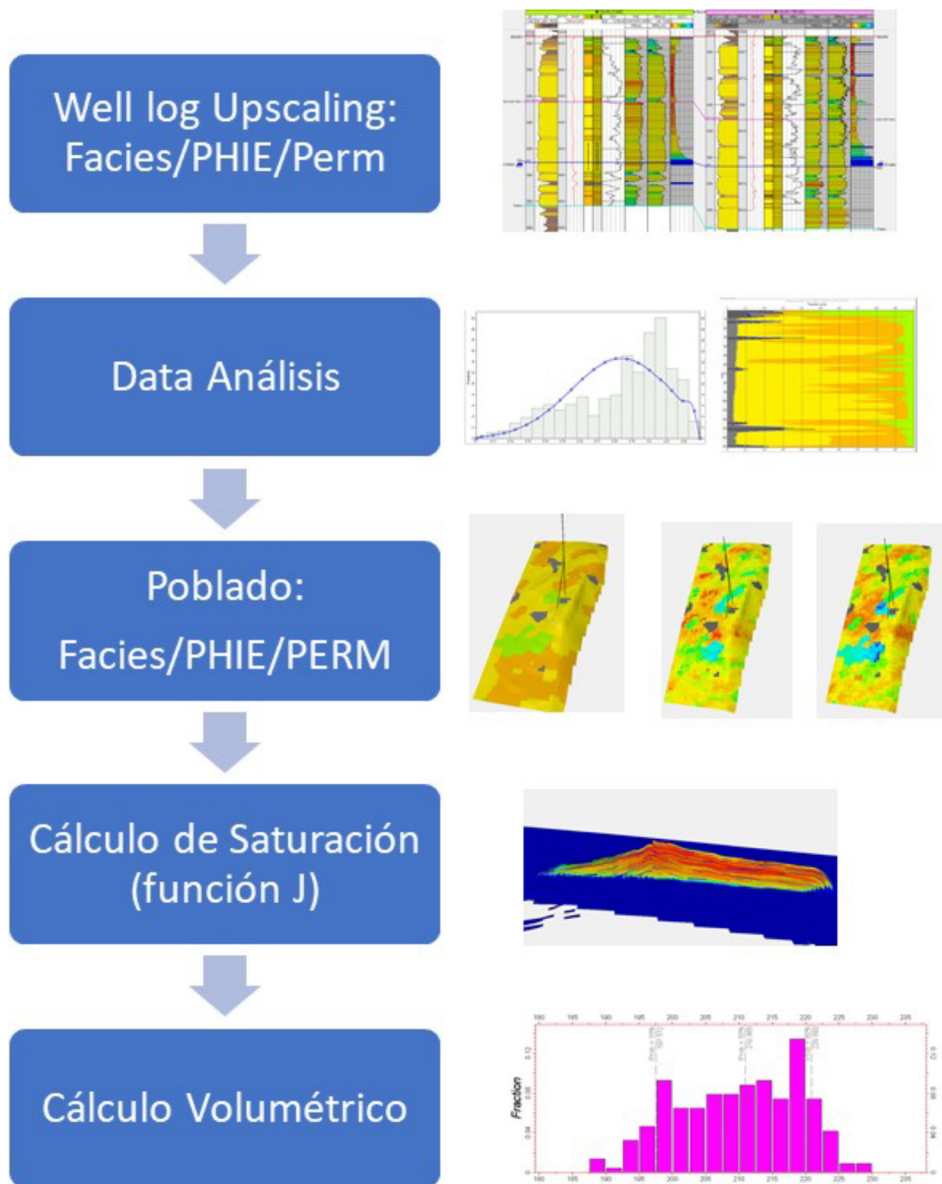


Figura 10. Flujo modelo estático.

Incertidumbre Modelo dinámico

Sumado a la incertidumbre estructural que define tanto la forma de la trampa a desarrollar como su volumen, se identificó que, por las características particulares del campo y el tipo de desarrollo planteado, se necesitaba realizar un trabajo para capturar el impacto de distintas distribuciones de cuerpos en las acumuladas de los pozos y en el factor de recobro final. Entre estas características, se tenía en cuenta que se planeaba desarrollar un campo con un petróleo altamente viscoso, en el orden de los 200 centipoise en reservorio, con una muy baja cantidad de gas disuelto, con

un fuerte empuje de acuífero de fondo que inclina en el sentido del hidrodinamismo, dicha inclinación genera zonas de menor espesor útil. Se trata de un reservorio de muy buena calidad petrofísica general pero que puede presentar algunas barreras arcillosas en la vertical.

Por lo anterior, mientras que los cuerpos atravesados por los pozos se conecten con el acuífero, por no encontrar barreras arcillosas en la vertical, la acumulada de petróleo de estos pozos estará fuertemente impactada por la irrupción temprana del agua. En los casos que aparezcan barreras, la irrupción del agua de fondo se verá retrasada permitiendo aumentar el área de drenaje y mejorando la acumulada final de los pozos.

Para tener en cuenta esta situación, una vez definido el plan de perforación que incluye, entre varios factores, el número de pozos, las ubicaciones, las longitudes y distancia al contacto de las ramas horizontales, el distanciamiento entre pozos, etc., se procedió a simular el mismo esquema de pozos sobre al menos 40 realizaciones estáticas equiprobables del mismo modelo Mean o P50 estático. Para obtener estas realizaciones, sólo se modificó la semilla manteniendo el resto de los parámetros constantes con el fin de capturar el comportamiento del plan de desarrollo frente a distintas distribuciones de cuerpos equiprobables y poder elegir un escenario P50 que tuviera en cuenta esto. Lo que se obtuvo, como era esperable, es que el escenario inicial sobre el que se planteó el desarrollo se acercó a los valores más optimistas, demostrando con esto la

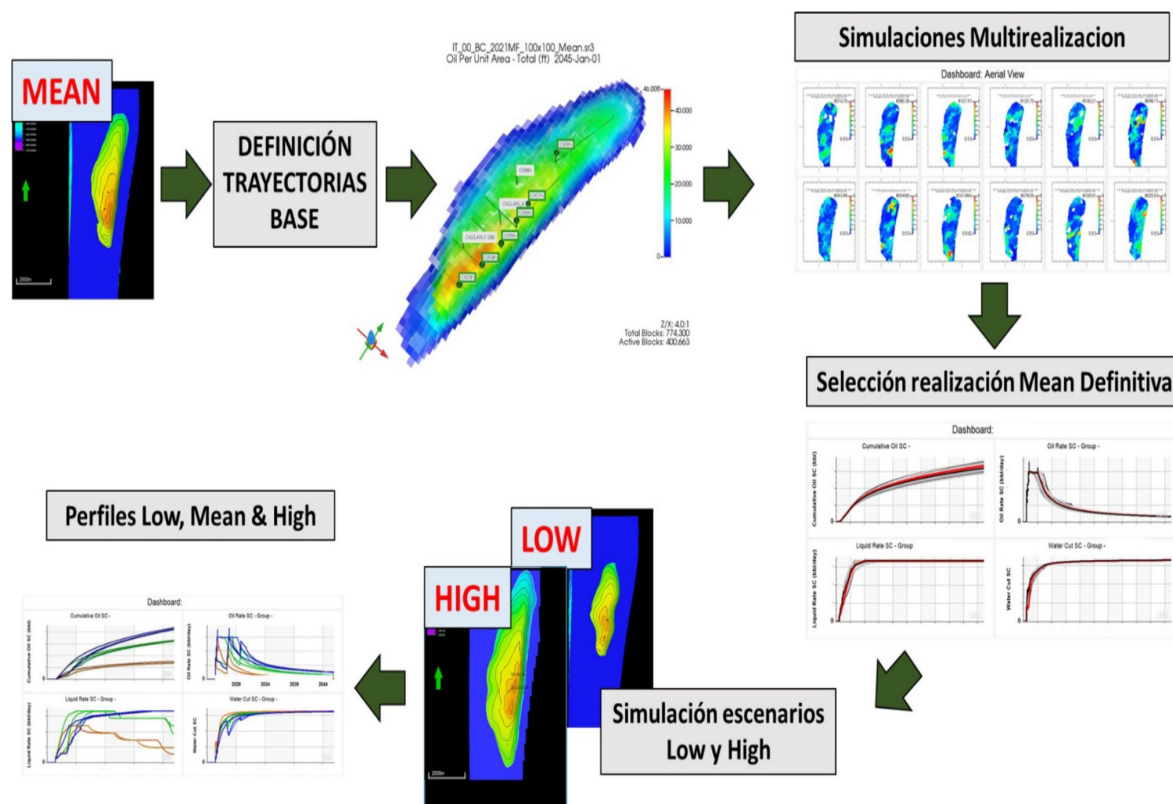


Figura 11. Flujo Modelo Dinámico

necesidad de evaluar el plan de desarrollo en otras realizaciones estáticas y, del mismo modo, evaluar económicamente el plan con un perfil de producción verdaderamente P50.

CONCLUSIONES

El flujo propuesto trabajó de forma integrada del estático al dinámico. El análisis de sensibilidad inicial integró no solamente la incertidumbre inherente del dato, del tipo de trampa estructural, contacto agua-petróleo, sino que también evaluó el impacto propio de la construcción de los horizontes en el volumen (suavizado, resolución, variograma).

Una vez que se determinó que la variable de mayor impacto era la estructura se continuó el flujo con tres escenarios de grilla (representando un caso Pesimista, Medio y Optimista). De las corridas estocásticas de poblado, se usó el caso P50 de volumen de hidrocarburo *in situ* sobre el escenario de grilla Medio para correr en el simulador dinámico y proponer el plan de desarrollo. Luego de elaborar un plan de perforación se hizo un *blind test* en 40 nuevas realizaciones estocásticas equiprobables para estimar el impacto de la heterogeneidad en la producción. El mismo demostró que el escenario de desarrollo inicial, siendo optimizado para un escenario específico quedaba optimista en las otras corridas.

Se evaluó también un plan de desarrollo en el caso de la estructura pesimista y el impacto en la economicidad del proyecto permitiendo desarrollar una estrategia que permitiera disminuir la chance de obtener un proyecto no comercial.

El resultado final del análisis de incertidumbre demuestra que en algunos campos el flujo clásico para evaluar incertidumbres de poblado no es suficiente y puede subestimar el rango de volumen de hidrocarburo original *in situ*, en general tendiendo a ser más optimista. Es importante empezar con un amplio análisis de sensibilidad y llevar de forma integrada el modelo de incertidumbre a lo largo de todo el flujo de trabajo.

El *workflow* propuesto se muestra importante principalmente para definir el desarrollo de un campo en su etapa inicial, en aquellos casos en los que se cuenta con poca o escasa información en un marco de elevada incertidumbre.

BIBLIOGRAFÍA

R. Barragán, F. Christophoul, H. White, P. Baby,
M. Rivadeneira, F. Ramirez, J. Rodas. Estrati-

grafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Ori-
ente del Ecuador