

## “CLOSE THE LOOP”: UNA NUEVA METODOLOGÍA PARA LA CONSTRUCCIÓN Y VALIDACIÓN DE MODELOS GEOLÓGICOS. APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO DE VEGA PLÉYADE (CUENCA AUSTRAL)

Federico Achilli<sup>1</sup>, Gabriel Chao<sup>1</sup>, Patricio D’Odorico Benites<sup>1</sup>, Arnaud Mazeraud<sup>1</sup>, Gerardo Laiz<sup>1</sup>,  
 Ezequiel Rodríguez-Lorente<sup>1</sup>

1: Total Austral, federico.achilli@total.com, gabriel.chao@total.com, patricio.dodorico@total.com,  
 arnaud.mazeraud@total.com, gerardo.laiz@total.com, ezequiel.rodriguez@total.com

Palabras clave: Sísmica, Modelos Geológicos, Vega Pléyade, Cuenca Austral

### ABSTRACT

Vega Pléyade is the latest gas field in production since February 2016 in CMA-1 area, operated by Total Austral in partnership with Wintershall Energy and Pan American Energy. Vega Pléyade is the southernmost gas reservoir of the world, developed from a platform located 20 km offshore Tierra del Fuego at 30 to 70 meters water depth and connected through a gas pipeline to the process facilities in Rio Cullen.

The initial production potential of Vega Pléyade was 9 Mm<sup>3</sup>/d gas with two long offset deviated wells, up to 4234 m and 3565 m from the platform with horizontal drains of about 500 m. The reservoir consists of Hauterivian transgressive sandstones of the Springhill formation at a depth of around 1300 m tvdss. The results from these wells showed good initial productivities with KxH (permeability times thickness) values consistent with the static and dynamic geological models.

The drilling of successful wells and reservoir productivity depends on the accuracy and the predictability of the geological model. In this context, the use of new methods to diminish and quantify the model’s uncertainties is important. Usually, the use of seismic data in the building of the geological model is limited to map the main geological surfaces and faults to provide a structural framework. Also, seismic data is used to generate different attributes that help to characterize the properties of the reservoir and the hydrocarbon fluids. The methodology “*Close the Loop*” allows going one step further and help to calibrate the geological model with the seismic data through a quantitative comparison of a synthetic seismic (computed from the geological model with the use of a rock physics model) with the acquired seismic data (amplitude, AVO, impedance). In this way it is possible to identify areas and intervals of the reservoir that require a review of the geological/petrophysical parameters of the model. Therefore, an integrated iterative process results in an improvement of the geological model. The use of the methodology “*Close the Loop*” in the construction of geological models is, indeed, a very useful tool to diminish uncertainties and improve the representativeness of the final models. The workflow implies a more transversal interaction between the different geoscience disciplines (geologists, geophysicists and reservoir engineers) in order to converge to a final geological model. The objective of this paper is to illustrate the application of this methodology in the Vega Pléyade reservoir.

### INTRODUCCIÓN

Vega Pléyade es el último yacimiento de gas puesto en producción por el consorcio CMA-1 operado por Total Austral en asociación con Wintershall Energy y Pan American Energy, en

Febrero de 2016. Se trata del yacimiento más austral del mundo, desarrollado desde una plataforma ubicada 20 km costa afuera de Tierra del Fuego con una profundidad de agua de 30 a 70 metros, y conectada a través de un gasoducto a las instalaciones de tratamiento en la costa de Río Cullen.

Su potencial de producción inicial fue de 9 Mm<sup>3</sup> de gas, actualmente, a través de 2 pozos de largo alcance con distancias de 4234 m y 3565 m desde la plataforma y con drains horizontales de 400 m y 500 m en arenas transgresivas de la Formación Springhill. Los resultados de estos pozos mostraron buenas producciones iniciales y valores de KH (permeabilidad x espesor) coincidentes con el modelo geológico estático y dinámico.

La ubicación de pozos exitosos y la producción de un yacimiento dependen en gran medida del carácter predictivo del modelo geológico. En este contexto, la utilización de nuevos métodos para disminuir las incertidumbres del modelo es de suma importancia. La introducción de la metodología “Close the Loop” en el workflow de construcción de modelos ha resultado ser una herramienta muy útil en busca del objetivo de obtener modelos representativos y disminuir las incertidumbres.

La metodología ha sido aplicada en varios yacimientos de Cuenca Austral. Actualmente esta técnica asiste en la actualización del modelo de Vega Pléyade. El objetivo de este trabajo es ilustrar el método y su aplicación en dicho yacimiento.

## UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento de Vega Pléyade, en el permiso CMA-1, está localizado en la Cuenca Austral, 20 km costa afuera de Tierra del Fuego en el flanco Oeste del Alto de Río Chico, borde Oriental de la cuenca (Fig. 1).

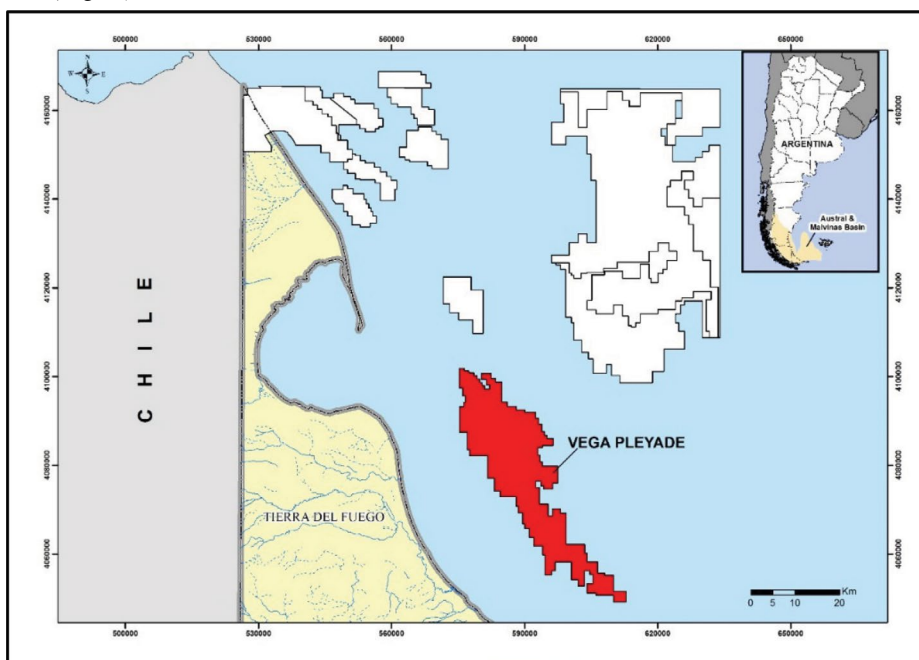


Figura 1. Ubicación del permiso CMA-1 (Cuenca Marina Austral 1)

Vega Pléyade consiste en una estructura alargada NNO-SSE, de tipo anticlinal controlada por fallas normales de rift y sus sucesivas reactivaciones, que posee una terminación periclinal al NNO y otra al SSE, con el punto de fuga regional localizado en esta última (Fernandez Bell Fano et al., 2005). Se trata de una trampa de 240 km<sup>2</sup> de superficie, de cresta relativamente plana con altos locales (“pelados”), de Tobífera o basamento, alrededor de los cuales se acuña el reservorio (en blanco en el mapa) (Figs. 2 y 3).

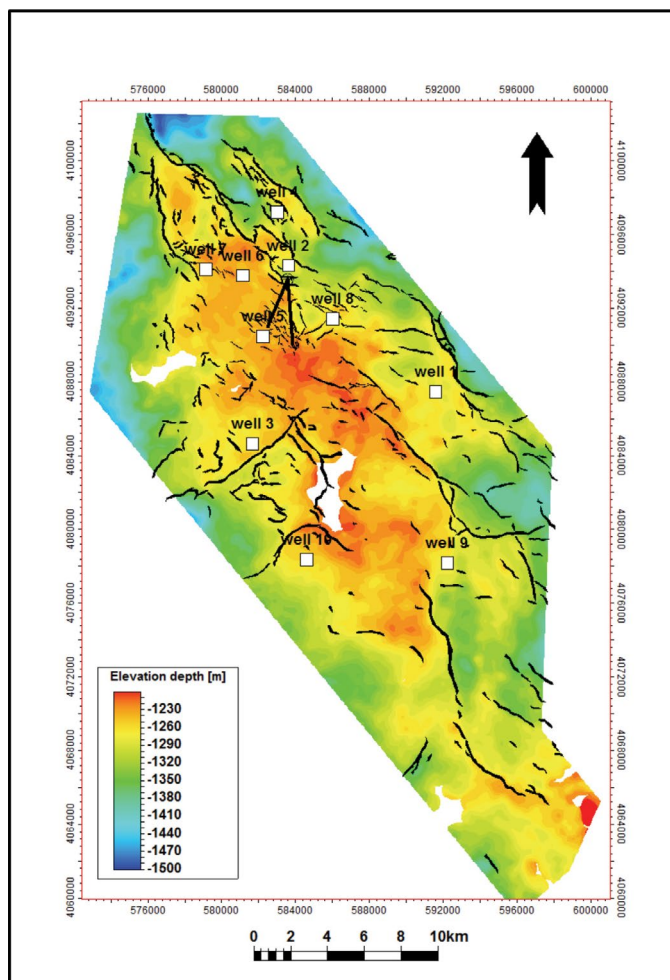


Figura 2. Mapa estructural del tope del reservorio. Las zonas blancas son altos sin deposición de reservorio o “altos pelados”.

El reservorio principal lo constituyen las arenas transgresivas de la Formación Springhill, integrada por depósitos fluviales que verticalmente evolucionan a litorales, deltaicos, estuarinos y hasta marino - proximal. Su deposición se desarrolla rellenando en sucesivos onlaps la paleotopografía del basamento cristalino y/o Serie Tobífera haciendo “backstepping” sobre el Alto de Rio Chico.

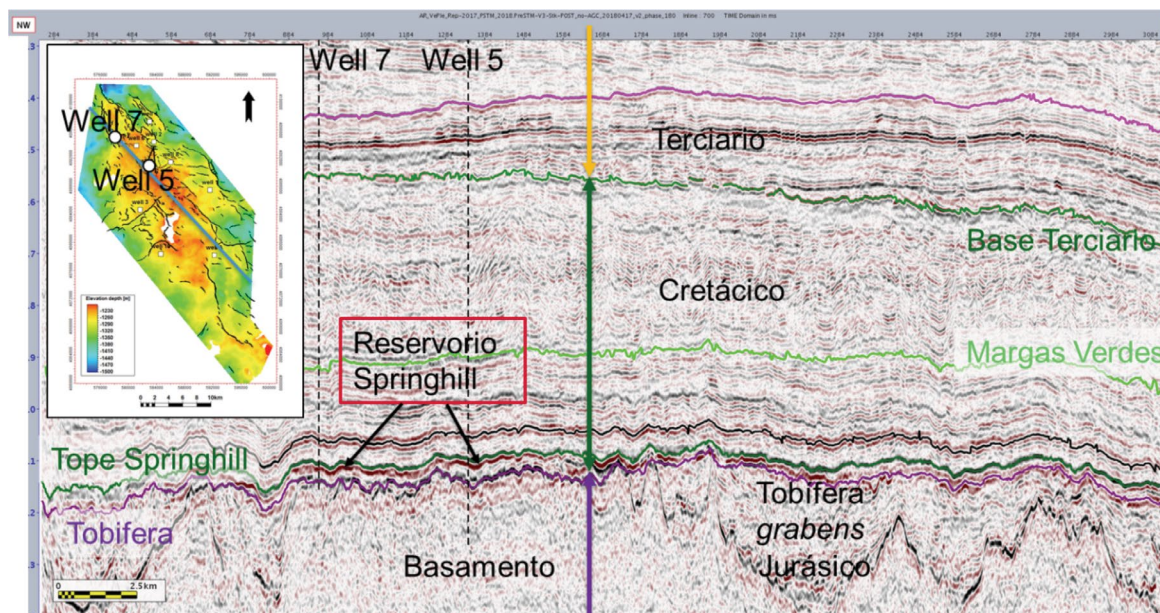


Figura 3. Línea regional NW-SNE a lo largo del eje estructural de Vega Pléyade. El mapa estructural al tope del reservorio se muestra para referencia.

Las facies marino distales de esta unidad, compuesta por fangolitas oscuras, están representadas por la Formación Inoceramus Inferior, que corresponde tanto a la roca madre principal de la cuenca como al sello de los reservorios de la Formación Springhill (Arbe y Fernandez Bell Fano et al. 2002) (Fig. 4).

Dentro de la mega secuencia depositacional de Springhill, Vega Pléyade involucra a las secuencias Hydra (Berriasiano - Valanginiano), Argo (Valanginiano tardío - Hauteriviano temprano) y Paloma (Hauteriviano). Las arenas de Hydra corresponden a facies de fluviales de canales y llanura aluvial, con porosidades que varían entre 12 a 24 % y 4 y 14 % respectivamente, en tanto las arenas de Argo son interpretadas como de facies de upper shoreface con porosidades entre 12 y 28 %.

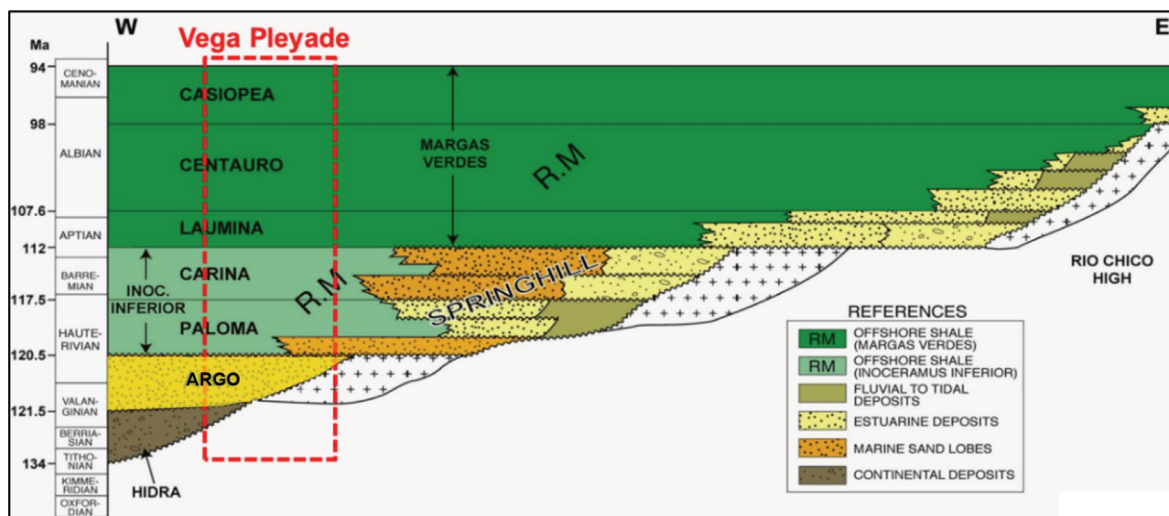


Figura 4. Evolución secuencial de la Formación Springhill - Ubicación del campo de Vega Pléyade.

Los mejores reservorios pertenecen a la secuencia de Paloma compuesta por una sucesión de areniscas masivas de tipo lóbulo, desarrollada durante períodos de nivel bajo de mar. Se trata de arenas que tienen entre 15 y 33 % de porosidad, que cuando están impregnadas con gas muestran comportamiento de baja impedancia acústica y su respuesta sísmica resulta de fuerte amplitud negativa (Fig. 5). El efecto gas en arenas de buena porosidad de Paloma, se observa también en el dominio pre stack en un aumento de amplitud negativa con el offset.

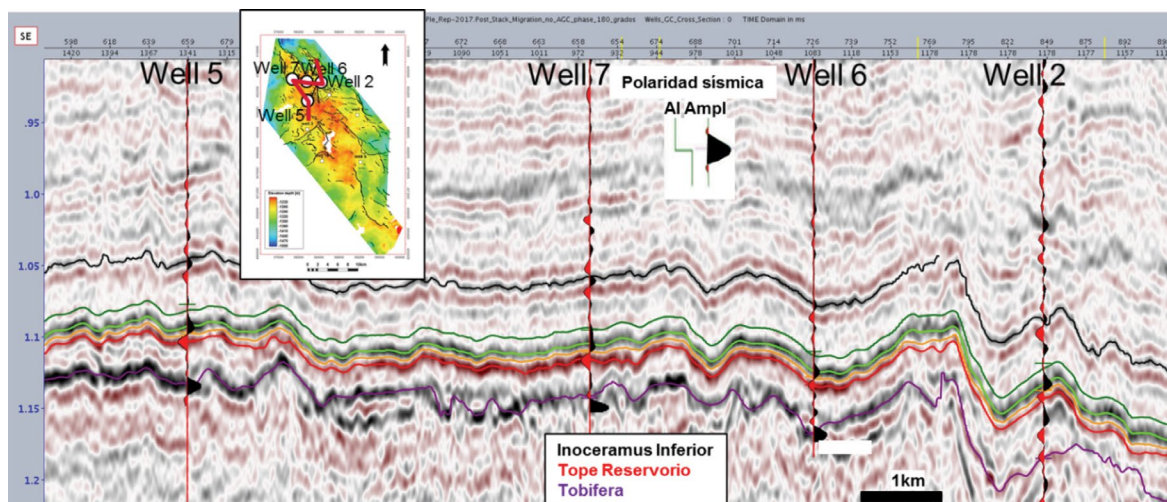


Figura 5. Línea arbitraria detallando la respuesta sísmica del reservorio, calibrada en pozos. El mapa estructural al tope del reservorio se muestra para referencia.

## DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

El campo de Vega Pléyade está calibrado por 10 pozos verticales (Fig. 6) con set de perfiles completos, la mayoría con coronas en el reservorio lo que permitió el análisis de facies, datos de ensayos de producción y de presión, más una sísmica 3D. En producción desde inicios de 2016,

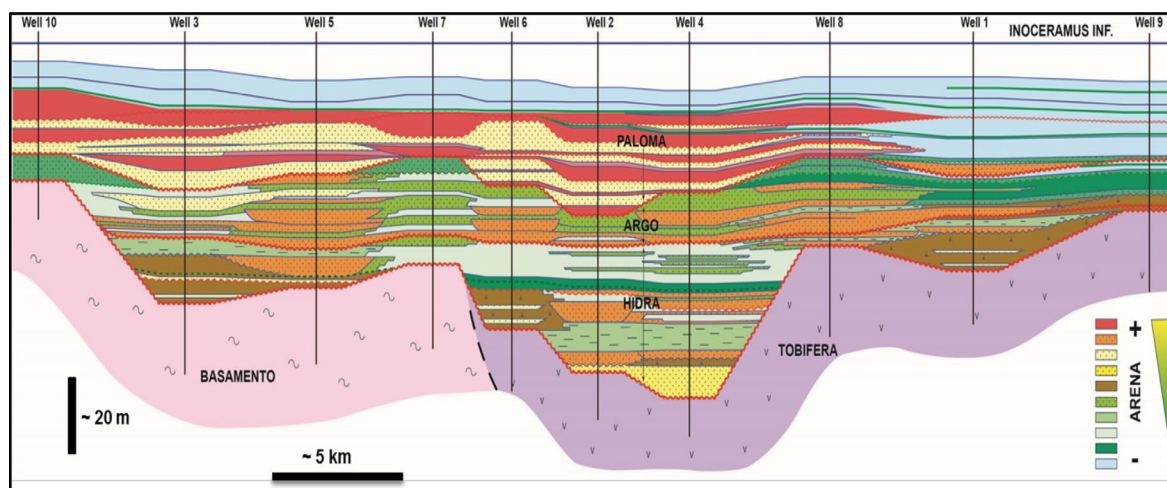


Figura 6. Corte transversal esquemático entre pozos mostrando la variación de facies en el reservorio.

su potencial inicial fue estimado en 9 Mm<sup>3</sup>/d de gas, a través de 2 pozos de largo alcance de 4234 m y 3565 m desde la plataforma y con drains horizontales de 400 m y 500 m respectivamente en las arenas masivas de la secuencia Paloma. Los resultados de estos pozos mostraron buenas producciones iniciales y valores de KH (permeabilidad x espesor) coincidentes con el modelo geológico estático y dinámico, pre desarrollo.

Luego de dos años de producción y contando con datos de presiones que permiten analizar el comportamiento del campo, más el reprocesamiento reciente de la sísmica 3D se procedió a realizar una actualización del modelo estático y dinámico con el objetivo de prever la mejor estrategia de desarrollo y producción futura.

## METODOLOGÍA

### Introducción a la metodología “*Close the loop*” para la construcción de modelos.

Convencionalmente, el uso de la información sísmica en la construcción de un modelo geológico se restringe a la determinación geométrica de las principales superficies geológicas y al cálculo de diversos atributos que son usados en la caracterización petrofísica del reservorio y de los hidrocarburos en el yacimiento. La metodología “*Close the Loop*”, disponible en un software de desarrollo interno, permite ir un paso más allá y calibrar el modelo geológico con la información sísmica a través de una comparación cuantitativa entre la respuesta sísmica del modelo y la observada en los registros sísmicos reales. De esta forma es posible identificar áreas del yacimiento que requieren revisión de los parámetros geológicos del modelo o, verificar la validez de los datos de calibración. Esta metodología constituye una importante herramienta de control de calidad a la vez que incentiva la transversalidad en el trabajo en los equipos de geociencias. El principal objetivo del método es reducir las incertidumbres del modelo geológico para obtener una mejor descripción estática y dinámica del yacimiento.

### Aplicación de “*Close the loop*” – Control de calidad de los datos y del modelo geológico.

El relleno petrofísico del modelo es una de las etapas más importantes del proceso. La integración de todos los datos en diferentes escalas y dominios, la subjetividad de las interpretaciones más el agregado de simulaciones estadísticas, normalmente generan diferentes soluciones y escenarios, en principio todos posibles, pero no necesariamente representativos. En general, este proceso es unidireccional con un control de calidad limitado principalmente a los pozos, con el riesgo de obtener resultados menos representativos a medida que se aumenta la distancia a los mismos, y como consecuencia, dando evaluaciones globales menos precisas.

La introducción de la metodología “*Close the Loop*” permite convertir los distintos escenarios

del modelo geológico al dominio sísmico, creando sísmicas sintéticas 3D y permitiendo comparar el resultado con la sísmica real, tanto en secciones como mapas, obteniendo validaciones creíbles de las interpolaciones entre pozos o su extrapolación. Las comparaciones pueden realizarse en el dominio acústico (*full stack*, *post stack*, Impedancia acústica) o elástico (stacks por ángulo, AVO, Impedancia elástica).

La convergencia entre la sísmica sintética y la sísmica real no necesariamente significa que el modelo es válido sino que honra los pozos y el procesamiento sísmico usado. La calidad de la sísmica y la comprensión de sus limitaciones es clave en este proceso. La física de rocas es también clave en el proceso ya que modela los parámetros elásticos utilizados en la generación de la sísmica sintética a partir de los parámetros petrofísicos del modelo en construcción.

La metodología requiere una fuerte colaboración interdisciplinaria para maximizar el valor de la información proveniente de los diferentes datos y ramas de la geociencias. El trabajo implica realizar un QC exhaustivo y hacer tantos ajustes e iteraciones como sea necesario. La aplicación de “Close the Loop” debe estar enmarcada en un flujo de trabajo que involucre además a los ingenieros de reservorios que verifican que el modelo resultante sea consistente con los datos existentes de tests (por ejemplo KxH) o de producción. Después de iterar y comparar, es el criterio de los intérpretes (geólogos, geofísicos e ingenieros de reservorio) el que define la validez de la convergencia del modelo con los datos existentes (*loop* amarillo en la Fig. 7), o si por el contrario es necesario revisar los datos de entrada (interpretación sísmica, geológica y petrofísica; reprocesamiento sísmico, etc...) para recomenzar el proceso (*loop* gris en la Fig. 7).

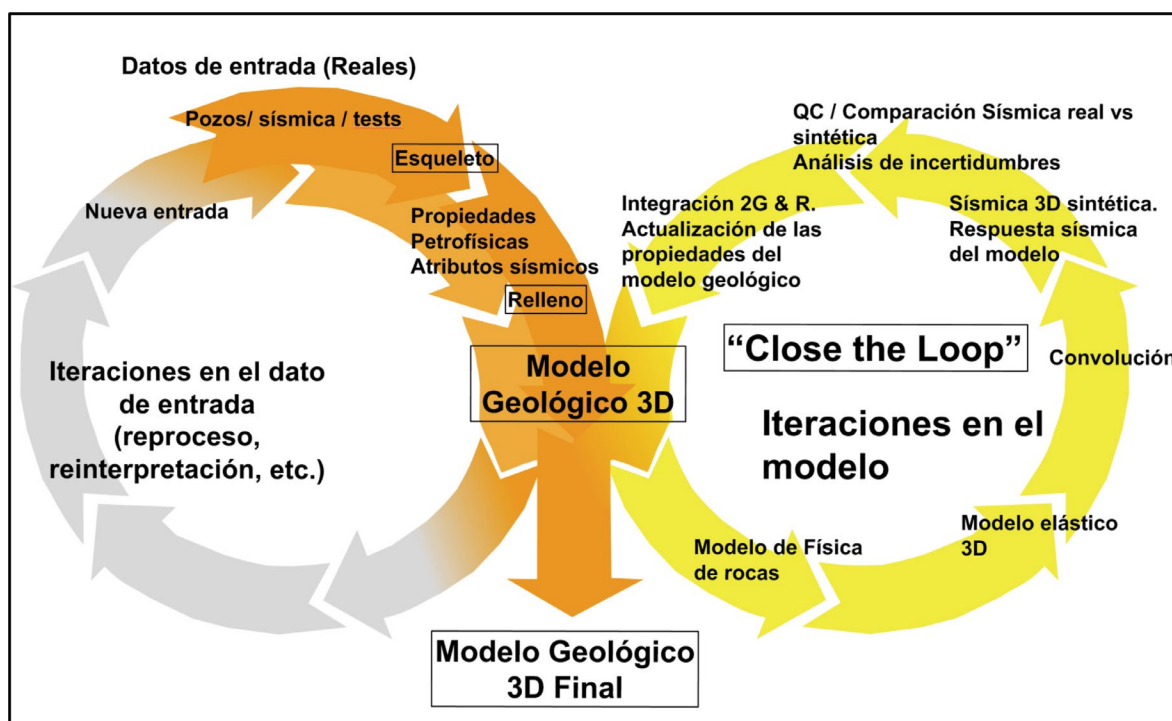


Figura 7. Flujo simplificado de la construcción de un modelo con la integración del “Close the Loop”

Su aplicación no asegura modelos perfectos sino una optimización en los flujos de trabajo, controles de calidad, y como consecuencia, una mejor representatividad de la realidad geológica del yacimiento en el “caso base” y una mejor percepción de la calidad de los datos para la gestión de las incertidumbres asociadas para las evaluaciones de casos “Mini” y “Maxi”.

### Ejemplo de aplicación en el yacimiento Vega Pléyade (Cuenca austral Offshore).

Una vez obtenido el esqueleto del modelo se procede al relleno del modelo con los parámetros petrofísicos principales: facies, porosidad, arcillosidad, *rock type*, saturación de fluido, etc. El relleno se realiza en la dimensión vertical aplicando una estadística en los pozos mientras que la interpolación, y extrapolación, en la dimensión lateral, se realiza aplicando una estadística a los pozos, directamente con la deriva externa de un atributo sísmico o, como en el caso del mapeo de facies sedimentarias, a través de un mapa de facies determinístico guiado por un atributo sísmico basado en un modelo sedimentario.

En el caso del modelo de Vega Pléyade las facies se distribuyeron con la deriva externa del mapa de facies interpretado (basado en amplitudes e impedancia) y la distribución del resto de los parámetros (porosidad, *rock type*, etc.) dentro de cada facies se realizó estadísticamente con la guía de otro atributo, cuando fue posible, o en otros casos, por criterios exclusivamente geológicos (Fig. 8).

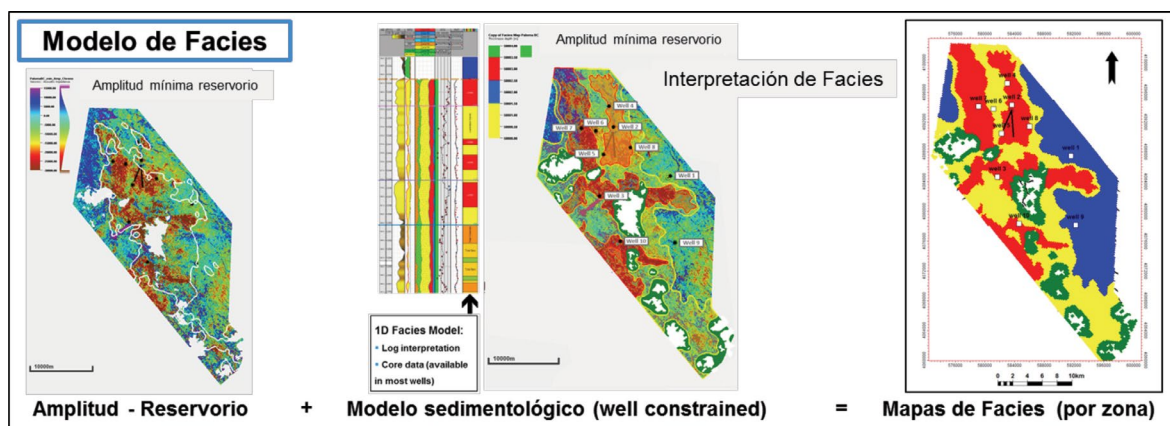


Figura 8. Construcción del modelo estático, teniendo como input pozos y atributos sísmicos.

Utilizando un análisis de ergodicidad, se realizaron 384 simulaciones del modelo. Sobre los 384 resultados, todos estadísticamente posibles, se eligieron una decena de modelos con resultados de IGIPs o Gas in situ similares y cercanos a la distribución P50 como candidatos al “Caso Base”. A cada uno de esos modelos se le aplicó la metodología “Close the Loop”, es decir, se transformó el modelo a parámetros acústicos mediante la aplicación del modelo de física de rocas y se convolucionó con una ondícula extraída de las calibraciones iniciales obteniendo la sísmica

sinéctica. Luego de la convolución de los posibles modelos elegidos, el modelo base elegido es el mejor match luego de la comparación entre la sísmica real y la sísmica sinéctica (Fig. 9).

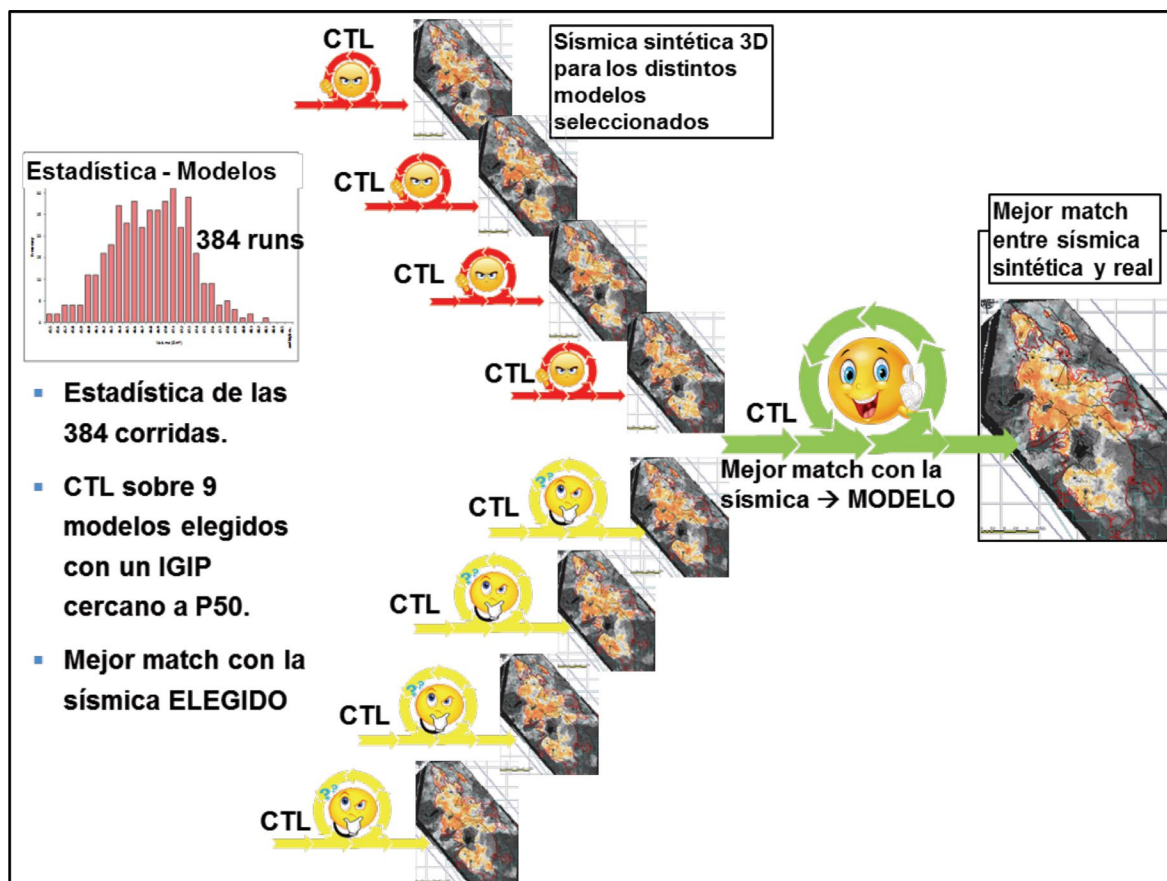


Figura 9. Análisis de Ergodicidad.

De esta manera se cierra el “primer *loop*”. Si hubiera que hacer ajustes locales a este modelo, se realizan, convolucionan y comparan resultados en sucesivos “*loops*” hasta lograr el match deseado. En el caso de Vega Pléyade se realizaron cinco iteraciones entre geología y geofísica antes de entregar el modelo estático para ser simulado dinámicamente.

Durante el cotejo dinámico se necesitaron revisar zonas y parámetros para ajustar correctamente el KxH (permeabilidad por espesor) de los pozos, la producción, la depleción y los build ups. Cada revisión necesita una nueva iteración de “*Close the Loop*” para confirmar nuevamente la consistencia entre los datos con el modelo final (Figs. 10). Cada una de las iteraciones brinda una mejor percepción del rango de variación de los parámetros necesarios para ajustar la sísmica (forma de traza y amplitud). Esa sensibilidad es luego utilizada para la construcción de los casos “Mini” y “Maxi”.

La comparación del mapa real y del modelo final convolucionado se muestra en la Fig 11.

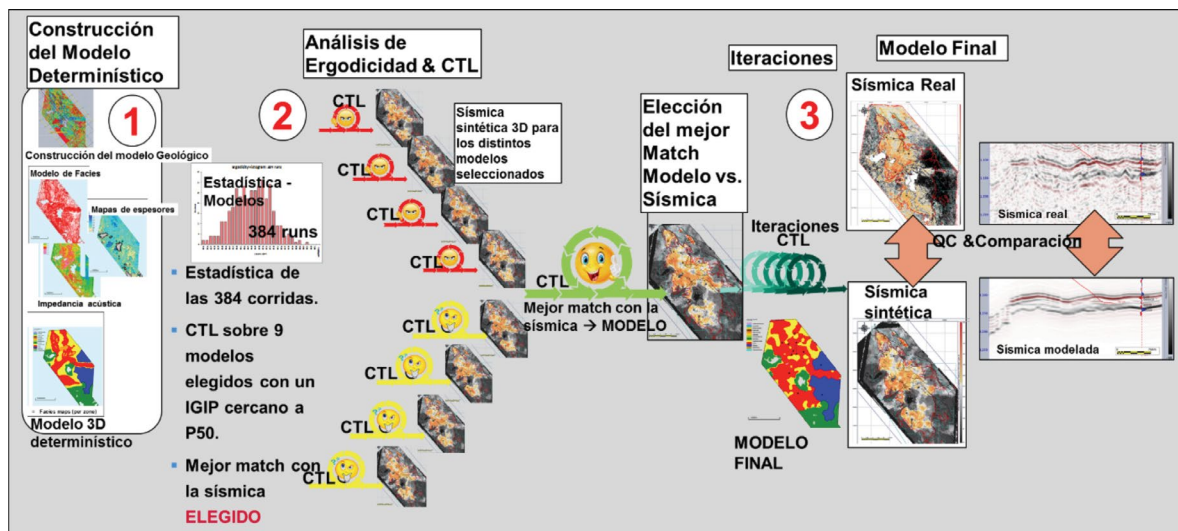


Figura 10. Flujo detallado para la construcción y validación del modelo de Vega Pléyade usando CTL.

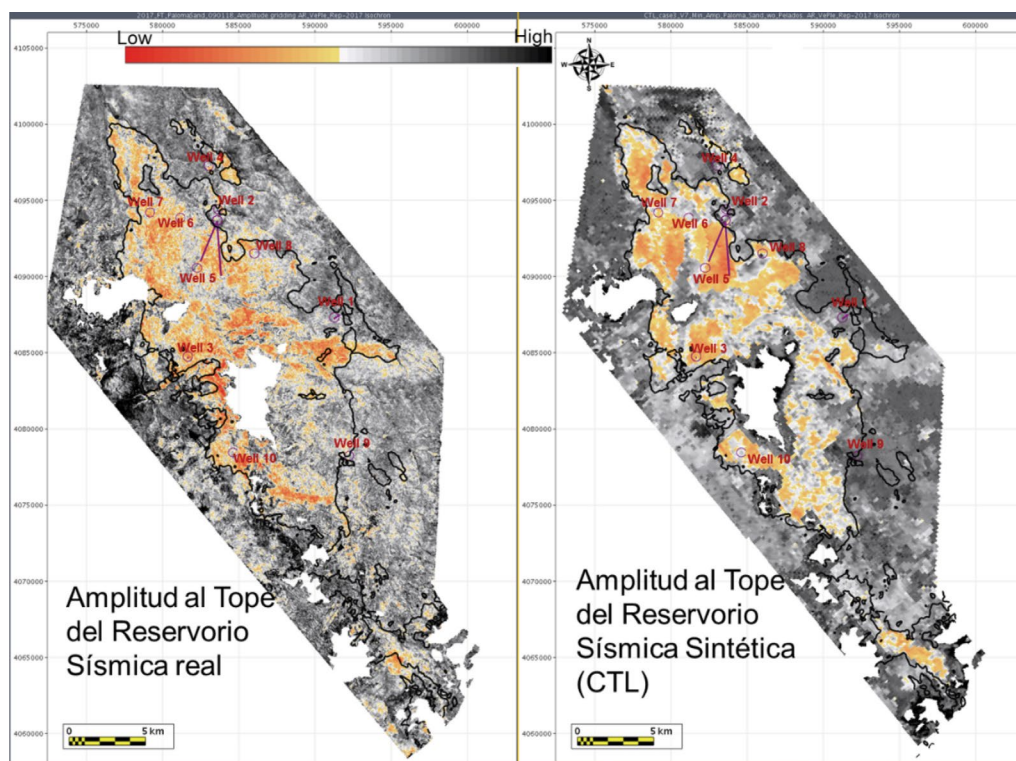


Figura 11. Mapas de amplitud al top del reservorio – Comparación entre la sísmica real (izquierda) y la sísmica sintética (derecha).

## Limitaciones

Desde el momento en que la base del método es la comparación de la sísmica modelada con el dato sísmico real, una de las limitaciones principales es la calidad del dato sísmico real registrado y procesado. Una buena comparación del modelo contra el dato sísmico asume este último como

confiable. En el caso de Vega Pléyade, al momento de la decisión de rehacer el modelo, se contaba con un reprocesamiento de 2007 con el cual se perforaron los pozos de producción en 2015. Con el fin de integrar los nuevos datos de los pozos se decidió reprocesar la sísmica 3D aplicando los adelantos tecnológicos desde 2007. Los resultados han sido positivos, lográndose mejorar la imagen en general pero fundamentalmente una distribución lateral de amplitudes que permite interpretar la distribución del reservorio más coherente con el entendimiento actual del campo y con la calibración con los pozos (Fig. 12). Se considera el resultado del nuevo reprocesamiento como confiable para ser utilizada como elemento de comparación “real”.

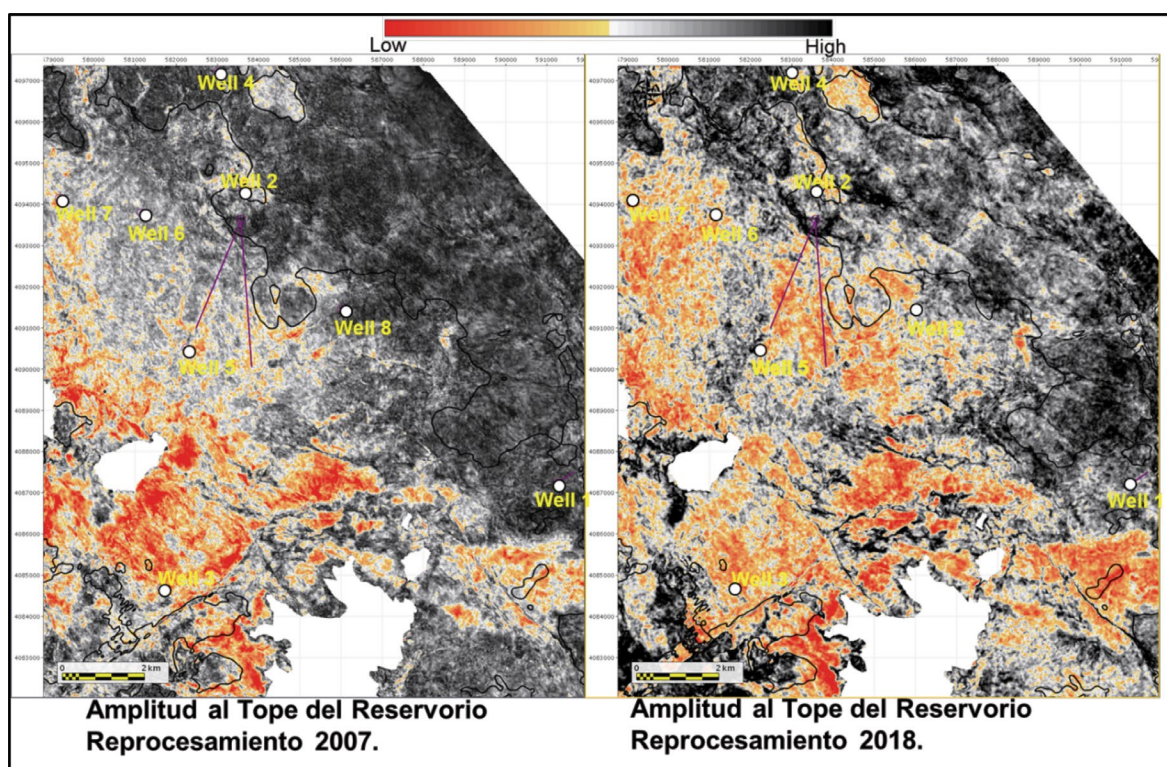


Figura 12. Comparación de los mapas de amplitud al tope del reservorio entre los reprocesamientos de 2007 y 2018.

Entre las demás limitaciones del método se puede listar: el re muestreo horizontal debido al *upscaling* que se hace en el traspaso de la interpretación sísmica generalmente a bins de 12,5 m o 25 m a grillas de geo modelos que en este caso fue de 200 m x 200 m. La sísmica sintética reproduce la frecuencia espacial del modelo.

También, el hecho de que el modelo está limitado solo al reservorio por cuestiones de tiempo de cálculo, hace imposible reproducir en la sísmica sintética el overburden y underburden, por eso se obtienen secciones blancas, limitadas solo al reservorio.

La otra limitación radica en el muestreo de diferentes *rock types* para la construcción del modelo de física de rocas ya que, en general en casi toda delineación, los pozos tienen como

objetivos las mejores facies e hidrocarburos, lo que lleva a un submuestreo de las facies degradadas y de las facies reservorio en agua. Muchas veces hay que recurrir a modelos de sustitución de fluidos.

## RESULTADOS

En este estadio del estudio de Vega Pléyade, las comparaciones se realizaron en el dominio acústico por no contar al momento con los productos pre stack finales que se agregarán posteriormente.

La comparación en secciones (Fig. 13) muestra, a parte de un buen match estructural (filtrando el efecto *upscaling*), una coherencia entre la forma de la señal a nivel del reservorio. También el modelo captura las variaciones laterales de amplitudes asociadas a cambios geológicos en el reservorio (Fig. 14). Cuando se comparan los mapas de extracción de amplitud al tope de reservorio, se observa un match aceptable o muy bueno a gran escala, donde hay una zona de amplitud fuerte (rojas) asociadas a la acumulación de gas (Fig. 14). El cambio de tonalidades rojas a grises ocurre cuando el reservorio atraviesa el contacto gas líquido. La amplitud marca muy bien

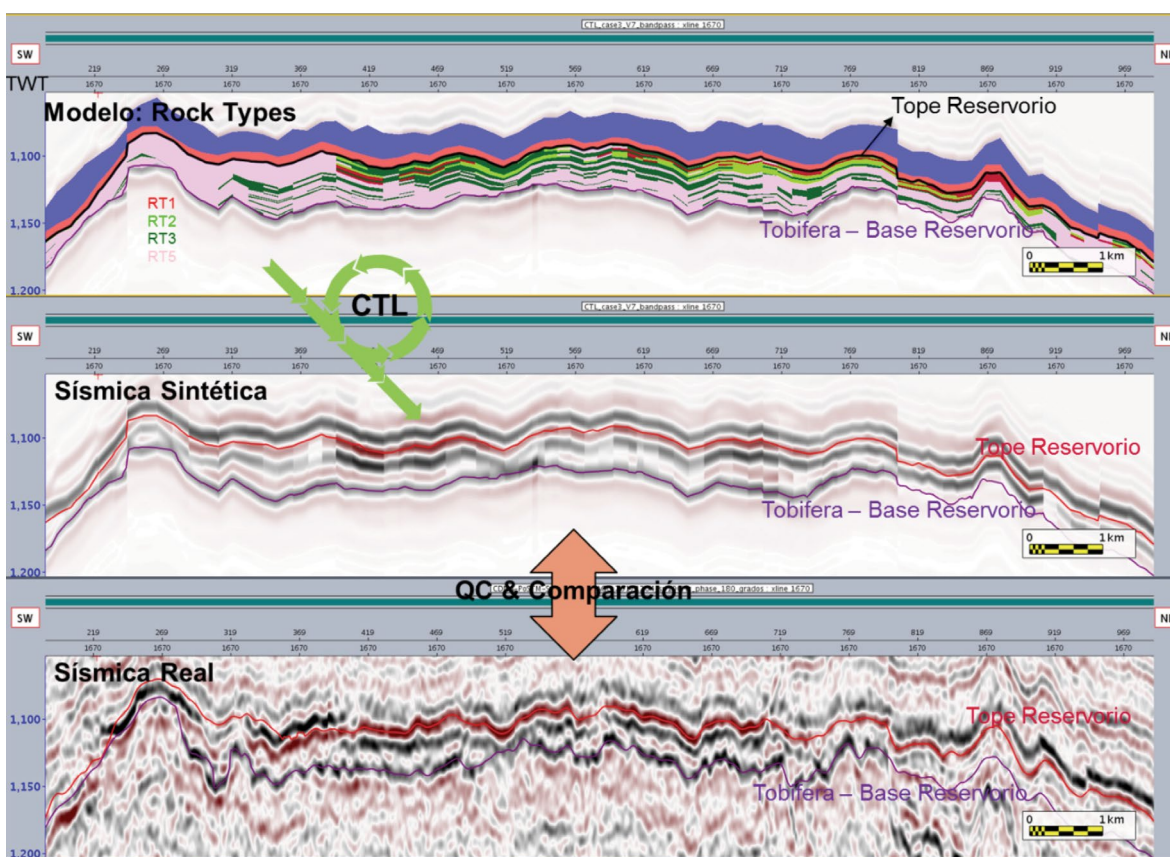


Figura 13. Secciones – Comparación entre Modelo geológico, la sísmica sintética y sísmica real.

el límite de la acumulación, si bien afuera de la anomalía de gas el mapa es más monocromático debido al poco muestreo petrofísico de reservorio en agua (Figs. 12 y 14). A su vez, entrando en detalle dentro de la zona de gas, se puede observar una buena correlación en la forma e intensidad que correlaciona a su vez con el resultado de los pozos, en cuanto a propiedades petrofísicas (facies, porosidades, etc...) y producción (Fig. 14).

Los resultados luego de la aplicación del “Close the Loop” muestran una convergencia aceptable entre la imagen de la sísmica sintética y la sísmica real. Esto significa que el modelo reproduce la sísmica. En el caso de Vega Pléyade, con los resultados del reprocesamiento sísmico (2018) que muestra una sísmica de buena calidad (coherente con el entendimiento del campo y con los resultados de los pozos por lo tanto, confiable) valoriza el resultado del nuevo modelo de Vega Pléyade como representativo para el nuevo “Caso Base”. Las sucesivas iteraciones permitieron calibrar las distintas incertidumbres que fueron utilizadas posteriormente en los casos “mini” y “maxi”.

## CONCLUSIONES

Luego de un año y medio del inicio del desarrollo, la integración de los datos de producción y un nuevo reprocesamiento de la sísmica 3D (disponible en 2018) conllevó a la construcción de un nuevo modelo.

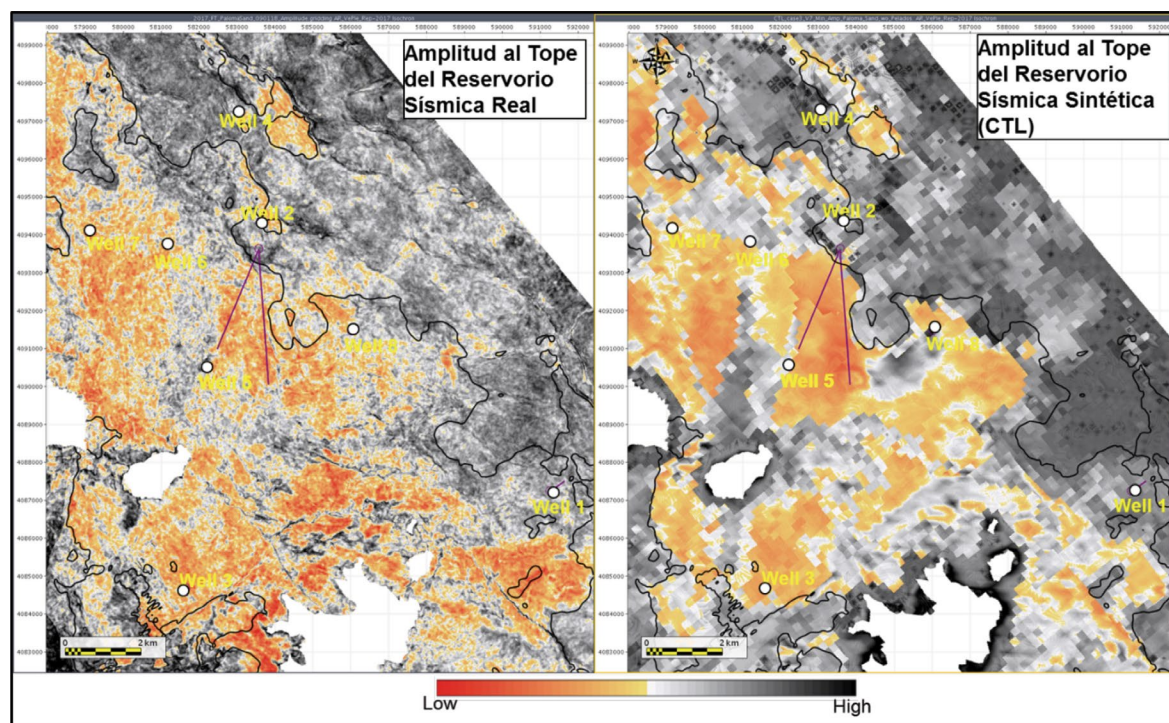


Figura 14. Mapas de amplitud al tope del reservorio. Detalle a la zona de desarrollo – Comparación entre la sísmica real y la sísmica sintética, principalmente en el casquete de gas.

La validación del nuevo modelo geológico se realizó con la asistencia de la metodología “*Close the Loop*”. Esta metodología permite calibrar iterativamente el modelo geológico con la información sísmica a través de una comparación cuantitativa entre la respuesta sísmica de los modelos sísmicos sintéticos y la observada en los registros sísmicos reales (ya sea amplitud, AVO, Impedancia). De esta forma es posible identificar áreas del yacimiento que requieren revisión de los parámetros geológicos o petrofísicos del modelo y optimizar el modelo a utilizar.

En la experiencia de Vega Pléyade la coherencia entre las comparaciones permite concluir que el modelo captura las posibles variaciones geológicas del reservorio.

La metodología “*Close the Loop*” resulta ser una herramienta muy útil en la búsqueda del objetivo multidisciplinario de lograr modelos representativos consensuados y en la disminución de incertidumbres.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a las empresas Total Austral S.A., Wintershall Energía S.A. y Pan American Energy por la autorización para publicar este trabajo, a José Luis Fachal por la lectura crítica, sugerencias y correcciones y a la Gerencia de Geociencias y Reservorio de Total Austral S.A. por el apoyo técnico para la generación de este trabajo.

## REFERENCIAS CITADAS

- Arbe, Hugo A. y Fernández Bell Fano, F., 2002. Los reservorios de la Formación Springhill en el “off-shore” de la Cuenca Austral. En Schiuma, M.; Hinterwimmer, G.; Vergani, G. (eds.: Simposio de Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, pp. 75 - 89.
- Fernández Bell Fano, Francisco, H. Arbe, L. Burne, 2005. Un ejemplo de trampa estructural en la cuenca marina Austral y una interpretación de su compleja distribución de fluidos, yacimiento de Vega Pléyade, cuenca Austral, Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG, Mar del Plata.