

UN EXITOSO CASO DE EXPLORACIÓN COSTA AFUERA, DESDE SÍSMICA 2D HASTA LA SIMULACIÓN DINÁMICA, YACIMIENTO LEO, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA

Gerardo Laiz¹, Lisandro Burne¹ y Joaquín Osses-Florentino¹

1: TotalEnergies. gerardo.laiz@totalenergies.com, lisandro.burne@totalenergies.com,
joaquin.osses-fiorentino@totalenergies.com

Palabras clave: Leo, Sísmica 2D, Offshore, Gas

ABSTRACT

Leo field is a concession awarded in 2013 for a period of 25 years. It is situated 25 km offshore from Tierra del Fuego Island, in the Austral Basin. The exploitation license was given by the "Secretaría de Energía" without the compromise of an exploration well, based on geological and geophysical studies documented by the interpretation of nearby wells outside the Leo zone, 2D seismic lines covering the block and analogies with other fields operated by Total Austral in Austral Basin. Leo field is a pioneer case of exploitation concession awarded before the drilling of an exploration well due to DHI (Direct Hydrocarbon Indicators) and the comparison with analogue fields.

The sands which make up the reservoir of the Springhill Formation correspond to the Argo sequence and have been deposited in a marine environment on the paleo relief of the basement and/or the Serie Tobífera. The lithological and petroelastic properties have been used to characterize and delimit the gas accumulation within the structure. The AVO effect (amplitude variation with off-set) is the seismic consequence of this kind of reservoirs: high porosity, low impedance gas bearing sandstones. Such effect is very common in the Austral Basin.

Three reservoir models were built after bringing together the geological information of wells close to the structure and the interpretation of several attributes based on the 2D seismic. The three models include the most likely one and two more models taking into accounts uncertainties. The purpose of such construction was to quantify the gas accumulation, to assess the risks and to be used as the basis for the proposal of a well.

Leo x-1 was drilled on the apex of the structure and it confirmed the presence of gas and the quality and productivity of the reservoir. The discovery well was drilled in 2015 with its complete set of conventional logs, CRM, an 18-metre core, laboratory studies and multimineral interpretation of logs. An extended dynamic production test (DST) proved a minimum connected volume which was enough to finish the exploration and appreciation stages, and to prepare the development based on a horizontal well.

Finally, three additional models have been built based on the information acquired by the well. The quality control has been performed by means of a dynamic simulator and the creation of 2D synthetic seismic lines from the 1P, 2P and 3P static models, based on the parameterization of properties of the reservoir model.

INTRODUCCIÓN

El Lote LEO, ubicado dentro del Área del Permiso de Exploración Cuenca Austral Marina 2B (CAM-2/B), se encuentra emplazado en el borde oriental de la Cuenca Austral a 25 km de la costa, entre los yacimientos Vega Pléyade al sur, Carina al noreste y Kaus al noroeste, pertenecientes a la concesión CMA-1 (Cuenca Marina Austral 1).

La roca madre está representada por las arcilitas de la Fm. Inoceramus Inferior de edad Cretácica temprana.

La migración se realizó a través de los reservorios de la Fm. Springhill, desde la zona de generación ubicada en el sector oeste de la cuenca hasta la zona de entrapamiento.

La estructura es un anticlinal fallado de orientación Noroeste-Sureste, con una altura estructural máxima vertical de 40 m y 22 km² de superficie a nivel del cierre.

El reservorio se encuentra conformado por las areniscas de la Fm. Springhill, secuencia Argo, constituidas por depósitos arenosos de muy buenas propiedades petrofísicas, (con porosidades de 24 a 28 % y permeabilidades de 600 a 800 mD) de edad Cretácico Inferior (Valanginiano tardío – Hauteriviano temprano), Arbe y Fernández Bell Fano (2005). El sello está conformado por las arcilitas de la Fm. Inoceramus Inferior (Fig. 1).

ESTRATIGRAFÍA CUENCA AUSTRAL

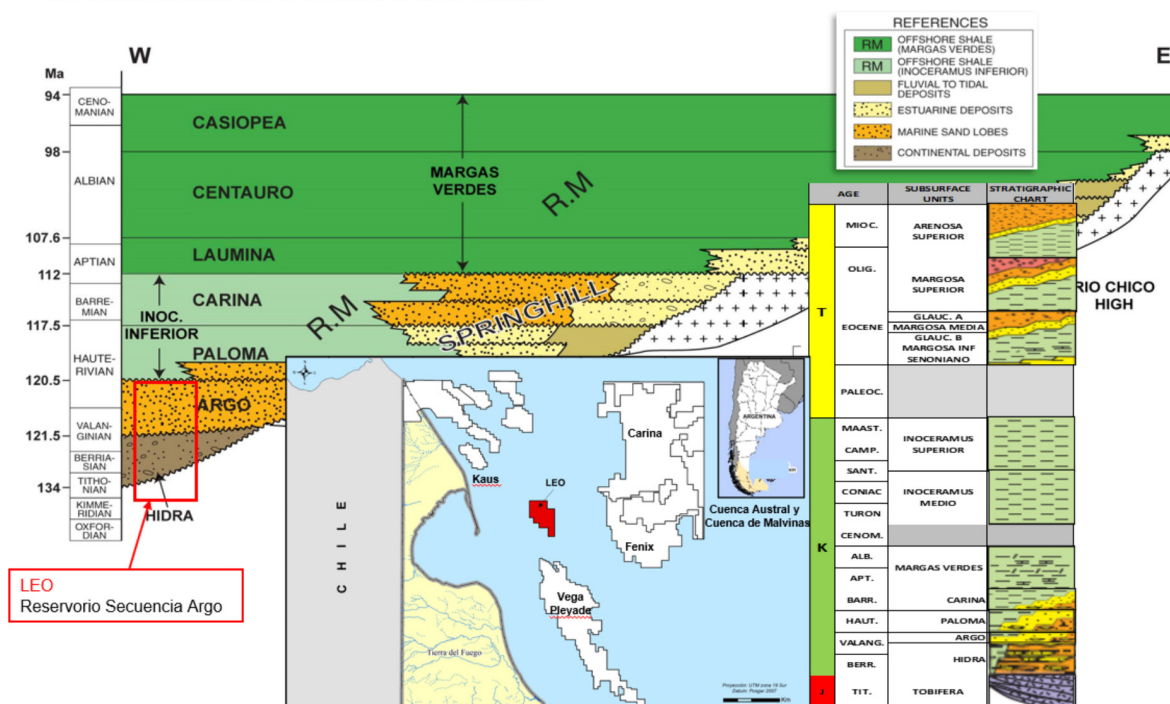


Figura 1. Posición estratigráfica de los reservorios de la estructura de Leo (imagen modificada de Arbe y Fernández Bell Fano, 2005).

La estructura de Leo fue identificada desde los comienzos de la exploración del área CAM-2B perteneciente al sector oeste del alto de Río Chico de la Cuenca Austral. Aunque de menores dimensiones comparada con las estructuras de otros campos vecinos (Vega Pléyade, Aries, Carina, Fénix e Hidra), la presencia de anomalías de amplitud (*bright spots*) a nivel de la secuencia Argo hizo que se considerara de interés exploratorio.

El mallado regional de sísmica 2D permitió correlacionar hacia los distintos campos donde, para el momento previo a la perforación del pozo descubridor Leo.x-1 (2015), la gran mayoría de las estructuras estaban cubiertas con sísmica 3D.

Cuatro pozos vecinos fueron considerados como análogos para la caracterización sedimentológica, facies y parámetros petrofísicos de los reservorios, integrados en la construcción de los modelos estáticos (Fig. 2).

Las amplitudes sísmicas fueron relacionadas con arenas con contenido de gas en las distintas secuencias de la Formación Springhill. Los yacimientos vecinos ya probados y algunos de ellos en producción fueron tomados como análogos lo cual permitió considerar la posibilidad de que la estructura de Leo y el “*Bright Spot*” asociado a la secuencia Argo, pudieran ser de interés prospectivo.

MODELIZACIÓN DE LA SECUENCIA ARGO

• Mapas de Facies

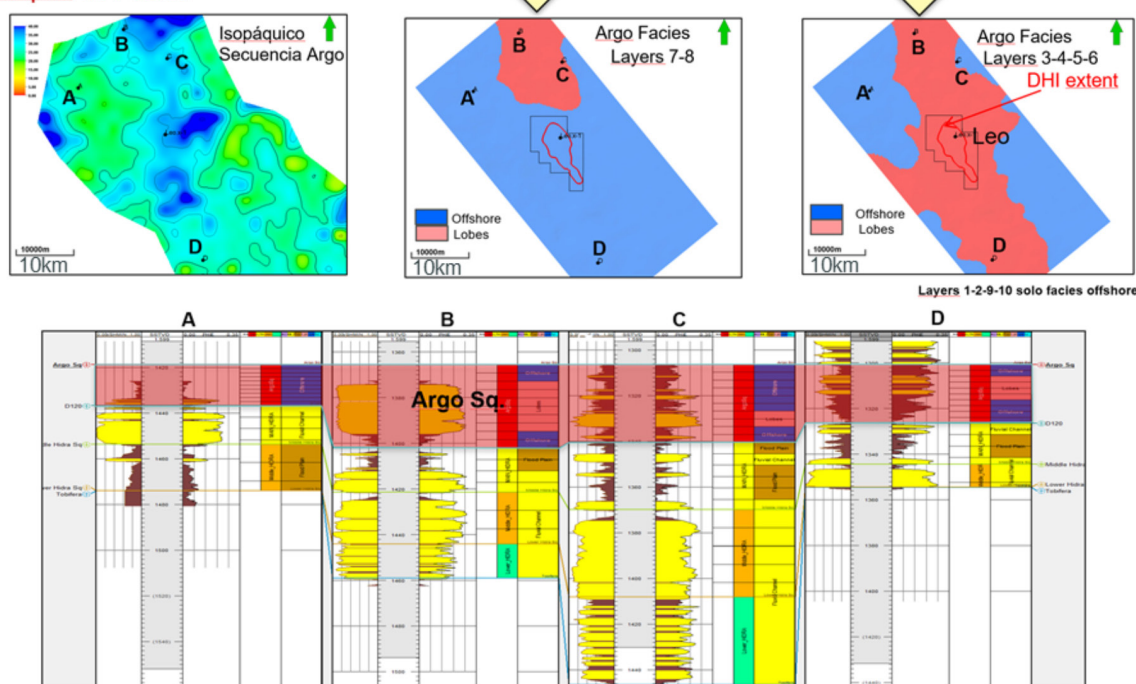


Figura 2. Modelización de Facies y sección de correlación de pozos de referencia.

INFORMACIÓN SÍSMICA Y DE POZOS

El bloque de Leo cuenta con una cobertura de líneas sísmicas 2D con una extensión de adquisición que excede el área, ya que fueron registradas como parte de la campaña de exploración CAM-2B.

Las distintas adquisiciones comprendieron campañas en 1979, 1980, 1982 y 1986 y fueron reprocesadas en distintas etapas de los estudios en la cuenca. Estas líneas sísmicas 2D de gran extensión permitieron correlacionar los principales marcadores sísmicos identificados en pozos de campos vecinos con la estructura de Leo en su etapa exploratoria de estudio, antes de ser perforada (Fig. 3).

La calidad de la imagen sísmica fue mejorando con los distintos reprocesos, acorde al avance tecnológico, como puede observarse en los puntos indicados en ambas versiones (Fig. 4). En el año 2016, luego de haber perforado con éxito el pozo Leo.x-1, se llevó a cabo un nuevo procesamiento de las líneas 2D cubriendo el bloque por un total de 380 km, conformando una grilla casi regular de 1 km x 1 km, utilizando tecnología de pre-apilamiento parcial por ángulos. Esto permitió generar líneas con apilamiento en rango de ángulos cercanos (*Near*), medios (*Middle*) y lejanos (*Far*), además de la versión *Full-Stack-PSTM* y secciones de velocidades sísmicas (Fig. 5).

Las versiones de apilamiento parcial contribuyeron a consolidar la interpretación de la extensión del reservorio llenado con gas de la secuencia Argo y su relación con la estructura que conforma el anticlinal de Leo. Los parámetros considerados indicadores directos de hidrocarburos (DHI) para las arenas reservorio de la Formación Springhill de Cuenca Austral fueron estimados a partir del cálculo de atributos de variación de amplitud con el ángulo de incidencia (AVA) y confirmaron las interpretaciones de puntos brillantes (*bright spots*) que se habían hecho sobre las anomalías de amplitud en las líneas 2D de procesamientos anteriores y más convencionales.

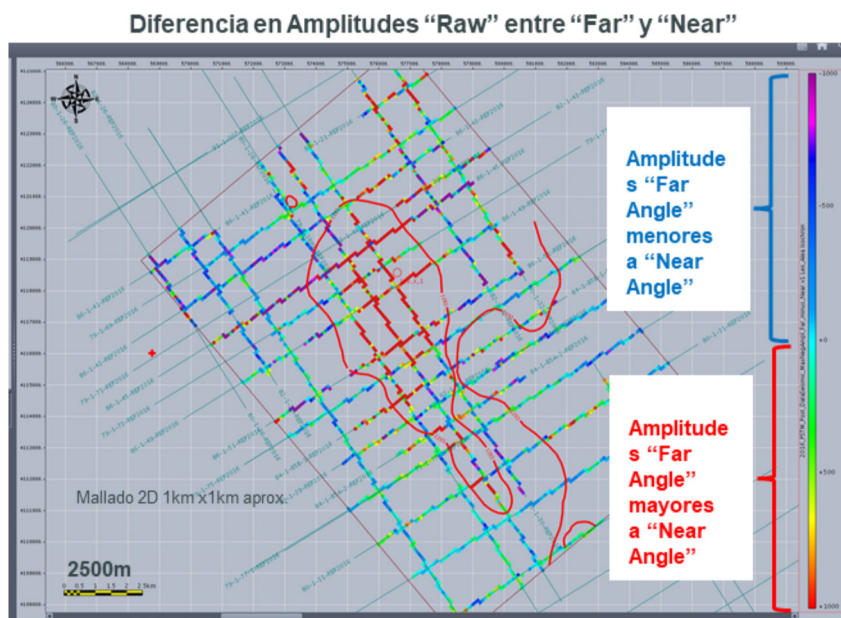


Figura 3. Información Sísmica 2D.

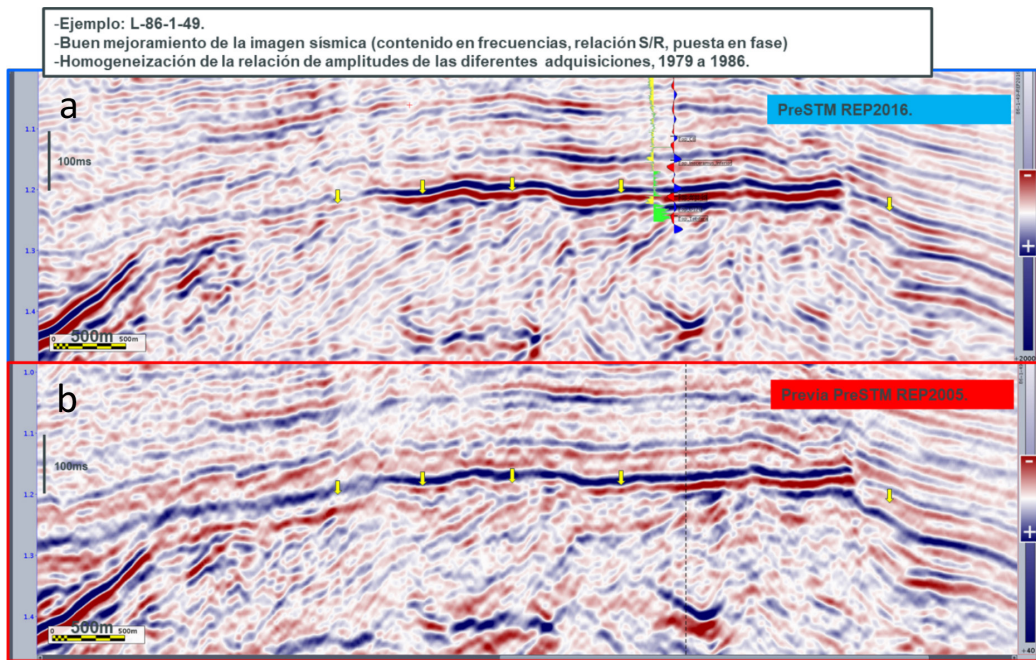


Figura 4. Ejemplo de mejora por reprocesamiento de una línea 86-1-49 (puntos de mejoras indicados con flechas amarillas). Parte (a) sísmica preSTM REP 2016 y parte (b) sísmica previa PreSTM REP 2005.

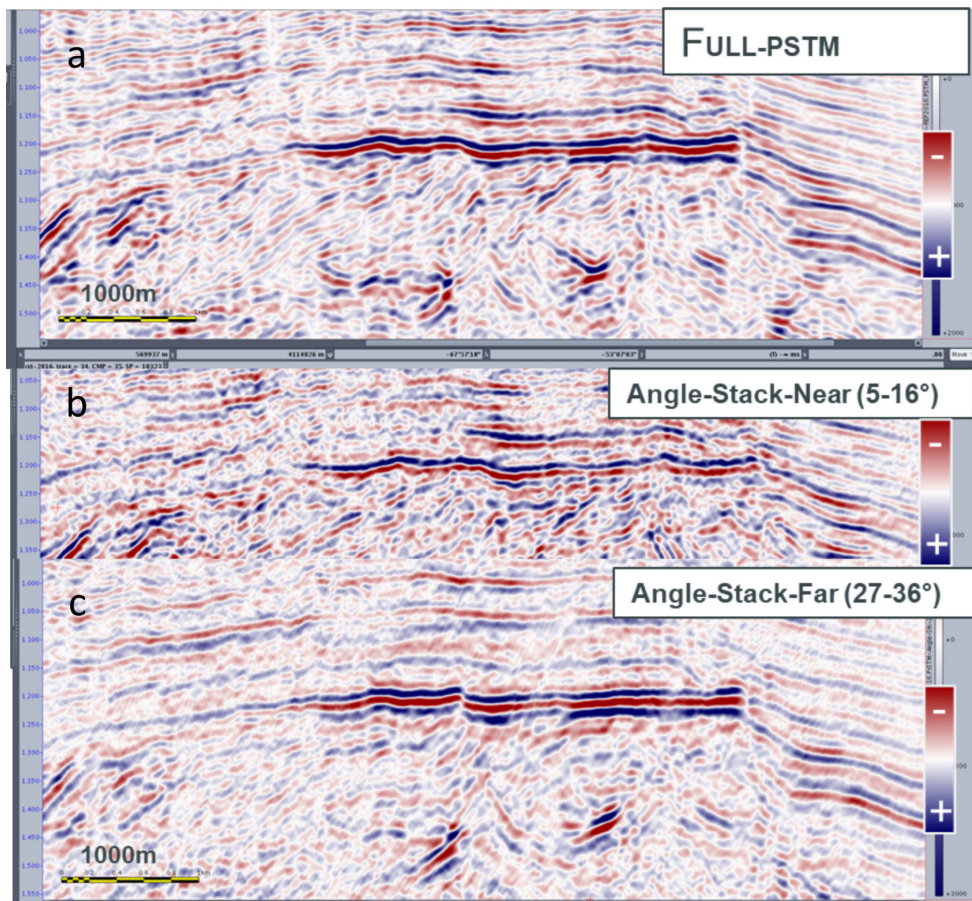


Figura 5. Ejemplo de “Full-Stack” y “Angle-Stacks” de la misma línea 2D. Parte (a) sísmica full PSTM, parte (b) Angles-Stack-Near (5-16°) y parte (c) Angle-Stack-Far (27-36°)

Los pozos usados como análogos disponen de los perfiles básicos, coronas, mediciones de laboratorio, una interpretación determinística de los datos, además de contar con un perfil de facies.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La interpretación sísmica correspondiente a los marcadores de los pases formacionales identificados en los pozos de los bloques vecinos fue realizada en varias etapas, desde una escala regional hacia una menor, focalizados en la estructura misma de Leo.

La calidad de la imagen sísmica de las líneas 2D reprocesadas en 2016 puede considerarse muy buena, teniendo en cuenta su antigüedad y la tecnología disponible al momento de la adquisición.

Con respecto a la columna sedimentaria en la zona, en los niveles de edad Terciaria se interpretaron el tope del Glauconítico-A y el tope del Cretácico o tope de Inoceramus Superior; el tope de esta unidad representa una discordancia sobre la que se depositan los sedimentos terciarios progradantes. Este nivel presenta cierto grado de dificultad para ser interpretada en algunas líneas sísmicas 2D.

Estos marcadores identificados en la sísmica fueron utilizados luego para el análisis tecto-sedimentario a través de la construcción de mapas de espesores, la interpretación de la evolución estructural en el área y sobre todo para la conversión de las superficies interpretadas en tiempo (TWT) a profundidad, referidas a nivel del mar.

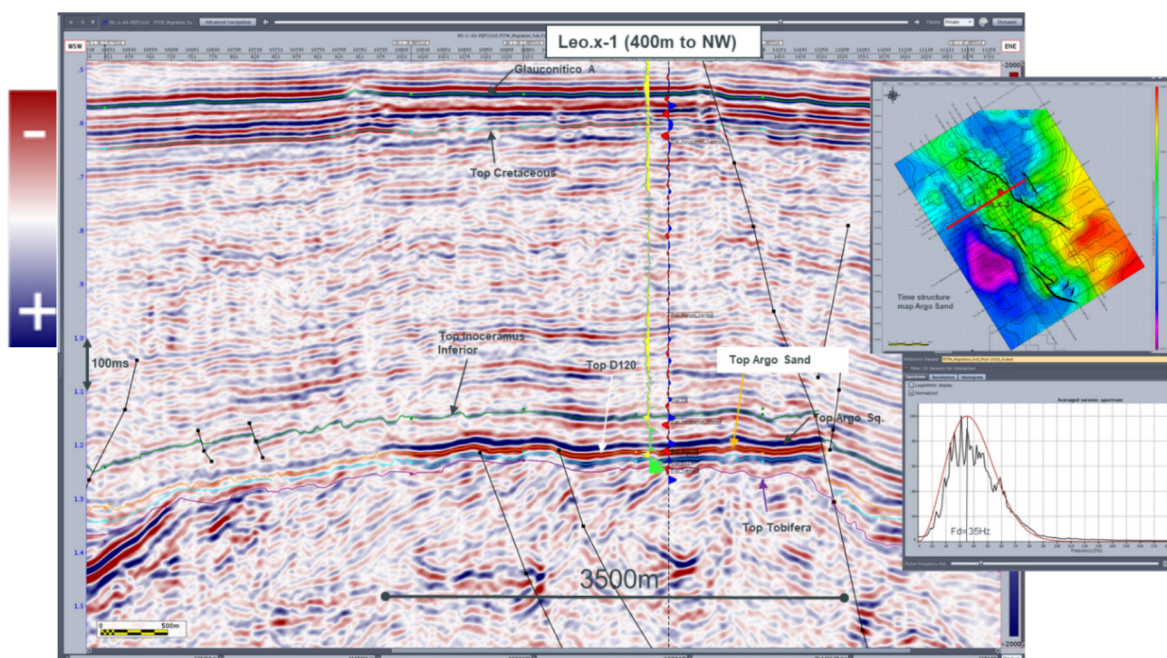


Figura 6. Interpretación de líneas 2D del bloque Leo.

A nivel del reservorio dentro de la Formación Springhill, en base a la calibración con el pozo Leo.x-1, se identificó e interpretó el tope de las arenas de la secuencia Argo, que conforman el reservorio. También se interpretaron los marcadores sísmicos correspondiente al tope de la secuencia Hidra y, por último, el tope de la serie Tobífera, de composición volcanoclástica y edad Jurásica. Esta unidad se depositó sobre un paleo-relieve de basamento Paleozoico, rellenando y colmatando la topografía preexistente; como se observa en las cubetas tectónicas (hemi-grabens) en las secciones sísmicas de las figuras 5 y 6.

El proceso de conversión a profundidad de las superficies en tiempo interpretadas se basó en la utilización de los valores de velocidades sísmicas a lo largo de las mismas, a partir de los productos secundarios generados durante el procesamiento, en donde se obtuvieron las versiones de líneas 2D cuyo atributo fueron las velocidades de la migración pre-apilamiento en tiempo y las correspondientes velocidades interválicas o RMS. Como se trata de un mallado de 1 km x 1 km, luego de la extracción se procedió a la generación de las superficies correspondientes, seleccionando parámetros para filtrar el ruido de alta frecuencia espacial, sin perder la información del tren estructural que dichas velocidades contienen (Fig. 7).

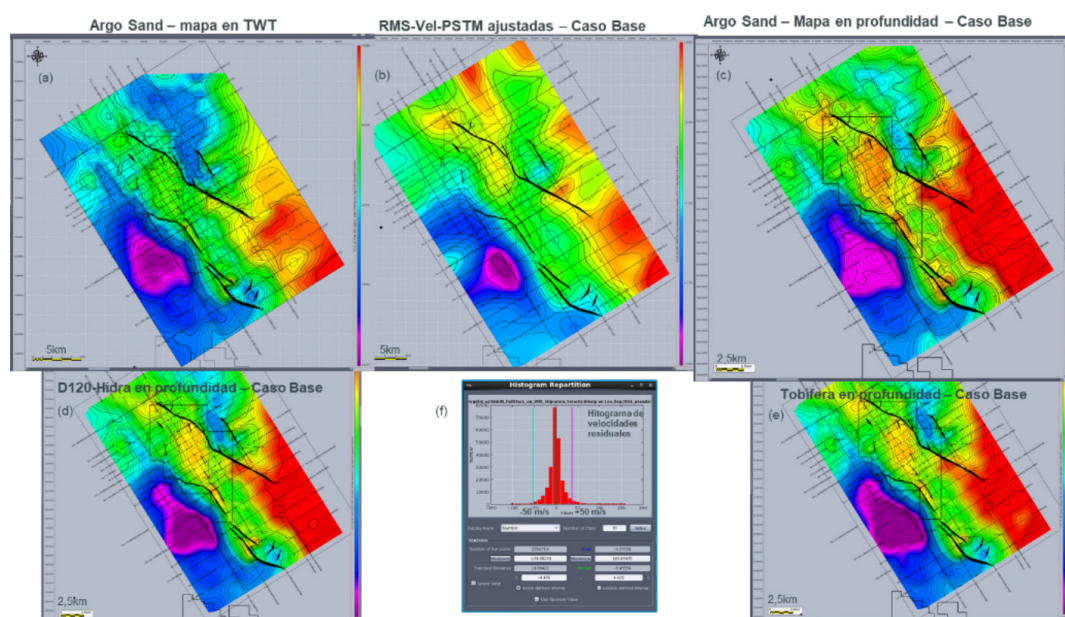


Figura 7. Flujo de trabajo de la conversión tiempo-profundidad del tope de las arenas de la secuencia Argo. Parte (a) Mapa en tiempo, parte (b) mapa de velocidades, parte (c) mapa de tope de reservorio en profundidad, parte (d) mapa de base de reservorio en profundidad, parte (e) Mapa de la Serie Tobífera en profundidad y parte (f) histograma de velocidades residuales.

La respuesta sísmica en amplitud de las propiedades petroelásticas de arenas con gas de alta porosidad y bajas impedancias acústicas, cuyo modelo se esquematiza en la figura siguiente (Fig.

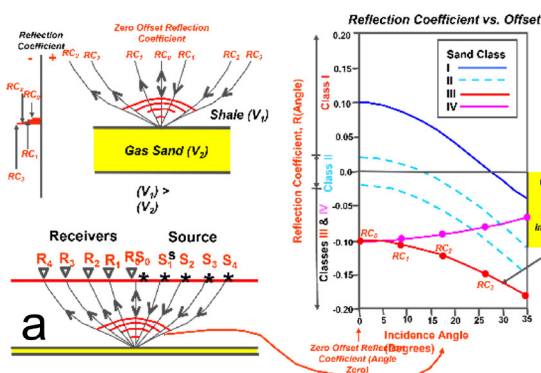
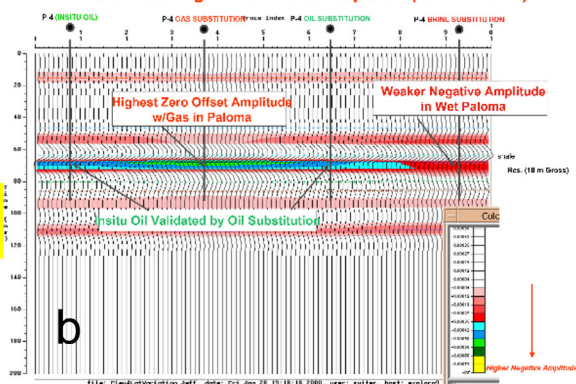
Amplitude vs. Offset Theory - Field Example Class III Sands**P.4 Fluid Modeling - Zero Offset Response (50 Hz Ricker)**

Figura 8. Modelización teórica de la respuesta sísmica de arenas con gas – reservorios clase III AVO. Parte (a) Ejemplo de campo de arenas Clase III de Amplitud vs offset. Parte (b) Modelado de fluidos, respuesta cero offset (50 hz Ricker).

8), permitió utilizar el punto de anclaje entre las altas amplitudes presentes en la estructura y la posición del contacto de gas, derivado de la interpretación de los datos del pozo.

Esto permitió tener una muy buena aproximación de las profundidades y de la extensión del casquete de gas una vez comprobado con la perforación del pozo Leo.x-1, reduciendo las incertidumbres relacionadas con la definición de la estructura anticlinal en gas.

La extensión del reflector brillante que se observa para las arenas de la secuencia Argo (negativo-color-rojo en las secciones sísmicas) limitado estructuralmente por el sistema de fallas y por la cota de profundidad del punto de fuga (*“spill-point”*), que se asume como contacto gas-liquido, apoyado por el análisis de DHI.

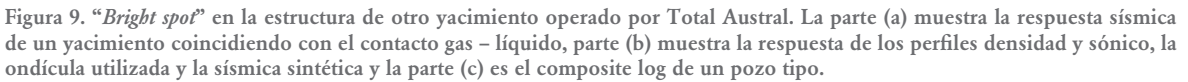
USO DE ANÁLOGOS SÍSMICOS Y POZOS

El uso de los análogos de los yacimientos vecinos operados por Total Austral en la cuenca fue el soporte para la interpretación, modelo y análisis de riesgo. Se trata de distintos ejemplos donde las diferentes secuencias en facies arenosas de la Formación Springhill conforman estructuras con casquete de gas.

La Figura 9 ilustra la similitud entre la respuesta sísmica de un yacimiento ya delineado y en producción con la estructura interpretada en el bloque de Leo.

La información registrada e interpretada en el pozo Leo.x-1 comprobó los supuestos que se habían asumido en toda la etapa previa de estudios para proponer el pozo:

- El tope del reservorio, arenas de la secuencia Argo, fue encontrado 5 m más arriba que el valor pronosticado.
- El espesor total estimado entre el tope de la arena y el tope del reflector D120 era de 30 m en la prognosis y a partir de los perfiles del pozo resultó en un espesor de 27 m.



- ## ANÁLISIS AVA

El mapa de la Figura 10 representa la geometría del casquete de gas, acorde a la estructura anticlinal limitada parcialmente por fallas y por el contacto gas-líquido. Dando una idea de la extensión de la acumulación de gas de Leo y su distribución a lo largo del bloque.

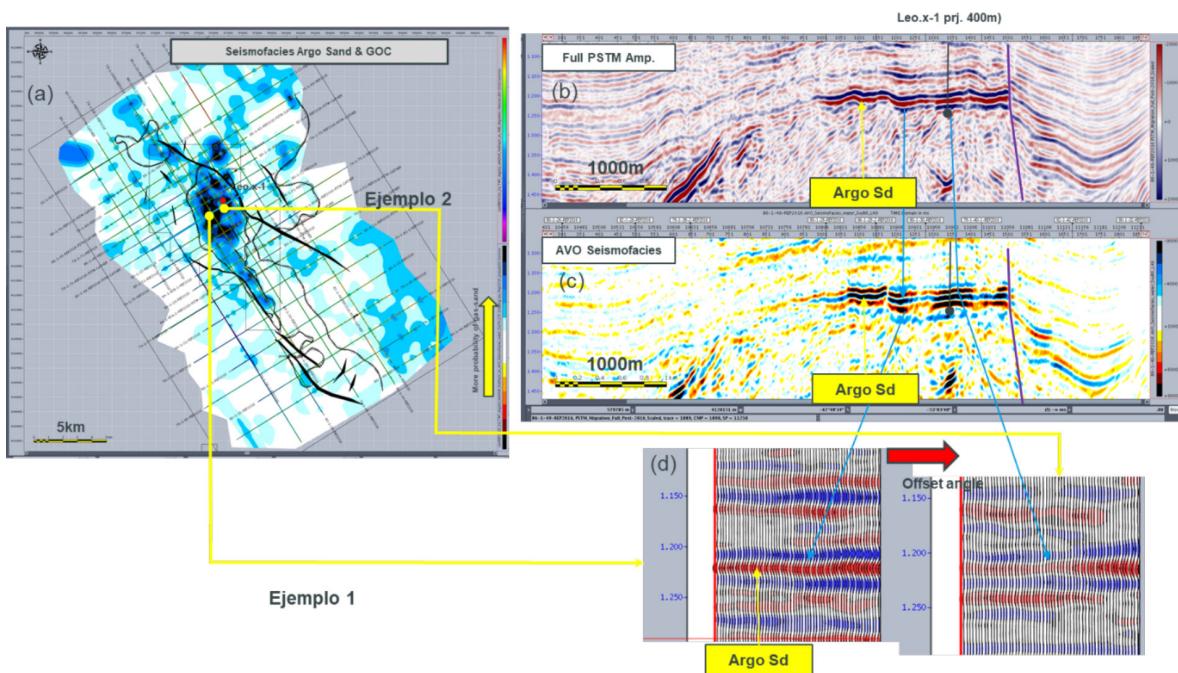


Figura 10. Mapa Sismo-facies de las arenas de la secuencia Argo. (a) mapa amplitud - AVO, (b) sección vertical en amplitud, (c) sección vertical AVO y (d) *gathers*.

MODELO PRE DRILL

Se realizó un modelo estático con celdas de 200 m x 200 m que incluía a los pozos A, B, C y D. Se utilizaron análogos para poder estimar el espesor de las facies marinas reservorio en la secuencia Argo, los valores de porosidad, porosidad neta, espesor neto y saturación de agua.

El espesor basado en análogos comprendía una dispersión de valores entre 7 m, 14 m y 21 m tomándose como los casos *Low*, *Base* y *High*. Se hizo una distribución de facies en la grilla: depósitos fluviales para la secuencia Hydra y marinos para la secuencia Argo, usando como análogo al pozo B que corresponde a facies de cuerpos arenosos de plataforma.

La distribución de propiedades petrofísicas se realizó por facies y por secuencia utilizando los valores de todos los pozos. La permeabilidad fue distribuida con la fórmula de Timur Coates modificada ($K = \text{cte} \times \Phi^2 \times (1 - S_{wi} / S_{wi}^2)$).

La saturación de agua irreducible se estimó en base a análogos con una dispersión que iba de 40 %, 30 % y 20 % para los casos *Low*, *Base* y *High*.

El contacto agua gas fue definido con el “*bright spot*” en la estructura.

Las incertidumbres utilizadas para los modelos *Low* y *High* fueron el espesor de las facies reservorio de la secuencia Argo, el contacto (+/- 2 m), el empinamiento de la estructura y la saturación de agua.

PERFORACIÓN DEL POZO LEO X-1

Los objetivos principales de la perforación del pozo eran comprobar la presencia de gas, poder definir el espesor y calidad del reservorio de la secuencia Argo, definir el contacto, verificar la presencia de reservorios en la secuencia Hydra y comprobar un volumen mínimo.

Finalmente, el pozo registró 21 metros de arenas en la secuencia Argo completamente saturadas en gas (Fig. 11) y la secuencia Hydra se encontró con malas facies que no permitieron definir el contacto gas-agua y redujeron la posibilidad del riesgo de entrada de agua.

Las características petrofísicas fueron similares a las esperadas y se hizo una interpretación multimineral de los perfiles adquiridos que incluyó los perfiles básicos, resonancia magnética nuclear y un registro de coronas en todo el intervalo arenoso de la secuencia Argo.

La descripción de la corona mostró muy pocas estructuras entrecruzadas en la parte inferior y en la parte superior, estando el resto de la sección caracterizada por estratificación masiva con presencia de glauconita y tres niveles de arenas con cemento calcáreo con un espesor menor a un metro cada uno. La extensión lateral de estos niveles se estimó en el rango de 400 a 800 metros en base a estudios en el yacimiento *onshore* Cañadón Alfa y por el estudio de DST realizado (Fig. 12).

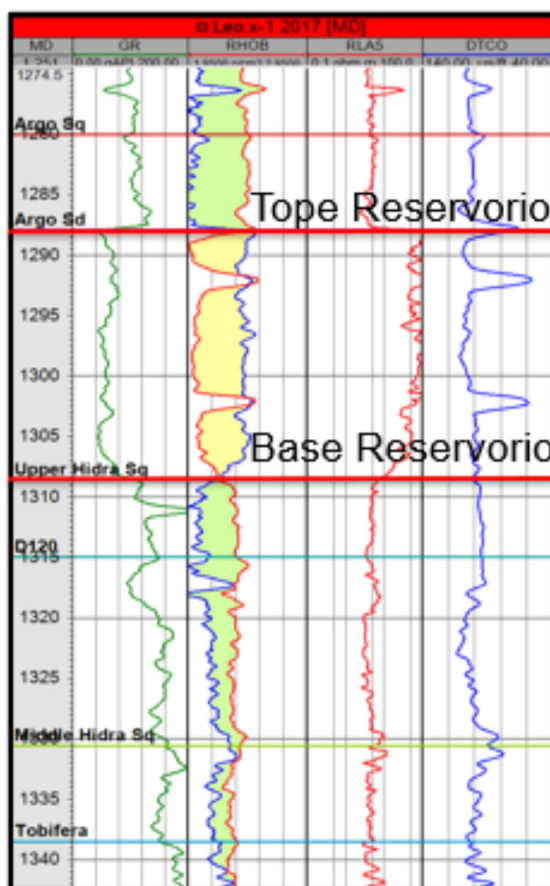


Figura 11. Pozo Leo x-1.

• 4 Facies fueron definidas

- **Flujos densos** (depósitos masivos generados por corrientes de densidad)
- **Canales y barras de mareas** (depósitos estructurados por tracción)
- **Lower Shoreface** (depósitos estructurados por tracción)
- **Arenas cementadas** (Arenas con cemento calcáreo)

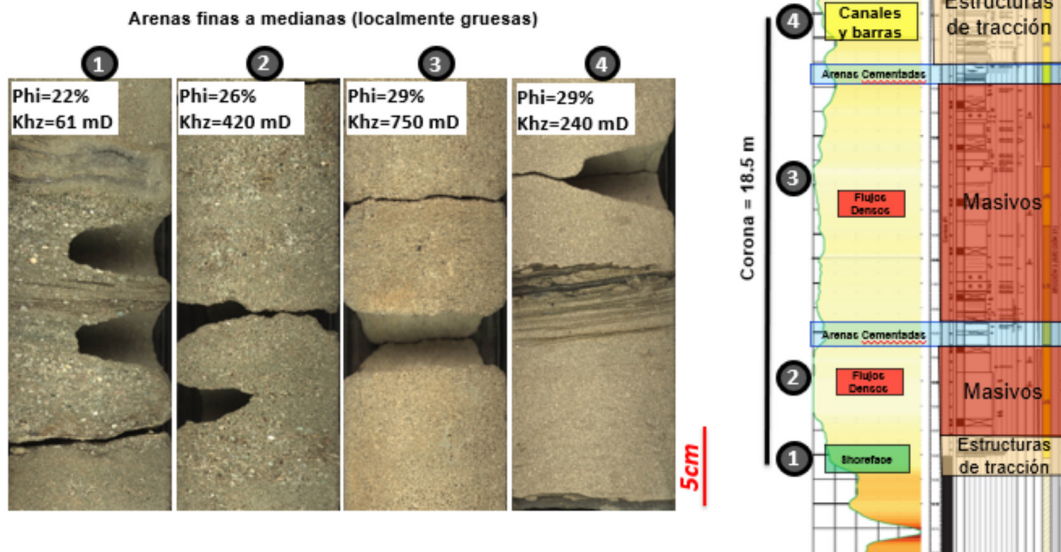


Figura 12. Facies del pozo Leo x-1.

El porcentaje de arenas con cemento calcáreo fue el mismo que fuera asumido para el caso base (7 %) usando un promedio de los pozos análogos.

Las facies reservorio de la secuencia Argo fueron interpretadas a partir de la corona como una alternancia de facies litorales con estructuras (canales y barras de marea) y flujos hiperconcentrados de plataforma originados por flujos hiperpícnicos reconocidos por ser arenas masivas, con restos de vegetales y presencia de glauconita. Este tipo de depósitos en la secuencia Argo es reconocido en otros pozos de yacimientos de la Cuenca Austral.

DST EXTENDIDO

Se realizó un DST extendido de 110 horas que pudo comprobar un volumen mínimo de gas conectado y de esta manera restringir las incertidumbres.

El espesor total de la secuencia Argo está limitado por zonas con cemento calcáreo y dividido en tres partes. La parte central e inferior fueron abiertas para el “DST” pero no la superior. De este ensayo se interpreta que la extensión lateral del intervalo calcáreo es de 800 metros debido al aumento del K_h a esa distancia del pozo (otra posibilidad es un aumento de permeabilidad a esa distancia (Fig. 13).

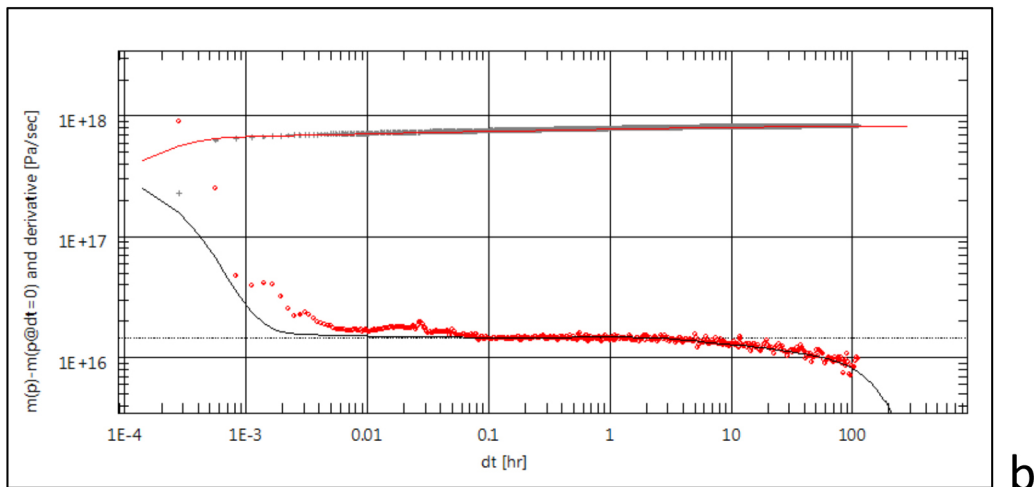
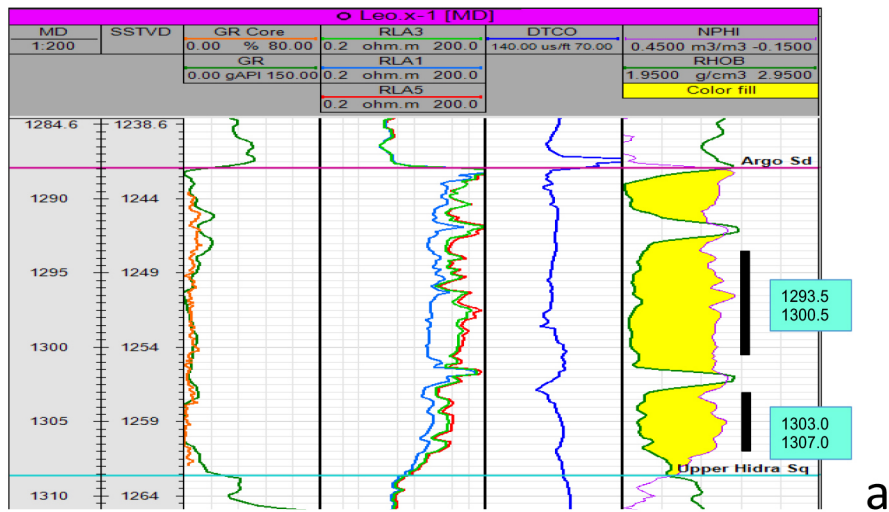


Figura 13. La parte (a) muestra la parte inferior y media punzada para el DST. La parte (b) muestra la interpretación del DST.

MODELO POST DRILL

Después de la perforación del pozo Leo.x-1, se realizó una grilla más pequeña, utilizando los horizontes interpretados en la sísmica (Top Argo Sand, Top D120 y Top Tobífera/Basamento) y las fallas. Se generaron horizontes calculados con la información de pozo (Argo Sq, Upper Hydra, Hydra Main, Hydra Lower). El tamaño de las celdas es de 100 x 100 m, y el espesor promedio es de 2 m (1.25 en la zona del reservorio de Argo en gas). El diseño de las fallas es tipo zig-zag (Fig. 14).

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOCEULAR POST DRILL

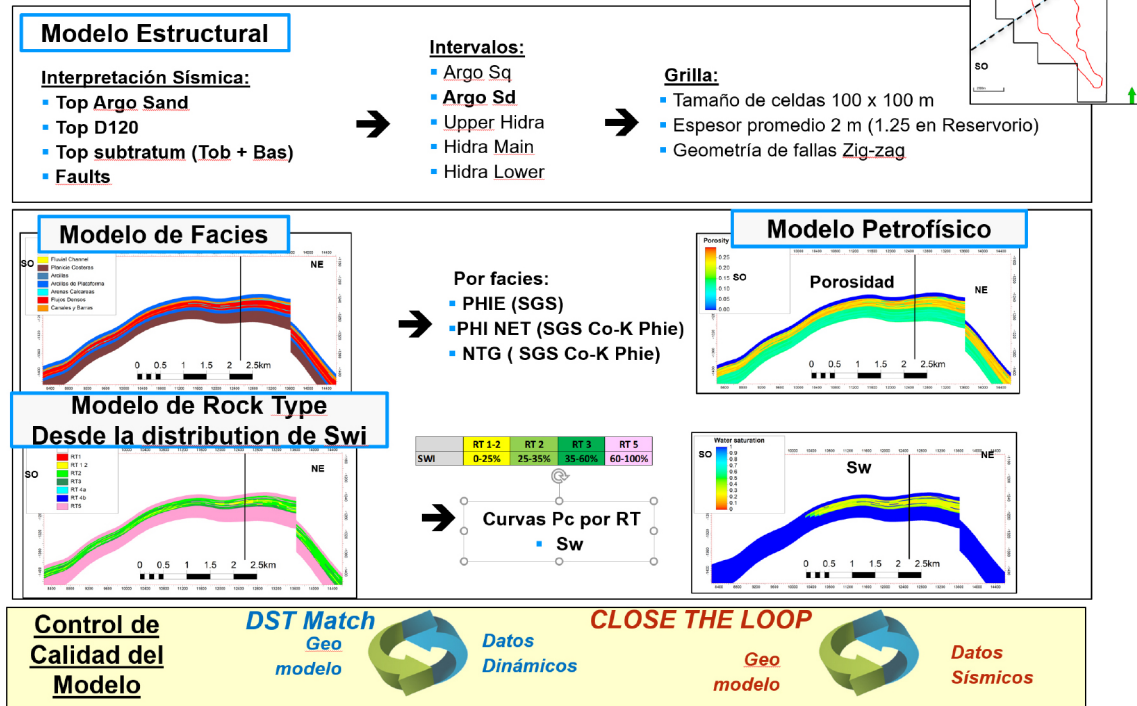


Figura 14. Flujo de trabajo para la construcción del modelo post drill.

Las incertidumbres fueron analizadas con una variación monoparámetro: la variación del espesor lejos del pozo (+/- 3 m), la saturación de agua (+/- 5%), la porosidad (+/- 2%), la estructura + contacto (para respetar el *bright spot*) y el porcentaje de arenas con cemento calcáreo (+/- 4% basado en análogos).

GENERACIÓN DE TRAZAS SÍSMICAS SINTÉTICAS BASADAS EN LA PARAMETRIZACIÓN DEL MODELO DE RESERVORIO

Se denomina “Close The Loop (CTL)” al flujo de trabajo que integra la respuesta sísmica registrada del reservorio con el modelo geológico caracterizado por diversos parámetros como Facies y “Rock Type”. Se genera con este modelo una respuesta sísmica sintética que será cotejada con la sísmica original (Fig. 15). Este ciclo se repite modificando el modelo hasta que ambas trazas sísmicas sean similares bajo ciertos parámetros de tolerancia.

El procedimiento consiste en asignar valores de parámetros acústicos (velocidades de onda P, S y densidad de roca tomados del pozo de referencia) a cada celda de la grilla en función de las distintas Facies o “Rock Types” interpretados.

Se procede de igual forma con la selección de la ondícula sísmica que será usada para la convolución de estos parámetros acústicos con el modelo de reservorio.

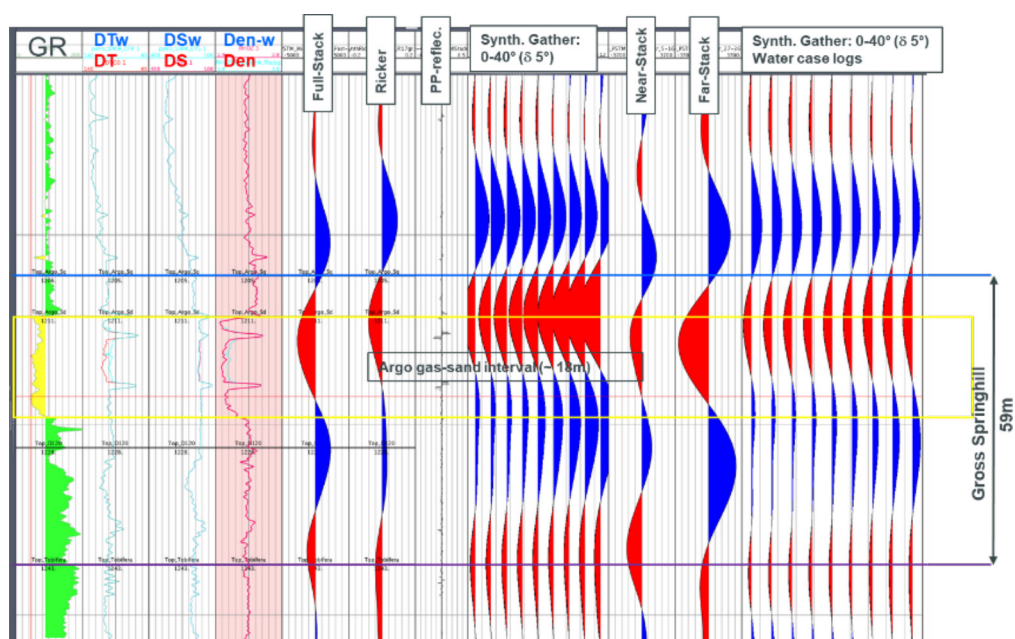


Figura 15. calibración sísmica del pozo Leo.x-1.

La Figura 16 describe en forma simple cómo a partir de la parametrización de las propiedades del reservorio en base a su respuesta petroelástica calibrada, se puede generar una respuesta sísmica sintética que, al compararla con la de los datos de entrada, permite ajustar tanto el modelo de

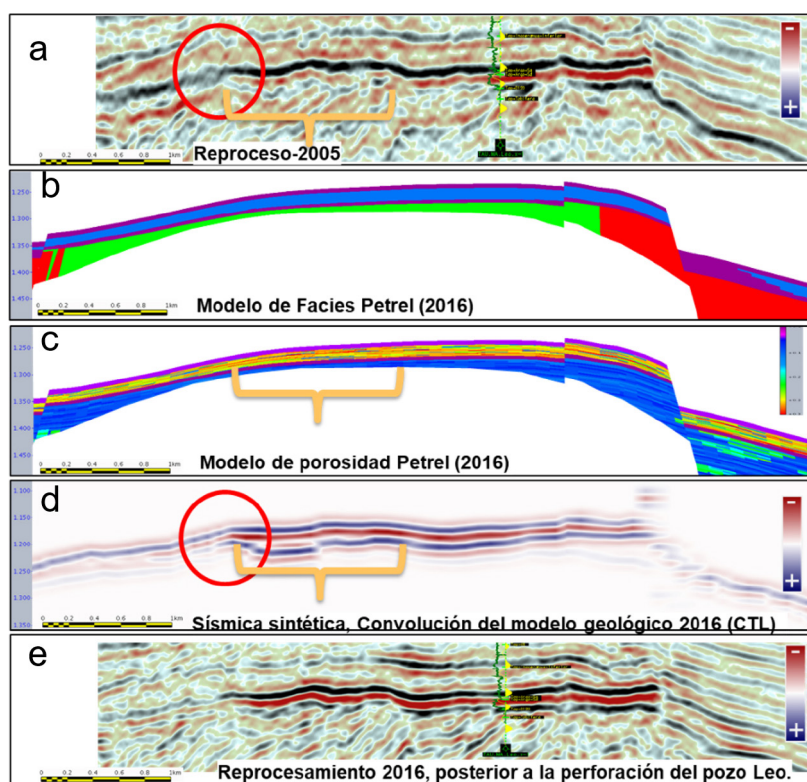


Figura 16. "Close The Loop" (CTL).

reservorio como su geometría y también corregir los valores de V_p , V_s y densidad asignados al modelo.

En la parte (a) de la Figura 16 se muestra la versión sísmica 2D disponible antes de la perforación del pozo Leo.x-1. Los siguientes paneles representan el modelo de Facies (parte b) y la porosidad efectiva (parte c). Luego se ilustra el modelo sintético (parte d) y finalmente se muestra el reprocesamiento 2016, realizado posterior a la perforación del pozo (parte e).

Este flujo de trabajo permitió modelizar y caracterizar la estructura de Leo a bajo costo y estimar los volúmenes de gas que nos permita un posible desarrollo para el bloque Leo.

Una comprobación adicional consistió en comparar los distintos valores de amplitudes.

En la Figura 17 parte (a) se presenta la extracción del mínimo negativo de la amplitud a lo largo del reservorio asociado a la estructura principal más otros “*sweet spots*” en el área estudiada. En la parte (b) de la figura 17 se muestra el mapa de anomalías AVO asociadas a la respuesta en gas de las arenas de la secuencia Argo. Por último, el mapa ubicado en la parte (c) es la extracción en amplitud equivalente a las secciones sísmicas sintéticas 2D generadas con la metodología CTL.

El soporte de estos atributos permite cuantificar el riesgo de los puntos brillantes mapeados solamente con la extracción de amplitudes de la sísmica 2D, versión apilamiento completo (“*Full Stack*”): permitiendo reducir el riesgo en la cuantificación de los volúmenes.

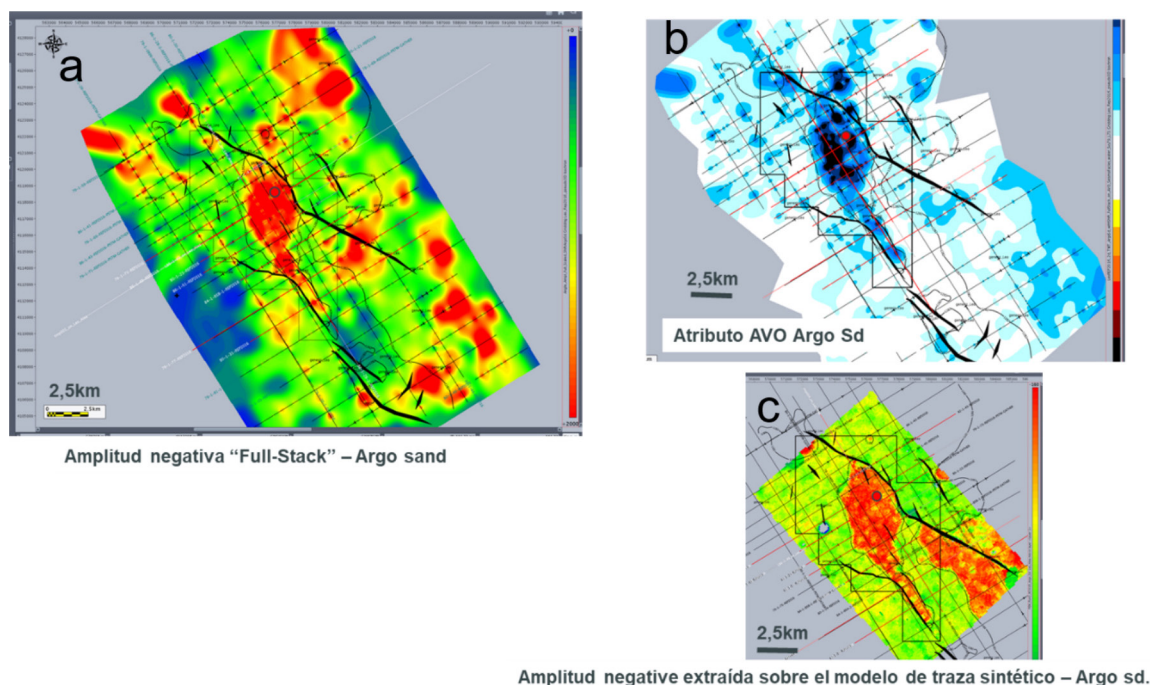


Figura 17. Se muestra en la parte (a) la extracción del mínimo negativo de la amplitud, en la parte (b) el mapa de anomalías AVO asociadas a la respuesta en gas y en la parte (c) la extracción en amplitud equivalente a las secciones sísmicas sintéticas 2D generadas con la metodología CTL

CONCLUSIÓN

Se muestra el flujo de trabajo desde la interpretación de las líneas 2D, con la utilización de análogos sísmicos y de pozos permitiendo la generación de un modelo estático. La perforación del pozo descubridor Leo x-1 permitió confirmar las hipótesis asumidas y por medio de un DST largo, se comprobó un volumen mínimo de gas. Luego de la perforación del pozo la construcción de un nuevo modelo se llevó a cabo como soporte de un futuro desarrollo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a Mauricio Bueno, Sebastian Estrada, Natalia Scaricabarozzi, Mickael Vanhalst y Benjamin Pignot de Total Austral por su lectura crítica del trabajo, y a los profesionales de WINTERSHALL DEA ARGENTINA S.A. y PAN AMERICAN SUR S.A. empresas socias de TOTAL AUSTRAL S.A. por la aprobación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

Arbe, H. y Fernández Bell Fano F.J., 2005. Los reservorios de la Formación Springhill en el offshore de la Cuenca Austral. V Congreso de Exploración y

Desarrollo. Simposio de Reservorios, IAPG, pp. 75-89. Mar del Plata.

