

INVERSIÓN SISMICA EN LA CARACTERIZACION DEL RESERVORIO, YACIMIENTO ÑACATIMBAY

A. Disalvo, F. Fantin, E. Francucci, B. Ploszkiewicz

Compañía General de Combustibles S.A., A. Moreau de Justo 400 1p. (1107) Buenos Aires.

Est. Congreso

ABSTRACT

The Ñacatimbay field is located in the Province of Salta, Northeast of Tartagal City. It is a gas & condensate field where its main production comes from Las Peñas Fm (Upper Carboniferous fluvial sandstones in a back-thrust related anticline). The present work applies a seismic inversion methodology in order to get a reservoir model for this field. The seismic response is closely related to petrophysical variations of rocks. 3D seismic survey was performed on Ñacatimbay field; after that, inversion models, coherence cubes and impedance analysis were built. The result of these studies was interpreted with lithological and testing data from previous Ñacatimbay wells inside an Upper Carboniferous sedimentary environment framework. The combination between structural and seismic inversion interpretation allowed us to build a porosity model for the reservoir and its geometry. As a result, the Ña-1003 well was proposed and successfully drilled. The volumetric reserves calculations made with this reservoir model were similar to the material balance calculations.

INTRODUCCION

El yacimiento Ñacatimbay se encuentra ubicado al Noreste de la ciudad de Tartagal en la provincia de Salta (Figura 1). En el mismo se han perforado tres pozos productivos (CGC.St.Ña x-1001, CGC.St.Ña-1003 y TPT.St.CDS x-1001 Campo Durán Sur) y uno estéril (CGC.St.Ña-1002).

La trampa está constituida por un anticlinal simple ubicado en la terminación meridional de la alineación Madrejones - Campo Durán. Este anticlinal corresponde a un pliegue por propagación de falla generado por un *back-thrust* cuya vergencia occidental se opone a la del corrimiento principal, que da origen a la alineación (Figura 2).

Los reservorios principales están representados por las areniscas de las formaciones Tupambi y Las Peñas, cuyas edades se hallan comprendidas entre el Carbonífero y el Pérmico inferior.

Las altas producciones de hidrocarburos descubiertas en los reservorios de la Formación Las Peñas, priorizaron su desarrollo. Esta actividad se ve dificultada por la heterogeneidad e irregularidad de los cuerpos arenosos de esta Formación.

Por tal motivo CGC aplicó tecnologías no convencionales para intentar predecir las características petrofísicas y la geometría de las facies reservorio.

A través de la aplicación de estas metodologías y de la interpretación de los resultados de las mismas se realizó la propuesta de perforación del pozo de avanzada CGC.St.Ña-1003. El éxito obtenido en este pozo confirmó el modelo de reservorio.

METODOLOGIA

Las metodologías utilizadas y los estudios realizados fueron los siguientes:

- Registración sísmica 3D con una celda de 30 m por 30 m y una resolución vertical de menos de 20 m.
- Procesamientos especiales e interpretación estructural de la misma.
- Cálculo de un cubo de coherencia para apoyar la interpretación estructural.
- Interpretación estratigráfica secuencial.
- Obtención de un cubo de impedancias acústicas a través de la inversión litológica del cubo sísmico (inversión de traza sísmica).
- Identificación de los reservorios a través de los perfiles de pozo y correlación de los mismos con el cubo de impedancias acústicas.

- Interpretación del cubo de impedancias acústicas.
- Mapeo estructural en tiempo de las capas.
- Mapeo de la impedancia acústica de las capas.
- Comparación y analogía con afloramientos, testigos corona y recortes de perforación.
- Modelo sedimentario y predicción de las condiciones petrofísicas de las capas analizadas.
- Construcción de un modelo de reservorio.

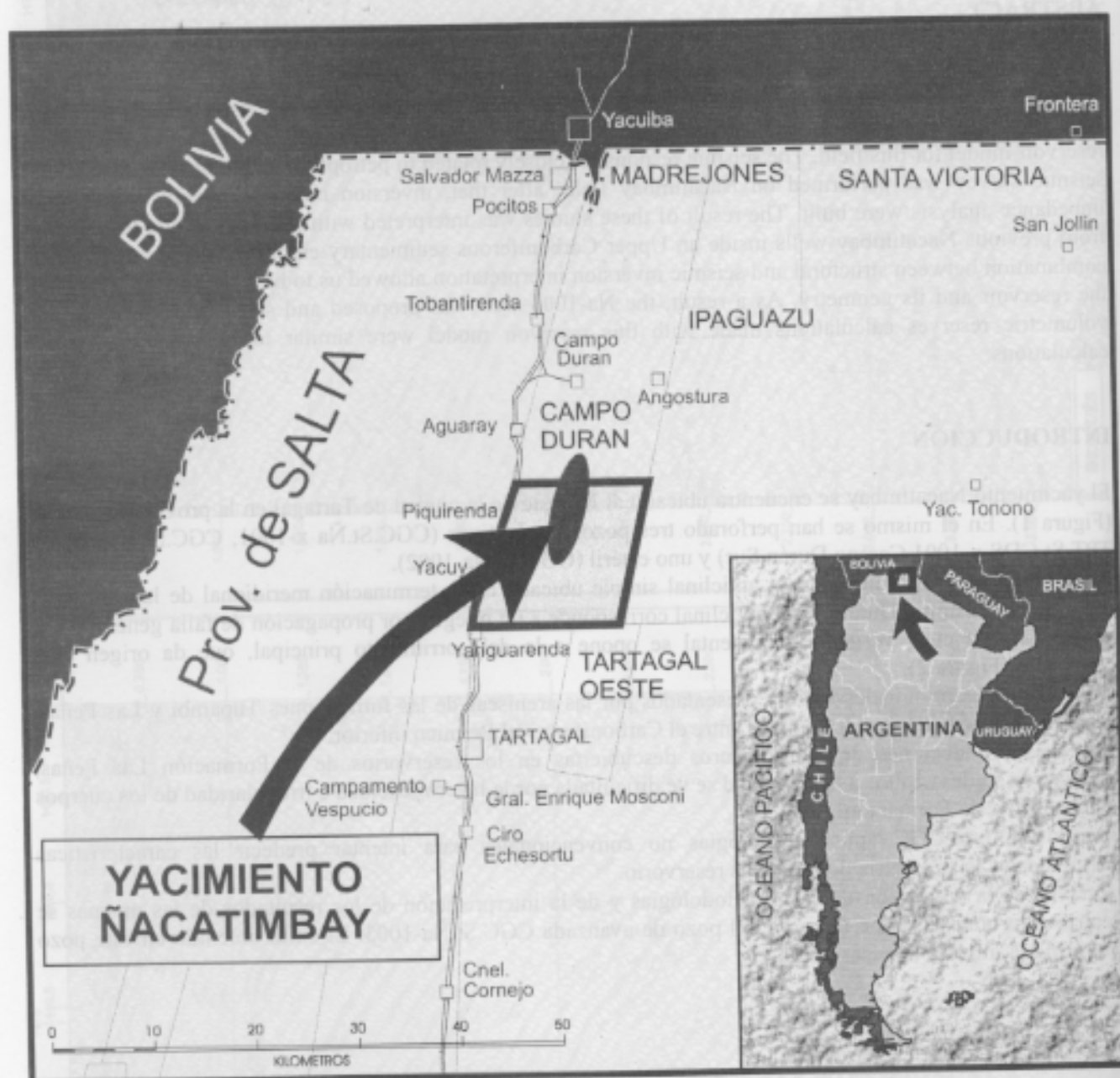


Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Ñacatimbay.

Los datos obtenidos a partir de la registración sísmica 3D, fueron procesados de manera de preservar la verdadera amplitud de las reflexiones, para que estas sean un fiel reflejo de los contrastes de impedancia acústica en el subsuelo y de sus variaciones laterales.

La respuesta sísmica que se obtiene en una sección convencional es un modelo que representa las

propiedades en las interfaces de las capas y no las propiedades intrínsecas de cada capa. Además, los fenómenos de superposición y sintonía dificultan el análisis del comportamiento de las amplitudes; por lo tanto una determinada anomalía pueda ser debida a cambios en las propiedades físicas de una capa o ser el producto de variaciones en las propiedades de las rocas que se encuentran por debajo y por encima de la capa.

Con el objetivo de pasar de este modelo de interferencias a un modelo litológico, en el cual se puedan analizar las variaciones de las propiedades físicas del reservorio, se realizó una inversión de los datos sísmicos, obteniéndose un modelo de impedancias acústicas.

El método que se utilizó para realizar esta transformación se denomina "*Constrained sparse spike*" el cual, partiendo de los datos sísmicos y utilizando una ondícula generada con los datos de pozos, calcula un cubo de impedancias acústicas.

Las componentes de baja frecuencia (0-1 Hz) se obtienen a partir de los datos acústicos de pozo.

El resultado final está formado por la unión de las bajas frecuencias obtenidas a partir de los pozos y las altas frecuencias derivadas a partir del dato sísmico.

CARACTERIZACION DEL RESERVORIO

Los resultados de esta inversión, contrastados con los datos de los pozos, muestran claramente valores de impedancia acústica más bajos en las capas productivas, y valores más altos en los sectores donde disminuye la calidad del reservorio.

Los valores de baja impedancia acústica están por lo tanto asociados con la menor velocidad y densidad de la roca, que puede deberse a una mayor porosidad de la misma. La presencia de gas en las rocas enfatiza este efecto. Por el contrario, valores altos de velocidad y densidad indicarían bajas porosidades. Mediante este análisis se puede estimar la calidad del reservorio.

Por lo tanto, los mapas de impedancia acústica permitirían distinguir cualitativamente las variaciones de porosidad del reservorio o variaciones significativas en los tipos litológicos (Figura 3).

Este reservorio está constituido por areniscas fluviales ubicadas al tope de la Fm Las Peñas cuya porosidad supera en partes el 20%. Esta facies arenosa varía hacia el sur del pozo Ña-1001 tornándose de grano más fino, con mayor participación de limo-arcilla, hasta la posición del pozo Ña-1002, donde la calidad del reservorio es pobre y resultó sin entrada de fluidos el ensayo de formación.

También este cubo de impedancias nos muestra que existe una conexión del espesor mineralizado entre los pozos Ña-1001 y CDS-1001, la cual fue demostrada en un ensayo de interferencia realizado entre los mismos y que no resulta clara a través de la correlación lineal debido a que como muestra el modelo estratigráfico (Figura 4), las facies productivas no pertenecen a la misma capa.

En el mismo sentido, los cálculos volumétricos de reservas obtenidos con estos mapas han mostrado una similitud aceptable con las reservas calculadas con el método de balance de materiales.

Estos mapas construidos a distintos niveles dentro del intervalo estudiado ayudaron a construir el modelo estratigráfico.

El mismo se compone de cuatro secuencias depositacionales de 2° orden. La primera de ellas corresponde casi enteramente a la Fm. Tarija y se caracteriza por su homogeneidad tanto en el aspecto litológico como en su respuesta sísmica (Figura 5, Supersecuencia A). En discordancia erosiva sobre esta, yacen sedimentitas atribuidas a las Fms. Las Peñas y San Telmo que son el objetivo principal del estudio. Esta segunda secuencia (Figura 5, Supersecuencia B), está limitada en su techo por una discordancia angular. Por encima continúa una secuencia de poco espesor y geometría cuneiforme equivalente temporal del Grupo Salta (Cretácico-Terciario inferior). Hacia arriba y apoyándose en discordancia angular sobre la anterior, se hallan las sedimentitas arenosas de la parte superior de la Formación Tranquitas que constituyen la cuarta secuencia.

Los trabajos de detalle realizados en afloramientos al oeste del yacimiento y las secciones sísmicas estudiadas, permiten distinguir varias secuencias de 3° orden. En general, estas secuencias han sido depositadas en un ambiente fluvial que evoluciona desde ríos entrelazado arenosos (Sandur) a ríos de carga mixta. En los afloramientos aparecen signos inequívocos de climas fríos de periglacial a glacial, presencia clastos facetados y estructuras sedimentarias deformadas por crioturbación (perfil del río Carapari, Hernández *et al.*, 1996 inédito). También existen sedimentos que han sido depositados en cuerpos de agua permanentes, (perfil del arroyo Capiazuti, Hernández *et al.*, 1996 inédito), pudiendo constituir toda la Formación Las Peñas un mega-ambiente deltaico.

Los estudios de testigos corona y recortes de perforación del yacimiento, avalan la hipótesis anterior ya que

se describe una asociación de litofacies fluviales de clima frío relacionadas a un ambiente glacial a periglacial representadas por cuerpos irregulares de areniscas limpias y diamictitas finas de color gris. Tanto en los afloramientos como en las secciones sísmicas, pueden observarse profundas incisiones en la base de las secuencias de tercer orden, las que se encuentran rellenas por cuerpos arenosos lenticulares con arreglo interno granodecreciente que hacia arriba se convierten en secuencias mas tabulares de arreglo cilíndrico. El intervalo productivo está constituido por un cuerpo arenoso de estas últimas características. Alrededor de estos cuerpos se depositaron sedimentos finos, limoarcillosos, con esporádicos eventos arenosos relacionados a planicies de agradación vertical o planicies de inundación con fenómenos de crevasse, como las facies encontradas en el pozo Ña-1002 (Figura 5). Algunos autores interpretan el ciclo Carbonífero Superior como un extenso periodo de desglaciación de la cuenca debido en parte al retraimiento propio del casquete polar y en parte a la migración del supercontinente Gondwana a latitudes más cálidas (entre 50°S y 40°S) (Hernández *et al.*, 1996 inédito). Hacia arriba en el intervalo, en la Formación San Telmo, las asociaciones de litofacies expresan ambientes fluviales con participación de ríos efímeros, entrelazados arenosos y depósitos lacustres en latitudes aún más bajas (aproximadamente 30°S). Estas rocas indican una continentalización y un mejoramiento en las condiciones climáticas a excepción de escasos intervalos de origen subglacial. Desde el punto de vista petrofísico se distinguen: buenos reservorios, regulares o malos reservorios y sellos. La geometría de estos tipos tiene buena correlación con los subambientes descriptos. Con los resultados de este estudio se propuso la perforación del pozo CGC.St.Ña-1003, el cual confirmó la prognosis realizada.

CONCLUSIONES

El descubrimiento del yacimiento Ñacatimbay en los niveles más someros del Carbonífero ha revolucionado la exploración tradicional en los anticlinales de las Sierras Subandinas de la Cuenca Paleozoica del Noroeste. Luego de la puesta en producción de este yacimiento, se implementó este nuevo concepto exploratorio en el yacimiento Campo Durán, donde fueron intervenidos con éxito varios pozos. Por otra parte este concepto exploratorio ha generado amplias expectativas en el resto de la región Subandina (yacimientos y áreas de exploración del sur de Bolivia y del norte de Argentina). El análisis de los resultados de la inversión de traza sísmica combinado con el estudio de los ambientes sedimentarios y de las características petrofísicas de las rocas, ha demostrado que es posible realizar una identificación detallada de las rocas reservorio en el yacimiento Ñacatimbay. El estudio realizado condujo a la propuesta, perforación y puesta en producción del pozo CGC.St.Ña-1003; consolidándose con el éxito obtenido, la importancia de Ñacatimbay como yacimiento productor de gas y condensado. Las reservas volumétricas de hidrocarburos para la capa productiva, calculadas a partir de la geometría del reservorio y sus propiedades petrofísicas, obtenidas a partir de la inversión sísmica, resultan de magnitud similar a las calculadas por el balance de materiales, confirmando el modelo propuesto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la UTE Ñacatimbay por haber permitido la realización de este trabajo, deseamos hacer extensivo este agradecimiento a F. Fernández Seveso y a Ariel Galarza por las valiosas sugerencias aportadas. Además agradecemos a Analía Binaghi por su colaboración en el diseño del material gráfico presentado.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

Hernández R., Alvarez L., Del Papa C y C Galli, 1996. **Análisis Estratigráfico Sedimentológico del Paleozoico Superior - Cuenca Tarija Sector Sur.** XR srl, Salta, Informe Inédito.

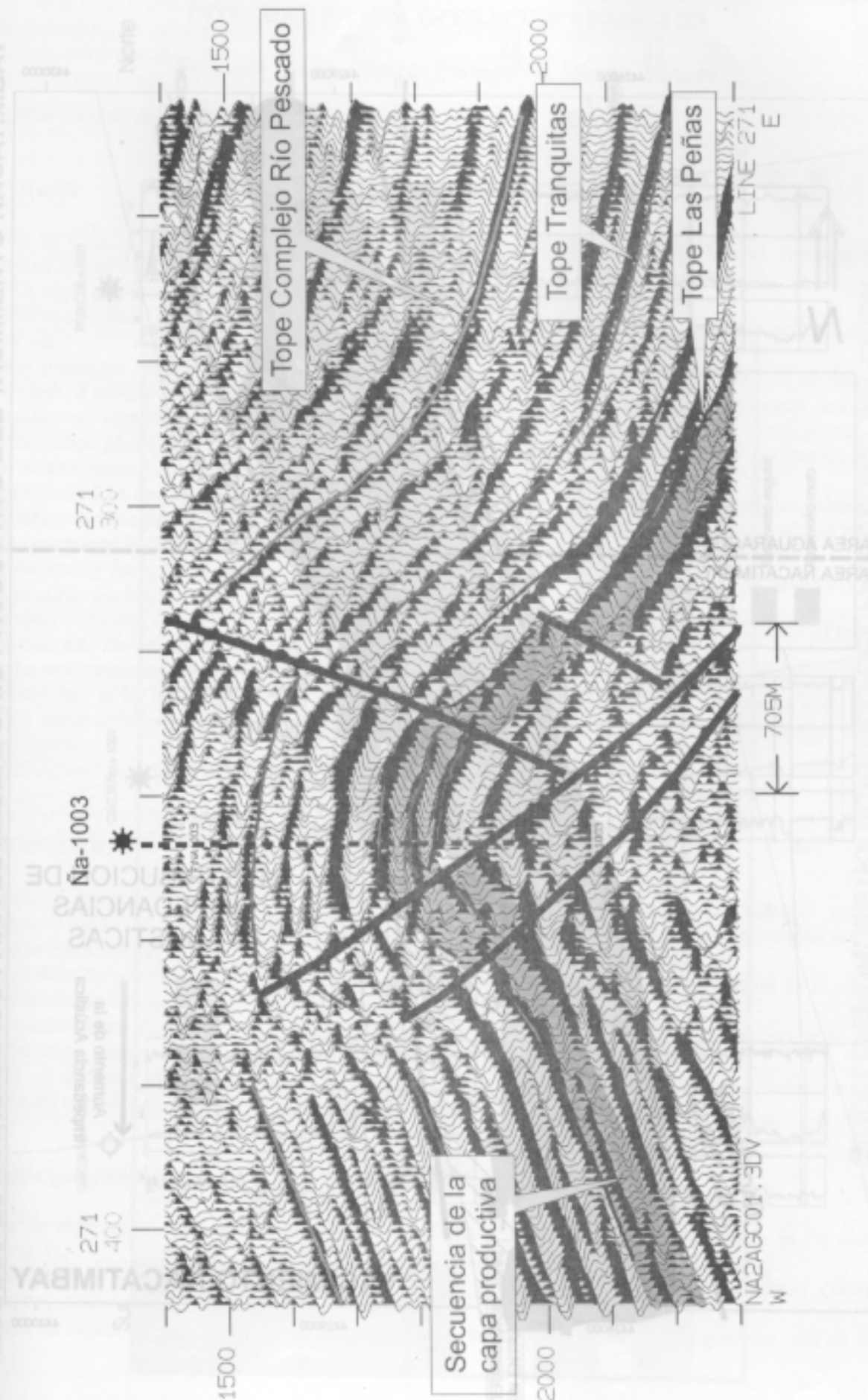


Figura 2: Estructura del Yacimiento Nacatimbay. Sección sísmica, In Line 271.

se describe una asociación de litofacies fluviales de clima frío relacionadas a un ambiente glacial a periglacial representadas por cuerpos irregulares de arenas limpias y limonietitas finas de color gris.

Tanto en los afloramientos como en las secciones sísmicas, pueden observarse profundas incisiones en la base de las secuencias de tercer orden, las que se encuentran rellenas de cuerpos arenosos lenticulares con arreglo interno granodifrecido.

En la zona de estudio, se han observado en la base de las secuencias de tercer orden, cuerpos arenosos lenticulares con arreglo interno granodifrecido. Estos cuerpos son irregulares y están rellenos de arenas limpias y limonietitas finas de color gris. En la zona de estudio, se han observado en la base de las secuencias de tercer orden, cuerpos arenosos lenticulares con arreglo interno granodifrecido. Estos cuerpos son irregulares y están rellenos de arenas limpias y limonietitas finas de color gris.

Los resultados de este estudio confirman la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

El estudio realizado en esta tesis, permitió confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis, la cual consistió en que la zona de estudio era una zona de acumulación de sedimentos fluviales.

La zona de estudio, se encuentra en la zona de acumulación de sedimentos fluviales, lo que permite confirmar la hipótesis planteada en el primer capítulo de la tesis.

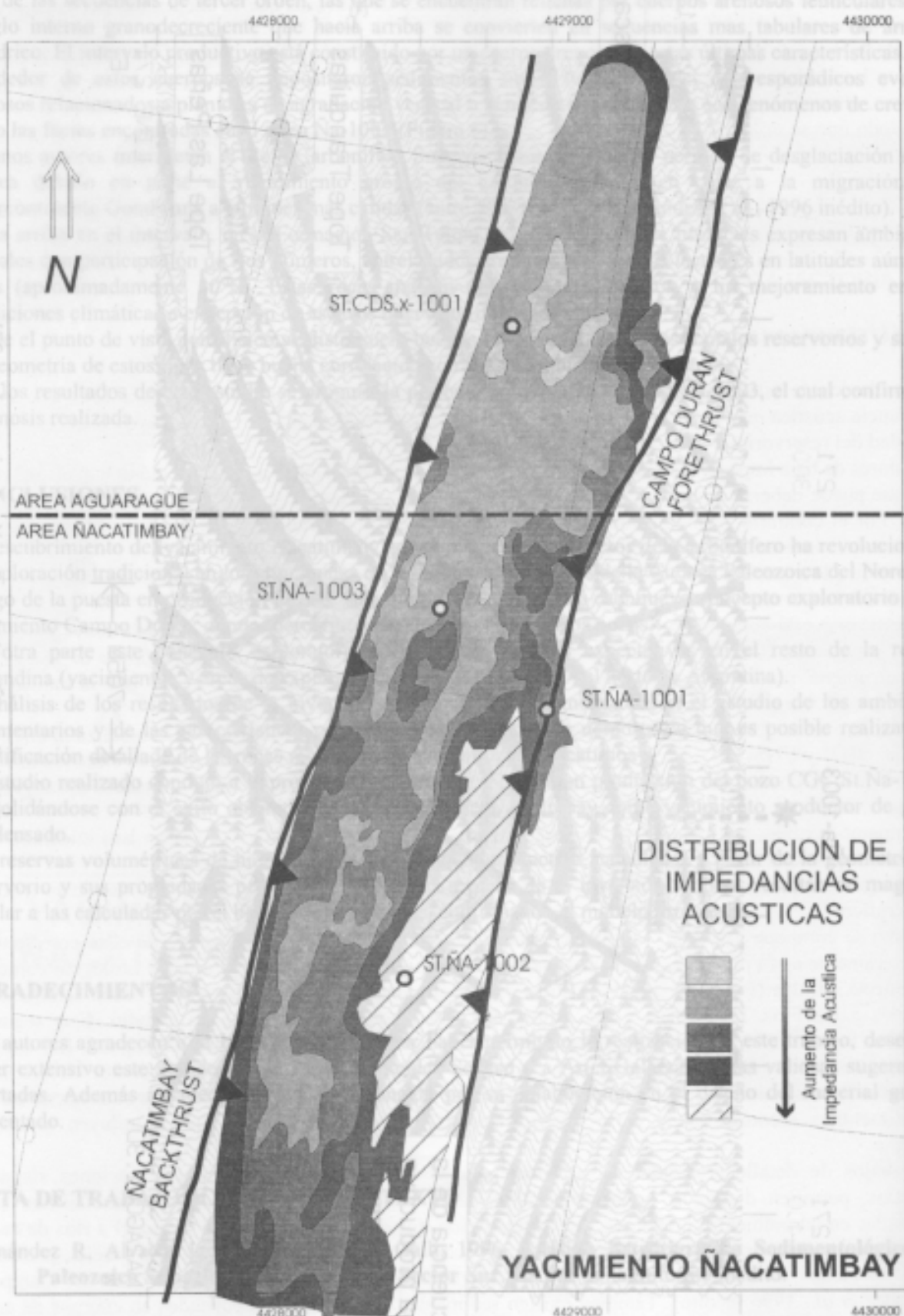


Figura 3: Mapa de impedancias acústicas de la sección mineralizada.

MODELO ESTRATIGRAFICO PARA EL RESERVOIRIO PRODUCTIVO DEL YACIMIENTO NACATIMBAY

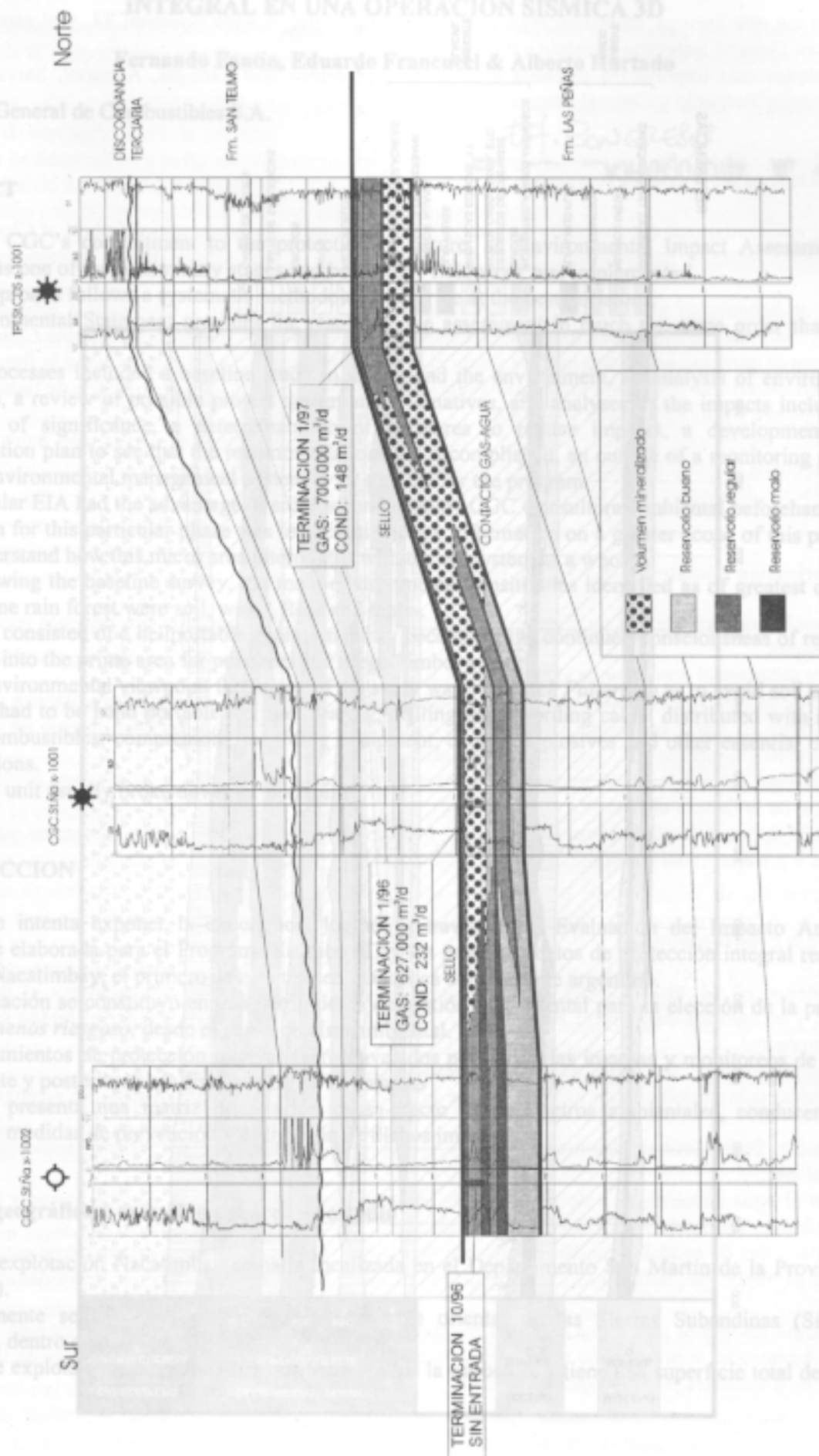


Figura 4: Correlación estratigráfica del reservorio en el Yacimiento Nacatimbay

MODELO CRONOESTRATIGRAFICO DEL PALEOZOICO SUPERIOR

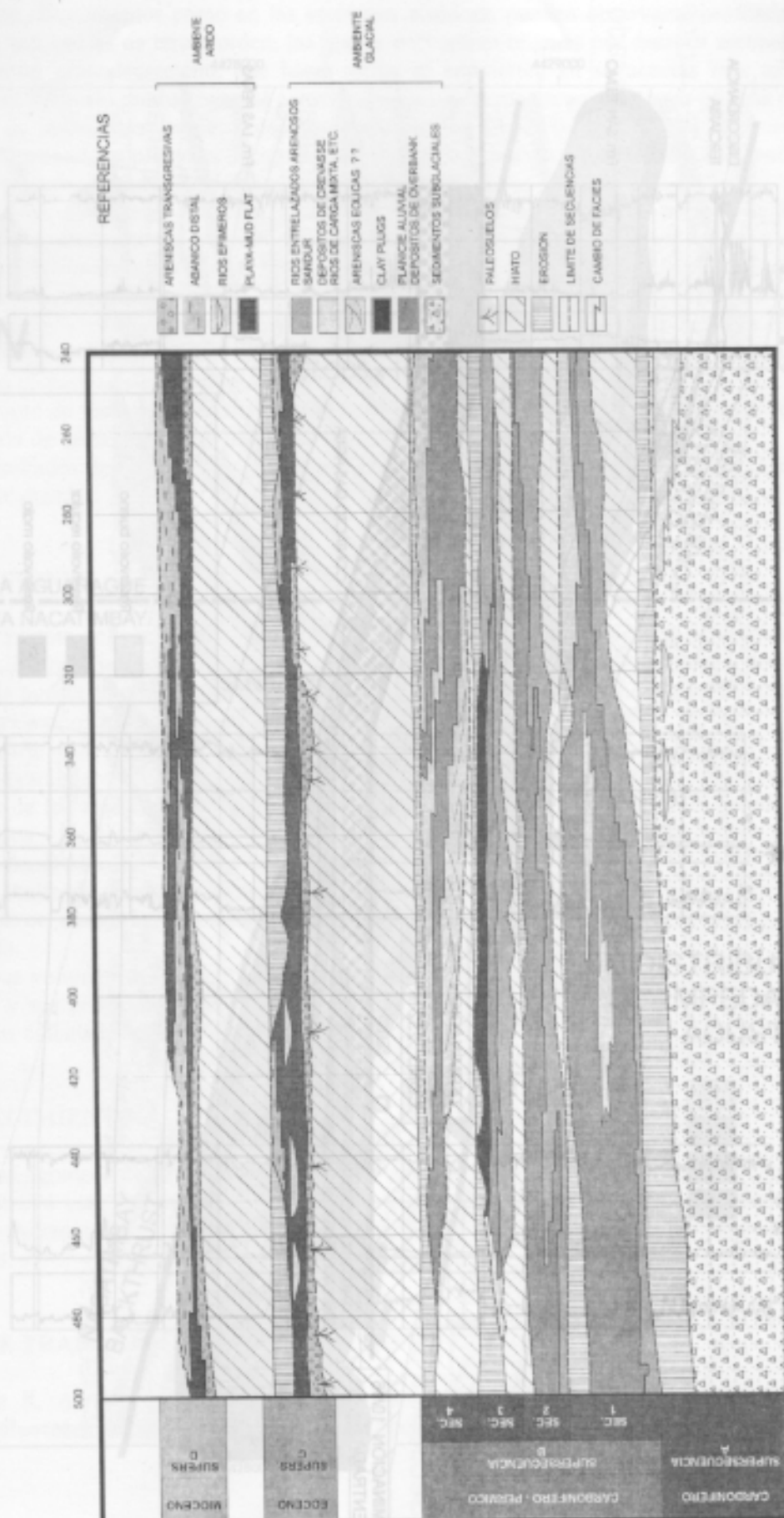


Figura 3: Mapa de impedancias acústicas de la sección mineralizada.

Figura 5: Cronoestratigrafía del Paleozoico Superior.