

DESCRIPCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO PARA EL NIVEL "Q", FORMACIÓN QUINTUCO. LOMA LA LATA, PCIA DE NEUQUÉN.

Héctor de Vera, Hernán Maretto, Hernán Verzi.

YPF S.A.

ABSTRACT

This paper is a brief summary of the "Q" level (Quintuco formation) geological model actualization in Loma La Lata field, Neuquén province, Argentina.

The geological model actualization and a better understanding of the oil distribution in the field was achieved by the integration of 3D seismic data, core studies and image logs interpretation.

The depositional environment of "Q" level would be a shallow marine carbonatic platform from open to restricted with bar and lagoonal facies. The trap would not only correspond to a stratigraphic model as was considered before.

The oil accumulation would be related to flexures associated with deep faults, where seismic reflectors show top lap geometries, and thin facies locates above are the seal. Stylolites and horizontal fractures associated to tension gashes and unloading fractures under slow tectonic evolution would be developed in this area.

This model can explain the production accumulation in a restricted zone of the field and helps to define the location of better potential areas for future development.

INTRODUCCION

El campo Loma La Lata está ubicado en la zona central de la Provincia del Neuquén, al norte del embalse Los Barreales, a ambos márgenes del río Neuquén, distante 90 km al NNO de la capital, y a 100 km al NNE de la localidad de Plaza Huincul, en posición de centro de cuenca.(fig.1)

Actualmente posee tres formaciones en producción efectiva: F. Lotena, productora de gas; F. Sierras Blancas, productora de gas y condensado y F. Quintuco productora de petróleo.

1-OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo es la descripción y actualización del modelo geológico de la F. Quintuco, en especial para el nivel de mayor producción ("Q"), utilizando nueva información disponible tal como imágenes resistivas de pozos y sísmica 3D.

A partir de una mejor comprensión de la distribución de la mineralización se logrará mejorar el carácter prospectivo y así disminuir el riesgo en las inversiones de perforación y/o reparación de pozos.

2-ANTECEDENTES

El yacimiento Loma La Lata fue descubierto en el año 1977 mediante el pozo YPF.Nq.LLL-x.1, el que documentó gas y condensado en la F. Sierras Blancas. Ese mismo año el pozo YPF.Nq.LLL-e.4 descubre petróleo en los niveles calcáreos de la F. Quintuco, comenzando en dicha etapa el desarrollo de los mismos. Entre los años 1981 y 1982 se realizaron estudios geológicos y sísmicos (2D) como anteproyectos de desarrollo.

En 1994 se registran imágenes resistivas en cuatro pozos ubicados en distintos puntos del yacimiento y finalmente en el año 1996 se efectuó la registración sísmica 3D, en todo el campo y en parte del embalse Los Barreales.(fig.1)

3-MARCO GEOLOGICO

3.1-ESTRUCTURA

La estructura dominante en el campo Loma La Lata es un anticlinal de forma cómica elongada cuyo ápice se encuentra en la zona de Sauzal Bonito (sudoeste del yacimiento). Sus flancos son tendidos y de gran desarrollo areal. El yacimiento se desarrolla en el flanco oriental, el cual es un monoclinal con buzamiento de 2 a 3 grados hacia el ENE.(fig.2)

El área presenta fallamiento normal de alto ángulo de orientación NO-SE, estando concentrado principalmente en el ámbito sudoeste (Zona de Sauzal Bonito) y en la zona norte del yacimiento. Estas fallas pueden relacionarse a tectónica profunda del basamento. Varios sistemas de tipo graben se disponen sobre altos basamentales profundos, de tendencia NO-SE.(fig.3)

Los rechazos verticales de las fallas para las Formaciones Lotena y Sierras Blancas son menores de 30m. La intensidad del fallamiento y el desplazamiento decrecen en sentido vertical y solo un pequeño número de ellas afectan el tope de la F. Quintuco.(NITEC 1998)

3.2-ESTRATIGRAFIA

Las formaciones Vaca Muerta y Quintuco (Titoniano- Valanginiano inf.(Mitchum & Uliana 1985)) poseen en conjunto 900 m de espesor promedio, de los cuales los 170 m basales corresponden a la F. Vaca Muerta y los restantes a la F. Quintuco.

La F. Vaca Muerta yace sobre la F. Tordillo y en este ámbito de la cuenca la F. Centenario apoya sobre la F. Quintuco.(fig.4)

En el yacimiento, la F. Vaca Muerta está compuesta por pelitas y margas oscuras bituminosas con altos contenidos de materia orgánica, compactas, con delgadas intercalaciones de fangolitas y areniscas finas de colores claros. Si bien algunos de estos niveles han registrado manifestaciones de hidrocarburo y gasificaciones, las mismas no revisten hasta el momento importancia económica.

Las facies pelíticas de Vaca Muerta son interpretadas como depósitos marinos profundos de talud a centro de cuenca. En el área en cuestión, estas facies estarían próximas al pie del talud profundizándose hacia el oeste. Estos depósitos se desarrollan con una fuerte tendencia progradacional, tal como se ha reconocido sísmicamente, con dirección desde el E-SE hacia el O-NO (centro de cuenca).(fig.5 y 15)

A partir de la sección basal de la F. Quintuco se observa un cambio en la línea de costa, del SSE al SSO, en tanto que los depósitos superiores se tornan agradacionales.

Con aproximadamente 730 m de espesor se desarrolla la F. Quintuco en el área. La misma puede ser dividida en tres miembros, siendo los espesores aproximados para las secciones Inferior, Medio y Superior de 230, 220 y 280 m respectivamente(Carozzi et al.1981). Estas secciones definidas a partir de quiebres importantes en los perfiles, se correlacionan perfectamente con secciones sísmicas.(fig.4)

Litológicamente la unidad está compuesta por alternancias de calizas (sin presencia de dolomita) de variado tipo: mudstones, grainstones oolíticos, packstones, wackes de colores gris claro a medio y fangolitas gris medio a oscuras, en donde se aprecia una tendencia en la vertical granocreciente y agradacional, en un ambiente de sedimentación marina de plataforma desde facies litorales costeras - regiones de la dorsal de Huinul y Catriel - hasta facies de plataforma somera y restringida a abierta o de mar adentro.

Los niveles reservorio detectados en el área están comprendidos en las secciones Media y Superior de la unidad. De ellos, los más importantes desde el punto de vista de producción y manifestación de hidrocarburos han sido las capas denominadas "Q", "J" y "F" en ese orden.

El nivel "Q"(contacto superior de la secuencia F de Mitchum y Uliana, 1985), objeto principal del presente trabajo, se ubica en el Miembro Medio, mientras que los niveles "J" y "F" corresponden al Miembro Superior (secuencias G y H Mitchum y Uliana 1985).

4-FACIES Y PALEOAMBIENTE

A partir de estudios de coronas efectuados en un pozo productivo y otro sin entrada, del análisis de perfiles e imágenes resistivas de pozo, se realizó una descripción de facies y una caracterización ambiental para el nivel "Q". Estos resultados se integraron con un análisis sismoestratigráfico para este nivel.

4.1-DESCRIPCION DE FACIES

4.1.1-POZO TIPO 1 (NO PRODUCTIVO)(fig.6) (LCV S.R.L. 1998)

Facies 1	1.15 m de fangolitas calcáreas y wackestones bioclásticos, con estratificación nodulosa por compactación diferencial, interpretadas como facies de plataforma abierta.
Facies 2	2.05 m de packstones oolíticos y bioclásticos arcillosos, subordinados mudstones y wackestones. Desarrollan estratificación nodulosa, con bioturbaciones. Corresponden a facies de pie de barras.
Facies 3.1	6.37 m de espesor de grainstones oolíticos a bioclásticos subordinados, con estratificación cruzada planar y ondulítica de mediana escala a sigmoidal. Cuerpos de barras oolíticos con efectos de acción de mareas. Se interpretan como depósitos de barras oolíticas.

Facies 3.2	7.93 m de grainstones oolíticos y bioclásticos con estratificación cruzada tabular planar de mediana escala y subordinada sigmoidal, con ritmicidad de las secuencias. Se interpretan como depósitos de barras con influencia de acción de mareas.
-------------------	--

Arreglo vertical de facies de base a techo sería:

1 → 2 → 3.1 → 3.2 → 2 → 3.1 → 3.2 → 3.1 → 3.2 → 3.1 → 3.2 → 3.1 → 3.2

4.1.2-POZO TIPO 2 (PRODUCTIVO)(fig.7) (LCV S.R.L. 1998)

Facies 1	24.15 m de fangolitas calcáreas y fangolitas, masivas. Escasas fracturas. Corresponden con facies de plataforma abierta de baja energía.
Facies 2.1	3.0 m alternan fangolitas calcáreas y carbonatos con predominio de estos. Estratificación ondulosa. Fracturas escasas con predominio de horizontales. Facies de plataforma abierta de moderada energía.
Facies 2.2	4.65 m de grainstones bioclásticos y subordinados oolíticos. Estratificación ondulosa y cruzada planar de bajo ángulo. Estilolitas abundantes y fracturas abiertas. Se interpretaron como un sistema de barras incipientes.
Facies 3.2	4.50 m de grainstones oolíticos y bioclásticos con participación de litoclastos. Estratificación cruzada tabular planar de mediana escala. Estilolitas y frecuentes y abundantes fracturas abiertas. Tramo de mayor porosidad por microporos en oolitas, estilolitas y fracturas. Constituyen un sistema de barras.
Facies 4.1	3.35 m de wackes muy finos calcáreos. Estratificación flaser y laminación horizontal con bioturbación. Fracturas escasas abiertas y horizontales. Plataforma somera, semirestringida del tipo lagoon.
Facies 5	0.30 m de conglomerado con matriz de fangolitas calcáreas a packstones. Clastos de hasta 5 cm de distintas litologías. Se interpreta este nivel como un muy importante nivel de retrabajo.

Arreglo vertical de facies de base a techo sería:

4.1 → 2.2 → 4.1 → 2.2 → 1 → 5 → 3.2 → 1 → 2.1 → 1 → 2.1 → 1

Las facies 5 más 3.2 (en negrita) podría integrarse como una asociación de facies que caracterizaría a un subambiente de canal de marea.

Las imágenes de pozo permitieron confirmar las asociaciones de facies descritas en las coronas y extrapoladas a distintas posiciones en el yacimiento.

Se identificaron secuencias granocrecientes de no menos de 3,0 m de espesor, interpretadas como depósitos de barras (ratificadas por estudio de coronas) con sentido de paleocorrientes predominante ONO-ESE paralelo a la elongación de cuerpos definidos mediante mapas de isoespesor de carbonatos y de atributos sísmicos . La estratificación cruzada planar de las capas muestra una dispersión bimodal con un rumbo desde los 250° a 330° a valores opuestos comprendidos entre los 70° a 140°y una inclinación entre 10° a 15°.(fig.8)

La normalización estática de las microresistividades muestra un aumento de éstos depósitos hacia los topes de cada secuencia.(fig.9)

En las facies más finas se describieron estructuras ondulosas tipo flaser.(fig.10)

Se observaron estilolitas y microfisuras horizontales a subhorizontales sin desarrollo de fracturas verticales (fig.11)

5-INTEGRACION PALEOAMBIENTAL

El modelo paleoambiental de acuerdo con el arreglo de facies, permite interpretar para el nivel "Q" un ambiente de sedimentación en una plataforma carbonática interna somera y abierta, de alta energía, tal es el caso del pozo tipo 1 (no productivo) a parcialmente restringida en dominios del pozo tipo 2 (productivo). Los cuerpos de barras se disponen con una orientación NO-SE y por su génesis, estos cuerpos carbonáticos tendrían una geometría cordoniforme disponiéndose sobre el suelo marino paralelos a la línea de costa, como resultante del reflujo de corrientes generadas por olas y mareas (fig.12). Los cuerpos de barras integran para el nivel "Q" de dos a tres secuencias de somerización. Eventos de tormentas están asociados a los cuerpos de barras oolíticas bioclásticas.

Protegidos y por detrás de aquellos cordones se desarrollaría un subambiente más restringido y de más baja energía (lagoon) caracterizado por facies finas y fauna algo más escasa.

Los bancos de grainstones oolíticos del "Q" representarían además un período de sedimentación desarrollado durante un descenso eustático importante. Por encima se verifica una importante inundación, ya que sobre los grainstones oolíticos se instalan depósitos de plataforma abierta, descriptos en la facies 1. (figs. 4, 7, 9)

Este nivel de inundación, perfectamente correlacionable con los perfiles de pozo, es un evento de elevada continuidad regional que puede ser seguido sísmicamente en toda el área.

El ambiente paleogeográfico para el nivel "Q" en Loma La Lata estaría representando una plataforma interior influenciada por mareas, del tipo abierta inmediatamente al norte de Río Neuquén en donde se desarrollan cuerpos de barras carbonáticas (ej. pozo tipo 1), evolucionando hacia el noreste a margen de plataforma. Inmediatamente por detrás de estos cordones, en dirección sur, la plataforma sería de tipo restringida a semiabierta integradas por facies incipientes de barras en ámbito de lagoon, con influencia de mareas. En tanto que más hacia el sudoeste se repiten facies de barras, en posiciones más costeras sin llegar a definirse como un "nearshore". (fig.13)

Esta distribución ambiental queda bien definida en el mapa de isoespesores de caliza (fig.12), guardando este a su vez, una estrecha relación con los mapas de amplitudes sísmicas, los cuales muestran una clara orientación en la distribución de los valores en sentido NO-SE, constituyendo "cuerpos sísmicos" con esta orientación. (fig.14)

Los espesores totales del nivel "Q" varían entre 25 a 70 m, siendo el espesor promedio de 45 m.

Las curvas de isoespesor de caliza muestran elongación en la misma orientación que los "cuerpos sísmicos" que se observan en mapas de amplitudes y frecuencia instantánea (NO-SE).

Se destaca la presencia de un mínimo elongado en el sector central, en el que están involucrados los pozos productivos con mayores acumuladas del yacimiento. (fig.14)

En los mapas de amplitudes, a los cuales se les han superpuesto las curvas isópacas para el nivel "Q", se observa una correspondencia entre los mayores valores de amplitud con los menores espesores y los valores menores con los espesores medios y altos. Por esta razón se determina una relación inversa entre las amplitudes y los espesores del nivel "Q". Esto tendría su explicación en el hecho que existe una reducción en el número de reflectores sísmicos, en la zona de mayor acumulada, con posibles efectos de sintonización en su tope, el cual se vería "afectado" por un efecto de interferencia "constructiva".

La arquitectura sísmica interna, en esta zona muestra terminaciones de reflectores sísmicos tipo "top lap". (fig.5) (Limeres y Pioli 1998)

Lateralmente evoluciona incrementando el número de reflectores sísmicos y los valores de amplitud del tope del nivel "Q" decrecen, debido a un efecto de interferencia "destructiva" de los reflectores inferiores. La arquitectura sísmica interna es del tipo paralelo. (fig.15)

Se calculó un mapa isocronopáquico entre el pico (positivo), que representa el tope del nivel "Q" y el valle (negativo) próximo inferior, el mismo muestra espesor bajo a medio en la zona central del campo y los "cuerpos sísmicos" de orientación NO-SE.

En los mapas de Dip y Azimuth se manifiestan claramente varios lineamientos de orientación NO-SE en diversas posiciones del área, los cuales se relacionarían a límites estratigráficos. (fig.16)

6-AMBITO DE MINERALIZACION

Las mayores acumuladas de petróleo por pozo (mayores de 60.000m³) se concentran en un ámbito geográfico restringido dentro del campo. (fig.1)

Tal como fuera descripto en la interpretación paleoambiental, esta área se ubicaría en ámbito de la plataforma restringida, en facies de barras incipientes en un dominio ambiental del tipo lagoon.

En este tipo de subambiente los reservorios que se desarrollan, desde el punto de vista de propiedades petrofísicas primarias, no son los más favorables ya que su geometría es del tipo lenticular y la porosidad-permeabilidad es baja y sólo desarrollada localmente. (Jardine et al. 1982)

Este punto se presenta contradictorio ya que en otras posiciones, por ejemplo en cercanías al pozo tipo 1 (no productivo), se desarrollan barras en facies de grainstones oolíticos de plataforma abierta con una mejor geometría, del tipo cordoniforme y mejores propiedades petrofísicas primarias.

Se puede concluir en primera instancia, que tanto las facies como su ambiente asociado no controlan la ubicación de la mineralización, sólo actúa como control en el cierre dado por las facies finas que rodean lateralmente a los cuerpos carbonáticos más gruesos y de geometría lenticular.

Se han reconocido en las diversas secciones sísmicas la disposición de un gran número de fallas profundas, en un diseño en flor que nacen desde niveles muy profundos con un arreglo casi vertical. El rumbo predominante

es casi NNO-SSE y localizadas desde la región central del campo hacia el oeste y hacia el norte. En el desarrollo vertical de las mismas se observa que afectan todas las unidades comprendidas desde los niveles de F.Molles hasta la F.Quintuco, con una pérdida en la intensidad de los rechazos hacia arriba.

La mineralización de los niveles de la F.Quintuco se emplaza en la parte cuspidal de un amplio abovedamiento de elongación NO-SE y escaso relieve, originado por propagación de fallas profundas (fig.17). Asociadas a las estilolitas y fisuras horizontales se desarrollarían fisuras tensionales y fracturas de descarga que podrían vincularse a los fenómenos de sobrecompactación y relajación de la roca bajo una evolución tectónica lenta. Estas características imponen una porosidad de "fractura" más intensa con una permeabilidad particularmente más desarrollada en la zona de mayores acumuladas.

Los distintos episodios ocurridos desde el Jurásico temprano al Cretácico inferior en forma de procesos pulsatorios de inversión tectónica, resueltos como pequeños pilares o altos estructurales, habrían ejercido algún control tectosedimentario local en la depositación del Grupo Mendoza.

7-CONCLUSIONES

El área de Loma La Lata presenta un fallamiento normal de alto ángulo de orientación NO-SE, principalmente en el ámbito sudoeste y en la zona norte del yacimiento. Estas fallas se relacionarían a tectónica profunda del basamento. Varios sistemas de tipo graben se disponen sobre altos basamentales profundos, de dirección NNO-SSE.

La pila sedimentaria correspondiente a la F.Quintuco - Vaca Muerta presenta un arreglo de secuencias progradas hacia el noroeste para la sección basal, experimentando un cambio en el entorno del nivel "Q", a un arreglo del tipo agradacional con una rotación de la línea de costa al sudoeste para las secciones superiores.

Los lineamientos y caracteres observados en mapas de atributos sísmicos para el nivel "Q" responderían principalmente a rasgos estratigráficos.

Los valores de amplitud sísmica no se relacionan con variables petrofísicas y/o litológicas, sino que tienen una relación inversa con los espesores de carbonato en el nivel "Q".

Los carbonatos del nivel "Q" fueron depositados durante una caída eustática importantes y se encuentran limitados en techo y base por eventos sísmicos de elevada continuidad regional, correlacionable con eventos geológicos, también regionales (inundaciones).

El modelo paleoambiental propuesto para el nivel "Q" correspondería a una plataforma carbonática interior somera, de abierta a restringida, con una asociación facial que caracteriza ambientes de barras y lagoon influenciados por mareas.

Las terminaciones de los reflectores sísmicos asociados al nivel "Q" en el ámbito geográfico de la zona de mayor acumulada, la reducción de espesor y los flexuramientos observados en secciones estratigráficas y sísmicas indicarían pequeños altos estructurales activos en diversos momentos geológicos.

La mineralización se ubica en el ápice de esas zonas flexuradas, generadas por fallas profundas de basamento, posiblemente asociadas con fracturación en donde las facies finas actuarían de sello. Asociadas a las estilolitas y fisuras horizontales se desarrollarían fisuras tensionales y fracturas de descarga que podrían vincularse a los fenómenos de sobrecompactación y relajación de la roca bajo una evolución tectónica lenta. Este estudio integrado permitió acotar en el campo las zonas con mejores potenciales de desarrollo, explicar la concentración de la producción en un área geográfica restringida y generar un modelo extrapolable a zonas aledañas al yacimiento a ser utilizado para la localización de nuevas perforaciones y/o reparaciones.

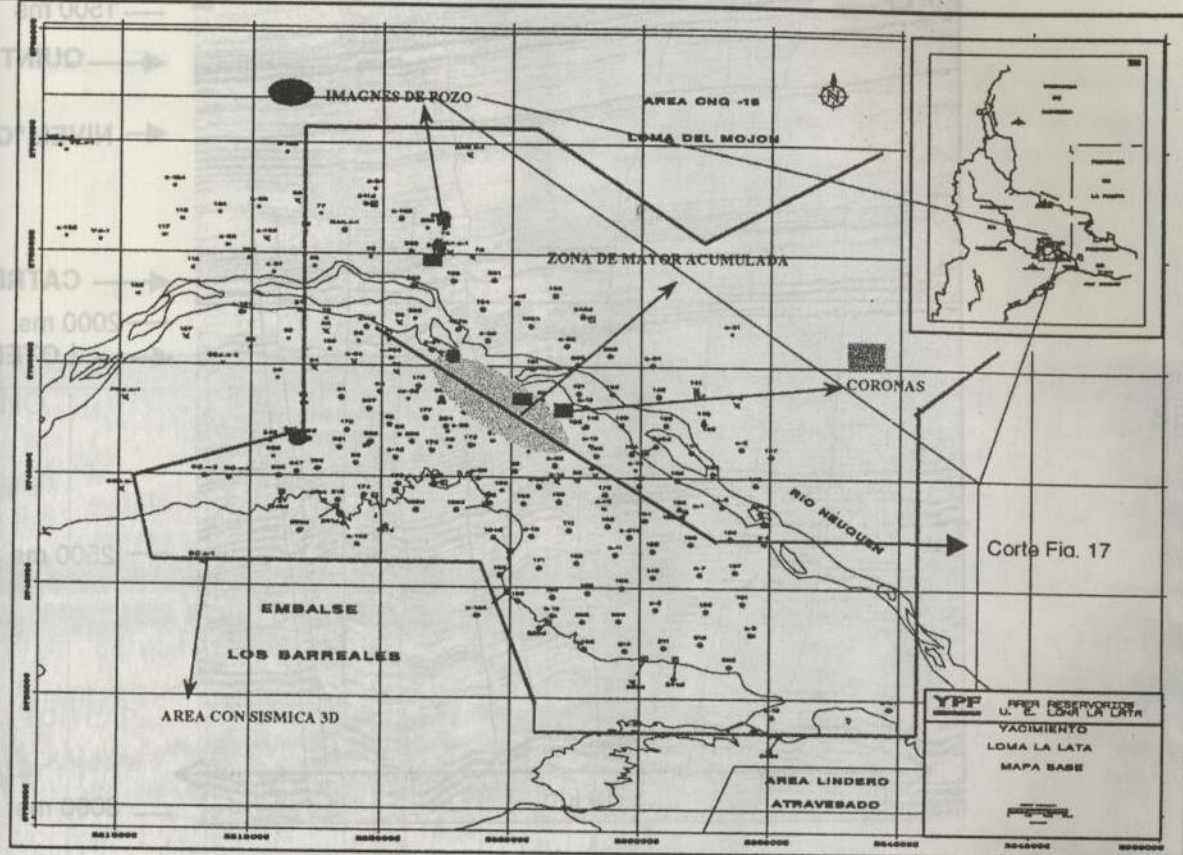
8-AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro agradecimiento a las personas y compañías de servicio, principalmente LCV S.R.L., que colaboraron en este estudio. Especialmente a la Lic. Ana Limeres, al Lic. Oscar Pioli y al Geol. Julio Dogliani y Adriana Araujo.

También agradecemos a YPF S.A. y a la gerencia de la U.E. Loma La Lata por estimular y autorizar la publicación de esta síntesis.

9-BIBLIOGRAFÍA

- Carozzi et al. (1981): "Análisis sedimentológico y diagenético del miembro superior de la Formación Quintuco". Informe interno YPF S.A.
- Jardine, D and J. W. Wilshart. (1982): "Carbonate reservoir description". SPE10010
- LCV S.R.L. (1998): "Estudio sedimentológico sondeo YPF.Nq.LLL-53 1° y 2° ccc yacimiento Loma La Lata". Informe a YPF S.A
- LCV S.R.L. (1998): "Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético y mineralógico sondeo YPF.Nq.LLL-78 4° ccc yacimiento Loma La Lata. Informe a YPF S.A.
- Limeres, A. y O. Pioli (1998): "Loma La Lata: Informe Sísmico Geológico". Informe Interno YPF S.A.
- Mitchum, R and M. Uliana (1985): "Seismic Stratigraphy of Carbonate Depositional Sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina." Memoria 39 AAPG Seismic Stratigraphy II, pgs. 255-274.
- NITEC (1998): "Geophysical report". Informe a YPF S.A. Vol. 1 y 2.



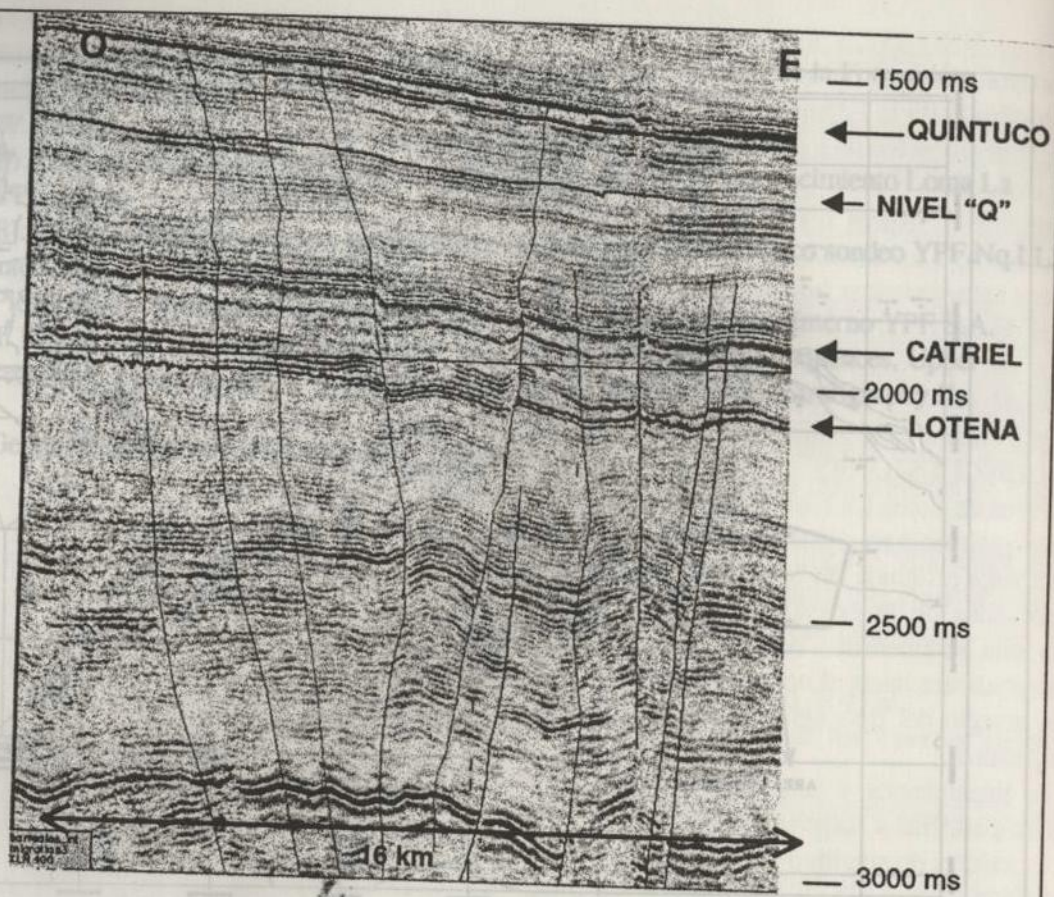


Fig.nº 3: Fallamiento profundo de basamento y sistemas de graben

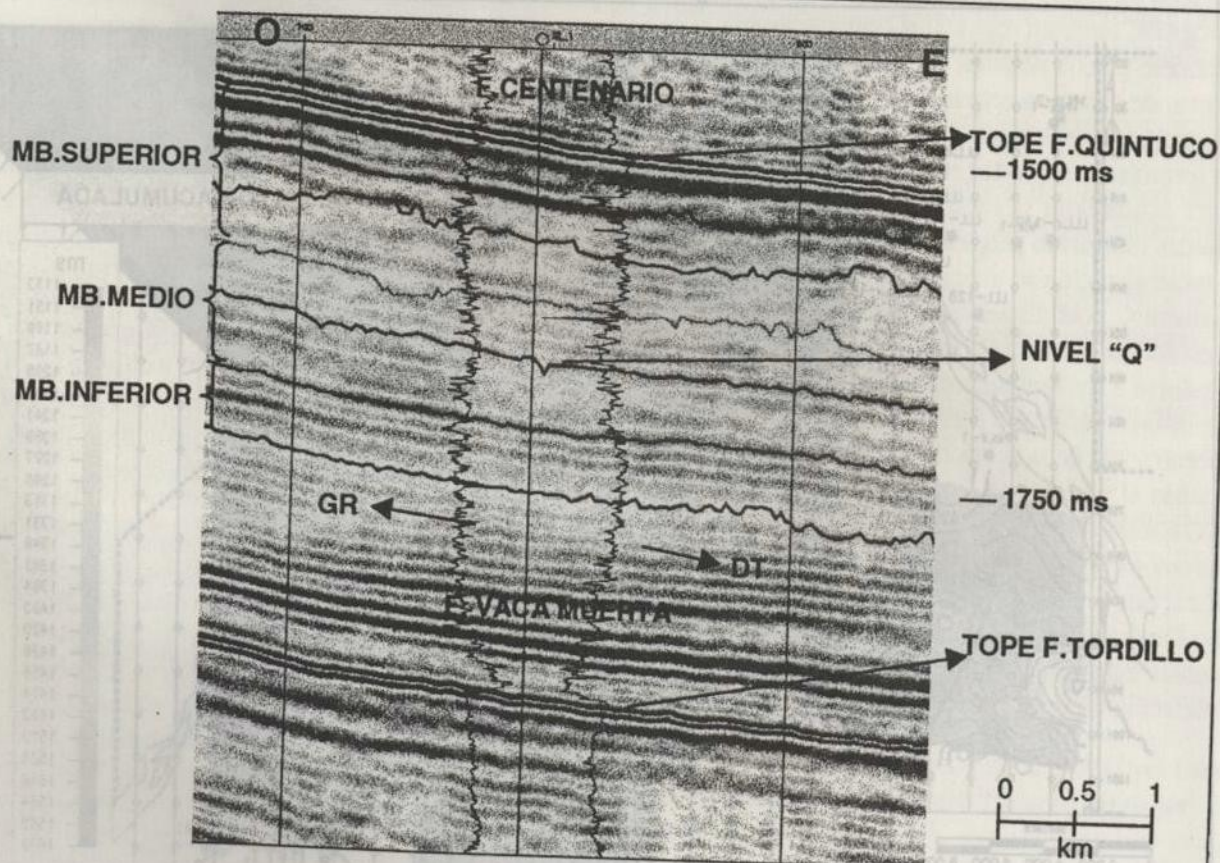


Fig. nº4: División estratigráfica local definida por perfiles y secciones sísmicas

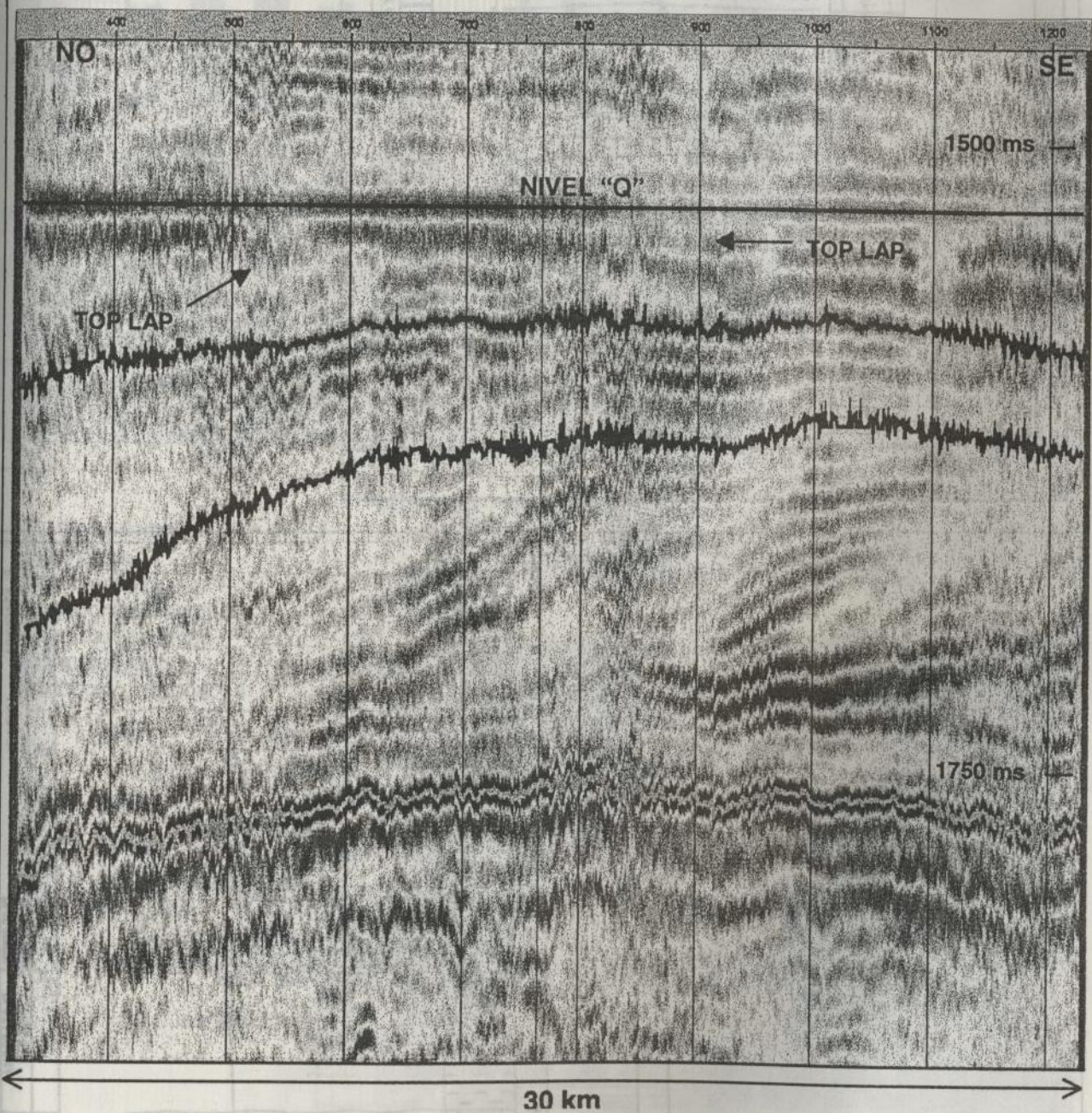


Fig. nº5: Estructura interna tipo "Top Lap" en la zona de mayor acumulada para el Nivel "Q"

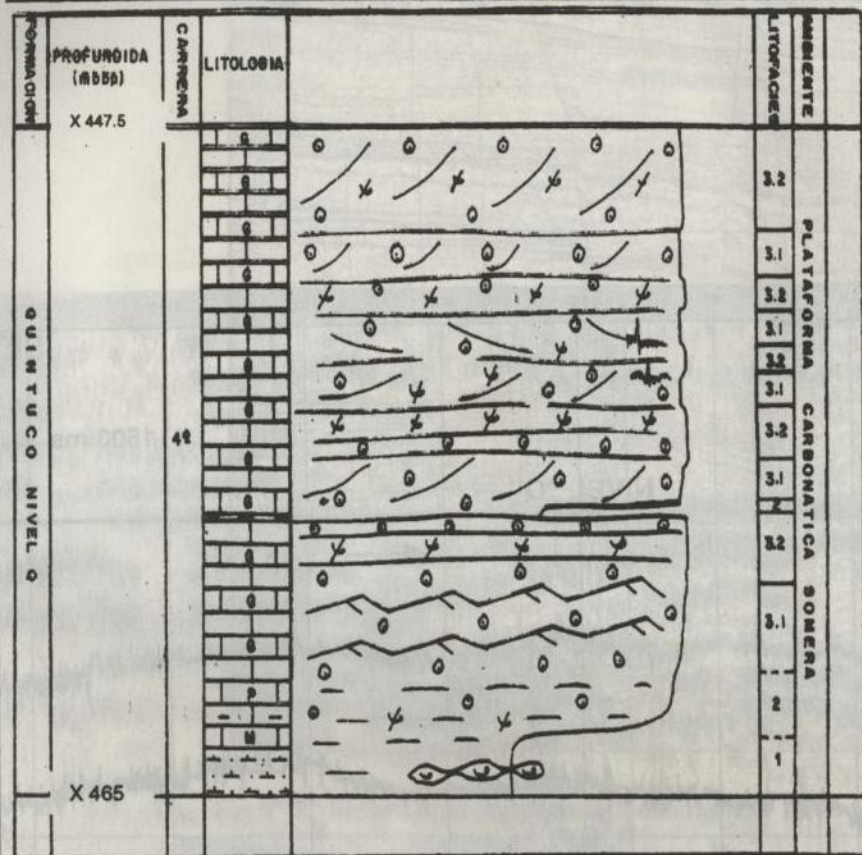
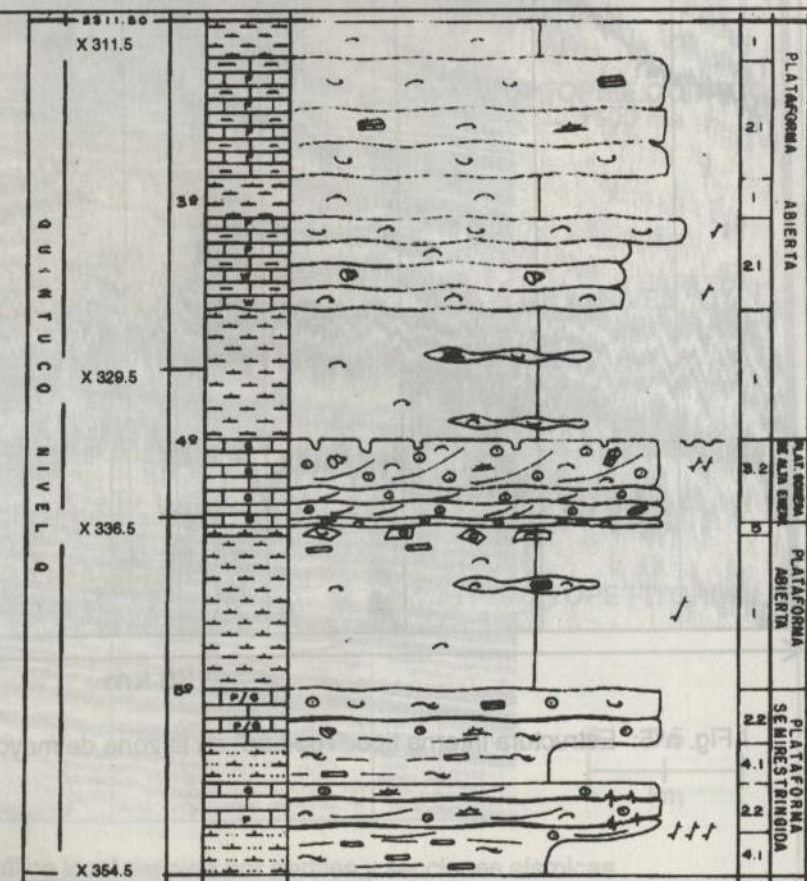


Fig. n° 6: Descripción de facies pozo tipo 1

Fig. n° 7: Descripción de facies pozo tipo 2



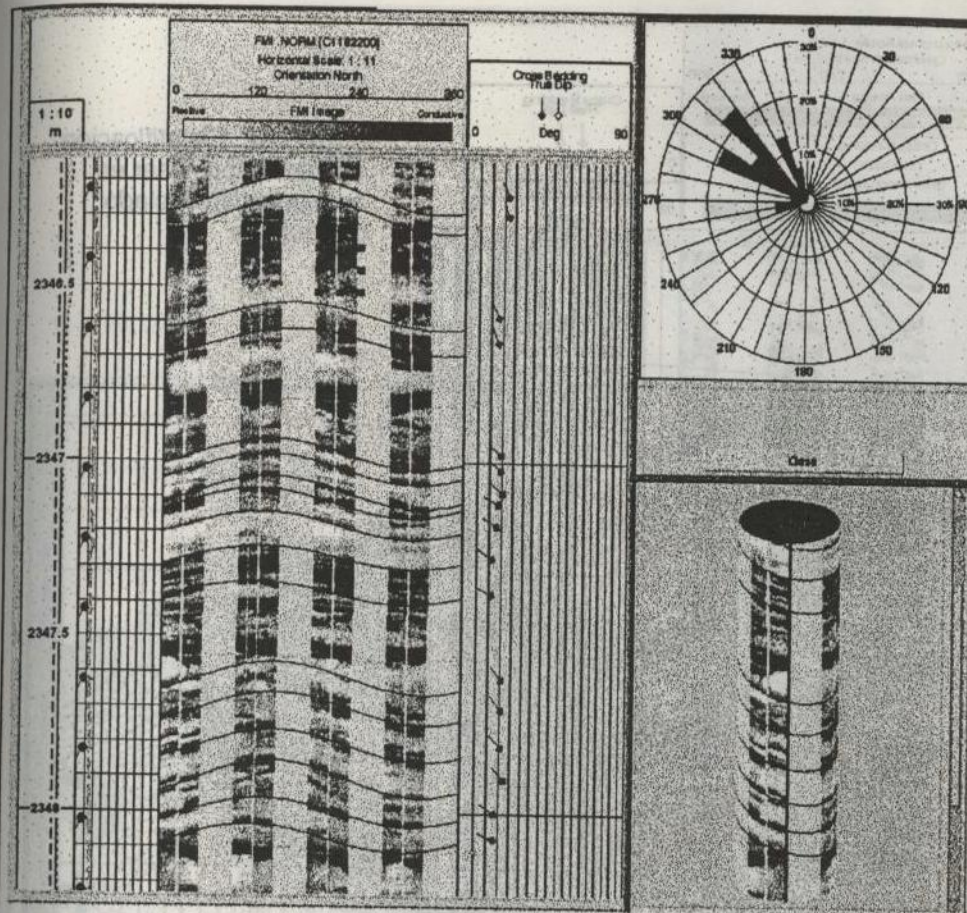
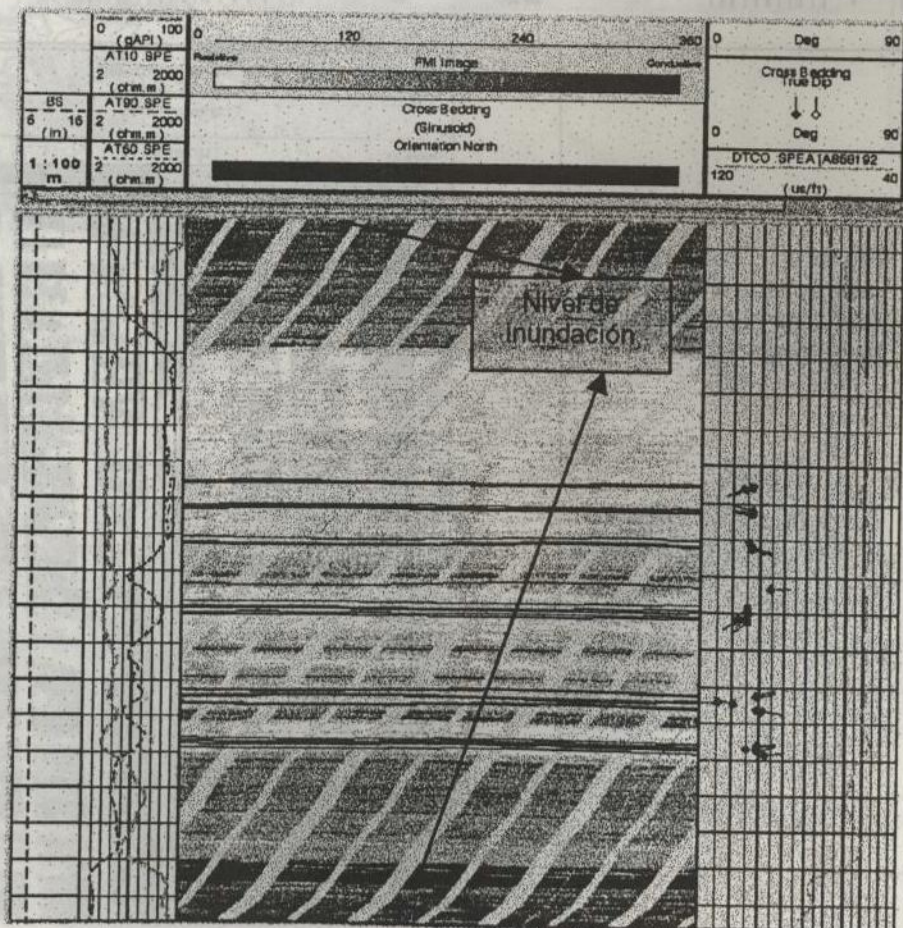


Fig. 9: Secuencia carbonática granocreciente correspondiente a las barras carbonáticas. Obsérvese la distribución bimodal de



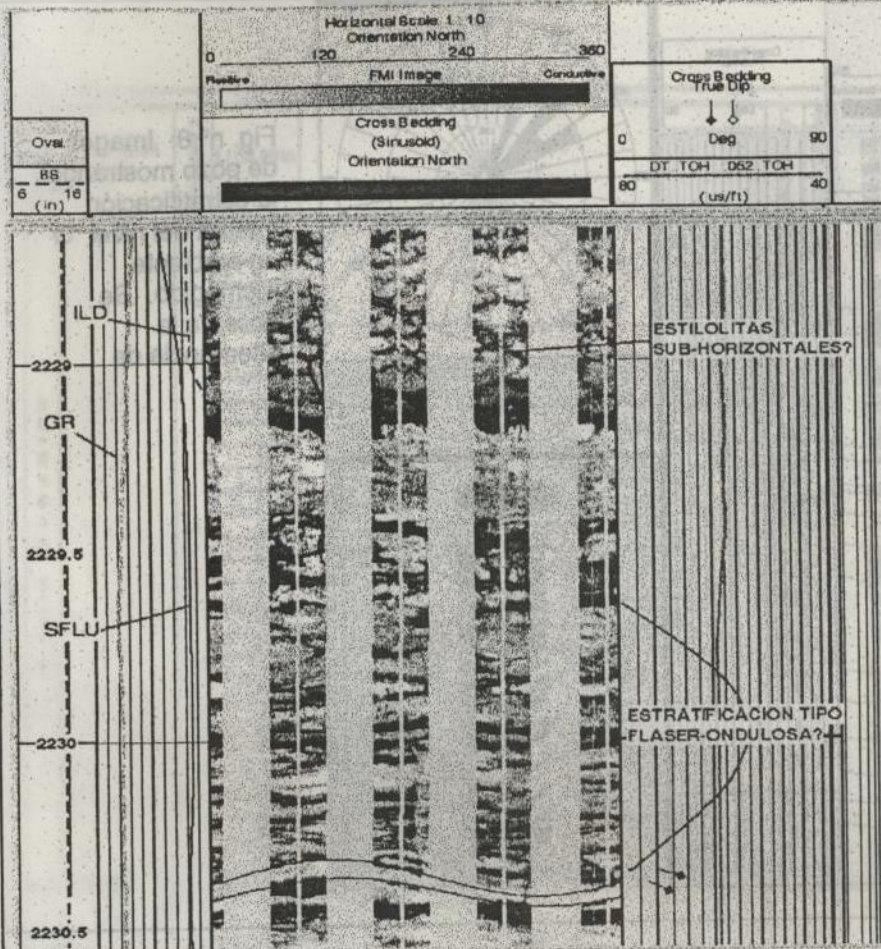


Fig. n° 10: Estratificación ondulosa tipo flaser en ambiente influenciado por mareas

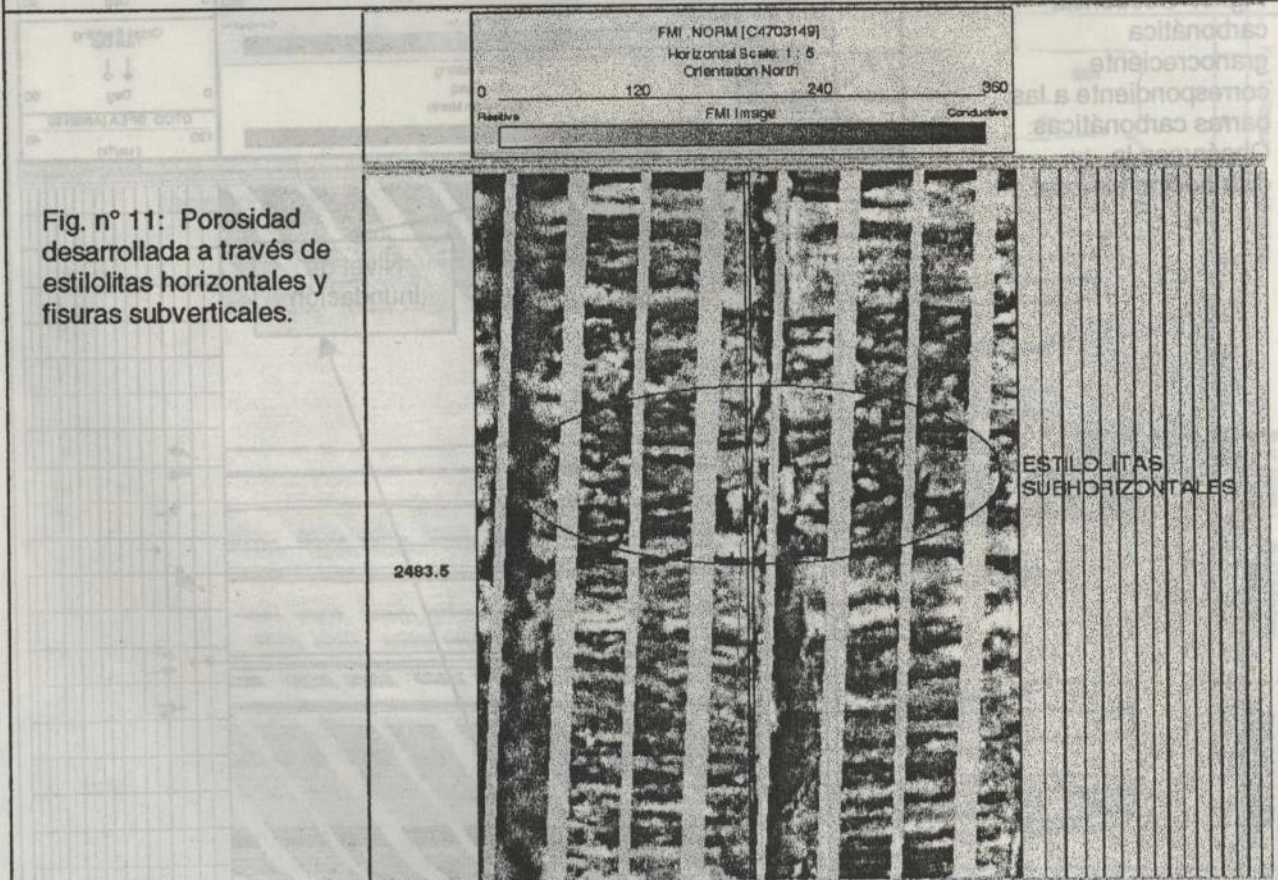


Fig. n° 11: Porosidad desarrollada a través de estilolitas horizontales y fisuras subverticales.

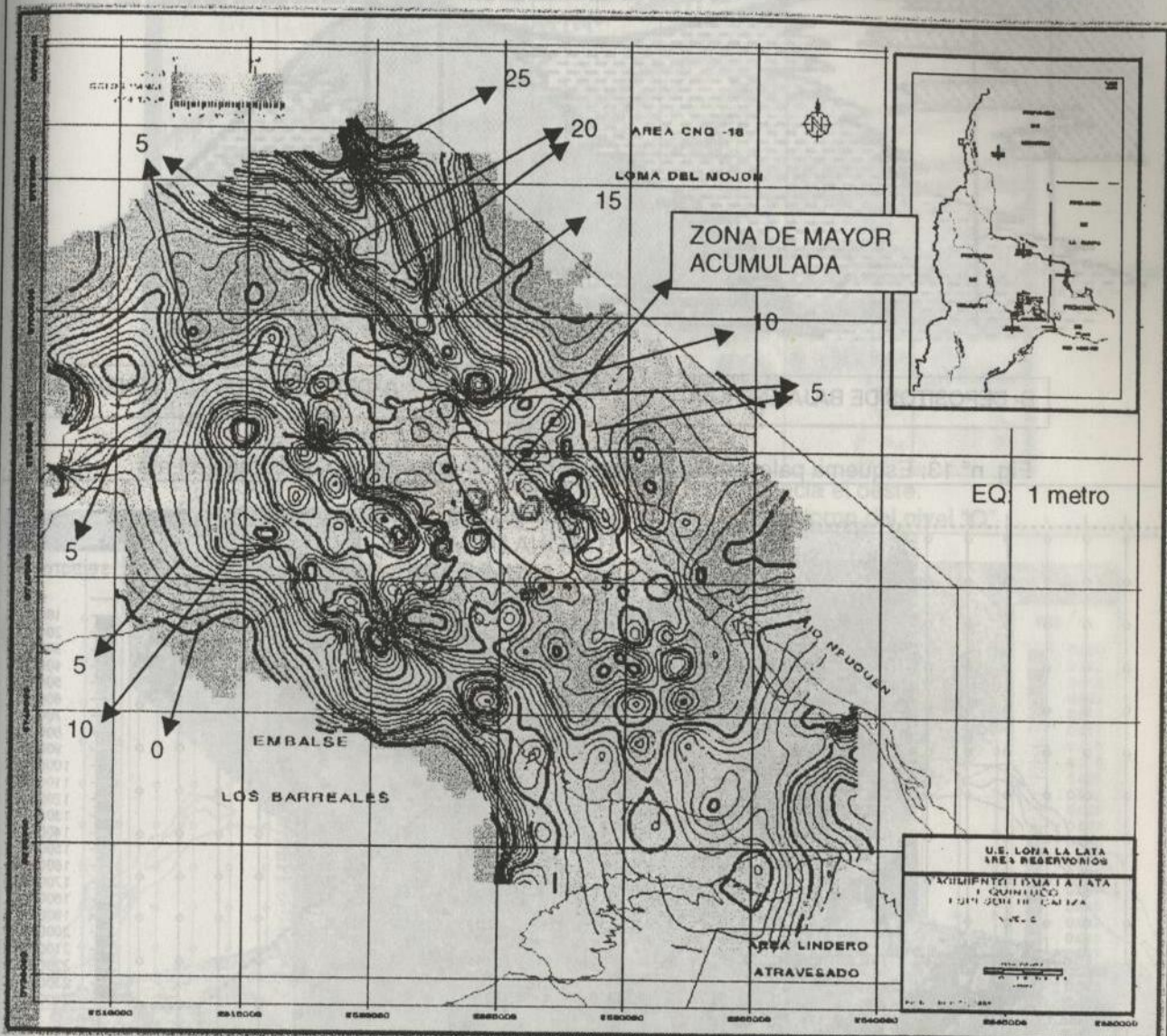


Fig. n° 12: Mapa de isoespesor de carbonatos, mostrando la disposición de las barras en forma paralela a la línea de costa.

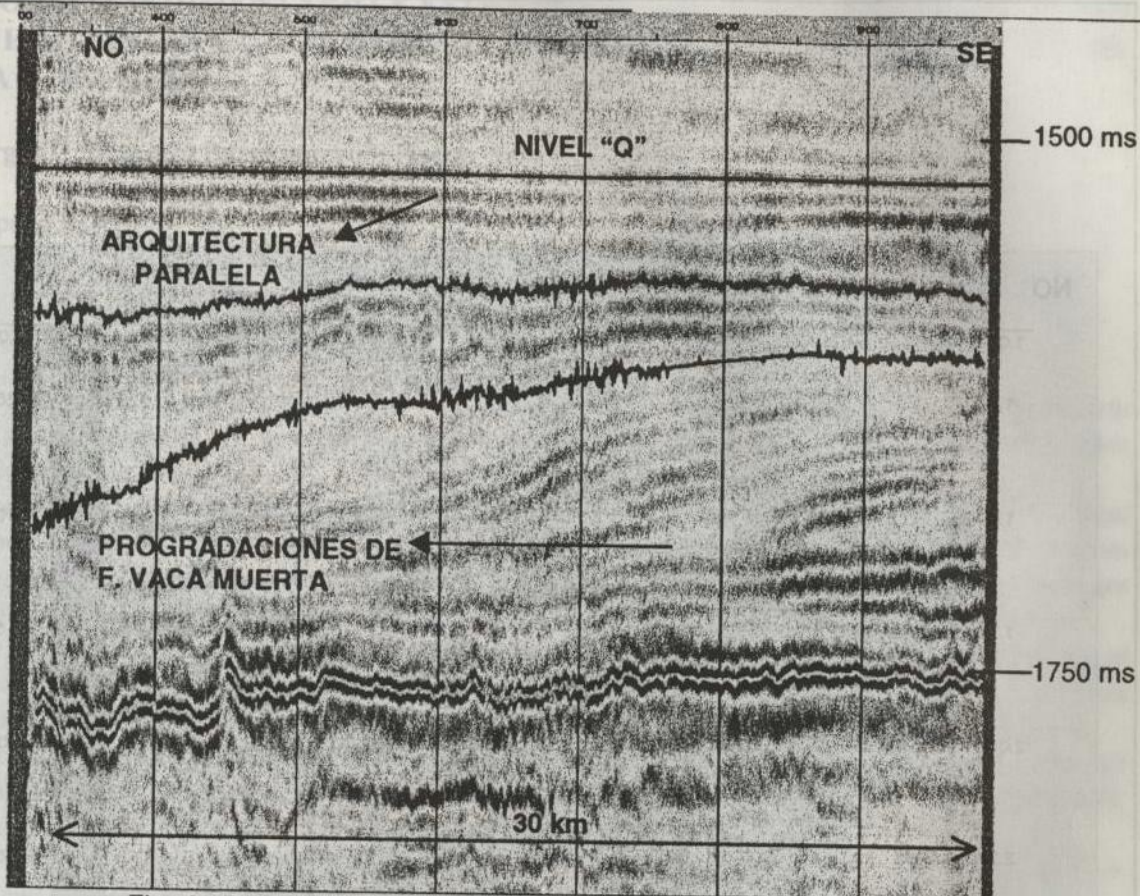


Fig. n° 15: Progradaciones de la F. Vaca Muerta hacia el oeste.
F. Quintuco agradacional con reflectores paralelos en el entorno del nivel "Q"

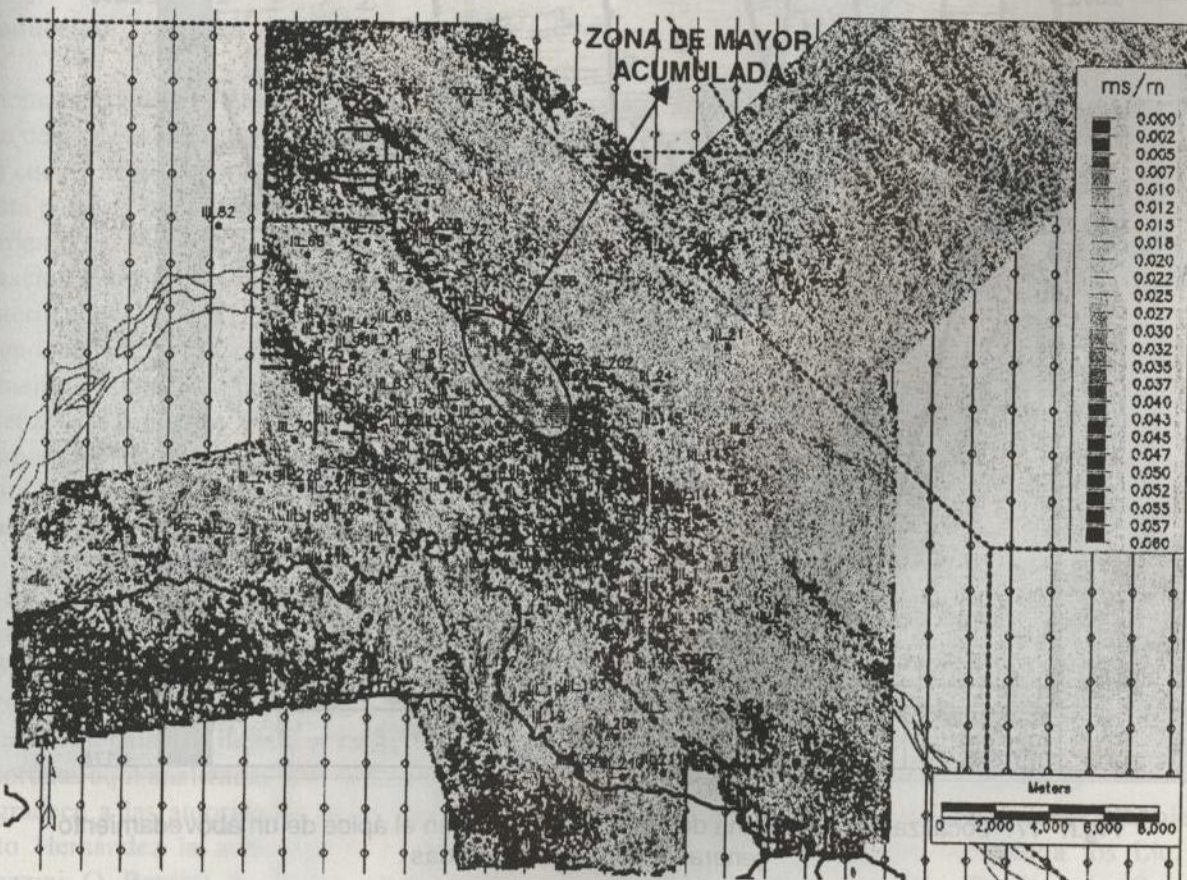


Fig. n° 16: Mapa de buzamiento (DIP), al tope del nivel "Q"

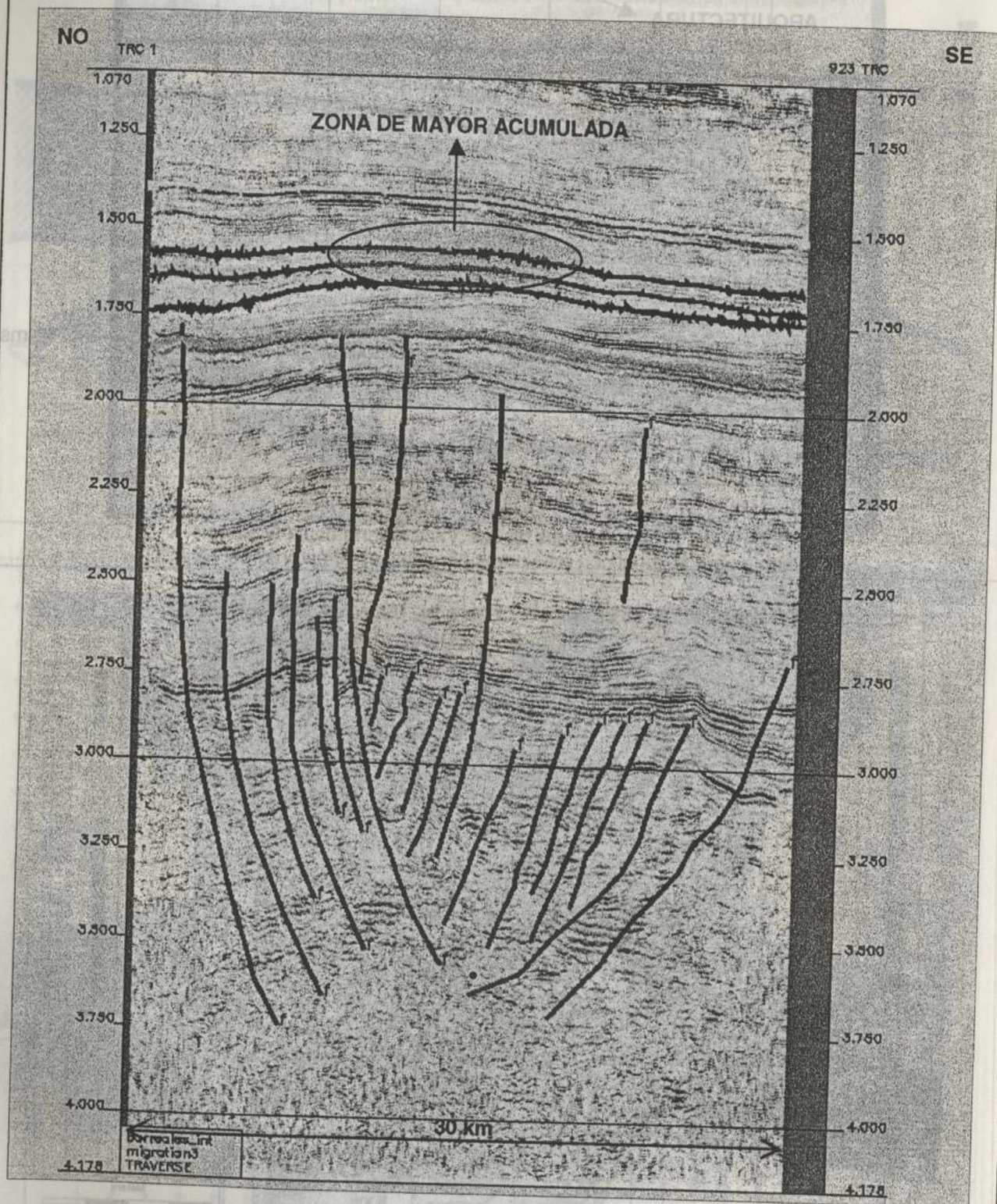


Fig. n° 17: Localización de la zona de mayor producción en el ápice de un abovedamiento generado por fallas profundas