



Universidad Nacional de La Plata

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

# **Caracterización del Reservorio desde los puntos de vista Geológico y Petrofísico**

Lic. Facundo Ignomiriello

Tesina Presentada para la "Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos".

**Directora:** Lic. Ángela Melli

**Codirectora:** Lic. María Luisa Rodríguez Schelotto

**Codirector:** Sr. Ernesto Daniel Cabello

La Plata, 2017

## **RESUMEN**

El siguiente trabajo “Caracterización del Reservorio desde los puntos de vista Geológico y Petrofísico” tiene como finalidad construir un modelo geológico-petrofísico para poder caracterizar y darle un marco de referencia al reservorio del yacimiento Puesto Touquet ubicado en la Cuenca Neuquina, a partir del análisis de los datos en los testigos corona, muestras de cutting, testigos laterales obtenidos de los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1002, Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1.

## INDICE

<b>1.OBJETIVO</b> .....	4
<b>2.INTRODUCCIÓN</b> .....	5
<b>2.1</b> Estratigrafía .....	6
<b>2.2</b> Gupo Cuyo Inferior .....	9
<b>2.3</b> Yacimiento Puesto Touquet.....	10
<b>3.METODOLOGIA DE TRABAJO</b> .....	13
<b>4.DESARROLLO Y RESULTADOS</b> .....	15
<b>4.1</b> Descripción de coronas Pozos: Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1002, Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1 .....	15
<b>4.2</b> Descripción petrofísica Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1013. ....	55
4.2.1 Petrofísica Básica. ....	55
4.2.2 Petrofísica Especial. ....	57
4.2.2a CVP (Compresibilidad del Volumen Poral). ....	57
4.2.2b Factor de Formación.....	60
4.2.2c Índice de Resistividad .....	63
4.2.2d Puntos Extremos de saturación y Permeabilidades Efectivas. ....	63
<b>4.3</b> Cuadros de datos geológicos y petrofísicos. ....	67
<b>5.CONCLUSIONES</b> .....	77
<b>6.BIBLIOGRAFIA</b> .....	78

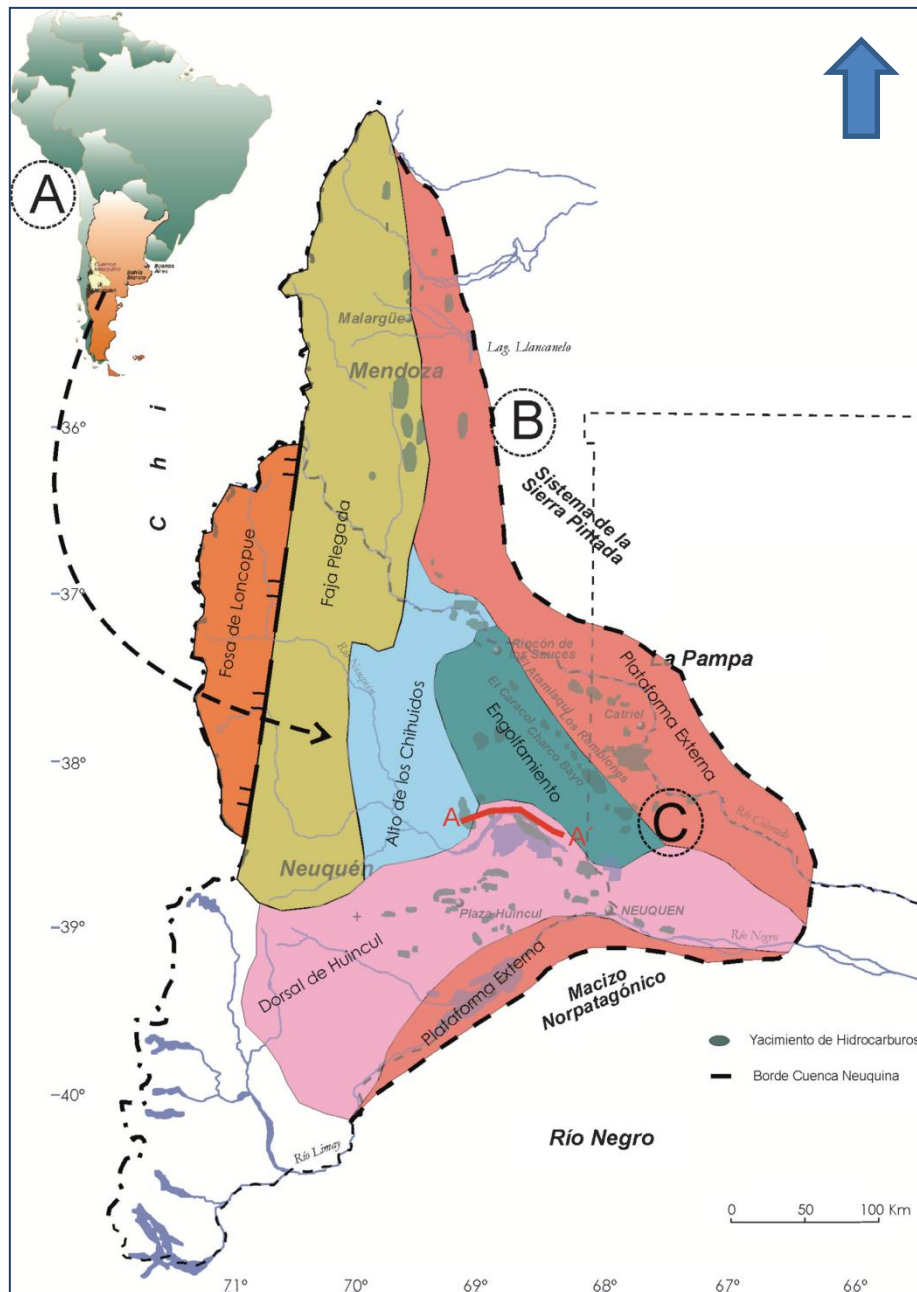
## 1-Objetivo

Utilizando muestras del subsuelo (testigos coronas, muestras de cuttings) se caracterizó el reservorio del Yacimiento Puesto Touquet teniendo en cuenta los siguientes puntos descritos a continuación.

- Realizar el análisis de las rocas, con el objetivo de tener un marco de referencia del esqueleto del reservorio utilizando las muestras disponibles: testigos corona, *cuttings* y cortes delgados.
- Considerar los diferentes procesos diagenéticos que modificaron el sistema poral original.
- Realizar el análisis de los datos disponibles arrojados por los Estudios Petrofísicos (Básicos y Especiales), y generar, de ser necesario, nuevos datos, con el objetivo de tener un marco de referencia de las propiedades del reservorio y la aplicación de la información disponible.
- Realizar una caracterización geológica y petrofísica integrada de las rocas que constituyen el reservorio vinculando propiedades petrofísicas vs características geológicas teniendo en cuenta las litofacies.

## 2-Introducción

La Cuenca Neuquina está localizada al este de la Cordillera de Los Andes entre los 32° y 40° de latitud S en el norte de la Patagonia Argentina, abarcando la totalidad de la provincia de Neuquén, el sector occidental de la provincia de Río Negro, La Pampa y la porción suroccidental de la provincia de Mendoza, cubriendo un área de más de 120.000 Km<sup>2</sup> (Figura 1).



**Figura 1.** (A) Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina, (B) Mapa de la Cuenca Neuquina con unidades morfoestructurales. (C) Ubicación de la sección analizada (Modificado de Alonso et al. 2011).

Contiene un registro estratigráfico de 6000 metros de espesor, con edades que van desde el Triásico al Paleógeno. La sucesión sedimentaria incluye facies continentales y marinas silicoclásticas, carbonáticas y evaporíticas.

Las características que hacen especial a esta cuenca en el ámbito internacional son la multiplicidad y complejidad de estilos estructurales, calidad y variedad de los afloramientos expuestos al pie de los Andes, la diversidad de paleoambientes sedimentarios presentes (continentales, transicionales y marinos) y abundante información del subsuelo por ser una de las principales cuencas hidrocarburíferas: El 42% de petróleo y el 55% de gas en Argentina corresponden a yacimientos de la Cuenca Neuquina. Además, los estudios geoquímicos realizados en las formaciones Vaca Muerta, Los Molles y otras, arrojaron valores de COT (contenido orgánico total) mayores de 0,5%.

### 1.1-Estratigrafía

La depositación de la cuenca (Figura 2) comenzó durante tiempos triásicos, sobre un basamento integrado por metamorfitas de bajo grado de edad Si-Dv y plutonitas y vulcanitas del Cb-Tr inf que se han incluido en el Grupo Choiyoi, donde el margen centro oeste de la placa de América del Sur estuvo sometido a procesos tectónicos extensionales asociados al desmembramiento de Pangea. El resultado de dichos procesos fue la formación de hemigrábenes de rumbo noroeste. En la etapa de synrift se intercalan sucesiones volcánicas y facies continentales (Muravchik, 2011). Estos depósitos de carácter continental, que alcanzan hasta el Jurásico Inferior, pertenecen al denominado Precuyano (Schiuma et al, 2002).

Durante el Jurásico Inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción desarrollando el primer arco magmático Mesozoico. La subsidencia generada en el retroarco originó condiciones de espacio de acomodación para que se produjeran transgresiones desde el Pacífico y depositaron el Grupo Cuyo a través de aperturas en el arco (Spalletti, 2000); (Macdonald, 2003). Esta ingresión marina está bien representada por la Fm Los Molles, seguida por un conjunto de progradaciones clásticas (Fm Lajas) y culmina con sedimentos rojos aluviales (Fm Challacó). Estas últimas son cubiertas por depósitos evaporíticos asignados a la Fm Tábanos.

Luego de una reactivación tectónica (movimientos Intercalovianos) y sobre un contacto discordante, se produjo la depositación de la sucesión correspondiente al Grupo Lotena constituido por sedimentos clásticos y carbonáticos (Fm Lotena y Barda Negra) que representan un ciclo transgresivo-regresivo durante el que se depositaron calizas arrecifales en la base (Fm La Manga) y evaporitas en la parte superior (Fm Auquilco). Este grupo, a diferencia del Grupo Cuyo, no registra depósitos marinos profundos, lo que explicaría la ausencia de rocas madres Hidrocarburíferas.

Luego se produce un importante cambio paleogeográfico producto de la reactivación de arco volcánico en el oeste (movimientos Intraméricos), que anularon las conexiones de la cuenca con el Pacífico. Se forma relieve estructural sobre el eje de la "Dorsal Neuquina". Como consecuencia se deposita un espeso intervalo de clásticos continentales aluviales, fluviales y eólicos (Fm Tordillo) en el Jurásico Superior (Schiuma et al, 2002). Estos depósitos continentales culminan abruptamente en el Tithoniano temprano con la ingresión marina Pacífica y son reemplazados por pelitas oscuras con elevado contenido de materia orgánica (Fm Vaca Muerta). Las rocas de las formaciones Tordillo y Vaca Muerta junto a las que representan progradaciones clásticas-carbonáticas en ambientes proximales (Fm Loma Montosa y Quintuco) constituyen la base del Grupo Mendoza inferior (Tithoniano-Valangiano inferior) (YPF, 2015).

A partir de una importante caída del nivel de mar, se generan importantes depósitos clásticos (Fm Mulichinco). Sobre estos se disponen facies marinas (Fm Agrio y Centenario) que constituyen una importante progradación clástica proveniente del sudeste de la cuenca. Este intervalo abarca el Grupo Mendoza Superior (Valanginiano-Barremiano).

Al Grupo Mendoza le suprayace, en discordancia, el Grupo Rayoso (Aptiano-Albiano) que representa un evento de desecación importante, con la depositación de facies clásticas y evaporíticas (Fm Huitrín y Rayoso) (Schiuma et al, 2002).

Sobre el Grupo Rayoso apoyan discordantemente las sedimentitas del Grupo Neuquén, compuestas por arcillitas y areniscas rojo violáceas continentales del

Cretácico Superior (Schiuma et al, 2002) el cual contiene una de las faunas de dinosaurios más interesantes del mundo.

A principios del Terciario se produce la primera Transgresión Atlántica en la cuenca depositando sedimentitas clásticas y carbonáticas de ambientes marinos someros del Grupo Malargüe.

Completan la columna en el sector mendocino, los registros pertenecientes a depósitos terciarios con gran participación volcánica íntimamente relacionados con las fases diastróficas andinas (Schiuma et al, 2002).

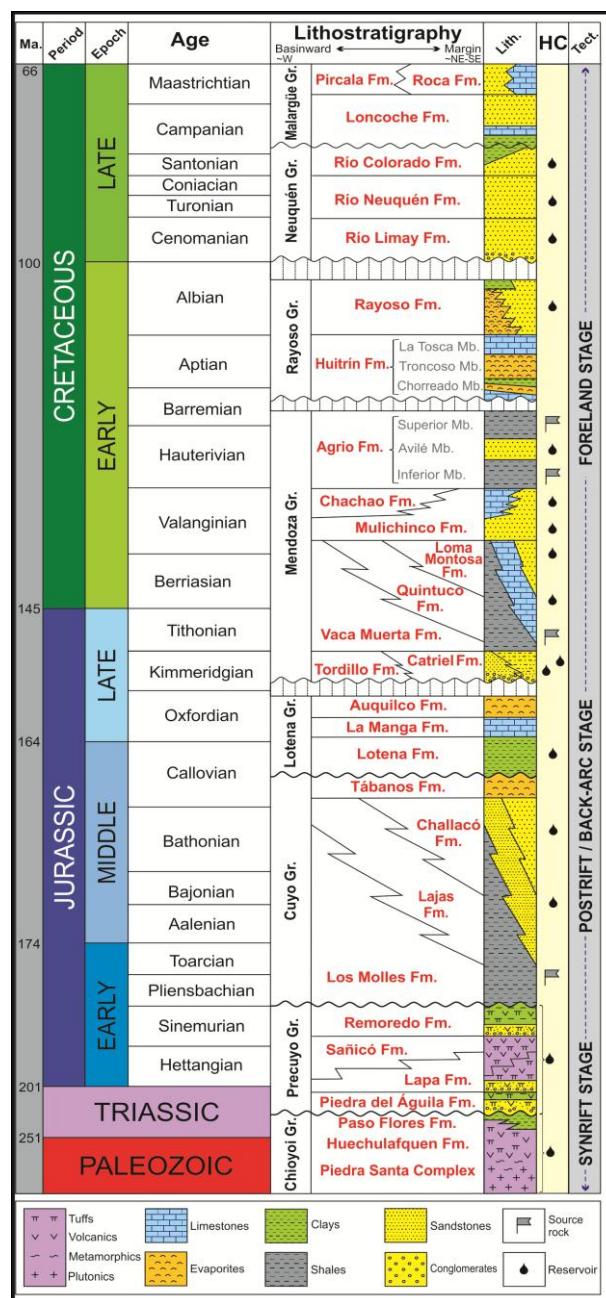
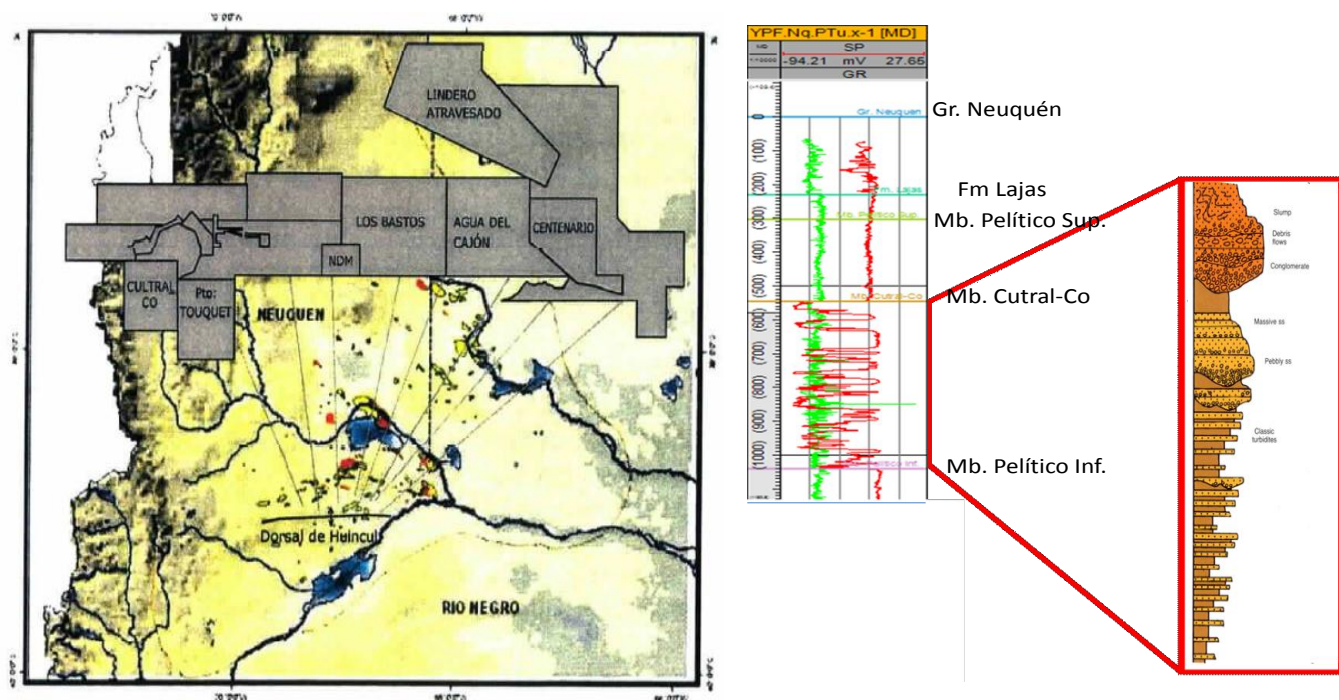


Figura 2. Columna Estratigráfica de la cuenca Neuquina. (Modificado de Sylwan et al. 2011).



## 1.2-Grupo Cuyo Inferior

Las rocas reservorio involucradas en el Jurásico Inferior corresponden a las primeras secuencias deposicionales del Grupo Cuyo y son productivas a lo largo de la “Dorsal de Huincul” (Schiuma et al, 2002) (Figura 3). Estas apoyan en forma discordante sobre las sedimentitas volcaniclásticas Precuyanas o sobre las vulcanitas del Grupo Choiyoi (Gulisano, 1984). Comienza con una sección transgresiva marina de edad Pliensbaquiana, que representa la etapa final de los depósitos de Synrift.



**Figura 3.** Ubicación de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina (izquierda). Perfil del pozo YPF.Nq.PTu.X-1 y estratigrafía Miembro Cutral-Có (derecha).

El Grupo Cuyo Inferior está compuesto por conglomerados, areniscas y lutitas de aguas profundas y euxínicas, denominada esta última Fm Los Molles (Weaver, 1931) en Neuquén.

La Dorsal de Huincul es un importante elemento morfoestructural que se extiende por más de 200 km con orientación OSO-ENE. Ha sido interpretado como una falla de desplazamiento lateral de sentido dextrógiro. La existencia de depocentros con subsidencia controlada por fallas y etapas de inversión tectónica, asociada a eventos de transtensión y transpresión, dieron lugar a la presencia de discordancias y truncaciones con fuertes variaciones de facies y de espesor en los depósitos del Grupo Cuyo.

El reservorio productivo del Grupo Cuyo inferior desarrollado en la Dorsal de Huincul, corresponde a secuencias progradantes de conglomerados y areniscas de ambientes de abanicos aluviales y deltaicos para la región de Salitral-Centenario y de abanicos submarinos para la región de Puesto Touquet-CultralCó (Schiuma et al, 2002), (Figura 3). Entre estas dos regiones se encuentra el área Los Bastos, donde en el bloque alto generado por transpresión, se encuentran depósitos de menor espesor y que son considerados trampas estratigráficas y combinadas.

Esta secuencia progradante de edad Toarciana apoya directamente sobre la secuencia transgresiva de la Fm Los Molles de edad Pliensbaquiana. Las rocas de esta unidad corresponden a uno de los reservorios productivos de mayor edad geológica de la Cuenca Neuquina. Son portadores de gas seco y se caracterizan por su baja permeabilidad, alcanzando los 200 metros de espesor permeable (Schiuma et al, 2002).

Para los reservorios clásticos gasíferos del Grupo Cuyo Inferior, en la región oriental de la Dorsal de Huincul, en los yacimientos El Salitral, Centenario y Puesto Touquet, la roca generadora corresponde a la sección inferior pelítica (Fm Los Molles). De acuerdo a los análisis geoquímicos realizados las muestras presentaron valores de MO entre 1% y 2,56% (Schiuma et al, 2002). Tiene un aporte de material continental importante que le confiere características de mezcla de Kerógenos de tipo II (típicamente marinos) y tipo III (típicamente deltaicos).

En el corte estratigráfico E-W que atraviesa la Dorsal se observa en el Este los Yacimientos El Salitral-Centenario y hacia el Oeste, el Yacimiento Puesto Touquet ubicado en un depocentro del grupo Cuyo Inferior, pertenecientes a un ambiente de abanicos submarinos datados por amonites de edad Toarciano (Schiuma et al, 2002).

### 1.3-Yacimiento Puesto Touquet

Este yacimiento (Figura 4) fue descubierto por el pozo YPF.Nq.PTu.x-1, perforado por YPF en el año 1983, donde se extrajeron 4 carreras con corona que serán descriptas a lo largo de este trabajo. Fue el primero en incorporar

dentro de la Cuenca Neuquina al Grupo Cuyo Inferior como unidad productora. La formación aportó bajos caudales de gas seco. Por esta razón y también debido a la falta de gasoductos el yacimiento fue recién desarrollado en 1994 (Schiuma et al, 2002).

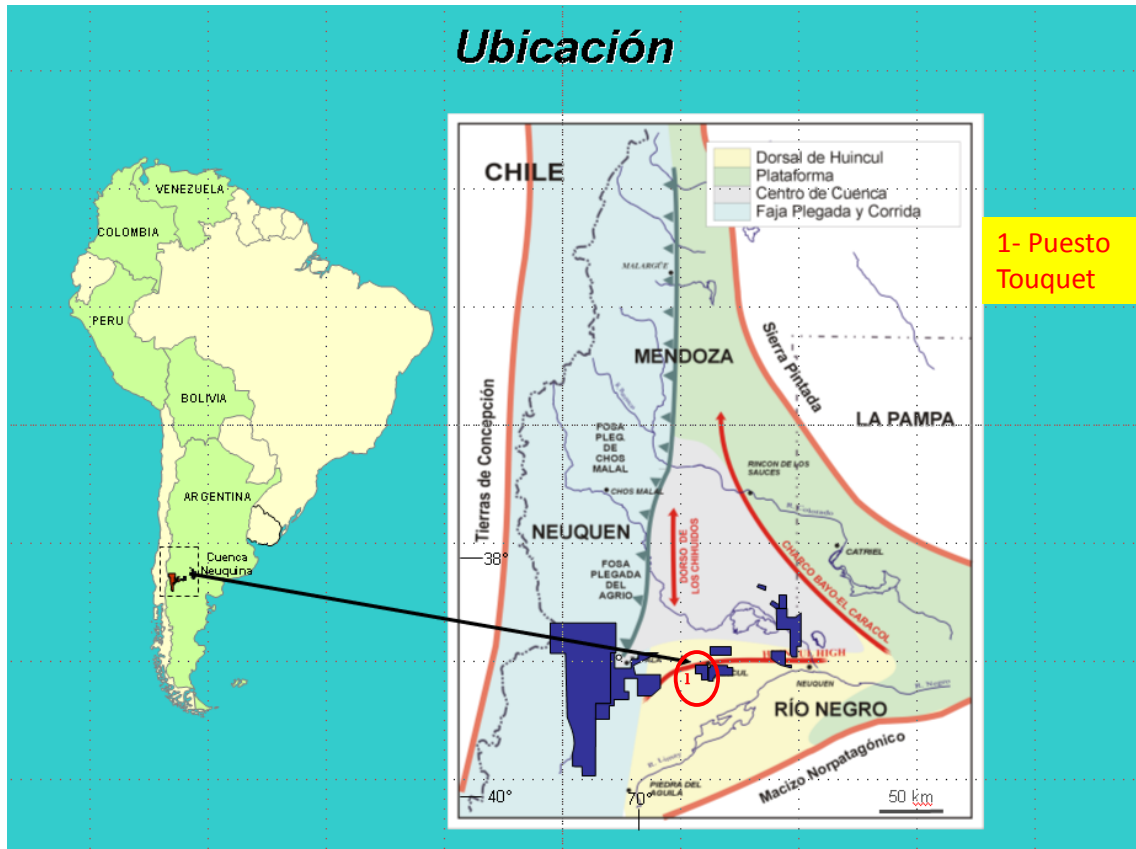


Figura 4. Ubicación áreas Puesto Touquet.

Litología y ambientes depositacionales: El Grupo Cuyo Inferior se divide en dos miembros.

**Miembro pelítico inferior:** Está constituido por arcilitas gris oscura, masivas y areniscas finas con pobres condiciones petrofísicas. En la base se inicia con una caliza arenosa con impregnaciones de hidrocarburos que en el pozo PTu x-1 aportó escaso caudal de petróleo. Su espesor es de 300 metros. Este miembro descansa en forma de Onlap sobre el basamento (Gomez Omil et al, 2002).

**Miembro Cutral Có:** Paquete arenoso de hasta 32 m de espesor, que intercala con bancos de limoarcilita, que ha sido interpretado como depósito de flujos

turbidíticos (Carbone, 1988). Otras interpretaciones no publicadas asignan su génesis a un ambiente de fan-delta. Son productoras de gas seco. La edad de estos niveles es Plienbaquiano Superior a Toarciano Inferior por el hallazgo de un amonite en una corona y por fauna de nanoplancton hallada en el cuttings (Schiuma et al, 2002). La base de este miembro se encuentra en discordancia angular sobre el Precuyo y/o sobre el Miembro pelítico inferior, la cual podría estar erosionada.

El **Miembro pelítico superior** presenta una sección de arcilitas y limonitas gris verdosa con restos carbonosos. Este posee abundante fauna de foraminíferos y nanoplancton de edad Aleniano-Bajociano (Schiuma et al, 2002).

### **3-Metodología de trabajo**

El trabajo final consistió principalmente en el análisis de testigos corona del área Puesto Touquet de las empresas Pluspetrol e YPF que se encuentran guardadas en los depósitos de LCV e YPF respectivamente. Se comenzó con una búsqueda de bibliografía avanzada y continuó con el análisis de coronas que fueron descriptas a ojo desnudo y con lupa binocular para su descripción sedimentológica. Se realizaron perfiles a escala 1:40 donde se tuvo en cuenta la profundidad, la carrera, el número de cajón y trozo, los estudios realizados, el color, la litología, las estructuras sedimentarias, la presencia de hidrocarburo, la porosidad, las facies y el ambiente depositacional. Además se realizó un detallado análisis de las fracturas con ayuda de cartillas comparativas para determinar el tamaño de la apertura de las mismas. El análisis se complementó con observación de cuttings y la toma de fotografías para una mejor descripción.

También se analizaron cortes delgados para el estudio petrográfico de plugs, cuttings y testigos laterales que fueron vistos al microscopio. Las muestras fueron lavadas e impregnadas con resina epoxi azul para observar la conexión de sus poros. También fueron teñidas con Alizarina roja para la distinción entre calcita y dolomita. Los cortes más relevantes fueron microfotografiados. Se utilizó el diagrama de Folk (1970) para su clasificación.

Se realizó la correlación de los 4 pozos: Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1002, Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1 con los perfiles eléctricos respetando su posición estructural actual (ver página 55, figura 28).

Para los Estudios Petrofísicos se buscó información previa de los pozos de interés haciendo hincapié principalmente en el Pozo Pp.Nq.PTu-1013 representativo del reservorio, eligiéndose dos muestras para su análisis de estudios básicos y especiales.

La Petrofísica Básica se realizó mediante estudios de Permeabilidad al gas, Porosidad, Densidad Aparente, Real y la Permeabilidad Klinkenberg de cada plug. Para esto se utilizó equipo Soxhlet para lavar la muestra con Metanol, estufa para secado, calibre para medición y balanza electrónica.

La Petrofísica Especial incluyó estudios de Compresibilidad del Volumen Poral con la Celda Triaxial; Factor de Formación medido sobre las muestras saturadas 100 % con agua de formación; índice de resistividad que se determinó desaturando las muestras con flujo de gas y midiendo en cada etapa el valor de resistividad con un resistímetro y los puntos extremos de saturación y permeabilidades efectivas en dichos puntos donde se desplazó el agua de formación con un gas determinado y viceversa.

Se procesó la información geológica y petrofísica que se pudo obtener de los estudios anteriormente nombrados. Los datos geológicos que se usaron fueron porosidad observada en los cortes delgados y las facies determinadas a partir de las coronas, mientras que los valores petrofísicos usados fueron porosidad y permeabilidad al gas, graficándose dos variables: Petrofísica por profundidad y Petrofísica por facies.

En el diagrama Porosidad-Permeabilidad vs Facies se pudo observar las tendencias de cada facies según el dato de porosidad y permeabilidad y así poder obtener una conclusión de cada pozo analizado.

Para finalizar, se sacaron las conclusiones del trabajo, realizando la interpretación aplicada a la industria petrolera.

## 4-Desarrollo y resultados

### 4.1-Descripción de coronas

La Fig. 5, muestra la ubicación del sondeo y de la correspondiente corona.

#### Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1001

País: Argentina

Cuenca: Neuquina

Provincia: Neuquén

Localidad: Cutral-Có /Plaza Huincul

Yacimiento: Puesto Touquet

Coordenadas: X= 5.683.251,65 Y= 2.489.400,32

Cota: 586,03 m.r.n.m.

Profundidad (1era carrera con corona): 591,20 a 600,20 mbbp

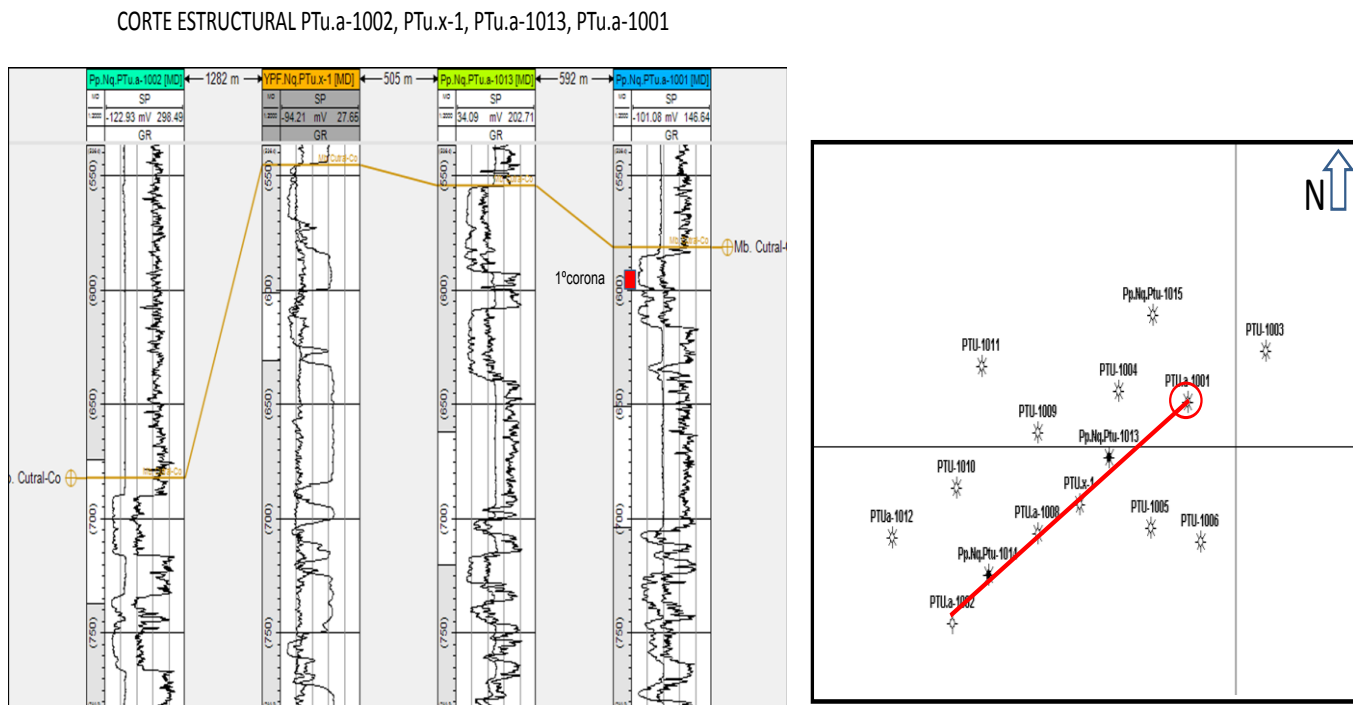
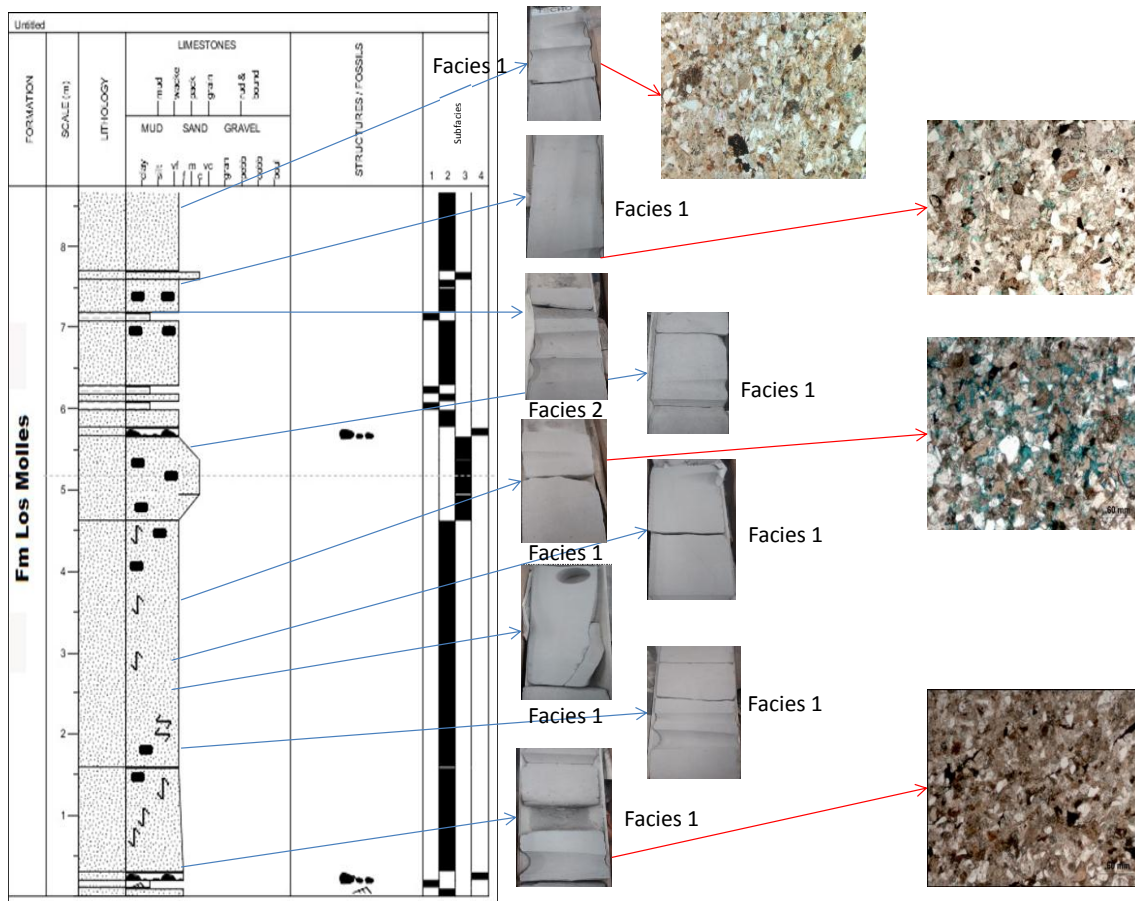


Figura 5. Corte Estructural. Primera carrera con corona (rojo) y ubicación de sondeos. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.





**Figura 6.** Perfil Selley (izquierda), fotos corona (centro) y fotos microscopio corte delgado (derecha) del Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.

En el perfil Selley (Figura 6) de la primera carrera con corona del pozo Pp.Nq.PTu.a-1001, se pudo observar mayormente areniscas masivas de granulometría fina, subordinada arenisca media y gruesa. Presentan algunos clastos pelíticos de variados tamaños (0,4 a mayores de 4 cm) a lo largo de todo el perfil y fracturas (bandas de deformación) con diferentes longitudes y aperturas, que deforman el material y generan granulometrías más finas. En menor medida se observan areniscas con estratificación ondulosa intercaladas con pelitas de 10 cm aproximadamente.

#### 4.1.1- Análisis de Cutting

En este sondeo se describieron desde los 506 hasta los 959 metros, con la finalidad de diferenciar los cambios litológicos. Encontrándose paquetes arenosos de 35 m con intercalaciones fangolíticas de 70 m. En el anexo se encuentra la descripción completa.



509 m: ARENISCA CALCAREA: color dominante: gris amarillento. Arenisca gruesa a muy gruesa con clastos líticos subredondeados (menor medida). Mucha reacción al HCl, por lo tanto el cemento es carbonático. La selección es moderadamente buena.

512 m: FANGOLITA: color: gris medio (N5). Abundante fangolita, con escasos clastos de cuarzo subredondeados a angulosos, moderadamente bien seleccionados. Se observa material carbonoso.



*Imagen 1. Cambio litológico 509 m a 512 m.*

### **MIEMBRO CUTRAL-CO (581-959m)**

581 m: FANGOLITA: ídem descripción anterior

584 m: ARENISCA: color gris claro (N7). Los clastos de arena son finos a medios y se encuentran recubiertos por un cemento calcáreo, subredondeados a subangulosos, moderadamente bien seleccionados. FANGOLITA subordinada



*Imagen 2. Cambio litológico 581 m a 584 m.*

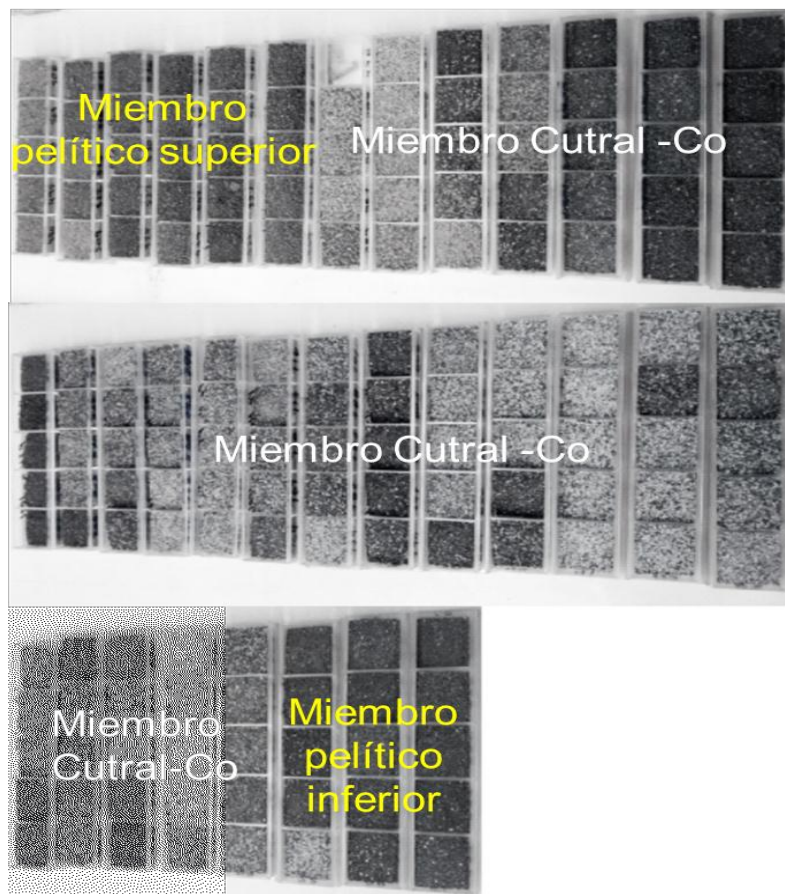
589 m a 598 m: **1er CARRERA CON CORONA.**

598 m a 614 m: ARENISCA: ídem anteriores.

617 m: FANGOLITA: ídem anteriores.



**Imagen 3.** Cambio litológico 614 m a 617 m.



**Imagen 4.** Muestra de cutting desde los 506 m a 959 m.

En la imagen 4 se observa la variación de color del Miembro pelítico inferior y superior (oscuro) con respecto al Miembro Cutral-Co (en su mayoría claros).

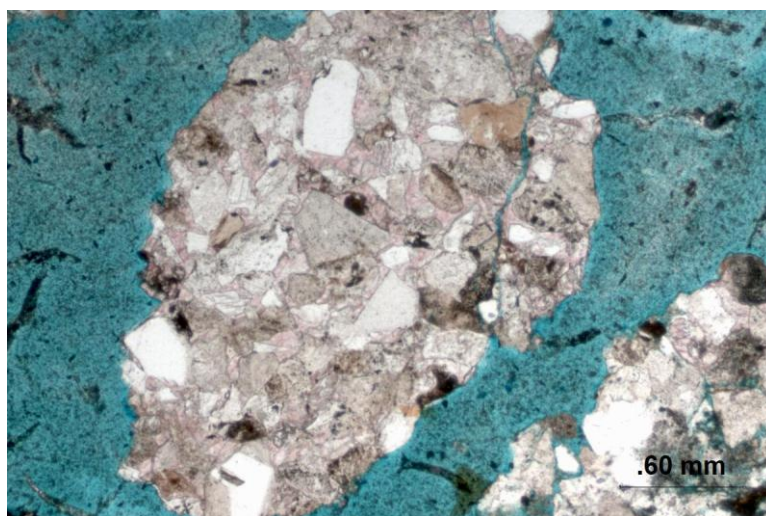
#### **4.1.2- Cortes delgados de Cutting**

C5 (390 m) Miembro Pelítico Superior: se observa arcillita y limolita de color marrón. Algunos elongados con orientación preferencial. Restos de materia orgánica presentes con orientación preferencial (elongados).

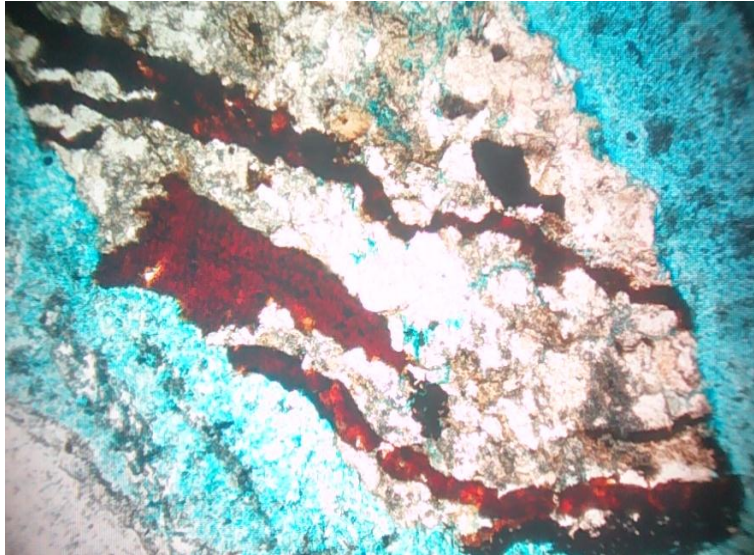
C6 (674 m) Miembro Cutral-Có: se observa arcillita y limolita de color marrón (similar a la muestra C5). Abundantes restos de materia orgánica.

C7 (779 m) Miembro Cutral-Có: se observan clastos tamaño arena fina, líticos volcánicos. En menor proporción feldespatos y cuarzos. Los contactos son netos y puntuales. Presenta un cemento de calcita (teñido de color rojo). La porosidad es buena (intergranular e intragranular)

C8 (812 m) Miembro Cutral-Có: se observan clastos tamaño arena fina líticos volcánicos, cuarzo y menor proporción feldespatos. Los contactos son netos y también se observan puntuales. Cemento carbonático (calcita teñida de rojo) (Imagen 5). Se observa porosidad intergranular. Se observó un fragmento, dentro del corte delgado, con mucha materia orgánica (Imagen 6).



**Imagen 5.** Arenisca lítica con cemento calcítico.



**Imagen 6.** Arenisca lítica con materia orgánica.

C9 (872 m) Miembro Cutral-Có: se observan clastos tamaño arena fina a media, líticos volcánicos, cuarzo y feldespatos con una porosidad intergranular y se llega a observar una intragranular producto de la disolución. Los contactos son netos. Cemento carbonático (calcita teñida de rojo)

C10 (986 m) Miembro Pelítico Inferior: se observa arcillita y algo de limolita (se observan algunos clastos de cuarzo de pequeño tamaño) de color marrón. Materia orgánica en menor proporción.

#### **4.1.3- Cortes de Testigos Laterales**

Muestra TL 10 (597,50 m): la mayoría de los clastos son líticos volcánicos, cuarzo y feldespatos en menor proporción. Arena fina (0,20 a 0,25 mm). Buena selección. Los clastos son subangulosos. La porosidad es moderadamente homogénea y va de buena a regular. Es mayormente intergranular. Los contactos son netos y también se observan puntuales. En menor proporción cóncavos-convexos.

La matriz es arcillosa y el cemento no se llega a observar bien (el único que se aprecia es el cemento en parches carbonáticos). Materia orgánica presente.

(Este testigo lateral fue sacado dentro de los 9 m de corona dentro del pozo)



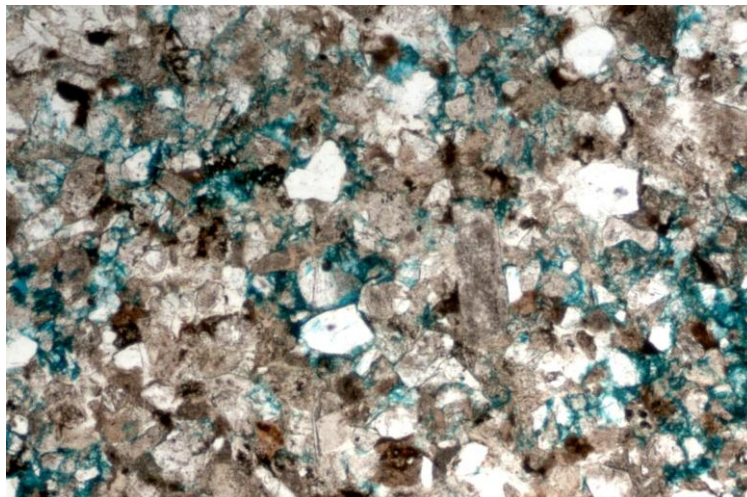
Muestra TL 5: ídem anterior pero se observa mayor porosidad (cerca de 20%) y mayor cemento de calcita.

Muestra TL 9 (707,80 m): similar a la anterior pero con mala selección.

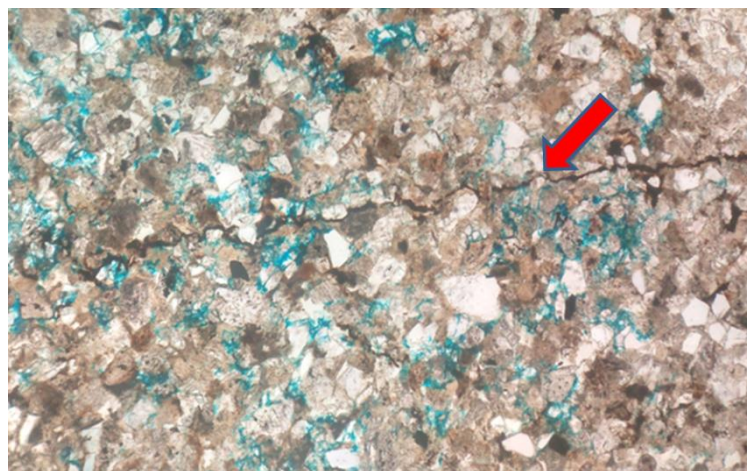
Muestra TL 8 (726 m): similar a la TL 9 pero con granulometría de mayor tamaño y menor cantidad de cemento carbonatico.

Muestra TL 7 (746,30 m): similar a la anterior (pero más cemento carbonático).

Muestra TL 3 (858 m): muy similar a la muestra TL10 (arenisca fina 0,25 mm) pero con excelente porosidad (Imagen 7). Se observa de tipo intergranular e intragranular (fracturas en los clastos). Lámina (que se está plegando) de arcilla con materia orgánica que podría ser una estilolita con poco desarrollo (Imagen 8)



**Imagen 7.** Arenisca lítica con excelente porosidad (azul).



**Imagen 8.** Arenisca lítica con estilolitas (flecha roja).

Muestra TL 1 (946,80 m): arenisca media a gruesa. Moderada selección. Clastos pelíticos con materia orgánica. Muy buena porosidad intergranular, intragranular e intracristalina.

#### **4.1.4- Descripción de facies**

##### Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino y subordinadamente medio y grueso, en ambos casos masivas y con clastos pelíticos de variados tamaños (0,4 a 4cm) y algunos presentan imbricación. Se observan escasas fracturas subhorizontales y subverticales, la mayoría rellenas por material fino arcilloso.

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

##### Facies 2: Arena/pelita (A/P)

Descripción: comprende delgadas capas (entre 0,5 y 1cm de espesor) de arenas tractivas con estratificación ondulosa, de granulometría fina a muy fina que intercalan con pelitas laminadas generadas por decantación.

Interpretación: la alternancia de arenas y pelitas sugiere flujos tractivos de moderada energía que desaceleran generando depósitos finos dando como resultado depósitos heterolíticos.

##### Consideraciones paleoambientales generales:

Tanto las facies 1 y como la facies 2 pueden ser interpretadas como generadas por corrientes de turbidez. La generación de este tipo de corrientes puede estar relacionada a una inestabilidad del talud.

La facies 1 podría ser análoga de las “areniscas sin estructura” definidas por Walker (1978).

Por otro lado, siguiendo la clasificación de turbiditas clásicas de Mutti y Ricci Lucchi (1975) las facies 1 y 2 serían equivalentes a la facies C1 definida por estos autores como: niveles arenosos/pelíticos donde la arenisca es media a gruesa bien seleccionada con niveles masivos espesos y laminación ondulítica de poco espesor.

Debido a sus características litofaciales semejantes, los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1013 y YPF.Nq.PTu.x-1 (carrera 1 y 2) se podrían ubicar en el lóbulo interno sector proximal, mientras que los pozos (YPF.Nq.PTu.x-1 carreras 3 y 4) estarían posiciones algo más distales.

#### 4.1.5- Diagénesis

- **Compactación inicial:** se encuentra en los primeros estadios de la diagénesis. Disminuye la porosidad.
- **Alteración de granos:** se pueden observar que los clastos líticos volcánicos y muchos feldespatos se encuentran alterados a arcillas. Pertenecen a las Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Crecimiento secundario de cuarzo:** en la muestra 3 y 6 se llega a observar, pero es muy escaso. Pertenecen a las Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Cementación por caolinita:** es muy importante porque se encuentra tapizando los mesoporos disminuyendo la porosidad y la permeabilidad de la roca. Pertenecen a las Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Cementación por calcita:** es muy importante porque se encuentra tanto en los espacios intergranulares como los intragranulares disminuyendo la porosidad y la permeabilidad de la roca. Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Disolución:** se observan muchos feldespatos que se encuentran parcialmente disueltos, generando porosidad de tipo secundaria. Pertenecen a las Facies 1 (Am). Aumenta la porosidad.

- **Compactación:** muchos granos, de la muestra 1, se encuentran orientados de manera preferencial que podría ser producto de la compactación. Pertenecen a las Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.

#### 4.1.6- Tabla composicionales y triángulos

Prof. (mbbp)	Muestra	Clasificación	Clastos				Matriz	Cemento	Distribución	Porosidad			
			Líticos	Cuarzos	Feld.	Acc.				Abundancia	Distribución	Tamaño	Textura
599,65	1	arenita lítica	65%	20%	15%	MO y Pi	arcillosa	Caolinita	Heterogenea	0%	X	X	X
598,25	2	arenita lítica	60%	22%	18%	Zr	arcillosa	Caolinita	Homogenea	10 a 15%	Mod. homogenea	Abun. meso y micro	Ig, It e Ic
597,43	3	arenita lítica	65%	20%	15%	MO y Pi	arcillosa	Cao., Qz 2rio y parches carb.	Homogenea	15%	Homogenea	meso y micro	Ig, It e Ic
596,92	4	arenita lítica	55%	25%	15%	MO y Pi	arcillosa	Caolinita y parches carb.	Heterogenea	15%	Mod. homogenea	meso y micro	Ig, It e Ic
596,1	5	arenita lítica	65%	20%	15%	MO y Pi	arcillosa	Caolinita y parches carb.	Heterogenea	20 a 25%	Homogenea	Abun. meso y micro	Ig, It e Ic
593,85	6	arenita lítico-feldespática	60%	20%	20%	MO y Pi	arcillosa	Caolinita y Qz 2rio	Homogenea	15%	Mod. homogenea	meso y micro	Ig, It e Ic
591,8	7	arenita lítica	65%	20%	15%	MO(-)	arcillosa	Caolinita y parches carb.	Homogenea	10%	Mod. homogenea	meso y micro	Ig e It
591,3	8	arenita lítica	65%	20%	15%	MO y Pi	arcillosa	Caolinita	Heterogenea	0%	X	X	X

Ic: intercrystalina  
 It: intragranular  
 Ig: intergranular  
 M: poros mólidos

Figura 7. Tabla composicional del pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.

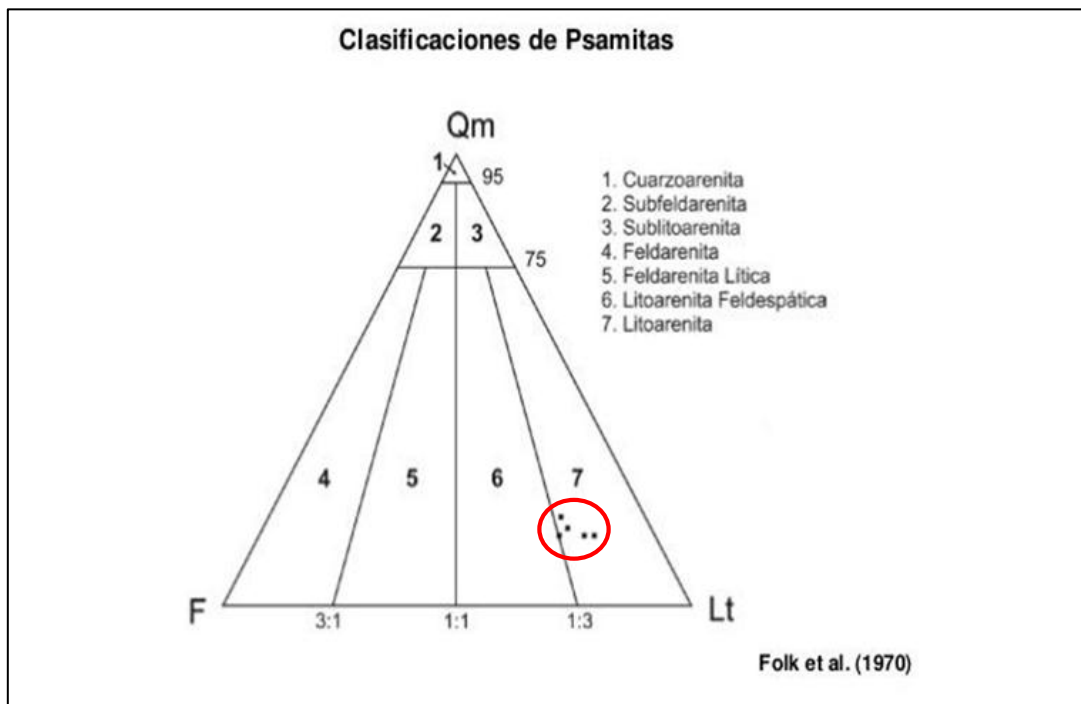
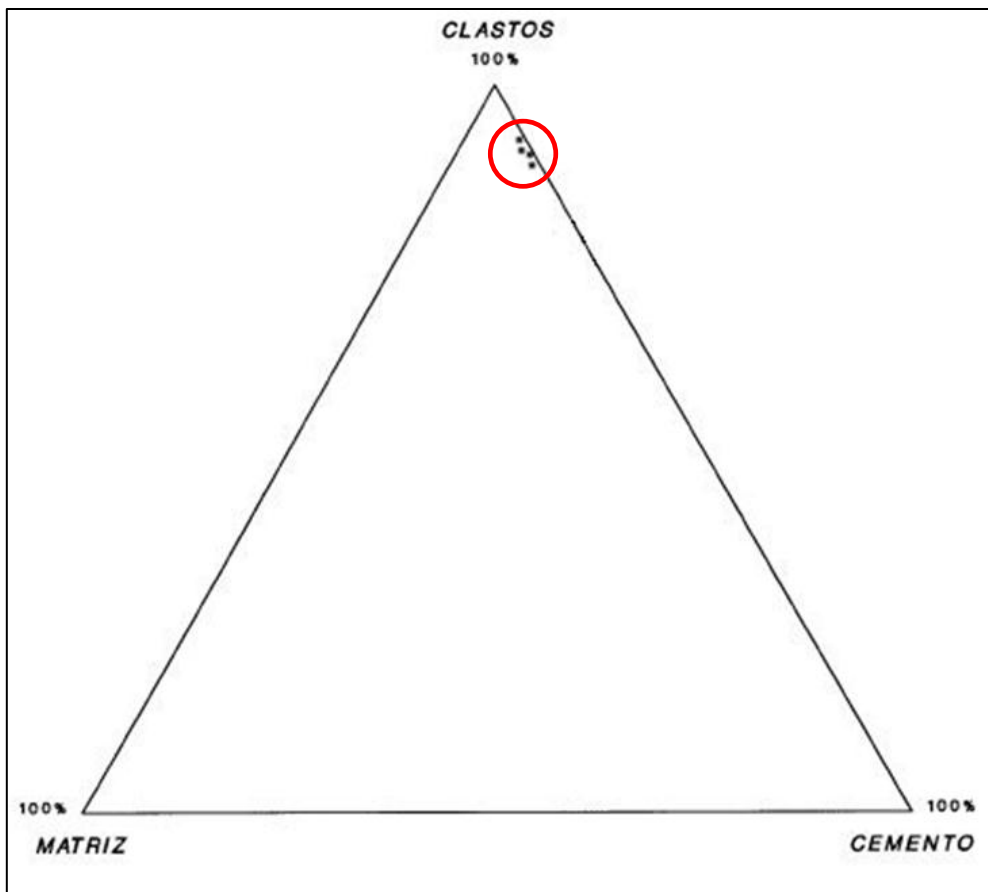


Figura 8. Triángulo composicional de Folk (1970).





**Figura 9.** *Triángulo de los componentes de las psamitas.*

## Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1002

La Fig. 10, muestra la ubicación del sondeo y de la correspondiente corona.

País: Argentina

Cuenca: Neuquina

Provincia: Neuquén

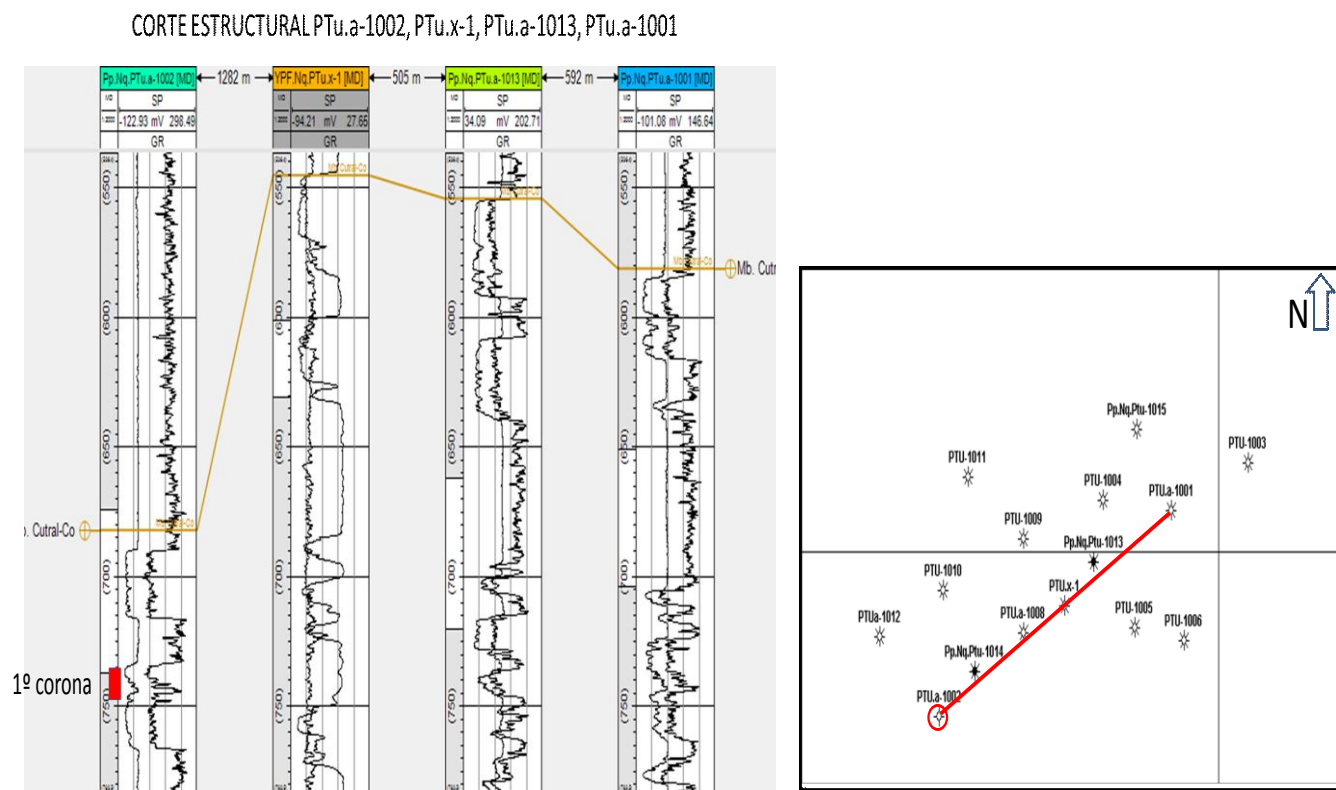
Localidad: Cutral-Có /Plaza Huincul

Yacimiento: Puesto Touquet

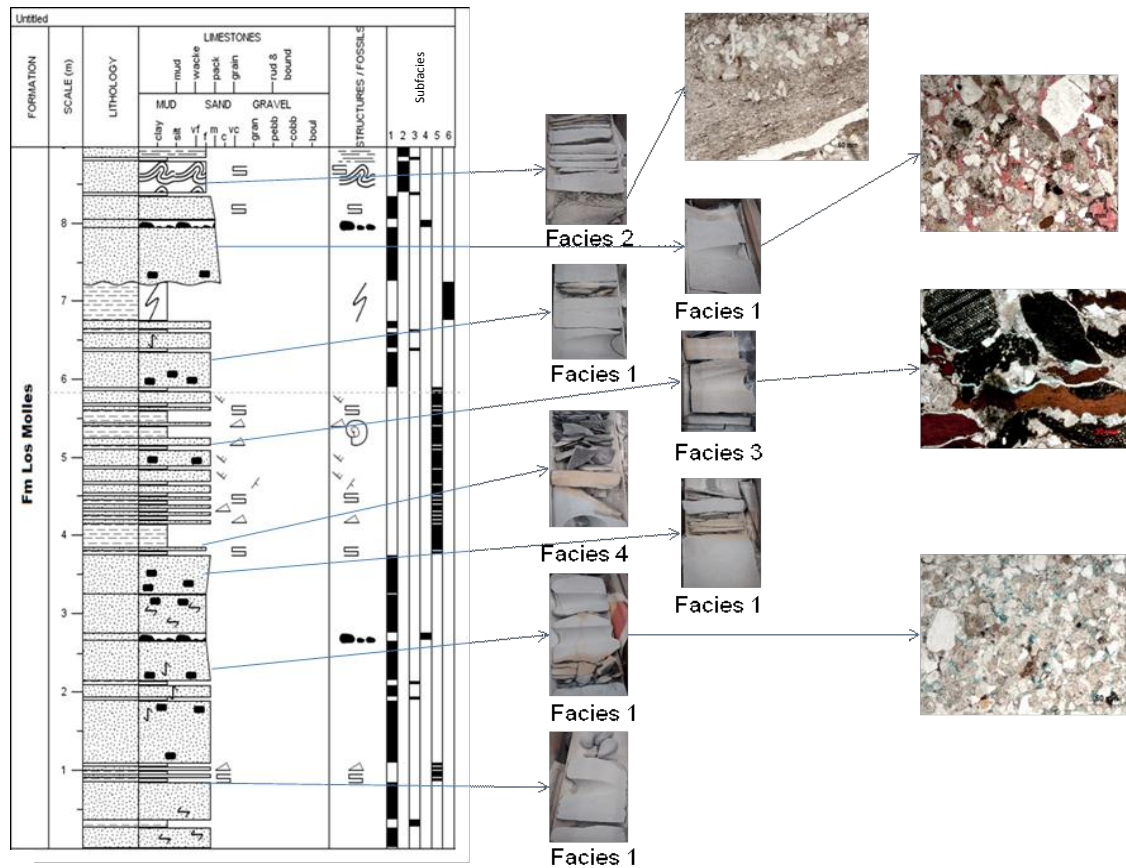
Coordenadas: X= 5.682.250,03 Y= 2.487.250,11

Cota: 591,29 m.r.n.m.

Profundidad (1era carrera con corona): 737,80 a 747 mbbp



**Figura 10.** Corte Estructural. Primera carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.



**Figura 11.** Perfil Selley (izquierda), fotos corona (centro) y fotos microscopio corte delgado (derecha) del Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.

En el perfil Selley (figura 11) de la primera carrera con corona del pozo Pp.Nq.PTu.a-1002 se pudo observar arena masiva fina dominante, arenisca media a gruesa subordinada y, a diferencia con el pozo Pp.Nq.PTu.a-1001, un mayor contenido de areniscas y pelitas intercaladas de un espesor mayor de hasta 0,6 m.

Además, se observaron algunas areniscas laminadas, estratificación flaser, estratificación lenticular, clastos pelíticos de tamaños cercanos a 1 cm, fracturas (bandas de deformación) con diferentes longitudes y un fósil, que por sus características se clasificaría dentro del orden Amonites (Dv medio a K).

#### 4.1.1- Análisis de Cutting

En este sondeo se describieron desde los 605 hasta los 956 metros, con la finalidad de diferenciar los cambios litológicos. Encontrándose paquetes

arenosos de 39 m con intercalaciones fangolíticas a arcillitas de 85 m. En el anexo se encuentra la descripción completa.

MIEMBRO CUTRAL-CO (682-926 m)

716 m a 731 m: FANGOLITA a ARCILLITA: dominio de fangolitas. Escasos líticos. Se observaron venillas de cuarzo. Arenisca calcárea muy subordinada.

734 m: ARENISCA CALCAREA: arenisca fina, moderada reacción con HCl. Cemento blanco. Moderadamente bien seleccionada. El color es gris claro (N7).



**Imagen 8.** Cambio litológico 731 m a 734 m.

737 m a 746 m: **1er CARRERA CON CORONA.**

764 m a 794 m: FANGOLITA a ARCILLITA: ídem anterior. Arenisca subordinada.

797m a 806m: ARENISCA CALCAREA: ídem anterior, presencia de micas y líticos.



**Imagen 9.** Cambio litológico 794 m a 797 m.



Imagen 10. Cutting Pozo 1002 de 650 m a 956 m.

#### 4.1.2- Cortes delgados de Cutting

C5 (350 m) Miembro Pelítico Inferior: se observa una granulometría fina (pelita) que podría ser arcillita a limolita. Se observan algunos clastos de cuarzo, feldespatos y calcita (teñida de rojo) (Imagen 11).

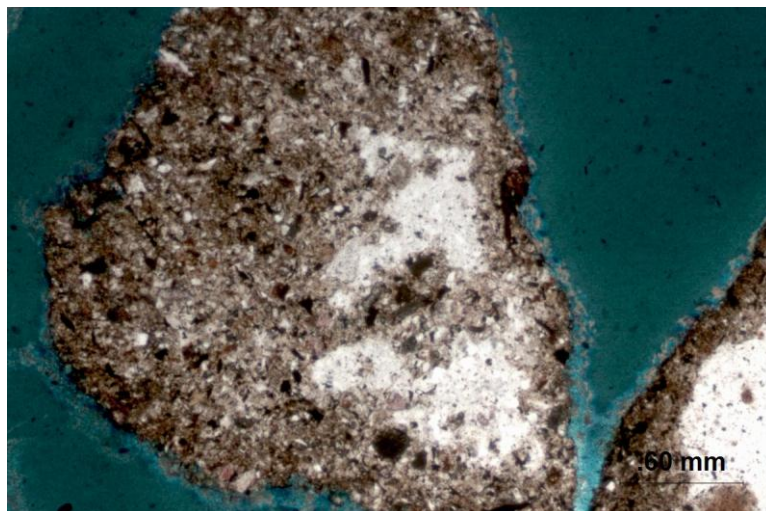
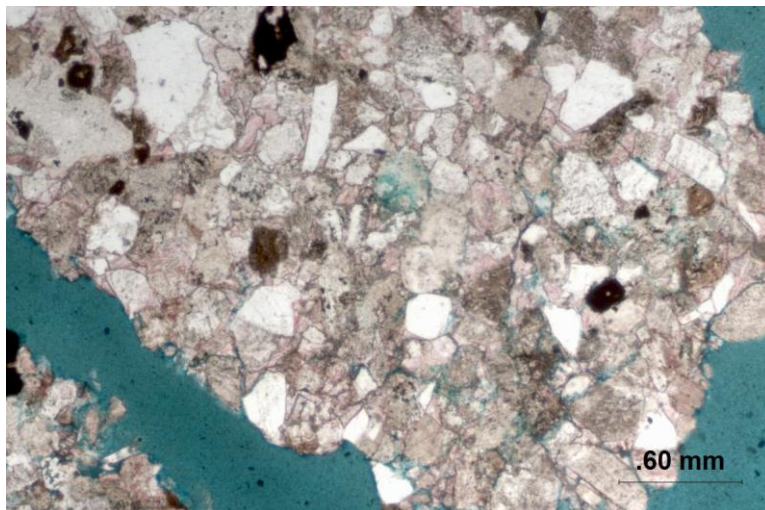


Imagen 11. Muestra de pelita.

C6 (704 m) Miembro Cutral-Có: se observan mayormente clastos tamaño arena fina líticos volcánicos, cuarzo y feldespato. Moderada a buena selección (Imagen 12).



No se observa matriz, cemento de calcita (teñido de rojo). Se observa muy buena porosidad intergranular, intragranular e intracristalina. Poca materia orgánica.



*Imagen 12. Arenisca lítica con muy buena porosidad y cemento calcítico.*

C7 (758 m) Miembro Cutral-Có: ídem anterior

C8 (788 m) Miembro Cutral-Có: pelitas con materia orgánica, arcillosas a limosas. Se observa cemento carbonatico en parches.

C9 (806 m) Miembro Cutral-Có: se observan clastos tamaño arena fina, líticos volcánicos, cuarzo y feldespato. La selección es buena. No se observa matriz, cemento de calcita (teñido de rojo). Se observa buena porosidad. No se observa materia orgánica.

C10 (887 m) Miembro Cutral-Có: ídem anterior

C11 (923 m) Miembro Cutral-Có: ídem anterior

#### **4.1.4- Descripción de facies**

Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies arenisca tractiva de grano fino y subordinadamente medio y grueso, en ambos casos masiva y con clastos

pelíticos de variados tamaños (alrededor de 1cm). Se observan escasas fracturas subhorizontales, la mayoría rellenas por material fino arcilloso.

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

#### Facies 2: Areniscas laminadas (AI)

Descripción: se incluyen en esta facies areniscas laminadas de granulometría media a fina que presentan laminación convoluta.

Interpretación: las areniscas laminadas se interpretan como una lenta depositación de sedimentos por flujos de baja densidad.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

#### Facies 3: Arena/pelita(A/P)

Descripción: intercalación de arenas con una proporción baja de pelitas laminadas. Estratificación flaser.

Interpretación: flujos turbidíticos de baja densidad donde tenemos procesos de tracción-decantación (predominan los de tracción).

#### Facies 4: Pelita/ arena (P/A)

Descripción: pelitas y en forma subordinada arenas finas. Estratificación lenticular.

Interpretación: flujos turbidíticos de baja densidad donde tenemos procesos de tracción-decantación (predominan los de decantación).

#### Consideraciones paleoambientales generales:

Al presentar areniscas laminadas, menor espesor de areniscas masivas y espesores considerables de pelitas laminadas comparándolas con los testigos

corona de los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001 Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1 (carrera 1 y 2), me indica que estamos en posiciones más distales.

Según Mutti y Ricci Lucchi (1975) estamos en presencia de una facies D1 (el más difundido en los depósitos turbidíticos). La proporción de arenisca es mayor que la de pelitas. Granulometría de fina a muy fina. Se trata de materiales transportados a partir de una corriente de turbidez diluida.

#### 4.1.5- Diagénesis

- **Compactación inicial:** se encuentra en los primeros estadios de la diagénesis. Disminuye la porosidad.
- **Alteración de granos:** se pueden observar que los clastos líticos volcánicos y muchos feldespatos se encuentran alterados a arcillas. Pertenecen a la Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Crecimiento secundario de cuarzo:** en la muestra 7 se llega a observar este tipo de crecimiento pero no es significativo. Pertenecen a la Facies 1 (Am). Disminuye la porosidad.
- **Cementación por calcita:** es muy importante porque se encuentra tanto en los espacios intergranulares como los intragranulares disminuyendo la porosidad y la permeabilidad de la roca. Pertenecen a la Facies 1 (Am).
- **Cementación por caolinita:** se encuentra tanto en los espacios intergranulares como los intragranulares disminuyendo la porosidad y la permeabilidad de la roca. Pertenecen a la Facies 1 (Am).
- **Disolución:** se observan feldespatos total y parcialmente disueltos. Esto es muy importante porque generan porosidad de tipo secundaria. Pertenecen a la Facies 1 (Am). Aumenta la porosidad.
- **Compactación:** se observa muy marcada en la muestra 6 como la materia orgánica presenta una orientación producto de la compactación. Esto reduce significativamente la porosidad. Pertenecen a la Facies 1 (Am).



#### 4.1.6- Tabla composicionales y triángulos

Prof. (mbbp)	Muestra	Clasificación	Clastos				Matriz	Cemento	Distribución	Porosidad			
			Líticos	Cuarzos	Feld.	Acc.				Abundancia	Distribución	Tamaño	Textura
746,5	1	arenita lítico-feldespática	50%	20%	30%	MO y Pi	No obs.	caolinita	Heterogénea	15 a 18%	Mod. Homogénea	meso y micro	Ig, It, Ic y M
744,9	2	arenita lítico-feldespática	45%	25%	30%	MO	No obs.	calcítico	Heterogénea	15%	Mod. Homogénea	meso y micro	Ig, It, Ic y M
743,9	3	arenita lítico-feldespática	50%	20%	30%	MO	No obs.	caolinita y calcita	Homogénea	15%	Homogénea	meso y micro	Ig, It e Ic
743,2	4	arenita lítica	55%	30%	15%	Pi y MO	No obs.	no observado	Homogénea	0%	X	X	X
741,8	5	arenita lítico-feldespática	50%	25%	25%	MO+	No obs.	no observado	Heterogénea	0%	X	X	X
740,55	6	arenita lítica	60%	25%	15%	MO+ y Pi	No obs.	calcita y caolinita	Homogénea	12 a 15%	Homogénea	meso y micro	Ig, It e Ic
739,15	7	arenita lítica	60%	25%	15%	MO+ y Pi	No obs.	calcítico y Qz zrio	Heterogénea	0%	X	X	X
738,6	8	arenita lítica	60%	25%	15%	MO+	No obs.	caolinita y calcita	Heterogénea	15 a 18%	Homogénea	meso y micro	Ig, It, Ic y M

Ic: intercrystalina  
 It: intragranular  
 Ig: intergranular  
 M: poros mólidos

Figura 12. Tabla composicional del pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.

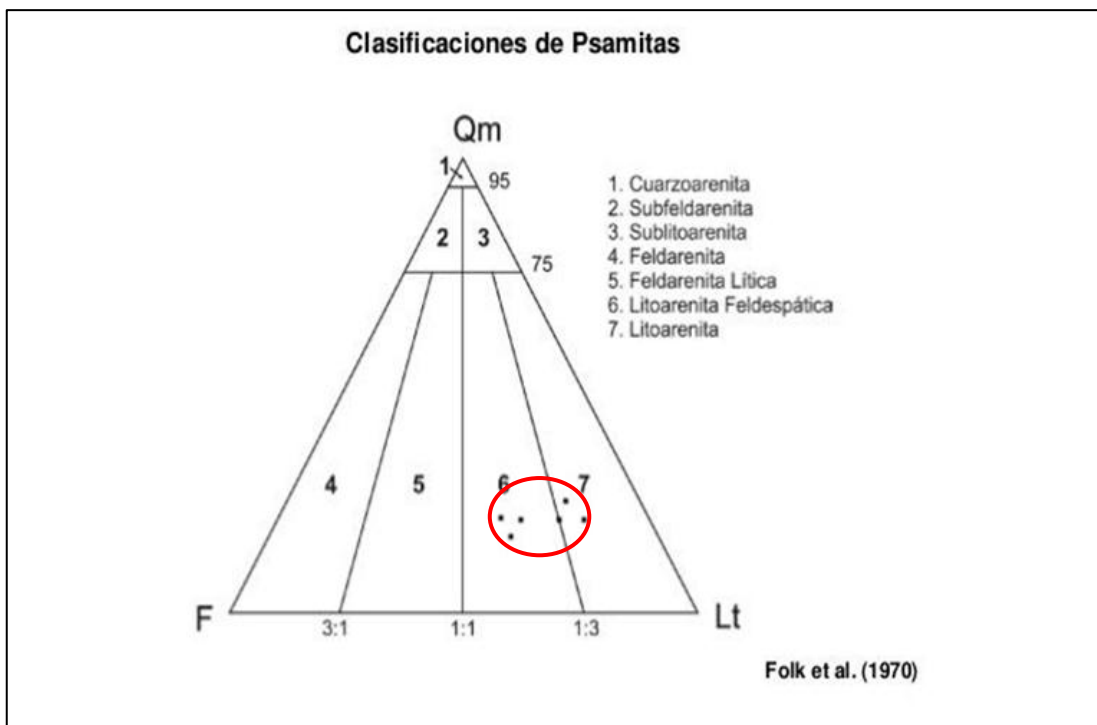
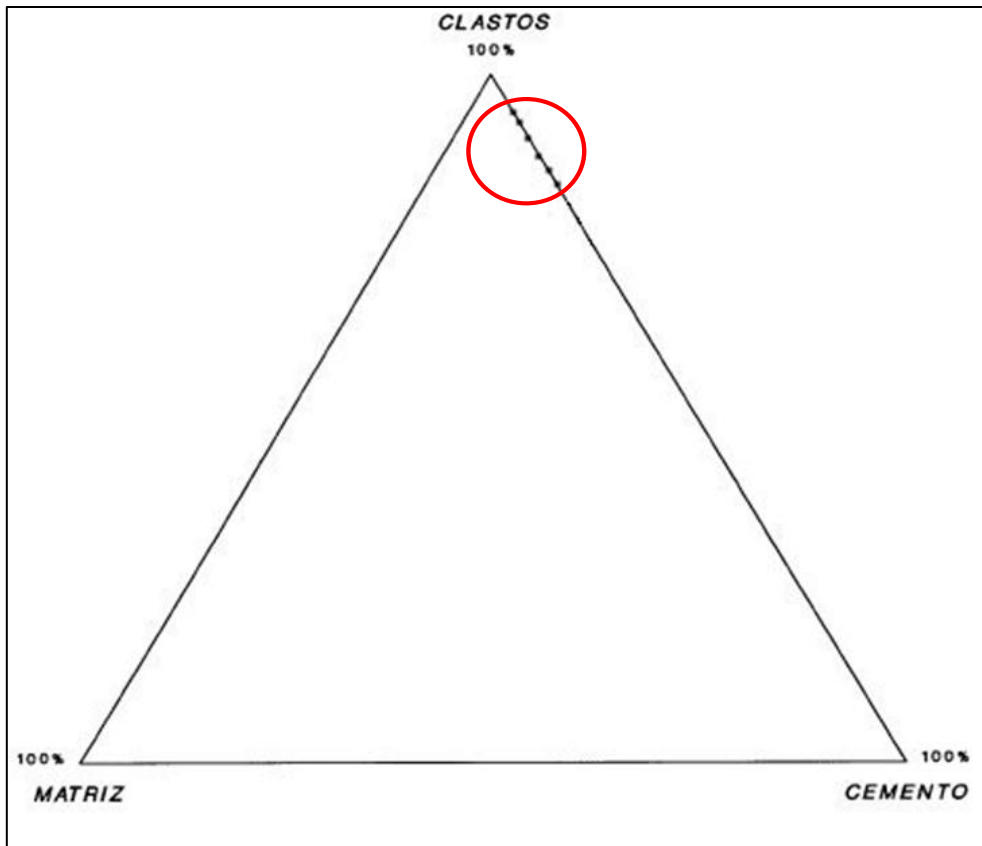


Figura 13. Triángulo composicional de Folk (1970).



**Figura 14.** *Triángulo de los componentes de las psamitas.*

## Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1013

La Fig. 15, muestra la ubicación del sondeo y de la correspondiente corona.

País: Argentina

Cuenca: Neuquina

Provincia: Neuquén

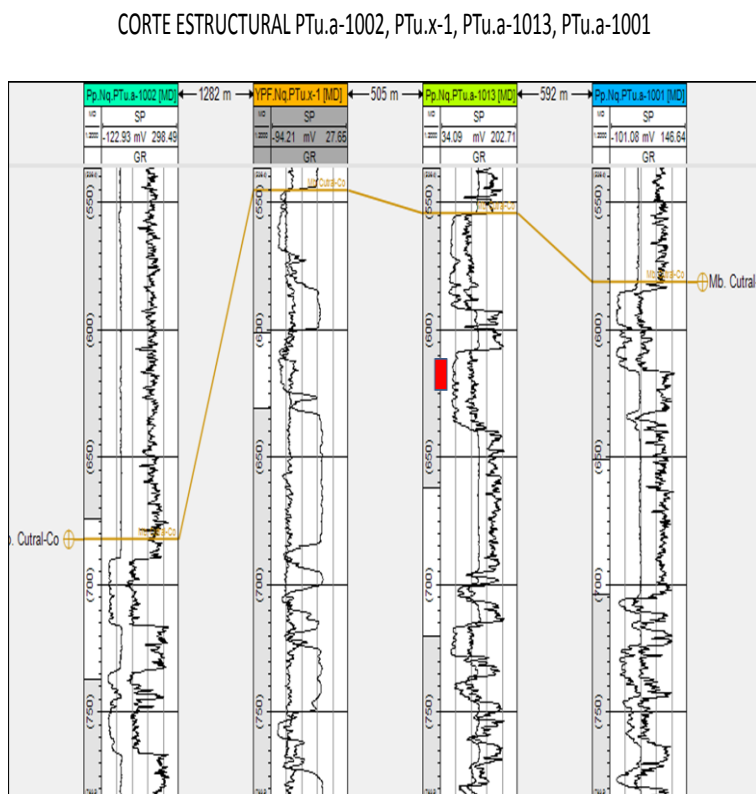
Localidad: Cutral-Có /Plaza Huincul

Yacimiento: Puesto Touquet

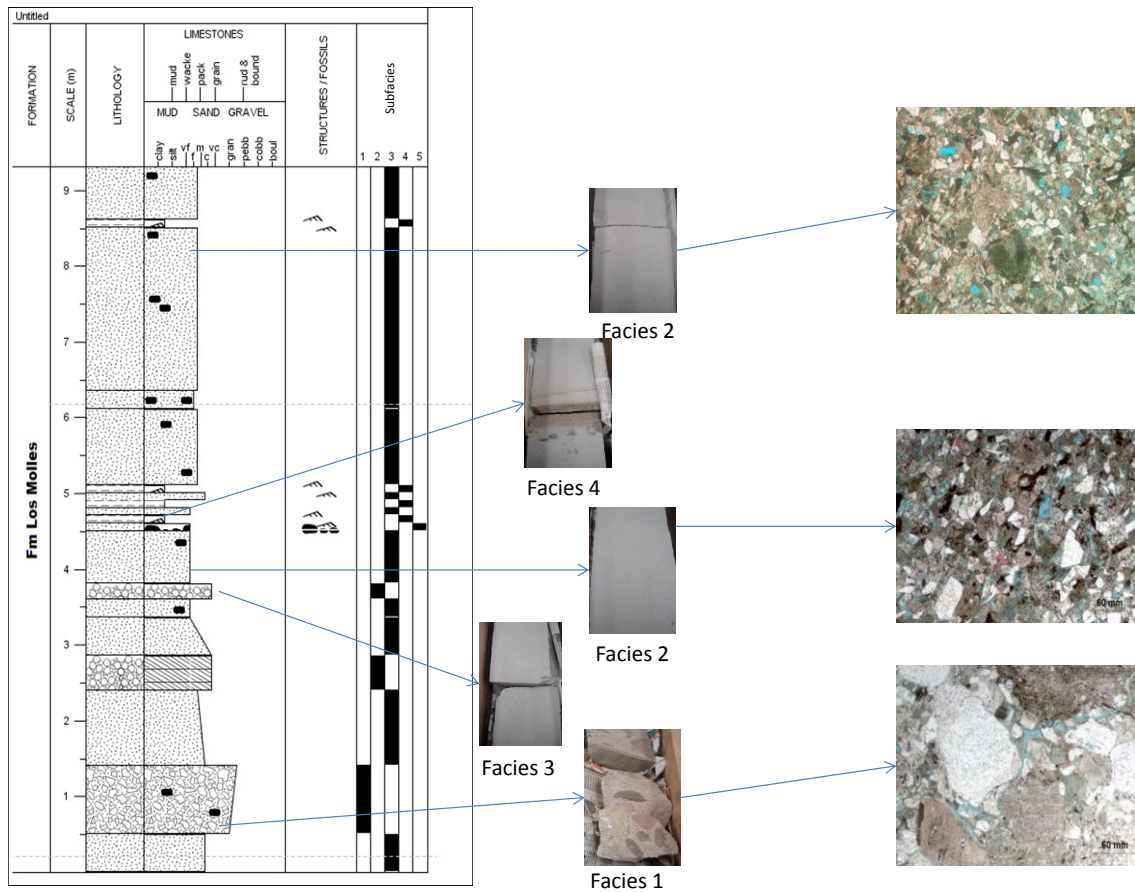
Coordenadas: X= 5.683.051 Y= 2.488.844

Cota: 582 m.r.n.m.

Profundidad (1era carrera con corona): 613 a 622,22 mbbp



**Figura 15.** Corte Estructural. Primera carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1013.



**Figura 16:** perfil Selley (izquierda), fotos corona (centro) y fotos microscopio corte delgado (derecha) del Pozo Pp.Nq.PTu.a-1013.

En el perfil Selley (figura 16) de la primera carrera con corona del pozo Pp.Nq.PTu.a-1013 se pudo observar un dominio de la arenisca masiva fina subordinada por arenisca media y gruesa (esta última en algunos casos grada a arenisca fina). Cerca de la base, se observa un conglomerado con clastos líticos y pelíticos de diversos tamaños (0,5 a 3cm). Además, en la parte inferior de la columna, la arenisca conglomerádica presenta una estratificación gradada normal con clastos líticos de aproximadamente 0,5 cm.

Las intercalaciones entre pelitas y areniscas con estratificación ondulítica se dan en espesores pequeños alrededor de los 0,5cm.

#### 4.1.4- Descripción de facies

Facies 1: Conglomerado (C)

Descripción: conglomerado clasto-sostén con clastos líticos y pelíticos (0,5 a mayores de 3 cm), algunos de estos laminados. Muy mala selección. Clastos de gran tamaño flotando en una matriz fina.

Interpretación: se interpreta como depósitos de flujo de detritos cohesivos.

Facies 2: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino y subordinadamente medio y grueso, en ambos casos masiva y con clastos pelíticos de variados tamaños (1 a 2 cm).

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

Facies 3: Arenisca conglomerádica (AC)

Descripción: Arenisca conglomerádica con estratificación gradada normal (grada hasta una arenisca fina).

Interpretación: La arenisca conglomerádica se interpreta como el producto de un flujo tractivo de alta energía (la mayor energía observada en las coronas) que va disminuyendo gradualmente hasta convertirse en una arenisca fina transportada por un flujo tractivo de menor energía.

Facies 4: Arena/pelita (A/P)

Descripción: comprende delgadas capas (menor a los 0,5 cm de espesor) de areniscas tractivas con estratificación ondulítica, de granulometría fina a muy fina que intercalan con pelitas laminadas generadas por decantación.

Interpretación: la alternancia de arenas y pelitas sugiere flujos tractivos de moderada energía que desaceleran generando depósitos finos dando como resultado depósitos heterolíticos.

Consideraciones paleoambientales generales:

La facies 1 puede ser interpretada como depósitos de flujos de detritos. Según Mutti y Ricci Lucchi (1975) estamos en presencia de una facies A1 (Conglomerado con matriz arenosa, sin estructura interna).

La facies 3 se interpreta como el producto de un flujo tractivo de alta energía. Comparándola con el resto de las coronas, las areniscas conglomerádicas son las de mayor energía.

Tanto las facies 2 y como la facies 4 pueden ser interpretadas como generadas por corrientes de turbidez. La generación de este tipo de corrientes puede estar relacionada a una inestabilidad del talud.

La facies 2 podría ser análoga de las “areniscas sin estructura” definidas por Walker (1978).

Por otro lado, siguiendo la clasificación deturbiditas clásicas de Mutti y Ricci Lucchi (1975) las facies 2 y 4 serían equivalentes a la facies C1 definida por estos autores como: niveles arenosos/pelíticos donde la arenisca es media a gruesa bien seleccionada con niveles masivos espesos y laminación ondulfica de poco espesor.

Según la clasificación de Walker (1978), comparando con el pozo Pp.Nq.PTu.a-1001, serían parte del lóbulo interno en una posición proximal.

#### **4.1.5- Diagénesis**

- **Compactación inicial:** se encuentra en los primeros estadios de la diagénesis. Disminuye la porosidad.
- **Alteración de granos:** se pueden observar clastos líticos volcánicos y feldespatos alterados a arcillas. Fue observado en las facies 1 y 2. Disminución de la porosidad.
- **Cementación por caolinita y calcita:** es muy importante porque rellenan los macro y microporos de la roca, reduciendo su porosidad y permeabilidad. Fue observado en las facies 1 y 2. Disminución de la porosidad.

- **Disolución**: se observan varios clastos de feldespatos disueltos total (porosidad móldica) y parcialmente. Generan porosidad de tipo secundaria. Fue observado en la facies 2.
- **Compactación**: muy leve. No es significativo.

#### 4.1.6- Tablas composicionales y triángulos

Prof. (mbbp)	Muestra	Clasificación	Clastos				Matriz	Cemento	Distribución	Porosidad			
			Líticos	Cuarzos	Feld.	Acc.				Abundancia	Distribución	Tamaño	Textura
613,5	1-10-2	arenita lítico-feldespática	50%	20%	30%	MO+	No obs.	calcita y arcilla	Heterogenea	18 a 20%	Mod. Homogenea	Meso	Ig, It y M
618,03	1-5-17	arenita lítico-feldespática	55%	20%	25%	Pi	No obs.	calcita y arcilla	Mod. Homogenea	20 a 25%	Homogenea	Meso	Ig, It y M
621,42	1-2-26	arenita lítico-feldespática	45%	20%	35%	MO	No obs.	calcita y arcilla	Heterogenea	18%	Mod. Homogenea	Meso	Ig y M

Ic: intercrystalina  
 It: intragranular  
 Ig: intergranular  
 M: poros móldicos

Figura 17. Tabla composicional del pozo Pp.Nq.PTu.a-1013.

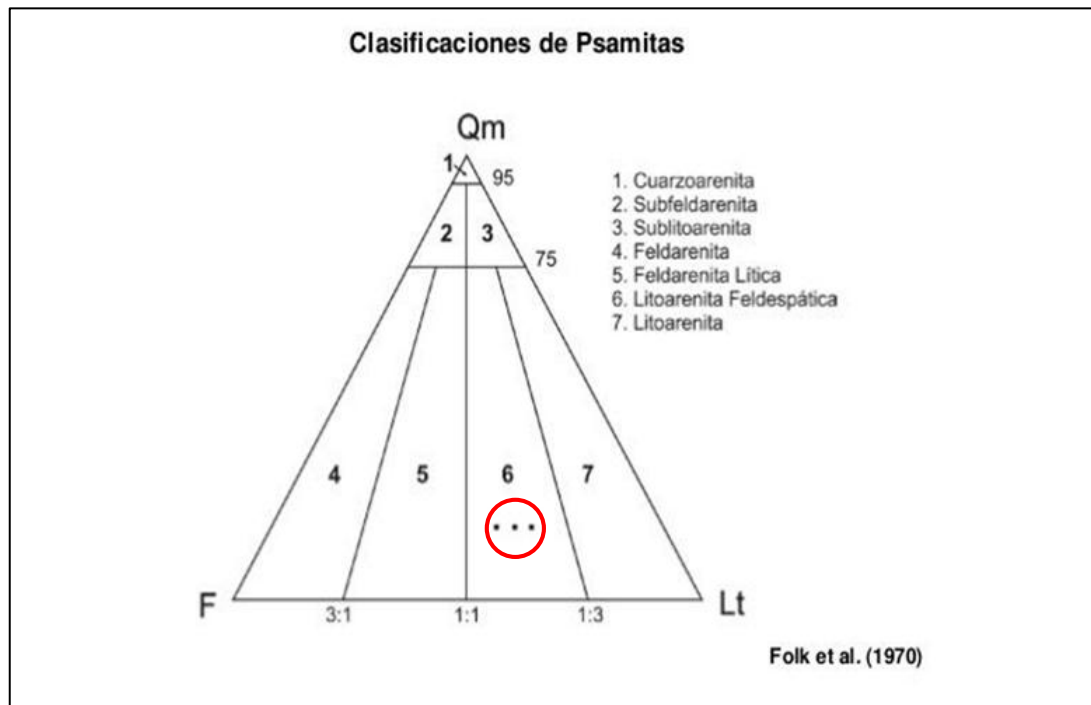
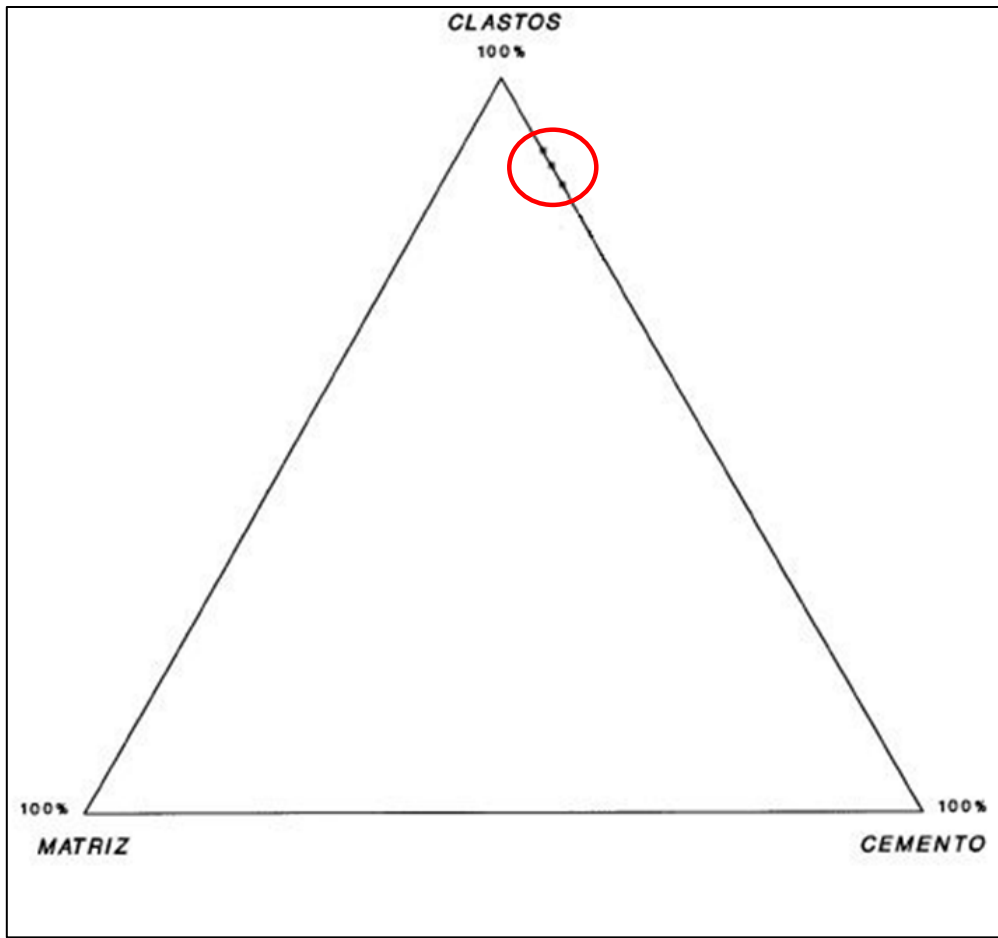


Figura 18. Triángulo composicional de Folk (1970).



**Figura 19.** *Triángulo de los componentes de las psamitas.*



**Pozo: YPF.Nq.PTu.x-1**

Las Fig. 20, 22, 24 y 26 muestran la ubicación del sondeo y de las correspondientes carreras con corona.

País: Argentina

Cuenca: Neuquina

Provincia: Neuquén

Localidad: Cutral-Có /Plaza Huincul

Yacimiento: Puesto Touquet

Coordenadas: X= 5.682.783 Y=2.488.416

Cota: 584 m.r.n.m.

- Profundidad (1era carrera con corona): 544 a 553 mbbp

Cajón 1-7: 0,65 m

Cajón 5-7: 0,62 m

Cajón 2-7: 0,65 m

Cajón 6-7: 0,635 m

Cajón 3-7: 0,61 m

Cajón 7-7: 0,58 m

Cajón 4-7: 0,62 m

CORTE ESTRUCTURAL PTu.a-1002, PTu.x-1, PTu.a-1013, PTu.a-1001

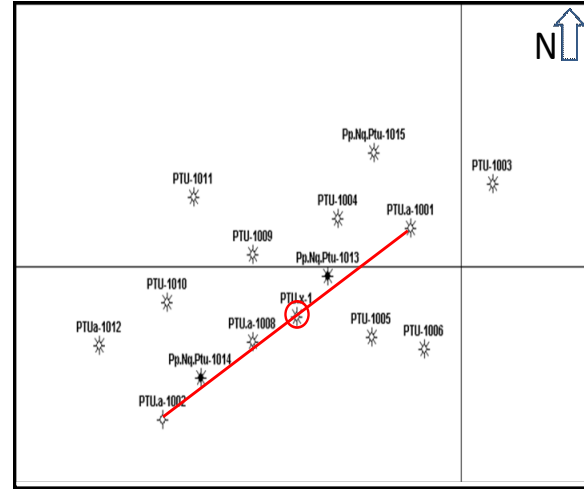
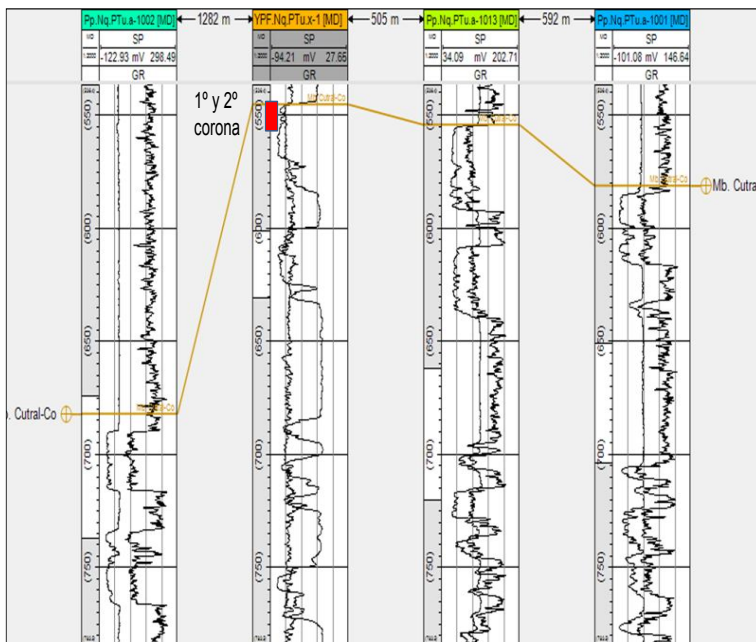


Figura 20. Corte Estructural. Primera carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1.

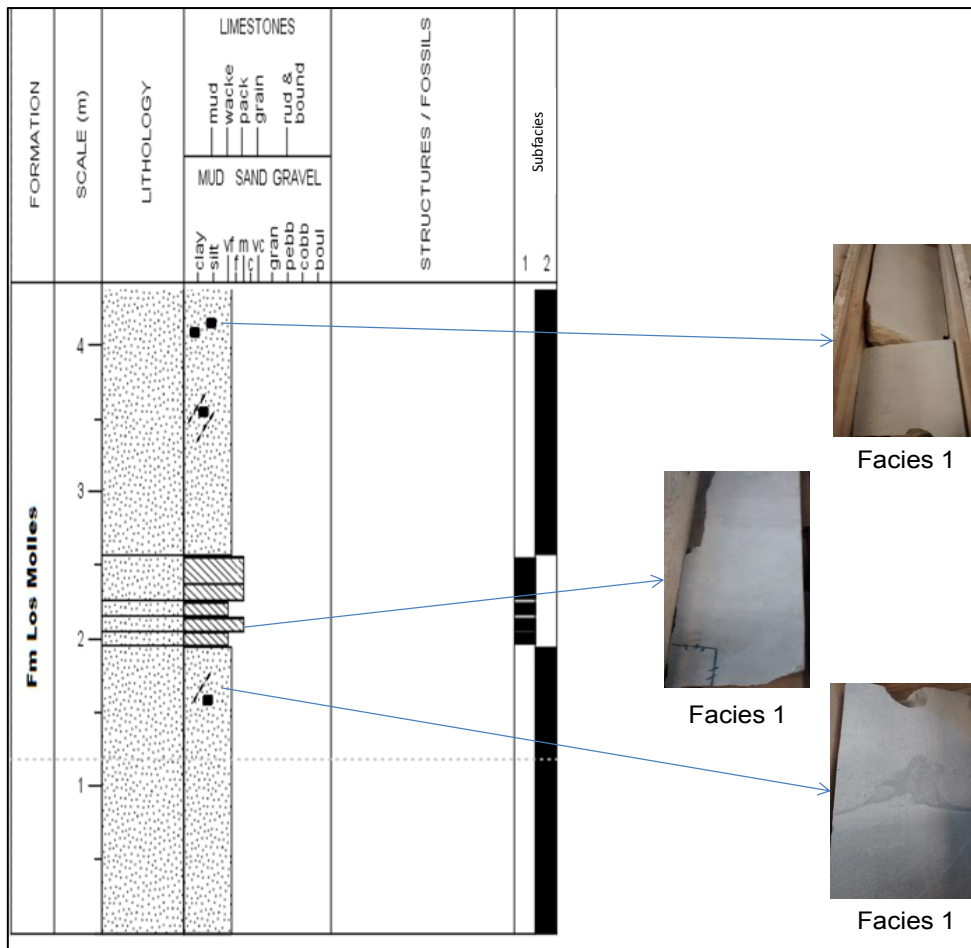


Figura 21: perfil Selley (izquierda), fotos corona (derecha) del Pozo YPF.Nq.PTu.x-1 (1er Carrera).

A lo largo de todo el perfil Selley (Figura 21) de la primera carrera con corona del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, se pudo observar mayormente arenisca masiva de granulometría media muy subordinada por arenisca fina y gruesa. Presentan algunos clastos pelíticos aislados, donde se puede observar uno con deformación sinsedimentaria (escape de agua). Además se observan restos carbonosos de tamaño arena a lo largo de todo el perfil.

#### **4.1.4- Descripción de facies**

Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino y subordinadamente medio y grueso, en ambos casos masivas y con clastos pelíticos de variados tamaños (de 0,8 a 3,5 cm) y restos carbonosos de (1 a 2 mm).

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos y los restos carbonosos transportados por ríos (flujos Hiperpícnicos?) desde el continente hasta el fondo marino.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

Consideraciones paleoambientales generales:

La facies 1 puede ser interpretada como generada por corrientes de turbidez. La generación de este tipo de corrientes puede estar relacionada a una inestabilidad del talud. Podría ser análoga de las “areniscas sin estructura” definidas por Walker (1978).

Debido a sus características litofaciales semejantes, los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1013 y YPF.Nq.PTu.x-1 (carrera 2) se podrían ubicar en lóbulo interno, sector proximal.

➤ Profundidad (2da carrera con corona): 553 a 562 mbbp

Cajón 1-12: 0,65 m

Cajón 7-12: 0,61 m

Cajón 2-12: 0,64 m

Cajón 8-12: 0,565 m

Cajón 3-12: 0,43 m

Cajón 9-12: 0,65 m

Cajón 4-12: 0,63 m

Cajón 10-12: 0,65 m

Cajón 5-12: 0,64 m

Cajón 11-12: 0,61 m

Cajón 6-12: 0,50 m

Cajón 12-12: 0,64 m

CORTE ESTRUCTURAL PTU.a-1002, PTU.x-1, PTU.a-1013, PTU.a-1001

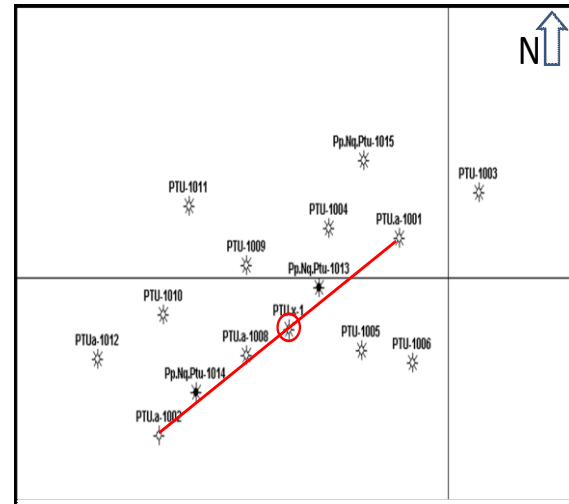
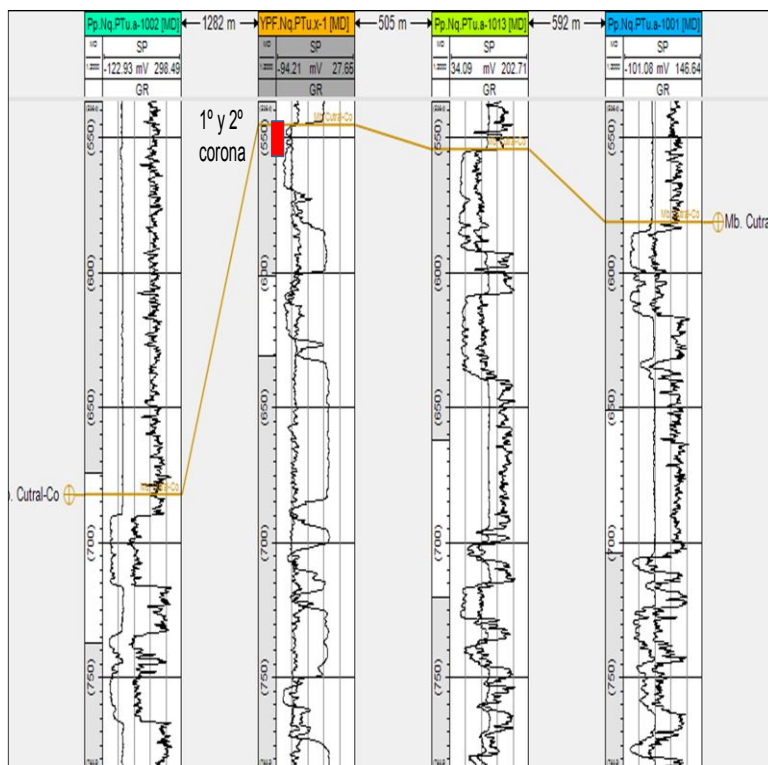
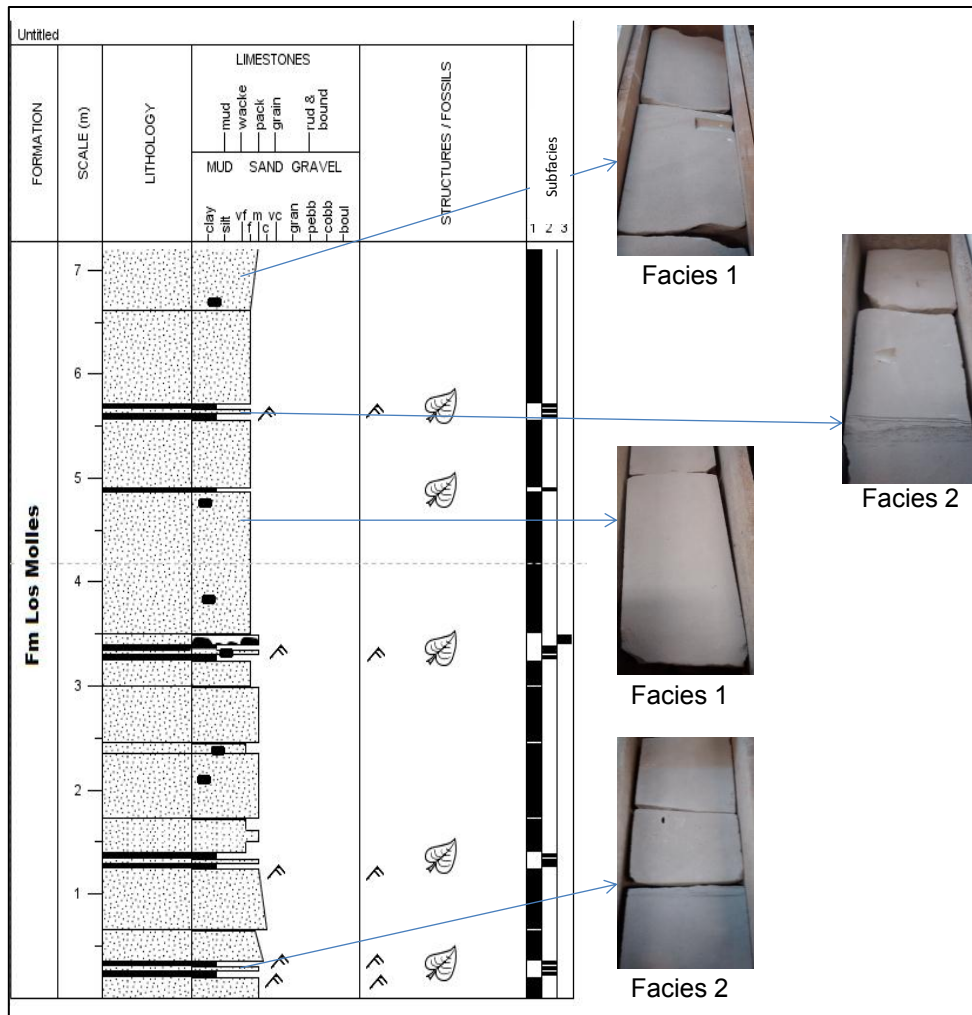


Figura 22. Corte Estructural. Segunda carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1.



**Figura 23:** perfil Selley (izquierda), fotos corona (derecha) del Pozo YPF.Nq.PTu.x-1 (2da Carrera).

A lo largo de todo el perfil Selley (Figura 23) de la segunda carrera con corona del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, se pueden observar mayormente areniscas masivas de granulometría fina dominante, y arenisca media subordinada que en algunos casos grada a fina. Esta arenisca se encuentra interrumpida por intercalaciones de restos carbonosos y arenisca fina a media con estratificación ondulítica con un espesor entre 5 y 10 cm. También se observan clastos pelíticos aislados a lo largo de todo el perfil, algunos de hasta 3 cm.

#### 4.1.4- Descripción de facies

Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino, medio y grueso, masivas y con clastos pelíticos de variados tamaños (0,4 a 4 cm) y algunos presentan imbricación.

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

Facies 2: Arenisca/restos carbonosos (A/RC)

Descripción: areniscas intercaladas con restos carbonosos con estratificación ondulítica.

Interpretación: las areniscas que presentan intercalaciones con restos carbonosos se interpretan como sedimentos transportados desde el continente a través de ríos y que se depositan en el fondo marino.

Consideraciones paleoambientales generales:

Tanto las facies 1 como la facies 2 pueden ser interpretadas como generadas por corrientes de turbidez. La generación de este tipo de corrientes puede estar relacionada a una inestabilidad del talud.

La facies 1 podría ser análoga de las “areniscas sin estructura” definidas por Walker (1978).

Por otro lado, siguiendo la clasificación de turbiditas clásicas de Mutti y Ricci Lucchi (1975) las facies 1 y 2 serían equivalentes a la facies C1 definida por estos autores como: niveles arenosos/pelíticos donde la arenisca es media a gruesa bien seleccionada con niveles masivos espesos y laminación ondulítica de poco espesor.

Los restos carbonosos se puede interpretar como material continental que fue transportado por ríos (flujos hiperpícnicos) y depositados en el fondo marino.

Debido a sus características litofaciales semejantes, los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1013 y YPF.Nq.PTu.x-1(carrera 1) se podrían ubicar en el lóbulo interno.

Podría ser ubicado dentro del lóbulo depositacional (sector proximal).

➤ Profundidad (3ra carrera con corona): 828 a 834 mbbp

Cajón 1-8: 0,62 m

Cajón 5-8: 0,57 m

Cajón 2-8: 0,65 m

Cajón 6-8: 0,60 m

Cajón 3-8: 0,61 m

Cajón 7-8: 0,73 m

Cajón 4-8: 0,62 m

Cajón 8-8: 0,61 m

CORTE ESTRUCTURAL PTu.a-1002, PTu.x-1, PTu.a-1013, PTu.a-1001

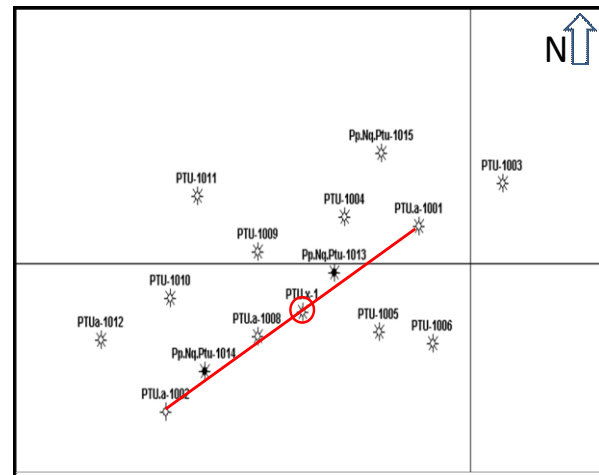
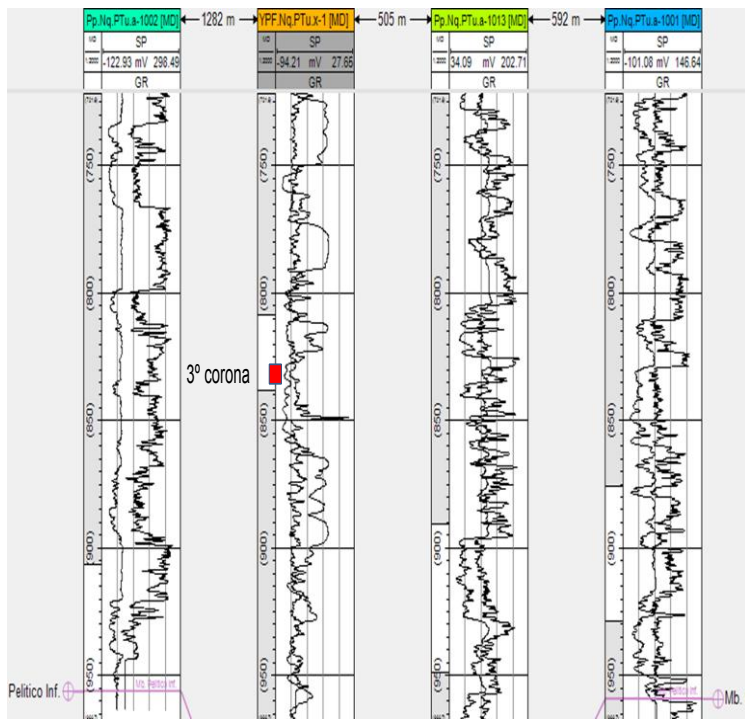
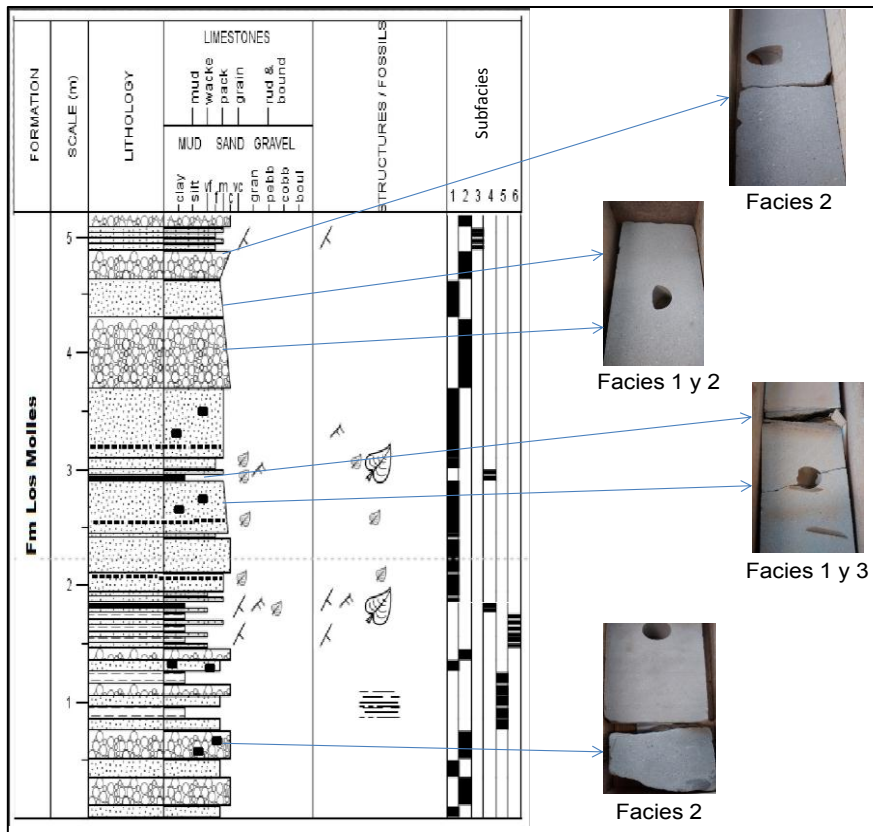


Figura 24. Corte Estructural. Tercera carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1.





**Figura 25.** Perfil Selley (izquierda), fotos corona (derecha) del Pozo YPF.Nq.PTu.x-1 (3er Carrera).

A lo largo de todo el perfil Selley (Figura 25) de la tercer carrera con corona del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, se pudo observar mayormente arenisca masiva, pero a diferencia con los otros perfiles, las areniscas dominantes son medias y gruesas. Areniscas finas subordinadas. También se observaron, en la parte inferior y cerca del techo de la columna, areniscas con estratificación de bajo ángulo y estratificación planar. También, a lo largo de todo el perfil, areniscas conglomerádicas.

La arenisca se encuentra interrumpida por intercalaciones de restos carbonosos y pelitas con areniscas finas y medias con estratificación ondulítica y areniscas conglomerádicas

#### 4.1.4- Descripción de facies

Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino, medio y grueso, masivas y con clastos pelíticos de variados tamaños (0,5 y mayores a 4 cm) y algunos presentan imbricación.

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

Facies 2: Arenisca conglomerádica masiva (ACm)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies las areniscas conglomerádicas tractivas de grano grueso con estructura masiva.

Interpretación: La arenisca conglomerádica se interpreta como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta energía (la mayor energía observada en las coronas).

Facies 3: Arenisca conglomerádica/arena/pelita (AC/A/P) (heterolítica)

Descripción: comprende una alternancia de litologías que dan como resultado depósitos heterolíticos. Debido a su escaso espesor se agruparon en una misma facies. Comprende la alternancia de areniscas conglomerádicas masivas con areniscas con laminación de bajo ángulo y ondúlítica y pelitas con restos carbonosos.

Interpretación: flujos tractivos de alta energía y corta duración que cuando finalizan dan lugar a la depositación de material fino. La presencia de restos carbonosos indicaría cercanía al continente o al menos aporte continental.

#### Consideraciones paleoambientales generales

La facies 1 podría ser análoga de las “areniscas sin estructura” definidas por Walker (1978).

La facies 2 se interpreta como el producto de un flujo tractivo de alta energía. Comparándola con el resto de las coronas, las areniscas conglomerádicas son las de mayor energía.

Esta facies puede ser interpretada como generada por corrientes de turbidez. La generación de este tipo de corrientes puede estar relacionada a una inestabilidad del talud.

Siguiendo la clasificación de turbiditas clásicas de Mutti y Ricci Lucchi (1975) la facies 3 sería equivalente a la facies C1 definida por estos autores como: niveles arenosos/pelíticos donde la arenisca es media a gruesa bien seleccionada con niveles masivos espesos y laminación ondulítica de poco espesor.

Al presentar espesores de areniscas masivas y areniscas conglomerádicas y en menor medida espesores de pelitas laminadas comparándolas con los testigos corona de los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001 Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1 (carrera 1 y 2), me indica que estamos dentro del lóbulo depositacional.

Profundidad (4ta carrera con corona): 1027 a 1036 mbbp

Cajón 1-12: 0,63 m

Cajón 7-12: 0,58 m

Cajón 2-12: 0,52 m

Cajón 8-12: 0,49 m

Cajón 3-12: 0,57 m

Cajón 9-12: 0,49 m

Cajón 4-12: 0,64 m

Cajón 10-12: 0,61 m

Cajón 5-12: 0,55 m

Cajón 11-12: 0,58 m

Cajón 6-12: 0,65 m

Cajón 12-12: 0,53 m

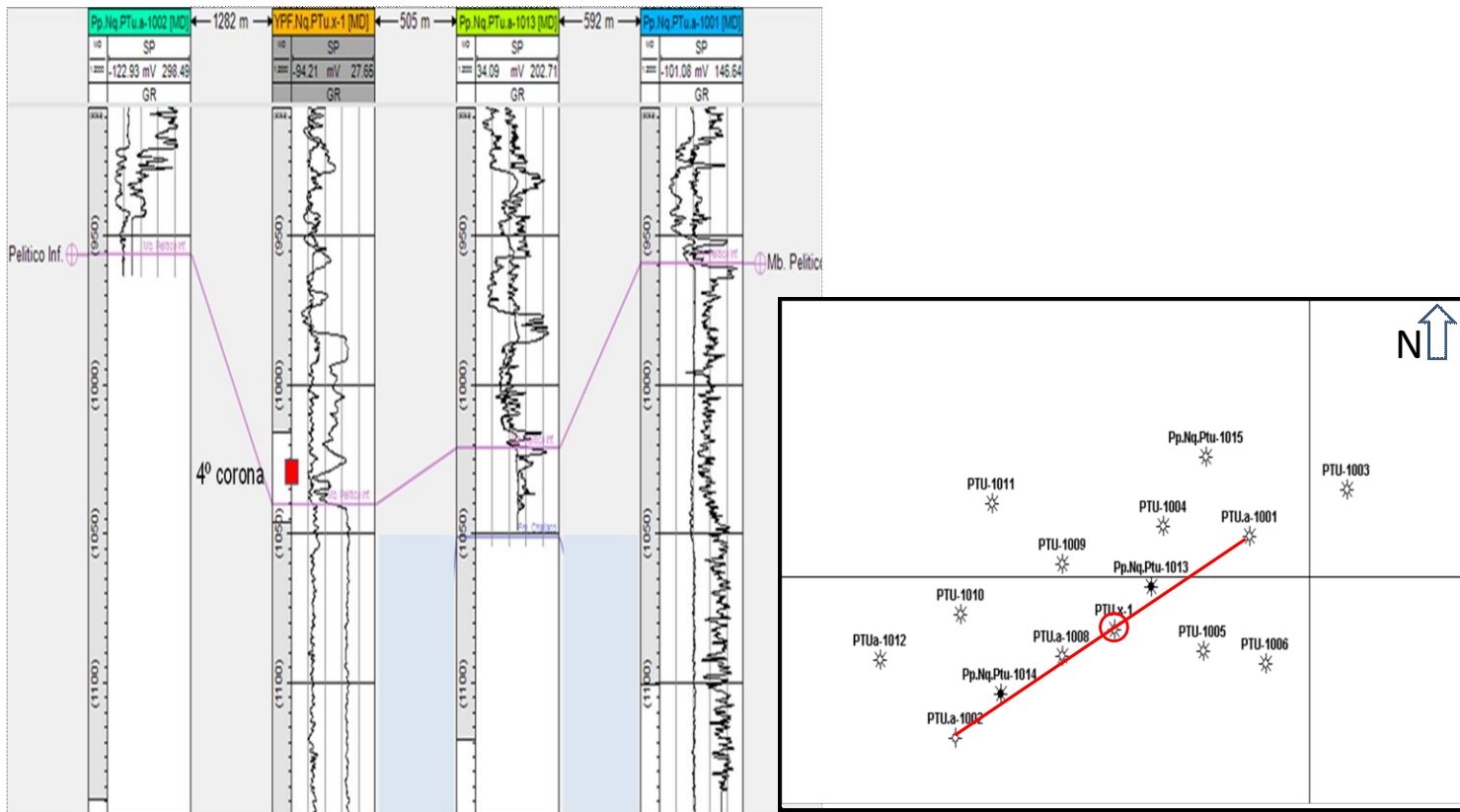


Figura 26. Corte Estructural. Cuarta carrera con corona (rojo) y ubicación del sondeo. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1.

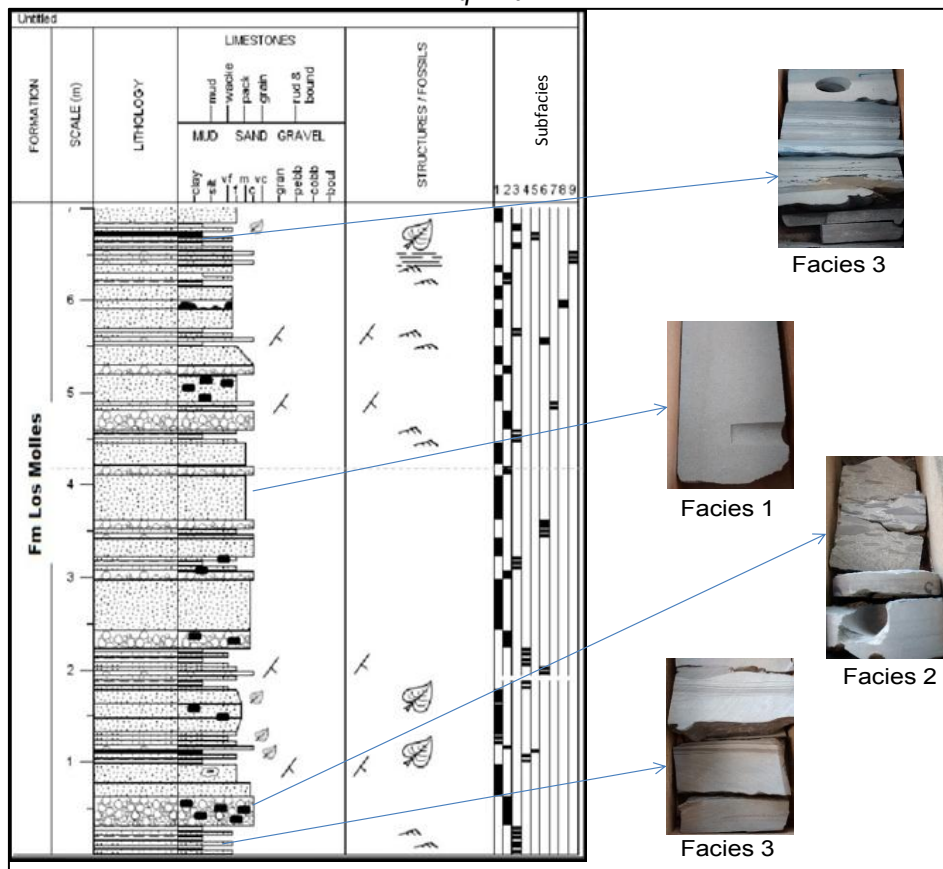


Figura 27. Perfil Selley (izquierda), fotos corona (derecha) del Pozo YPF.Nq.PTu.x-1 (4ta Carrera).

A lo largo de todo el perfil Selley (Figura 27) de la cuarta carrera con corona del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, se pudo observar areniscas medias a gruesas masivas y subordinadas areniscas finas donde varias presentan estratificación de bajo ángulo. Cerca de la base del perfil se observan clastos pelíticos dentro de arenisca conglomerádica que presentan una orientación preferencial de gran tamaño (algunos mayores a los 5 cm) y por encima un clasto de arenisca conglomerádica dentro de la arenisca fina masiva. Llegando al techo, intercalación de areniscas finas con areniscas conglomerádicas, ambas con estratificación planar.

La arenisca se encuentra interrumpida a lo largo de toda la columna por intercalaciones de restos carbonosos y pelitas con areniscas finas y medias con estratificación ondulítica y areniscas conglomerádicas.

Facies 1: Arenisca masiva (Am)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies areniscas tractivas de grano fino, medio y grueso, masivas y con clastos pelíticos de 4cm aproximadamente.

Interpretación: las areniscas masivas se interpretan como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta densidad. Los intraclastos pelíticos son producto de flujos erosivos.

Es una de la facies con mejor condición de reservorio.

Facies 2: Arenisca conglomerádica masiva (ACm)

Descripción: se incluyen dentro de esta facies las areniscas conglomerádicas tractivas de grano grueso con estructura masiva.

Interpretación: La arenisca conglomerádica se interpreta como una rápida depositación de sedimentos transportados por flujos de alta energía (la mayor energía observada en las coronas).

Facies 3: Arenisca conglomerádica/arena/pelita (AC/A/P) (heterolítica)

Descripción: comprende una alternancia de litologías que dan como resultado depósitos heterolíticos. Debido a su escaso espesor se agruparon en una

misma facies. Comprende la alternancia de areniscas conglomerádicas masivas con areniscas con laminación de bajo ángulo y ondulítica y pelitas con restos carbonosos.

Interpretación: flujos tractivos de alta energía y corta duración que cuando finalizan dan lugar a la depositación de material fino. La presencia de restos carbonosos indicaría cercanía al continente o al menos aporte continental.

Consideraciones paleoambientales generales:

Al presentar areniscas con estratificación planar, menor espesor de areniscas masivas y espesores considerables de pelitas laminadas intercaladas con areniscas con estratificación ondulítica, comparándolas con los testigos corona de los pozos Pp.Nq.PTu.a-1001 Pp.Nq.PTu.a-1013 e YPF.Nq.PTu.x-1 (carrera 1 y 2), me indica que estamos en posiciones más distales.

Según Mutti y Ricci Lucchi (1975) estamos en presencia de una facies D1 (el más difundido en los depósitos turbidíticos). La proporción de arenisca es mayor que la de pelitas. Granulometría de fina a muy fina. Se trata de materiales transportados a partir de una corriente de turbidez diluida.

## Correlación perfiles de pozos

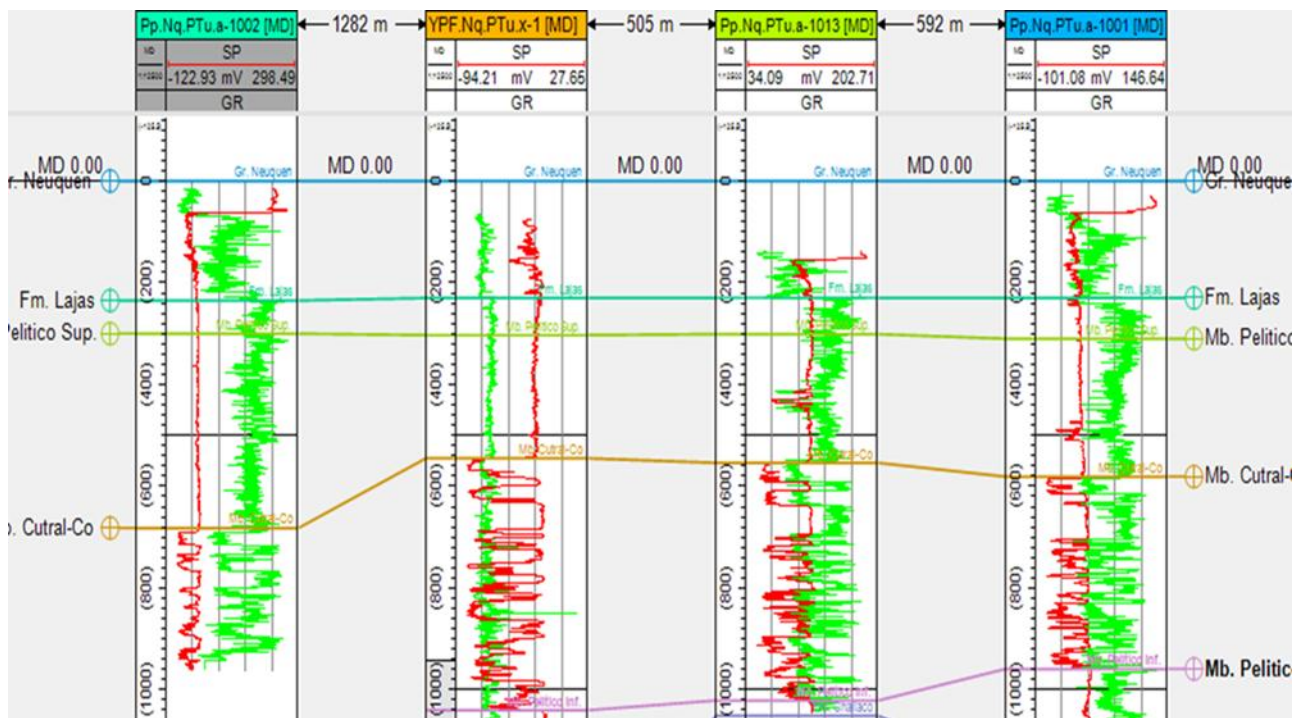


Figura 28. Correlación a partir de perfiles de pozos: potencial espontáneo (SP) línea roja y de rayos gamma (GR) línea verde.



## 4.2-Descripción Petrofísica del pozo Pp.Nq.PTu.a-1013

Los Estudios Petrofísicos, los cuales están divididos en Petrofísica Básica y Petrofísica Especial, fueron realizados con datos de la 1era carrera con corona del pozo Pp.Nq.PTu-1013. Las características más destacadas son su alta porosidad y baja permeabilidad.

Debido a estas características, se eligieron las muestras siguientes:

Plug 1-10-2: Ya analizamos el corte delgado al microscopio.

Plug 1-5-19: Alta porosidad (similar a la muestra 1-5-17 ya vista en corte delgado).

No se realizaron estudios de Mojabilidad debido a que la corona fue despreservada y las muestras ya estaban lavadas.

### **Estudios a realizar:**

**4.2.1-Petrofísica Básica:** La Petrofísica Básica comprende los estudios de Permeabilidad al gas, Porosidad, Densidad Aparente, Real y la Permeabilidad Absoluta al Gas y cálculo de la Permeabilidad Klinkenberg por correlación de cada plug. Estos estudios se realizan en condiciones estándar (STD: temperatura ambiente y presión atmosférica) y en condiciones de sobrecarga (temperatura ambiente y presión neta de sobrecarga, NOBP).

Primer paso: Se pesa la muestra en estado nativo. En equipo Soxhlet, se lavó la muestra con metanol (Imagen 13), alrededor de 4 horas, a fin de eliminar sales. Secado en estufa a 75°C aproximadamente 18 horas. Luego se mide la longitud (se toman 3 mediciones y se hace un promedio). Lo mismo ocurre con la medición del diámetro de la muestra. También vamos a considerar el peso seco con la balanza (Imagen 14).

Luego se toman diferentes parámetros como presión de empaquetamiento,  $\Delta P$ ,  $\Delta V$ ,  $\Delta T$ , temperatura, etc. que serán útiles para realizar los cálculos y así obtener la permeabilidad para cada muestra.

Lo mismo va a ocurrir cuando determinemos los valores del peso seco, los contrapesos que se usan para ocupar el volumen muerto y la lectura de la

presión en PSI. Todos estos, después de realizar los cálculos correspondientes, me van a dar los datos de porosidad.



**Imagen 13.** Equipo Soxhlet con la muestra colocada.



**Imagen 14.** Balanza digital analítica.

Petrofísica Básica							
Estudio de porosidad y permeabilidad							
Compañía:						Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1013	
Yacimiento: Puesto Touquet						Carrera: 1	
Formación: Los Molles							
Condiciones STD							
Muestra	Profundidad de perforación [mbbp]	Densidad Efectiva [gr/cm3]	Densidad Aparente [gr/cm3]	Porosidad [%]	Permeabilidad al Gas [mD]	Permeabilidad por klinkenberg [mD]	Observaciones
1-10-1	613,2	2,63	2,03	22,83	0,5129	0,3351	
1-10-2	613,5	2,64	2,34	21,9	0,563	0,528	
1-10-3	613,8	2,62	1,98	24,37	0,5982	0,3945	
1-9-4	614,1	2,62	1,98	24,41	0,9004	0,6084	
1-9-5	614,4	2,62	1,98	24,47	1,0349	0,7051	
1-9-6	614,7	2,62	1,99	24,14	0,7818	0,5238	
1-8-7	615,02	2,63	2	24,04	0,8496	0,5721	
1-8-8	615,32	2,64	2,09	20,61	0,4299	0,2779	
1-8-9	615,62	2,62	1,98	24,37	0,7808	0,5231	
1-8-10	615,92	2,62	1,98	24,38	1,0119	0,6886	
1-7-11	616,22	2,64	2,26	14,28	0,0376	0,021	
1-7-12	616,52	2,63	2,01	23,52	1,0276	0,6999	
1-7-13	616,82	2,62	1,99	23,85	0,7572	0,5063	
1-6-14	617,12	2,61	2,01	23,19	0,2136	0,1324	
1-6-15	617,42	2,61	2,02	22,83	0,2479	0,155	
1-6-16	617,72	2,62	1,97	24,73	0,7993	0,5363	
1-5-17	618,03	2,63	1,96	25,18	1,9203	1,3579	
1-5-18	618,33	2,62	2,02	23,11	0,4106	0,2647	
1-5-19	618,63	2,66	2,06	22,7	1,38	0,963	
1-5-20	618,93	2,62	2,01	23,48	0,5717	0,3759	
1-4-21	619,23	2,63	2,02	23,49	1,3265	0,9175	
1-4-22	619,53	2,63	2,03	22,89	1,0729	0,7327	
1-4-23	619,83	2,63	2,01	23,79	1,2281	0,8454	
1-3-24	620,55	2,63	1,99	24,4	1,3397	0,9271	
1-2-25	621,2	2,6	2,09	19,57	0,1316	0,0792	
1-2-26	621,42	2,6	2,06	20,91	0,2473	0,1546	
1-1-27	622,16	2,63	2,01	23,6	2,0064	1,4226	

Figura 29. Cuadro de resultados Petrofísica Básica.

#### 4.2.2-Petrofísica Especial:

4.2.2a-CVP (Compresibilidad del Volumen Poral).

4.2.2b-Factor de Formación.

4.2.2c-Indice de resistividad

4.2.2d-Puntos extremos de saturación y permeabilidades efectivas en dichos puntos.

#### 4.2.2a-Compresibilidad del Volumen Poral

Para realizar el ensayo se utilizó la Celda Triaxial (Imagen 15 y 16) que llega a mediar hasta 10.000 PSI. Se comenzó el estudio utilizando un testigo de referencia que se utiliza para calibrar los valores. Se mide la diferencia de

presiones (Celda Triaxial) que serán convertidos en diferencias de volúmenes a partir de cálculos.

Cuando se preparó el testigo de referencia en la celda, se colocó aceite hidráulico antes de comprimirla. Se debe asegurar que no se encuentre en contacto con la muestra porque podría modificar sus propiedades.

Primero se midió con presión de empaquetamiento STD (300 PSI). Cada un determinado tiempo se controlaron los valores que van variando hasta que se estabilizan.

Luego se aumentó la presión de empaquetamiento a 500 PSI, luego 1000, 1300 (NOBP), 2000, 3000, y así sucesivamente hasta los 10000 PSI. De esta forma, se completó la primera vuelta. Luego se vuelve a presión STD para realizar la segunda y tercera vuelta. En estas, se vio que las diferencias de presiones disminuyen.

Una vez concluidos los estudios con los testigos, se utilizó la muestra. La metodología es la misma y se realizó hasta que las diferencias de presiones se estabilizaron.



**Imagen 15.** *Celda Triaxial.*



Imagen 16. Celda Triaxial para realizar ensayo de CVP.

**Compresibilidad del Volumen Poral**

**Muestra 1-5-19**

Profundidad: Prof m      Porosidad<sub>STD</sub>: 23 %      Permeab. Gas<sub>STD</sub>: 001 mD

	Presión de Confinamiento [psi]	Volumen Poral [cm <sup>3</sup> ]	Coef. Compres. [(1/VP)*dVP/dP]
	500	14,225	6,1,E-05
	1000	13,937	3,1,E-05
<b>NOBP</b>	<b>1300</b>	<b>13,925</b>	<b>2,4,E-05</b>
	2000	13,649	1,5,E-05
	3000	13,481	1,0,E-05
	4000	13,361	7,7,E-06
	5000	13,268	6,1,E-06
	6000	13,193	5,1,E-06
	7000	13,129	4,4,E-06
	8000	13,073	3,8,E-06
	9000	13,024	3,4,E-06
	10000	12,980	3,1,E-06

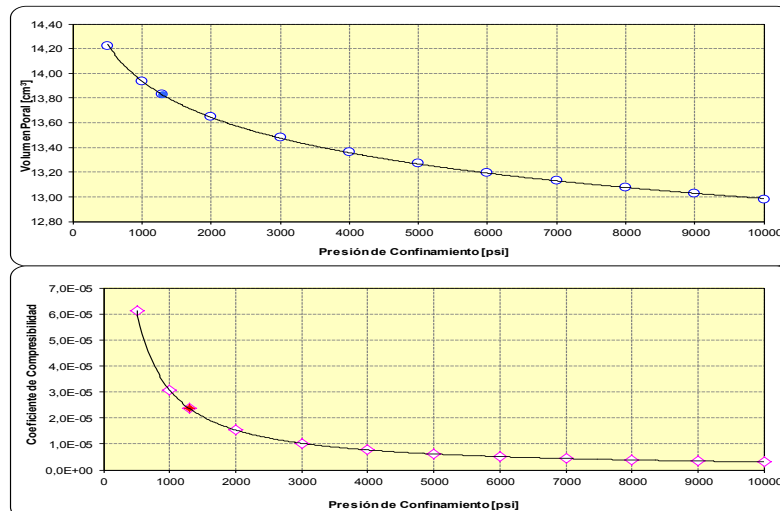


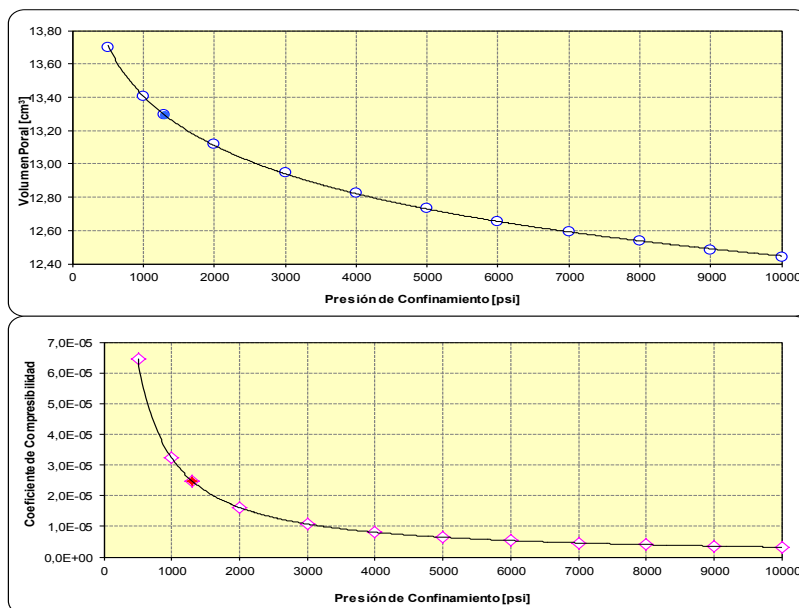
Figura 30. Resultados Compresibilidad del Volumen Poral. Muestra 1-5-19.

## Compresibilidad del Volumen Poral

### Muestra 1-10-2

Profundidad: Prof m      Porosidad <sub>STD</sub>: 23 %      Permeab. Gas <sub>STD</sub>: 001 mD

Presión de Confinamiento [psi]	Volumen Poral [cm <sup>3</sup> ]	Coef. Compres. [(1/VP)*dVP/dP]
500	13,698	6,45,E-05
1000	13,407	3,22,E-05
<b>NOBP 1300</b>	<b>13,297</b>	<b>2,48,E-05</b>
2000	13,116	1,61,E-05
3000	12,946	1,07,E-05
4000	12,826	8,06,E-06
5000	12,732	6,45,E-06
6000	12,656	5,37,E-06
7000	12,591	4,60,E-06
8000	12,535	4,03,E-06
9000	12,485	3,58,E-06
10000	12,441	3,22,E-06



**Figura 31.** Resultados Compresibilidad del Volumen Poral. Muestra 1-10-2.

### 4.2.2b-Factor de Formación

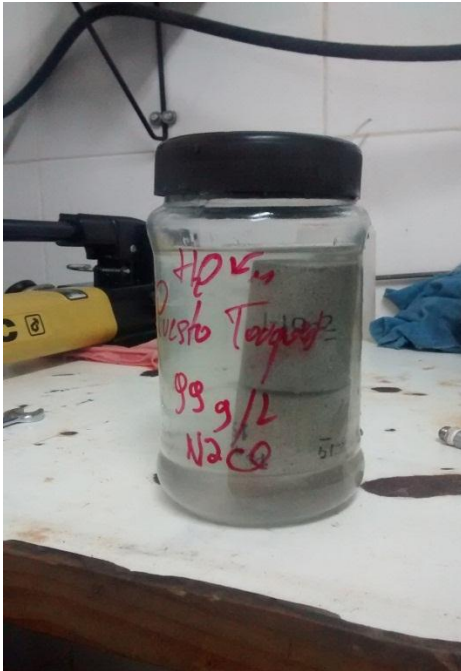
La muestra se satura con agua de formación (por vacío y presión). Luego se deja en con esa misma agua hasta el momento de realizar el ensayo (Imagen 17). Esto evita perdidas por evaporación. Se pesa con la balanza electrónica y se anotan los valores en las respectivas planillas.

Volumen Poral muestra saturada: muestra 1-5-19 = 14,52% y muestra 1-10-2= 13,14%.

Ensayo Factor de Formación muestra 1-10-2: Se coloca agua de formación 99 gr/l NaCl en el botellón (Imagen 18). Se hace circular agua por la muestra y así poder determinar su permeabilidad absoluta al agua. Se lleva la muestra a presión estándar 300 PSI (Presión de confinamiento). Es fundamental que la muestra este sin aire, por eso se debe hacer ingresar el agua al sistema hasta



que pierde todo el aire y comienza a gotear en la zona del tapón de entrada. Luego este se ajusta (Imagen 19).



**Imagen 17.** Muestra saturada en agua de formación. **Imagen 18.** Botellón con agua de formación.



**Imagen 19.** Se observa el goteo en el tapón de entrada. El circuito se encuentra sin aire.

Se ingresa el agua con una presión de 150 PSI y no se observa goteo, esto indica que es una muestra de muy baja permeabilidad. Se lleva la presión a 200 PSI y se llena el caño de agua para acelerar el comienzo del goteo. Una vez que comienza a gotear se debe estabilizar.

Para determinar la permeabilidad se necesita: Tiempo (controlarlo cada 3 o 4 gotas aproximadamente), densidad de agua y el peso (recipiente + gotas) (Imagen 20). Para medir la resistividad necesito aislar la muestra con teflón en



la parte de entrada y salida (con esto evito medir la resistividad de la celda).  
Por la ley de Ohm tenemos la conductividad (Imagen 21).



**Imagen 20.** Ensayo Factor de Formación.



**Imagen 21.** Ensayo Factor de Formación con medición de resistividad.

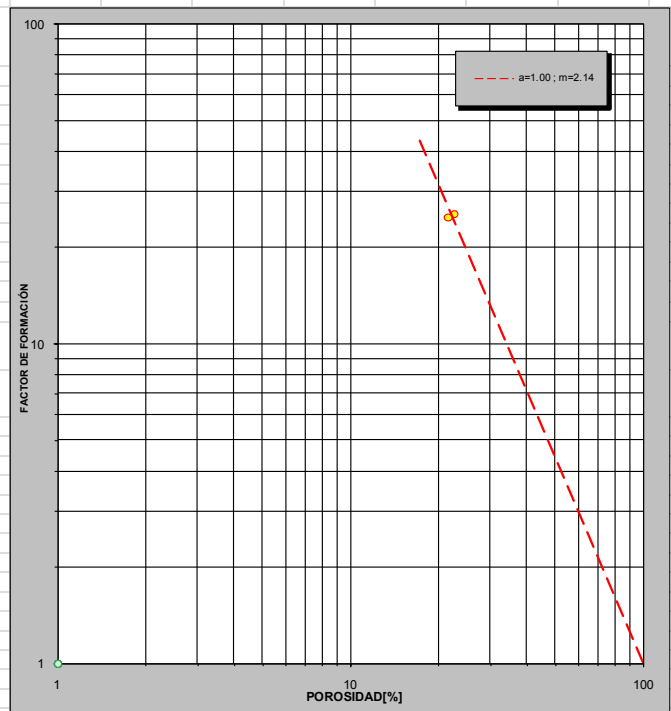
Luego se aumenta la presión de confinamiento a 1300 PSI (NOBP) y también se aumenta a 770 PSI la presión que le aplicamos al agua para que circule dentro de la roca. Se vuelve a pesar y se toma el tiempo de goteo.

**FACTOR DE FORMACIÓN @ Condiciones NOBP= psi**

Muestra	Profundidad [mbbp]	Porosidad NOBP [%]	Factor de Formación	Resistividad (Ro) [ $\Omega \cdot m$ ]	"m"
1-5-19		22,6	25,6	2,08	2,18
1-10-2		21,7	24,9	2,02	2,11

Rw @ 20.0 °C : 0.811 [ $\Omega \cdot m$ ]

Factor de Formación (Archie) :  $FF = 1 \times \phi^{-2.14}$  ( $\phi$  = Porosidad como fracción del VP)



[\*] La resistividad del agua fue corregida utilizando el grafico Gen-9 de Schlumberger

**Figura 32.** Resultados Factor de Formación. Muestras 1-5-19 y 1-10-2.

El valor del factor de cementación en las dos muestras es alto, siendo los valores normales entre 1,8 y 2. Esto podría deberse a un alto contenido de arcillas o espacio poral mas tortuoso.

**4.2.2c-Puntos Extremos y 4.2.2d-Resistividad**



**Imagen 22.** Ensayo Puntos Extremos. Desplazamiento del agua con un gas.

Se barre el agua con un gas (Imagen 22) y en cada punto de desplazamiento se toma la resistividad.

Primer paso: se barre el agua con gas por el orificio de purga (solo la entrada), para eliminar la que se encuentra en la cámara y así solo tener el agua de la muestra. Se aumenta la presión de gas y se busca un ángulo de inclinación apropiado, para tener mejor desplazamiento de agua. Al principio, se comienza a tomar mediciones cada 5 gotas más o menos. También se puede observar cómo se desplazan las burbujas de gas (Imagen 23) y se mide el tiempo.



**Imagen 23.** Burbujas de gas en ensayo de Puntos Extremos.

Luego se toman datos cada 20 min más o menos. Cuando termina de gotear, se ha concluido el ensayo.

Segundo paso: se barre el gas con agua de formación (Imagen 24) hasta que deje de burbujear. Al comenzar el ensayo, se tiene que verificar que el sistema esté estático (cuando deja de gotear).

Se coloca  $0,7\text{cm}^3/\text{min}$  de agua de formación en el sistema con una baja presión de 3 PSI, que se aumenta gradualmente. Luego comienza el burbujeo (Imagen 25) y cada 20 min aproximadamente se toman los valores. El ensayo finaliza cuando la totalidad del gas fue barrido (finaliza el burbujeo).



Imagen 24. Ensayo Puntos Extremos. Desplazamiento del gas con un agua de formación.



Imagen 25. Burbujeo.

**Saturación y Permeabilidad en Puntos Extremos @ NOBP = 1300 psi**

Muestra	Profundidad	Condiciones STD		Condiciones NOBP			Sistema Agua - Gas			
		Porosidad	Permeabilidad	Porosidad	Permeabilidad Abs. al Gas	Permeabilidad Abs. al Agua	Swirr	Kef Gas	Srg	Kef Agua
		[%]	[mD]	[%]	[mD]	[mD]	[%]	[mD]	[%]	[mD]
1-5-19	618,63	22,7	1,38			0,455	61,2	0,295	21,0	0,260
1-10-2	613,50	21,9	0,56			0,111	67,1	0,089	24,1	0,077

Figura 33. Resultados Puntos Extremos.

Muestra 1-5-19: Fluido móvil:  $(100 - Srg - Swirr) = 17\%$

Muestra 1-10-2: Fluido móvil: (100-Srg-Swirr=8,8%)

Al ser muestras pocos permeables, son propensas a tener un rango móvil bajo.

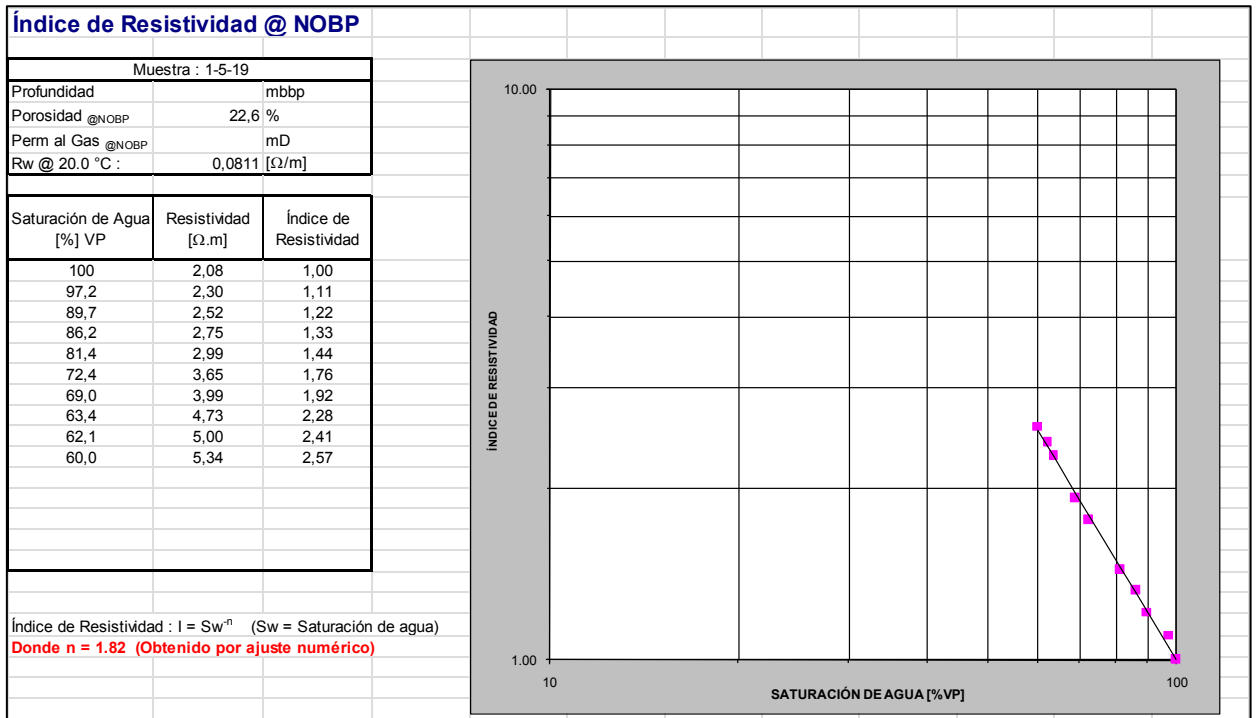


Figura 34. Resultados Índice de Resistividad. Muestra 1-5-19.

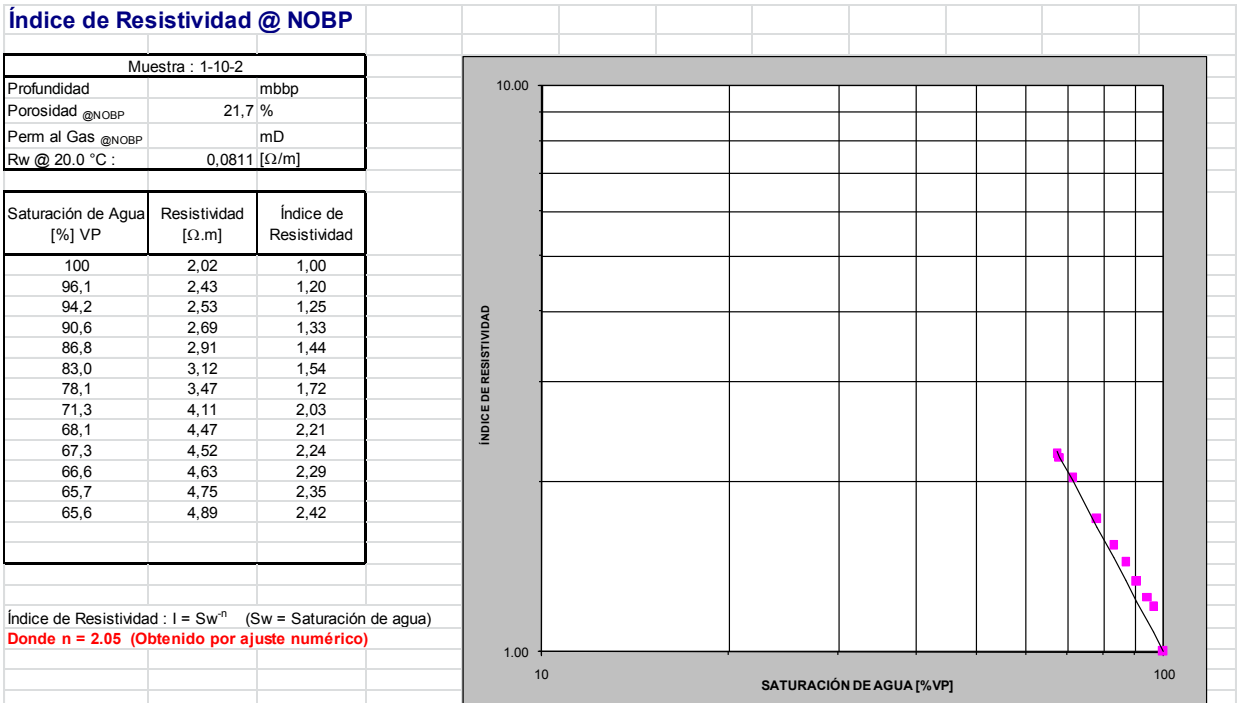


Figura 35. Resultados Índice de Resistividad. Muestra 1-10-2.

### 4.3- Cuadros de datos geológicos y petrofísicos.

Petrofísica por profundidad Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001				
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Petrofísicos	
			Porosidad	Permeabilidad al gas
			%	(mD)
1155	591,27	Amf	22,4	1,07
1156	591,52	Amf	21,9	1,08
1157	591,77	Amg	22,2	0,48
1158	592	Amg	20,3	0,48
1159	592,29	Amf	20,9	0,34
1160	592,54	Amf	21,8	0,93
1161	592,79	Amf	20,4	0,21
1162	593,05	Amf	20,5	0,27
1163	593,34	Amf	21,5	0,51
1164	593,59	Amf	22,9	2,76
1165	594,01	Amg	23,4	5,03
1166	594,26	Amg	22,8	1,89
1167	594,52	Amg	23,1	1,7
1168	594,75	Amf	23,3	2,07
1169	595	Amf	23,4	5,56
1170	595,25	Amf	23,3	2,9
1171	595,54	Amf	24,4	4,17
1172	595,95	Amf	22,4	2,28
1173	596,2	Amf	22,7	3,47
1174	596,48	Amf	22,9	1,82
1175	596,88	Amf	23,4	4,4
1176	597,14	Amf	22,4	2,2
1177	597,46	Amf	21,6	1,49
1178	597,77	Amf	22,5	6,25
1179	598,03	Amf	22,2	2,84
1180	598,3	Amf	20,3	0,53
1181	598,64	Amf	22	1,37
1182	598,89	Amf	23,8	6,44
1183	599,13	Amf	22,9	2,7
1184	599,5	Amf	21,9	1,63
1185	599,75	Amcp	16,1	0,13
1186	599,96	Amf	20	0,24
1187	600,33	Amf	21,5	0,76

Figura 36. Cuadro de datos petrofísicos ordenados por profundidad. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.

Petrofísica por facies Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001											
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Petrofísicos		n	Prosidad (STD)			Permeabilidad (STD)		
			Porosidad	Permeabilidad al gas		Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo
			%	(mD)							
1155	591,27	Amf	22,4	1,07	27	22,19	24,4	20	2,23	6,44	0,21
1156	591,52	Amf	21,9	1,08							
1159	592,29	Amf	20,9	0,34							
1160	592,54	Amf	21,8	0,93							
1161	592,79	Amf	20,4	0,21							
1162	593,05	Amf	20,5	0,27							
1163	593,34	Amf	21,5	0,51							
1164	593,59	Amf	22,9	2,76							
1168	594,75	Amf	23,3	2,07							
1169	595	Amf	23,4	5,56							
1170	595,25	Amf	23,3	2,9							
1171	595,54	Amf	24,4	4,17							
1172	595,95	Amf	22,4	2,28							
1173	596,2	Amf	22,7	3,47							
1174	596,48	Amf	22,9	1,82							
1175	596,88	Amf	23,4	4,4							
1176	597,14	Amf	22,4	2,2							
1177	597,46	Amf	21,6	1,49							
1178	597,77	Amf	22,5	6,25							
1179	598,03	Amf	22,2	2,84							
1180	598,3	Amf	20,3	0,53							
1181	598,64	Amf	22	1,37							
1182	598,89	Amf	23,8	6,44							
1183	599,13	Amf	22,9	2,7							
1184	599,5	Amf	21,9	1,63							
1186	599,96	Amf	20	0,24							
1187	600,33	Amf	21,5	0,76							
1157	591,77	Amg	22,2	0,48	5	22,36	23,4	20,3	1,91	5,03	0,48
1158	592	Amg	20,3	0,48							
1165	594,01	Amg	23,4	5,03							
1166	594,26	Amg	22,8	1,89							
1167	594,52	Amg	23,1	1,7							
1185	599,75	Amcp	16,1	0,13	1	16,1	16,1	16,1	0,13	0,13	0,13

Figura 37. Cuadro de datos petrofísicos ordenados por Facies. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.



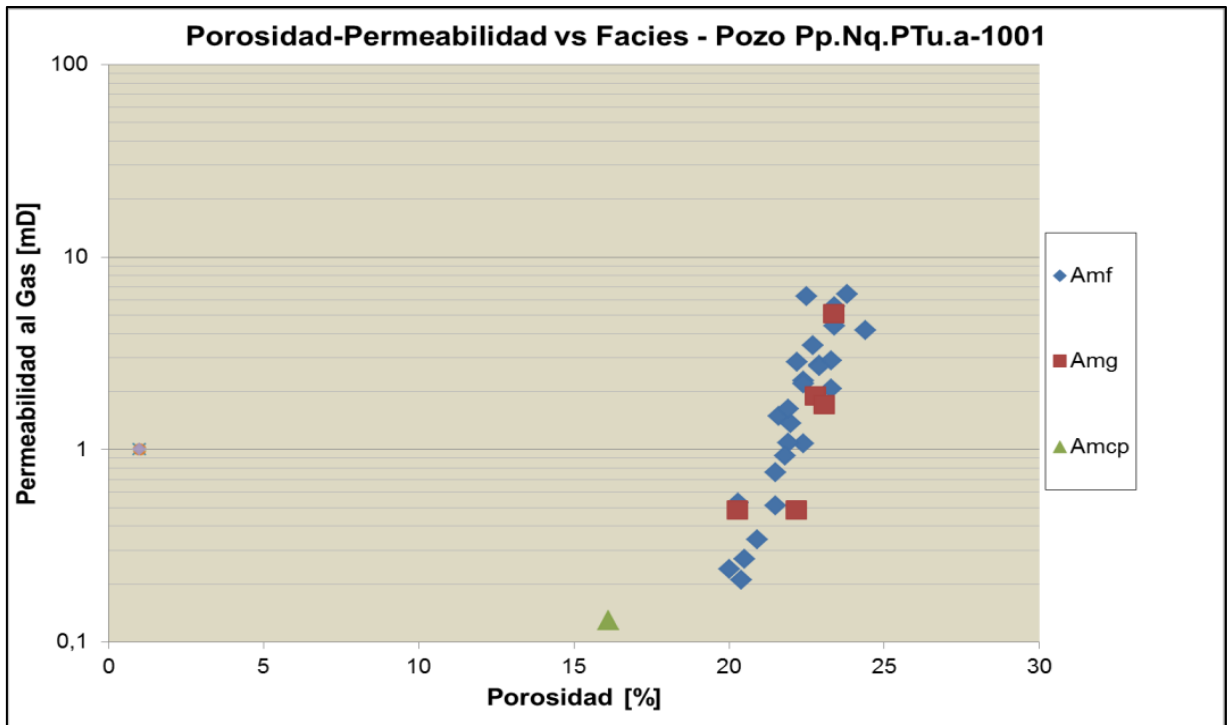


Figura 38. Diagrama Porosidad-permeabilidad vs Facies. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001.

De acuerdo a lo observado en el gráfico, se puede decir que presentan un buen agrupamiento con tendencia lineal.

En las facies Amf y Amg no se observan diferencias petrofísicas, sin embargo en la facies Amcp los valores son muy bajos. Esto puede ser debido a clastos pelíticos en el plug.

La permeabilidad y la porosidad alcanzan valores próximos de 8mDy 25 % respectivamente.

Petrofísica por profundidad Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002					
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Geológicos	Datos Petrofísicos	
			Porosidad	Porosidad	Permeabilidad al gas
			%	%	(mD)
1188	737,86	Al		21	1,71
1189	738,09	Al		20,6	9,72
1190	738,41	Al		21,2	0,87
1191	738,65	Al	15 a 18%	20,2	2,43
1192	738,9	Am		19,1	1,75
1193	739,13	Amcp		15,1	0,77
1194	739,97	Pdpc		20,9	1,25
1195	740,27	Am		20,6	1,22
1196	740,51	Am		20,5	0,58
1197	740,72	Am		18,8	0,65
1198	741,67	A/P I		18,5	0,23
1199	742,86	A/P I		17,9	0,79
1200	743,1	A/P I		9,1	0,01
1201	743,34	Am		22,1	0,89
1202	743,57	Am		21,9	1,11
1203	743,85	Am	15 a 20%	20,9	2,29
1204	744,1	Am		21,1	1,23
1205	744,35	Am		19	1,36
1206	744,6	Am		18,5	1,12
1207	744,83	Am		20,5	0,5
1208	745,1	Am		22,1	1,5
1209	745,37	Am		23,3	4,46
1210	745,61	Am		19,8	0,24
1211	745,92	Am		20,8	1,09
1212	746,17	Am		23,2	6,52
1213	746,44	Am	15 a 18%	21,2	1,55

**Figura 39.** Cuadro de datos petrofísicos y geológicos ordenados por profundidad. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.

Petrofísica por facies Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002												
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Geológicos	Datos Petrofísicos								
			Porosidad %	Porosidad %	Permeabilidad al gas (mD)							
						n						
						Porosidad (STD)			Permeabilidad (STD)			
						Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	
1192	738,9	Am		19,1	1,75	17	20,78	23,3	18,5	1,65	6,52	0,24
1195	740,27	Am		20,6	1,22							
1196	740,51	Am		20,5	0,58							
1197	740,72	Am		18,8	0,65							
1201	743,34	Am		22,1	0,89							
1202	743,57	Am		21,9	1,11							
1203	743,85	Am	15 a 20%	20,9	2,29							
1204	744,1	Am		21,1	1,23							
1205	744,35	Am		19	1,36							
1206	744,6	Am		18,5	1,12							
1207	744,83	Am		20,5	0,5							
1208	745,1	Am		22,1	1,5							
1209	745,37	Am		23,3	4,46							
1210	745,61	Am		19,8	0,24							
1211	745,92	Am		20,8	1,09							
1212	746,17	Am		23,2	6,52							
1213	746,44	Am	15 a 18%	21,2	1,55							
1188	737,86	Al		21	1,71	4	20,75	21,2	20,2	3,68	9,72	0,87
1189	738,09	Al		20,6	9,72							
1190	738,41	Al		21,2	0,87							
1191	738,65	Al	15 a 18%	20,2	2,43							
1194	739,97	Pdpc		20,9	1,25	1	20,9	20,9	20,9	1,25	1,25	1,25
1198	741,67	A/P I		18,5	0,23	3	15,16	18,5	9,1	0,34	0,79	0,01
1199	742,86	A/P I		17,9	0,79							
1200	743,1	A/P I		9,1	0,01							
1193	739,13	Amcp		15,1	0,77	1	15,1	15,1	15,1	0,77	0,77	0,77

Figura 40. Cuadro de datos petrofísicos y geológicos ordenados por Facies. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.

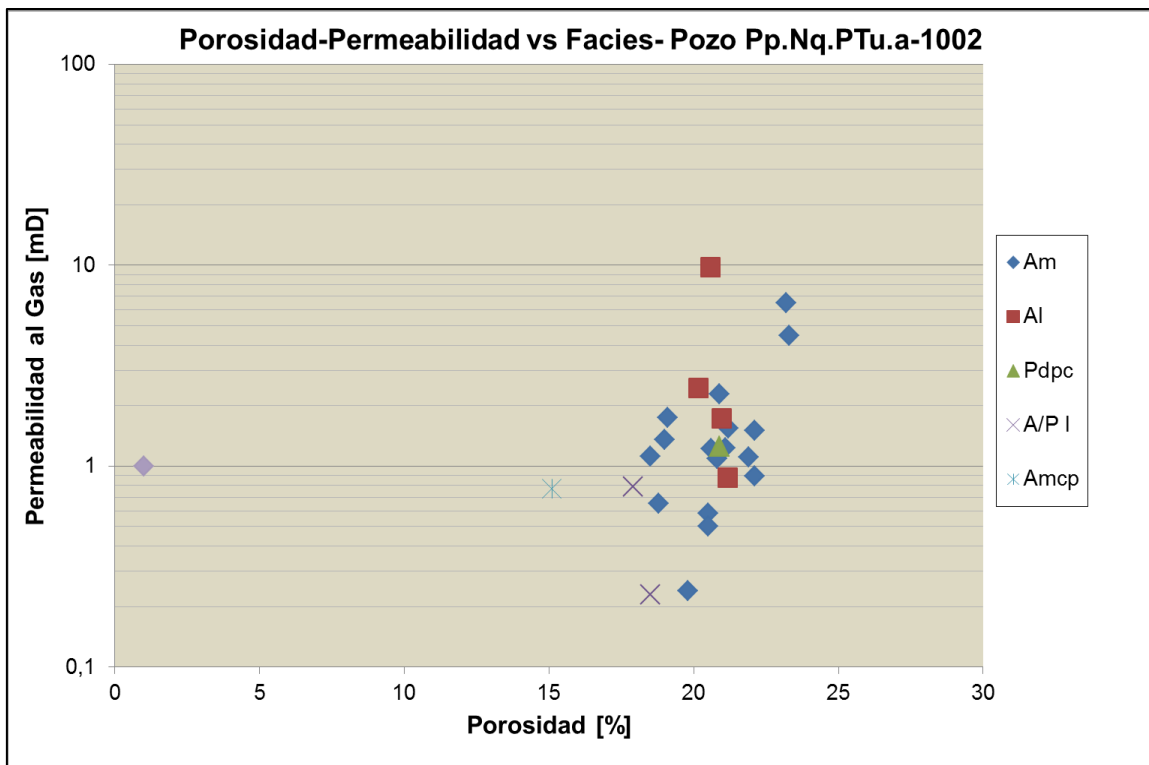


Figura 41. Diagrama Porosidad-permeabilidad vs Facies. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002.

A diferencia del diagrama del pozo Pp.Nq.PTu.a-1001, en el pozo Pp.Nq.PTu.a-1002 no se observa una tendencia lineal, sino que los datos se distribuyen de manera heterogénea.

En la facies Al no varía la porosidad (19 a 22%) pero si la permeabilidad (0,9 a 10mD).

Petrofísica por profundidad Pozo Pp.Nq.PTu-1013						
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Geológicos		Datos Petrofísicos	
			Porosidad %	Porosidad %	Permeabilidad al gas (mD)	Permeabilidad por Klinkenberg (mD)
1-10-1	613,2	Am		22,83	0,5129	0,3351
1-10-2	613,5	Am	18 a 20	21,9	0,563	0,528
1-10-3	613,8	Am		24,37	0,5982	0,3945
1-9-4	614,1	Am		24,41	0,9004	0,6084
1-9-5	614,4	Am		24,47	1,0349	0,7051
1-9-6	614,7	Am		24,14	0,7818	0,5238
1-8-7	615,02	Am		24,04	0,8496	0,5721
1-8-8	615,32	Am		20,61	0,4299	0,2779
1-8-9	615,62	Am		24,37	0,7808	0,5231
1-8-10	615,92	Am		24,38	1,0119	0,6886
1-7-11	616,22	Am		14,28	0,0376	0,021
1-7-12	616,52	Am		23,52	1,0276	0,6999
1-7-13	616,82	Am		23,85	0,7572	0,5063
1-6-14	617,12	Am		23,19	0,2136	0,1324
1-6-15	617,42	AmCP		22,83	0,2479	0,155
1-6-16	617,72	Am		24,73	0,7993	0,5363
1-5-17	618,03	Am	20 a 25	25,18	1,9203	1,3579
1-5-18	618,33	AC		23,11	0,4106	0,2647
1-5-19	618,63	Am		22,7	1,38	0,963
1-5-20	618,93	Am		23,48	0,5717	0,3759
1-4-21	619,23	AC		23,49	1,3265	0,9175
1-4-22	619,53	AC		22,89	1,0729	0,7327
1-4-23	619,83	Am		23,79	1,2281	0,8454
1-3-24	620,55	Am		24,4	1,3397	0,9271
1-2-25	621,2	C		19,57	0,1316	0,0792
1-2-26	621,42	C	18	20,91	0,2473	0,1546
1-1-27	622,16	Am		23,6	2,0064	1,4226

**Figura 42.** Cuadro de datos petrofísicos y geológicos ordenados por profundidad. Pozo Pp.Nq.PTu-1013.

Petrofísica por facies Pozo Pp.Nq.PTu-1013													
Muestra	Profundidad	Facies	Datos Geológicos		Datos Petrofísicos		n	Porosidad (STD)			Permeabilidad (STD)		
			Porosidad	Porosidad	Permeabilidad	Permeabilidad		Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo
%	%	al gas	por Klinkenberg	(mD)	(mD)								
1-10-1	613,2	Am		22,83	0,5129	0,3351	22	23	25,18	14,28	0,863	2,006	0,037
1-10-2	613,5	Am	18 a 20	21,9	0,563	0,528							
1-10-3	613,8	Am		24,37	0,5982	0,3945							
1-9-4	614,1	Am		24,41	0,9004	0,6084							
1-9-5	614,4	Am		24,47	1,0349	0,7051							
1-9-6	614,7	Am		24,14	0,7818	0,5238							
1-8-7	615,02	Am		24,04	0,8496	0,5721							
1-8-8	615,32	Am		20,61	0,4299	0,2779							
1-8-9	615,62	Am		24,37	0,7808	0,5231							
1-8-10	615,92	Am		24,38	1,0119	0,6886							
1-7-11	616,22	Am		14,28	0,0376	0,021							
1-7-12	616,52	Am		23,52	1,0276	0,6999							
1-7-13	616,82	Am		23,85	0,7572	0,5063							
1-6-14	617,12	Am		23,19	0,2136	0,1324							
1-6-15	617,42	AmCP		22,83	0,2479	0,155							
1-6-16	617,72	Am		24,73	0,7993	0,5363							
1-5-17	618,03	Am	20 a 25	25,18	1,9203	1,3579							
1-5-19	618,63	Am		22,7	1,38	0,963							
1-5-20	618,93	Am		23,48	0,5717	0,3759							
1-4-23	619,83	Am		23,79	1,2281	0,8454							
1-3-24	620,55	Am		24,4	1,3397	0,9271							
1-1-27	622,16	Am		23,6	2,0064	1,4226							
1-5-18	618,33	AC		23,11	0,4106	0,2647	3	23,16	23,49	22,89	0,936	1,326	0,41
1-4-21	619,23	AC		23,49	1,3265	0,9175							
1-4-22	619,53	AC		22,89	1,0729	0,7327							
1-2-25	621,2	C		19,57	0,1316	0,0792	2	20,24	20,91	19,57	0,189	0,247	0,131
1-2-26	621,42	C	18	20,91	0,2473	0,1546							

Figura 43. Cuadro de datos petrofísicos y geológicos ordenados por Facies. Pozo Pp.Nq.PTu-1013.

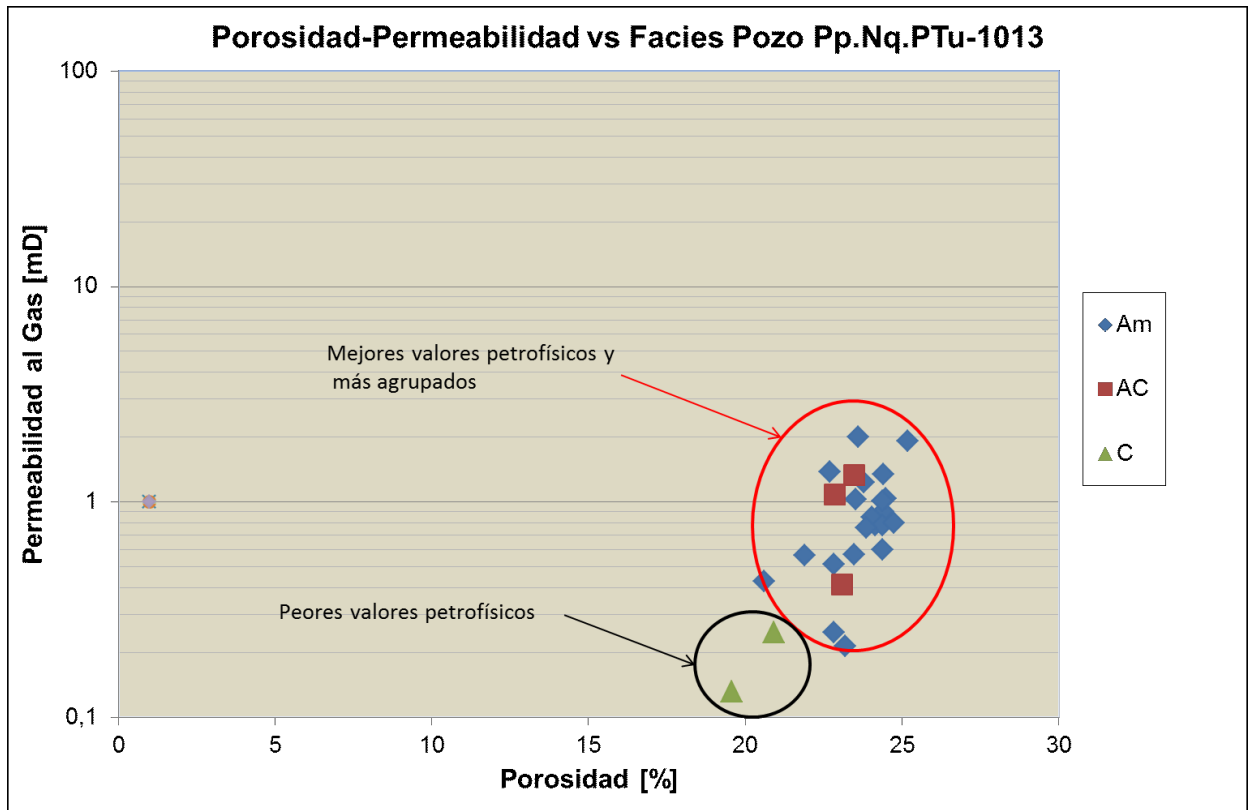


Figura 44. Diagrama Porosidad-permeabilidad vs Facies. Pozo Pp.Nq.PTu-1013.

A diferencia del diagrama del pozo Pp.Nq.PTu.a-1001 y el pozo Pp.Nq.PTu.a-1002 se observa una leve tendencia lineal, que no se observa con claridad.

Los valores de las facies Am se encuentran más agrupados (círculo rojo fig.45) y presentan una mejor petrofísica comparándolo con los de la facies C (círculo negro fig.45) que presentan peores valores petrofísicos.



## RECONSTRUCCIÓN PALEOAMBIENTAL ESQUEMÁTICA:

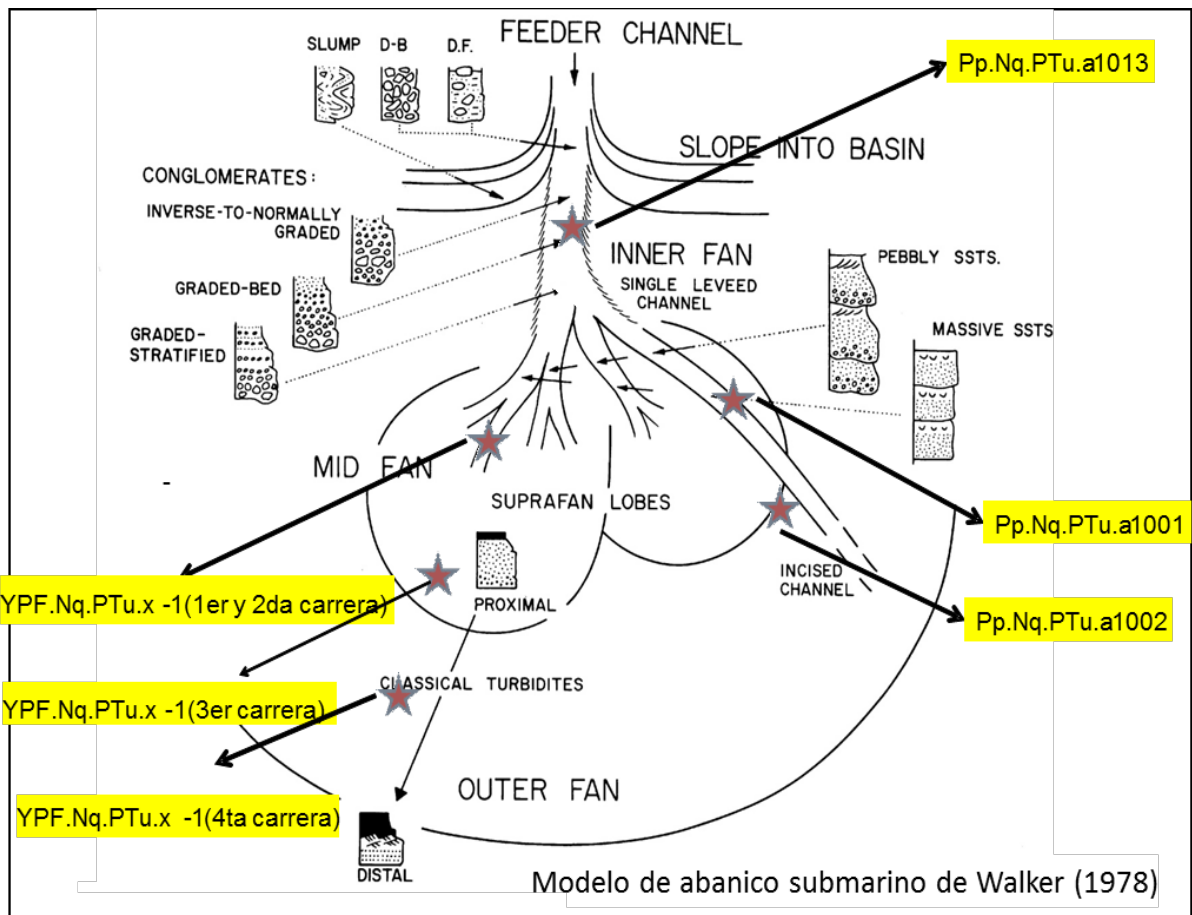


Figura 45. Pozos ubicados en el modelo de abanico submarino de Walker (1978).

En concordancia con la figura precedente, se propone un ambiente de depositación turbidítico dentro del abanico submarino. El pozo (Pp.Nq.PTu.a-1013) se encuentra en el lóbulo interno en una posición proximal presentando conglomerados con matriz de arena transportado por flujo de detritos cohesivos. Los otros pozos (Pp.Nq.PTu.a-1001 y carrera 1 y 2 del pozo YPF.Nq.PTu.x-1) se podrían ubicar dentro del lóbulo interno presentando arenas masivas continuas transportadas por flujos de alta densidad. La presencia de material más fino es el producto de flujos turbidíticos de baja densidad donde predomina el proceso de decantación sobre la tracción, esto nos da una idea de posiciones más distales (Pp.Nq.PTu.a-1002 y carrera 4 del pozo YPF.Nq.PTu.x-1).

## 5-CONCLUSIONES

A partir de estos resultados obtenidos en el laboratorio y realizando observaciones al microscopio, se podría enmarcar al miembro Cutral-Có de la Fm Los Molles en el área de estudio, como un reservorio tight gas debido a su baja permeabilidad.

Las facies con mejor condición de reservorio son arenisca masiva (Am) y arenisca laminada (Al)

De acuerdo a la interpretación paleoambiental se propone un ambiente de depositación turbidítico dentro del abanico submarino.

Desde el punto de vista petrofísico, en los estudios realizados en el laboratorio, se observaron altas porosidades totales (promedio 15%) y bajas permeabilidades (promedio 0,45 mD). Esto se debe a los siguientes procesos importantes:

- 1) Cementación de material caolinítico en los poros intragranulares (Pp.Nq.PTu.a-1001, Pp.Nq.PTu.a-1002 y Pp.Nq.PTu-1013).
- 2) Relleno de bandas de deformación por areniscas finas a muy finas (Pp.Nq.PTu.a-1001 y Pp.Nq.PTu.a-1002).

El proceso de crecimiento secundario de cuarzo que disminuye la permeabilidad, no es relevante en las coronas analizadas (Pp.Nq.PTu.a-1001 y Pp.Nq.PTu.a-1002) ya que su contenido fue menor al 5% y no fue observado en todos los cortes.

La disolución de feldespatos genera porosidad, siendo de una frecuencia intermedia entre la cementación caolinítica y el crecimiento secundario de cuarzo.

## **6-BIBLIOGRAFÍA**

### **BÁSICA GEOLOGÍA:**

Allen and Allen, 2005. Basin Analysis, Principles and Applications. Blackwell. 2nd ed.

Einsele, G., 1992. Sedimentary basins. Springer-Verlag.

Friedman G.M. and Sanders, J., 1978. Principles of sedimentology. Wiley.

Galloway W.E. and Hobday D.K., 1996. Terrigenous clastic depositional systems. Springer –Verlag.

Harms, J.C. et al., 1975. Depositional environments as interpreted from primary sedimentary structures and stratification sequences. SEPM Short Course #2.

Horbury, A.D. and Robinson A.G., 1993. Diagenesis and basin development. AAPG Studies in Geology #36.

Houseknecht, D.W. and Pittman, E.D., 1992. Origin, diagenesis and petrophysics of clay minerals in sandstones. SEPM. Special Publication #47.

IAPG. 2002. Rocas Reservorio de las Ccas. Prod. Argentinas. Eds. Mario Schiuma, Gerardo Hinterwimmer y Gustavo Vergani.

Leeder, Mike, 1999. Sedimentology and sedimentary basins. Ed. Blackwell Science.

Mc Donald, D.A. and Surdam, R., 1985. Clastic diagenesis. AAPG Memoir 37.

McIlreath I.A. and Morrow D.V., 1990. Diagenesis. Geoscience Canada. Reprint Series 4.

Reading, H.G., 1979. Sedimentary environments and facies. Elsevier. New York.

Reineck and Singh, 1980. Depositional sedimentary environments. 2<sup>nd</sup>. Edition. Springer-Verlag.

Swanson, R.G., 1981. Sample examination manual. AAPG. Methods in Exploration Series.

Walker, R.G., 1992. Facies models. Geological Association of Canada.

Carbone. (1988).

Gulisano, C. (1984).

Macdonald. (2003). *Mesozoic break-up of SW Gondwana: Implications for South Atlantic regional hydrocarbon potential. Marine and Petroleum Geology.*

Muravchik. (2011). Syn-eruptive/inter-eruptive relations in the syn-rift deposits of de Precuyano Cycle, Sierra de Chacaico, Neuquen Basin, Argentina. *Sedimentary Geology.*

Spalleti. (2000). Sequence stratigraphy of a tidally-dominated carbonate-siliciclastic ramp; the Thitonian of the southern Neuquen Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society.* .

Weaver. (1931).

YPF, F. (2015). *Geología de la Cuenca Neuquina y sus Sistemas Petroleros.*

### **BÁSICA PETROFÍSICA:**

Amaefule, J. O. and Altunbay, M.: "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells." SPE 26436, (1993).

Kozeny, J.: "Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden." *Sitzungsberichte der Kaiserlichen Akademie der Wissenschaften, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Klasse* (1927) v. 136, 271-306.

Carmen, P. C.: "Fluid Flow through Granular Beds." *Trans. AIChE* (1937) v. 15, 150-166.

Amyx, Bass & Whiting, 1960, *Petroleum Reservoir Engineering*, McGraw-Hill Book Company, New York, New York. Jennings, J.B.,

Hall, H.N. Compressibility of Reservoir Rocks, *Trans. AIME* 198, 1953 p.309

Newman, GH. Pore Volume Compressibility of Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading, JPT, 1973 p. 129-134

Robert Monicard "Properties of Reservoir Rocks Core Analysis (Pág. 96-97)-  
Institute Français du Pétrole

"Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties"- DjebbarTiab and Erle C. Donaldson.