



Universidad Nacional de La Plata

Facultad de Ciencias Naturales y Museo

Especialización en Geociencias de Exploración y
Desarrollo de Hidrocarburos

**Caracterización geológico-petrofísica del
reservorio del Yacimiento Puesto Touquet,
Cuenca Neuquina**

Lic. Florencia M. Perusin

Dirección: Dr. Mario Schiuma

Co-Dirección: Lic. Angela Melli

2022

Índice

1	INTRODUCCIÓN	Pág. 1
1.1	Objetivos	Pág. 2
1.2	Área de estudio	Pág. 3
2	METODOLOGÍA	Pág. 5
3	GEOLOGÍA REGIONAL	Pág. 7
4	GEOLOGÍA LOCAL	Pág. 10
4.1	Introducción	Pág. 10
4.2	Yacimiento Puesto Touquet	Pág. 11
4.2.1	Sistema petrolero	Pág. 12
5	DESARROLLO	Pág.14
5.1	Caracterización del Reservorio.....	Pág. 14
5.1.1	Análisis de facies	Pág. 14
5.1.2	Asociaciones de facies	Pág. 23
5.1.3	Paleoambiente	Pág. 26
5.1.4	Diagénesis	Pág. 27
5.1.5	Porosidad petrográfica	Pág. 28
5.1.6	Evaluación de perfiles y correlación.....	Pág. 29
5.1.7	Petrofísica Básica y Especial	Pág. 37
5.1.8	Integración Datos Geológicos-Petrofísicos	Pág. 48
6	CONSIDERACIONES FINALES	Pág. 50
7	BIBLIOGRAFÍA	Pág. 52

1 INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina está ubicada al este de los Andes, entre los 33° y 41° de latitud Sur, al norte de la Patagonia (Fig. 1). Cubre un área de más de 120.000 Km² en la región centro-oeste del país, abarcando las provincias de Neuquén, parte de Río Negro, La Pampa y Mendoza. Contiene un registro estratigráfico de 6000 metros de espesor, incluye tanto facies continentales, como marinas silicoclásticas, carbonáticas y evaporíticas, con edades que van desde el Triásico hasta el Paleógeno.

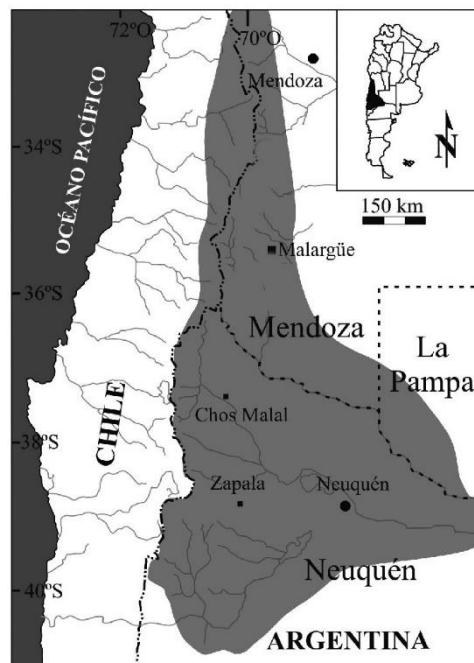


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina.

Desde el punto de vista hidrocarburífero, es la cuenca más importante del país debido a la gran variedad de reservorios y estilos estructurales que presenta. El 42 % de la producción total de petróleo y el 59% de la producción de gas de Argentina corresponden a yacimientos de la Cuenca Neuquina (*Revista Petrotécnica N°4, IAP, 2017*). Es por esto que se ubica en un lugar privilegiado dentro del contexto nacional. Además, cuenta con una gran diversidad de paleoambientes sedimentarios, tanto continentales como transicionales y marinos, y abundantes registros fosilíferos.

A partir del primer pozo descubridor a principios del siglo XX, la industria del petróleo comenzó a crecer notoriamente. Merced al hallazgo de yacimientos importantes como

Puesto Hernández y Loma La Lata, en la década del setenta, pasó a ser la cuenca más importante del país. Tal es así que en el año 1983 la compañía YPF S.A perforó el pozo exploratorio YPF.Nq.PTu.x-1, descubridor del yacimiento Puesto Touquet. Fue el primero en incorporar al Grupo Cuyo Inferior como unidad productora, sin embargo, fue puesto en producción recién en el año 1996 por la compañía Pluspetrol S.A.

La Formación Los Molles (Jurásico Temprano-Medio) representa una unidad sedimentaria clave en la Cuenca Neuquina, dado su condición de sucesión portadora de facies generadoras de hidrocarburos, como así también de facies reservorio convencionales y no convencionales (*Legarreta y Villar, 2012*). Constituye reservorios portadores de gas seco y se caracteriza por su baja permeabilidad, alcanzando localmente más de 200 metros de espesor permeable (*Schioma et al., 2002*). Cabe destacar su potencial generador y productor en la Dorsal de Huincul, un lineamiento estructural E-O de más de 300 km de longitud (*Mosquera et al., 2011*) ubicado en el sector centro-sur de la cuenca.

1.1 OBJETIVOS

El presente trabajo tiene como objetivo la realización de un modelo geológico-petrofísico, es decir una caracterización integrada de las rocas que constituyen el reservorio del yacimiento Puesto Touquet. Para ello se utilizaron los informes inéditos disponibles sobre muestras de subsuelo (testigos corona, cutting y cortes delgados) realizados por el laboratorio geológico-petrofísico LCV, junto con perfiles de pozo y datos de estudios de petrofísica básica y especial.

1.2 ÁREA DE ESTUDIO

El bloque Puesto Touquet, actualmente propiedad de la compañía Oilstone Energía S.A, se encuentra en el sector suroriental de la Cuenca Neuquina, a unos 7 Km al sudeste de la ciudad de Cutral-Có y a 95 Km al oeste de la ciudad de Neuquén (Fig. 2). Tiene una extensión de 138 km² y en él coexisten dos yacimientos de gas y condensado que producen a partir de dos unidades distintas: el yacimiento Puesto Touquet (Miembro Cutral-Có de la Formación Los Molles) y el yacimiento La Chilca (Grupo Precuyo).

Ambos yacimientos están localizados al sur de la Dorsal de Huincol, en el alto de Puesto Touquet, un anticlinal elongado de dirección SO-NE generado por la inversión tectónica de una falla directa de igual orientación. Esta estructura es la responsable de generar el entrapamiento para las unidades más someras del Mb. Cutral-Có como también para los reservorios profundos del Gr. Precuyo.

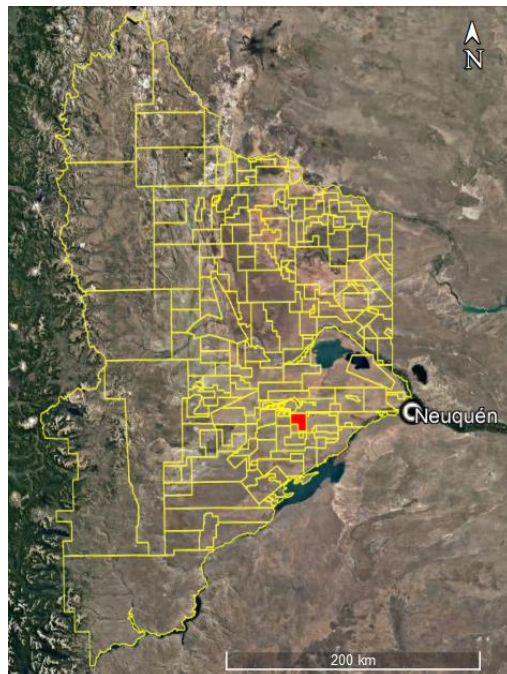


Figura 2. Cuenca Neuquina, áreas hidrocarburíferas. Ubicación del Yacimiento Puesto Touquet (Rojo). Modificado de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos.

En el área se han perforado numerosos pozos, de los cuales el YPF.Nq.PTu.x-1, realizado en 1983, fue el descubridor de reservas de gas (Fig. 3). La perforación se realizó en el punto cuspidal de un anticlinal asimétrico de rumbo SO-NE vinculado estrechamente a la Dorsal de Huincol. Se atravesaron en total 1092 m de sedimentitas pertenecientes a la Formación Los Molles, distinguiéndose tres miembros: el Mb. Pelítico Inferior, Mb. Cutral-Có y Mb. Pelítico Superior. Fueron documentados con gas niveles ubicados entre 810 y 545 mbbp en el Mb. Cutral-Có, dando lugar a una producción de 54.720 m³/d de gas. Posteriormente, comenzaron a desarrollarse una gran cantidad de pozos por la compañía de Pluspetrol. Uno de ellos fue el pozo PP.Nq.PTu.a-1001 (Fig. 3) el cual fue perforado en el año 1994 con la finalidad de encontrar la misma secuencia estratigráfica y espesores de capas que en el pozo YPF.Nq.PTu.x-1, en posiciones

estructurales levemente inferiores. La perforación se realizó en el flanco Este del anticlinal a unos 1200 m al NE de YPF.Nq.PTu.x-1 y se atravesaron más de 800 m de sedimentitas de la Fm. Los Molles.

Otro de los pozos perforados en el área es el pozo de avanzada PP.Nq.PTu.a-1002 el cual fue perforado en el año 1994 con el objetivo de delimitar y evaluar las reservas de gas localizadas en el anticlinal de Puesto Touquet (Fig. 3). La perforación fue realizada en el flanco SO del anticlinal a 1200 m al SO de YPF.Nq.PTu.x-1, sobre el eje de la estructura, donde se atravesaron 600 m de sedimentitas correspondientes a la Fm. Los Molles.

Por último, cabe destacar el pozo de avanzada PP.Nq.PTu.a-1013 perforado al NNE del pozo YPF.Nq.PTu.x-1, en el año 2001, cuya finalidad fue delimitar y evaluar los niveles arenosos del Mb. Cutral-Có (Fig. 3). Dicha perforación atravesó un total de 450 m de roca pertenecientes a la formación en estudio.

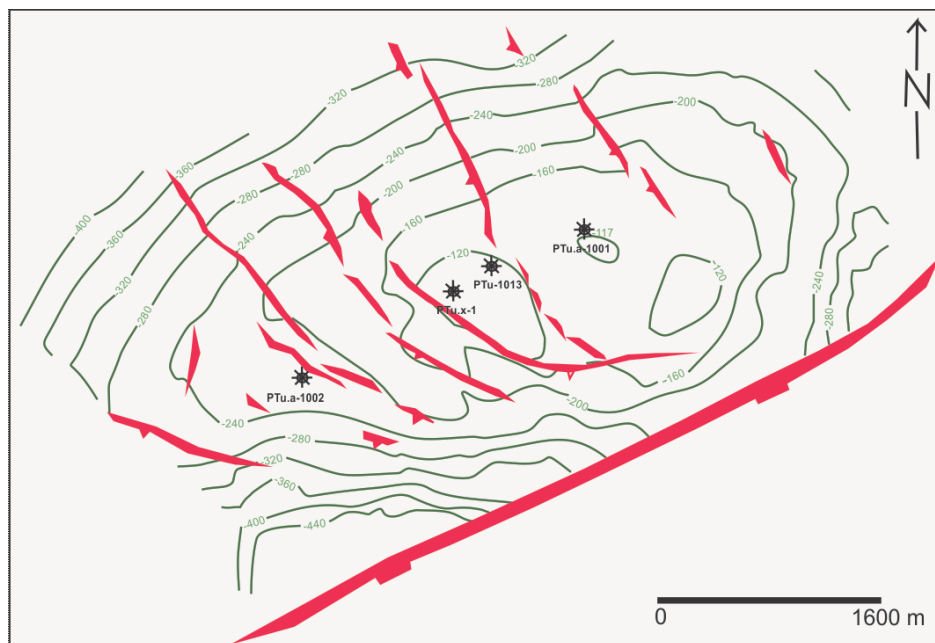


Figura 3. Mapa estructural Yacimiento Puesto Touquet. Ubicación de los pozos YPF.Nq.PTu.x-1, PP.Nq.PTu.a-1001, PP.Nq.PTu.a-1002, PP.Nq.PTu.a-1013 abordados en este trabajo. Modificado de Schiuma *et al.*, 2002.

2 METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo (Fig. 4), en una primera etapa se realizó la recopilación y el análisis de datos bibliográficos e información previa de la Cuenca Neuquina y principalmente del sector sur de la Dorsal de Huincul y del Yacimiento Puesto Touquet (Arregui et al., 2011; Gomez Omil et al., 2002; Kim et al., 2014; Legarreta y Villar, 2012; Vergani 2005, entre otros). También se revisaron publicaciones sobre sistemas turbidíticos, haciendo principal hincapié en las litologías presentes, estructuras y ambientes depositacionales, dentro de las cuales se destacan los trabajos de Lowe (1982), Mutti y Ricci Lucchi (1975), Prelat et al., (2009), Reading y Richards (1994) y Shanmugan y Moiola (1995).

En una segunda etapa se procedió al análisis de los legajos de 4 pozos: YPF.Nq.PTu.x-1, PP.Nq.PTu.a-1001, PP.Nq.PTu.a-1002 y PP.Nq.PTu.a-1013. Estos fueron elegidos por presentar un amplio desarrollo de información sedimentológica, petrográfica y petrofísica. Se estudiaron 7 carreras de testigos coronas. La descripción sedimentológica de estas coronas, llevada a cabo por el Laboratorio LCV, se elaboró a escala 1:40 y comprendió un total de 60,42 m (Informe interno LCV, 1991, 1992, 1994, 2002). La distribución estratigráfica de las coronas estudiadas permitió cubrir el Mb. Cutral-Có (miembro de interés para este yacimiento). Sobre la base de la información obtenida a partir de los informes de coronas de LCV, se definieron facies sedimentarias y asociaciones de facies, para poder determinar el sistema de acumulación.

Para el estudio petrográfico, se analizaron las descripciones presentes en los informes internos de LCV (1992, 1994, 2002). Según se describe en dichos informes, las muestras fueron lavadas e impregnadas con resina epoxy azul y teñidas con Alizarina Roja-S para la distinción de calcita y dolomita. Posteriormente fueron clasificadas de acuerdo a la terminología propuesta por Folk (1970) y la porosidad fue descrita siguiendo la clasificación de Schmidt y Mc Donald (1979) (Informe interno de LCV, 1992, 1994, 2002).

Luego, mediante el análisis de perfilajes de pozos se corrigió la profundidad de las coronas y se realizó una correlación entre los 4 pozos, con el fin de poder extrapolar la información obtenida del análisis de los testigos.

Finalmente se procedió al análisis de las propiedades petrofísicas del reservorio a partir de los estudios de petrofísica básica y especial, realizados por LCV. Los análisis de petrofísica básica incluyeron estudios de Permeabilidad al gas, Porosidad, Densidad Aparente, Densidad Real y Permeabilidad Klinkenberg (*Informe interno Pluspetrol, 1983, 1994 e Informe interno LCV, 2001*). La petrofísica especial incluyó estudios de Compresibilidad del Volumen Poral con Celda Triaxial, Factor de Formación medido sobre muestras saturadas 100% con agua de formación, Índice de resistividad y determinación de puntos extremos de saturación y permeabilidad efectiva (*Informe interno LCV, 2013*).

Todas estas tareas integradas, permitieron desarrollar una caracterización geológica y petrofísica del yacimiento Puesto Touquet con el fin de poder alcanzar el objetivo de este trabajo.

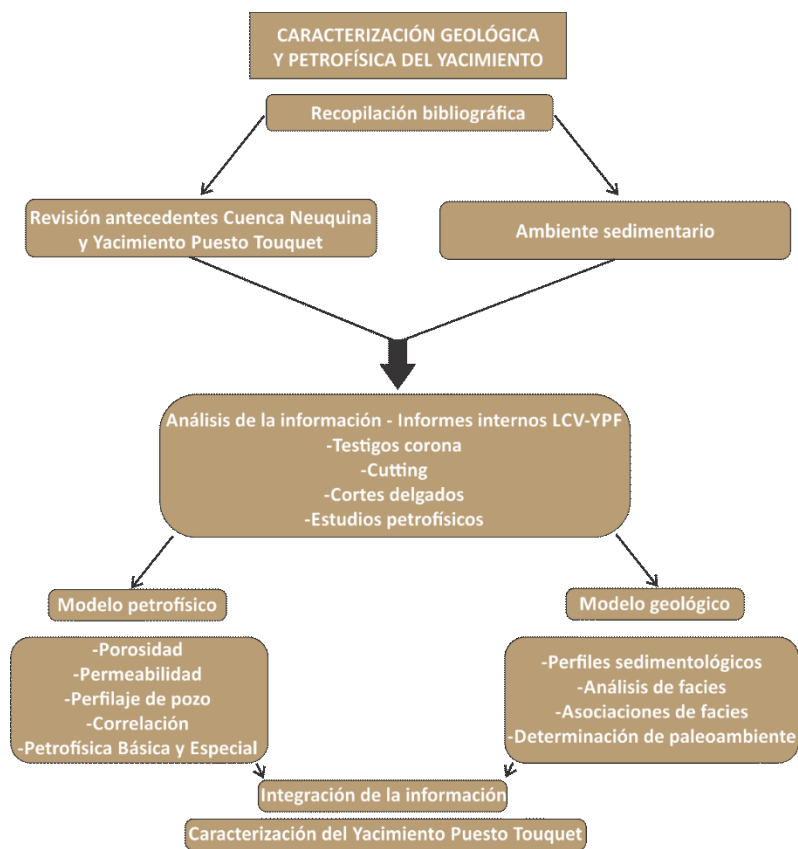


Figura 4. Esquema de trabajo.

3 GEOLOGÍA REGIONAL

La historia geológica de la Cuenca Neuquina está dividida en diferentes etapas tectónicas, las cuales pueden verse reflejadas en todo el registro sedimentario (Fig. 5).

A fines del Triásico, 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 hemigrabenes dando lugar al inicio de la depositación de la Cuenca Neuquina con sucesiones de *syn-rift* caracterizadas por sedimentitas

volcanoclásticas, correspondientes al ciclo Precuyano (Gulisano et al., 1984). Las rocas de este ciclo se depositaron sobre un basamento integrado por metamorfitas de bajo grado de edad Silúrico-Devónico y plutonitas y vulcanitas del Carbonífero Tardío - Triásico Temprano correspondientes al Grupo Choiyoi.

Durante el Jurásico Inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción, desarrollando el primer arco magmático mesozoico y la formación de cuencas de intraarco y retroarco,

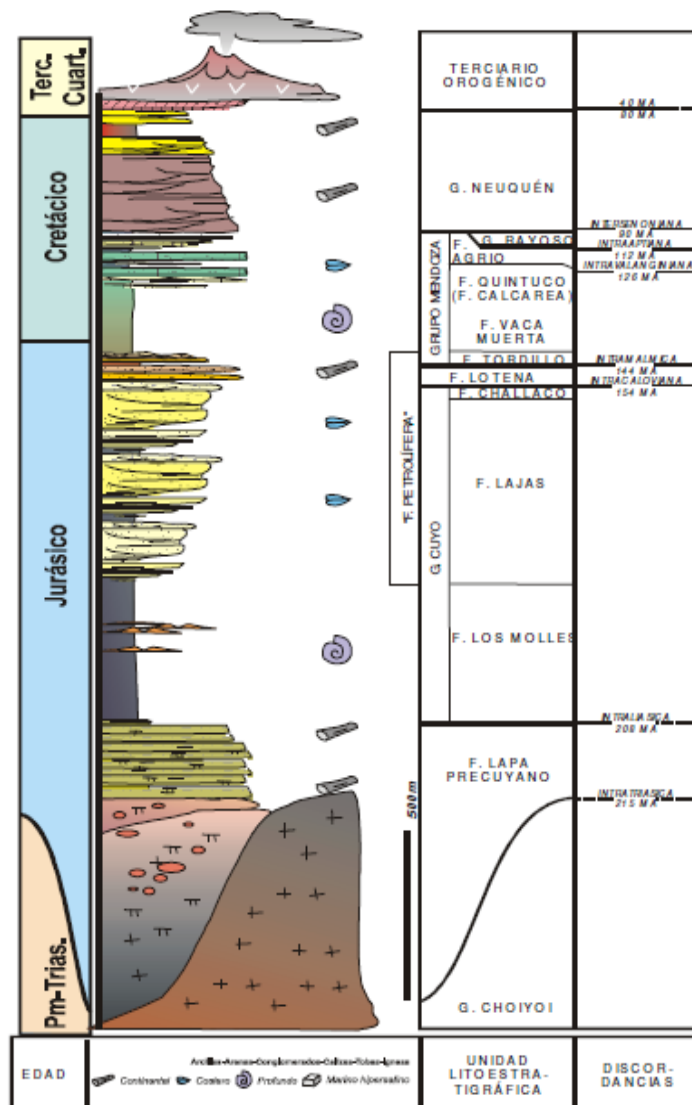


Figura 5. Columna estratigráfica sintética de la Cuenca Neuquina. Región Sur y Dorsal de Huincul. (Modificado de Schiuma et al., 2002).

caracterizadas por depósitos mayormente marinos, provenientes de transgresiones desde el océano Pacífico.

Desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior la cuenca Neuquina se comportó como una cuenca de retroarco.

La primera ingresión marina del Pacífico (Jurásico Inferior), dió lugar a la depositación del Grupo Cuyo, conformado por sedimentitas correspondientes a la Formación Los Molles (*Gulisano et al., 1984; Legarreta y Uliana, 1996; Arregui et al., 2011*). Por encima se desarrollan una serie de progradaciones clásticas (Formación Lajas), sedimentos rojos aluviales (Formación Challacó) y depósitos evaporíticos (Formación Tábanos).

Posteriormente, luego de una reactivación tectónica (movimientos Intercalovianos) y sobre un contacto discordante, se produjo la depositación del Grupo Lotena (Jurásico Medio a Tardío), el cual representa un ciclo transgresivo – regresivo. Este grupo está constituido por sedimentitas clásticas y carbonáticas (formaciones Lotena y Barda Negra), seguido se calizas arrecifales (Formación La Manga) y evaporitas (Formación Auquilco). A diferencia del Grupo Cuyo subyacente y los depósitos suprayacentes, el Grupo Lotena no registra depósitos marinos profundos, lo que explicaría la ausencia de rocas madres hidrocarburíferas (*Casadío et al., 2015*).

Luego se produce un importante cambio paleogeográfico producto del alzamiento y migración del arco volcánico (movimientos Intramálmicos), que anularon las conexiones de la cuenca con el Pacífico (*Casadío et al., 2015*). Como consecuencia la cuenca se vuelve netamente continental y en el Jurásico Superior se deposita la Formación Tordillo, conformada por sedimentos clásticos aluviales, fluviales y eólicos. Estos depósitos continentales culminan abruptamente en el Tithoniano Temprano con la segunda gran ingresión marina del Pacífico, que dió lugar a la depositación de pelitas oscuras con elevado contenido de materia orgánica correspondientes a la Formación Vaca Muerta. Por encima se depositaron secuencias progradantes clásticas y carbonáticas (Formación Quintuco). Las rocas de las formaciones Tordillo, Vaca Muerta y Quintuco constituyen la base del Grupo Mendoza inferior (Tithoniano-Valanginiano Inferior).

Luego de un importante descenso del nivel del mar durante el Valanginiano se depositó en los sectores más deprimidos una sucesión de facies continentales transicionales y marinas (Formación Mulichinco). Por encima se desarrollaron facies marinas correspondientes a las formaciones Agrio y Centenario. Este intervalo forma parte del Grupo Mendoza Superior (Valanginiano-Barremiano) (*Casadío et al., 2015*).

Sobre el Grupo Mendoza suprayace, en discordancia, el Grupo Rayoso (Aptiano-Albiano), constituido por sedimentitas clásticas y evaporíticas (Formación Huitrin y Rayoso) (*Schioma et al., 2002*). Por encima apoyan, en discordancia, las sedimentitas del Grupo Neuquén, compuestas por arcilitas y areniscas rojo-violáceas continentales del Cretácico Superior (*Schioma et al., 2002*). Esta formación contiene una de las faunas de dinosaurios más interesantes del mundo.

Hacia fines del Cretácico Inferior, la Cuenca Neuquina se convirtió en una cuenca de antepaís debido al levantamiento de la Cordillera de Los Andes y a la formación de la faja plegada y corrida del Agrio. El proceso de levantamiento cordillerano produjo el retiro definitivo del mar Pacífico y permitió la primera transgresión marina procedente del Atlántico a principios del Terciario, dando lugar a la depositación de sedimentitas clásticas y carbonáticas de ambientes marinos someros del Grupo Malargüe.

La reactivación de la faja plegada y corrida durante el Mioceno marcó la culminación de la estructuración de la cuenca (*Ramos, 1999; Ramos y Folguera, 2005*).

4 GEOLOGÍA LOCAL

4.1 INTRODUCCIÓN

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 (*Schioma et al., 2002*). En dicha región, la Formación Los Molles supera los 2000 m de potencia y comprende una sucesión conformada por depósitos marinos de edad Pliensbachiano-Bajociano (*Kim et al., 2014*). Apoyan en forma discordante sobre las sedimentitas volcanoclásticas Precuyanas o sobre las vulcanitas del Grupo Choiyoi (*Gulisano, 1984*).

La Dorsal de Huincul es un rasgo morfo-estructural muy importante que divide prácticamente a la Cuenca Neuquina en dos sectores y se extiende por más de 200 Km con una orientación OSO-ENE. Su análisis estructural y evolución tectónica ha sido muy estudiada, es por eso que hay varias teorías al respecto. Algunos autores definen a la dorsal como un tren de estructuras anticlinales de orientación preferencial E-O fuertemente asimétricas con vergencia predominantemente sur, que involucra desde el basamento Paleozoico hasta los sedimentos del Cretácico Superior (*Orchuela et al., 1981* y *Ploszkiewicz et al., 1984*). Sin embargo, luego ha sido interpretada como una falla de desplazamiento lateral de sentido dextrógiro, donde coexisten estructuras compresionales y extensionales en un mismo régimen rotacional (*Casadío et al., 2015*). Las estructuras compresionales en algunos casos son hemigrábenes que han sufrido inversión tectónica, y las estructuras extensionales podrían corresponder a fallas antiguas que, por su orientación y relación con el desplazamiento dextrógiro, no han sufrido inversión tectónica o podrían ser fallas tensionales modernas.

La inversión tectónica ocurrida durante el Jurásico Superior-Cretácico provocó una condensación de todas las unidades estratigráficas generando un aumento en la maduración térmica de las rocas generadoras y mejores condiciones petrofísicas en los reservorios. 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 espesores en los depósitos del Grupo Cuyo (*Vergani et al., 1995*).

El reservorio del Grupo Cuyo Inferior desarrollado en el ámbito de la dorsal, 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-Cutral Có (*Schioma et al., 2002*). Esta secuencia progradante de edad Toarciana se apoya directamente sobre la secuencia transgresiva de la Formación Los Molles de edad Pliensbaquiana, correspondiente a la roca generadora.

4.2 YACIMIENTO PUESTO TOUQUET

El Grupo Cuyo Inferior (Pliensbaquiano - Bajociano Inferior) en este yacimiento presenta un espesor promedio de 1300 metros y puede dividirse en tres miembros bien diferenciados: Mb. Pelítico Inferior, Mb. Cutral-Có y el Mb. Pelítico Superior, que forman parte de la Formación Los Molles. *Kim et al., (2014)* agrupan estos miembros en dos secuencias depositacionales diferentes.

Secuencia I: Correspondiente a la parte basal del Grupo Cuyo (Mb. Pelítico Inferior) constituida principalmente por pelitas negras masivas con fauna marina (amonites) correspondientes a la primera inundación marina. Representa un cortejo sedimentario de mar alto. Esta secuencia apoya discordantemente sobre depósitos volcanoclásticos del Gr. Precuyo, y eventualmente sobre la Caliza Chachil, constituida por calizas silicificadas o conglomerados gruesos de facies continentales a marino marginales (*Kim et al., 2014*). Cuenta con una buena capacidad de generación de hidrocarburos por su calidad y extensión (*Cruz et al., 1999; Gomez Omil et al., 2002*). El espesor promedio es de aproximadamente 350 metros.

Secuencia II: Se caracteriza por ser la de mayor espesor en la zona de estudio. Presenta dos cortejos sedimentarios a nivel regional: de mar bajo (Mb. Cutral-Có) y de mar alto (Mb. Pelítico Superior). Apoya directamente sobre la Secuencia I (Mb. Pelítico Inferior). El Mb. Cutral-Có (*Pando et al., 1984*) se lo vincula a un sistema turbidítico y es el principal intervalo productor del yacimiento (*Schioma et al., 2002*). Está compuesto

principalmente por areniscas grises a blanquecinas, de granulometría fina a gruesa, de composición cuarzo-líticas, matriz arcillo-tobácea y textura homogénea. Conforman cuerpos de geometrías lobulares de varios metros de espesor intercalados con pelitas oscuras. Muestra una permeabilidad baja, restos carbonosos y rastros secos de hidrocarburos. Presenta fauna de nanoplancton y amonites y el espesor promedio es de 570 metros. El Mb. Pelítico Superior está conformado por lutitas negras y gris verdosas oscuras de origen marino con restos carbonosos. Posee abundante fauna de foraminíferos y nanoplancton de edad Aleniano-Bajociano y el espesor promedio es de 400 metros.

4.2.1 SISTEMA PETROLERO

La roca madre está representada por la parte basal de la Fm. Molles. Los mejores niveles generadores y posiblemente los que más hidrocarburos expulsaron, fueron los niveles pelíticos marinos del Pliensbaquiano-Toarciano Inferior correspondientes a la Secuencia I. De acuerdo con estudios geoquímicos previos presenta valores de MO entre 1% y 2,56% y un tipo de Kerógeno II (típicamente marino) y tipo III (típicamente deltaico) (*Schiurma et al, 2002*). La presencia de acumulaciones de gas, con muy escaso contenido de hidrocarburos líquidos, posiblemente esté más asociado con el tipo de materia orgánica existente (Kerógeno tipo II-III) que con el estadio de madurez avanzado. Esto podría deberse a que los valores de madurez no habrían alcanzado la ventana de generación de gas sino que representan una fase tardía de generación de petróleo en transición a fase de gas (valores de reflectancia de la vitrinita R_o entre 1-1,3%) (*Gómez Omil et al., 2002*).

Los eventos de inversión tectónica asociados a la dorsal generaron variaciones en la madurez térmica de la roca generadora. La compresión fue tan intensa que produjo una fragmentación a gran escala en el área de la Dorsal, causando variaciones drásticas en la subsidencia por el efecto principalmente del fallamiento y plegamiento, con la generación al mismo tiempo de importantes barreras a la migración. Esto dio como resultado una madurez termal muy variada para la Fm. Molles, donde sólo las zonas tectónicamente más deprimidas tuvieron oportunidad de generar y expulsar hidrocarburos (*Gomez Omil et al., 2002*). Esto, sumado a la falta de migración lateral

(debido a la presencia de fallas normales selladas) explicaría como el yacimiento Puesto Touquet podría haber recibido gas únicamente de su propio depocentro local (*Gomez Omil et al., 2002*).

La roca reservorio se asocia principalmente con areniscas y areniscas conglomerádicas que se encuentran distribuidas en la secuencia II (Mb. Cutral-Có). La importante participación volcanoclástica (mayor a 60%) en clastos y matriz de la roca reservorio, proveniente del Macizo Nordpatagónico, constituye uno de los aspectos negativos en la génesis de estas rocas, junto con los procesos diagenéticos posteriores (*Gomez Omil et al., 2002*). La porosidad efectiva remanente es de tipo secundaria y está asociada principalmente a porosidad intergranular e intragranular, intercrystalina, escasa móldica y microfracturas en algunos casos (*Gomez Omil et al., 2002*).

La roca sello principal corresponde a las pelitas del Mb. Pelítico Superior pero también existen sellos intraformacionales pelíticos dentro del Mb. Cutral Có. Los paquetes arenosos se encuentran separados por horizontes pelíticos marinos, que actúan como sellos verticales. Sin embargo, la presencia de un fallamiento directo interno podría generar la pérdida de la efectividad en el sentido lateral.

La trampa es de tipo estructural, representada por pliegues y fallas asociadas. La zona de mayor producción se vincula a un anticlinal elongado en dirección SO-NE generado por la inversión tectónica que afecta a la Dorsal de Huincul, con fallas normales asociadas (*Informe interno Pluspetrol, 1993*).

5 DESARROLLO

5.1 CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO

5.1.1 ANÁLISIS DE FACIES

El análisis de facies es una de las herramientas más utilizadas actualmente para la caracterización de reservorios. Este análisis permite conocer y comprender de una mejor manera los procesos sedimentarios y reconstruir los sistemas de acumulación (*Reading y Levell, 1996*). Se define como facies a una roca que posee un conjunto de atributos que la caracterizan y son representativos de un proceso en particular bajo determinadas condiciones de sedimentación (*Reading y Levell, 1996*).

Para el presente caso de estudio, el análisis de facies se realizó a partir de la descripción detallada de las carreras de corona presente en los informes internos de LCV (*1992, 1994, 2002*). Para ello se elaboraron perfiles sedimentarios esquemáticos de escala 1:40 de cada una de las carreras estudiadas.

Se definieron 6 litofacies, las cuales fueron determinadas a partir de tres criterios fundamentales: litología, estructuras sedimentarias y contenido orgánico. Para la nomenclatura de las facies se utilizó el “código de facies” establecido por *Miall (1977, 1978)*. Consiste en un código definido por una o dos letras mayúsculas que hacen referencia a la litología dominante, seguido de una o más letras minúsculas que aluden a las estructuras sedimentarias presentes.

Las facies son de composición silicoclástica en su totalidad y comprenden un amplio rango de texturas que varían desde conglomerados hasta pelitas, y poseen estructuras sedimentarias asociadas a flujos de variables características. Las facies pueden ser divididas en 3 categorías principales: (A) facies conglomerádicas asociadas a flujos gravitacionales de detritos, (B) facies arenosas asociadas a flujos turbidíticos de alta y baja densidad y (C) facies heterolíticas vinculadas a fenómenos de tracción-decantación.

A continuación, se describen e interpretan las facies sedimentarias definidas a partir de las descripciones de los testigos corona.

- Facies conglomerádicas

Conglomerado matriz sostén (Cms)

Descripción. Esta facies se compone de conglomerados masivos con textura matriz sostén de coloración gris clara (N7) que posee un espesor de 0,80 m (Fig. 9A). Contienen clastos redondeados a subredondeados de color gris medio (N5) a gris oscuro (N4) compuestos por pelitas y fangolitas (0,5 - 6 cm), en parte laminados y a veces con laminillas arcillosas (Fig. 9E). En lámina delgada (Fig. 9G) se determinó que la matriz queda representada por una arena mal seleccionada, correspondiente a una arenisca lítica feldespática fina (según *Folk et al., 1970*) con frecuentes clastos gruesos a muy gruesos de cuarzo (22%), feldespatos (33%) y líticos (45%) (Fig. 9F). La selección es pobre y los granos son subangulosos a subredondeados. El cemento es predominantemente caolinítico (Fig. 9G) (*Informe interno LCV, 2002*).

Interpretación. Esta facies podría deberse a un flujo gravitacional de sedimentos tipo flujo de detritos con un comportamiento plástico. El principal mecanismo de sostén del sedimento es la fuerza cohesiva de la matriz, generada por el contenido de arcilla, seguido de las colisiones intergranulares. Ante la desaceleración del flujo, las fuerzas viscosas superan a las gravitacionales deteniéndose el flujo abruptamente, causando lo que se denomina como “congelamiento” y generando una estructura masiva o caótica (*Bridge y Demicco, 2008; Collinson et al., 2019*). La presencia de clastos pelíticos laminados sugiere un área de aporte próxima para estos componentes.

- Facies arenosas

Arenisca masiva (Am)

Descripción. Esta facies está conformada por areniscas muy finas a finas con escasos clastos tamaño mediano a muy grueso. Posee un espesor de 0,15 - 8,42 m (Fig. 6A, 7A, 8A y 9A). La coloración es gris oliva claro (5Y 6/1) a gris muy claro (N8). Internamente presenta una estructura masiva y rara laminación ondulítica (Fig. 7B, 7C, 8B, 9B, 9C, y 9D). La selección es moderada a buena. Contienen clastos pelíticos (hasta 5 cm) subangulosos a subredondeados flotando sobre la matriz de manera subordinada a alineada en ocasiones y pequeños niveles pelíticos. Algunos de los clastos se encuentran deformados, posiblemente debido a una deformación sinsedimentaria producto de un

escape de agua. En algunas ocasiones presentan fracturas subverticales rellenas. Contienen ciertas intercalaciones de laminillas de carbón y restos carbonosos (hasta 2mm). Las briznas vegetales son comunes. En lámina delgada (Fig. 7F, 8F) se determinó que composicionalmente esta facies corresponde a areniscas líticas y lítico-feldespáticas, según *Folk et al., (1970)* (Fig. 7E, 8J, 9F), conformadas por clastos líticos volcánicos (45 - 68 %) en su mayoría con clastos de feldespatos (15 – 35 %) y cuarzo (18 – 25 %). La matriz es de naturaleza arcillosa, posiblemente clorita, illita/esmectita e illita. Los cementos más abundantes son la caolinita y la dolomita, pero en ocasiones presentan siderita y calcita subordinada (*Informe interno LCV, 1992, 1994, 2002*).

Interpretación. Depósitos generados por corrientes de turbidez de alta densidad arenosa. La depositación está asociada al colapso desde la suspensión por una rápida desaceleración del flujo que genera una acumulación casi instantánea de los sedimentos. Esa podría ser la causa de que no exista una interfase definida entre lo que es el depósito y el flujo, lo cual inhibiría la formación de estructuras sedimentarias (p.ej. División A de Bouma, *Collinson et al., 2006; Bridge y Demicco, 2008*). Los intraclastos pelíticos demuestran que hubo erosión del sustrato por carpeta tractiva en la parte basal de dichos flujos densos (*Bridge y Demicco, 2008*). Por otra parte, los restos carbonosos estarían indicando que existe una conexión entre el continente y el fondo marino, eso significa que posiblemente estos materiales fueron transportados por los ríos hasta el fondo marino. La generación de este tipo de corrientes podría estar relacionada a una inestabilidad del talud.

Arenisca con estratificación entrecruzada (Ae)

Descripción. Esta facies se compone de areniscas medianas de coloración gris media clara (N6). Posee un espesor de 0,25 m (Fig. 8A). Internamente presentan estratificación entrecruzada y abundantes clastos pelíticos en la base (hasta 5 mm), algunos de ellos deformados (Fig. 8C). Posee una base erosiva y deformación en estado plástico de las capas infrayacentes (Fig. 8H). En lámina delgada (Fig. 8G) se determinó que esta facies corresponde a una arenisca lítica, según *Folk et al., (1970)* (Fig. 8J), moderadamente bien seleccionada con clastos líticos volcánicos (62%) que predominan por sobre los clastos de cuarzo (25%) y feldespato (13%). El cemento es predominantemente caolinítico, con calcita y dolomita (*Informe interno LCV, 1994*).

Interpretación. Esta facies evidencia un transporte tractivo de sedimentos a partir de un flujo unidireccional subácueo asociado a migración de óndulas (*Collinson et al., 2006*). Dada su granulometría corresponden a corrientes turbidíticas de alta densidad.

Arenisca conglomerádica masiva (Acm)

Descripción. Esta facies está constituida por areniscas conglomerádicas de color blanquecino que se caracteriza por tener una matriz arenosa gruesa en la que se distribuyen clastos psefíticos a sabulíticos que no superan los 5 cm (*Informe interno LCV, 1992*). Posee un espesor de 0,10 – 0,35 m (*Fig. 6A*). Internamente la estructura es masiva. Esta facies se encuentra asociada con las facies de depósitos heterolíticos con estratificación ondulítica (Hto) y areniscas masivas (Am).

Interpretación. Se interpretan como depósitos de carga de fondo originados por una rápida depositación a partir de un flujo de alta energía, turbulento (*Collinson et al., 2006*).

- **Facies heterolíticas**

Depósitos heterolíticos con estratificación lenticular (Htl)

Descripción. Esta facies se compone de pelitas de coloración gris oscura (N3) que intercalan, en forma subordinada, con areniscas finas a muy finas de color gris muy claro (N8). El espesor total de esta facies varía entre 0,05 y 1,6 m (*Fig. 8A*). Posee estratificación lenticular (*Fig. 8E*) y las pelitas presentan laminación paralela o estructura masiva (*Informe interno LCV, 1994*). Los niveles lenticulares tienen un espesor de menos de 2 mm, en algunos casos alcanzan los 2 cm. En una de dichas capas se observa un “slump” de pequeña escala.

Interpretación. Esta facies fue depositada a partir de flujos turbidíticos de baja densidad donde actúan procesos de tracción-decantación, predominando ampliamente los de decantación. Se producen por fases de aceleración y desaceleración de flujos gravitacionales mixtos, donde la arena y el fango se depositan a mayor y menor velocidad respectivamente (*Baker & Bass et al., 2020*). Los “slumps” podrían haberse generado por la depositación de sedimentos más gruesos (arenisca fina a muy fina) sobre las pelitas poco consolidadas y sobresaturadas o por un posterior deslizamiento gravitacional contemporáneo a la sedimentación vinculado a un quiebre de pendiente o talud.

Depósitos heterolíticos con estratificación ondulítica (Hto)

Descripción. Esta facies corresponde a areniscas líticas muy finas a finas de coloración gris clara (N7) con delgadas intercalaciones de pelitas oscuras (N3). Tiene un espesor de 0,15 a 0,70 m en total (Fig. 6A, 7A y 8A). Posee estratificación ondulítica y bioturbaciones (Fig. 7D y 8D). Es similar a la facies anterior, pero hay una predominancia de los niveles arenosos por sobre los pelíticos. Se observa un nivel de “slump” (Fig. 8I) (Informe interno LCV, 1992, 1994).

Interpretación. Depósitos generados por procesos alternantes de decantación y tracción (Collinson y Thompson, 1989). Se producen por fases de aceleración y desaceleración de flujos gravitacionales mixtos, donde la arena y el fango se depositan a mayor y menor velocidad respectivamente (Baker & Bass et al., 2020). Debido a la preponderancia de los niveles arenosos, se interpreta un predominio de los procesos tractivos por sobre los de decantación. Se vincula a la acción de corrientes turbidíticas de baja densidad. Los “slumps” podrían haberse generado por la depositación de sedimentos más gruesos (arenisca fina a muy fina) sobre las pelitas poco consolidadas y sobresaturadas o por un posterior deslizamiento gravitacional contemporáneo a la sedimentación vinculado a un quiebre de pendiente o talud.

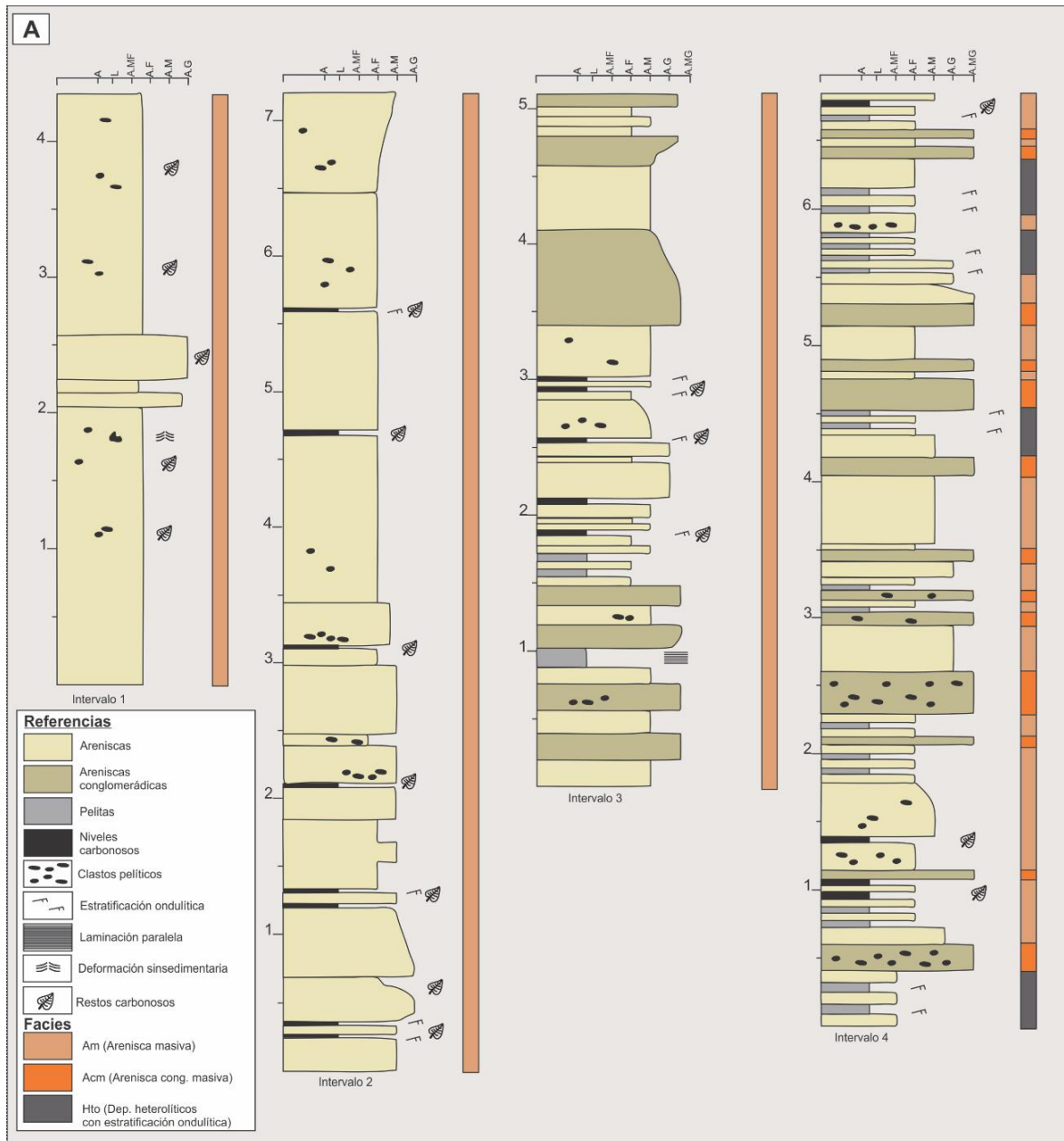


Figura 6. A) Perfil sedimentario esquemático del pozo YPF.Nq.PTu.x-1. Escala en metros (m). A la derecha del perfil pueden verse especificadas las facies definidas. Intervalo 1: Profundidad sin corregir 544 – 553 mbbp. Intervalo 2: Profundidad sin corregir 553 – 562 mbbp. Intervalo 3: Profundidad sin corregir 828 – 834 mbbp. Intervalo 4: Profundidad sin corregir 1027 – 1036 mbbp.

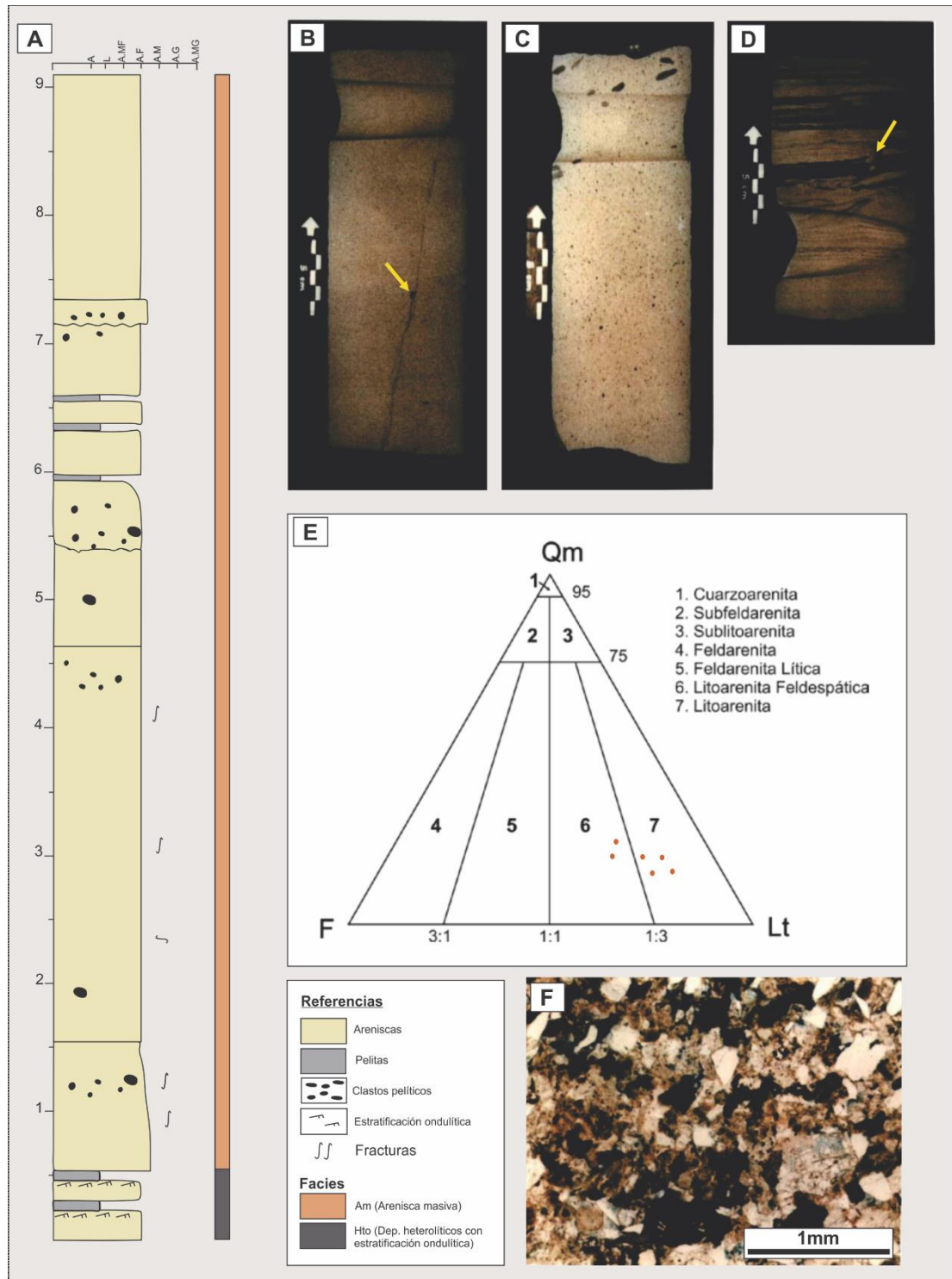


Figura 7. A) Perfil sedimentario esquemático del pozo PP.Nq.PTu.a-1001. Escala en metros (m). Profundidad sin corregir 591,20 – 600,20 mbbp. A la derecha del perfil pueden verse especificadas las facies definidas. **B)** Facies Arenisca masiva (Am) con escasos clastos pelíticos y fracturas subverticales rellenas (flecha amarilla). **C)** Facies Arenisca masiva (Am) fina con nivel de clastos pelíticos hacia el techo. **D)** Facies Depósitos Heterolíticos con estratificación ondulítica (Hto) y bioturbaciones (flecha amarilla). **E)** Análisis composicional de las muestras según el Triángulo composicional de Folk et al., 1970. **F)** Muestra al microscopio. Nícoles paralelos. Facies Arenisca masiva (Am) lítica con excelente porosidad. Frecuentes fragmentos de plantas (negro). Fotografías de coronas y cortes delgados tomadas/modificadas de “Informe Interno LCV (1994)”.

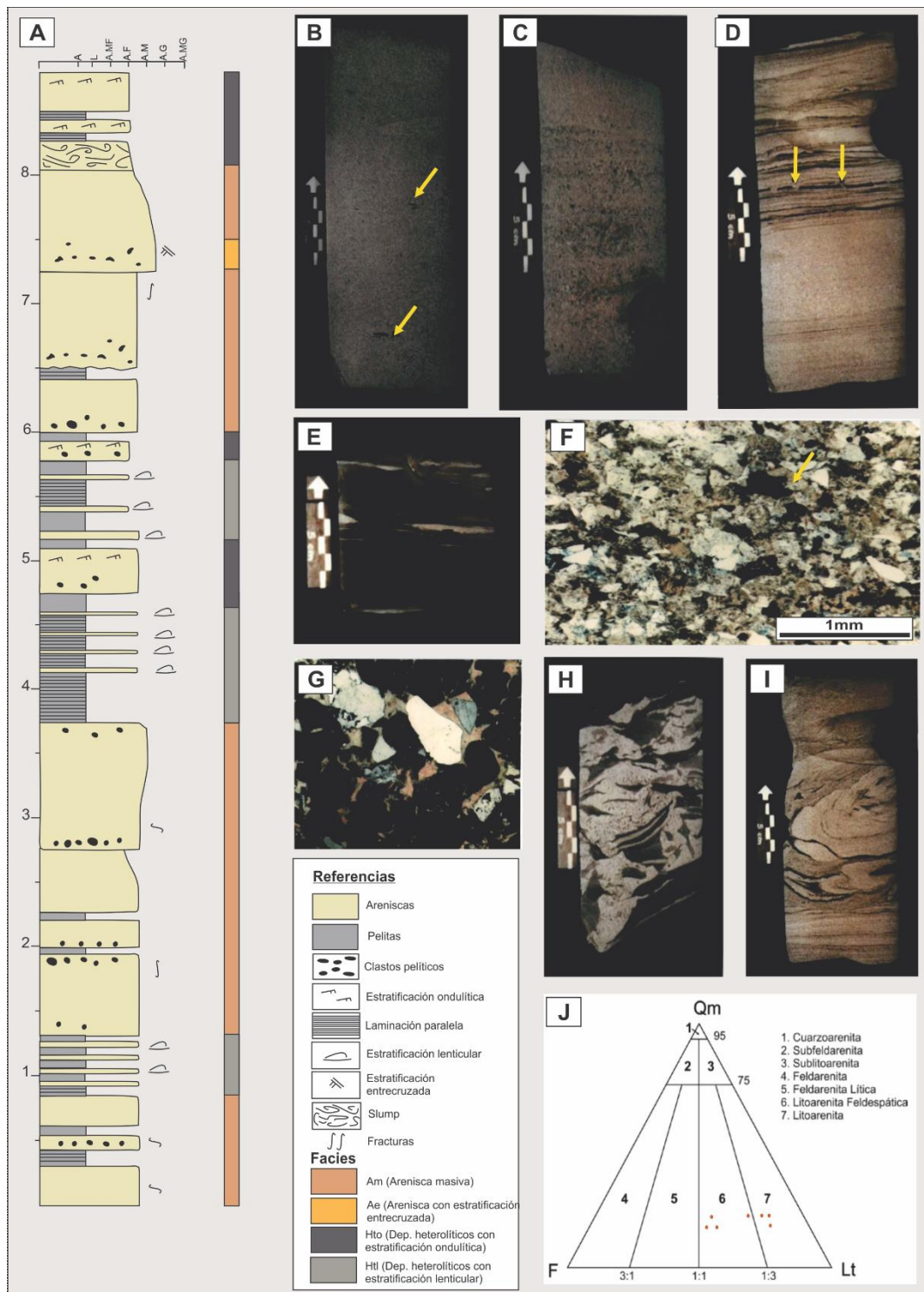


Figura 8. A) Perfil sedimentario relevado a partir de testigos coronas pertenecientes al pozo PP.Nq.PTu.a-1002. Escala en metros (m). Profundidad sin corregir 737,80 – 747 mbbp. A la derecha del perfil pueden verse especificadas las facies definidas. B) Facies Arenisca masiva (Am) fina con escasos clastos pelíticos (flecha amarilla). C) Facies Arenisca con estratificación entrecruzada (Ae) media. D) Facies Depósitos Heterolíticos con estratificación ondulítica (Hto) con abundantes bioturbaciones (flecha amarilla). E) Facies Depósitos Heterolíticos con estratificación lenticular (Htl). F) Muestra al microscopio. Nícoles paralelos. Facies Arenisca masiva (Am) lítico-feldespática con muy buena porosidad. Abundante cemento caolínico (flecha amarilla). G) Muestra al microscopio. Nícoles cruzados. Facies Arenisca con estratificación entrecruzada (Ae). Arenisca lítica gruesa, cementada por calcita. H) Deformación de las capas pelíticas infrayacentes (Facies Ae). I) Nivel con “slump” dentro de la facies Hto. J) Análisis composicional de las muestras según el Triángulo composicional de Folk et al., 1970. Fotografías de coronas y cortes delgados tomadas/modificadas de “Informe Interno LCV (1994)”.

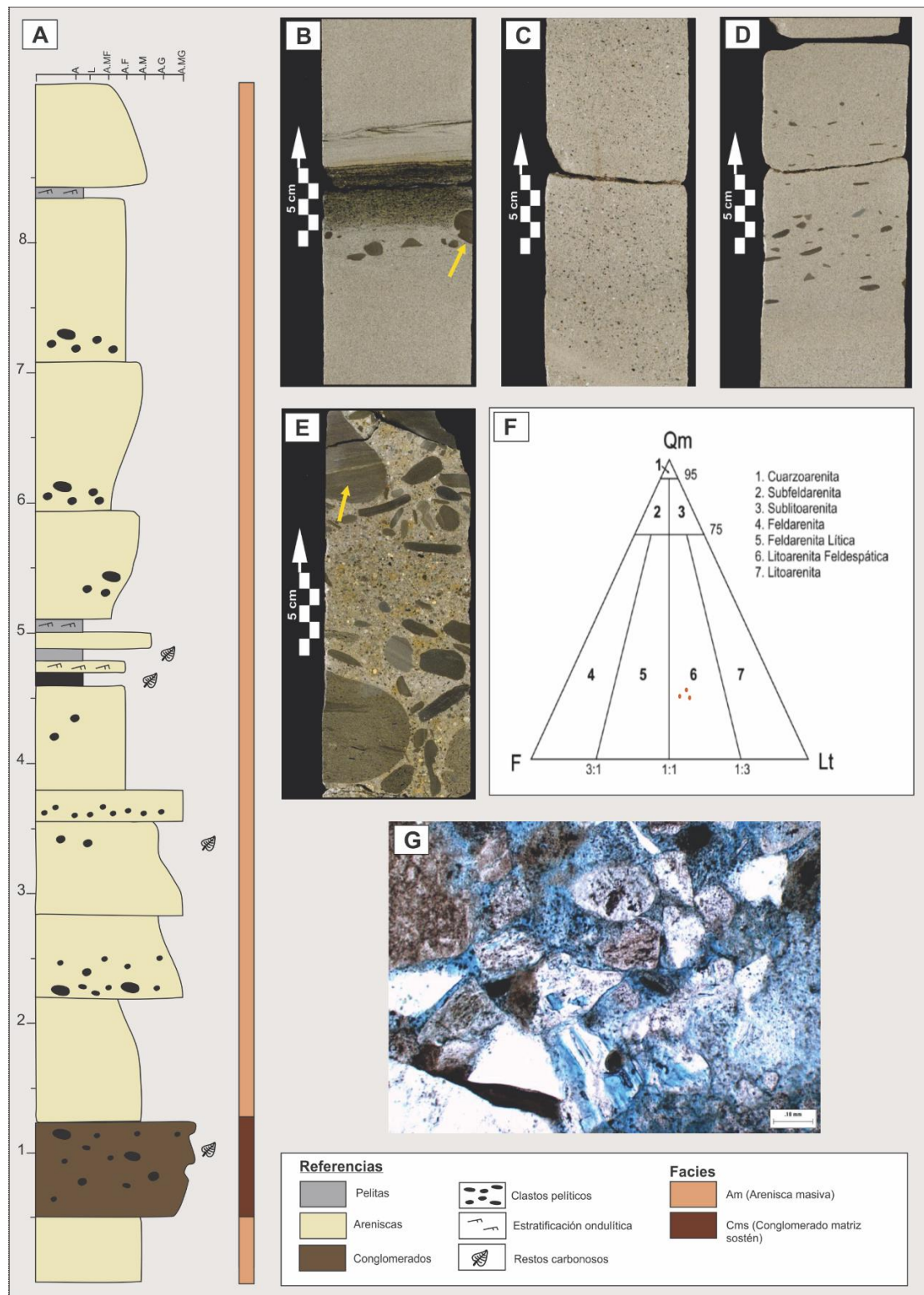


Figura 9. A) Perfil sedimentario relevado a partir de testigos corona pertenecientes al pozo PP.Nq.PTu.a-1013. Escala en metros (m). Profundidad 613 – 622,22 mbbp. A la derecha del perfil pueden verse especificadas las facies definidas. **B)** Facies Arenisca masiva (Am) con clastos pelíticos (flecha amarilla), por encima se observa una arenisca muy fina a fangolita con restos carbonosos (laminada) y luego areniscas finas a muy finas con laminación ondulítica y estructura masiva. **C)** Facies Areniscas (Am) finas con clastos líticos de arena gruesa y muy gruesa. **D)** Facies Arenisca masiva (Am) con clastos pelíticos flotando. **E)** Facies Conglomerado matriz sostén (Cms). Los clastos corresponden a fangolitas en parte laminadas (flecha amarilla). **F)** Análisis composicional de las muestras según el Triángulo composicional de *Folk et al., 1970*. **G)** Muestra al microscopio. Nícoles paralelos. Facies Cms. Arenisca lítico-feldespática. Coatings arcillosos. Abundante caolinita como relleno de los poros. Muy buena porosidad. Fotografías de coronas y cortes delgados tomadas/modificadas de "Informe Interno LCV (2002)".

5.1.2 ASOCIACIONES DE FACIES

Una vez definidas las distintas facies presentes en las coronas estudiadas e interpretados los procesos que dieron lugar a esos depósitos, se procedió a la identificación de asociaciones de facies. El concepto de asociaciones de facies corresponde a un grupo de facies que se encuentran física y genéticamente relacionadas. Es esencial para definir los mecanismos de formación y para comprender e inferir los ambientes sedimentarios.

Se definieron tres asociaciones de facies (Fig. 10) denominadas: Lóbulos turbidíticos (LT), interlóbulos (IL) y depósitos conglomerádicos próximos al canal (DC), las cuales se componen de intercalaciones de facies arenosas y heterolíticas con algunos niveles correspondientes a facies conglomerádicas. Cada asociación se caracteriza por un patrón interno de facies, un espesor promedio y una geometría determinada.

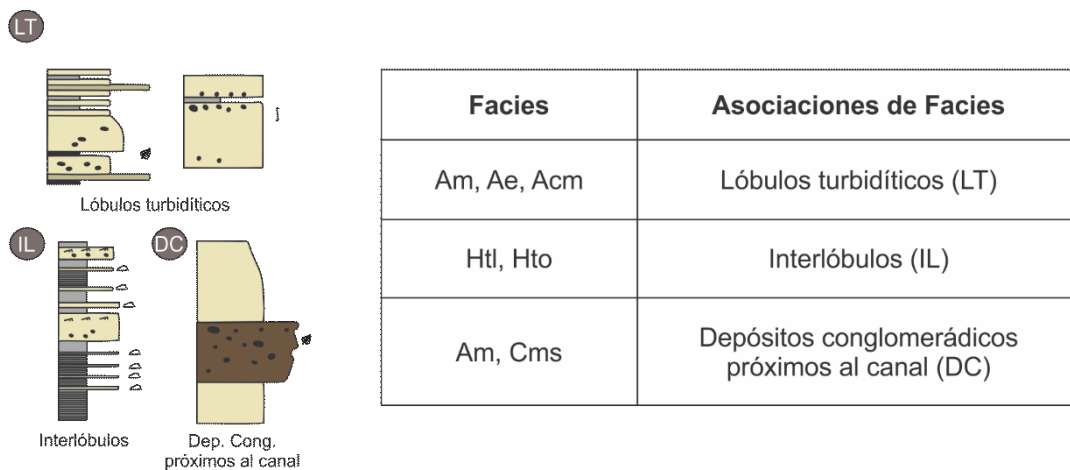


Figura 10. Asociaciones de facies sedimentarias.

Asociación de facies de Lóbulo turbidítico (LT)

Descripción. Esta asociación de facies está conformada por capas de areniscas finas a gruesas/conglomerádicas de entre 0,15 y 8 m de espesor con pequeños niveles pelíticos intercalados. Las facies arenosas poseen una gran variedad de estructuras como masiva (Am), estratificación entrecruzada (Ae) y laminación ondulítica. La geometría de estos estratos es tabular. Según *Mutti & Ricci Lucchi (1975)* estas facies podrían corresponderse con las facies C1 y C2 dada su similaridad con la secuencia de *Bouma*

(1962). De acuerdo con el esquema de facies de *Lowe (1982)*, estos depósitos podrían asemejarse a las facies S1, S3 y Td.

Interpretación. Esta asociación de facies representa la depositación a partir de flujos turbidíticos de alta densidad. Los depósitos turbidíticos son producto de flujos gravitacionales que suelen vincularse generalmente a inestabilidades del talud. De acuerdo con el modelo de *Mutti & Ricci Lucchi (1975)* estos depósitos podrían corresponder a lóbulos turbidíticos dentro del abanico externo (*Fig. 11B*). *Prelat et al., (2009)* propusieron 4 subambientes (eje del lóbulo, fuera de eje del lóbulo, franja del lóbulo y franja distal del lóbulo) para los depósitos de lóbulos turbidíticos, que se caracterizan por asociaciones de facies específicas y determinadas tendencias de espesor (*Fig. 11A*). En la zona de eje del lóbulo predominan las granulometrías más gruesas como areniscas con o sin estructura, en cambio hacia las zonas más distales (franja del lóbulo) empieza a haber más predominancia de depósitos heterolíticos y finos, disminuye el porcentaje de arenisca (*Prelat et al., 2009 y Spichala et al., 2017*). En este caso, se interpreta que se trata de depósitos pertenecientes a la zona de eje del lóbulo dada su estructura y su granulometría.

Asociación de facies de Interlóbulo (IL)

Descripción. Esta asociación de facies se compone de depósitos de granulometría fina constituidos por pelitas y areniscas finas a muy finas que conforman sucesiones heterolíticas de hasta 1,6 m de espesor. Presentan estructuras como estratificación lenticular (Htl) y ondulítica (Hto). Las pelitas suelen tener laminación paralela o estructura masiva. Según *Mutti & Ricci Lucchi (1975)* estas facies podrían corresponderse con las facies D1, D2 y D3 ya que se vinculan a corrientes turbidíticas de baja densidad. Por otra parte, según la clasificación de facies de *Lowe (1982)*, estos depósitos podrían asemejarse a las facies Tbc, Td y Te, dado que predominan procesos de decantación/tracción.

Interpretación. Esta asociación de facies se interpreta como depósitos de Interlóbulo, es decir, representan la franja distal de los lóbulos turbidíticos ya que se componen de granulometrías más finas (*Spychala et al., 2017 y Prelat et., 2009*). Estos depósitos alternan estratigráficamente con las sucesiones de Lóbulos Turbidíticos (LT) debido a un proceso de apilamiento compensatorio de los lóbulos en entornos no

confinados, donde los depósitos gruesos (eje del lóbulo) intercalan con los depósitos finos (franja distal del lóbulo-Interlóbulo) (*Spychala et al., 2017*). De acuerdo con el modelo planteado por *Mutti & Ricci Lucchi (1975)* estos depósitos pertenecen a la zona del abanico externo (*Fig. 11B*).

Asociación de facies de Depósitos conglomerádicos próximos al canal (DC)

Descripción. Esta asociación de facies está compuesta por depósitos gruesos de conglomerados matriz sostén con clastos de pelitas y fangolitas, laminados, rodeados por una matriz arenosa. De acuerdo con la clasificación de *Mutti & Ricci Lucchi (1975)* estas facies podrían asemejarse a la facies A2 vinculada a flujos de detritos cohesivos, y según *Lowe (1982)* a la facies R3 asociada a corrientes turbidíticas de alta densidad.

Interpretación. Esta asociación de facies se interpreta como depósitos conglomerádicos próximos al canal ya que se componen de depósitos gruesos como conglomerados y areniscas gruesas que podrían formar parte del relleno de un canal o estar próximas a él. Dado que no se observan geometrías canaliformes en los perfiles, podría interpretarse que estos depósitos se generaron a partir de flujos de detritos derivados del colapso de la pared del canal adyacente. De acuerdo con el modelo propuesto por *Mutti & Ricci Lucchi (1975)*, estos depósitos podrían corresponder a la zona del abanico interno donde hay mayor desarrollo de canales y sucesiones vinculadas a ellos (*Fig. 11B*).

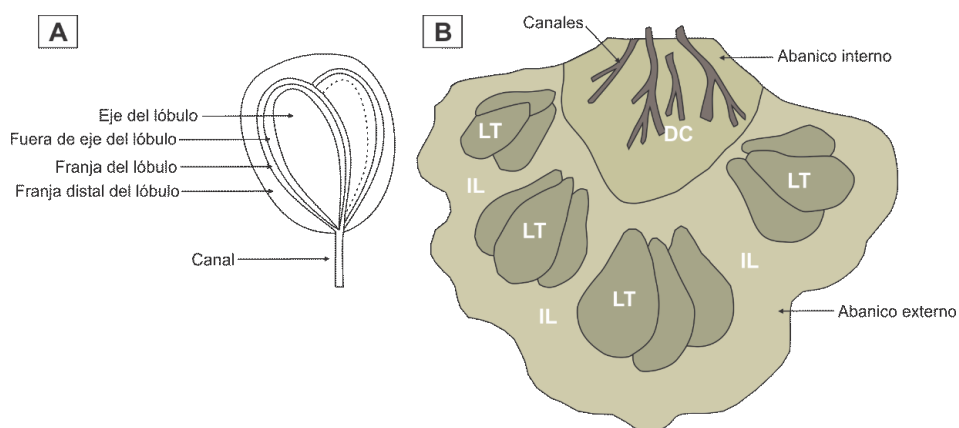


Figura 11. A) Modelo simplificado de los subambientes de un lóbulo turbidítico (modificado de *Prelat et al., 2009*). B) Modelo depositacional ambiente marino profundo. Lóbulos turbidíticos (LT), Interlóbulos (IL) y Depósitos conglomerádicos próximos al canal (DC). Modificado de *Mutti & Ricci Lucchi, 1975*.

5.1.3 PALEOAMBIENTE

Mediante el análisis de facies y asociaciones de facies se pudieron identificar los principales procesos que controlaban este sistema. Estos procesos sedimentarios indican que estos depósitos corresponden a un ambiente marino profundo con el desarrollo de lóbulos turbidíticos distales (Fig. 12). Numerosos autores como *Kim et al., (2014)* hacen un análisis paleoambiental un poco más regional para esta zona, abarcando los yacimientos de Puesto Touquet y El Porvenir, donde proponen para el Mb. Cutral Có un sistema turbidítico desarrollado en una rampa arenosa con aportes múltiples (*Reading y Richards, 1994*). Este sistema se caracteriza por el desarrollo de turbiditas alimentadas por un amplio frente deltaico o planicie costera proveniente del este y una plataforma relativamente estrecha (*Kim et al., 2014*). De este modo, definen un esquema paleoambiental que implica el pasaje desde una zona de aporte continental (Alto de Challacó) a una zona de transición o *by-pass* marino en Fosa Challacó y por último un ambiente marino profundo (turbiditas en Puesto Touquet) en apenas unos 15-20 km de extensión (*Kim et al., 2014*).

Si bien para este trabajo, no se contaba con datos de interpretación sísmica como para ver de donde provenían esos canales para un mejor entendimiento del sistema, si pudo confirmarse lo propuesto por *Kim et al., 2014* para este yacimiento, a partir

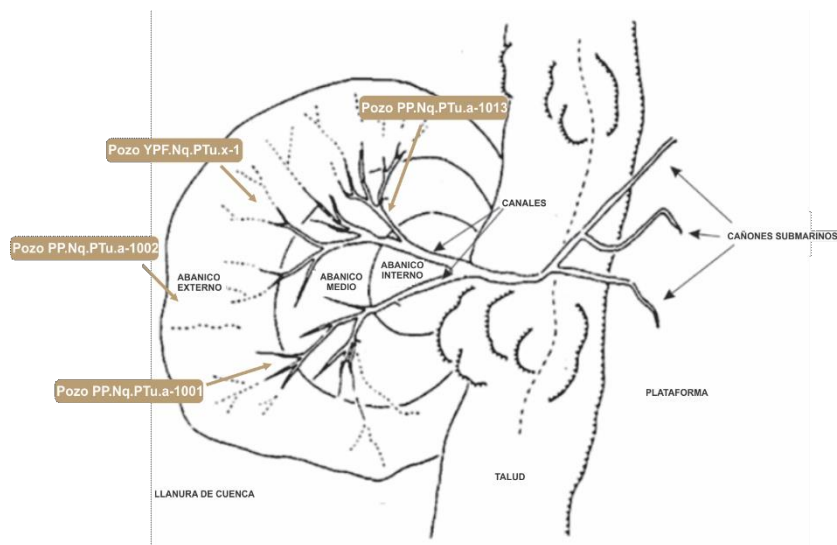


Figura 12. Modelo de abanico submarino. Ubicación aproximada de los pozos del Yacimiento Puesto Touquet. (Modificado de *Mutti & Ricci Lucchi, 1972*).

de la descripción de las coronas y el posterior análisis de las facies y asociaciones de facies. De este modo, podría estimarse que el sondeo PP.Nq.PTu.a-1013 se ubica en posiciones más proximales, cerca del canal y a partir de allí, por pérdida de confinamiento de los mismos se generaron los depósitos de lóbulos e interlóbulos, anteriormente

mencionados, donde podrían ubicarse los pozos YPF.Nq.PTu.x-1, PP.Nq.PTu.a-1001 y PP.Nq.PTu.a-1002, en posiciones más distales del sistema (Fig. 12).

5.1.4 DIAGÉNESIS

La diagénesis constituye el resultado de un conjunto de cambios físicos y químicos que afectan a los sedimentos luego de su depositación. Estos procesos pueden generar cambios significativos en la roca reservorio ya que impactan directamente sobre la permeabilidad y porosidad de las rocas.

De acuerdo a lo analizado en los informes internos de LCV (1992, 1994, 2002), en las coronas estudiadas se han identificado ciertos procesos diagenéticos enumerados a continuación:

-Alteración de granos: Los clastos líticos volcánicos y los feldespatos se encuentran moderadamente alterados a caolinita y sericita.

-Crecimiento secundario de cuarzo: No es tan significativo, pero predomina en la facies Am.

-Disolución: Se evidencia por la presencia de caolinita y calcita en poros secundarios.

-Cementación de caolinita: Se encuentra ocupando espacios intergranulares primarios y secundarios y poros intragranulares, principalmente feldespatos. Presenta una textura vermicular y de apilamiento de placas. Reduce la porosidad y permeabilidad de la roca.

-Cementación y reemplazo de dolomita: Muy frecuente. Presenta extinción ondulosa y ocupa espacios intergranulares o reemplaza parcialmente granos y a la caolinita.

-Cementación y reemplazo de calcita: Presente en las facies Am y Ae, donde oblitera totalmente la porosidad.

-Disolución: Afecta a la dolomita, caolinita y a los granos inestables, generando porosidad secundaria.

-Compactación: Consiste en una pérdida progresiva de volumen en la roca, debido a la carga litostática, causada por nuevas capas de sedimento depositado. Evidenciado por la presencia de granos orientados, algunos interpenetrados, micas flexuradas, seams estilolíticos y granos de cuarzo fracturados.

Los procesos más predominantes son la compactación y la cementación de minerales arcillosos y carbonáticos. Estos dos procesos, como se mencionó anteriormente, afectan a la porosidad de la roca generando un impacto negativo en ella. A diferencia de la disolución que es un proceso generador de porosidad.

5.1.5 POROSIDAD PETROGRÁFICA

La porosidad junto con la permeabilidad son las propiedades más importantes al momento de caracterizar un reservorio. La porosidad es el resultado de: litología, estructura y variaciones texturales/composicionales de la roca.

De las facies estudiadas la facies Am (Arenisca masiva) es la que muestra mejores condiciones petrofísicas con valores de porosidad buena a muy buena, hasta 23% (*Informes internos de LCV, 1992, 1994, 2002*).

De acuerdo a la descripción establecida en los informes internos de LCV (*1992, 1994, 2002*), la porosidad presente en las muestras (*Fig. 13*) es genéticamente secundaria y su distribución es homogénea a moderadamente homogénea debido a la presencia de planos de fractura subverticales. Los tamaños porales corresponden a abundantes mesoporos (0,10-0,20 mm) y microporos (<0,0062 mm). Los microporos se vinculan con la porosidad primaria, que se encuentra en la caolinita. Esta arcilla no rellena

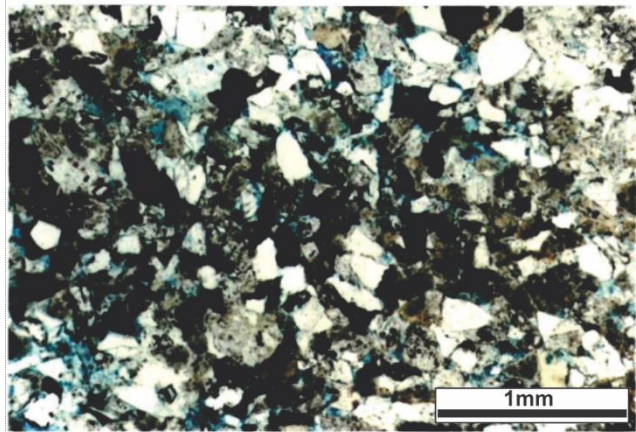


Figura 13. Corte petrográfico. Facies Am. Presenta excelente porosidad (teñida con resina epoxy). Abundante porosidad intercrystalina asociada a la caolinita. Frecuentes poros intergranulares. Muestra 3, Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001 (Profundidad sin corregir 597,43 mbbp). Nícoles paralelos. Modificada de "*Informe Interno LCV (1994)*".

totalmente el poro, dejando pequeñas aberturas entre las partículas. La abundancia de

este tamaño de poro genera permeabilidades bajas las cuales predominan en estos pozos (0,21-6,44 mD).

Los tipos texturales presentes son (*Informes internos de LCV, 1992, 1994, 2002*):

-Intercristalina: Abundante, relacionada con la caolinita.

-Intergranular: Abundante, producto de la disolución parcial de granos inestables y del cemento.

-Intragranular: Frecuente a escasa, relacionada principalmente con la disolución parcial de feldespatos.

-Móldica: Escasa, producida por disolución total de feldespatos.

-Poros sobredimensionados: Escasos.

5.1.6 EVALUACIÓN DE PERFILES Y CORRELACIÓN

Con el fin de corroborar los datos obtenidos a partir de los testigos corona se analizó la información indirecta de subsuelo, basada en la interpretación de los perfiles de potencial espontáneo, rayos gamma, resistividad, densidad, etc., tomados tanto en los intervalos de interés correspondientes a los testigos corona como en el total del pozo.

En una primera instancia, mediante la utilización del programa Power Log se pusieron en profundidad las coronas ([Tabla 1](#)). Para ello se realizó un ajuste con los perfiles de GR de coronas y GR del pozo. Cuando no se dispuso de perfiles de GR de corona o estos no presentaban cambios significativos que permitan hacer el ajuste, se utilizó la correlación de porosidad de coronas-porosidad de perfil. Para el pozo YPF.Nq.PTu.x-1 fue necesario correr la corona entre 5,7 y 6,5 m hacia abajo, por ejemplo en la carrera 1 y 2 se utilizaron dos picos de baja porosidad (550,5 mbbp y 563,5 mbbp) que sirvieron como indicadores para hacer el ajuste. De la misma manera, se procedió a ajustar la curva de porosidad para cada corona ([Fig. 14 a, b y c](#)). En el caso del pozo PP.Nq.PTu.a-1001 solo fue necesario correr la corona unos 1,4 m hacia arriba ([Fig. 15](#)), en cambio en el pozo PP.Nq.PTu.a-1002 se requirió un mayor ajuste de aproximadamente 8,4 m hacia abajo ([Fig. 16](#)). El pozo PP.Nq.PTu.a-1013, no fue necesario ajustarlo ([Figura 17](#)).

<i>Pozo YPF.Nq.PTu.x-1</i>			
<i>Coronas</i>	<i>Profundidad (mbbp)</i>	<i>Profundidad corregida (mbbp)</i>	
<i>Carrera 1</i>	544-553	550,5-568	(+) 6,5 m
<i>Carrera 2</i>	553-562		
<i>Carrera 3</i>	828-834	833,6-839,1	(+) 5,7 m
<i>Carrera 4</i>	1027-1036	1033-1041,75	(+) 6 m
<i>Pozo PP.Nq.PTu.a-1001</i>			
<i>Carrera 1</i>	591,20-600,20	589,8-598,93	(-) 1,4 m
<i>Pozo PP.Nq.PTu.a-1002</i>			
<i>Carrera 1</i>	737,80-747	746,2-754,84	(+) 8,4 m
<i>Pozo PP.Nq.PTu.a-1013</i>			
<i>Carrera 1</i>	613,2-622,22	613,2-622,2	0

Tabla 1. Corrección de profundidad de las coronas por perfiles.

Como puede verse en la [figura 14a](#), en el pozo YPF.Nq.PTu.x-1 se observa una respuesta bastante uniforme en los perfiles de Gamma Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP). El GR es bajo, por lo que predominan las areniscas, tanto en la carrera 1 como en la 2. A su vez, en el SP se distinguen dos picos bien marcados que indican una disminución de la permeabilidad. Ambos picos pueden observarse también en los perfiles de resistividad (ILD, ILM, SFLU), densidad (RHOB) y porosidad efectiva (PHIE). Esto podría deberse a la presencia de dos niveles más cementados, posiblemente por carbonatos, lo cual genera un aumento de la densidad y una disminución de la porosidad y permeabilidad de la roca. En la carrera 3 ([Fig. 14b](#)) también se observa una tendencia uniforme en los perfiles de GR y SP, en cambio en la carrera 4 ([Fig. 14c](#)) empieza a haber cierta irregularidad debido a la gran variedad de facies que se encontraron en esa corona.

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1001 ([Fig. 15](#)) se observa una respuesta continua en el perfil de GR ya que lo que predominan son las areniscas. Respecto a los perfiles de resistividad (AT90, AT60, AT10), densidad (RHOB) y porosidad efectiva (PHIE) también se observan ciertos picos que indican, posiblemente, la existencia de zonas con mayor cementación, ergo una baja porosidad y alta densidad.

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1002 ([Fig. 16](#)) también se distingue una respuesta bastante uniforme en el perfil de GR con un pico bien diferenciado entre los 746 y 748 metros, el cual fue utilizado para hacer el ajuste de coronas, posiblemente se vincule a una zona más sucia. El perfil de SP muestra una zona de baja permeabilidad a esa profundidad.

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1013 (Fig. 17) se observan valores bajos en los perfiles de GR y SP que revelan una predominancia de areniscas a lo largo de toda la corona, como puede verse en el perfil sedimentario. Los perfiles de resistividad (REID, REIM), porosidad efectiva (PHIE) y densidad (KRHOBN), se ven bastante uniformes, indicando una buena porosidad y permeabilidad.

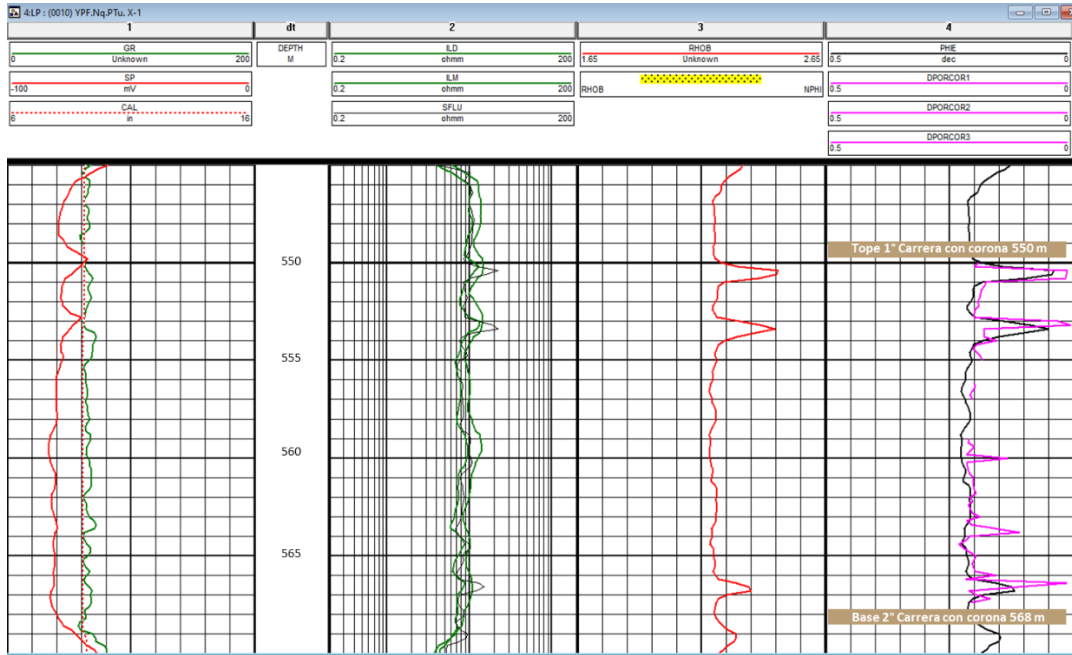


Figura 14 a. Ajuste de profundidades. Carreras 1 y 2 del pozo YPF.Nq.PTu.x-1.

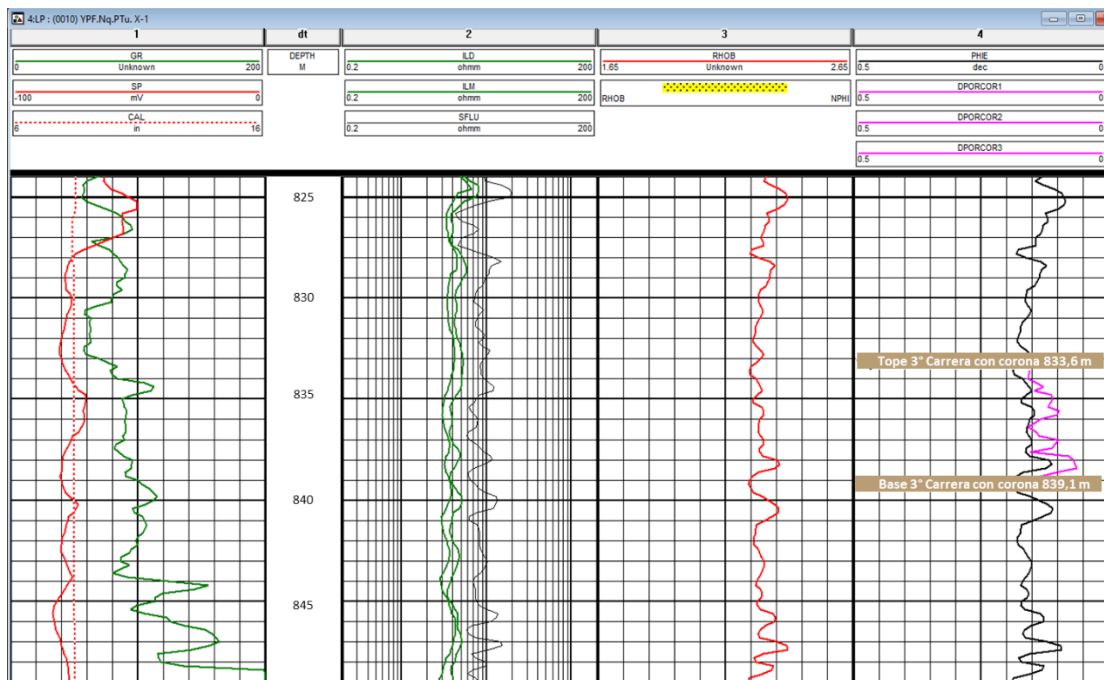


Figura 14 b. Ajuste de profundidades. Carrera 3 del pozo YPF.Nq.PTu.x-1.

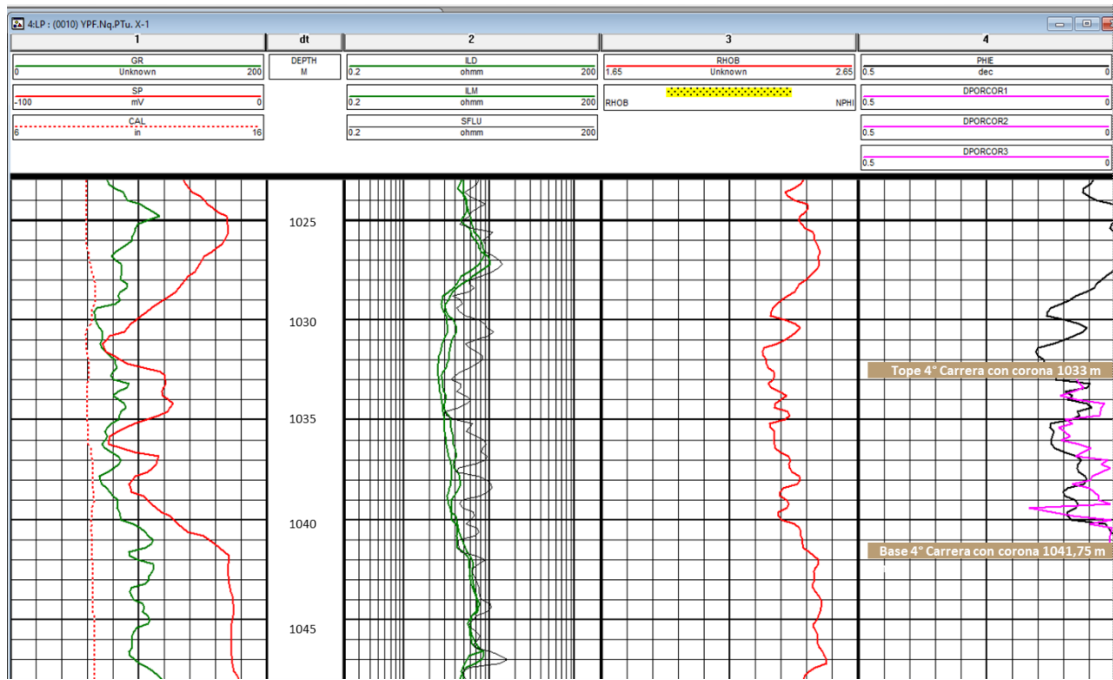


Figura 14 c. Ajuste de profundidades. Corona 4 del pozo YPF.Nq.PTu.x-1.

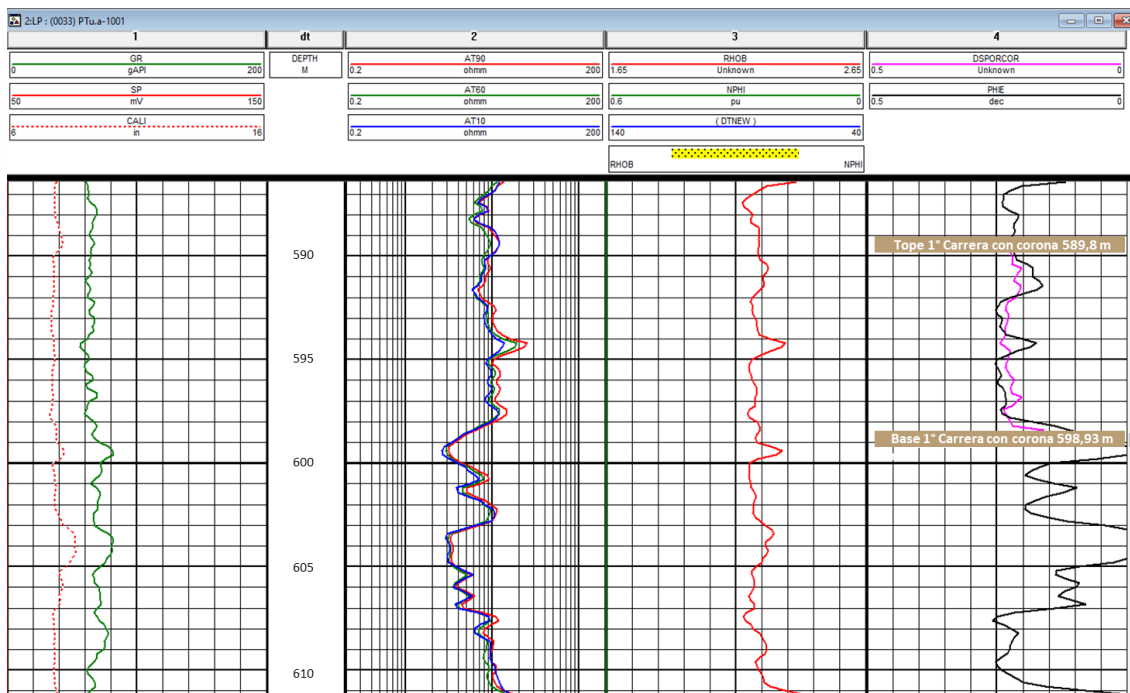


Figura 15. Ajuste de profundidades. Corona 1 del pozo PP.Nq.PTu.a-1001.

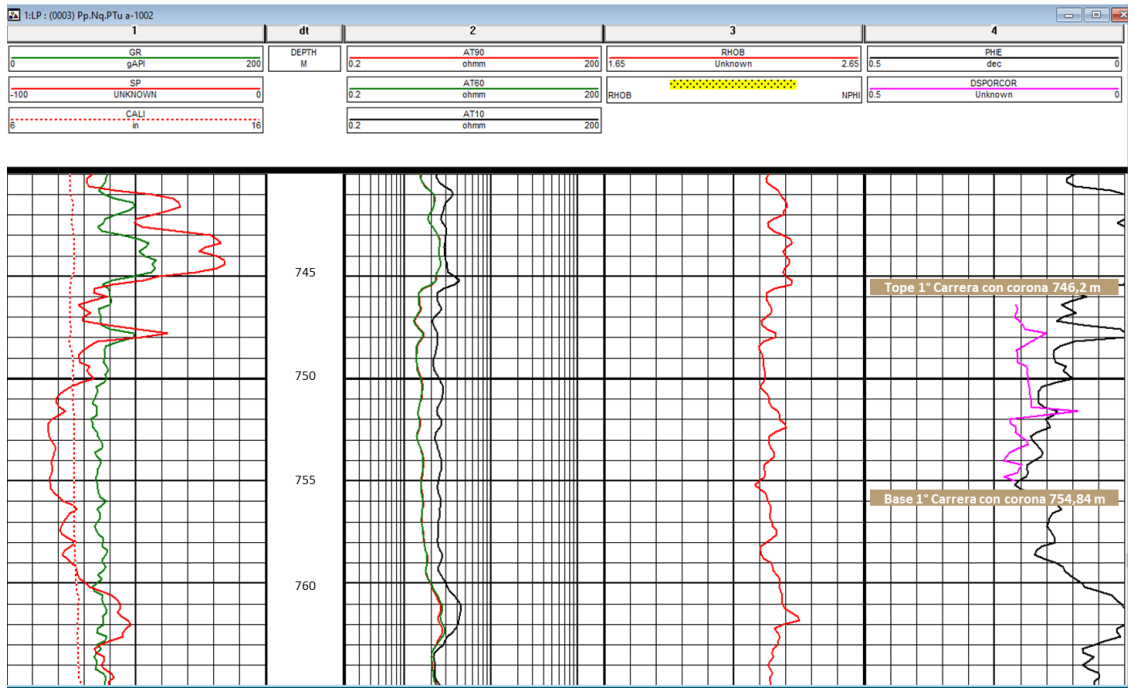


Figura 16. Ajuste de profundidades. Carrera 1 del pozo PP.Nq.PTu.a-1002.

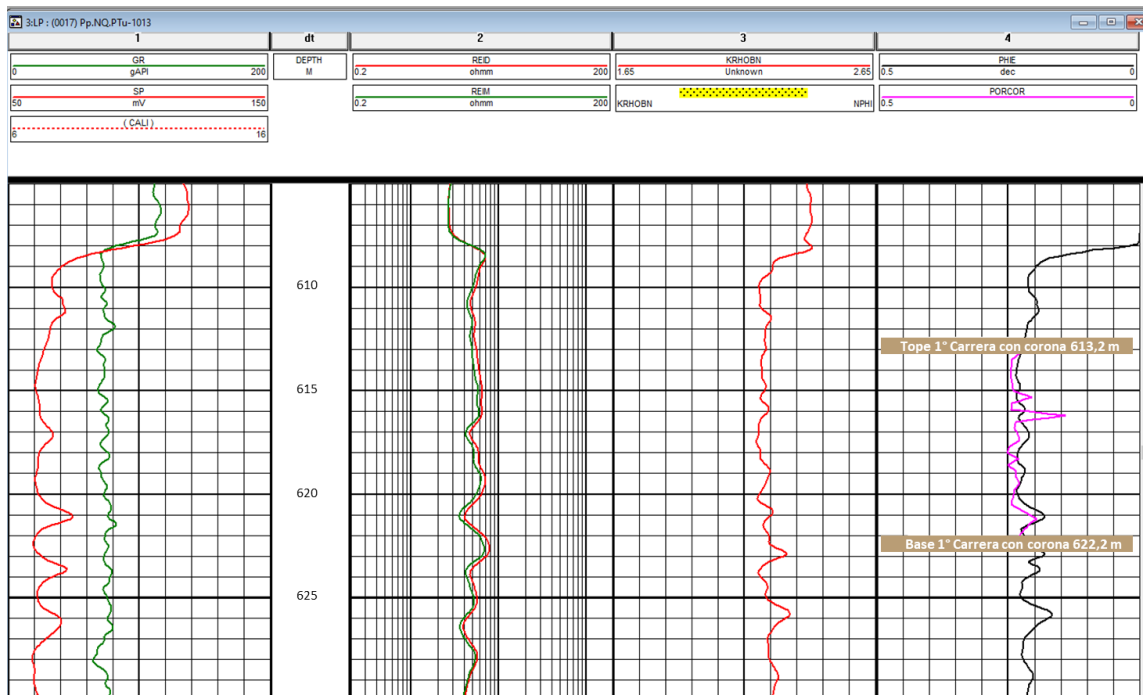


Figura 17. Ajuste de profundidades. Carrera 1 del pozo PP.Nq.PTu.a-1013.

Para la correlación (Fig. 18) se definió un marker utilizando los datos de perfilajes de GR y SP. Este pudo identificarse en todos los pozos aproximadamente entre los 220-250 mbbp, coincidente posiblemente con el tope de la Fm. Lajas (según control geológico), dado que se observó un aumento en el valor de GR y una zona de buena permeabilidad seguida de una zona de baja permeabilidad en el SP. Luego de correlacionado el marker fue posible horizontalizar todos los pozos a esa superficie, generando una sección estructural que permita analizar las variaciones del intervalo estudiado en el espacio e identificar los distintos pases formacionales. Con los datos de cutting y la respuesta de los perfiles se pudieron ubicar los topes de los Mb. Pelítico Superior, Mb. Cutral-Có y Mb. Pelítico Inferior, pertenecientes a la Fm. Los Molles. Los espesores de las unidades se ven bastante uniformes a excepción del pozo PP.Nq.PTu.a-1002 donde se observa un aumento del espesor en el Mb. Pelítico Superior, posiblemente debido a una falla que se observa en el mapa estructural (Fig. 3). Como se observa en la figura 19, la respuesta de los perfiles de GR y SP es altamente coincidente con la distribución granulométrica, mostrando valores más altos en los intervalos de grano fino y valores progresivamente menores para los intervalos arenosos, permitiendo así poder diferenciar bien las posibles sucesiones de Lóbulo-Interlóbulo.

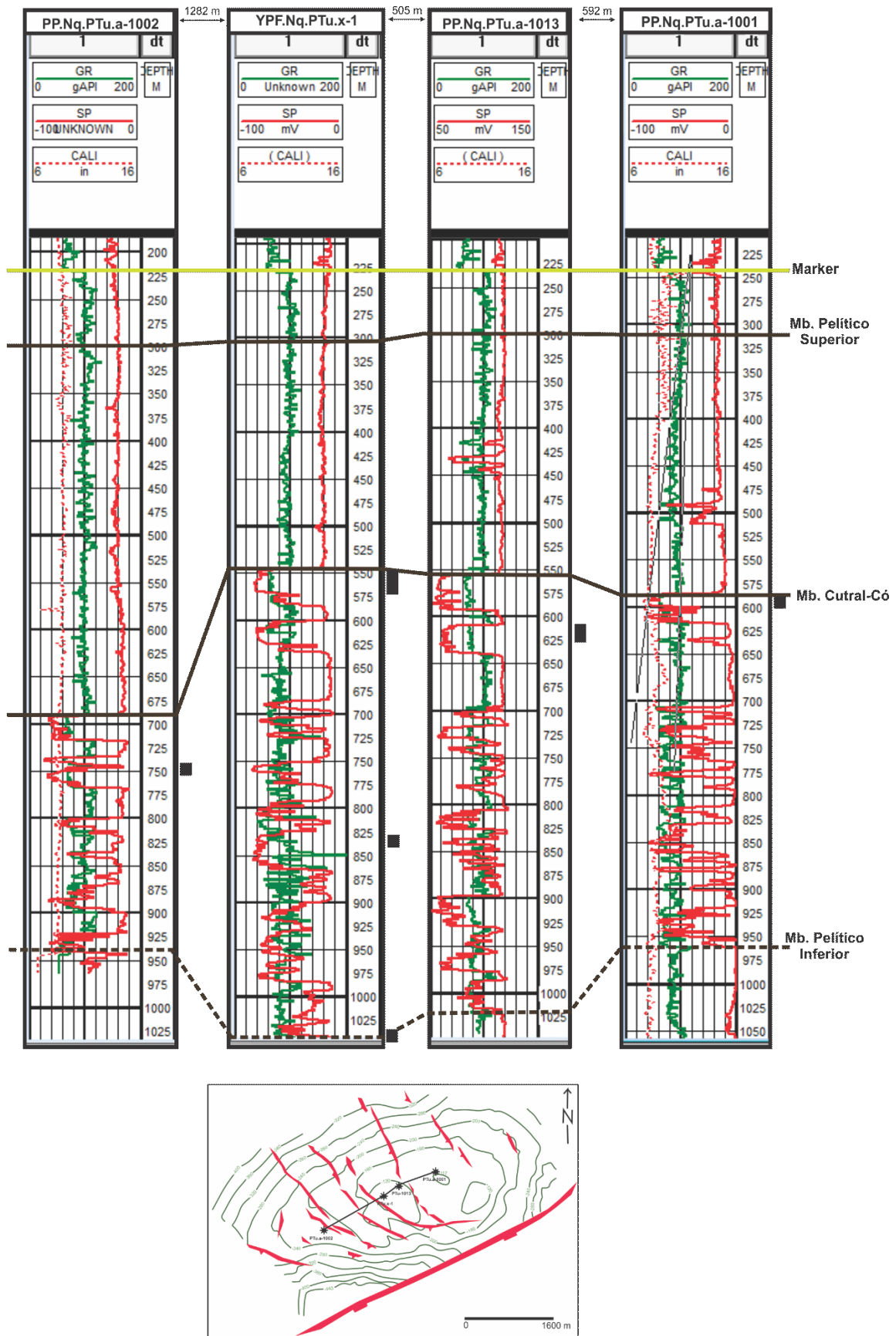


Figura 18. Correlación de los pozos del Yacimiento Puesto Touquet. Pases formacionales. En negro se observan las carreras de corona. Abajo, mapa estructural con la transecta de correlación en negro (Modificado de *Schiama et al., 2002*).

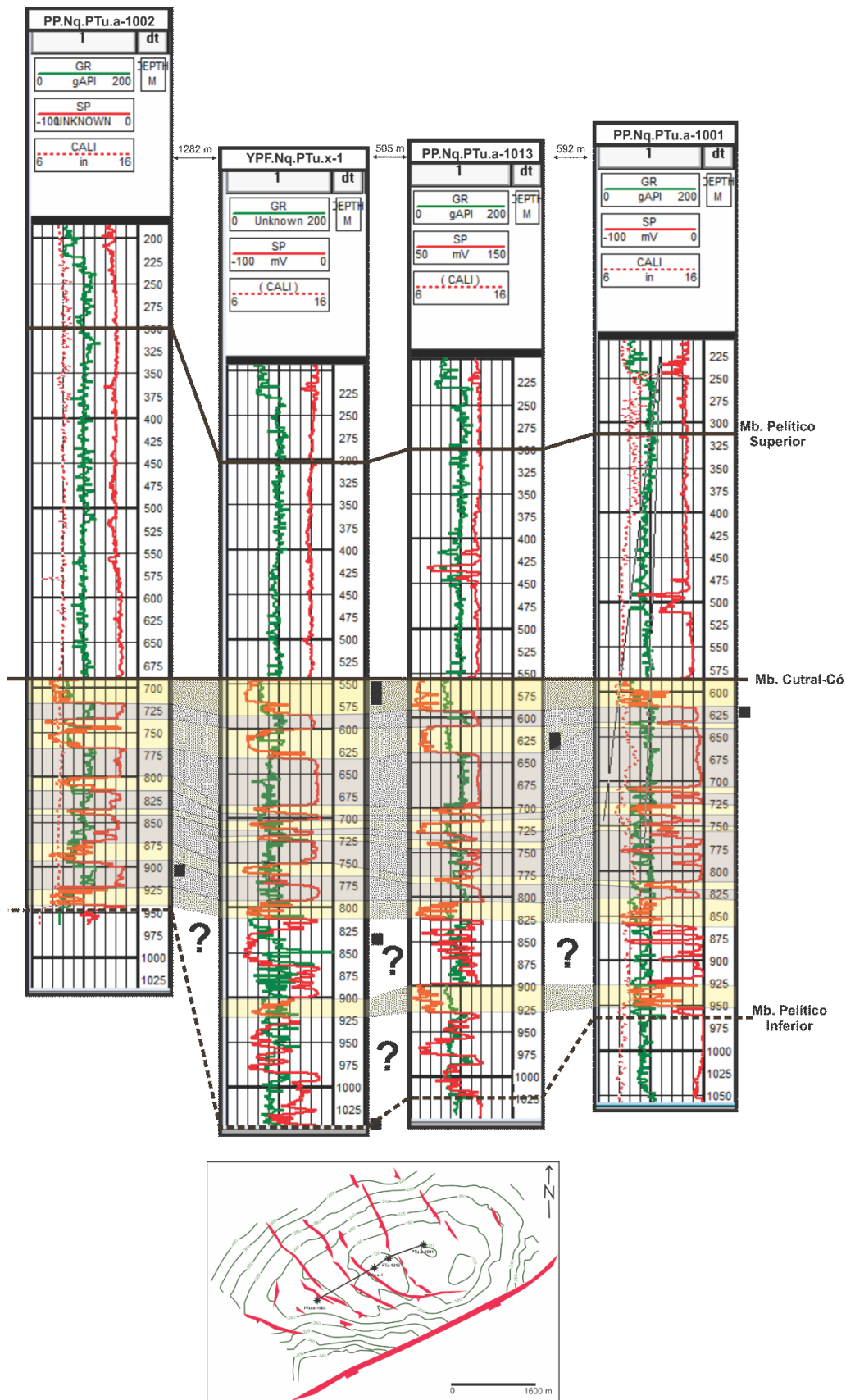


Figura 19. Correlación de los pozos del Yacimiento Puesto Touquet alineadas al tope del Mb. Cutral-Có. Identificación de los cuerpos de arenisca (amarillo) y pelitas (violeta). En negro se observan las carreras de corona. Abajo, mapa estructural con transecta de correlación en negro (Modificado de *Schiama et al., 2002*).

5.1.7 PETROFÍSICA BÁSICA Y ESPECIAL

El estudio de las coronas en el laboratorio es una herramienta fundamental para poder comprender el comportamiento de los reservorios. En esta oportunidad se analizaron los datos de petrofísica básica de todos los pozos y los datos de petrofísica especial del pozo PP.Nq.PTu.a-1013, dado que era el único que los presentaba, con el fin de obtener información imprescindible que define al reservorio. A modo de ejemplo se muestran a continuación los estudios realizados por LCV para el pozo PP.Nq.PTu.a-1013 (*Informe interno LCV, 2001, 2013*).

La **Petrofísica Básica** comprende los estudios de Permeabilidad al gas, Porosidad, Densidad Aparente, Densidad Real y la Permeabilidad Klinkenberg de cada plug de corona. Estos estudios se realizan en condiciones estándar o STD, es decir a temperatura ambiente y presión atmosférica, y en condiciones de sobrecarga o NOBP (temperatura ambiente y presión neta de sobrecarga).

En este caso, se efectuaron ensayos sobre 27 testigos obtenidos de la 1° carrera de corona del sondeo PP.Nq.PTu.a-1013 (*Informe interno LCV, 2001*). Primero se realizaron mediciones de petrofísica básica en condiciones STD ([Tabla 2](#)) a la totalidad de las muestras. Se calculó la densidad aparente y real de cada muestra, la porosidad ([Fig.20](#)), la permeabilidad al gas y por último la permeabilidad Klinkenberg ([Fig. 21](#)) para obtener una permeabilidad más cercana al líquido, que es mucho menor que la permeabilidad al gas (*Informe interno LCV, 2001*).

Puesto Touquet				Pozo:	Pp.Nq.PTu-1013	
				Carrera:	1	
				Compañía:	Pluspetrol	
Estudios realizados bajo condiciones STD						
Muestra N°	Profundidad (mbbp)	Densidad Aparente (gr/cm3)	Densidad Real (gr/cm3)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Gas (mD)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)
1-10-1	613,2	2,03	2,63	22,83	0,5129	0,3351
1-10-2	613,5	1,98	2,61	24,36	0,3898	0,2505
1-10-3	613,8	1,98	2,62	24,37	0,5982	0,3945
1-9-4	614,1	1,98	2,62	24,41	0,9004	0,6084
1-9-5	614,4	1,98	2,62	24,47	1,0349	0,7051
1-9-6	614,7	1,99	2,62	24,14	0,7818	0,5238
1-8-7	615,02	2,00	2,63	24,04	0,8496	0,5721
1-8-8	615,32	2,09	2,64	20,61	0,4299	0,2779
1-8-9	615,62	1,98	2,62	24,37	0,7808	0,5231
1-8-10	615,92	1,98	2,62	24,38	1,0119	0,6886
1-7-11	616,22	2,26	2,64	14,28	0,0376	0,0210
1-7-12	616,52	2,01	2,63	23,52	1,0276	0,6999
1-7-13	616,82	1,99	2,62	23,85	0,7572	0,5063
1-6-14	617,12	2,01	2,61	23,19	0,2136	0,1324
1-6-15	617,42	2,02	2,61	22,83	0,2479	0,1550
1-6-16	617,72	1,97	2,62	24,73	0,7993	0,5363
1-5-17	618,03	1,96	2,63	25,18	1,9203	1,3579
1-5-18	618,33	2,02	2,62	23,11	0,4106	0,2647
1-5-19	618,63	1,97	2,63	25,15	1,3580	0,9405
1-5-20	618,93	2,01	2,62	23,48	0,5717	0,3759
1-4-21	619,23	2,02	2,63	23,49	1,3265	0,9175
1-4-22	619,53	2,03	2,63	22,89	1,0729	0,7327
1-4-23	619,83	2,01	2,63	23,79	1,2281	0,8454
1-3-24	620,55	1,99	2,63	24,40	1,3397	0,9271
1-2-25	621,2	2,09	2,60	19,57	0,1316	0,0792
1-2-26	621,42	2,06	2,60	20,91	0,2473	0,1546
1-1-27	622,16	2,01	2,63	23,60	2,0064	1,4226

Tabla 2. Tabla de datos obtenida como resultado de los estudios realizados bajo condiciones STD en muestras del pozo PP.Nq.PTu.a-1013. Modificada de Informe interno LCV, 2001.

Perfil de Porosidad

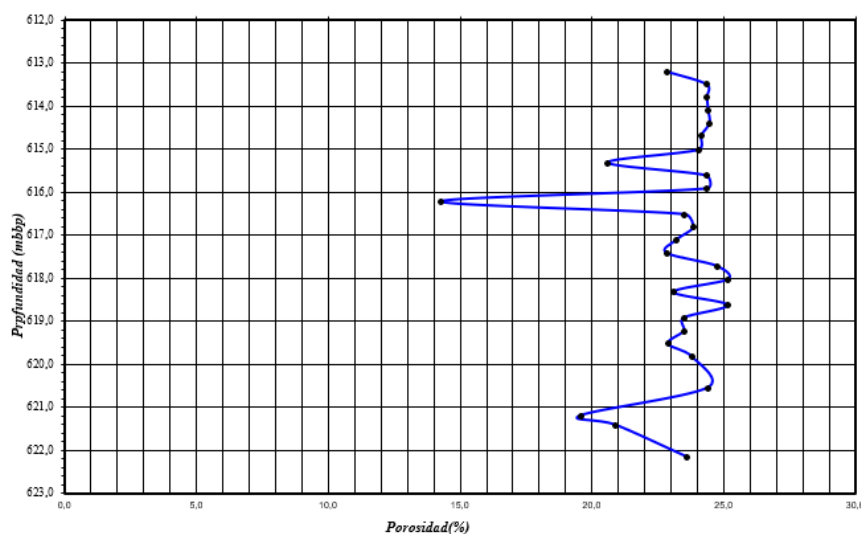


Figura 20. Perfil de porosidad bajo condiciones STD. Pozo PP.Nq.PTu.a-1013. Modificado de Informe interno LCV, 2001.

Perfil de Permeabilidad

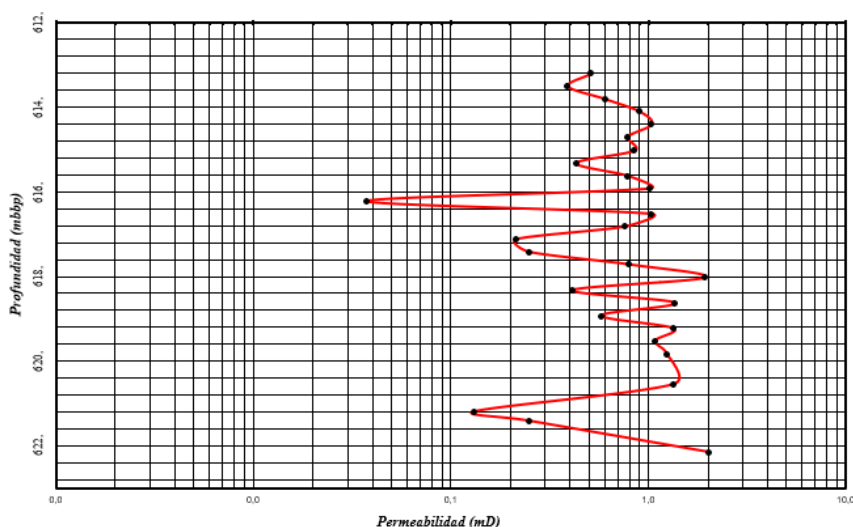


Figura 21. Perfil de permeabilidad bajo condiciones STD. Pozo PP.Nq.PTu.a-1013. Modificado de *Informe interno LCV, 2001*.

Las mediciones de Petrofísica Básica bajo condiciones de sobrecarga (NOBP) se realizaron en 8 de las muestras totales (seleccionadas por profesionales de Pluspetrol). Los estudios se realizan de la misma manera que en condiciones STD, con la diferencia de que la muestra es sometida a una determinada presión de sobrecarga o confinamiento (NOBP: Net Over Burden Pressure) que en este caso es de 1300 psig y 1750 psig ([Tabla 3](#), *Informe interno LCV, 2001*).

Puesto Touquet		Pozo: Pp.Nq.PTu-1013			
		Carrera: 1			
		Compañía: Pluspetrol			
		Estudios realizados bajo condiciones NOBP=1300 psig		Estudios realizados bajo condiciones NOBP=1750 psig	
Muestra N°	Profundidad corregida (mbbp)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Gas (mD)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Gas (mD)
1-10-2	613,5	22,51	0,3610	22,42	0,3456
1-9-5	614,4	22,90	0,9474	22,84	0,9253
1-8-7	615,02	22,06	0,7743	22,01	0,7674
1-7-12	616,52	22,27	0,9438	22,21	0,9308
1-5-17	618,03	24,17	1,7717	23,86	1,7358
1-5-20	618,93	21,98	0,5290	21,93	0,5276
1-4-23	619,83	21,64	1,0901	21,62	1,0684
1-2-26	621,42	19,84	0,1100	19,78	0,0892

Tabla 3. Tabla de datos obtenida como resultado de los estudios realizados bajo condiciones de sobrecarga (NOBP), a 1300 psig y 1750 psig, en muestras del pozo PP.Nq.PTu.a-1013. Modificada de *Informe interno LCV, 2001*.

Como puede verse en las [figuras 22 y 23](#), la porosidad según NOBP sufre una variación en el volumen, respecto de la porosidad STD, debido al efecto de confinamiento y la permeabilidad también se ve afectada ya que varía su caudal. Cabe destacar que no se

registran cambios significativos tanto para la porosidad como para la permeabilidad a 1300 psig y a 1750 psig posiblemente debido a la baja compresibilidad de la roca.

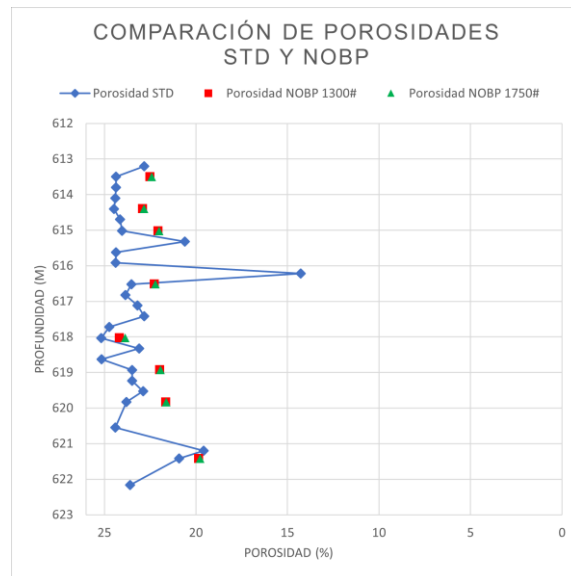


Figura 22. Gráfico comparativo de las porosidades bajo condiciones estándares (STD) y sobrecarga (NOBP) a 1300 psig y a 1750 psig. Pozo PP.Nq.PTu.a-1013.

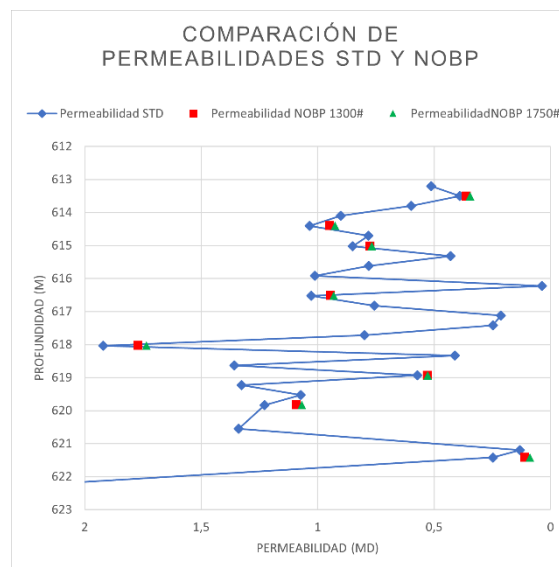


Figura 23. Gráfico comparativo de las permeabilidades bajo condiciones estándares (STD), sobrecarga (NOBP) a 1300 psig y a 1750 psig. Pozo PP.Nq.PTu.a-1013.

La **Petrofísica Especial** comprende los estudios de Compresibilidad del volumen poral, Factor de formación, Índice de resistividad, determinación de puntos extremos de saturación y permeabilidades efectivas en dichos puntos. Se desarrollaron estudios especiales sobre plugs extraídos de la 1° carrera de corona del sondeo PP.Nq.PTu.a-1013 (*Informe interno LCV, 2013*).

La compresibilidad del volumen poral (CVP) se realiza en una celda Triaxial siguiendo una secuencia de presiones, desde 500 psi a 10000 psi y computando la variación del volumen poral para cada intervalo de presión. Para este ensayo se seleccionaron las muestras 1-5-17, 1-4-22 y 1-2-26 (Fig. 24, 25 y 26).

Muestra 1-5-17

Profundidad: 618 m Porosidad STD: 25 % Permeab. Gas STD: 002 mD

	Presión de Confinamiento [psi]	Volumen Poral [cm ³]	Coef. Compres. [(1/VP)*dVP/dP]
	500	16,719	5,33,E-05
	1000	16,588	2,67,E-05
NOBP	1300	16,538	2,05,E-05
	2000	16,456	1,33,E-05
	3000	16,379	8,89,E-06
	4000	16,324	6,67,E-06
	5000	16,282	5,33,E-06
	6000	16,247	4,45,E-06
	7000	16,218	3,81,E-06
	8000	16,192	3,33,E-06
	9000	16,170	2,96,E-06
	10000	16,150	2,67,E-06

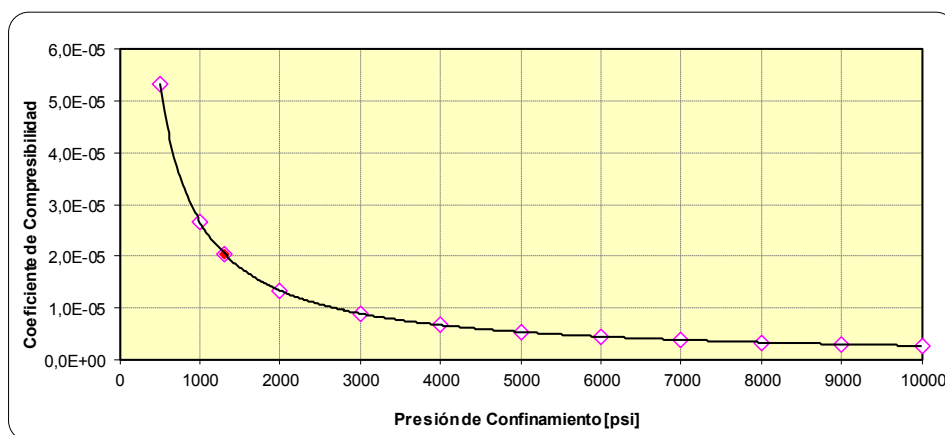
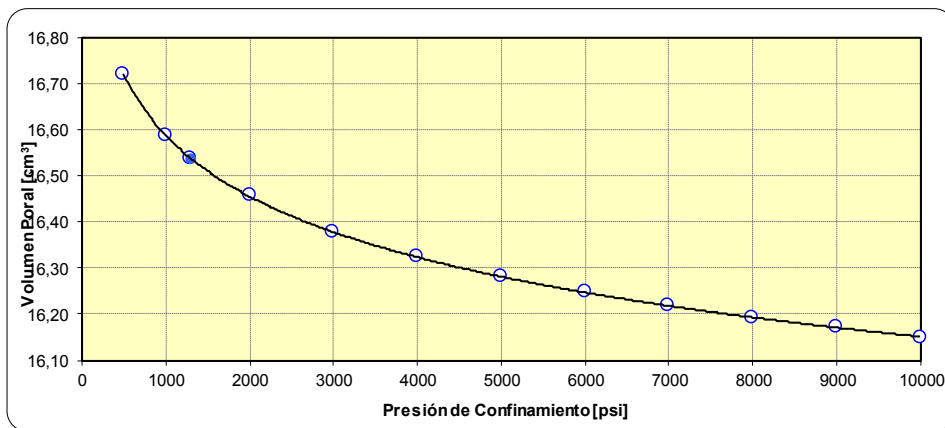


Figura 24. Compresibilidad del volumen poral. Muestra 1-5-17. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

Muestra 1-4-22

Profundidad: 620 m

Porosidad STD: 23 %

Permeab. Gas STD: 001 mD

	Presión de Confinamiento [psi]	Volumen Poral [cm ³]	Coef. Compres. [(1/VP)*dVP/dP]
	500	15,218	2,30,E-05
	1000	15,099	1,15,E-05
NOBP	1300	15,053	8,86,E-06
	2000	14,979	5,76,E-06
	3000	14,910	3,84,E-06
	4000	14,860	2,88,E-06
	5000	14,822	2,30,E-06
	6000	14,790	1,92,E-06
	7000	14,764	1,65,E-06
	8000	14,741	1,44,E-06
	9000	14,720	1,28,E-06
	10000	14,702	1,15,E-06

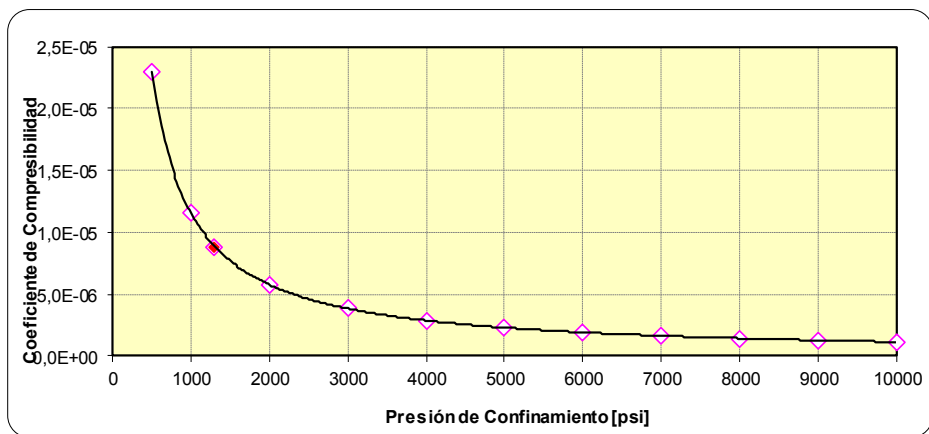
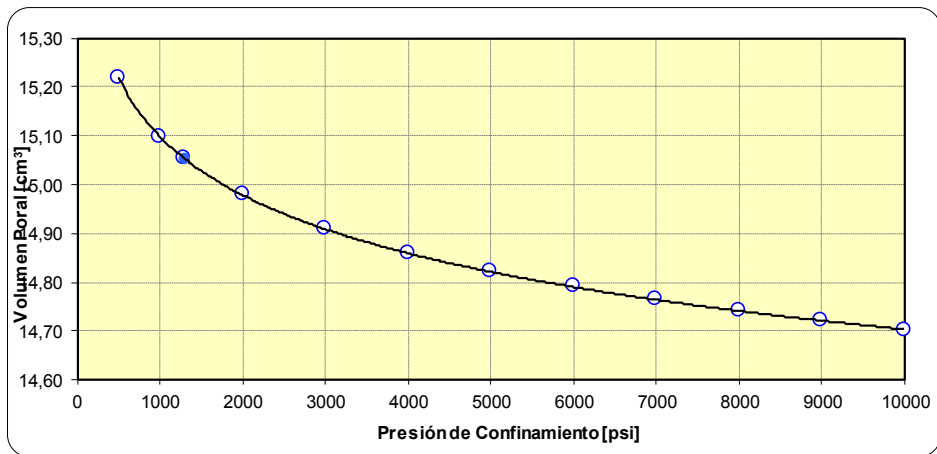


Figura 25. Compresibilidad Volumen Poral. Muestra 1-4-22. Modificada de *Informe interno LCV, 2013*.

Muestra 1-2-26

Profundidad: 621 m

Porosidad STD: 21 %

Permeab. Gas STD: 0.000 mD

	Presión de Confinamiento [psi]	Volumen Poral [cm ³]	Coef. Compres. [(1/VP)*dVP/dP]
	500	13,964	5,33,E-05
	1000	13,846	2,67,E-05
NOBP	1300	13,801	2,05,E-05
	2000	13,728	1,33,E-05
	3000	13,659	8,89,E-06
	4000	13,610	6,67,E-06
	5000	13,572	5,33,E-06
	6000	13,541	4,45,E-06
	7000	13,515	3,81,E-06
	8000	13,492	3,33,E-06
	9000	13,472	2,96,E-06
	10000	13,454	2,67,E-06

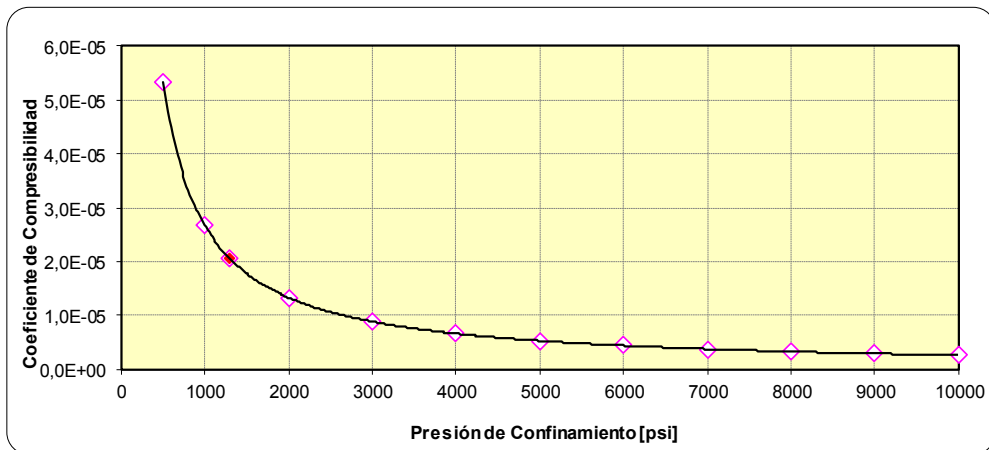
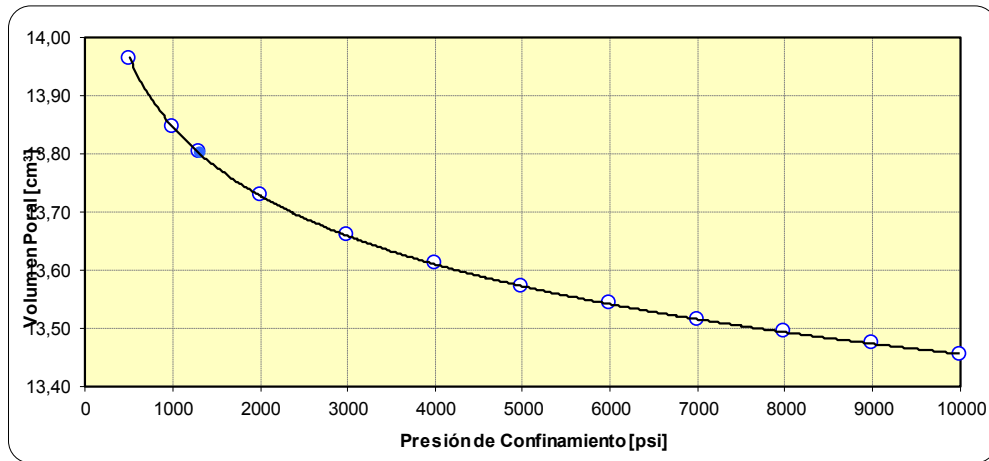


Figura 26. Compresibilidad del Volumen Poral. Muestra 1-2-26. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

La variación del volumen poral para la muestra 1-5-17 en condiciones NOBP (1300 psi) es de 1,1 % al igual que en la muestra 1-4-22. En la muestra 1-2-26, en cambio, la variación del volumen poral es de 1,2%. Estos resultados son totalmente coherentes con la escasa variabilidad observada en la porosidad y la permeabilidad de las muestras ensayadas bajo condiciones de sobrecarga (NOBP), es decir la roca es muy poco compresible.

El Factor de Formación (FF) consiste en la obtención de los parámetros A (Tortuosidad) y m (Factor de cementación). Para determinar el factor de cementación (m) se debe saturar la muestra 100% (Ro) en un agua de formación, cuya resistividad (Rw) es conocida, por el método de alto vacío/alta presión. Luego se lleva la muestra a la presión de confinamiento indicada, se mide el volumen de compresibilidad y la resistividad de la muestra saturada al 100% (Fig. 27).

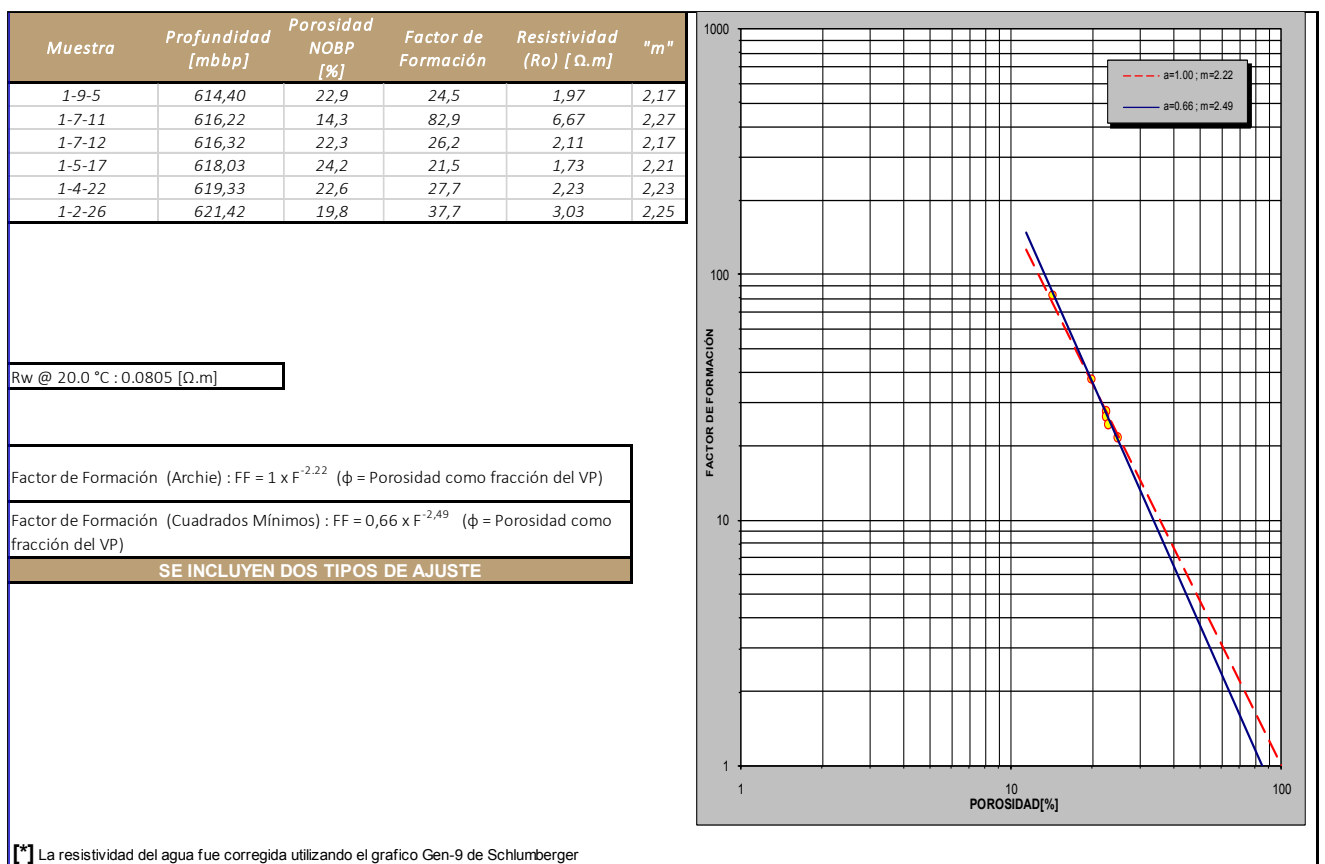


Figura 27. Factor de Formación NOBP 1300 psi. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

Como puede verse en la figura 27, los valores de m son superiores a 2, indicando que se trata de una roca altamente compactada.

Para calcular el Índice de resistividad (IR), se procede a la desaturación de la muestra en una serie de etapas predeterminadas donde se va midiendo la resistividad del medio poroso en cada punto. Para este ensayo se seleccionaron las muestras 1-9-5, 1-7-12, 1-5-17, 1-4-22 y 1-2-26 (Fig. 28, 29, 30, 31 y 32).

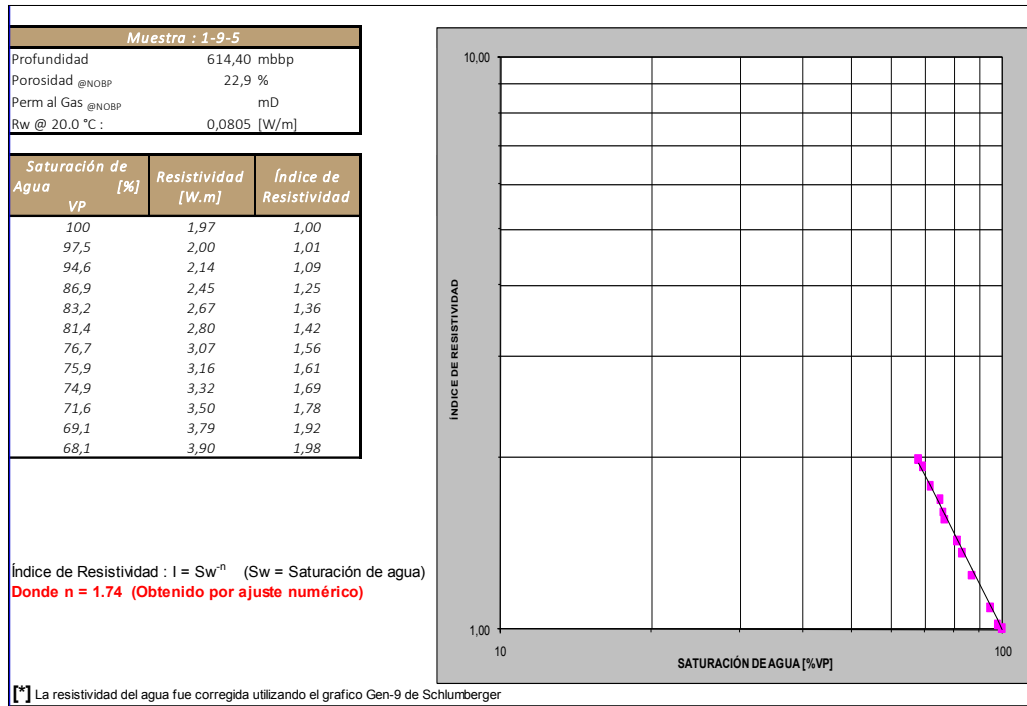


Figura 28. Índice de Resistividad. Muestra 1-9-5. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

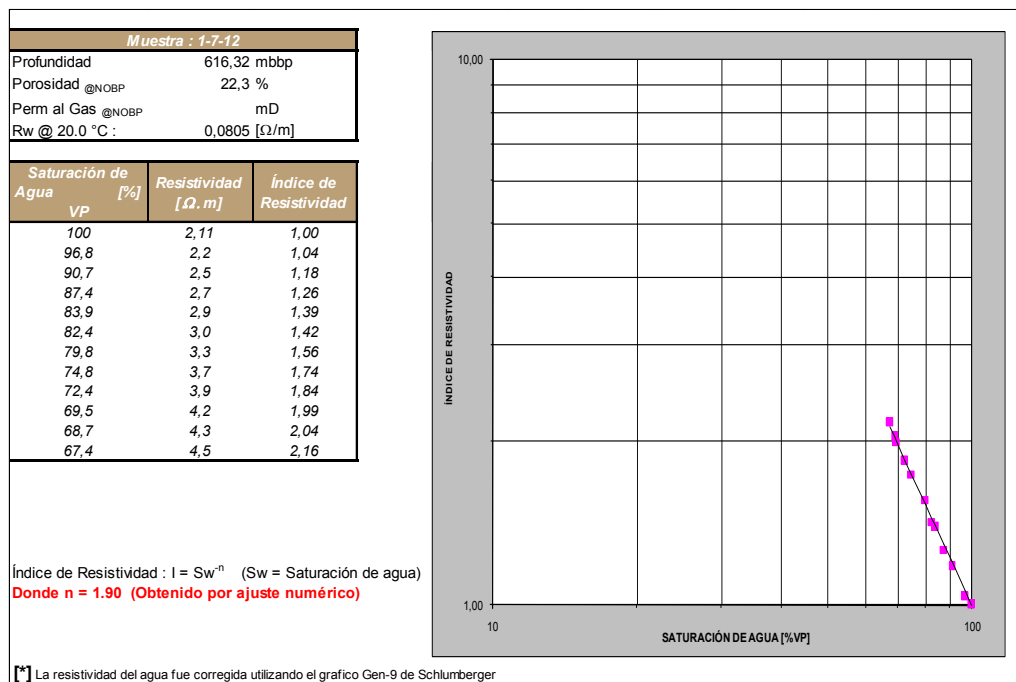


Figura 29. Índice de Resistividad. Muestra 1-7-12. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

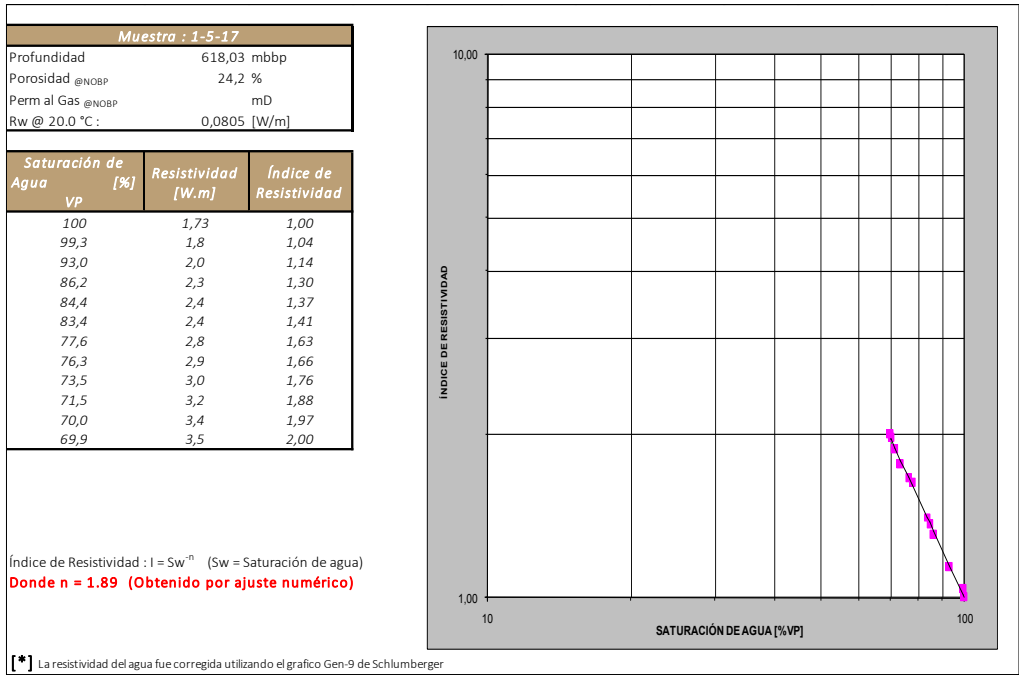


Figura 30. Índice de Resistividad. Muestra 1-5-17. Modificada de *Informe interno LCV, 2013*.

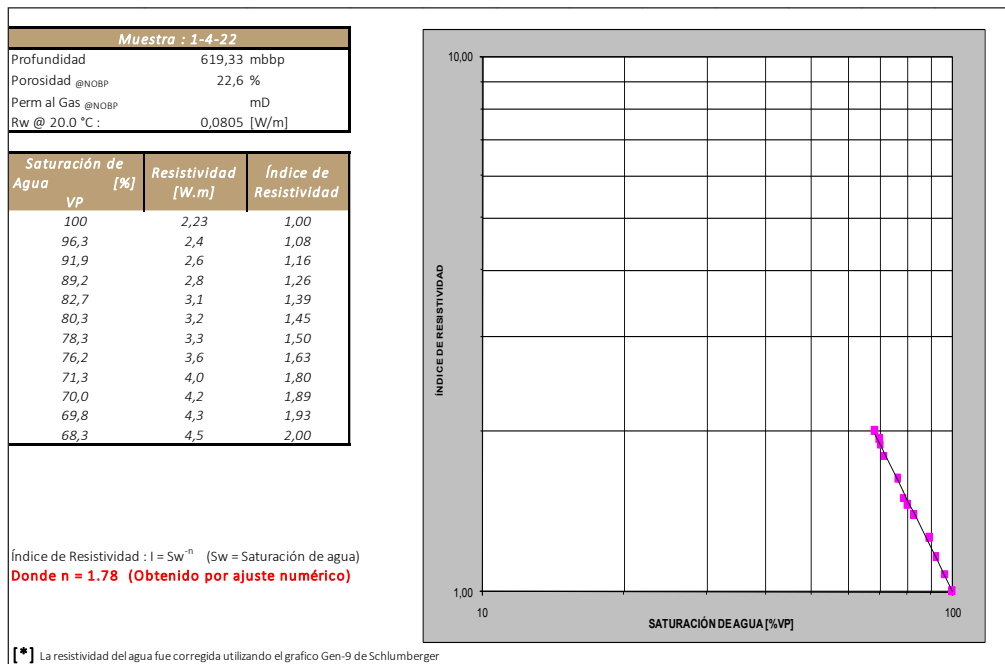


Figura 31. Índice de Resistividad. Muestra 1-4-22. Modificada de *Informe interno LCV, 2013*.

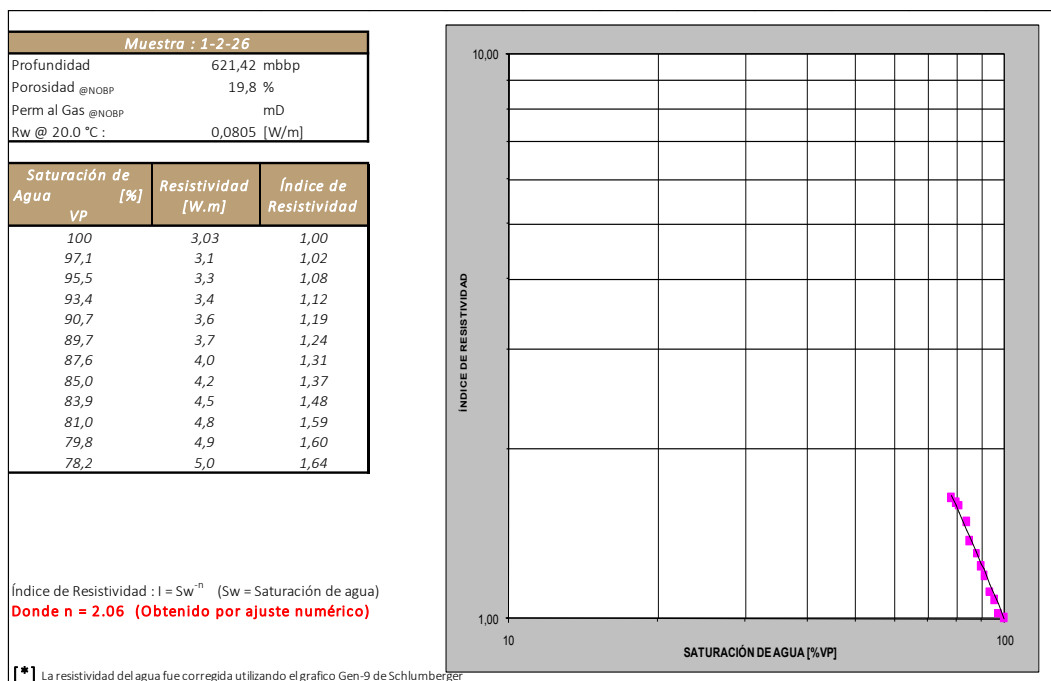


Figura 32. Índice de Resistividad. Muestra 1-2-26. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

Por último, para la determinación de puntos extremos de saturación y permeabilidades efectivas (Tabla 4) en dichos puntos, se satura la muestra con agua de formación por el método de alto vacío/alta presión y se mide la Permeabilidad Absoluta al agua. Luego se barre el agua con gas hasta alcanzar la saturación de agua irreductible (Sw_i) y se mide la permeabilidad efectiva al gas en condición de saturación de agua irreductible (K_{gSw_i}). Paso siguiente se barre el gas con agua hasta tener producción nula de gas y se mide la permeabilidad efectiva al agua en condición de saturación residual de gas (K_{wSrg}).

Muestra	PETROFÍSICA BÁSICA						PUNTO EXTREMOS @ NOBP			
	Condiciones STD			Condiciones NOBP			Sistema Agua - Gas			
	Profundidad [mbbp]	Porosidad [%]	Permeabilidad Abs. al Gas [mD]	Porosidad [%]	Permeabilidad Abs. al Gas [mD]	Permeabilidad Abs. al Agua [mD]	Swirr [%]	Permeabilidad Efec. al Gas [mD]	Srg [%]	Permeabilidad Efec. al Agua [mD]
1-9-5	614,40	24,5	1,03	22,9	0,947	0,807	67,8	0,380	11,9	0,240
1-7-12	616,32	23,5	1,03	22,3	0,944	0,740	62,3	0,415	23,8	0,278
1-5-17	618,03	25,2	1,92	24,2	1,77	1,36	65,4	0,651	20,9	0,289
1-4-22	619,33	22,9	1,07	22,6	0,971	0,704	65,0	0,387	14,1	0,228
1-2-26	621,42	20,9	0,247	19,8	0,110	0,0993	70,3	0,0221	12,3	0,0181

Tabla 4. Puntos extremos de saturación. Modificada de Informe interno LCV, 2013.

5.1.8 INTEGRACIÓN DATOS GEOLÓGICOS-PETROFÍSICOS

Mediante la conjunción del análisis de facies y los datos de petrofísica básica obtenidos a partir de los estudios de pozo desarrollados por LCV (*Informe interno LCV, 2001*) y Pluspetrol (*Informe interno Pluspetrol, 1983, 1993*), pudieron realizarse cuatro gráficos de permeabilidad-porosidad en los que pudo verse como se comportaban estos valores con respecto a las facies sedimentarias propuestas.

Como se mencionó anteriormente, en el pozo YPF.Nq.PTu.x-1 se identificaron 3 facies sedimentarias, Am (Arenisca masiva), Hto (Depósitos heterolíticos con estratificación ondulítica) y Acm (Arenisca conglomerádica masiva) (Fig. 33A). Para la facies Am se distinguen dos poblaciones de muestras, una con porosidades que rondan los 5-23% y otra de porosidades mucho más bajas, entre 0,6 y 5%. Las carreras 1, 2 y 3 arrojaron valores de porosidades promedio entre 12,2% y 19,4%, y permeabilidades promedio de 3,8 -6,8 mD. La carrera 4 en cambio mostró valores de porosidad promedio inferiores, de alrededor de 6,5% y permeabilidades de 1,3 mD. La facies Acm en cambio, tenía una porosidad promedio de 4,9% y permeabilidades más bajas, de 0,13 mD promedio. La facies Hto mostro porosidades promedio de 3,84% y permeabilidades de 0,07 mD promedio.

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1001, también se encontraron las porosidades más altas en la facies Am (Arenisca masiva) con valores de entre 24,4-16,1% y permeabilidades promedio de 2,16 mD (Fig. 33B).

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1002 se reconocieron varias facies, Ae (Arenisca con estratificación entrecruzada), Am (Arenisca masiva), Htl (Depósitos heterolíticos con estratificación lenticular) y Hto (Depósitos heterolíticos con estratificación ondulítica) (Fig. 33C). La facies Am arrojó una porosidad de entre 18,5-23,3% y una permeabilidad promedio de 1,67 mD. La facies Ae tenía una porosidad de 15,1% y una permeabilidad de 0,77 mD. La facies Htl mostró una porosidad promedio de 15,17% y permeabilidades de 0,34 mD y la facies Hto porosidades promedio de 20,93% y permeabilidades de 4,1 mD.

En el pozo PP.Nq.PTu.a-1013 predominaba la facies Am (Arenisca masiva) con una pequeña participación de Cms (Conglomerado matriz sostén) (Fig. 33D). Al igual que en los pozos anteriores, la facies que mejor porosidad tiene es la de arenisca masiva (Am)

con valores de entre 14,28-25,18% y permeabilidades promedio de 0,91 mD. Y la facies Cms mostraba porosidades promedio de 20,24% y permeabilidades de 0,19 mD.

En general, se observan porosidades muy buenas a excelentes con algunas excepciones en el pozo YPF.Nq.PTu.x-1 y las permeabilidades observadas fueron bajas en todos los pozos, posiblemente debido a una cuestión litológica o a procesos diagenéticos como la compactación y la cementación. Esto se confirma a su vez con los ensayos de laboratorio presentados que mostraron una muy baja compresibilidad de las rocas.

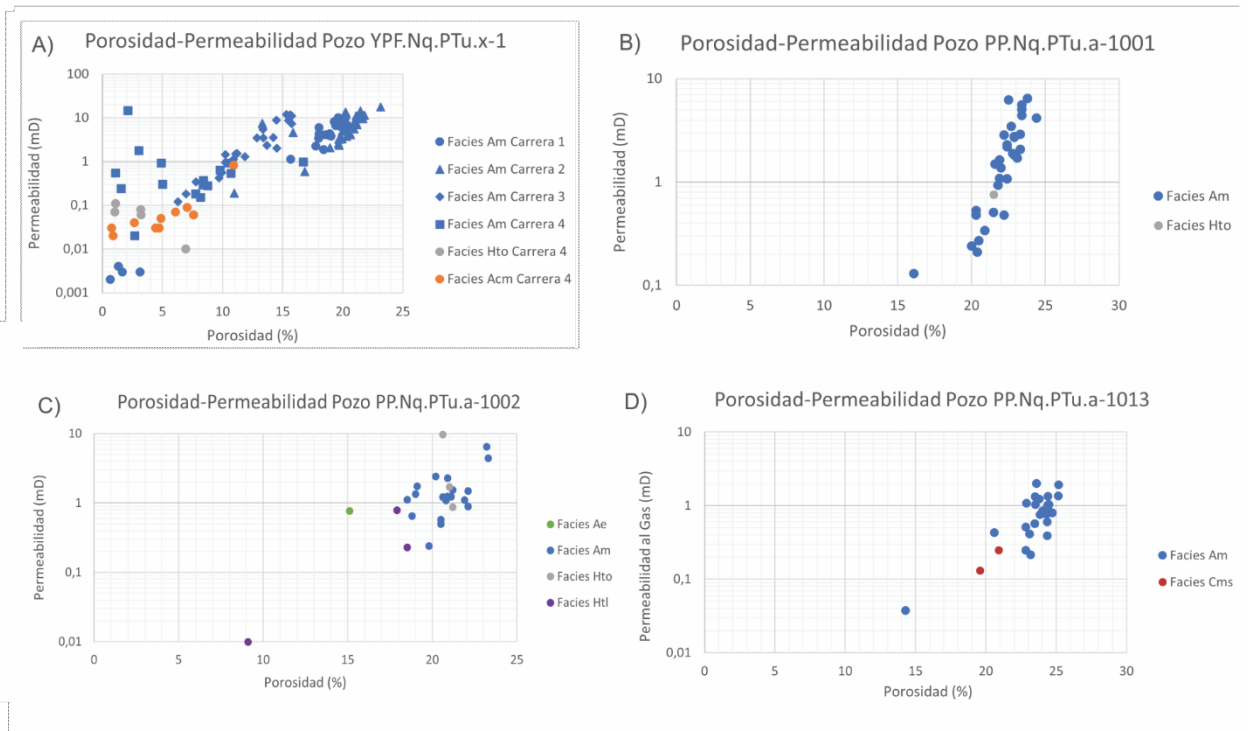


Figura 33. Gráficos Porosidad-Permeabilidad de los pozos YPF.Nq.PTu.x-1, PP.Nq.PTu.a-1002, PP.Nq.PTu.a-1002 y PP.Nq.PTu.a-1013.

6 CONSIDERACIONES FINALES

La caracterización de reservorios es una de las tareas más importantes para la industria petrolera dado que se utiliza como herramienta de exploración y estimación de recursos. Es la conjunción de estudios geológicos y petrofísicos desarrollados a partir de la información disponible de cada pozo, cuyo objetivo es identificar las características más importantes que definen y describen el reservorio.

En este estudio se analizó como influye en la caracterización de reservorios las propiedades intrínsecas de las facies observadas. Atributos como el tamaño de grano, texturas y estructuras determinan las propiedades físicas de las rocas (porosidad y permeabilidad), las cuales influyen en la eficiencia de como los hidrocarburos se desplazan dentro del reservorio (*Weber, 1986*). Los procesos sedimentarios son los que dan lugar a esas facies y determinan sus propiedades. Es por eso, que el análisis de los sistemas marinos, así como también cualquier otro sistema depositacional, a escala de procesos puede brindar información sobre su potencialidad como reservorio. Tanto la porosidad como la permeabilidad constituyen los principales controles a tener en cuenta al momento de definir la calidad de un reservorio. Ambas propiedades requieren de estudios de laboratorio y perfilajes para poder ser definidas. Por otra parte, los procesos post-depositacionales que ocurren en la roca como la diagénesis también deben ser tenidos en cuenta, ya que pueden afectar significativamente a las propiedades físicas de la roca.

A partir del análisis sedimentológico realizado sobre las descripciones de las carreras de corona pertenecientes a la Formación Los Molles, Mb. Cutral-Có, se reconocieron tres categorías de facies: facies conglomerádicas (Cms-Conglomerado matriz sostén), facies arenosas (Am-Arenisca masiva, Ae-Arenisca con estratificación entrecruzada, Acm-Arenisca conglomerádica masiva) y facies heterolíticas (Htl-Depósitos heterolíticos con estratificación lenticular, Hto-Depósitos heterolíticos con estratificación ondulítica). Estas facies corresponden a una variedad de procesos desde tracción hasta decantación generados a partir de flujos gravitacionales de sedimentos como son las corrientes turbidíticas y los flujos de detritos. Dichas facies fueron agrupadas en 3 asociaciones de facies diferentes, las cuales hacen referencia a un elemento arquitectural distinto (LT-

Lóbulos Turbidíticos, IL-Depósitos de Interlóbulo, DC-Depósitos próximos a la pared del canal). A partir de las facies definidas y las asociaciones de facies se concluyó que el sistema depositacional corresponde a un ambiente marino profundo con el desarrollo de lóbulos turbidíticos distales.

La facies Arenisca masiva (Am) es la que mejor condición de reservorio presenta, dado que muestra valores buenos a excelentes de porosidad petrográfica. Estos oscilan entre 13-23% para el pozo PP.Nq.PTu.a-1001, 5-18% en el pozo PP.Nq.PTu.a-1002 y 18-22% en el pozo PP.Nq.PTu.a-1013. El sistema poral está constituido por abundantes mesoporos y frecuentes microporos, estos últimos asociados a la caolinita, para el caso del pozo 1001. En cambio, en los pozos PP.Nq.PTu.a-1013 y PP.Nq.PTu.a-1002 son abundantes los microporos asociados a la caolinita y escasos los mesoporos. A nivel microscópico, se observa una distribución de la porosidad homogénea a moderadamente homogénea debido a la presencia de planos de fracturas subverticales, con espesores de hasta 1 mm. El relleno de estas fracturas no presenta porosidad a causa de la existencia de abundantes rasgos de compactación por procesos diagenéticos. La permeabilidad resultó ser baja a mediana debido a la presencia de cemento caolinítico dentro de microporos, que hace que predomine la porosidad intercrystalina reduciendo así la permeabilidad de la roca. En algunos niveles la calcita oblitera totalmente la porosidad. Este proceso cementante, presente solamente en la facies Am y Ae, crea heterogeneidades en la distribución de la porosidad.

Respecto a los datos de porosidad y permeabilidad tomados en el laboratorio de petrofísica, estos arrojaron resultados bastantes similares a los mencionados recientemente. La facies Am es la que mejores condiciones petrofísicas presenta. En conclusión, se observan porosidades muy buenas a excelentes pero permeabilidades bajas debido procesos diagenéticos.

7 BIBLIOGRAFÍA

- Arregui C., Carbone O., Martínez R. 2011. El grupo Cuyo (Jurásico temprano-medio) en la cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII congreso Geológico Argentino, Neuquén. p. 77-89
- Baker, M. L., y Baas, J. H., 2020. Mixed sand-mud bedforms produced by transient turbulent flows in the fringe of submarine fans: Indicators of flow transformation. *Sedimentology. The Journal of the International Association of Sedimentologists (IAS)*. 67, 2645-2671.
- Bouma, A. H. 1962. *Sedimentology of some flysch deposits, a graphic approach to facies interpretation*. Elsevier, 168 p. Amsterdam.
- Bridge, J. S. y Demicco, R. V., 2008. *Earth Surface Processes, Landforms and Sediment Deposits*. Cambridge University Press. 815.
- Casadío S. A., Montagna, A. O., Brisson, I., Buhler, M., Canale, N., Carmona, N., Fernández, M., Ponce, J. J., Sigismondi, M., Talevi, M. 2015. *Geología de la Cuenca Neuquina y sus Sistemas Petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. Neuquen, Patagonia, Argentina. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Fundación YPF; Viedma: Universidad Nacional de Rio Negro, 2015. 152 p.
- Collinson, J.D., Mountney, N.P. y Thompson, D.B., 2006. *Sedimentary Structures: Third Edition*. Terra, Hertfordshire, U.K., 292.
- Collinson, J.D. y Mountney, N.P., 2019. *Sedimentary Structures*. Dunedin Academic Press, Edinburgh, Scotland, 340.
- Collinson, J. D. y Thompson, D. B., 1989. *Sedimentary Structures*. Routledge, 207.
- Cruz C., Robles F., Sylwan C., y Villar H., 1999. Los Sistemas petroleros de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina. Argentina. Simposio de Sistemas Petroleros de las cuencas Argentinas. Mar del Plata, Abril 1999.
- Folk, R.L., Andrews, P.B., y Lewis, D.W., 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand: *New Zealand Journal of Geology and Geophysics* 13:937-968.
- Gómez Omil, R. J. Schmithalter, A. Cangini, L. Albariño y A. Corsi, 2002. El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Actas en CD: 22 p.
- Gulisano C., Gutierrez Pleimling A., Digregorio R., 1984 –Esquema estratigráfico de la secuencia Jurásica del Oeste de la Prov. de Neuquén. *Actas IX Congreso Geológico Argentino*. Vol. I pp.236-259. SC.Bariloche.
- Informe interno LCV, 1992. Coronas. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1. Puesto Touquet. Estudio petrográfico y mineralógico.
- Informe interno LCV, 1994. Coronas. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001. Puesto Touquet. Estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético.
- Informe interno LCV, 1994. Coronas. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002. Puesto Touquet. Estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético.
- Informe interno LCV, 2001. Coronas. Pozo: Pp.Nq.PTu.a-1013. Puesto Touquet. Estudio de petrofísica básica en condiciones STD y NOBP.
- Informe interno LCV, 2002. Coronas. Pozo Pp.Nq.PTu-1013. Puesto Touquet. Estudio sedimentológico, petrográfico y diagenético.
- Informe interno LCV, 2013. Coronas. Pozo: Pp.Nq.PTu-1013. Puesto Touquet. Petrofísica Especial.

Informe interno Pluspetrol, 1983. Coronas. Pozo YPF.Nq.PTu.x-1. Puesto Touquet. Petrofísica de corona.

Informe interno Pluspetrol, 1993. Propuesta de perforación. Área Puesto Touquet. Pozos PTu.a-1001, PTu.a-1002.

Informe interno Pluspetrol, 1994. Coronas. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1001. Puesto Touquet. Petrofísica de corona.

Informe interno Pluspetrol, 1994. Coronas. Pozo Pp.Nq.PTu.a-1002. Puesto Touquet. Petrofísica de corona.

Kim Hyung J., Mallea Martín, Gutiérrez Raúl, Malone Patricio Exploración del Gr. Cuyo (Jurásico) en bloques maduros de la dorsal de Huincul-Puesto Touquet y el Porvenir, Cuenca Neuquina. IX Congreso de exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Argentina, 2014.

Legarreta, L. y M. Uliana, 1996. La sucesión jurásica en el centro-oeste de Argentina. Arreglo estratigráfico, secuencias y evolución paleogeográfica. Boletín de Informaciones Petroleras, 3ra. Época, Año XII (45): 66-78. Buenos Aires.

Legarreta, L. y Villar, H. 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. Petrotecnia 4/12.

Lowe, D. R. 1982. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology* 52: 279 – 297.

Miall, A. D., 1977. A review of the braided river depositional model of alluvial stratigraphy: theory and application. *Journal of Sedimentary Research*, B65: 7-31.

Miall, A. D., 1978. Lithofacies types and vertical profile models in braided river deposits: a summary. En: *Fluvial Sedimentology*, A. D. Miall (Ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 5, 579-604.

Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V.A., Alarcón, M, Zubiri, M., 2011. La estructura de la Dorsal de Huincul. En: *Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Neuquén. P. 385-398.

Mutti, E. y Ricci Lucchi, F., 1972. Turbidites of the northern Apennines: introduction to facies analysis (English translation by T.H. Nilsen, 1978). *International Geology Review*, 20 (2): 125-166.

Mutti, E. y Ricci Lucchi, F. 1975. Turbidites facies and facies associations. Field trip guidebook, A-11, pp. 21 – 36. 9 th International Sedimentological Congress, Nice, France.

Orchuela I., Ploszkiewicz V. y Viñes R., 1981 - Reinterpretación Estructural de la denominada Dorsal Neuquina. VIII Congreso Geológico Argentino, San Luis. Actas III pag. 281-293.

Pando, G., S. Del Vo, G. Laffitte y M. Arguijo, 1984. Posibilidades oleogénicas, migración y entrapamiento en las sedimentitas jurásicas (Lias-Dogger) de la región centro – meridional de la Cuenca Neuquina. IX Congreso Geológico Argentino. San Carlos de Bariloche, Argentina, Actas VII: p. 52-67.

Petrotecnia. Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Año LVIII N° 4. Año 2017.

Ploszkiewicz V., Orchard I., Vaillard J. y Viñes R., 1984 - Compresión y Desplazamiento Lateral en la zona de la Falla Huincul, Estructuras asociadas, Provincia del Neuquén: Noveno Congreso Geológico Argentino. SC Bariloche, 1984, Actas II: 163-169.

Ramos, V. 1999. Evolución Tectónica de la Argentina. En: R. Caminos (ed.), *Geología Argentina*. Servicio Nacional Minero Geológico. Anales 29:715-784.

Ramos, V. y Folguera, A. 2005. Los Andes Australes: una evolución tectónica excepcional entre el sur de Mendoza y el norte de Neuquén. 6° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD ROM. Mar del Plata.

Reading, H.G. y M. Richards, 1994. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system: *AAPG Bulletin*, v. 78, p. 792-822.

Reading, H. G. y Levell, B. K. 1996. Controls on the sedimentary record. En: Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy, H. G. Reading, (Ed.), Blackwell Science, Oxford, 5-35.

Shanmugam, G. y Moiola, R. J. 1995. Reinterpretation of depositional processes in classic flysch sequence (Pennsylvanian Jackfork Group), Ouachita Mountains, Arkansas and Oklahoma. AAPG Bulletin 79: 672 – 695.

Schioma, M., G. Hinterwimmer y G. Vergani (Editores), 2002. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 552 p., Buenos Aires.

Schmidt, V. y McDonald, D. A. 1979. Texture and Recognition of Secondary Porosity in Sandstones. SEPM Spec. Pub. 26, pp. 209–225.

Vergani G., Tankard A.J., Bellotti H.J. And Welsink H.J., 1995 - Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. Petroleum Basins of the South America. AAPG Memoir 62. pag.383-403.

Webber, K.J., 1986. How heterogeneity affects oil recovery. En: Reservoir characterization. 487-544.