



## YACIMIENTOS CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA - LOMITA - LOMITA NORTE Y EL TRAPIAL

Marta E. Valenzuela<sup>1</sup>, Raúl Cómeron<sup>2</sup>, María Cristina Masarik<sup>3</sup> y María Dolores Vallejo<sup>4</sup>

1. YPF SA, Neuquen mvalenzuelae@ypf.com 2. YPF SA, Buenos Aires, rcomeron@ypf.com 3. Saudi Arabia Chevron, Houston, USA. Cristina.Masarik@chevron.com 4. Chevron Argentina SRL, Buenos Aires, MDVallejo@chevron.com

### RESUMEN

La Cuenca Neuquina constituye la cuenca más prolífica de Argentina en cuanto a reservas y producción de hidrocarburos. La región centro-oeste de la provincia del Neuquén alberga algunos de los yacimientos de hidrocarburos, en especial petróleo, más importantes del país. Los yacimientos Chihuido de la Sierra Negra - Lomita y El Trapial, producen petróleo de 35 API principalmente de reservorios clásticos continentales, eólicos y fluviales, vinculados a episodios regresivos de los Mbs. Troncoso Inferior (Fm. Huitrín) y Avilé (Fm. Agrío). Las arenas marinas de plataforma de Agrío Superior, los carbonatos del Mb. La Tosca (Fm. Huitrín), y los depósitos clásticos continentales de Rayoso Evaporítico y Clástico son reservorios secundarios. Sellos de distribución local y regional, niveles generadores de buena a excelente calidad y un entrapamiento principalmente estructural, favorecieron estas importantes acumulaciones. Este trabajo tiene por objetivo proveer una breve descripción de estos yacimientos.

**Palabras clave:** Cretácico, Huitrín, hidrocarburos, eólicos, Cuenca Neuquina

### ABSTRACT

*Chihuido de la Sierra Negra - Lomita - Lomita Norte and El Trapial fields.* - The Neuquén Basin is the most prolific basin in Argentina according to hydrocarbon reserves and production. The mid-western area of the Neuquén province hosts some of the most important oil fields in the country. The Chihuido de la Sierra Negra - Lomita and El Trapial Fields produce 35 API oil mainly from the eolian-fluvial continental clastics of the Lower Troncoso Mb. (Huitrín Fm) and the Avilé Mb. (Agrío Fm.), deposited as a consequence of regressive episodes. Secondary reservoirs are represented by the shallow marine, shelfal clastics at the top of the Upper Agrío, the La Tosca Mb. limestones (Huitrín Fm.), and the continental clastics of the Rayoso Evaporítico y Clástico. Regional and local seals, as well as good to excellent source rocks, and mainly structural trapping, complete the key elements that favored these important fields. The objective of this paper is to provide a brief description of these fields.

**Key words:** Cretaceous, Huitrín, hydrocarbons, eolian, Neuquén Basin

### INTRODUCCIÓN

El área Chihuido de la Sierra Negra-Lomita-El Trapial se encuentra ubicada en el centro-oeste de la provincia del Neuquén, a 250 km al NO de la ciudad de Neuquén y 50 km al NO de la localidad de Rincón de los Sauces (Fig. 1). Este conjunto de yacimientos ubicados en la zona de plataforma estructural de la cuenca, al este de la faja plegada y corrida, representa la mayor acumulación de petróleo de la Cuenca Neuquina.

#### Historia de los descubrimientos y desarrollo

La zona fue explorada principalmente por YPF, en sucesivas etapas. La prospección geofísica llevada a cabo por esta compañía en la década de los sesenta, llevó a la perforación del primer pozo descubridor de hidrocarburos en la zona, en el año 1967 (Puesto Hernandez). Para los yacimientos en estudio, la primera etapa exploratoria comienza también por esa fecha, en 1968, con el sondeo YPF.ChSN.x-1 (abandonado), y continúa hasta el año 1978 (YPF.ChSN.x-19). En 1976, el YPF.ChSN.x-15 descubrió petróleo en el Mb. Avilé; el YPF.ChSN.x-4, había descubierto gas previamente.

La etapa de desarrollo de los yacimientos comienza en 1979, con la explotación del Mb. Avilé en el Bloque I. En 1986, el pozo YPF.Nq.Lm.x-2 (Lomita) descubre petróleo en Avilé, comenzando el desarrollo del yacimiento Lomita.

En el año 1988, el sondeo YPF.Nq.PESN.x-1 documentó petróleo en el Mb. Troncoso Inferior de la Fm. Huitrín, confirmado con la reparación del pozo YPF.Nq.ChSN.x-15. El potencial petrolífero de este intervalo pasó desapercibido por mucho tiempo para los operadores de la zona, fundamentalmente debido a la alta salinidad del agua de formación en estos reservorios, la baja resistividad mostrada por los perfiles eléctricos para las arenas portadoras de petróleo, y el tipo de lodo utilizado (alta salinidad) para atravesar las capas salinas de la Fm Huitrín.

Los pozos YPF.LmS.x-1 y YPF.LmN.x-1 (Lomita Sur y Norte) permitieron ampliar el área. El pozo de avanzada YPF.Nq.ChSN.a-98 confirmó la compartimentalización del reservorio Avilé, encontrando presión original, y habilitó el desarrollo del llamado Bloque II. A partir de 1989, comienza a delimitarse la mineralización en Troncoso Inferior y Agrío Superior.

La desregulación de la actividad petrolera en el año 1989 por parte del Gobierno Nacional, mediante una serie de Decretos, habilitó inversiones privadas nacionales y extranjeras en esta industria. Así, la compañía Petrolera Argentina San Jorge (PASJ, actualmente Chevron Argentina) logró la adjudicación para operar y explorar, entre otros, el bloque Huantraico, ubicado al sur de los yacimientos Filo Morado y ChSN, de YPF. En 1991, luego de varios pozos sin éxito comercial, PASJ perforó el pozo descubridor para el yacimiento El Trapial (el puma o león americano, vocablo mapuche), SJ.Nq.ChT.x-1 (Chiquín Trapial), ensayando pe-

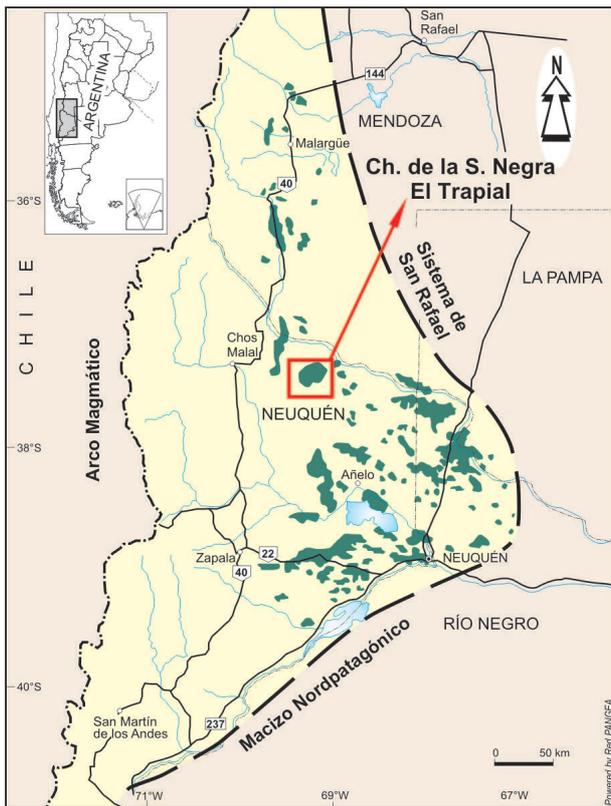


Figura 1: Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina y de los yacimientos Chihuido de la Sierra Negra - Lomita y El Trapial.

tróleo de los reservorios clásticos Mb. Troncoso Inferior (Fm. Huitrín), Mbs Agrio Superior y Avilé (Fm. Agrio).

Los pozos perforados durante la década de los noventa permitieron completar la delineación y desarrollo de Chihuido de la Sierra Negra, Lomita Sur y Norte, y El Trapial, con pozos verticales y horizontales, y pozos inyectores in-fill. Se desarrolló también la zona El Límite, ubicada sobre el borde con el área Huantraico, de PASJ/CA, de operación conjunta, y Aguada de la Cerda Norte.

También a partir de 1994, junto con el desarrollo que se extiende hasta la fecha, comenzó la implementación de un proyecto de recuperación secundaria con inyección de agua en el yacimiento El Trapial, inicialmente con un patrón periférico y luego con un plan *seven-spot invertido*. Esto permitió aumentar sustancialmente el factor de recuperación de petróleo. En ChSN-Lomita, el proyecto de recuperación secundaria comenzó en 1993 con dos pilotos, cuyos resultados permitieron la ampliación a todo el yacimiento, con un patrón de *five spot invertido*. En 1995 comenzó la reinyección de gas en el casquete gasífero del Mb. Avilé. En ambos casos, el proyecto de recuperación secundaria significó un desafío muy grande, tanto desde el punto de vista del subsuelo, como también en relación a las obras y *facilities* necesarias para estos proyectos. Se agrega al desafío, el tratamiento del alto porcentaje de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), asociado al gas y petróleo producidos.

Confirmando la teoría de que aun los yacimientos maduros pueden ocultar sorpresas y nuevas reservas, un nuevo bloque con presión original se perforó hacia el este del yacimiento El Trapial en el año 2006. Este bloque fue delineado y desarrollado siguiendo una estrategia preci-

sa, que permitió completar la perforación de más de 150 pozos con un éxito total en resultados y producción.

Adicionalmente a los reservorios más importantes en esta zona de la Cuenca (Troncoso Inferior, Agrio Superior y Avilé), se suman otros niveles en la secuencia geológica que presentan acumulación comercial de hidrocarburos. Fueron descubiertos y ensayados durante las etapas de delineación y desarrollo de estos yacimientos, y son los carbonatos del Mb. La Tosca (Fm Huitrín) y arenas de los Mbs. Evaporítico y Clástico del Grupo Rayoso.

Numerosas innovaciones tecnológicas fueron aplicadas a lo largo de la historia de estos yacimientos. Se destacan:

1. Perforación de pozos horizontales: El primer pozo horizontal del país es el ChSN-51, horizontalizado en 1988 a partir de un pozo ya existente. La tecnología de pozos horizontales de radio medio y corto permitió desarrollar zonas donde la presencia de una sola capa hacía económicamente inviable el desarrollo con pozos verticales. En El Trapial, se perforaron algunos pozos horizontales (multilaterales) en Avilé y Troncoso. Su performance no justificó su mayor costo.

2. Sísmica 2D-3D: La sísmica representa una herramienta fundamental en la exploración y desarrollo de hidrocarburos en la zona en estudio. Inversión, extracción de atributos, coherencia, SADI, son algunas de las técnicas utilizadas para la caracterización de los reservorios productivos. Los primeros descubrimientos se realizaron en base a sísmica 2D convencional. Desde 1989, en el descubrimiento de Lomita y posteriores, se utilizó la sísmica para la ubicación de trampas estructurales y estratigráficas de origen eólico en la Arenisca Avilé (Mendiberry 1985; Olea & Mendiberry 1991; Comeron 1990). Analizando la relación entre la variación de amplitud de la onda sísmica versus el espesor total del Mb Avile (Benotti 1987; Gerster 1988, 1991), se logró individualizar una serie de cuerpos que fueron interpretados como dunas desarrolladas en el Mb. Avilé, lo cual fue validado por información de pozos y coronas (Fig. 11). En 1990 se registró la primera sísmica 3D de Argentina, sobre un área de 25 km<sup>2</sup> (Gerster 1991) (Bloque 2), con producción de Avilé y de Troncoso Inferior. Esto facilitó el desarrollo de un reservorio caracterizado por variar su espesor drásticamente en cortas distancias. Entre 1992 y 1995, se registraron varios nuevos cubos de sísmica 3D que cubrieron la totalidad del campo (Gerster 1995).

El yacimiento El Trapial, por su parte, tiene su área cubierta con 5 registros sísmicos. El primero de ellos se obtuvo en 1992, siendo pionero en su tipo y extensión. El último *survey* 3D registrado en el área es del año 2007 por Chevron Argentina sobre un área de 115 km<sup>2</sup> en el yacimiento, con el objetivo de mejorar la calidad de los datos existentes en un área con un gran potencial de desarrollo, donde se descubrieron nuevas reservas en objetivos principales y secundarios. A partir de esta nueva sísmica 3D y procesamientos posteriores, se obtuvieron importantes datos sobre fallas, estructuras y características de la roca. Actualmente se está trabajando con atributos sísmicos para caracterizar La Tosca e identificar canales en la Fm. Rayoso. El área de El Trapial posee además, mapas aeromagnéticos, gravimétricos y perfiles magnéticos utilizados para identificar rocas ígneas y rasgos del basamento.



**MARCO REGIONAL**

La apertura de la Cuenca Neuquina ocurrió en el Triásico Superior. Esfuerzos tectónicos en diferentes momentos de su evolución, controlaron fuertemente la sedimentación. La columna sedimentaria se compone de más de 7.000 m de sedimentos clásticos, carbonatos y evaporitas, marinos y continentales, e incluye una gran variedad de ambientes sedimentarios y varios sistemas petroleros. A lo largo de la historia de la Cuenca, se sucedieron episodios de inundación y desecación, aperturas y desconexiones con el océano Pacífico, resultando en una compleja distribución de los depósitos. La presencia de rocas reservorio encerradas por espesas secuencias de arcillas (rocas sello y generadoras), en zonas de generación y migración de hidrocarburos, junto con la configuración de trampas que permitieron la acumulación de grandes volúmenes de gas y petróleo, dieron lugar a la oportunidad ideal para la formación de estos grandes yacimientos.

La columna estratigráfica simplificada de la zona de Chihuido de la Sierra Negra-Lomita y El Trapial está representada en la Fig. 2. Una ventaja en esta cuenca es la exposición de la columna geológica completa en su sector occidental (Vergani *et al.* 2002). Esto permite acceder de manera directa a los excelentes afloramientos de estas unidades, y lograr una mejor caracterización de reservorios, roca madre y sellos, extrapolando estas observaciones al subsuelo.

Los diferentes eventos tectónicos que tuvieron lugar durante su evolución, determinaron en el sector noroccidental de la Cuenca dos áreas estructurales principales, con características diferentes: la zona de Faja Plegada, en el oeste, y la plataforma estructural, en el este. Los yacimientos ChSN-Lomita y El Trapial se encuentran ubicados en esta última zona, caracterizada por una menor intensidad de la deformación generada por los esfuerzos tectónicos Terciarios que afectaron a la cuenca.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

**Trampa**

La trampa principal que contiene a los hidrocarburos es de carácter estructural, con un fuerte componente estratigráfico, dado por las variaciones faciales de los reservorios clásticos principales (Legarreta *et al.* 2008). También importantes en el entrapamiento son los procesos diagenéticos.

En la zona de Chihuido de la Sierra Negra-Lomita-El Trapial, la estructura anticlinal buzante hacia el Sur (Valenzuela & Comeron 2005) fue modificada, y se interpreta su actual configuración como consecuencia de la intrusión en niveles estratigráficos profundos, de cuerpos ígneos terciarios (lacolitos y filones capa). Numerosos diques ígneos y fracturas extensionales se agregan a la complejidad estructural que caracteriza a estos yacimientos (Figs. 3, 4, 5, 6).

Para el reservorio conformado por el Mb. Avilé, la estructura corresponde a un anticlinal con cierre en cuatro direcciones, que forma el alto de Chihuido de la Sierra Negra (ChSN). Hacia el este, se desarrolla la principal parte del yacimiento. Este alto estructural se corresponde con el llamado Bloque I del yacimiento ChSN, y hacia el sudeste, se desarrolla el Bloque II. Hacia el sur, continúa la nariz estructural donde se desarrolla el yacimiento El Trapial.

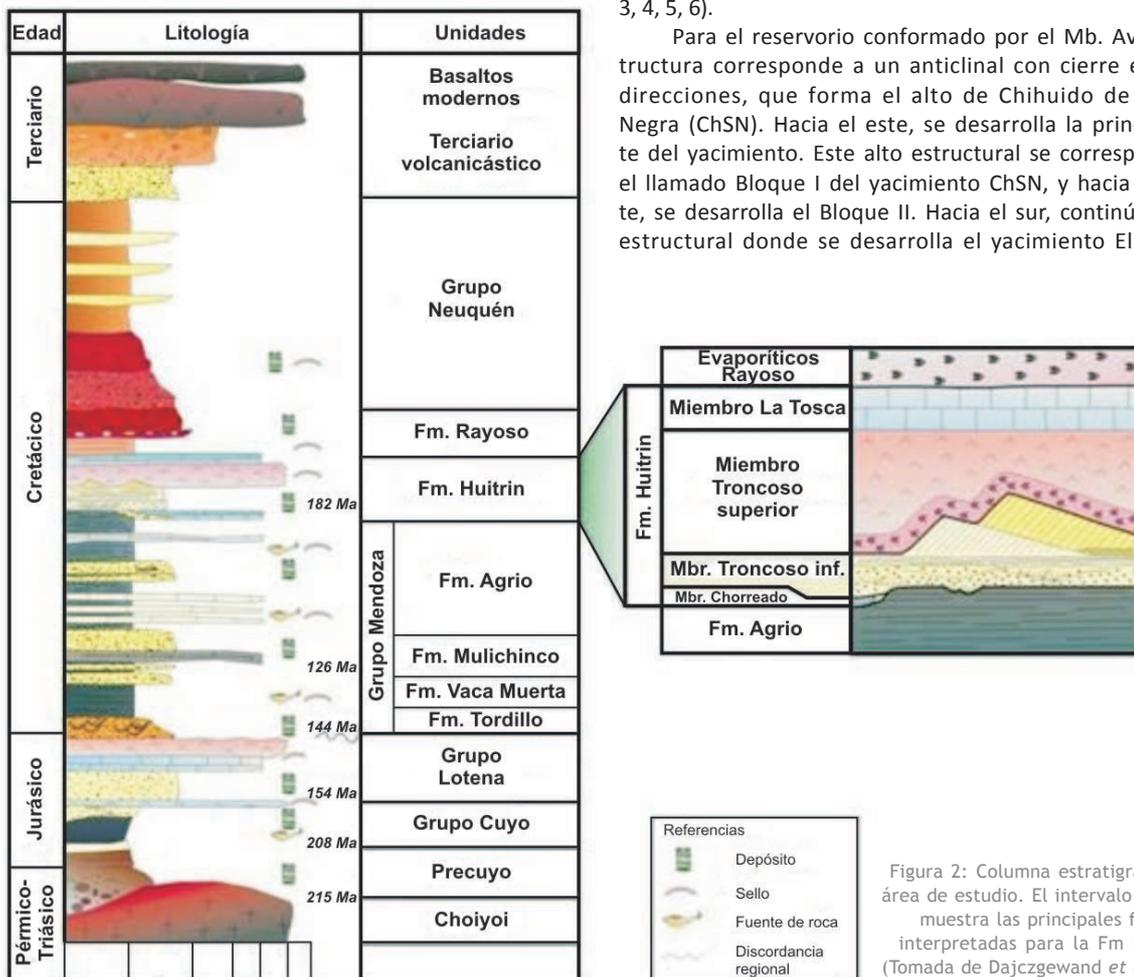


Figura 2: Columna estratigráfica del área de estudio. El intervalo ampliado muestra las principales facies interpretadas para la Fm Huitrín. (Tomada de Dajczgewand *et al.* 2006).

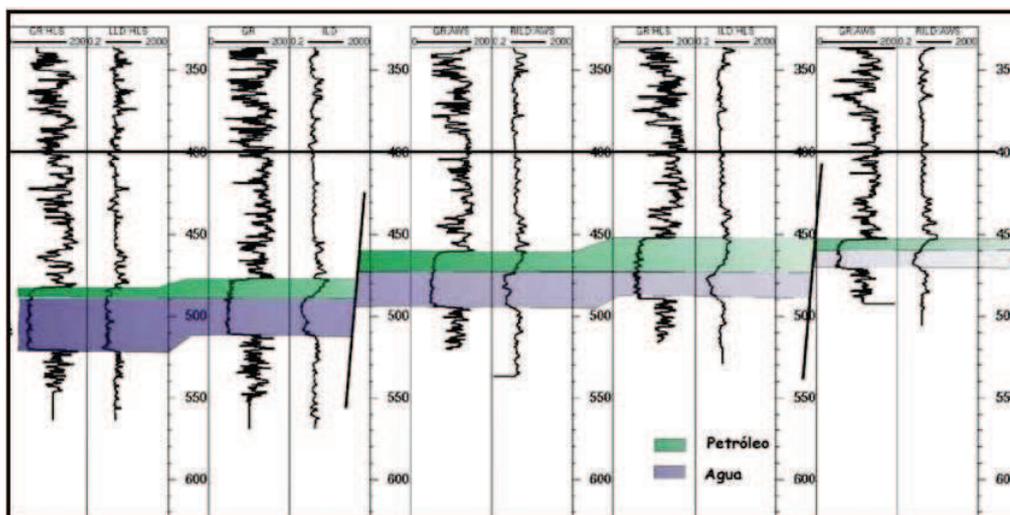


Figura 3: Ejemplo de correlación estructural de pozos para el Mb. Avilé. Se observa, al igual que en otras unidades, el control de las fallas extensivas radiales en la distribución de fluidos de los yacimientos estudiados.

Hacia el norte de El Trapial, se encuentra el cerro Bayo de la Sierra Negra, que imprimió una estructura local bien definida. El cerro Bayo es un complejo volcánico, formado a partir del emplazamiento de un lacolito (Holmberg 1976). Datos de sísmica, pozos y varios estudios, determinaron que no se trata de un solo cuerpo intrusivo, sino de un enjambre de filones capa que se disponen en forma subhorizontal y que en conjunto forman un cuerpo con un tronco central del cual se dependen varias ramificaciones (González & Aragón 2000). Estos cuerpos fueron denominados por Corry (1988) como lacolitos tipo «árbol de Navidad». Los intrusivos son de composición andesítica (Orchuela 1975) y se emplazan en niveles de Quintuco-Vaca Muerta, Mulichinco, Avilé, Agrio y La Tosca. La edad (datada) de los cuerpos en 15.8-17.7 Ma (Terciario) (Gulisano *et al.* 1996; Orchuela *et al.* 2003) en coronas obtenidas por Chevron, así como en afloramientos (Cobbold & Rosello 2003). Los más someros (intruidos en La Tosca y Troncoso Superior) producen petróleo en ChSN (Comeron *et al.* 2001).

La estructura generada por el emplazamiento de estos cuerpos, según Lipman (1997), es una «caldera individual», con una primera etapa de endomamiento, y posteriormente el colapso de la caldera. Se identificaron en el área todos los elementos topográficos y estructurales necesarios para validar este modelo: fallas en anillo, fracturas periféricas alrededor del Co. Bayo (identificadas en la sísmica 3D), y el límite topográfico (resalto de relieve) (Froy 2009). Las fallas semicirculares son inversas y corresponden a la etapa de endomamiento. Son fáciles de identificar en sísmica. Las fallas radiales al cerro Bayo son de tipo extensivas de escaso rechazo y casi verticales y están relacionadas con el colapso de la caldera. En este tipo de fallas es común encontrar emplazados diques ígneos, que actúan como barreras que compartimentalizan los fluidos de los reservorios, generando múltiples contactos. Su identificación en la sísmica no es sencilla, ya que se trata de diques muy verticales y con rechazos pequeños, del orden de 5 a 10 metros.

Este proceso de colapso de caldera asociado a fallamientos extensionales y la circulación de fluidos hidrotermales, pudieron ocasionar la disolución, a veces total, de la halita del Troncoso Superior. La ausencia de

halita se valida con datos sísmicos y de pozos, y puede ser la responsable del colapso y fracturamiento de La Tosca, suprayacente de la halita, generando propiedades como reservorio en este carbonato. El arqueamiento de las capas causado en la cubierta sedimentaria por los filones profundos se atenúa hacia los niveles superiores, mientras que por debajo de la Fm Vaca Muerta, los niveles infrayacentes no estarían afectados.

### Roca Madre

La Fm. Vaca Muerta (Tithoniano) ha sido clásicamente considerada la roca madre por excelencia en la Cuenca Neuquina. Las lutitas y margas negras de su sección basal, depositadas en un ambiente marino restringido bajo condiciones anaeróbicas, tienen un alto contenido en materia orgánica, con valores de COT promedio de 4 % (hasta 10-12 %) (Villar *et al.* 1998). Es un querógeno tipo I-II, excelente generador de hidrocarburos líquidos. Sería la principal roca generadora de los petróleos livianos, gas y condensados atrapados en la Fm. Mulichinco, un objetivo a evaluar.

Sin embargo, Gulisano *et al.* (2001), a partir de estudios geoquímicos realizados sobre petróleos del yacimiento El Trapial y sobre extractos de Agrio, consideran que en los yacimientos El Trapial y ChSN, los petróleos de los reservorios Avilé, Agrio Superior y Troncoso Inferior habrían sido generados principalmente por la Fm. Agrio.

Las facies ricas en materia orgánica corresponden a dos espesos intervalos de lutitas ubicados en los tramos basales de los Miembros Agrio Inferior y Superior, depositados durante eventos transgresivos ocurridos en el Hauteriviano temprano y tardío, respectivamente. El espesor de las facies generadoras (buenas a excelentes rocas madres), es de más de 400 m (Gulisano *et al.* 2001) el TOC varía de 1.5 a 4%, localmente alcanzando 5.5 %. El querógeno es tipo II, marino, con baja contribución de material terrestre. Tiene buen potencial generador de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Los reservorios secundarios en esas estructuras (La Tosca, Rayoso), también habrían sido cargados por petróleos generados en Agrio. La generación y la expulsión de la roca madre de la Fm. Agrio concuerda con la edad de la formación de la trampa (Mioceno medio

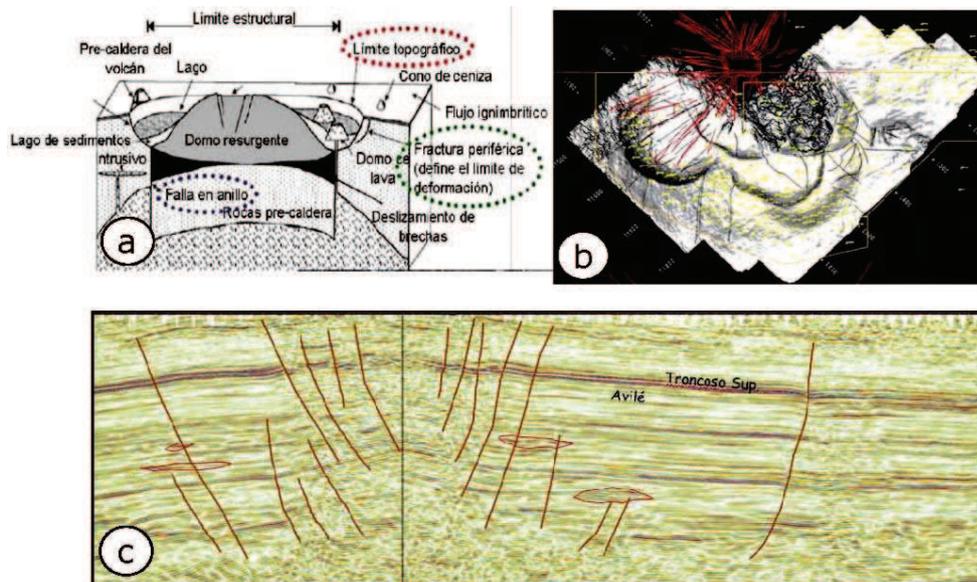


Figura 4: a) Esquema de caldera colapsada (Lipman 1997). b) Edge map al tope de Troncoso Inferior con la ubicación del cerro Bayo, la extensión de la caldera, las fallas radiales y circulares. c) Sección sísmica Este-Oeste mostrando el colapso de la caldera y las fallas asociadas.

a alto) en faja plegada y en regiones de la plataforma estructural. Los petróleos acumulados en los reservorios principales son de tipo intermedio, de 35 API, con buena preservación en general, salvo algunas excepciones que muestran biodegradación.

**Reservorios**

Los principales reservorios para los yacimientos Chihuido de la Sierra Negra-Lomita y El Trapial, los constituyen las areniscas continentales, de origen eólico y fluvial, de los Mbs. Troncoso Inferior (Fm. Huitrín) y Avilé (Fm. Agrio) (Figs. 2, 7, 8, 9, 10). Numerosos eventos de transgresión-regresión (Legarreta & Gulisano 1989) controlaron la acumulación de estos depósitos. Otros reservorios siguen en importancia

en cuanto al volumen de reservas y producción de hidrocarburos. Son las arenas de ambiente marino de plataforma del Mb. Agrio Superior, las calizas y dolomías marinas del Mb La Tosca (Fm Huitrín), y los depósitos continentales de los Mbs. Rayoso Evaporítico y Clástico (Grupo Rayoso). El cuerpo ígneo intruído en el Mb. Troncoso Superior en el ámbito de Chihuido de la Sierra Negra, representa un reservorio no convencional con excelente producción de petróleo.

**Miembro Troncoso Inferior, Formación Huitrín (Aptiano-Albiano)**

Es uno de los reservorios más importantes de la Cuenca Neuquina, almacenando el 70 % del total de las reservas de petróleo del complejo ChSN-Lomita-El Trapial. Está for-

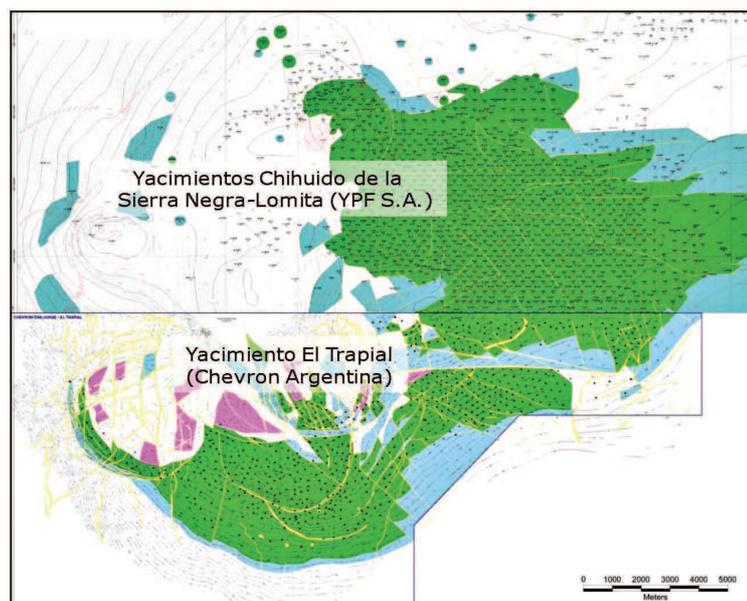


Figura 5: Mapa estructural tope del Mb. Troncoso Inferior, incluyendo los yacimientos Chihuido de la Sierra Negra - Lomita, Lomita Norte y El Trapial. Tipo de entrampamiento frecuente en estos yacimientos.

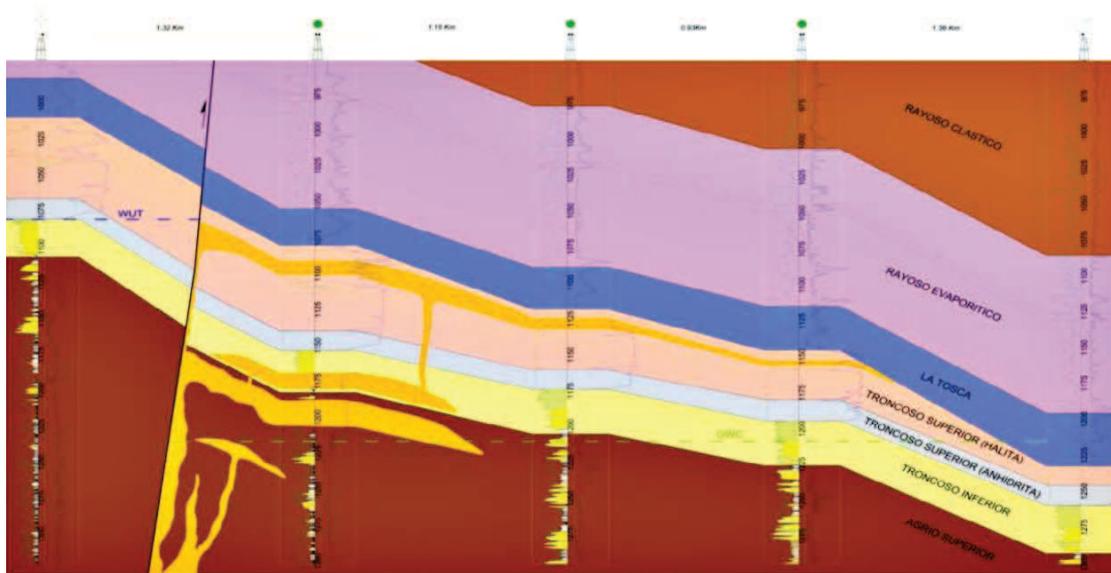


Figura 6: Corte estructural NW-SE en el que se representan lacolitos y filonas capa que aprovechan una falla, se alojan en los distintos reservorios y actúan como barrera para la distribución de fluidos.

mado por depósitos clásticos de origen continental, acumulados durante una caída relativa del nivel del mar, en el Cretácico Temprano. Forma parte de la Fm. Huitrín (Legarreta 1985; Legarreta & Gulisano 1989). Se depositó sobre los sedimentos marinos de plataforma externa y cuenca del Mb. Agrio Superior (Fm. Agrio) y/o Mb Chorreado (Fm. Huitrín), con una superficie neta y erosiva. A su vez, está cubierto por las evaporitas del Mb. Troncoso Superior (Fm. Huitrín). Desde el punto de vista de estratigrafía secuencial, se interpreta como un *lowstand wedge* (*forced regression*).

El espesor del Mb. Troncoso Inferior es variable, desde unos pocos metros, hasta alrededor de 120 m, hacia el NO de su área de distribución. En la zona considerada, su espesor promedio es de 30-45 m, aunque puntualmente se observan cambios drásticos (de 3 a 30 m) en cortas distancias (300 m). Exhibe un arreglo general estrato y grano-creciente.

En esta zona, el Troncoso Inferior puede dividirse básicamente en dos secciones, relacionadas a su ambiente deposicional. En la base se reconocen facies fluviales, y en la porción superior de la unidad, facies eólicas (dunas e interdunas) (Fig. 8). Completan el modelo geológico regional, facies de *playa-lake*, con intensa evaporación, hacia el noroeste de estos yacimientos. Las facies

más importantes desde el punto de vista de reservorios, son las areniscas eólicas y fluviales.

Las facies fluviales están compuestas por areniscas grisáceas-verdosas, de grano medio a muy grueso. El contenido de cemento dolomítico es variable. Presentan en general, bases erosivas, erosionando en ciertos sectores parte de la secuencia marina del Agrio Superior, desarrollada abajo, como valles incididos rellenos con facies fluviales (*incised valley*). En esta zona, las facies no tienen gran espesor (entre 2 y 15 m), ya que su mayor desarrollo ocurre hacia el oeste, en ambiente de Faja Plegada. El ambiente fluvial se interpreta como formado por canales mayores, de carácter permanente, y otros de menor escala, tipo efímeros. La orientación general de los canales sería SE- NO, estando la zona de aporte en el S-SE. El estudio sobre coronas permitió analizar las estructuras sedimentarias y definir las facies. Desde el punto de vista petrofísico, las areniscas tienen muy buenas propiedades, y representan un excelente reservorio, con porosidades entre 15 y 21 %, y permeabilidades de hasta 900 mD.

Las facies eólicas constituyen los reservorios más importantes, y están ampliamente distribuidas en los yacimientos. Los depósitos incluyen dunas e interdunas, con propiedades petrofísicas muy diferentes. Las facies de

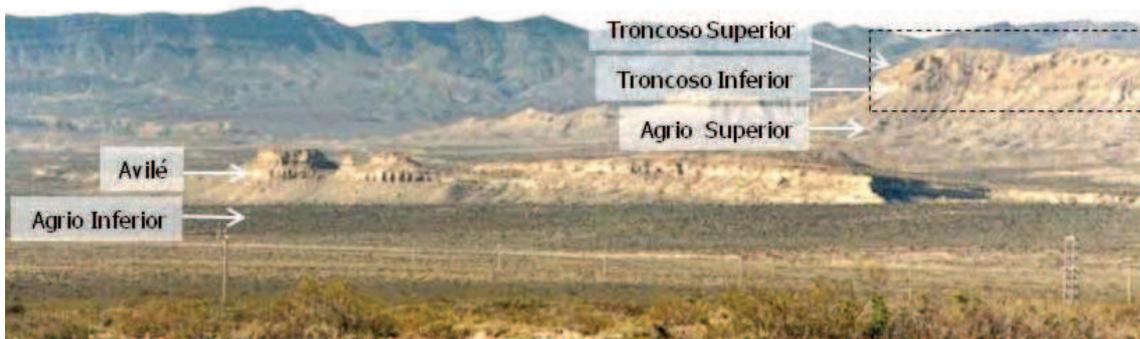


Figura 7: Localidad Barda Atravesada, Pampa Tril, Neuquén. Vista panorámica de Agrio Inferior, Avilé, Agrio Superior (Fm. Agrio), y Troncoso Inferior y Superior (Fm. Huitrín), elementos del principal sistema petrolero de los yacimientos ChSN-Lm-ET. (Tomado de Masarik 2002).

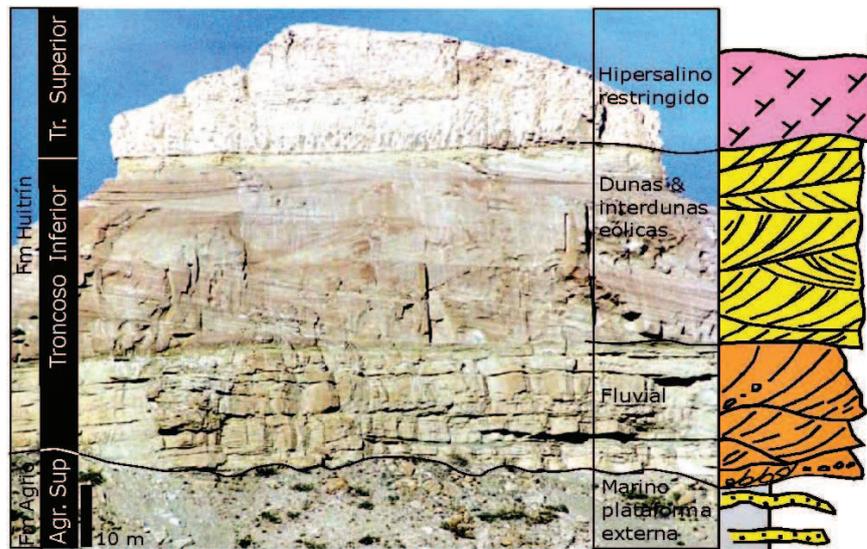


Figura 8: Afloramiento del Mb Troncoso Inferior, perfil Barda Atravesada, Neuquén. A la derecha se observa una interpretación de facies realizada sobre corona en un pozo de El Trapial y ajustada al afloramiento. El uso de análogos constituye una herramienta de gran valor en la geología del petróleo.

interduna se desarrollan principalmente en el sector medio del Mb. Troncoso Inferior, tienen un espesor uniforme (alrededor de 10 m), de areniscas de grano muy fino, con propiedades petrofísicas moderadas a pobres: porosidad promedio de 14 % y alta saturación de agua irreductible. Las facies de dunas se encuentran en el tope de la Arenisca Troncoso.

Son areniscas finas a medias, gris-verdosas. Las estructuras sedimentarias observadas permiten interpretar el ambiente eólico, e incluyen estratificación entrecruzada tabular planar de gran escala, de bajo a alto ángulo, inclinación de las láminas de hasta 25°, procesos gravitatorios de flujo de arena en las láminas frontales (*grainflow*) y lluvia de granos (*grainfall*). La laminación tiene gradación normal y reversa. En el pie de las dunas se reconocen niveles cementados, que pueden representar barreras para los fluidos. El espesor promedio de esta facies varía entre 15 y 20 m, con variaciones locales resultantes del mayor o menor desarrollo de dunas. Las areniscas presentan muy buenas propiedades como reservorio, con una porosidad promedio de 18 % (el rango 15- 24 %). La permeabilidad tiene valores promedio de 40-80 mD, y llega hasta 900 mD. De acuerdo a su composición, las areniscas se clasifican como feldarenitas líticas y litarenitas feldespáticas. La composición de los clastos es cuarzo (50 %), feldespatos (30 %) y líticos (20-30 %). El contenido de matriz es escaso (5 a 12 %), y el de cemento, moderado, entre el 5 y 30 %. Su composición es principalmente dolomítica y controla fuertemente el desarrollo de la porosidad. Sus propiedades petrofísicas primarias son reducidas, ya que fueron alteradas por procesos diagenéticos actuantes desde su depositación. Las propiedades reservorio son fundamentalmente secundarias, generadas por la disolución de granos y del cemento dolomítico.

### Miembro Avilé, Formación Agrio (Hauteriviano Temprano)

Depositado durante una regresión forzada (*forced regression*) ocurrida al final del Hauteriviano temprano, cuan-

do amplias porciones del engolfamiento neuquino quedaron expuestas debido a una abrupta caída del nivel del mar y por ende, del espacio de acomodación (Rossi & Legarreta 2003), el Mb. Avilé es uno de los más importantes reservorios de la Cuenca Neuquina. Es una unidad clástica acumulada en un medio continental y representa un evento de desecación generalizado en la cuenca: el borde de deposición migró cientos de kilómetros hacia el centro de cuenca, depositándose facies continentales sobre sedimentos marinos de la Fm. Agrio. La reconexión con el océano restableció las condiciones marinas (Hauteriviano Tardío). La base y tope de esta unidad son abruptos y se reconocen fácilmente en afloramientos y en subsuelo. El límite inferior representa una discordancia erosiva de primer orden (Rossi 2001). El límite superior evidencia una inundación muy rápida de la cuenca, que permitió preservar la morfología de los depósitos infrayacentes, con la transgresión y depositación de espesas secuencias de arcillas negras de interior de cuenca de Agrio sobre el campo de dunas eólicas de Avilé. Como reservorio, comparte muchas de las características observadas en el Troncoso Inferior. El esquema simplificado del modelo de facies (Fig. 9) también es válido para el Troncoso Inferior (Legarreta, 2002).

Estudios sobre afloramientos y testigos-corona (Fig. 10) permiten interpretar el ambiente depositacional para la zona de Rincón de los Sauces, como principalmente eólico (dunas e interdunas húmedas y secas) (Rossi 2001), encontrándose, subordinadas a la porción basal del reservorio, facies indicativas de ambiente fluvial. Se depositaron en un ambiente desértico cálido y árido.

Las facies fluviales dominan hacia el oeste de la cuenca, gradando a un ambiente de *playa-lake* hacia el NO. Las facies eólicas en esta zona formaron campos de dunas transversales, orientadas como cinturones con rumbo NE-SO, de manera perpendicular a los vientos predominantes, de acuerdo a mediciones de paleovientos en afloramientos y perfiles de buzamientos. El espesor total es variable, y cambia abruptamente en cortas distancias, como consecuencia del tipo de facies, cuando se pasa de una duna (20-35 m) a una zona de interdunas (2-10 m).

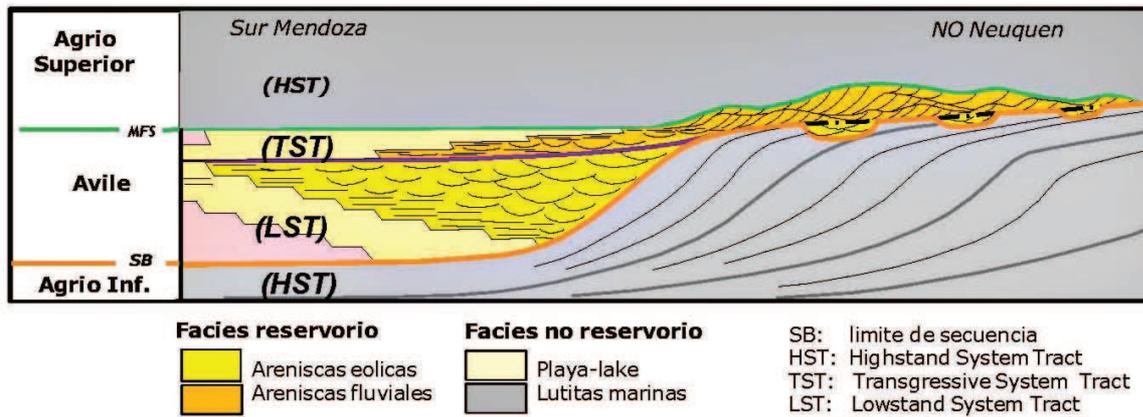


Figura 9: Arquitectura de facies conceptual para el Mb. Avilé, Fm. Agrio. Modificado de Legarreta (2002).

Las principales facies productoras de hidrocarburos son las areniscas eólicas (dunas) ubicadas en el tope del Mb Avilé. Son areniscas cuarzo-líticas medianas gris blanquecinas. Las propiedades petrofísicas dependen del tipo de facies. Las dunas se encuentran comúnmente amalgamadas, formando acumulaciones de hasta 40 m de espesor, con un ancho de 500 a 1500 m y un largo mayor a 10 km (Valenzuela 2002). Su porosidad varía entre 12 y 25%, y la permeabilidad de 50 hasta 700/1000 mD. Las interdunas muestran propiedades más pobres, con porosidades de 12% y permeabilidades de 1-10 mD. Al igual que en Troncoso Inferior, la porosidad es principalmente secundaria, por disolución del cemento dolomítico y de granos. La diagénesis juega un rol esencial en el control de las propiedades de los reservorios.

Como consecuencia de su ubicación estratigráfica (arenas encerradas entre espesas secuencias pelíticas), su interpretación utilizando sísmica 3D permite modelar estos depósitos en subsuelo (Fig. 11). El contraste de impedancia acústica generado por estos cuerpos facilita la identificación de las zonas reservorio (baja impedancia, buena porosidad).

El Mb. Avilé representa el segundo reservorio más importante en estos yacimientos, almacenando alrededor de un 10-12 % del total de las reservas.

### Miembro Agrio Superior, Formación Agrio (Hauteriviano Tardío – Barremiano Temprano)

Corresponde al intervalo clástico y carbonático, de origen marino, depositado por encima de los sedimentos continentales del Mb. Avilé, y por debajo de la Fm. Huitrín. Las arenas de Agrio Superior se relacionan con un ambiente de depositación *nearshore*-marino somero (lóbulos marinos, barras y *crevasses*), así como también con depósitos de tormenta *offshore* de plataforma externa.

Verticalmente, el Agrio Superior muestra un arreglo granocreciente y somerizante, correspondiente a la transición de arcillas y calizas de plataforma externa, a pelitas y arenas, con algunas calizas, de plataforma interna. Puede dividirse en dos cortejos sedimentarios. El primero representa una rápida y amplia transgresión marina que preserva el relieve preexistente (Mb. Avilé) (*transgressive system tract*, TST). El segundo cortejo regresivo, representa un sistema de mar alto (*highstand system tract*, HST), con variaciones del nivel de base que controlan la acomodación (Barrionuevo 2002). Los mejores reservorios se encuentran en el tope de Agrio Superior, donde los cuerpos arenosos muestran geometrías tabulares, gran extensión lateral y tienen buenas propiedades petrofísicas, con porosidades entre 14-16 %, y espesores netos de 2-15 metros. Las are-

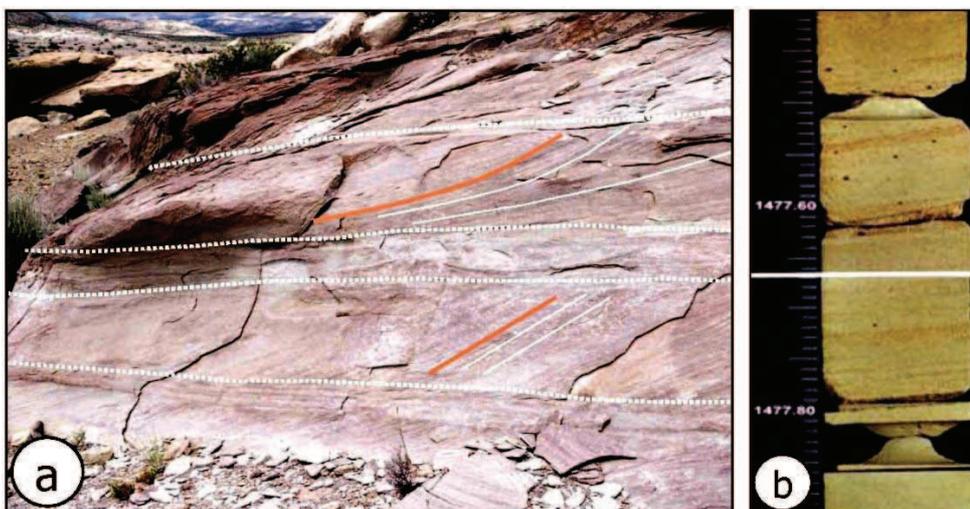


Figura 10: a) Arenisca Avilé en afloramiento, Mina San Eduardo, Neuquén. Se observa detalle de estructuras que permiten interpretar su origen eólico. b) Corona de Avilé obtenida en un pozo de El Trapial. Se describen facies eólicas, dunas, dominadas por ondulitas de viento.

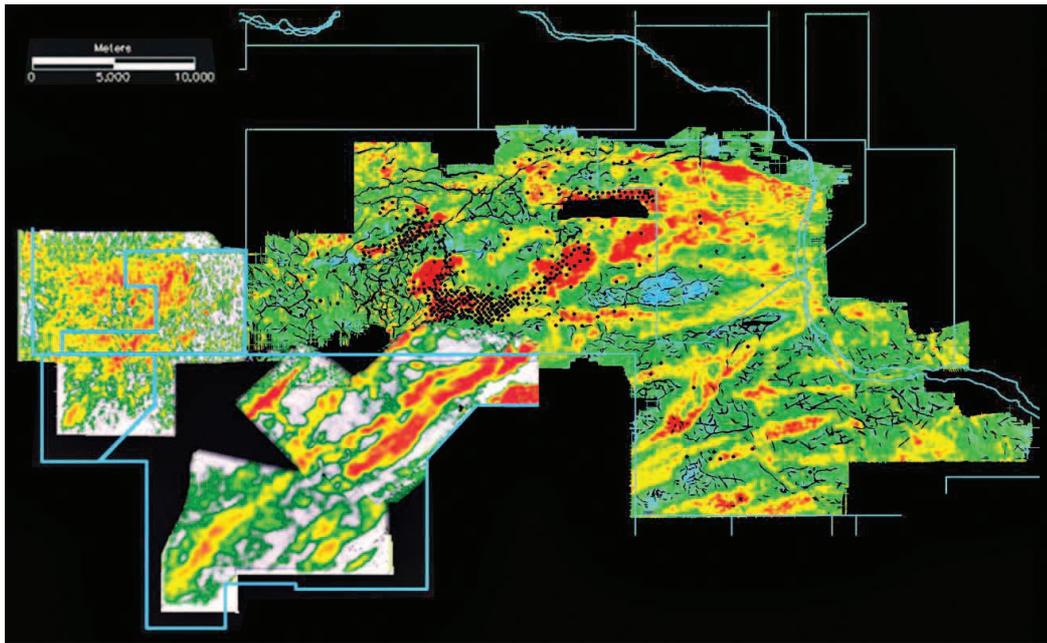


Figura 11: Mapa de amplitudes del Mb. Avilé. Las anomalías de amplitud permiten identificar los trenes de dunas, iluminando zonas reservorio y no-reservorio (Modificado de Valenzuela, 2002).

nas de esta unidad son reservorios importantes en El Trapial (~30 % de las reservas), y en ChSN.

### Miembro La Tosca, Formación Huitrín (Aptiano-Albiano)

Es una unidad de origen marino depositada en un ambiente carbonático de rampa somera, con condiciones restringidas y salinidades anormales. Numerosos autores han estudiado esta unidad (Legarreta & Boll 1982; Legarreta, 1985; Olea & Mendiberri 1991; Zencich 1993, Zencich *et al.* 1999, entre otros). En el yacimiento El Trapial, se han descrito coronas obtenidas por Chevron Argentina, donde se caracterizaron sus facies, que incluyen arcillitas negras laminadas (depósitos de baja energía subacueos), *packstones* y *grainstones peletoidales* con estructuras hummocky, con estratificación planar y ondulítica (ambiente de rampa interior) y *grainstones/packstones oolíticos* (de moderada a alta energía). Son comunes las intercalaciones de depósitos criptomicrobiales laminados (*bindstones*) con nódulos de anhidrita (exposición subaerea). La composición carbonática está representada por granos de micrita, y pueden ser considerados como «peloides», de acuerdo a Flügel (2004) (LCV 2009). La fauna encontrada es escasa, está representada por valvas de pelecípodos, ostrácodos y foraminíferos, que sugieren condiciones restringidas del ambiente. La ausencia de fauna marina abierta y la escasa bioturbación es notable.

En cortes delgados se han reconocido dos tipos de porosidades secundarias: tipo móldica, intergranular, generada por disolución en un ambiente de zona vadosa; y porosidad generada por disolución relacionada a fracturas. Se ha observado en coronas, que las facies consideradas como buenos reservorios en El Trapial, son las que presentan fracturas y microfracturas que generan disolución y aumento de la porosidad y permeabilidad. Hasta algunos años atrás, el Mb La Tosca no era considerado

como reservorio en el área de estudio, si bien ya había antecedentes de producción de este carbonato al norte de la Cuenca Neuquina (Legarreta *et al.* 1993, Olea & Mendiberri 1991; Zencich, 1993). Con la obtención de nuevos datos y su interpretación, esta unidad se incorporó como uno de los principales reservorios secundarios del yacimiento El Trapial.

### Formación Rayoso, Grupo Rayoso (Cretácico Inferior)

Es una secuencia continental clástica-evaporítica. Se depositó sobre los carbonatos de La Tosca (Fm. Huitrín), a través de un contacto neto. Por arriba, se encuentra en discordancia el Grupo Neuquén (Marteau 2002). Se reconocen dos secciones: Mb. Rayoso Evaporítico (abajo), y Mb Rayoso Clástico (arriba) (Fig. 2). Su espesor varía desde 100 hasta 1200 m, adelgazándose y finalmente desapareciendo hacia el Este. Varias de las arenas de Rayoso son productoras de petróleo en El Trapial y sur de ChSN. Su desarrollo se encuentra aun en un estado inmaduro.

El Mb Rayoso Evaporítico consta de arcillas rojizas y evaporitas (halita y anhidrita subordinada), en capas de 1-7 m de espesor. Eventualmente intercalan capas de areniscas, con geometría lenticular. El ambiente de deposición se interpreta como un lago salino restringido, con clima árido e intensa evaporación, y episódicas inundaciones que depositaron arenas en áreas marginales del lago. Cuando están presentes, estas arenas desarrollan buenas propiedades petrofísicas, con porosidades de 12-22 %, espesores netos de hasta 6 metros. El entrapamiento sería estratigráfico.

El ambiente de deposición del Mb. Clástico también es continental. Se interpreta como un ambiente lacustre somero (salino), asociado a sistemas fluviales efímeros, pobre a moderadamente canalizados, con extensos barreales y planicies de inundación, y condiciones

climáticas semiáridas. Los reservorios consisten en capas de arenas finas, de 2 a 10 m de espesor, muy continuas, intercaladas con intervalos de arcillas rojizas. Sus propiedades petrofísicas son buenas a muy buenas: 15 y 25 % de porosidad, permeabilidad entre 5-700 mD. La profundidad a la que se encuentran estos depósitos es baja (a partir de los 500 m bajo boca de pozo), lo que determina que tengan muy bajas presiones originales de formación (15-500 psig).

### Cuerpos ígneos. Lacolitos

Numerosos cuerpos ígneos intruyen la columna geológica en esta zona. En 1993 se descubrió petróleo en un espeso cuerpo ígneo emplazado en las evaporitas del Mb. Troncoso Superior, a una profundidad de 950 metros. La sísmica 3D, la identificación de zonas fracturadas y pozos horizontales fueron esenciales en la interpretación y explotación de estos cuerpos, permitiendo incrementar los caudales de producción y expectativas, lográndose uno de los pozos de mayor producción del área con 750 m<sup>3</sup>/día. La roca reservorio está constituida por andesitas y traquitas con una porosidad primaria muy baja, que se presentan fracturadas. El cuerpo ígneo tiene forma de lacolito: base plana, bordes abruptos y tope convexo, con un espesor máximo en su centro de 300 metros. En los bordes se presenta fracturado más intensamente. Niveles de anhidrita y arcillitas de la Fm. Rayoso (arriba) constituyen el sello para esta acumulación. La zona de alimentación de los cuerpos ígneos es el volcán C<sup>o</sup> Bayo, a 4 km al sur del área de producción. Se observan dos sistemas de fracturas principales, SO-NE y O-E, en su mayoría abiertas, y son casi verticales (más de 70°).

### Sellos

Sellos de extensión regional y local se encuentran presentes en la columna geológica de este sector de la Cuenca Neuquina, asegurando la contención de los hidrocarburos almacenados. Para los principales reservorios de esta zona (Troncoso Inferior y Avilé), los sellos están provistos por el intervalo lutítico basal de Agrio Superior y por las evaporitas de Troncoso Superior, respectivamente. Capas de calizas y secciones de lutitas constituyen el sello para las arenas marinas someras desarrolladas hacia el tope del Mb. Agrio Superior. Para los restantes reservorios productores de hidrocarburos (La Tosca, Rayoso Evaporítico y Clástico, y puntuales cuerpos ígneos), los sellos están provistos por pelitas intraformacionales y evaporitas de considerable continuidad lateral.

### Agradecimientos

Agradecemos a YPF SA y Chevron Argentina SRL la autorización para esta publicación. A todos los técnicos y profesionales que han colaborado en el desarrollo de estos yacimientos.

### TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

Barrionuevo, M. 2002. Los reservorios de las Formaciones Agrio-Huitrín. Simposio de Rocas Productivas, 5<sup>o</sup> Congreso de Ex-

ploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos. Versión CD ROM. Mar del Plata.

- Benotti, S. 1987. Informe Sísmico YPF No 8216, Trabajo inédito.
- Cobbold, P. & Rossello, E. 2003. Aptian to recent compressional deformation, foothills of the Neuquén Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology*, 429-443.
- Comeron, R. 1990. Entrampamiento en sedimentos eólicos del Miembro Troncoso Inferior en el área de Chihuido de la Sierra Negra. *Boletín de Informaciones Petroleras* 22.
- Comeron, R.E., Valenzuela M.E. & Ramirez, J.L. 2002. Chihuido de la Sierra Negra: Petróleo en reservorios no convencionales. *Boletín de Informaciones Petroleras* 69:70-75.
- Corry, Ch. 1988. Laccoliths: Mechanics of emplacement and growth. *The Geology Society of America, Special Paper* 220, 110 pp. Boulder.
- Dajczgiewand, D., Nocioni, A., Fantin, M., Minniti, S., Calegari, R. & Gavarrino, A. 2006. Lower Troncoso eolian bodies identification in the Neuquén Basin, Argentina: a different approach and some geological implications. 9th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Poster in CD.
- Flügel, E. 2004. *Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application*. Springer, Heidelberg - Berlin - New York, 976 pp.
- Froy, V.S. 2009. Estudio Geológico y Geofísico de las rocas subvolcánicas del área de Huantraico, provincial de Neuquén. Tesis inédita. Universidad de Buenos Aires, 119 págs. Buenos Aires.
- Gerster, R. 1988. 2D Mapa de Amplitud de Avilé. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Informe Inédito).
- Gerster, R. 1991. Interpretación prospecto sísmico 3D, Chihuido de la Sierra Negra (Bloque Sur). Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Informe Inédito).
- Gerster, R. 1995. The Role Play by 2D and 3D Seismic Data in the Exploration and Development of the Largest Oil Field in Argentina, SEG, Houston.
- González P. & Aragón, E. 2000. El Cerro Bayo de la Sierra Negra, Neuquén: un ejemplo de un lacolito tipo árbol de Navidad. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 55 (4): 363-377.
- Gulisano, C., Minniti, S., Rossi, G.C. & Villar, H.J. 1996. Hydrocarbons related to Early Cretaceous source rocks, reservoirs and seals, trapped in Northeastern Neuquén Basin, Argentina, 2<sup>o</sup> AAPG/SVG International Congress & Exhibition, *Bulletin* 80, p. 1298. Caracas.
- Gulisano, C., Minniti, S., Rossi, G. & Villar, H.J. 2001. The Agrio Petroleum System: Hydrocarbon Contribution and Key Elements. Neuquén Basin, Argentina. En: Kluth, Ch. & Legarreta, L. (Eds.): *Hedberg Research Conference, New Technologies and New Play Concepts in Latin America*, AAPG, p. 114-115, Mendoza.
- Holmberg, E. 1976. Descripción geológica de la Hoja 32c, Buta Ranquil, provincia del Neuquén, Argentina. *Servicio Geológico Nacional, Boletín* 152, 90 págs. Buenos Aires.
- LCV. 2008 & 2009. Lithologic, petrographic and diagenetic study from cutting and cores. La Tosca Mb, Yacimiento El Trapial. Chevron Argentina (Informe inédito). Buenos Aires.
- Legarreta, L. 1985. Análisis estratigráfico de la Fm. Huitrín (Cretácico Inferior), provincia de Mendoza. Tesis Doctoral. Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires. 247 pag.
- Legarreta, L. & Boll, A. 1982. Formación Huitrín, análisis estratigráfico y esquema prospectivo, provincia de Mendoza. YPF S.A. (Informe inédito). Buenos Aires.
- Legarreta L. & Gulisano, C. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior).



- En: G. Chebli & Spalletti, L. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas, 221-243. San Miguel de Tucuman .
- Legarreta, L., Gulisano, C. & Uliana, M.A. 1993. Las secuencias sedimentarias Jurásico-Cretácicas. 12º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso Explotación de Hidrocarburos En: Ramos, V.A. (Ed): Geología y recursos naturales de Mendoza. Relatorio, 1(9): 87-114 Mendoza.
- Legarreta, L. 2002. Eventos de desecación en la Cuenca Neuquina: Depósitos continentales y distribución de hidrocarburos. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Versión CD ROM. Mar del Plata.
- Legarreta, L., Villar, H., Cruz, C., Laffitte, G. & Varadé, R. 2008. Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrampamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina. En: Cruz, C.A., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J. & Villar, H.J. (Eds.): Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. IAPG.
- Lipman, P. 1997. Subsidence of ash flow calderas: relation to caldera size and magma chamber geometry. Bulletin of Volcanology 59, 198-218.
- Marteau, V. 2002. Los reservorios de la Formación Rayoso. Simposio de Rocas Productivas, 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Versión CD ROM. Mar del Plata.
- Masarik, M.C. 2002. Los reservorios de las Formaciones Agrio-Huitrín. Simposio de Rocas Productivas, 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Versión CD ROM. Mar del Plata.
- Mendiberri, H. 1985. Stratigraphy of Agrio Inferior Formation. Boletín de Informaciones Petroleras. 35-51, Buenos Aires.
- Olea, G. 1991. Distribution of Avile Sandstones in Neuquén Basin, unpublished maps
- Olea G. & Mendiberri, H. 1991. Consideraciones geológico-petroleras del Miembro La Tosca (Fm. Huitrín) en la estructura de Paso Bardas. YPF SA (Informe inédito).
- Orchuela, I. 1975. Los cuerpos andesíticos en el subsuelo del Chihuido de la Sierra Negra y distribución areal de la arenisca de Avilé. YPF SA Informe 1492 (Informe inédito). Buenos Aires
- Orchuela, I., Lara, M. & Suárez, M. 2003. Productive large scale holding associated with igneous intrusions: El Trapial field, Neuquén Basin, Argentina. AAPG International Conference, Barcelona.
- Rossi, G.C. 2001. Arenisca Avilé: facies, ambientes sedimentarios y estratigrafía de una regresión forzada del Hauteriviano Inferior de la Cuenca Neuquina Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. Buenos Aires, Argentina.
- Rossi, G.C. & Legarreta, L. 2003. Anatomy of a Cretaceous Detached Forced Regression (Avilé Sandstone), Neuquén Basin, West-Central Argentina. AAPG International Conference Barcelona, Spain
- Villar, H.J., Laffite, G. & Legarreta, L. 1998. The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns. AAPG International Conference and Exhibition. Abstracts :186-187 Rio de Janeiro
- Valenzuela, M. 2002. Los reservorios de las Formaciones Agrio – Huitrín. Simposio de Rocas Reservorio, Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Versión CD ROM. Mar del Plata.
- Valenzuela M. & Comeron, R. 2005. Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomita, Mb. Avilé. Las trampas de hidrocarburos en las Cuencas Productivas de la Argentina. Mar del Plata.
- Vergani, G., Selva, G. & Boggeti, D. 2002. Estratigrafía y modelo de facies del Miembro Troncoso inferior, Formación Huitrín (Aptiano), en el Noroeste de la Cuenca Neuquina, Argentina. 15º Congreso Geológico Argentino.
- Zencich, S. 1993. Bases preliminares para el análisis del M. La Tosca (F.Huitrín) en el Yac. Paso Bardas y aledaños (pcias. de Mendoza y Neuquén) (Area CN-VII). Informe inédito YPF.
- Zencich, S., Brisson, I., Dzelalija, F., Galarza, A. & Marteau, M. 1999. Características del Miembro La Tosca- F.Huitrín en el subsuelo de Paso Bardas Norte. Cuenca Neuquina. IV Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos. Actas tomo 2. 825-841. Mar del Plata.