

# YACIMIENTO PUESTO HERNÁNDEZ

Jorge Argüello<sup>1</sup>

1. Petrobras Argentina SA., Neuquen. Jorge.arguello@petrobras.com

## RESUMEN

El yacimiento Puesto Hernández descubierto a finales de los años 60, fue una de las últimas grandes estructuras prospectadas por sísmica 2D y constituyó una de las principales estructuras productivas de hidrocarburos durante décadas. Fue por bastante tiempo el descubrimiento estratigráfico por excelencia de los horizontes cretácicos. Sus principales reservorios se concentran en el Mb. Avilé y las progradaciones de la Fm. Agrio. En las últimas décadas incorporó a la producción reservas importantes de la Fm. Rayoso.

**Palabras clave:** Entrampamiento estratigráfico, progradaciones, truncamientos, Formación Agrio, Formación Rayoso, Formación Huitrín

## ABSTRACT

*The Puesto Hernández oil field.*- The Puesto Hernández oil field was discovered at the end of the sixties, it was one of the greatest and last subsurface structures detected by 2D seismic survey, and it became in one of the most prolific oil areas over decades. It was for years the unique stratigraphic trap developed within Cretaceous beds. Their main reservoirs are the Avilé Mb. and the Agrio Fm. prograding sandstones. During the last decades new oil horizon reserves were discovered in the Rayoso Fm.

**Key words:** Stratigraphic trap, prograding sandstones, truncations, Agrio Formation, Huitrín Formation, Rayoso Formation

## INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Puesto Hernández, cuya Área de Concepción abarca una superficie de 14,700 hectáreas, se encuentra ubicado a 20 km de la localidad de Rincón de los Sauces, en el norte de la provincia del Neuquén (Fig. 1), extendiéndose en su sector noreste hacia la provincia de Mendoza.

Este yacimiento fue descubierto por YPF en el año 1967 con el pozo PH x-1 que ensayó gas en el Mb. Avilé de la Fm. Agrio. En el año 1968 se perforó el pozo PH x-2, primer productor de petróleo de este reservorio. A partir de este hallazgo, se inicia el desarrollo del campo y su puesta en producción como acumulación petrolífera.

Actualmente el campo es operado por Petrobras Argentina SA y la explotación de sus reservorios se realiza en su mayor parte mediante el mecanismo de recuperación secundaria por inyección de agua.

## ESTRATIGRAFÍA

El yacimiento Puesto Hernández se encuentra próximo al borde noreste de la Cuenca Neuquina. La columna estratigráfica está constituida por unidades del Jurásico, Cretácico y Terciario, apoyando sobre los niveles volcánoclasticos del Grupo Choiyoi, de edad permo-triásica. El espesor sedimentario en el yacimiento es del orden de 2.500 m y se va acuñando progresivamente en sentido noreste, hacia el sistema de la Sierra Pintada. Algunos de los pozos exploratorios perforados en este campo atravesaron la totalidad de la columna sedimentaria.

Los niveles productivos de petróleo mas importantes son de edad cretácica temprana, abarcando el lapso del Hauteriviano al Barremiano Temprano con el Mbs.

Avilé y Superior de la Fm. Agrio, continuando en el Berramiano con los niveles productivos de la Fm. Huitrín y finalizando en el Albiano y parte del Cenomaniano con la Fm. Rayoso. También se ha documentado y producido petróleo de la Fm. Mulichinco perteneciente al Valanginiano Tardío.

## ESTRUCTURA

Los reservorios conforman una estructura homoclinal con buzamiento al sudoeste, cuya inclinación general es del orden de 3 a 4°. A partir de la Sísmica 3D registrada en el año 1995 se han interpretado varios lineamientos estructurales. Fallas de rumbo N-S, NO-SE, E-O y OSO-ENE (N-70°E), generadas y reactivadas por distintos eventos tectónicos que afectaron al sector noreste de la cuenca, se registran en partes de la columna sedimentaria o la atraviesan totalmente llegando al basamento. El rasgo mas destacado corresponde al fallamiento de tipo *wrench fault* que genera la estructura en flor de Puesto Hernández, responsable de los cambios de pendiente observados en los mapas estructurales de todas las capas y coincidente en superficie con la ubicación del Río Colorado (Barrionuevo 2002).

A nivel de los principales reservorios del yacimiento, muchas de las fallas presentan características desvinculantes para la distribución y el movimiento de los fluidos, como consecuencia de la presencia en los planos de falla de hidrocarburos pesados, asphaltita o rafaélita. Estos hidrocarburos, detectados a partir de recortes de perforación, registros de pozos y en afloramientos (Cobbold *et al.* 1999), tienen expresión en superficie en el área del yacimiento en la Mina la Fortuna IV, asociada al sistema de fallas N 70° E (Fig. 2).

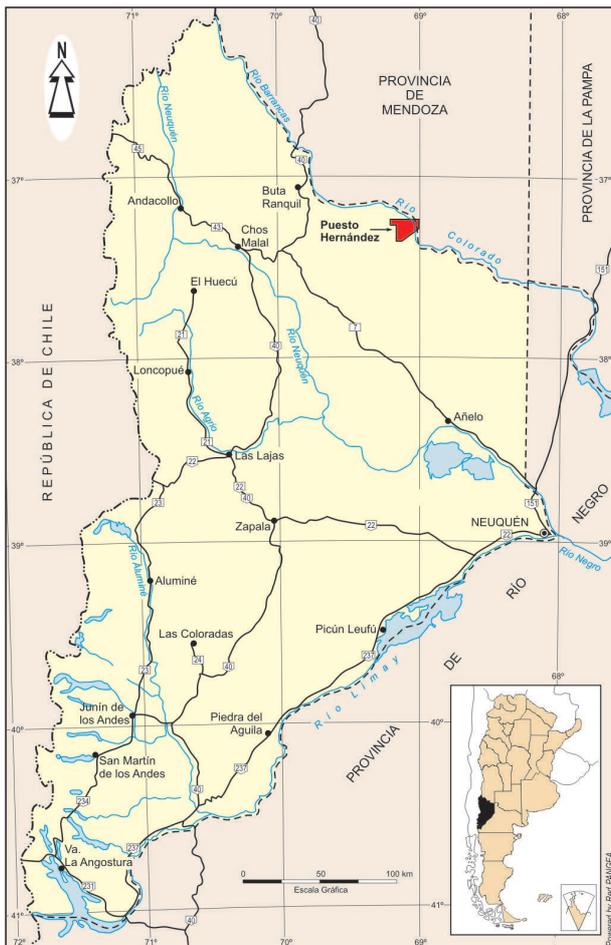


Figura 1. Mapa de ubicación de yacimiento Puesto Hernández

## SISTEMA PETROLERO

Análisis realizados sobre los petróleos de Puesto Hernández indican que pueden tener su origen tanto en la Fm. Vaca Muerta, con su *timing* de generación en el Cretácico Tardío, como en los niveles de la Fm. Agrio (Mbs. Inferior y Superior), con generación desde el Paleógeno Temprano hasta Tardío. La migración hacia los reservorios se habría producido a través de niveles permeables como conglomerados y arenas de la Fm. Agrio y por las fallas subverticales que atraviesan la columna sedimentaria.

La roca sello para las trampas de los reservorios de Mulichinco, Avilé y Agrio Superior, está constituida por los niveles pelíticos de origen marino de la Fm. Agrio. En el caso de los reservorios de Troncoso, la roca sello son las evaporitas del Mb. Troncoso Superior y para los reservorios de Rayoso, pelitas lacustres ubicadas en la base del Grupo Neuquén sobre la discordancia Intraceno-maniana (94 ma), conjuntamente con el empobrecimiento petrofísico de los reservorios pendiente arriba (Fig. 3), contra el truncamiento que produce sobre los mismos la citada discordancia (Marteau & De La Cruz Olmos 2005).

Los petróleos son en general livianos excepto los alojados en la Fm. Rayoso, que presentan un alto grado de evaporación y biodegradación. Las trampas son combinadas, estratigráficas y estructurales.

## RESERVORIOS

### Miembro Avilé de la Formación Agrio

El Mb. Avilé, está compuesto mayormente por depósitos continentales de origen fluvio-eólico. Suprayace a las pelitas marinas de Agrio inferior y su depositación se encuentra asociada a un brusco descenso del nivel del mar durante el Hauteriviano. Está cubierto por la rápida inundación que habría permitido su preservación y que dio origen a las pelitas y carbonatos del Mb. Superior de Agrio.

Litológicamente está compuesto por areniscas cuarzo líticas con feldespatos subordinados. El cemento es principalmente carbonático y varía de escaso a abundante según las zonas del reservorio. Los finos intersticiales, constituidos en su mayor parte por caolinita, illita y esmectita, resultan generalmente escasos. El análisis detallado de testigos corona y perfiles permite determinar buenas a muy buenas condiciones como reservorio. Esta unidad posee buena definición vertical, producto de su espesor que puede superar los 30 m en algunos sectores del campo y su muy buena calidad en cuanto a propiedades petrofísicas, resultando claramente identificable mediante perfiles de pozos y sísmica. Una buena correlación se obtiene entre atributos sísmicos y parámetros del reservorio tales como espesor, porosidad y saturación de gas, producto del contraste de impedancia entre las areniscas y los niveles pelíticos de Agrio supra e infrayacentes.

La acumulación en Puesto Hernández está limitada al norte y noreste por el acuñamiento de las facies reservorio pendiente arriba «*pinch out*». Hacia el sur la capa continúa con buen desarrollo y está delimitada desde el punto de vista productivo por el contacto agua petróleo. El límite este, está dado por el empobrecimiento petrofísico producto del alto grado de cementación de la roca, mientras que hacia el oeste, se produce un marcado adelgazamiento del espesor útil con petróleo a causa de la discontinuidad de las facies y su segmentación o partición en diferentes bloques, respondiendo a la complejidad estructural y litológica que presenta este sector del campo.

### Miembro Superior de la Formación Agrio y Miembro Chorreado de la Formación Huitrín

De acuerdo al modelo estratigráfico-sedimentológico del yacimiento (Vergani *et al.* 2002), luego de la marcada continentalización observada en las arenas del Mb. Avilé, comienza una nueva inundación con acumulación de arcillas negras y calcáreas de ambiente marino de plataforma que evoluciona a una progradación de sedimentos fluvio-deltaicos. Estos ingresan desde el sureste y son retrabajados en un ambiente marino costero litoral, donde intercalan con sedimentos carbonáticos. Estos niveles constituyen el Mb. Superior de la Fm. Agrio. Litológicamente conforman una alternancia de areniscas, areniscas con abundante cemento calcáreo-dolomítico, calizas, dolomías arenosas y niveles sabulíticos y conglomerádicos.

Las arcillas por encima de cada capa constituyen el máximo nivel de inundación del sistema. Litológicamente las areniscas son en su gran mayoría feldespáticas y los conglomerados polimícticos, con clastos que tienen afinidad con el Grupo Choiyoi. Estas dos litologías presentan las mejores propiedades como reservorio. Los ejes de

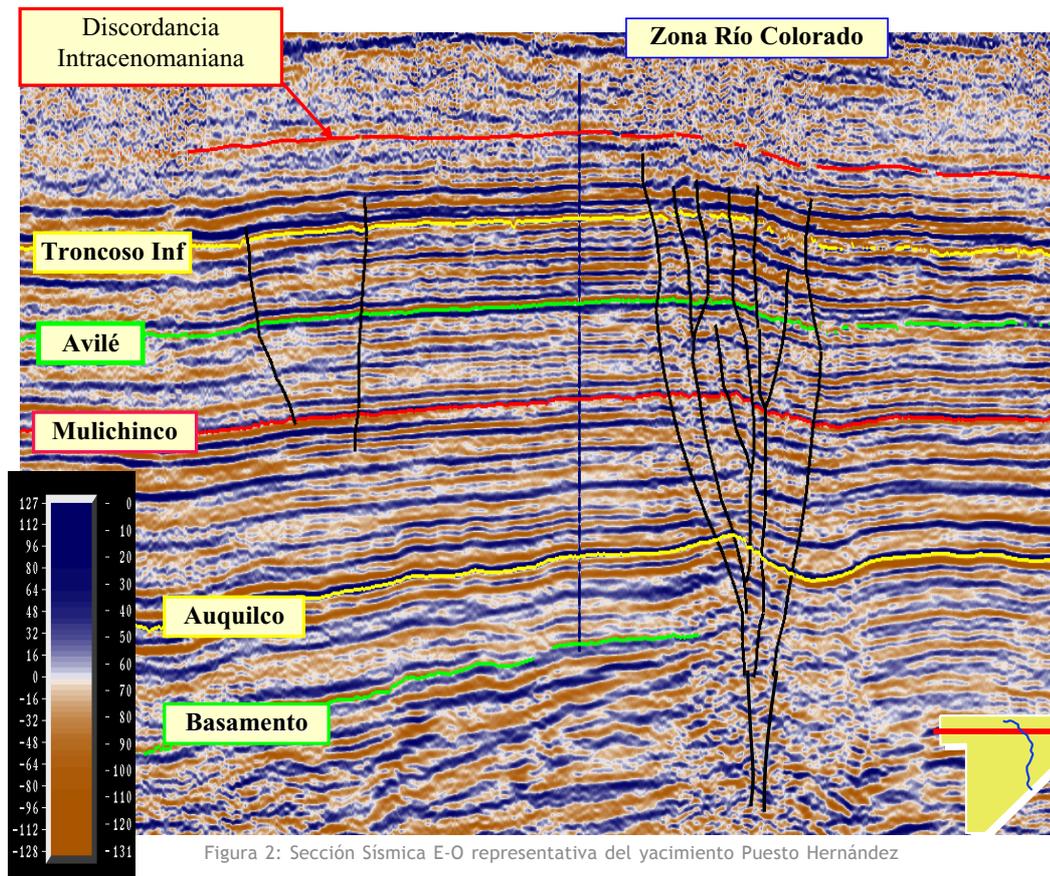


Figura 2: Sección Sísmica E-O representativa del yacimiento Puesto Hernández

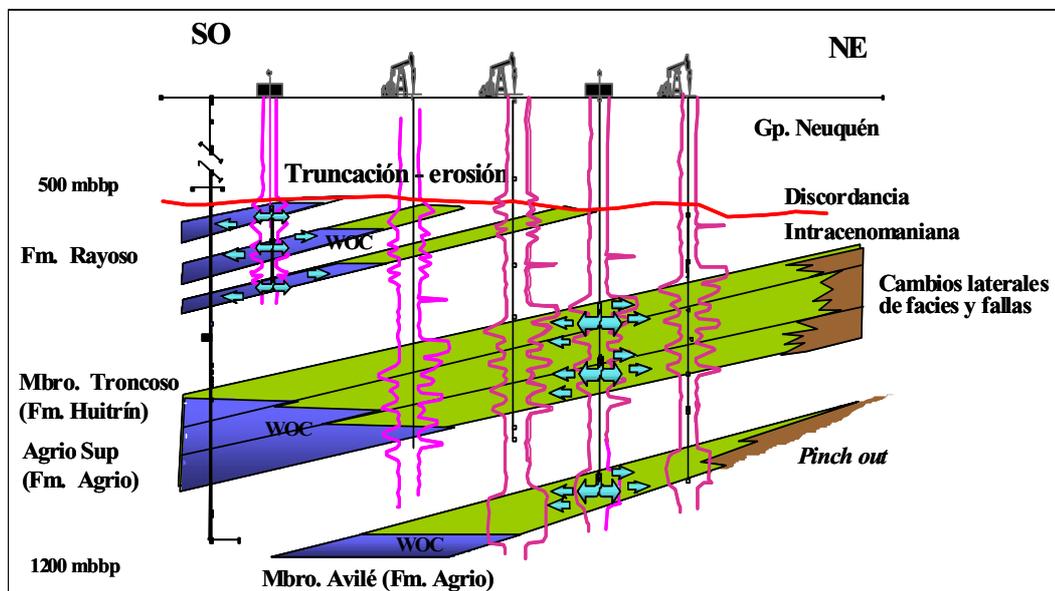


Figura 3: Esquema simplificado de los reservorios y su entrapamiento. Tomado de Marteau & De La Cruz Olmos (2005).

espesores permeables correspondientes a estas capas presentan una marcada orientación suroeste-noreste y aunque el espesor por capa o complejo es del orden de 3 a 5 m, pueden alcanzar máximos de hasta 25 m en algunos sectores coincidentes con la presencia de la faja conglomerádica.

Estos reservorios presentan un alto grado de complejidad debido a sus variaciones litofaciales y a la disconti-

nuidad lateral de los cuerpos, por esto es difícil determinar una porosidad promedio para el conjunto de las capas, pudiéndose decir que esta propiedad varía entre 12 y 22 %. Estos factores sumados a la componente estructural condicionan la distribución de los fluidos, originando trampas de tipo combinadas.

Sobre estos niveles, en el área del yacimiento, en un ambiente de transición se depositan niveles arenosos

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO	
Área	Puesto Hernández
Ubicación	Cuenca Neuquina. Provincias del Neuquén y Mendoza
Superficie.	14700 Ha.
Año de descubrimiento	1967
Pozos perforados.	1512
Sísmica 3D	193 Km <sup>2</sup> . Año 1995.
Reservorios	Fm. Mulichinco; Fm. Agrio: Mbs. Avilé y Agrio superior; Fm. Huitrín: Mbs. Chorreado, Troncoso Inferior y La Tosca; Fm. Rayoso: Mb. Clástico.
Roca Madre	Fms. Vaca Muerta y Agrio.
Entrampamiento	Estratigráfico y estructural

Tabla 1: Propiedades y características generales del yacimiento Puesto Hernández

CARACTERÍSTICAS DE LOS PRINCIPALES RESERVORIOS				
Reservorios principales	Mb. AVILÉ	Mb. Superior Fm. AGRIO y Mb. Chorreado (Fm. Huitrín)	Fm. HUITRÍN (Mb. Troncoso Inferior)	Fm. RAYOSO (Mb. Clástico)
Tipo de roca	Arenisca cuarzo – feldesp – lítica	Areniscas, conglomerados y dolomías.	Areniscas lítica - feldespáticas	Areniscas lítica - feldespáticas
Ambiente deposicional	Fluvial – eólico	Marino costero	Fluvial – eólico	Lacustre somero
Tipo de trampa	Estratigráfica-estructural	Estratigráfica-estructural	Estratigráfica-estructural	Estratigráfica-estructural
Roca sello	Pelitas Mb. Agrio Sup.	Pelitas Mb. Agrio Sup.	Evaporitas Mb. Troncoso Sup.	Pelitas lacustres Gr. Neuquén y deterioro petrofísico del reservorio
Profundidad promedio (mbbp)	1100	950	850	600
Complejos productivos	1	7	1	9
Espesor mineralizado prom. y rango (m.)	15 (10 a 30)	12 (5 a 25)	12 (8 a 28)	6 (2 a 15)
Porosidad prom. y rango (%)	18 (10 a 25)	18 (12 a 22)	20 (10 a 25)	22 (6 a 30)
Permeabilidad prom. y rango (mD)	150 (10 a 300)	80 (10 a 600)	150 (25 a 450)	150 (10 a 500)
Viscosidad del petróleo (cp)	1,5	4 a 10	2	15 a 120
°API petróleo	38	28	35	25 (23 a 28)
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	72	53	52	25
Mecanismo de drenaje	Gas disuelto / recup. secundaria	Gas disuelto / recup. secundaria	Gas disuelto / recup. secundaria	Gas disuelto / recup. secundaria
POIS (Millones m <sup>3</sup> )	97	80	32	54

Tabla 2: Características de los principales reservorios

continuos que pasan a cuerpos intercalados con arcilla y terminan en carbonatos marinos, pertenecientes al Mb. Chorreado. Las areniscas de esta unidad presentan un eje principal de máximo espesor orientado en dirección suroeste-noreste, aunque se observa también una expansión de las mismas hacia el noroeste. Pueden alcanzar hasta los 12 m de espesor permeable con una porosidad promedio de 20 %.

#### Miembros Troncoso Inferior y La Tosca de la Formación Huitrín

Por encima del Mb. Chorreado se deposita el Mb. Troncoso inferior con arenas fluviales que evolucionan a un campo de dunas. El Mb. Troncoso superior marca el fin de la continentalización y está constituido en el yacimiento principalmente por anhidrita depositada en un ambiente

hipersalino de poca profundidad. Por último las calizas en parte dolomitizadas del Mb. La Tosca, marcan el techo de esta unidad (Barrionuevo 2002).

En el caso del Mb. Troncoso Inferior la orientación de los ejes de máximo espesor permeable es marcadamente este-oeste. Estos ejes se corresponden con los campos de dunas donde se pueden observar hasta 30 m de apilamientos con una porosidad promedio de hasta 22 %. Los atributos obtenidos de la sísmica 3D permiten la observación de estos campos de dunas en forma nítida. Los mínimos espesores estarían en la zona de interdunas.

Los sedimentos carbonáticos del Mb. La Tosca han manifestado presencia de hidrocarburos en reservorios de ubicación errática vinculados a procesos diagenéticos de dolomitización y generación de porosidad secundaria por disolución.



## Formación Rayoso

Esta unidad, compuesta por sedimentos de origen continental, se encuentra limitada en la base por los bancos calcáreos del Mb. La Tosca y es cubierta en discordancia por la Fm. Candeleros del Grupo Neuquén. En el área del yacimiento, se observa claramente el rasgo geométrico de angularidad a partir de secciones sísmicas y correlaciones de pozos.

En el subsuelo del área de Puesto Hernández el registro geológico para la Fm. Rayoso está integrado por la sección evaporítica y la sección clástica, siendo esta última la que posee interés económico (Marteau 2002). En la sección clástica se reconocen 10 ciclos de arenas/pelitas con gradación normal. De estos ciclos solo ocho poseen interés comercial, son relativamente someros, entre 500 y 600 m de profundidad y tienen buenas características petrofísicas. Los bajos valores de la presión original de reservorio (20 a 25 Kg/cm<sup>2</sup>) y de la relación inicial de gas disuelto en el petróleo (aprox. 8 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), sumado a las elevadas viscosidades de los petróleos (con marcadas variaciones tanto en sentido vertical como lateral), hacen que la producción de petróleo de esta unidad por primaria haya resultado muy pobre. Sin embargo, estos reservorios han mostrado una buena respuesta a la recuperación secundaria por inyección de agua. En la Tabla 1 se presentan las principales características del campo, y en la Tabla 2 las características de los principales reservorios.

## NUEVOS DESAFÍOS

Como campo petrolífero en un estadio maduro de su desarrollo y vida productiva, la explotación de este yacimiento se enfrenta al desafío de obtener el máximo aprovechamiento de sus reservas y recursos. Para ello se requiere alcanzar valores óptimos de recuperación, llevando la secundaria a niveles de máxima eficiencia y avanzando en la factibilidad de aplicación de otros métodos de recuperación asistida.

Otro desafío es continuar la exploración de los horizontes más profundos, subyacentes a la Fm. Mulichinco, algunos de los cuales son explotados en campos vecinos.

## TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Barrionuevo M. 2002. Formaciones Agrio y Huitrín. En: Schiuma, M., Vergani, G. & Hinterwimmer, G. (Eds.): Rocas reservorios de las cuencas productivas argentinas. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG), págs. 443-454; 457-464 y 486-489. Mar del Plata.
- Cobbold P.R., Diraison M. & Rossello, E.A. 1999. Bitumen veins and Eocene transpression, Neuquén Basin, Argentina. *Tectonophysics*. 314: 423-442.
- Marteau V. 2002. Formación Rayoso. En: Schiuma, M., Vergani, G. & Hinterwimmer, G. (Eds.): Rocas reservorios de las cuencas productivas argentinas. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG): 511-528. Mar del Plata.
- Marteau V. & M. De La Cruz Olmos 2005. Yacimiento Puesto Hernández. En: Kozlowski, E., Vergani, G. & Boll, A. (Eds.): Las trampas de hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Argentina. 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG), 163-171. Mar del Plata.
- Urien C. & Zambrano, J. 1994. Petroleum Systems in the Neuquén Basin, Argentina. The Petroleum system-from source to trap. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60: 513-534.
- Vergani G., Barrionuevo, M. & Sosa, H. 1999. Nuevo Modelo Sedimentario y Estratigráfico para las Formaciones Agrio y Huitrín en el Yacimiento Puesto Hernández, Provincias de Mendoza y Neuquén. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG). (Abstract). Mar del Plata.
- Vergani G.D., Tankard, A.J., Belotti H.J. & Welsink, H.J. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquen basin, Argentina. *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62 : 383-402. Tulsa.

