



YACIMIENTO LOMA LA LATA

Jorge J. Hechem

YPF SA, Neuquén, Argentina. jjhechemc@ypf.com

RESUMEN

Loma la Lata, en Neuquén, es el mayor yacimiento de gas y condensado descubierto en Argentina. Las areniscas eólicas del Jurásico Superior de la Fm. Sierras Blancas son el principal reservorio, con EUR de más de 10 Tcf de gas y condensado. Las areniscas fluviales y litorales del Jurásico medio a superior de la Fm. Lotena, y los carbonatos del Cretácico Inferior de la Fm. Quintuco, son reservorios productivos de gas seco y petróleo respectivamente. Las formaciones Vaca Muerta del Jurásico Superior y Los Molles del Jurásico Inferior son las rocas madre. La trampa se encuentra en el flanco oriental de un gran anticlinal cerrado, con un cierre pendiente arriba por diagénesis y cambio de facies, y un contacto de agua pendiente abajo. Descubierta por YPF en 1977, y desarrollado con más de 380 pozos, ha sido el proveedor principal de gas natural de Argentina por más de 20 años. El pico de producción ya fue alcanzado, y en el futuro cercano será difícil encontrar un buen reemplazo para la declinación natural de las altas productividades de Sierras Blancas.

Palabras clave: Yacimiento de gas y condensado, Sierras Blancas, Jurásico, Cuenca Neuquina

ABSTRACT

The Loma La Lata oil field. - This oil field is located in the Neuquén Basin, is the biggest gas and condensate field discovered in Argentina. The eolian sandstones of the Upper Jurassic Sierras Blancas Fm. are the main reservoir, with an EUR of more than 10 Tcf of gas and condensate. The Middle to Upper Jurassic Lotena Fm. sandstones and the Lower Cretaceous Quintuco Fm. carbonates are also productive reservoirs of dry gas and oil respectively. The Upper Jurassic Vaca Muerta and the Lower Jurassic Los Molles formations are the source rocks. The trap is located in the eastern flank of a big closed anticline, with a diagenesis and facies closure updip and a water contact downdip. Discovered by YPF in 1977, the field has more than 380 drilled wells and was the main natural gas supplier of Argentina for more than 20 years. The peak production was reached recently and in the near future it will be difficult to find a good replacement for natural declination of high productive Sierras Blancas sandstones.

Key words: Gas and condensate field, Sierras Blancas, Jurásico, Neuquén Basin

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Loma La Lata es el mayor yacimiento de gas y petróleo de Argentina, y un gigante a escala mundial, constituyendo no sólo por su tamaño, sino también por su influencia, uno de los descubrimientos exploratorios más importantes de la historia de YPF y de la actividad petrolera en general. Se encuentra ubicado en el centro de la Cuenca Neuquina, a unos 110 km al NO de la ciudad de Neuquén. El pozo descubridor del mayor yacimiento de la cuenca, YPF.Nq.LLL.x-1, fue perforado a principios de 1977, casi 60 años después que el pozo descubridor de Plaza Huincul.

Con unos 2.000 millones de boes (barriles de petróleo equivalentes), Loma La Lata es el mayor yacimiento de hidrocarburos de Argentina, y prácticamente el único gigante a escala mundial que tiene el país (se consideran gigantes los yacimientos con más de 500 millones de boes). En 1977 el gran anticlinal del Engolfamiento ya contaba con dos pozos estériles, Barreales Colorados x-1 (ESSO 1961), y Sauzal Bonito x-1 (YPF 1973), ambos perforados en la parte más alta, cerca de la cresta. La ubicación del pozo descubridor en el flanco, en un posición en principio muy baja, es un muy buen ejemplo del éxito exploratorio por aplicación de una idea distinta al paradigma predominante en el momento, apostando a una trampa estratigráfica en lugar de la clásica trampa estructural que buscaban los pozos anteriores (Turic & Ferrari 1999; Hechem 2002). El pozo LLL.x-1 descubrió la acumulación principal de gas en la Fm. Sierras Blancas. Posteriormente, y en la misma es-

tructura, se descubrieron las acumulaciones de petróleo y gas en la Fm. Quintuco y gas seco en la Fm. Lotena.

A la fecha, con más de 380 pozos perforados, la mayoría con objetivo en la Fm. Sierras Blancas, Loma La Lata produce gas, condensado y petróleo como productos primarios de tres reservorios, pero además la riqueza del gas de Sierras Blancas permite obtener distintos subproductos que aumentan el valor del yacimiento. Durante más de veinte años, en las últimas dos décadas del Siglo XX y principios del XXI, Loma La Lata aportó en promedio el 25 % del consumo de gas natural de la Argentina, lo que resalta la importancia que el yacimiento tuvo no sólo en el desarrollo industrial del país, sino también en el confort y en la mejora en la calidad de vida de todos los habitantes que accedieron a sus beneficios en la vida cotidiana.

Ubicación del yacimiento

Loma La Lata se ubica en la parte central de la cuenca Neuquina, en el sector denominado Engolfamiento, en una posición intermedia entre la Dorsal de Huincul por el sur y la Plataforma Nororiental por el este y noreste. Paleogeográficamente la región del engolfamiento representa una especie de eje deprimido que se extendía con dirección noroeste-sudeste entre la Dorsal y la Plataforma (Fig. 1).

En el flanco sudoeste de esta gran depresión regional se encuentra el anticlinal de Barreales Colorados, una estructura cerrada de forma cómica, de más de 350 km² de superficie, en cuyo flanco oriental y nororiental se conforma una trampa combinada para el reservorio Sierras Blancas,

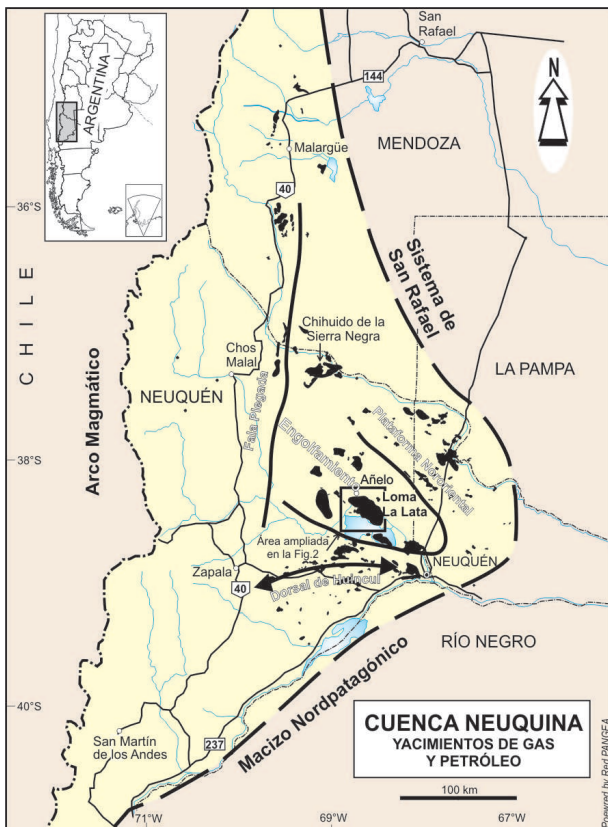


Figura 1: Mapa de ubicación del yacimiento Loma La Lata en el contexto de la Cuenca Neuquina.

el que contiene la acumulación mayor (Fig. 3). Las acumulaciones de Lotena y Quintuco se encuentran también dentro de la misma estructura, aunque su tamaño, límites y distribución no coinciden con los de Sierras Blancas.

Sistemas petroleros de Loma La Lata

Loma La Lata es un yacimiento complejo y múltiple, que posee tres reservorios principales y por lo menos dos buenas rocas madre claramente identificadas. A principios de la década del 90, y a partir del desarrollo de los estudios geoquímicos integrales, asociados a un análisis de cuenca basado en sismoestratigrafía y en abundante cantidad de información de superficie y de subsuelo, se identificaron los elementos y procesos formadores de hidrocarburos en la región del Engolfamiento, definiéndose que los yacimientos principales, entre ellos Loma La Lata, habían sido generados por dos sistemas petroleros, Vaca Muerta – Tordillo/ Sierras Blancas/ Quintuco y Los Molles – Lajas/ Lotena/ Sierras Blancas (Villar *et al.* 1993; Uliana & Legarreta 1993; Wavrek *et al.* 1994). En forma directa o indirecta, los sistemas petroleros de Loma La Lata han sido tratados en muchos trabajos posteriores, tanto éditos como inéditos, asimilándolos en general al esquema del resto del Engolfamiento (Legarreta *et al.* 1999; Uliana *et al.* 1999; Cruz *et al.* 2002, entre otros). A fines de la década del 90 y principios del 2000 YPF realizó un estudio detallado sobre los gases y líquidos asociados del yacimiento, caracterizándolos geoquímicamente y correlacionándolos con las rocas madre conocidas. Al mismo tiempo se encaró un modelado bidimensional y un estudio de la migración en los sistemas petroleros del entorno de Loma La Lata (Veiga *et al.* 2001; Hechem *et al.* 2003). El resultado de estos estudios

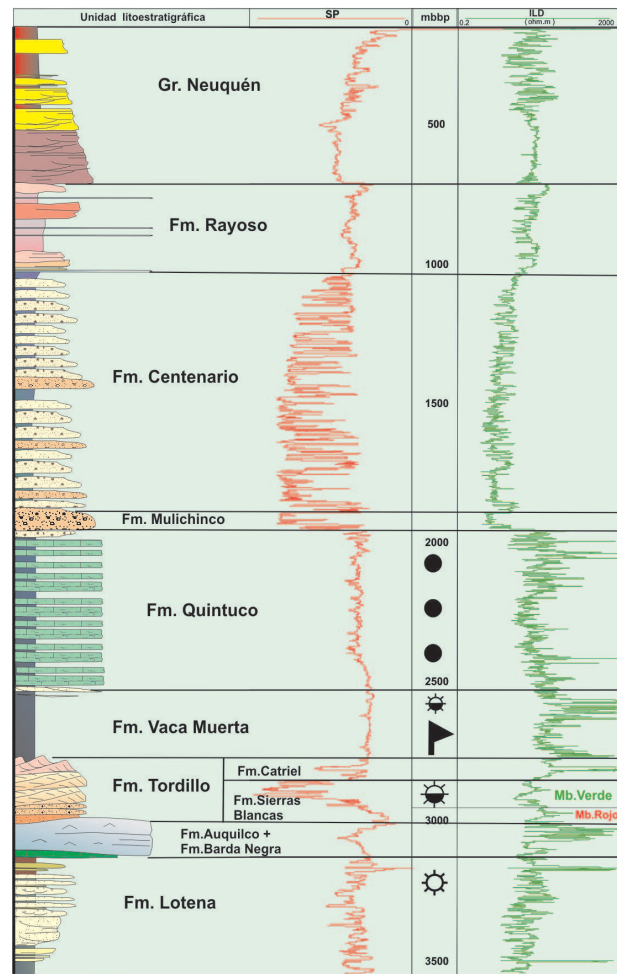


Figura 2: Columna estratigráfica de Loma La Lata. Diseño de la columna litoestratigráfica de Brisson (1998).

confirma que la acumulación mayor de gas y condensado de Sierras Blancas se origina en Vaca Muerta, y que contiene también, en forma minoritaria, gas originado en Los Molles, proveniente tanto de una migración inicial temprana, como de una remigración desde Lotena que continúa en la actualidad, a medida que se produce la depletación del yacimiento.

Al día de hoy, y con la información disponible, posiblemente sea más conveniente hablar de tres sistemas petroleros, segregando a Vaca Muerta – Quintuco como un sistema independiente. Esto se basa en que tanto por la historia y esquema de migración, como por las características de las trampas, el comportamiento de los reservorios y los hidrocarburos almacenados, la acumulación de petróleo y gas de Quintuco tiene una génesis y un comportamiento muy distinto a la acumulación de gas y condensado en Tordillo/ Sierras Blancas

Rocas madre, expulsión y migración

Las rocas madre de Loma La Lata son las formaciones Vaca Muerta (Jurásico Superior – Tithoniano) y Los Molles (Jurásico Inferior – Toarciense). Los datos e interpretaciones disponibles a la fecha indican que Vaca Muerta es la responsable de la acumulación principal de gas y condensado en Sierras Blancas y del petróleo y gas de Quintuco, mientras que Los Molles aportó el gas de Lotena y parte del gas de Sierras Blancas (Fig. 4).

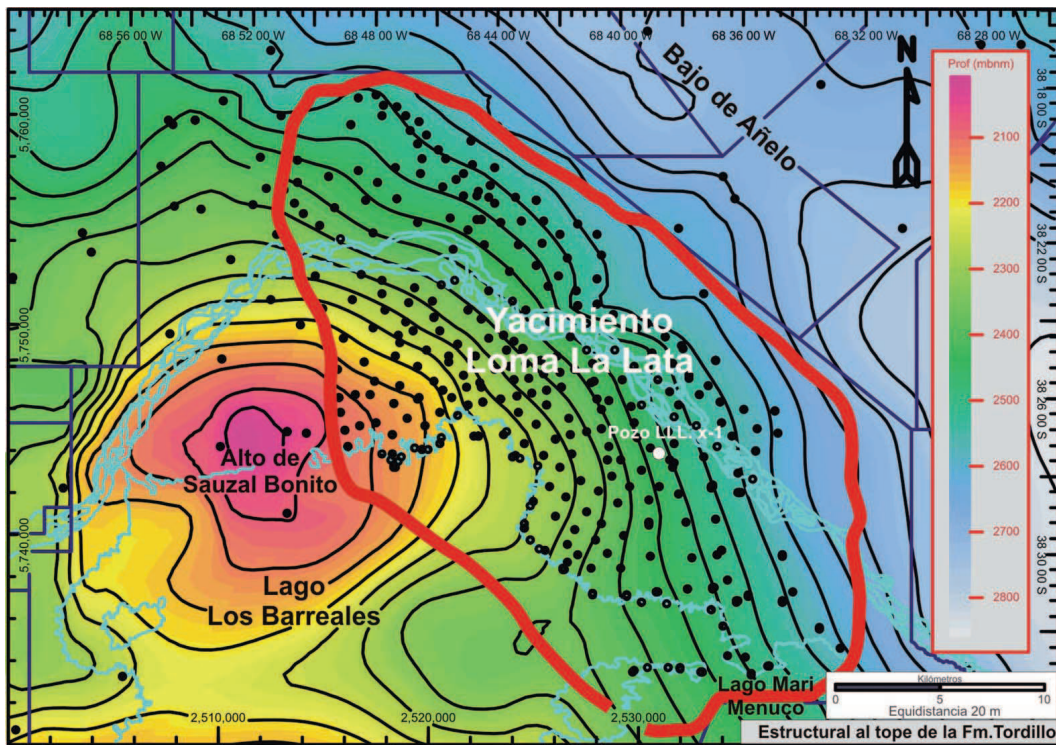


Figura 3: Mapa estructural de Loma La Lata. Se indican los límites aproximados del yacimiento (línea roja) y la ubicación del pozo descubridor

Esquema de los sistemas petroleros de Loma La Lata

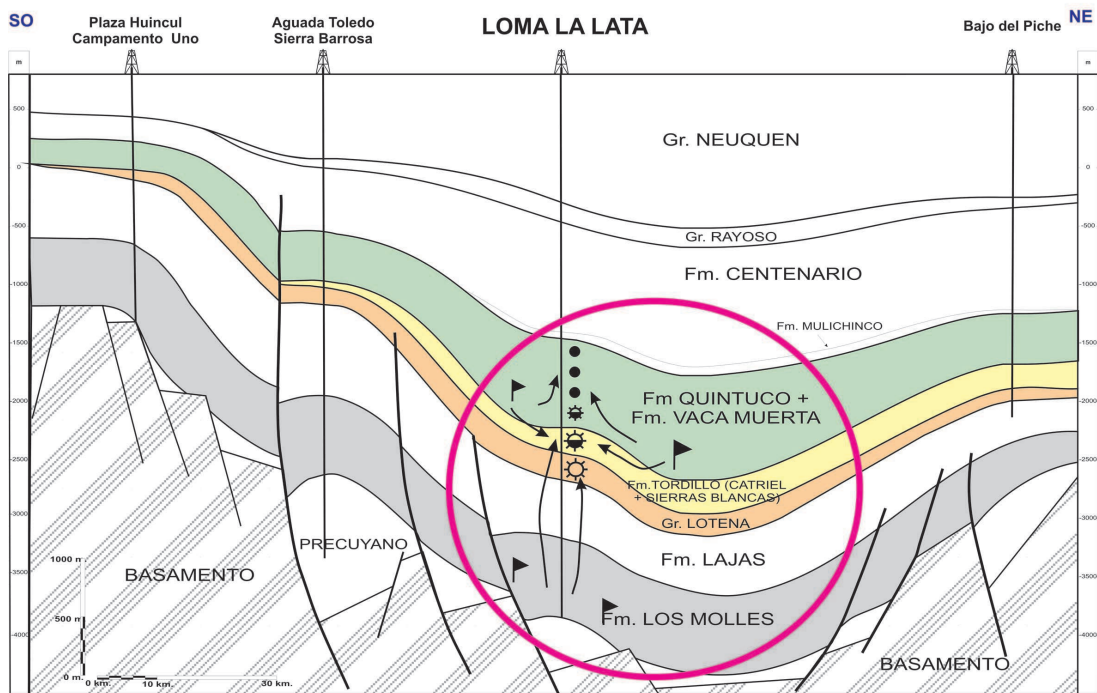


Figura 4: Corte esquemático sudoeste - noreste, desde la Dorsal hasta el comienzo de la Plataforma, indicando los elementos de los sistemas petroleros de Loma La Lata

La secuencia más rica y generadora de la Fm. Los Molles, depositada en el Jurásico Inferior (Toarciense), es una roca madre con querógeno de tipo II/III, precursora de gas principalmente, que generó en la zona de Loma La Lata entre los 150 y los 120 Ma, y que tuvo sus máximos de expulsión casi al mismo tiempo a causa del rápido soterramiento. En el entorno de Loma La Lata

la expulsión temprana del gas y posiblemente petróleo de Los Molles, migrando a través de fallas subverticales, inició la carga de Lajas y Lotena, y posiblemente introdujo gas en las areniscas de Tordillo / Sierras Blancas durante el tiempo de deposición de Vaca Muerta / Quintuco en la paleoestructura de Barreales Colorados (Veiga *et al.* 2001)

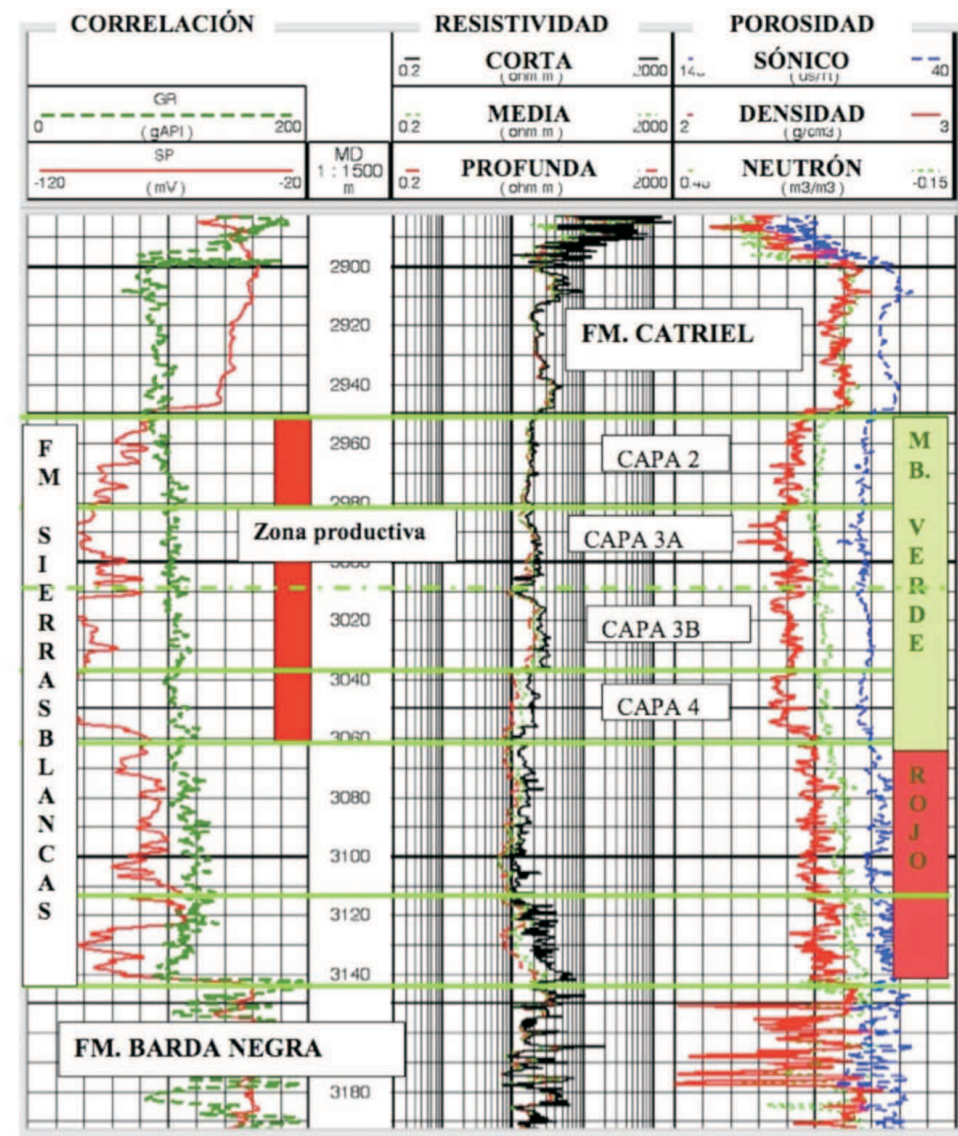


Figura 5: Perfil tipo del reservorio Sierras Blancas en la zona productiva. Tomado de Maretto *et al.* (2002)

Las pelitas negras de plataforma de la Fm. Vaca Muerta, depositadas en el Tithoniano, son responsables de la acumulación mayor de gas y condensado en Sierras Blancas, pero también del origen de la mayor parte del petróleo y el gas acumulado en los demás yacimientos del engolfamiento y en gran parte de la plataforma neuquina. Es una roca madre de tipo I/II, de excelente potencial como generadora de petróleo, con abundante materia orgánica amorfa de ambiente marino anóxico. De acuerdo a los datos aportados por los modelados, en la zona de Fortín de Piedra, inmediatamente al oeste de LLL, habría empezado a generar tempranamente entre los 115 y 90 Ma, una segunda fase de generación habría ocurrido entre los 80 y 74 Ma para finalizar a los 60 Ma. Para la zona de Sauzal Bonito este proceso se llevó a cabo entre los 100 y 74 Ma, mientras que en la zona de Loma Campana, la generación ocurrió entre los 100 y 80 Ma (Veiga *et al.*, 2001). Este modelo identifica a la zona de Fortín de Piedra como la de mayor subsidencia y como foco principal de expulsión de los hidrocarburos que cargaron el yacimiento a través de una migración corta. Conclusiones similares, con algunas diferencias menores en cuanto a las edades de genera-

ción y expulsión, son presentadas en informes éditos e inéditos (Villar *et al.*, 1993, Legarreta *et al.*, 1999, entre otros)

Los reservorios

Los reservorios de Loma La Lata son la Fm. Tordillo (Jurásico Superior – Kimmeridgiano), que aloja la acumulación mayor de gas y condensado, la Fm. Lotena (Jurásico Superior – Oxfordiano), que posee gas seco, y la Fm. Quintuco (Cretácico Inferior – Berriasiano – Valanginiano), que produce petróleo y gas. En el último año, y partir de la aplicación de nuevas tecnologías de fractura y estimulación hidráulica, las pelitas de Vaca Muerta también deben considerarse un reservorio productivo de gas y condensado (Figs. 2 y 4).

La Fm. Tordillo se depositó durante el Jurásico tardío (Kimmeridgiano), en una etapa de descenso general del nivel del mar y desarrollo de extensos ambientes fluviales y campos de dunas en gran parte de la cuenca. La profundidad promedio del reservorio en el campo es de 3000 mbbp y la presión inicial era de 323 kg/cm². El espesor de Tordillo en Loma La Lata varía entre 140 y 280 m, con un promedio de 180 m, y está compuesta principalmente por areniscas rojizas, verdosas y gris blanquecinas de origen

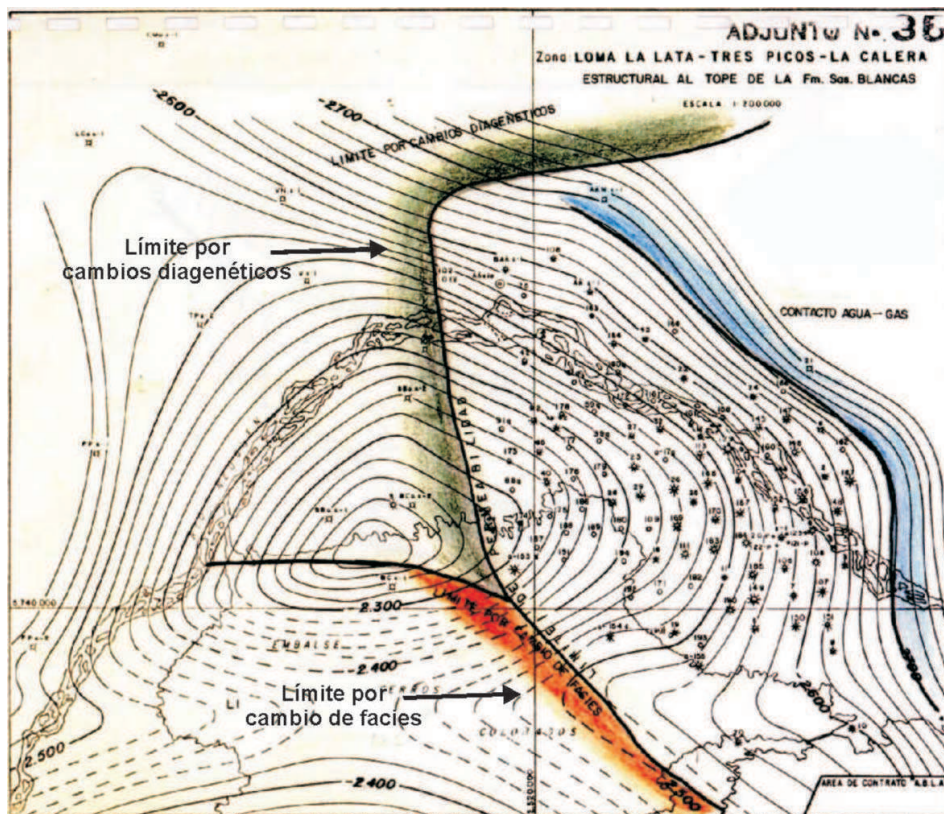


Figura 6: Mapa estructural del yacimiento Loma La Lata, con la ubicación de los límites de la trampa para Sierras Blancas. Levemente modificado de Arregui *et al.* (1998).

fluvial y eólico. En este yacimiento, y en general en el subsuelo de gran parte de la cuenca, se utiliza una división de Tordillo en dos formaciones, Catriel arriba y Sierras Blancas abajo. El reservorio principal es Sierras Blancas. La división está basada en las propiedades petrofísicas, siendo Catriel prácticamente impermeable y sello.

Sierras Blancas ha sido subdividida a su vez en Loma La Lata en dos miembros, denominados Verde el superior y Rojo el inferior (Fig. 5). El mejor reservorio es el Miembro Verde, compuesto principalmente por areniscas originadas en campos de dunas y en mantos de arenas. El intervalo productivo, en el que se identifican tres secciones, denominadas capas 2, 3 y 4, posee un espesor mineralizado promedio de 37 m, con porosidades de 5 a 18 % y permeabilidades en el rango de 0,01 a más de 100 mD. El Miembro Rojo está compuesto principalmente por depósitos de origen fluvial intercalados con depósitos eólicos, rellena un paleorelieve originado por la discordancia Intramámica (Araucánica), posee condiciones petrofísicas más pobres y no tiene una mineralización ni un desarrollo comparables al del Miembro Verde.

Por encima del Miembro Verde se encuentra la Fm. Catriel, compuesta también por areniscas eólicas semejantes a las del Miembro Verde, pero prácticamente impermeables a causa de la intensa diagénesis, constituyendo un sello efectivo para el yacimiento principal (Figs. 5 y 7).

Existen numerosos trabajos éditos e inéditos sobre el reservorio principal de Loma La Lata, por lo que para mayores detalles sobre el mismo se remite a los trabajos de Maretto *et al.* (2002) y Maretto & Rodríguez (2005), que contienen una muy buena síntesis con las referencias correspondientes.

La Fm. Lotena, depositada durante el Jurásico medio (Calloviano), conforma el reservorio productivo más profundo hasta el momento en Loma La Lata. La profundidad promedio en el campo es de 3300 mbbp, con un espesor mineralizado promedio de 10 m y una presión inicial de 510 kg/cm². Alrededor del 10 % de los pozos perforados en el campo atraviesan a la Fm. Lotena. Está dividida en tres secciones, una basal muy poco perforada, una intermedia compuesta por cuerpos arenosos fluviales que gradan a depósitos pelíticos de planicie de inundación hacia el techo, y una sección superior compuesta por un apilamiento de cuerpos arenosos gruesos, de origen litoral a deltaico, y que son responsables de la mayor producción (Maretto 2005). Lotena produce gas seco con alta concentración de metano y hasta un 10 % de CO₂, y en general los cuerpos de arena se comportan como reservorios independientes, con distintas tablas de agua y poca continuidad lateral. La sobrepresión que presenta dificulta su puesta en producción en conjunto con Sierras Blancas.

El reservorio más somero es la Fm. Quintuco, depositada en el Cretácico temprano (Neocomiano), y que produce fundamentalmente petróleo, aunque también presenta mineralización de gas. La profundidad promedio en el campo es de 2.400 m, y el espesor promedio es de 900 metros. Todos los pozos perforados en Loma La Lata atraviesan a Quintuco, y alrededor de 150 son productores de esta unidad.

La Fm. Quintuco comprende los depósitos carbonáticos (mudstones, packstones, grainstones oolíticos) y clásticos finos de plataforma, que constituyen el conjunto regresivo y progradante de nivel de mar alto del ciclo que comienza con la transgresión de Vaca Muerta durante el Tithoniano. En el yacimiento se la divide informalmente

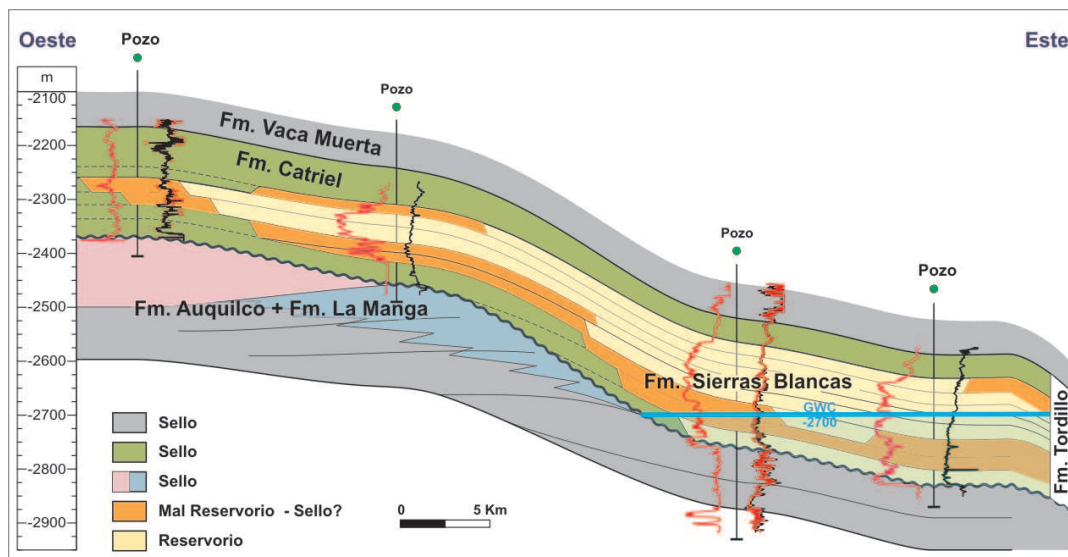


Figura 7: Corte esquemático mostrando el entrapamiento para Sierras Blancas en Loma La Lata. Levemente modificado de Maretto & Rodríguez (2005).

en tres miembros, superior, medio e inferior, los que contienen a su vez varios subciclos menores identificados con letras. El miembro inferior se originó en un ambiente de plataforma somera, con desarrollo de rampas carbonáticas progradantes que tienen una clara expresión sigmoidal en sísmica, que contrasta con un esquema agradacional que predomina en los miembros medio y superior. El miembro medio tiene mayor cantidad de facies finas y un nivel carbonático muy continuo en su tope, de alta productividad, denominado Nivel Q. El miembro superior es el que posee la mayor parte de los reservorios en niveles carbonáticos (Maretto 2005)

Las trampas

Las trampas de Loma La Lata han sido y siguen siendo motivo de análisis y discusiones. Si bien la conformación estructural del anticlinal cerrado Barreales Colorados – Sauzal Bonito es muy clara (Fig. 3), la distribución de los hidrocarburos no es la clásica de una trampa anticlinal, ya que la acumulación principal se encuentra sólo en un flanco. La existencia de una paleoestructura con un ápice al oriente de la culminación actual podría ser una de las causas principales de esta «anomalía».

La trampa que parece más simple, aunque es la menos perforada y desarrollada, es la de Lotena. Es una acumulación de gas seco, con participación de hasta el 10% de CO_2 , que se aloja en la parte alta de la estructura. Si bien esto se ve como una trampa puramente estructural, la productividad es mejor en el sector de la paleoestructura y disminuye hacia el alto actual del oeste, lo que parece indicar una componente de diagénesis en ese sector, que sumada a la presencia de importantes variaciones faciales y distintos contactos de agua evidencia también una componente estratigráfica (Maretto 2005). Esto es apoyado por el modelado realizado por Veiga *et al.* (2001), que indica una carga temprana de la paleoestructura a partir del hidrocarburo generado y expulsado por la Fm. Los Molles.

La trampa mayor es la de Sierras Blancas, una acumulación gigante de gas y condensado ubicada en el flanco de una gran estructura (Fig. 3). El esquema aceptado desde los

primeros años de desarrollo del campo, luego de perforar los pozos de extensión y avanzada, indica que existe un cierre lateral pendiente arriba hacia el oeste originado por diagénesis, un cierre hacia el sur y sudoeste originado en un desmejoramiento de facies, y un cierre hacia el este y noreste dado por un contacto de agua (Figs. 6 y 7). A la fecha, el intenso desarrollo y la continuidad de la actividad exploratoria en toda la periferia del campo, incluso debajo de los embalses, han confirmado este modelo.

El origen de esta trampa puede explicarse también a partir del modelado realizado por Veiga *et al.* 2001. La expulsión mayor de líquidos desde Vaca Muerta comienza alrededor de los 95 Ma. En ese momento ya existía la paleoestructura de Loma La Lata, originada durante el Jurásico tardío – Neocomiano. Esta paleoestructura no coincide con la actual, ya que su ápice se encontraba algunos kilómetros al este de la culminación de Sauzal Bonito (Fig. 8). Hacia la misma convergieron durante gran parte del Cretácico y la primera mitad del Terciario, las principales vías de migración de los hidrocarburos líquidos y gaseosos generados en Vaca Muerta y Los Molles. La zona más baja de la paleoestructura se encontraba hacia el oeste, donde la baja saturación de hidrocarburos respecto al agua facilitó la diagénesis oclusiva. Durante la orogenia terciaria la paleoestructura sufrió un volcamiento hacia el este y el ápice se desplazó hacia el oeste, generándose el alto de Sauzal Bonito – Barreales Colorados. A pesar de este cambio de pendientes, y a causa de la barrera diagénética, los hidrocarburos no se desplazaron pendiente arriba y quedaron entrapados en el flanco oriental.

La trampa más somera, la de petróleo en la Fm. Quintuco, es la que mantiene hasta el día de hoy las mayores incertidumbres y sigue generando discusiones, especialmente en cuanto al sistema de entrapamiento y el lugar donde se encuentra alojado el grueso del volumen recuperado y recuperable. Una serie de evidencias parece indicar que el volumen móvil principal se encuentra en fracturas, o directamente asociado a zonas fisuradas, mientras que hay otras ideas que sostienen que el volumen principal recuperado hasta ahora proviene principalmente de la matriz de algunas facies e intervalos carboná-

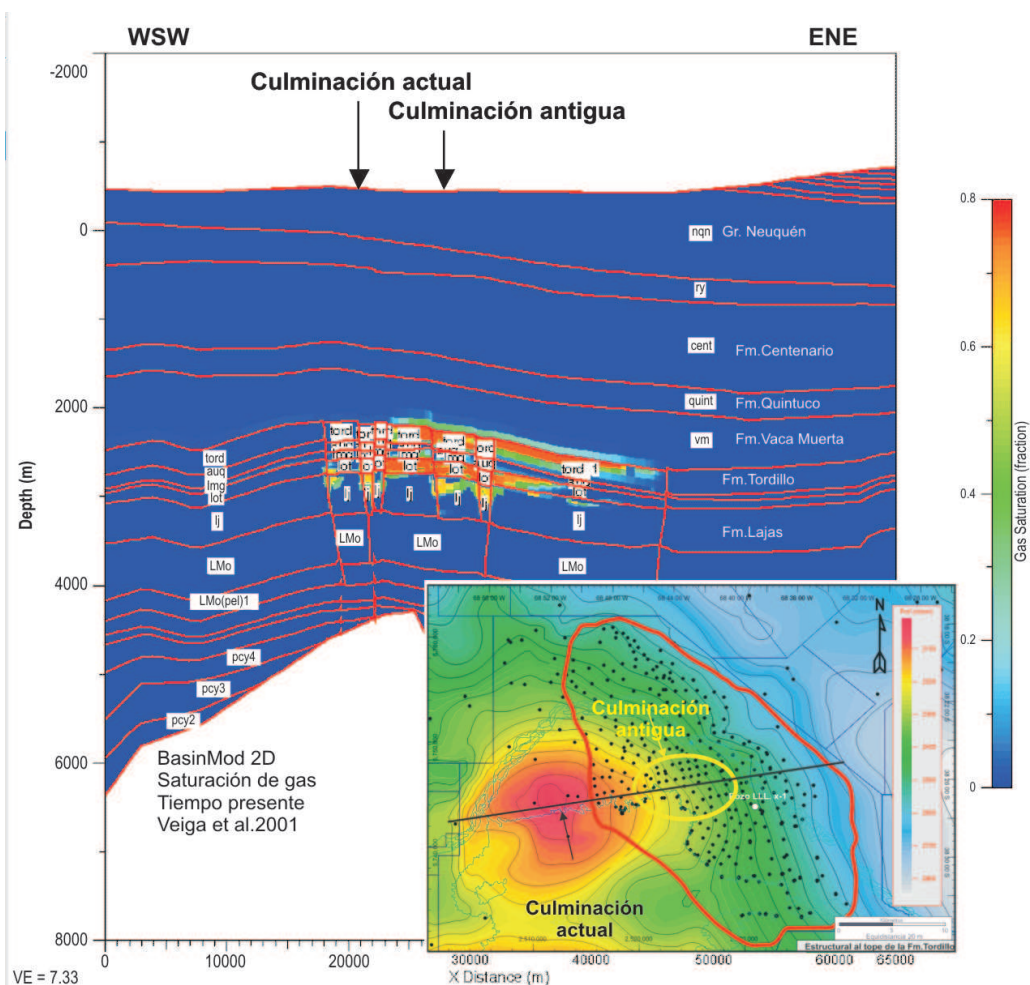


Figura 8: Sección estructural modelada a tiempo presente en la que se muestra la saturación de gas de Loma La Lata en el flanco de la estructura (tomado de Veiga *et al.* 2001). En la sección y en el mapa inserto se indica la ubicación aproximada de la paleoestructura (culminación antigua) respecto al alto de Sauzal Bonito (culminación actual).

ticos, o de la interacción de determinadas facies con las zonas fisuradas. En los últimos años la actividad exploratoria se ha enfocado a la parte inferior de la unidad en base a modelos de porosidad y entrapamiento asociados a procesos kársticos y a disolución de valvas y restos esqueléticos. Seguramente existe más de un modelo de entrapamiento y una combinación entre distintos factores, confirmando la complejidad del reservorio Quintuco. En el trabajo de Mareto (2005) pueden encontrarse más detalles sobre este tema.

Presente y futuro de Loma La Lata

Como fue expresado más arriba, Loma La Lata es un yacimiento gigante de gas y condensado, y ha contribuido por más de 20 años con el 25 % del gas natural consumido en Argentina. El tamaño de la acumulación y las buenas condiciones del reservorio permitieron mantener durante ese tiempo un caudal en el orden de las decenas de millones de metros cúbicos por día, lo que permitió cubrir las necesidades del consumo incluso en los períodos invernales de mayor demanda. En la actualidad el yacimiento se encuentra en una etapa de declinación, la producción continua generó una lógica y natural disminución de la presión y de las reservas, por lo que su papel como principal abastecedor de gas debe ser reemplazado a la brevedad.

El modelado del sistema petrolero indica que Loma

La Lata fue un lugar claramente favorecido por su ubicación en la cuenca respecto a las zonas de generación, y con una gran paleoestructura ubicada en una posición privilegiada para interceptar las vías de migración (Veiga *et al.* 2001). Los cálculos y estimaciones de recursos aun por descubrir también indican que ese sector del Engolfamiento posee el mayor potencial de la cuenca (Hechem & Veiga 2002; Legarreta *et al.* 2005). Sin embargo, a la fecha, y si bien se conocen varios niveles portadores de gas, condensado y petróleo dentro de la trampa principal y en el entorno cercano del yacimiento, no se ha encontrado otro reservorio o acumulación que pueda reemplazar a los caudales de la zona buena, permeable y mineralizada de Sierras Blancas. La mayoría de los reservorios mineralizados en Loma La Lata, tanto dentro de Tordillo, como en Lotena, Quintuco/Vaca Muerta o el Grupo Cuyo infrayacente, son de baja o de bajísima permeabilidad.

Esto nos lleva a dos o tres escenarios futuros de reservorios «no convencionales», donde la producción de gas en volúmenes comercialmente significativos requerirá de inversiones mucho mayores, tanto por mayor profundidad y mayor requerimiento de tecnología, como por la necesidad de un número mucho mayor de pozos con caudales significativamente menores que los actuales.

Estos escenarios pueden resumirse o simplificarse en tres: por un lado, la existencia de reservorios profun-

dos, con entrapamientos por sellos de presión, que puedan contener acumulaciones importantes de gas con sobrepresiones y buenas permeabilidades originadas por disolución. Estos yacimientos, parte de los cuales son los denominados *basin centered gas*, existen en otras cuencas y hay evidencias de su presencia en la Cuenca Neuquina. La desventaja principal es la profundidad y el muy alto costo que significa su exploración.

Por otro lado se encuentran el gas de areniscas de baja permeabilidad (*tight sand gas*) y el gas de las lutitas o roca madre (*shale gas*). Las primeras no son estrictamente un reservorio no convencional, ya que la diferencia principal con un reservorio clástico «normal o convencional» es justamente su baja permeabilidad. Suelen compartir la mayoría de las características del sistema petrolero, y de hecho en la estructura de Loma La Lata, en Los Molles, en Lajas, en Lotena, e incluso dentro de Tordillo, hay niveles mineralizados que encajan en esa categoría. La diferencia o condicionante principal es la productividad de cada pozo y el costo de extracción. En la actualidad hay suficientes descubrimientos y recursos tecnológicos como para estimar reservas y realizar planes de desarrollo y producción, los que sólo requieren de un escenario económico favorable.

El gas alojado en la roca madre (*shale gas*), es en cambio un verdadero objetivo «no convencional», ya que se intenta obtener producciones comerciales de hidrocarburos gaseosos y líquidos de rocas reservorio con permeabilidades muy bajas. En Loma La Lata se encuentra en una etapa de investigación y experimentación operativa avanzada, habiéndose comprobado a nivel de pozos piloto la productividad de Vaca Muerta. La experiencia de otros países, en particular de Estados Unidos, donde el gas de las lutitas está adquiriendo una participación creciente año a año en la producción de gas natural, y las múltiples analogías que posee Vaca Muerta con algunas de las mejores lutitas productoras del hemisferio norte, convierten a este reservorio «no convencional» en la mayor fuente de recursos prospectivos de gas natural y de líquidos asociados de Loma La Lata.

Agradecimientos

A YPF SA por autorizar la publicación. A Jorge Cavilla por la inestimable ayuda con las ilustraciones.

TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Arregui, C., Limeres, M. & Salvay, R. 1988. Análisis estratigráfico, paleoambiental y posibilidades petroleras de la Formación Tordillo en el subsuelo del Engolfamiento Neuquino. Informe inédito YPF.
- Cruz, C.E., Boll, A., Gómez Omil, R., Martínez, E.A., Arregui, C., Gulisano, C., Laffitte, G.A. & Villar, H.J. 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la cuenca Neuquina, Argentina. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas – CD ROM. Mar del Plata.
- Hechem, J.J. 2002. Loma La Lata. Breve historia sobre su descubrimiento y algunas enseñanzas para la exploración de hidrocarburos. Boletín de Informaciones Petroleras 23 (69): 16-25.
- Hechem, J.J. & Veiga, R. 2002. Loma La Lata, enseñanzas del pasado y algunas preguntas para el futuro. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas – CD ROM. Mar del Plata
- Hechem, J.J., Wavrek, D.A., Fernández, M.L., Pángaro, F. & Verzi, H. 2003. Gas Systems in the Central Region of Neuquén Basin, Argentina. AAPG Annual Meeting, Abstracts.
- Maretto, H. 2005. Trampas asociadas a las formaciones Quintuco y Lotena. Yacimiento Loma La Lata. Cuenca Neuquina. En: Kozlowski, E., Vergani, G. & Boll, A. (Eds.): Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 289-297. Buenos Aires
- Maretto, H. & Rodríguez, L. 2005. Yacimiento Loma La Lata, descripción de las condiciones de acumulación en la Formación Sierras Blancas. En: Kozlowski, E., Vergani, G. & Boll, A. (Eds.): Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 271-288. Buenos Aires
- Maretto, H., Carbone, O. Gazzera, C. & Schiuma, M. 2002. Los reservorios de la Formación Tordillo. Yacimiento Loma La Lata. En: Schiuma, M., Hinterwimer, G. & Vergani, G. (Eds.): Simposio rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 340-348
- Legarreta, L., Laffitte, G.A. & Minniti, S.A. 1999. Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 145-175. Mar del Plata
- Legarreta, L., Villar, H.J., Laffitte, G.A., Cruz, C.E. & Vergani, G. 2005. Cuenca Neuquina. En: Chebli, G.A., Cortiñas, J.S., Spalletti, L.A., Legarreta, L. & Vallejo, E.L. (Eds.): Frontera Exploratoria de la Argentina. 6º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 233-250. Buenos Aires
- Turic, M. & Ferrari, J.C. 1999. La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF. YPF SA, 178 pp. Buenos Aires.
- Uliana, M.A. & Legarreta, L. 1993. Hydrocarbon habitat in a Triassic to Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina. Journal of Petroleum Geology 16 (4): 397-420. Londres
- Uliana, M., Legarreta, L., Laffitte, G. & Villar, H. 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas argentinas. Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Argentinas, 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 1-62.
- Veiga, R., Verzi, H. & Maretto, H. 2001. Modelado bidimensional en el ámbito central de la cuenca Neuquina (Argentina). Boletín de Informaciones Petroleras (BIP), Tercera Época 18 (67):50-63. Buenos Aires
- Villar, H.J., Barcat, C., Talukdar, S. & Dow, W. 1993. Facies generadoras de hidrocarburos, correlación petróleo – roca madre y sistema petrolero en el área sudoriental del Engolfamiento Neuquino. 12º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 382-394. Buenos Aires.
- Wavrek, D.A., Quick, J.C., Collister, J.W., Dahdah, N.F., Laffitte, G.A. & Del Vo, S. 1994. Neuquén Basin, Argentina: An Integrated Geochemical Study. vol. 2. Organic Geochemistry. ESRI Technical Report 94-08-422.