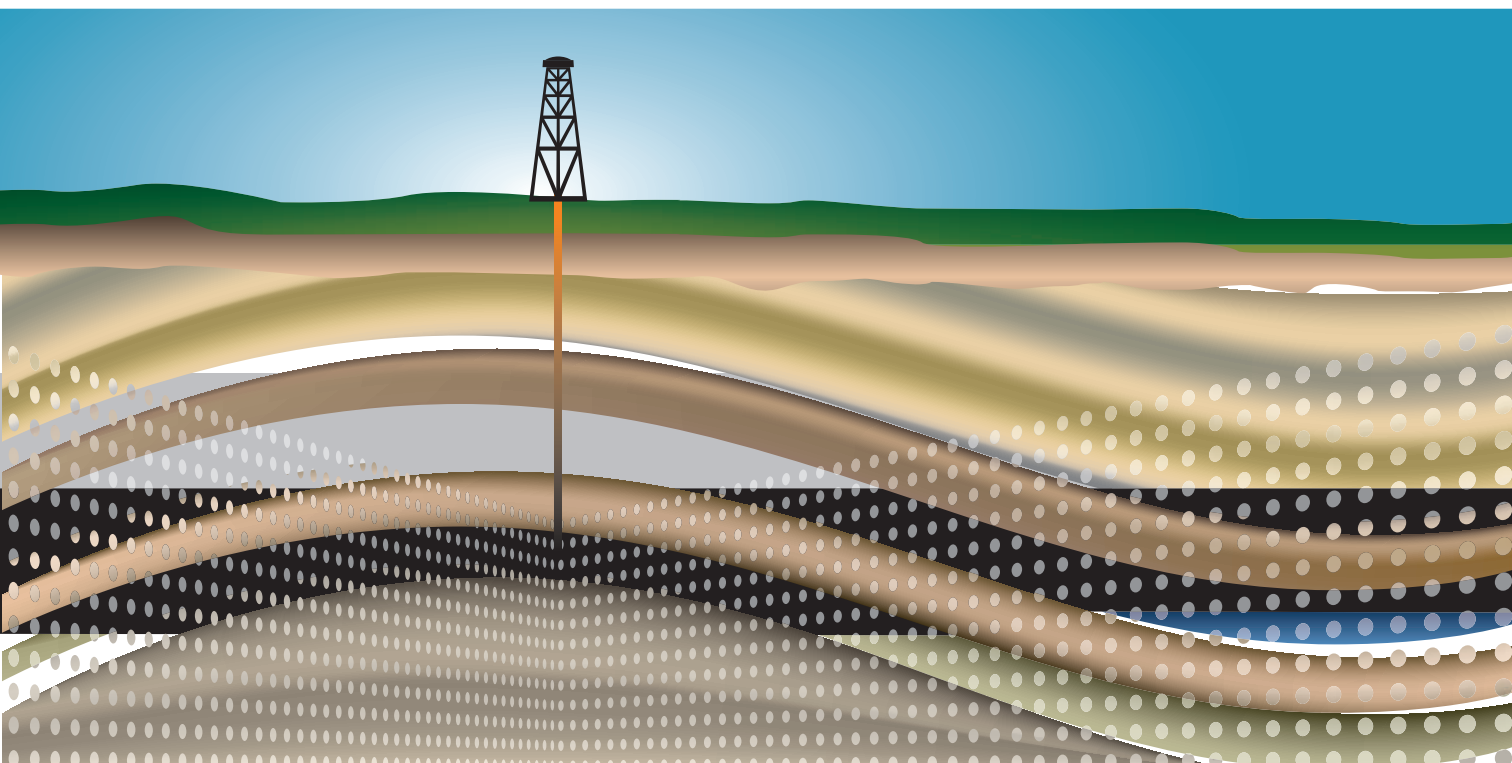


Modelos de entrapamiento de la dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina



Por **F. Pángaro** (Repsol YPF),
A. T. Melli (Pluspetrol),
P. Malone (Pluspetrol),
M. Cevallos (PetroAndina Ltd),
A. Soraci (Repsol YPF),
A. Mosquera y
Hyung Joo Kim (Tecpetrol SA).

Premio al mejor trabajo técnico en el marco del Simposio “Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de la Argentina” llevado a cabo durante el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos realizado en Mar del Plata del 15 al 18 de noviembre de 2005.

Introducción

La dorsal de Huincul constituye quizá uno de los rasgos más llamativos y estudiados de la Cuenca Neuquina; el hecho de ser el sitio del primer descubrimiento de la cuenca y el entorno en el que se concentró la actividad exploratoria durante más de cinco décadas, derivó en un profundo conocimiento de su estratigrafía y estructura. En la dorsal existe una enorme variabilidad en cuanto a estilos de entrapamiento, reservorios y sistemas petroleros, por lo que resultaría imposible abarcarlos a todos; en este trabajo se hará hincapié en los modelos de entrapamiento responsables de las principales acumulaciones y en los que, si bien no son importantes desde el punto de vista de la magnitud de sus reservas, son los que mejor representan el avance del conocimiento y el foco de la exploración actual en una zona madura en su aspecto exploratorio.

Marco geológico regional

La dorsal de Huincul es un rasgo morfológico sobresaliente que prácticamente divide a la Cuenca Neuquina en dos sectores. Tiene una orientación general E-O y se extiende desde la zona del cerro Chacaico al oeste, donde se confunde con el frente orogénico andino, hasta las inmediaciones de General Roca al este (figura 1).

Desde el punto de vista estructural, la dorsal corresponde a un extenso sistema de *half-grabens* de edad triásica superior a jurásica inferior y de orientación general E-O y NO-SE, cuya evolución tectónica estuvo signada por numerosos episodios de reactivación compresiva con un componente de rumbo subordinado. Esta historia evolutiva resultó en un complejo tren de estructuras, en general compresivas, y sistemas transpresivos y transtensivos asociados.

La estratigrafía de la dorsal refleja claramente la influencia de estos eventos merced a la existencia de numerosas discordancias erosivas y a un fuerte control de las estructuras sobre las facies de algunas de las unidades estratigráficas (figura 2). Este

hecho se ve particularmente reflejado en la estratigrafía del jurásico y cretácico inferior, tal como postulan numerosos autores (Freije *et al.* 2002; Gómez Omil *et al.* 2002).

Evolución estructural

La historia geológica a lo largo de los casi 200km que abarca la dorsal de Huincul es considerablemente consistente; comienza con el desarrollo de *half-grabens* de edad triásica superior a jurásica inferior cuyo relleno corresponde al Precuyano, un relleno de *syn-rift* con fuerte participación volcánica. Durante el jurásico inferior (plienbachiano) tiene lugar la primera ingresión marina en la zona de la dorsal representada por los depósitos de la sección inferior de la formación (fm) Los Molles. Éstos, al igual que los del Precuyano, se encuentran restrin-

gidos a los depocentros principales y reflejan un fuerte control paleogeográfico por parte de las estructuras extensivas que marcaron el inicio de la evolución de la cuenca. En el jurásico medio (toarciano superior) comienza en toda la cuenca una etapa de subsidencia termal que ha de dominar hasta el cretácico superior.

Si bien ya en el jurásico inferior se dan en algunas estructuras fenómenos de inversión tectónica temprana (Vergani *et al.* 1995; Mosquera 2002; Pángaro *et al.* 2002a, Freije *et al.* 2002, Gómez Omil *et al.* 2002), los procesos de deformación compresiva más importantes tienen lugar durante el jurásico superior (discordancia intramálmica) y cretácico inferior, especialmente hacia el fin del mismo (discordancia intracenomaniana) (Ploszkiewicz *et al.* 1984; Bettini 1984, entre otros). Estos pulsos de deforma-

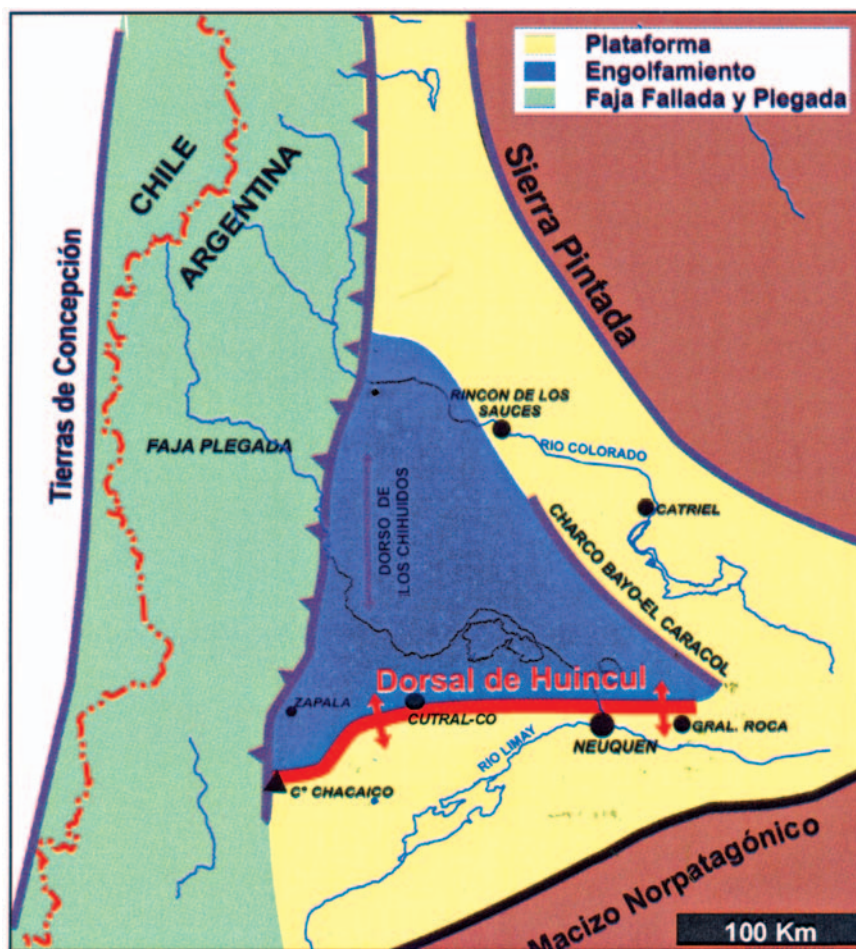


Figura 1. Ubicación de la dorsal de Huincul en relación con los rasgos morfoestructurales principales de la Cuenca Neuquina.

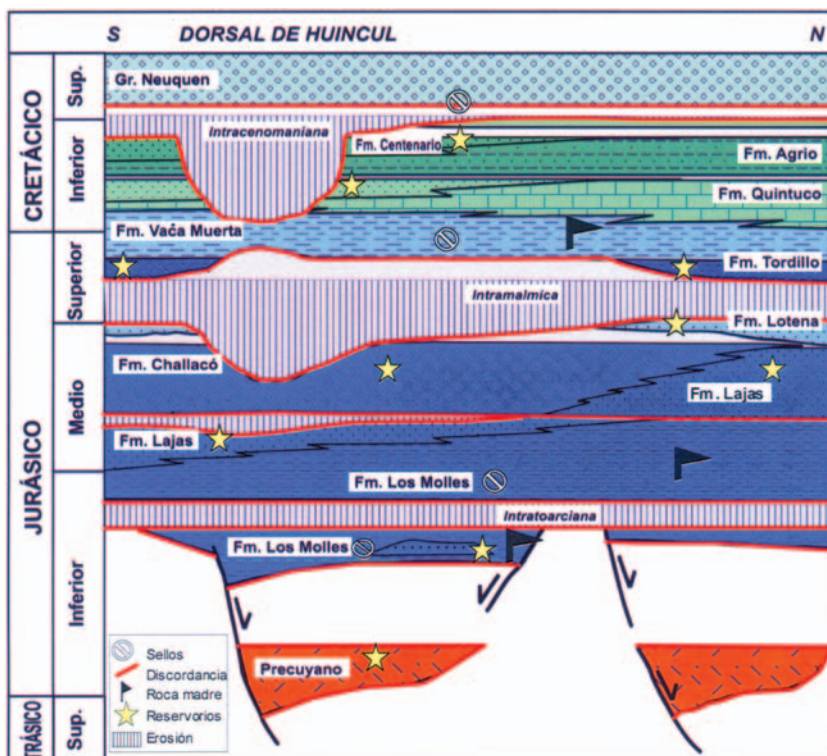


Figura 2. Cuadro crono-estratigráfico simplificado de la zona de la dorsal de Huincul.

ción, que en numerosas estructuras se manifiestan como un proceso continuo que abarcó unos cincuenta millones de años (Veiga *et al.* 2001; Pángaro *et al.* 2002a), son los principales formadores de trampas en todo el ámbito de la dorsal, ya sea estructurales o estratigráficas asociadas a truncaciones de los reservorios jurásicos contra los sellos regionales (figura 3).

Elementos de los sistemas petroleros

Reservorios

Los principales reservorios del ámbito de la dorsal están constituidos por los depósitos litorales a continentales del jurásico superior de las fms Lajas, Challaco, Lotena y Tordillo (Malone *et al.* 2002; Schiuma *et al.* 2002; Maretto

et al. 2002). En general presentan propiedades petrofísicas muy buenas en las zonas cercanas a la dorsal y empeoran hacia el norte, donde el mayor soterramiento y el carácter más distal de sus facies se traducen en una porosidad seriamente disminuida.

Los reservorios del jurásico inferior y triásico superior (Precuyano y fm Los Molles) presentan condiciones mucho más pobres que los del jurásico superior (Pángaro *et al.* 2002b, Zumel *et al.* 2002). En el caso del Precuyano, en su mayoría corresponden a rocas volcánicas ácidas cuyas características petrofísicas son sumamente variables; por su parte, las arenas y los conglomerados de la fm Los Molles presentan un progresivo empobrecimiento de calidad de este a oeste, por lo que existen muy pocos yacimientos en producción de las mismas.

Los reservorios cretácicos productivos en el ámbito de la dorsal corresponden a las fms Quintuco y Centenario. La primera está compuesta por calizas y arenas calcáreas de ambiente litoral, mientras que la segunda está compuesta por arenas litorales de muy buenas propiedades petrofísicas dado el bajo soterramiento al que estuvieron sometidas (Olmos *et al.* 2002; Cabaleiro *et al.* 2002).

Rocas madre

Las arcilitas marinas de la fm Vaca

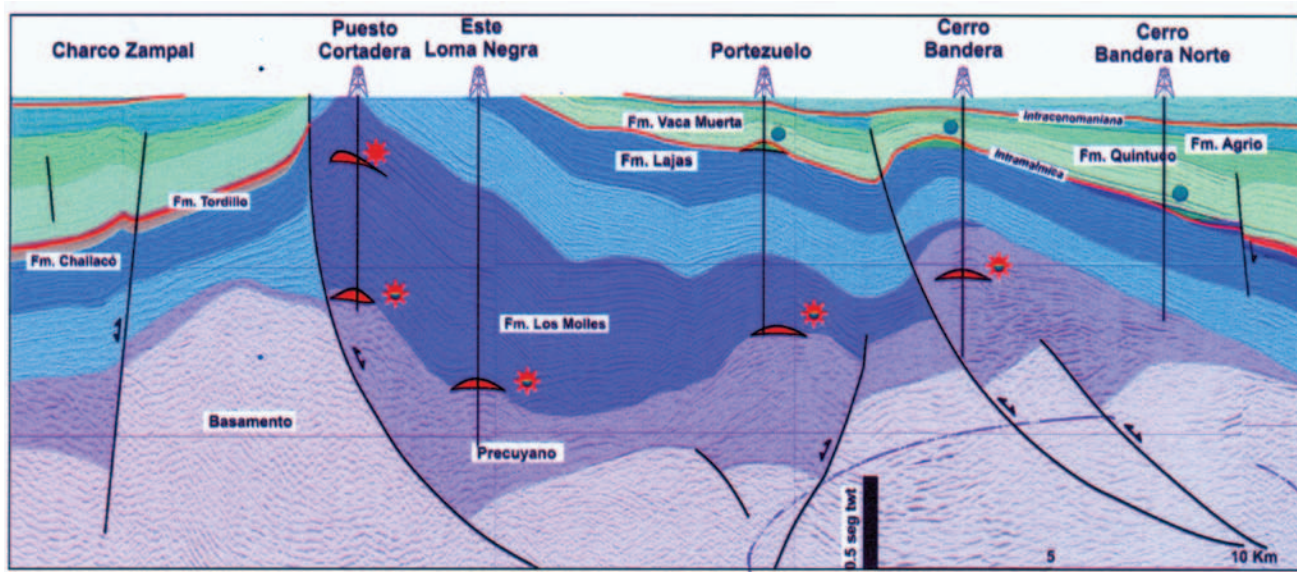


Figura 3. Corte sísmico N-S que muestra las principales unidades y discordancias en el ámbito de la dorsal de Huincul.

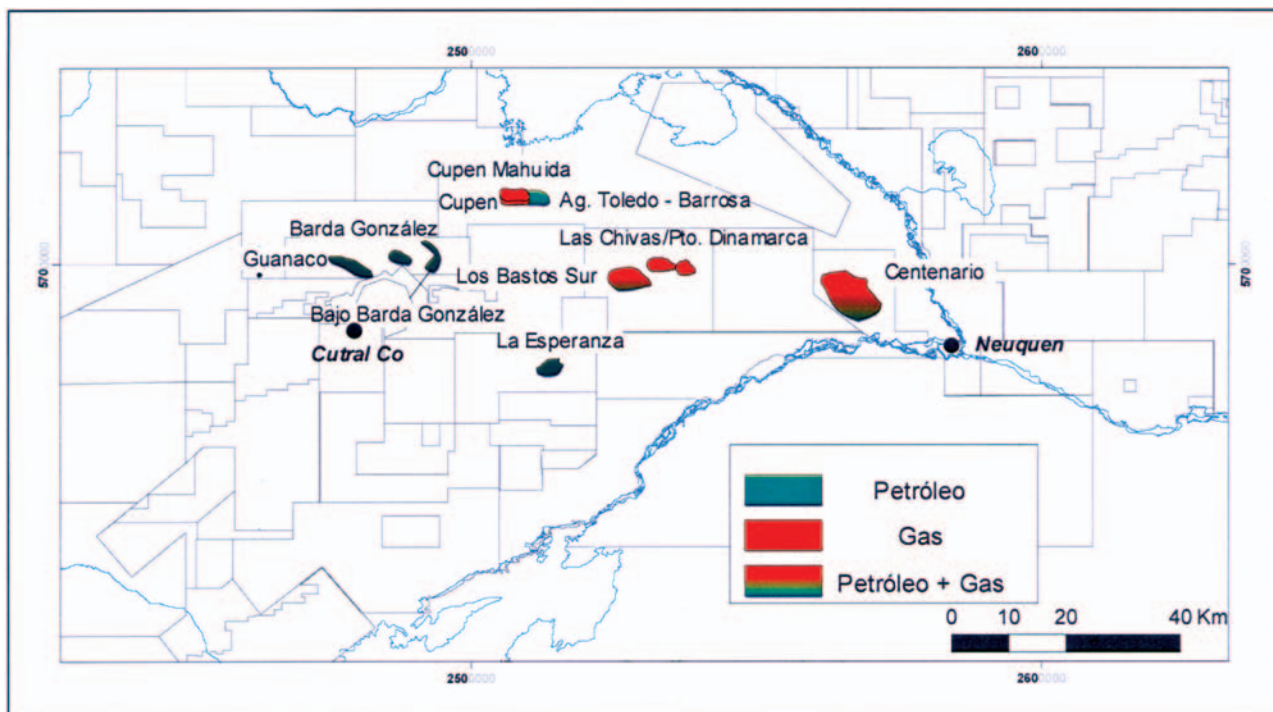


Figura 4. Ubicación de los yacimientos tratados en este capítulo.

Muerta, caracterizadas por un kerógeno tipo II, constituyen la roca madre más prolífica de la cuenca (Legarreta *et al.* 2003); se encuentran inmaduras a incipientemente maduras en la zona de la dorsal. Hacia el norte, en la zona de mayor soterramiento, existe una extensa cocina que aportó hidrocarburos

desde el inicio del cretácico superior. En el sector comprendido al sur de la dorsal, existe una facies de la fm Vaca Muerta caracterizada por un kerógeno de tipo II-S, por lo que se desarrolló, pese al bajo grado de soterramiento alcanzado, una cocina restringida que generó petróleo de baja

madurez también durante el cretácico superior (Wavrek *et al.* 1997).

Las arcilitas de la fm Los Molles constituyen la segunda roca madre en importancia en la zona. Si bien predomina en ellas el kerógeno tipo III, numerosos estudios recientes han permitido demostrar su potencial para la

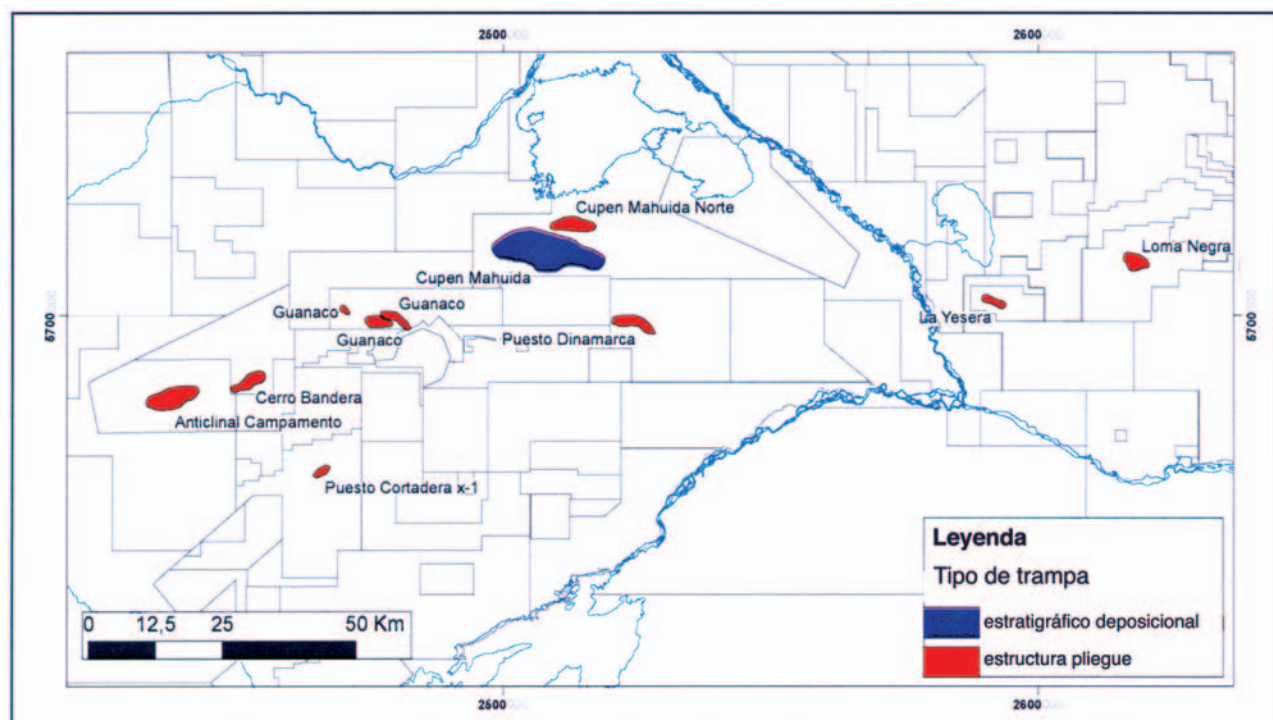


Figura 5. Ubicación de los yacimientos productivos del Precuyano.

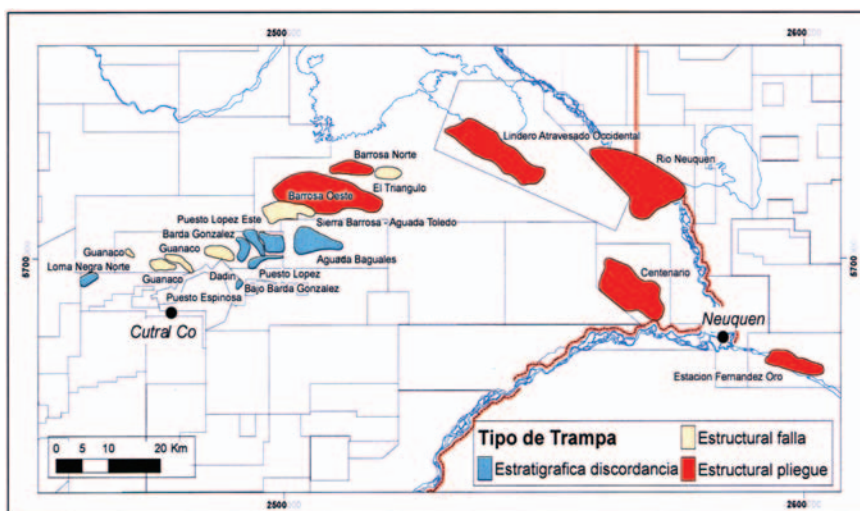


Figura 8. Ubicación de los yacimientos productivos de la formación Lotena. La leyenda indica el mecanismo principal de entrapamiento.

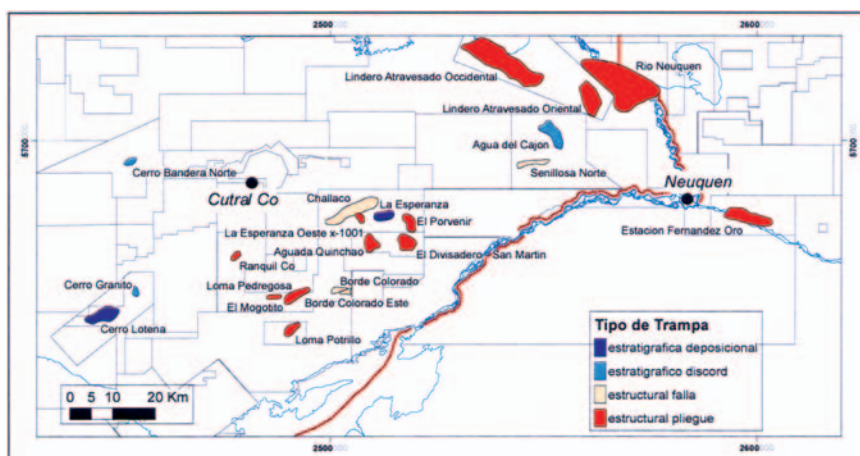


Figura 9. Yacimientos productivos de la formación Tordillo. La leyenda indica el mecanismo principal de entrapamiento.

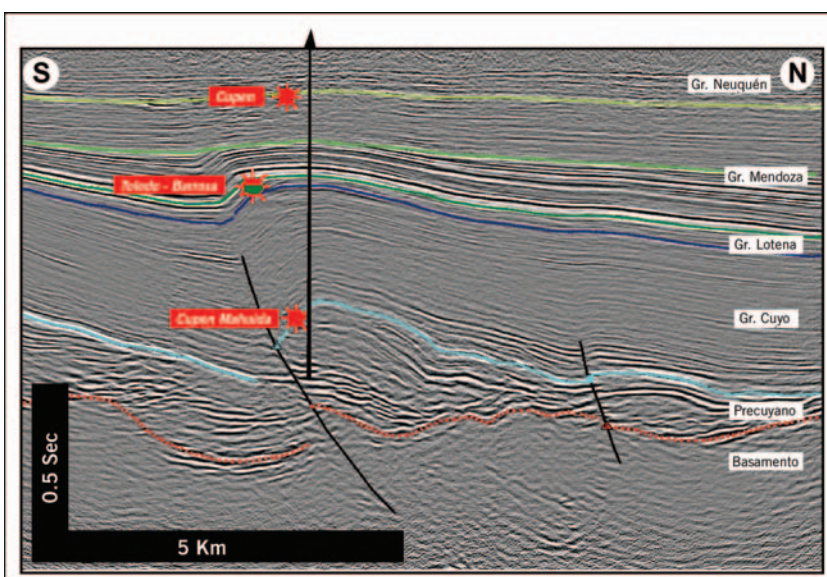


Figura 10. Línea sísmica N-S de la estructura Aguada Toledo-Meseta Barrosa que muestra la ubicación de los tres yacimientos que ésta aloja: Cupen Mahuida, Aguada Toledo-Meseta Barrosa y Cupen.

turas anticlinales antiguas (figura 5); el estilo de entrapamiento predominante es estructural por plegamiento aunque, como se describe en la sección “Yacimiento Cupen Mahuida”, el componente estratigráfico puede ser de gran importancia. Esto se debe a que, en general, los reservorios se encuentran en depocentros de tamaño reducido y a que, debido a su origen volcánico, están caracterizados por rápidos cambios laterales de facies y propiedades petrofísicas. En general, los yacimientos existentes a la fecha son de tamaño reducido, y se destaca el caso del yacimiento Cupen Mahuida con una reserva de 65MMboe.

Grupo Cuyo

El grupo (gr) Cuyo presenta dos reservorios principales: los pertenecientes al gr Cuyo Inferior, dominados por depósitos de flujos hiperpícnos; y los asociados al gr Cuyo Superior, en los que predominan los depósitos litales a continentales. Cada uno está caracterizado por una problemática particular en lo que respecta al estilo de entrapamiento, tal como se puede apreciar en las descripciones provistas en las secciones “Yacimiento Centenario” y “Trampas estratigráficas y combinadas del grupo Cuyo, área Los Bastos”.

En general, las trampas del gr Cuyo Inferior son del tipo estructural (tanto por pliegue como por falla) pero con un fuerte componente estratigráfico, controlado por la distribución de facies y el ambiente deposicional (figura 6).

Por su parte, las trampas que involucran al gr Cuyo Superior se caracterizan por un mayor control estructural asociado a las estructuras antiguas de la dorsal y un control estratigráfico subordinado asociado al *pinch-out* de los reservorios contra la discordancia intramálmica (figura 7).

Desde el punto de vista del volumen de reservas, el gr Cuyo Superior representa la unidad más prolífica del entorno y es, además, el primer reservorio productivo de la cuenca. Se des-

tacan trampas estructurales clásicas como cerro Bandera (52MMboe) y El Sauce (45MMboe), entre otros.

Formación Lotena

Las trampas que involucran a la fm Lotena como reservorio principal se encuentran generalmente en el flanco norte de la dorsal, ya que es en este sector donde se encuentra el *pinch-out* del reservorio contra la discordancia intramálmica (figura 8).

En dicho sector existe una gran cantidad de trampas estructurales con un fuerte componente estratigráfico que alojan acumulaciones de tamaño mediano a pequeño, como los yacimientos Barda González (3,8MMboe) y Guanaco (6,4MMboe), ambos descritos en detalle en la sección “Trampas combinadas en reservorios del jurásico superior en el área al norte de la dorsal”. En el otro extremo existen algunas trampas estructurales de gran tamaño en las cuales el componente estratigráfico es despreciable, como el caso de Aguada Toledo-meseta Barrosa (162MMboe), la cual se describe en la sección “Fm Lotena-yacimiento Aguada Toledo-meseta Barrosa”.

Formación Tordillo

La formación Tordillo constituye el reservorio de numerosas trampas del entorno de la dorsal de Huincul; al estar estrechamente relacionada con la discordancia intramálmica es frecuente que constituya entrapamientos estratigráficos o combinados en el sector norte de la dorsal; en general, hacia el sur predominan las trampas estructurales y existen ejemplos aislados puramente estratigráficos deposicionales. El hecho de estar cubierta por las arcilitas de la fm Vaca Muerta derivó en que se convierta en el *carrier* por excelencia para el petróleo generado por ésta, tanto en la pendiente norte como sur de la dorsal. La talla de los yacimientos es variable, aunque en general se trata de trampas pequeñas, especialmente los casos en los que el componente estratigráfico

es importante. Como ejemplo de trampa estratigráfica deposicional se provee en este capítulo una descripción del yacimiento La Esperanza (2,8MMboe), en la vertiente sur de la dorsal (figuras 4 y 9), el cual está claramente asociado a variaciones faciales de esta unidad.

Fm Quintuco

Las trampas que involucran a la fm

Quintuco se encuentran restringidas al ámbito oriental de la dorsal; esto se debe a que la distribución de facies reservorio está controlada por factores paleoambientales que restringieron la ocurrencia de reservorios a ese ámbito. Si bien el mecanismo de entrapamiento es predominantemente estructural, existe un componente diagenético, tal como se manifiesta en los yacimientos Lindero Atravesado Occidental y Oriental (Martínez *et al.* 2005).

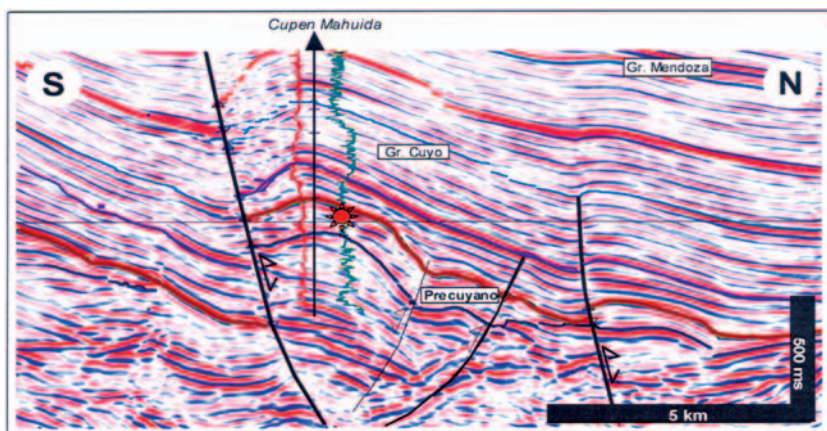


Figura 11. Línea sísmica N-S de la estructura que contiene al yacimiento Cupen Mahuida.

Fm Centenario

La fm Centenario se encuentra en una etapa incipiente de su exploración; en general, está involucrada en trampas estructurales que sobreyacen acumulaciones en unidades tradicionales como las fms Lajas y Lotena. En general, los yacimientos son el resultado de la remigración de hidrocarburos previamente entrampados; una descripción completa de este fenómeno se provee en la sección "Yacimiento Cupen". Por tratarse en todos los casos de trampas someras, la baja presión de los reservorios deriva en una baja productividad, por lo que la exploración de este objetivo no ha alcanzado aún importancia.

Yacimientos Cupen Mahuida, Aguada Toledo-Meseta Barrosa y Cupen

Introducción

Este conjunto de yacimientos se encuentran alojados en la misma estructura, el anticlinal Aguada Toledo-meseta Barrosa, la cual se encuentra a unos 50km al oeste de la ciudad de Neuquén (figuras 4 y 10). Está constituida por un anticlinal asimétrico de gran tamaño y relieve estructural, el cual fue generado por inversión tectónica de un *half-graben* precuyano durante el jurásico y cretácico (Veiga *et al.* 2001; Maretto y Pángaro 2005). La orientación del eje es E-O y su flanco más pronunciado se encuentra al sur; en total, la estructura abarca un área de unos 40km² y

su relieve estructural varía entre 700m para el Precuyano y apenas 45m para la fm Rayoso. La temprana evolución de la estructura hizo posible que la trampa para los diferentes niveles estratigráficos estuviera presente en el momento apropiado para la carga de hidrocarburos generados tanto por la fm Vaca Muerta como por la fm Los Molles. En esta sección se detallan las características de la trampa para los tres niveles productivos: el Precuyano, la fm Lotena y la fm Centenario.

Precuyano-yacimiento Cupen Mahuida

El yacimiento Cupen Mahuida se encuentra emplazado en niveles profundos de la estructura Aguada Toledo-meseta Barrosa. Es un yacimiento de gas seco con una reserva de 65MMboe alojado en una pronunciada estructura anticlinal (figuras 11 y 12). El yacimiento se encuentra en una etapa temprana de desarrollo y cuenta en la actualidad con seis pozos en producción que suman un total de 1,5MMm³/d de gas.

El Precuyano de la estructura Cupen Mahuida fue perforado en la década del '70 por el pozo NG.xp-38 aunque sólo se atravesaron unos metros de esta unidad sin que despierte mayor interés. En el año 2001 se perforó el pozo Cupen Mahuida x-1 con objetivo principal en el Precuyano y se documentaron más de 1000m de rocas volcánicas. El pozo fue descubridor de gas en reservorios compuestos por depósitos de flujos piroclásticos caracterizados por un sistema de doble permeabilidad (Veiga *et al.* 2001; Pángaro *et al.* 2002b). Los pozos de avanzada perforados en los últimos años sugieren fuertemente que la trampa de este yacimiento es más compleja de lo que originalmente se pensó; se han detectado zonas de permeabilidad por fracturación tectónica, barreras de permeabilidad en los cuerpos de reservorio y zonas de petrofísica mejorada por disolución. Todos estos elementos conjugados derivan en una trampa en la que intervienen al menos cuatro factores que controlan la distribución de la mineralización.

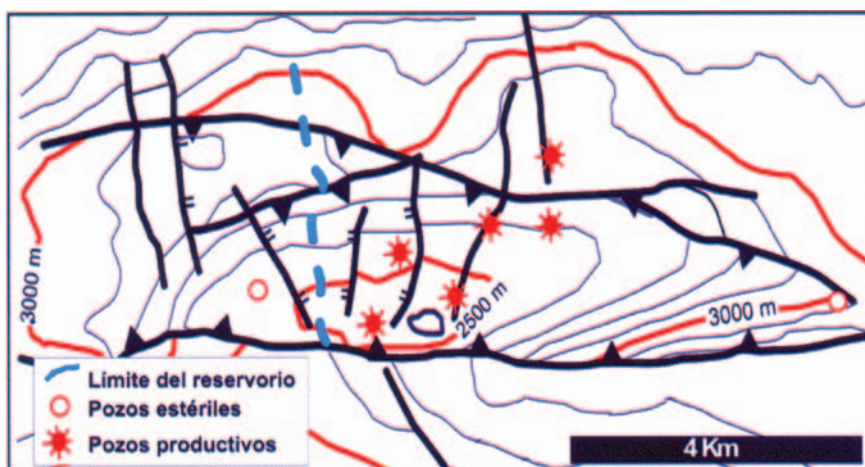


Figura 12. Plano estructural del tope del precuyano en el yacimiento Cupen Mahuida. Nótese la existencia de dos sistemas de fallas ortogonales y una barrera de permeabilidad inferida de orientación N-S.

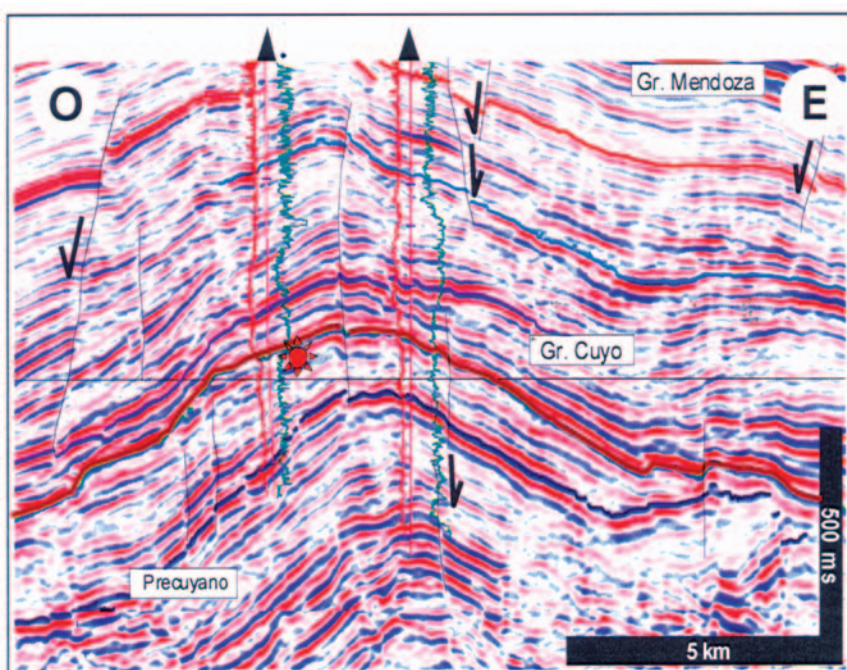
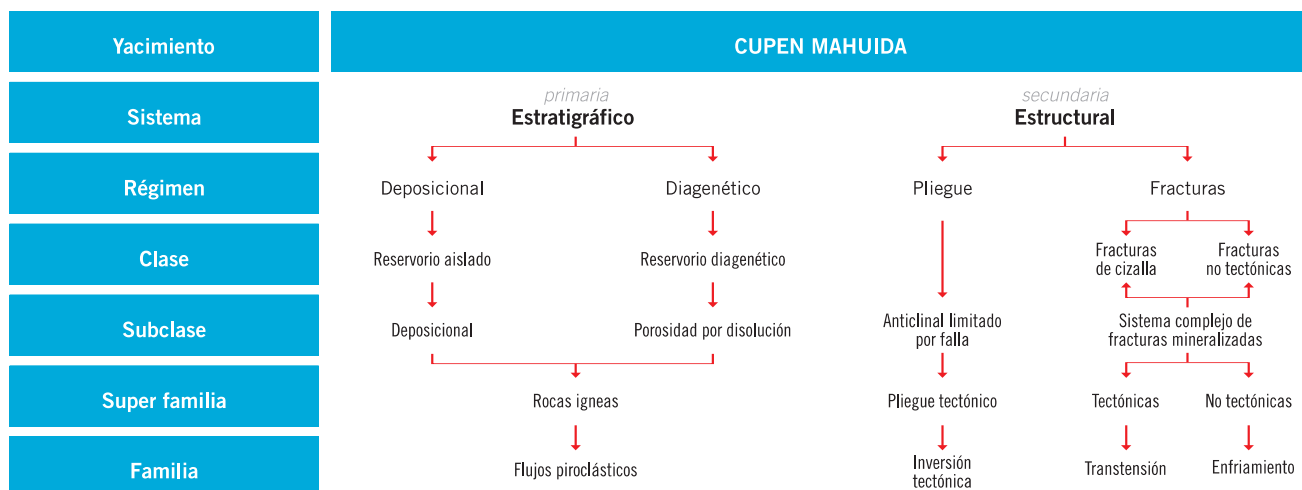


Figura 13. Línea sísmica E - O del Yacimiento Cupen Mahuida mostrando las fallas transtensivas que compartimentalizan la trampa.

Evolución tectónica de la trampa

La estructura Aguada Toledo-mesa Barrosa es el resultado de la inversión tectónica de un *half-graben* de orientación E-O cuyo bloque hundido se encontraba al norte y cuya etapa de *rift* tuvo lugar durante el triásico superior al jurásico inferior. Esta inversión no aconteció en un solo pulso sino que se reconoce una evolución casi continua y se destacan tres etapas principales de levantamiento que abarcan desde el aaleniano-bajociano hasta el cretácico superior (Veiga *et al.*

2001). El resultado fue una estructura anticlinal que abarca más de 40km² y cuyo relieve estructural para el Precuyano alcanza los 700m.

Sobreimpuesto a la estructura principal se dispone un sistema de fallas transtensivas de orientación N-S (figuras 12 y 13) similares a las descritas en otros sectores de la dorsal y alrededores, como las de la zona Ramón Castro (Ploszkiewicz *et al.*, 1984; Pángaro y Bruveris, 1999) y cerro Bandera (Pángaro *et al.* 2002a). La actividad de estas fallas abarcaría desde el jurásico superior hasta el cretácico superior y

probablemente el terciario inferior.

Los dos factores estructurales sobreimpuestos resultan en una clara estructura anticlinal limitada por una falla principal al sur, surcada por un sistema de fallas ortogonales de orientación N-S. Además se destaca la existencia de zonas de fracturación asociadas a las fallas N-S.

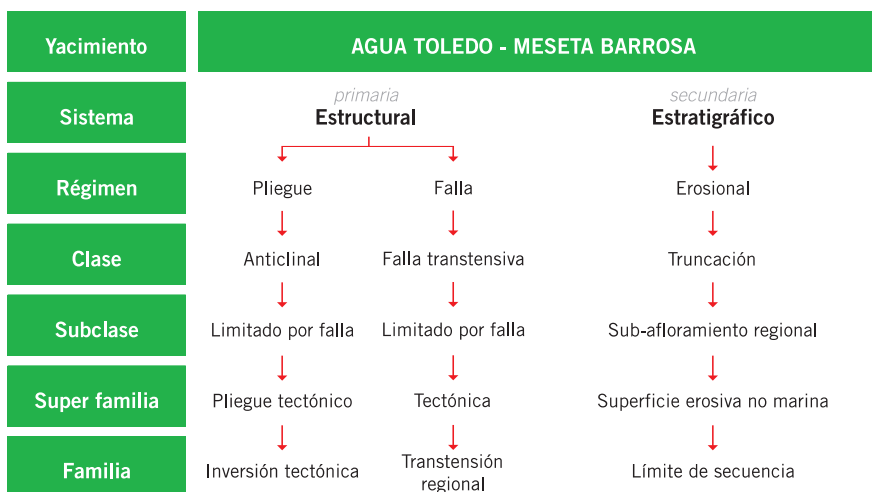
Descripción geométrica de la trampa

Debido a su génesis, la trampa del yacimiento Cupen Mahuida es, en el estado actual del conocimiento, algo difícil de encasillar; si se siguen los lineamientos propuestos por Vincelette *et al.* (1999), la trampa se clasifica de la siguiente manera:

Evolución estratigráfica de la trampa y características del reservorio

En base a datos de pozo y a interpretaciones sismoestratigráficas se sabe que los depósitos precuyanos del depocentro Cupen Mahuida están compuestos por una potente secuencia de flujos piroclásticos que superan los 1500m de espesor (Veiga *et al.* 2001). La variabilidad del grado de compactación, alteración y fracturación primaria de cada uno de estos flujos resulta en un reservorio discontinuo a escala de yacimiento (Pángaro *et al.* 2002b). Individualmente, cada una de las sismosecuencias, interpretadas como apilamientos de flujos piroclásticos y depósitos asociados, alcanzan decenas de kilómetros cuadrados de extensión.

El reservorio está constituido por



Tipo de sello:

Tope: arcilitas marinas

Base: limoarcilitas de plataforma-contacto de fluidos

Lateral: fallas-pérdida de permeabilidad

puede sugerir que ésta es de tipo principalmente estructural; sin embargo, análisis más profundos muestran que el factor estratigráfico es el principal responsable de la distribución del reservorio.

El sello vertical del yacimiento está conformado en general por la superposición de cuerpos de flujos piroclásticos con baja permeabilidad (inferior a 0,1mD); lateralmente, una drástica variación de porosidad y permeabilidad dentro de un mismo geocuerpo constituye un sello en sí mismo. La clara prueba de la existencia de sellos

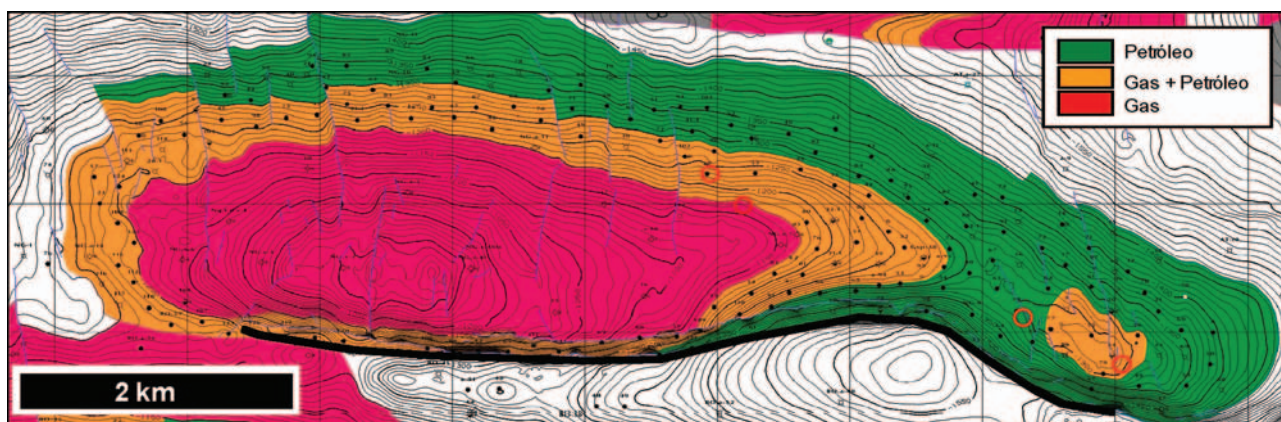


Figura 14. Plano estructural del yacimiento Aguada Toledo-Meseta Barrosa referido al tope del reservorio (discordancia intramálmica).

depósitos de flujos piroclásticos (ignimbritas) caracterizados por poseer, además de porosidad primaria, alteración, fracturación por enfriamiento y fracturación tectónica. Los diferentes sondeos han revelado la existencia de zonas con porosidad moderada (8% a 18%), ya sea primaria o secundaria por alteración, y zonas de baja porosidad (inferior a 8%) y desarrollo conspicuo de fracturas tectónicas.

Roca madre

La roca madre del gas alojado en el yacimiento la constituyen las arcilitas de la sección basal de la fm Los Molles. Esta unidad, con un desarrollo en la zona de unos 500m, se caracteriza por tener un COT moderado a bajo (0,5% a 2%) y un kerógeno tipo II a III. La

madurez alcanzada por la sección basal de la fm Los Molles es de 1,6%Ro. Las características del kerógeno de la fm Los Molles, combinadas con la alta madurez térmica de la roca madre y del reservorio, resultaron en una acumulación de gas seco (C_1 97,5%).

Los análisis de sistemas petroleros sugieren que la ubicación de la cocina estaría inmediatamente al norte del yacimiento (Veiga *et al.* 2001), aunque datos posteriores indican que las propiedades de la fm Los Molles en el entorno de la estructura son suficientemente buenas como para postular una carga por migración vertical corta hacia la trampa subyacente.

Sellos

Un análisis somero de la trampa

dentro del Precuyano la aportan datos de presión muy confiables tanto en esta unidad como en la sección basal de la fm Los Molles, que muestran que la sobrepresión existente en esta última es de unos 60kg/cm², mientras que para la zona productiva del Precuyano ésta es de 153kg/cm². En ambos casos, la sobrepresión existente respondería a dos factores: el levantamiento por inversión tectónica de compartimentos aislados y la generación de sobrepresión por soterramiento y por los cambios de fase asociados a la generación de hidrocarburos por parte de la fm Los Molles.

Historia de llenado de la trampa

En base al modelado de sistemas petroleros (Veiga *et al.* 2001), se sabe

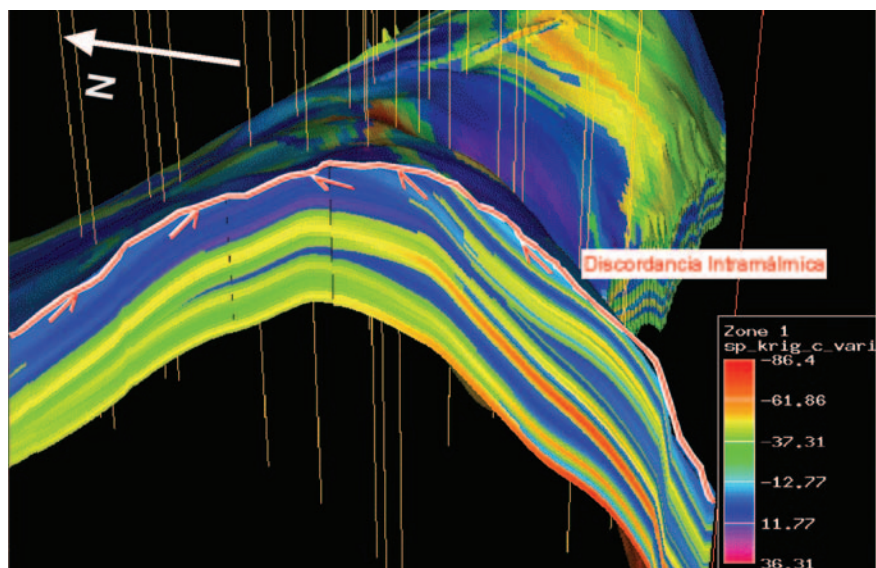


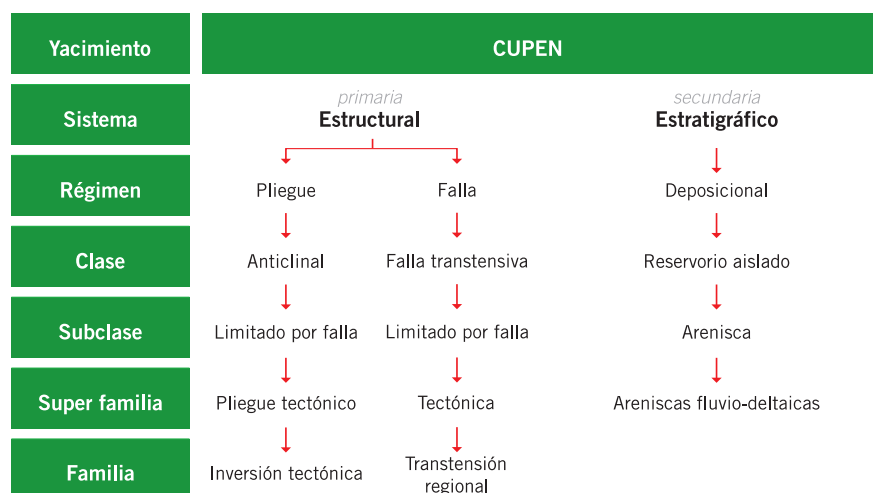
Figura 15. Modelo estadístico de valor de potencial espontáneo que muestra la distribución de facies reservorio y la truncación de la Formación Lotena contra la discordancia intramálmica.

que el pulso principal de generación de hidrocarburos por parte de la fm Los Molles tuvo lugar entre los 130 y 70MMa. Para este tiempo la trampa ya estaba conformada.

La migración vertical hacia abajo del gas generado habría sido posible merced a la gran sobrepresión que desarrolló la fm Los Molles durante la etapa de craqueo del kerógeno. Estudios de modelado de sistemas petroleros (Veiga *et al. op. cit.*) sugieren que la sobrepresión que caracterizó a la roca madre fue mucho mayor que la que pudo haberse dado en el Precuyano; recordemos que este último no contiene en la zona niveles generadores ni potentes secuencias arcillosas que pudieran favorecer el desarrollo de sobrepresión.

Es probable que el sistema de fallas ortogonal a la falla principal haya actuado como vía de migración para la carga vertical de la trampa. Esta hipótesis la alientan los hechos de que estas fallas ya estaban profusamente desarrolladas y aun activas al tiempo del pico de expulsión, y que éstas son de naturaleza transtensiva, por lo que sería más factible que actúen como conducto de migración que como sello. No se descarta que el llenado pueda haber sido desde el bloque yaciente al sur de la falla, a través de la cual se pone en contacto el Precuyano con facies generadoras de la fm Los Molles.

Luego de la carga se dio una desvinculación del reservorio y la roca madre; este hecho se pone de mani-



Tipo de sello: **Topo:** limoarcilitas fluvio-deltaicas
Base: limoarcilitas fluvio-deltaicas
Lateral: fallas-pérdida de permeabilidad

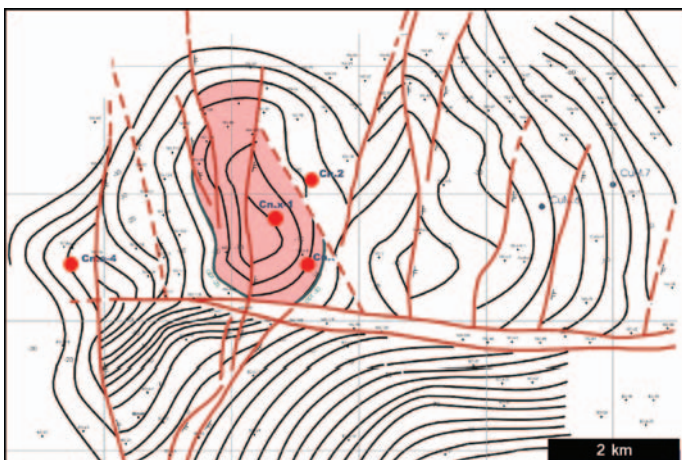


Figura 16. Plano estructural al tope de la formación Centenario en el yacimiento Cupen que muestra el límite del área mineralizada.

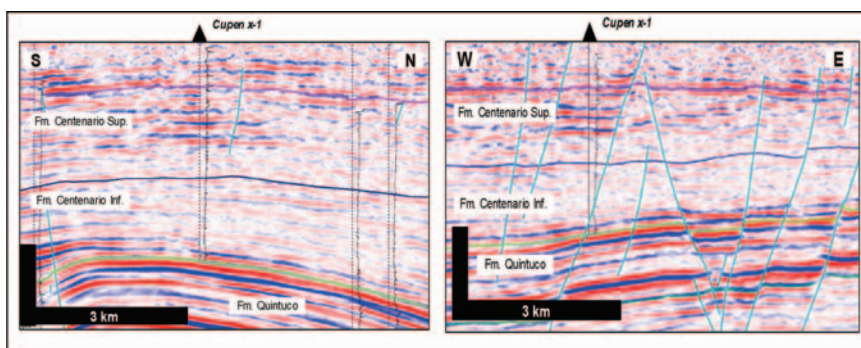


Figura 17. Cortes sísmicos del yacimiento Cupen. Nótese en el corte E-O la gran cantidad de fallas transtensivas que cortan la estructura.

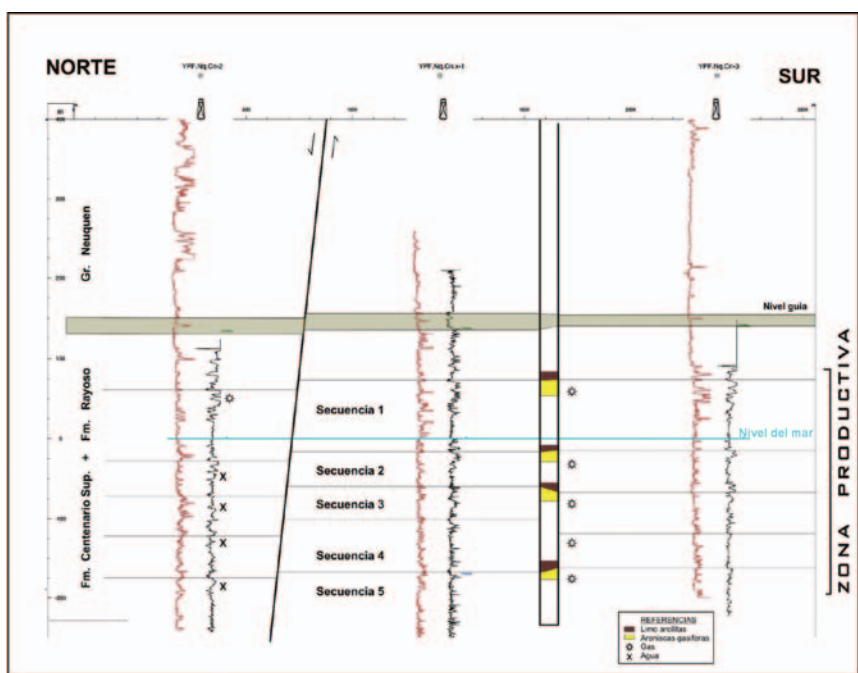


Figura 18. Corte estructural N-S que muestra la fuerte compartimentalización que caracteriza al yacimiento.

fiesto merced a la gran diferencia de sobrepresión entre ambos. En la actualidad no es posible conocer cuál fue el grado de sobrepresión alcanzado por la fm Los Molles durante la expulsión; datos surgidos del modelado de sistemas petroleros sugieren una presión de 590kg/cm^2 para los niveles basales. Si se considera que el reservorio se habría aislado de la roca generadora, documentar la evolución de la presión del mismo es difícil; lo único que se puede postular con un cierto grado de certeza es que tuvo lugar una disipación hacia niveles superiores de la sobrepresión de la fm Los Molles, mientras que el yacimiento permaneció como una entidad confinada durante el tiempo de preservación.

Formación Lotena-yacimiento Aguada Toledo-meseta Barrosa

El yacimiento Aguada Toledo-meseta Barrosa (AT-MB) es uno de los yacimientos clásicos del entorno de la dorsal de Huincul; fue descubierto en el año 1957 y es un yacimiento de petróleo y gas que se encuentra alojado en reservorios clásticos de la fm Lotena en una clara estructura anticlinal. Su reserva recuperable original es de $6,7\text{MMm}^3$ de petróleo y 17.000MMm^3 de gas, lo cual lo convierte en uno de los cinco yacimientos más grandes del ámbito de influencia de la dorsal (figura 14).

Descripción geométrica de la trampa

La trampa está controlada por al menos tres factores, tal como se describe en la clasificación siguiente. El factor principal es el estructural; el yacimiento está alojado en un anticlinal asimétrico de más de 10km de extensión con un relieve para el tope de la fm Lotena de al menos 500m (figura 14). El cierre en dirección norte, este y oeste está dado por el flanco y *plunges* del anticlinal, mientras que hacia el sur está controlado en parte por la falla inversa que genera la estructura y por la fuerte pendiente del flanco. Tal como se describió en el yacimiento Cupen Mahuida, se aprecia para niveles de la fm Lotena el mismo sistema de fallas transtensi-

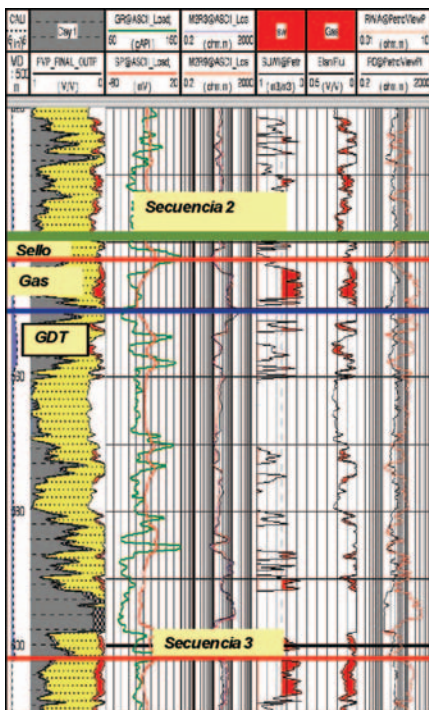


Figura 19. Perfil tipo de la Formación Centenario Sup. en el yacimiento Cupen.

vas de orientación N-S; éstas generan compartimentalización de los cuerpos de reservorio que resultan en saltos en la cota de los contactos de fluido que pueden superar los 50m.

Otro factor de control de la trampa lo constituye la truncación erosiva del reservorio contra la discordancia intramálmica; en el block-diagrama de la figura 15 puede observarse cómo los cuerpos de facies reservorio son truncados en la zona cuspidal de la estructura y sellados por las arcilitas de la fm Vaca Muerta. Esta situación predomina en la mayor parte de la estructura, mientras que en los flancos, el sello vertical está constituido por facies impermeables de la fm Tordillo. El resultado es un yacimiento con un alto grado de compartimentalización, tanto debido al componente estructural como al estratigráfico.

Evolución estratigráfica de la trampa y características del reservorio

Una descripción completa de las características de la fm Lotena como reservorio se provee en Schiuma *et al.* 2002. En esta publicación se menciona a las arenas y los conglomerados

de la fm Lotena en el entorno del yacimiento como depositadas en un ambiente fluvial con posible influencia marina; aunque nuevas interpretaciones sugieren una sedimentación subacua dominada por flujos hiperpícnicos (Zavala *et al.* 2002). En general, se observan cuerpos de conglomerado y areniscas gruesas a conglomeráticas de extensión areal limitada y geometría mayormente tabular, cuyo espesor puede superar los 15m, limitados por paquetes de arcilitas que alcanzan los 15m de potencia.

Historia de llenado de la trampa

El petróleo alojado en el yacimiento AT-MB fue correlacionado con la fm Vaca Muerta; la trampa, de edad jurásica, se hallaba en el momento crítico en la vía de migración del petróleo generado en la zona del centro de la cuenca. El hidrocarburo migró a través de las fms Tordillo, Lajas y Lotena hasta la estructura AT-MB en la que se entrampó merced al relieve estructural existente y a la truncación erosiva de los *carriers* de la porción superior de la fm Lotena. El gran volumen de gas alojado en la trampa, 17.000MMm³, ha sido materia de discusión en el pasado; estudios recientes (Hechem *et al.* 2003) permitieron correlacionarlo con la roca madre de la fm Los Molles, por lo que se infiere una carga en dos etapas: una carga de petróleo durante el cretácico superior y una carga vertical posterior de gas generado por la fm Los Molles en niveles profundos de la estructura. Esta migración vertical habría aprovechado la existencia del sistema de fallas transtensivas N-S descritas anteriormente.

La eficiencia de los sistemas petroleros involucrados en la carga de este yacimiento queda evidenciada merced al alto porcentaje de llenado de la trampa, ya que la estructura anticlinal está mineralizada en más de un 80% de su área (figura 14).

Formación Centenario-yacimiento Cupen

Introducción

El descubrimiento de gas en niveles someros de la estructura AT-MB tuvo lugar en el año 1955 con la perforación del pozo G-12, el cual quedó productivo de arenas de la fm Centenario; no fue sino hasta el año 2000 que se perforó el primer pozo con el objetivo principal en arenas de esta unidad, y quedó productivo de gas. Si bien la acumulación a la fecha no se revela como importante –en parte debido a lo incipiente de su desarrollo–, el yacimiento Cupen puede constituir el puntapié inicial para investigar trampas similares en el sector occidental de la dorsal de Huincul.

Al considerar que varios aspectos de esta estructura fueron tratados en la descripción de los yacimientos Cupen Mahuida y AT-MB, sólo se hará hincapié en esta sección en los elementos necesarios para la caracterización de la trampa somera y se obviará la evolución tectónica y otros elementos ya mencionados.

Descripción geométrica de la trampa

La configuración estructural de la trampa del yacimiento Cupen corresponde, al igual que los yacimientos Cupen Mahuida y AT-MB, a una

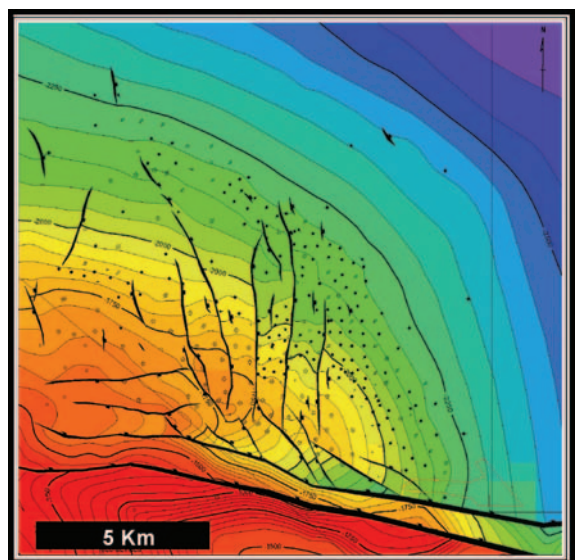


Figura 20. Campo San Martín: esquema de producción.

Sistema	Estructural		Estratigráfico
	primario		secundario
Régimen	Plegamiento	Trampa por fallas	Deposicional
Clase	Nariz regional	Entrampamiento por fallas normales	<i>Pinch-out</i> deposicional
Subclase	Fallada		Reservorios de areniscas
Super familia	Tectónico	Tectónico	<i>Pinch-out</i> de areniscas y conglomerados marinos
Familia	Pliegue transpresivo		Marino somero
Subfamilia	Estructura de inversión tectónica (primaria inicial)	Extensional (secundario tardío)	<i>Pinch-out</i> enpelitas marinas

Tabla 1. Cuyano Superior (Formaciones Los Molles y Lajas Inf.)

estructura anticlinal asimétrica de orientación E-O (figuras 10 y 16). El relieve estructural para los niveles de la fm Rayoso alcanza un máximo de unos 45m.

El esquema de fallamiento combina un sistema de fallas inversas de orientación E-O y el sistema de fallas transtensivas N-S y NO-SE mencionado para los otros niveles productivos (figura 17); estas últimas generan desvinculación de reservorios y resultan

en contactos de fluido independientes (figura 18). Al seguir los lineamientos propuestos por Vincelette *et al.* (*op. cit.*), la trampa se clasifica de la siguiente manera:

Reservorio

El reservorio está contenido en la fm Centenario, la cual en la zona está integrada por una potente secuencia de sedimentos continentales a litorales de unos 700m de espesor.

Sistema	Estructural		Estratigráfico
	primaria		secundaria
Régimen	Plegamiento	Trampa por fallas	Erosional
Clase	Nariz regional	Entrampamiento por fallas normales	Truncamiento erosivo
Subclase	Fallada		Subafloramiento regional
Super familia	Tectónico	Tectónica	Superficie erosiva no marina (discordancia intramálmica)
Familia	Pliegue transpresivo		Discordancia límite de secuencia
Subfamilia	Estructura de inversión tectónica (primaria inicial)	Extensional (secundario tardío)	
Variedad del Reservorio			Subafloramiento areniscas no marinas (deltaicas y fluviales)
Variedad del sello			Tope: pelitas de transgresión marina (Fm Vaca Muerta) sobre discordancia
			Base: pelitas no marinas debajo areniscas reservorio (Fm Lotena, Lajas)

Tabla 2. Cuyano Inferior (Formación Lajas Superior y Formación Lotena).

El mb (miembro) Inferior yace mediante contacto neto sobre la fm Quintuco y está constituido por 450m de vaques intercalados con niveles de limoarcilitas. El mb Superior, cuyo espesor ronda los 250m, está compuesto por una alternancia de arcilitas y areniscas, estas últimas con matriz arcillosa y selección moderada. El pasaje del mb Superior de la fm Centenario a la fm Rayoso es transicional.

El reservorio del yacimiento está constituido por cuerpos de arena del mb Superior, cuyo espesor oscila entre los 5 y 10m y cuya porosidad ronda el 20%. Estas arenas están limitadas en su tope y base por sellos constituidos por niveles limoarcillosos, lo que genera un yacimiento de tipo multicapa con contactos de agua individuales para cada cuerpo (figura 19). Las pérdidas de permeabilidad laterales también condicionarían la distribución de la facies reservorio y añadirían un componente estratigráfico al estilo de entrapamiento, tal como se observa en la tabla de clasificación debajo de la figura 15.

En la parte más alta del yacimiento se han documentado hasta cinco niveles mineralizados con un espesor promedio de 5m y valores de porosidad del 20%. La presión de reservorio varía de 52kg/cm² en los niveles inferiores a 32kg/cm² en los superiores.

Sello

El sello de las trampas está constituido por niveles de limoarcilitas con abundante cemento calcáreo. Estos sellos se reconocen en el tope de cada ciclo y fueron interpretados como niveles de paleosuelos. La presencia de estos niveles impermeables y el sistema de fallas transtensivas generan un complejo sistema de reservorios multicapa, en el cual cada nivel se comporta como un reservorio aislado, con sus propios contactos agua/gas y diferencias de presión entre niveles inferiores y superiores del orden de los 20kg/cm².

Historia de llenado de la trampa

Se interpreta al gas producido del yacimiento Cupen como el resultado de la remigración de gas del casquete del yacimiento Aguada Toledo (ubicado en niveles estratigráficos más pro-

Sistema	Estructural		Estratigráfico
	primario		secundario
Régimen	Plegamiento	Trampa por fallas	Erosional
Clase	Nariz regional	Entrampamiento por fallas normales	Entrampamiento por relieve erosivo
Subclase	Fallada		Límite erosivo
Super familia	Tectónico	Tectónica	Superficie erosiva no marina
Familia	Pliegue transpresivo		Relieve canalizado o límite de paleovalle (valles incisos)
Subfamilia	Estructura de inversión tectónica (primaria inicial)	Extensional (secundario tardío)	

Tabla 3. Yacimiento Centenario - Formación Tordillo.

fundos). Esta remigración habría sido posible gracias a la reactivación del sistema de fallas transtensivas que afectaron a la estructura entre el jurásico superior y cretácico. Algunas de estas fallas también habrían actuado

como vía de fuga de parte de los hidrocarburos; esta hipótesis surge al observar la abundancia de petróleo seco en los recortes de perforación de numerosos pozos en la fm Centenario.

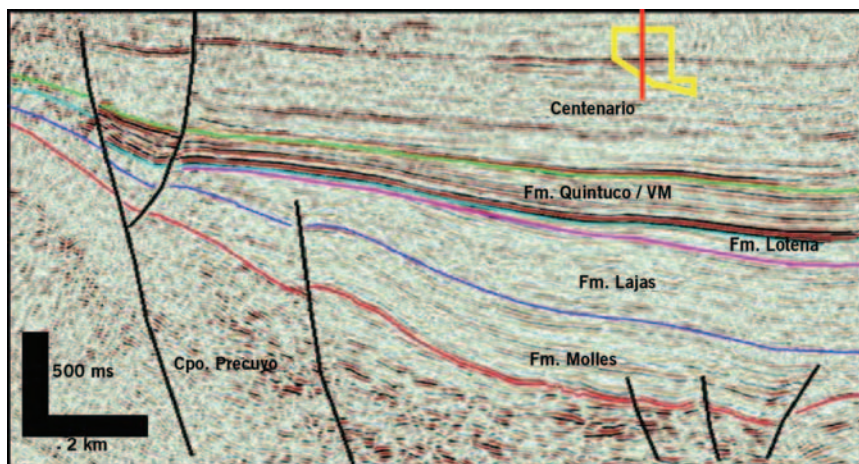


Figura 21. Línea sísmica N-S del yacimiento Centenario.

Yacimiento Centenario

Introducción

El yacimiento Centenario constituye un rasgo significativo dentro de los estilos de trampas pertenecientes al ambiente de la dorsal de Huincul, ya que confluyen distintos mecanismos de entrampamiento para definir acumulaciones de hidrocarburos en casi todos niveles de la columna estratigráfica que presentan calidad de reservorio, y abarcan el intervalo que va desde el Precuyano al gr Neuquén.

El campo se encuentra ubicado a 10km al oeste de la ciudad de Neuquén, en el engolfamiento de la Cuenca Neuquina (figura 4). Fue descubierto por YPF en 1961 en un flanco de una estructura homoclinal, de acuerdo con la sísmica 2D disponible en esa época. En 1977 Pluspetrol SA comienza la operación del campo, el cual contaba en mayo de 2005 con una producción de 600m³/día de petróleo, 200m³/día de condensado y 4,7MMm³/día de gas de reservorios pertenecientes al gr Cuyo y a las fms Lotena, Tordillo y Quintuco. La producción acumulada a diciembre de 2004 asciende a 10MMm³ de petróleo y condensado y a 9700MMm³ de gas, y se estima una recuperación final de 14MMm³ de petróleo y 23.000MMm³ de gas.

Descripción geométrica y de los mecanismos de entrampamiento

En sentido amplio, el yacimiento Centenario puede describirse como

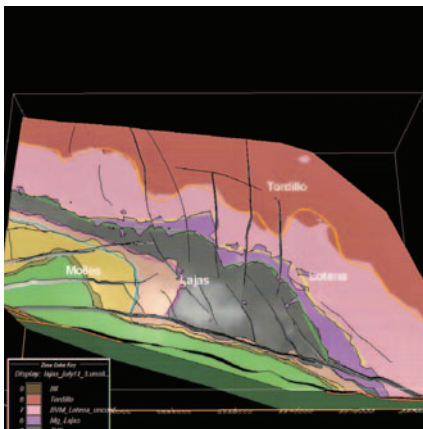


Figura 22. Mapa de subafloramientos a la base de la Formación Vaca Muerta.

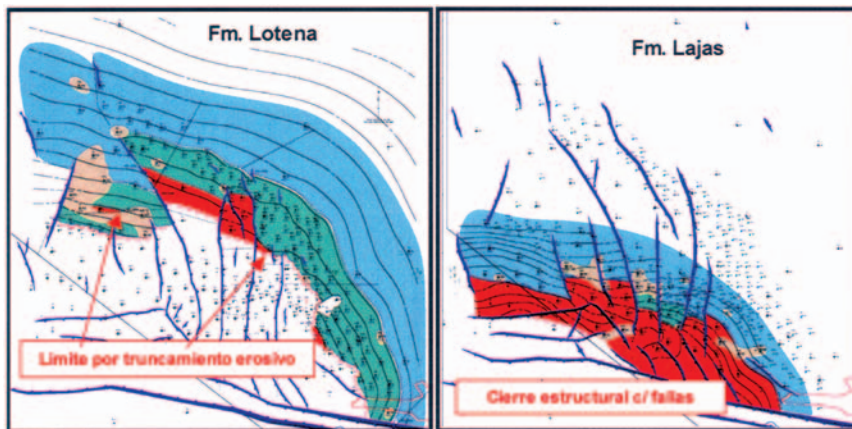


Figura 23. Mapas estructurales en profundidad con distribución de fluidos. Ejemplos de una capa de la Formación Lotena y otra de la Formación Lajas.

una trampa combinada. El mecanismo dominante de entrapamiento es estructural, mientras que la importancia de la componente estratigráfica dependerá del nivel estratigráfico considerado. El yacimiento Centenario se encuentra localizado en el flanco nor-oriental de una gran nariz hemianticlinal de rumbo E-O, cuyo eje buza hacia el este, en el bloque bajo de una falla normal de carácter regional, que ha experimentado inversión tectónica. Un juego de fallas normales subparalelas de rumbo NO-SE y N-S afecta el flanco de la estructura, con fuertes rechazos verticales que alcanzan los 110m (figuras 20 y 21). En el sentido de la clasificación de trampas propuesto por Vincelette *et al.* (1999), los

mecanismos de entrapamiento del yacimiento Centenario para cada intervalo estratigráfico se describen en las tablas 1, 2 y 3.

Características estratigráficas de la trampa y su evolución temporal

La columna estratigráfica atraviesa en el yacimiento Centenario abarca el ciclo precuyano, cuyano inferior, cuyano superior, ciclo loteniano, gr Mendoza y gr Neuquén. En este trabajo sólo se describirán las secuencias pertenecientes al gr Cuyo Inferior (fm Los Molles) y Superior (fm Lajas) y a las fms Lotena y Tordillo, donde se concentran las mayores acumulacio-

nes de hidrocarburos.

En el yacimiento Centenario el ciclo cuyano comienza con un episodio marino transgresivo de magnitud regional, representado por el miembro pelítico de la fm Los Molles: 500m de pelitas oscuras de edad pliensbachiana-toarciana inferior. Hacia los términos superiores se observa una continua somerización que pasa a facies de plataforma media a plataforma interna con mayor participación de elementos terrígenos.

La sección inferior del ciclo cuyano presenta una gruesa secuencia de 400 a 500m de espesor, compuesta por conglomerados gruesos y areniscas conglomerádicas, en capas de 10 a 40m de espesor, habiéndose identificado hasta cuarenta capas individuales, interestratificadas con pelitas grises, que ofician como sellos efectivos entre capas (Zumel *et al.* 2002). A este intervalo se lo interpreta como depósitos de fandelta a marinos someros con sedimentos vinculados a decantación, que alternan con otros generados a partir de flujos de distinta naturaleza (gravitatorios, hiperconcentrados, corrientes tractivas, etcétera).

En el yacimiento Centenario, el ciclo cuyano superior está formado por varias parasecuencias compuestas por areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados, y delgadas intercalaciones de limolitas pertenecientes a facies fluvio-deltaicas o fandeltas (deltas dominados por ríos y sedimentos litorales), abanicos aluviales y facies netamente fluviales con un

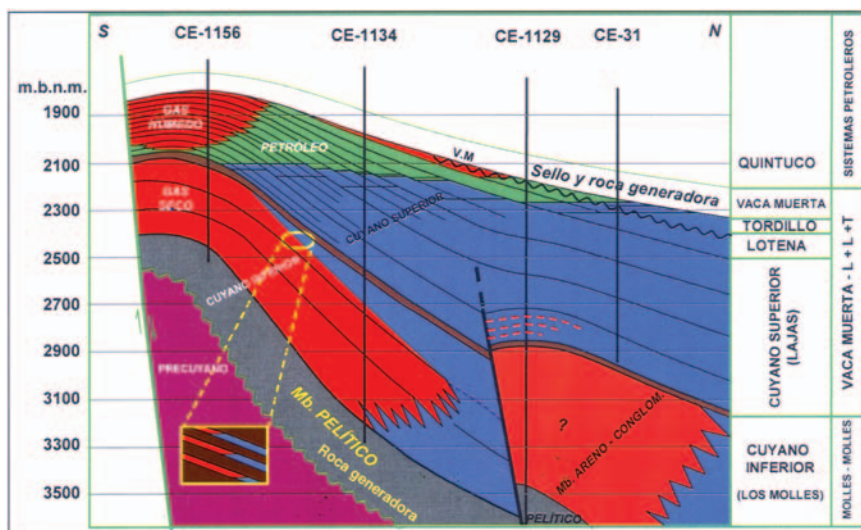


Figura 24. Corte transversal esquemático del yacimiento Centenario con distribución vertical de fluidos para el Grupo Cuyo, y las Formaciones Lotena y Tordillo.

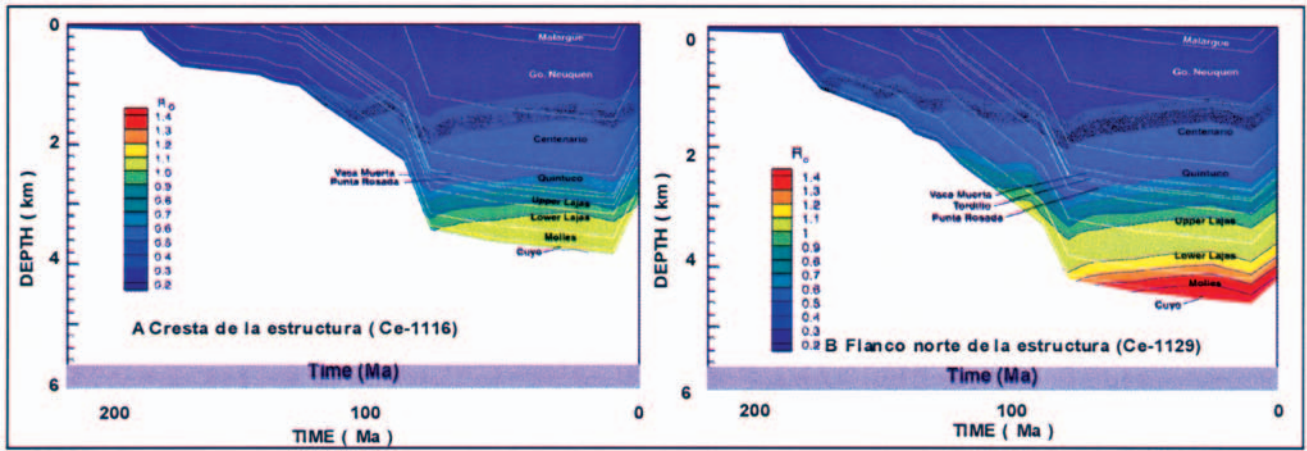


Figura 25. modelado de sistemas petroleros del Yacimiento Centenario: A- Cresta, B- Flanco norte.

espesor total de 700m, denominadas como fm Lajas (Malone *et al.* 2002). Hacia el sur, sobre el eje de la estructura, esta secuencia se encuentra truncada por la discordancia intramálmica, estimándose que se han suprimido aproximadamente 300m por efecto de la erosión en la cresta de la estructura.

Sobreyaciendo a las sedimentitas de la fm Lajas, y en aparente paraconcordancia (discordancia intracalloviana), se encuentran litofacies de areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados gris claros a castaño rojizos, intercalados con pelitas de origen fluvial asignadas a la fm Lotena. Esta secuencia se encuentra desarrollada en los flancos de la estructura, presentan un espesor total de hasta 80m; hacia el sur se encuentra truncada y faltante por erosión por efecto de la discordancia intramálmica. Por lo tanto, para estos términos, el mecanismo

principal de entrapamiento es del tipo *subcrop trap* (Milton *et al.* 1992) (figuras 22 y 23).

Sobre esta discordancia comienza un importante ciclo transgresivo que abarca el kimmeridgiano y tithoniano y que comienza con el depósito de facies fluviales y eólicas de las fms Tordillo y Catriel, las cuales se depositaron en posiciones estructurales más bajas, acuñándose hacia el sur. Posteriormente, en el tithoniano comienza una fuerte transgresión con depósitos de margas bituminosas y pelitas marinas de la fm Vaca Muerta, que actúan como sello regional para los niveles de areniscas y conglomerados de las fms Tordillo, Lotena y Lajas.

Evolución estructural de la trampa y emplazamiento estructural

La estructura del yacimiento Centenario se encuentra inmediatamente al norte de la dorsal de Huincul. La falla principal, de rumbo E-O, ha tenido una importancia preponderante en la configuración de la trampa. Esta falla, con bloque yacente al sur y que limita al yacimiento, pertenece al sistema de fallas del *rift* jurásico de la cuenca y presenta un rechazo variable de

acuerdo con el nivel estratigráfico considerado; para la base de la fm Vaca Muerta, el rechazo vertical medido es de aproximadamente 750m.

Esta falla ha sufrido varios pulsos de inversión tectónica positiva en el jurásico medio a superior, en el cretácico inferior y, posteriormente, en el terciario (Vergani *et al.* 1995; Vergani 2002). La estructura resultante está vinculada a la inversión tectónica de *half-grabens*, donde el levantamiento se produce con escaso acortamiento y que coincide a su vez con los ejes de los depocentros precuyanos y cuyanos, lo cual puede explicarse mediante compresión oblicua o transpresiva de fallas normales anteriores al levantamiento.

La inversión tectónica ocurrida durante el jurásico medio, que marca el inicio de la etapa compresiva en este sector de la dorsal de Huincul, ha provocado una condensación y, en algunos casos, el *pinch-out* de algunas unidades estratigráficas de los ciclos cuyano inferior y superior que disminuyeron el espesor hacia el sur de la estructura, y denotan una actividad tectónica sinsedimentaria, la cual favoreció el desarrollo de mecanismos de entrapamiento con componente estratigráfico.

Las fallas normales mas jóvenes, sobreimpuestas a la estructura principal, presentan un rumbo NO-SE y compartimentalizan el yacimiento en distintos bloques (figuras 22 y 23). Estas fallas han desempeñado un rol preponderante como vías de migra-

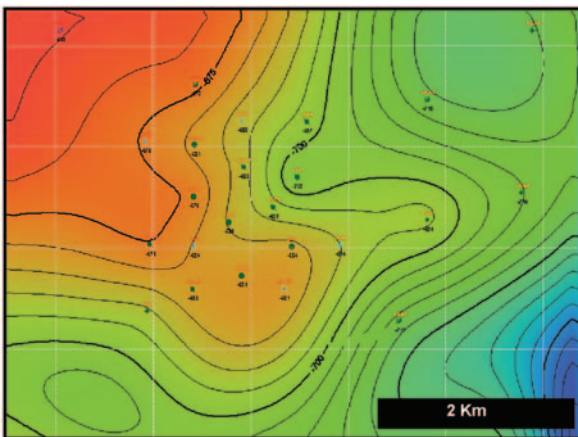


Figura 26. Plano estructural al tope de la Fm. Tordillo en el Yacimiento La Esperanza.

ción vertical, desde niveles profundos generadores de gas en la fm Los Molles. Debido a que afectan al gr. Neuquén, pueden asignarse a un último evento distensivo de edad posterior al cretácico superior.

Reservorios

Los reservorios pertenecientes al gr Cuyo Superior, Inferior y a la fm Lotena no se describirán en detalle ya que han sido tratados en profundidad en otros trabajos (Malone *et al.* 2002, Schiuma *et al.* 2002 y Zumel *et al.* 2002).

Roca generadora y timing de la generación

En el yacimiento Centenario coexisten distintos sistemas petroleros, con sus respectivas rocas madre asociadas, que resultan en diferentes tipos de hidrocarburos generados. De esta manera, en función del modelado geoquímico (figura 24) realizado en varios pozos del yacimiento y calibrado con datos de reflectancia de vitrinita (Chiarenza 1999), se sugiere la existencia de al menos tres sistemas petroleros. El primero es el sistema **Vaca Muerta-Lajas/Lotena/Tordillo** con moderado contenido orgánico y kerógeno tipo I/II, generadora de petróleo. Estas facies, en la posición cuspidal de la estructura, son marginalmente maduras y no han alcanzado el umbral de expulsión y el momento crítico. Hacia el norte, en el flanco de la estructura, ingresan en la fase principal de generación de petróleo (figura 25).

Para el segundo sistema descrito, **Molles-Molles/Lajas**, la roca generadora son los niveles pelíticos de la fm Los Molles. La calidad de la materia orgánica es, en promedio, regular a alta (1% a 4% COT) y corresponde a un kerógeno tipo II/III con capacidad de generar predominantemente gas. En el flanco de la estructura, la fm Los Molles presenta una variación de madurez térmica entre ventana tardía de generación de petróleo al tope, a ventana de generación avanzada de gas en su base. En el tope de la estructura, la fm Los Molles se encontraría

Yacimiento	LA ESPERANZA
Sistema	Estratigráfico
Régimen	Deposicional
Clase	Reservorio deposicional aislado
Subclase	Reservorio de areniscas y conglomerados
Super familia	Continental
Familia	Fluvial
Subfamilia	Canal
Variedad	Aluvial

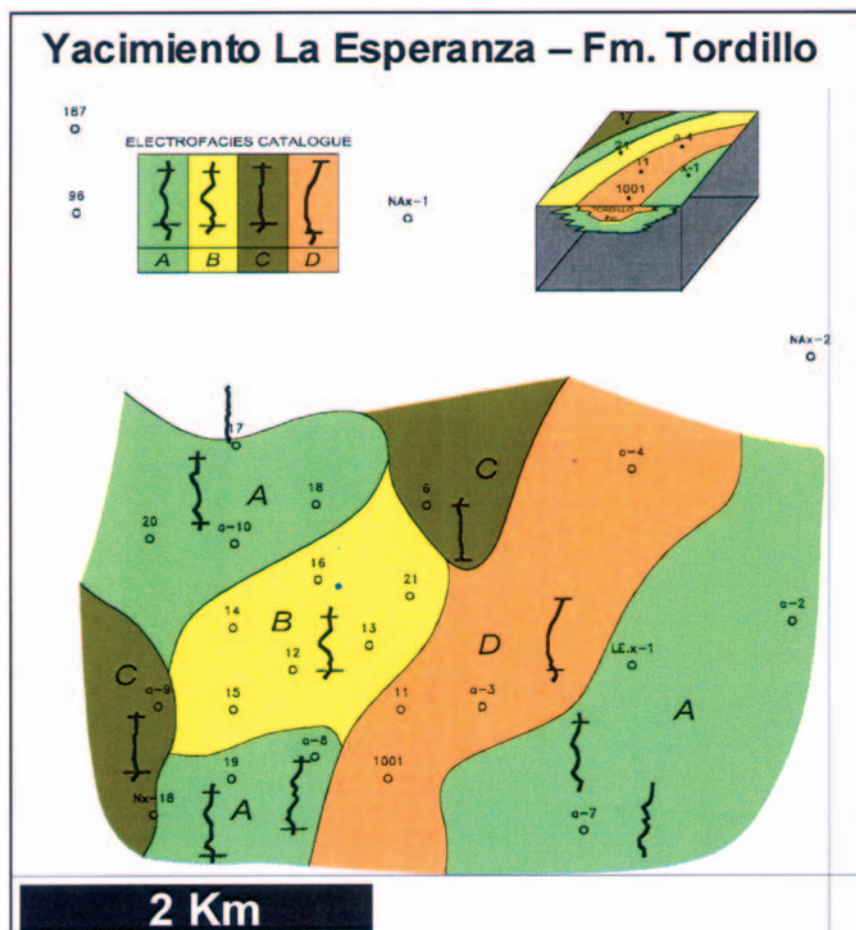


Figura 27. Mapa de electrofacies de la Formación Tordillo.

en la fase de generación principal de petróleo.

Por último, el tercer sistema **Precuyano-Precuyano** no ha sido fehacientemente comprobado.

Al considerar la falta de madurez de la fm Vaca Muerta en el entorno del yacimiento Centenario, se puede asumir que los petróleos del **sistema**

Vaca Muerta-Lajas/Lotena/Tordillo tendrían un carácter migrado a través de un *carrier* eficiente como las fms Tordillo, Lotena y Lajas, así como a través de fallas verticales. Para estos sistemas, la zona de generación se ubicaría al norte de la estructura del yacimiento Centenario en posiciones con mayor grado de soterramiento. Para la

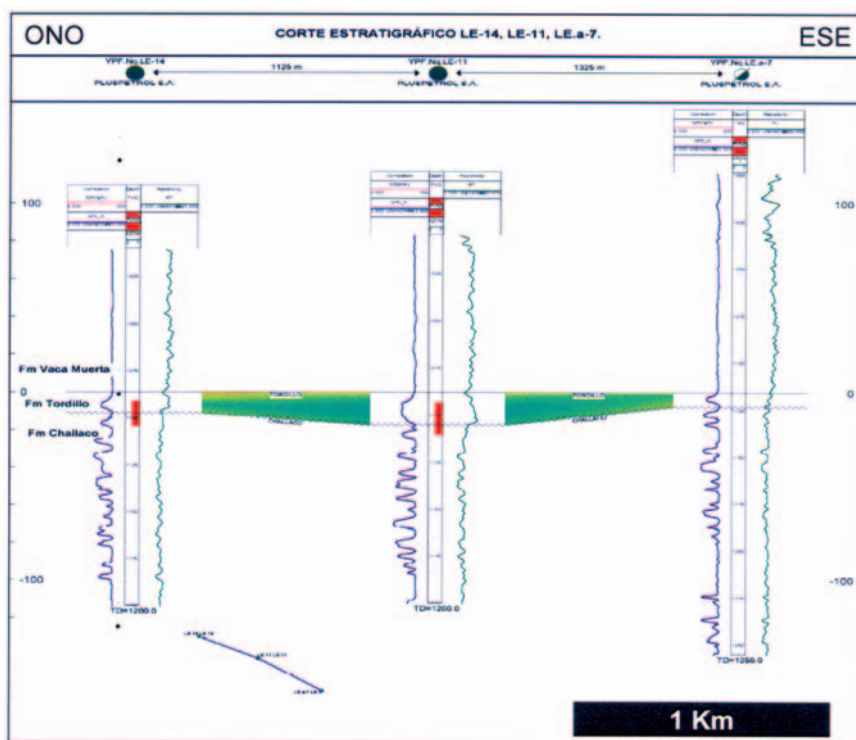


Figura 28. Corte estratigráfico del Yacimiento La Esperanza nivelado a la base de la Fm. Vaca Muerta.

fm Vaca Muerta el momento crítico se ubicaría entre los 60 y 45MMa (paleoceno-eoceno temprano), mientras que para la fm Los Molles se encontraría entre los 100 y 80MMa aproximadamente (cenomaniano-campaniano) (figura 25).

Sellos

Casi todas las formaciones productivas (Tordillo, Lotena, Lajas), en función del truncamiento erosivo, comparten a la fm Vaca Muerta como un sello vertical de magnitud regional. La falla principal con inversión tectónica, así como también las fallas normales secundarias, son sellos laterales efectivos, hecho evidenciado por los diferentes contactos de fluido de los distintos bloques. En función de las columnas mineralizadas de petróleo y gas en la fm Lajas ha sido posible calcular que la sobrepresión original ejercida en el tope de la estructura ha sido de aproximadamente 25kg/cm².

En el caso de los reservorios del ciclo cuyano inferior (fm Los Molles), lutitas y limolitas interestratificadas

con los niveles arenoconglomerádicos ofician como sellos verticales individuales para cada capa. Estos sellos presentan singular interés, ya que separan un sistema del ciclo cuyano superior con acumulaciones de petróleo y gas con agua libre de otro sistema en el ciclo cuyano inferior, donde el hidrocarburo entrampado es gas seco con una sobrepresión mínima de aproximadamente 5 kg/cm² ejercida en la culminación de la estructura (figura 24).

Historia del llenado de la trampa

En función de la evolución estructural del yacimiento Centenario, junto con el modelado geoquímico es posible detallar un esquema de llenado de las trampas para la porción oriental de la dorsal de Huincul.

El crecimiento de la estructura por inversión tectónica se inició para el término del ciclo cuyano superior en el jurásico medio (calloviano), con varias fases de inversión. La primera fase de generación de hidrocarburos en la fm Los Molles tuvo lugar entre

los 80 y 100ma., cuando la trampa ya tenía algún grado de crecimiento estructural por inversión. Este pulso de generación y expulsión cargó los reservorios del ciclo cuyano inferior con gas seco (figura 24).

Posteriormente, la estructura continuó su crecimiento mediante reactivaciones sucesivas, por fases de inversión en el oxfordiano-kimmeridgiano, valanginiano y cenomaniano (Vergani *et al.* 1995). A este levantamiento se lo puede postular como la causa de la ligera sobrepresión de los reservorios del ciclo cuyano inferior.

Cuando la fm Vaca Muerta, en el flanco norte de la estructura, entró en ventana de generación en los 60 a 45MMa, la trampa había alcanzado un crecimiento estructural considerable y los hidrocarburos líquidos y gaseosos migraron a través de *carriers* de las fms Tordillo, Lotena, Lajas y Quintuco desde posiciones más profundas, entrampándose en el cierre anticlinal y en los entrampamientos estratigráficos de los flancos. Posteriormente, un evento distensivo poscretácico superior (campaniano-maastrichtiano) genera fallas normales que sirven como vías de remigración vertical del gas generado y entrampado en el cuyano inferior, a reservorios más someros de Lajas, Lotena, Tordillo y Quintuco, por lo que la migración llega a algunos reservorios con sellos de carácter local en la fm Centenario y en el gr Neuquén.

Yacimiento La Esperanza: modelo de entrampamiento estratigráfico

Introducción

El yacimiento La Esperanza se ubica unos 80km al oeste de la ciudad de Neuquén. Fue descubierto por la compañía YPF en el año 1959 con el sondeo LE.x-1 y puesto en producción en el año 1976. A la fecha, el yacimiento cuenta con veintiún pozos perforados con un porcentaje de éxito del 71%, y su producción acumulada de petróleo es de 439.000m³. A partir del año 2005 se comenzó un proyecto de recuperación secundaria mediante

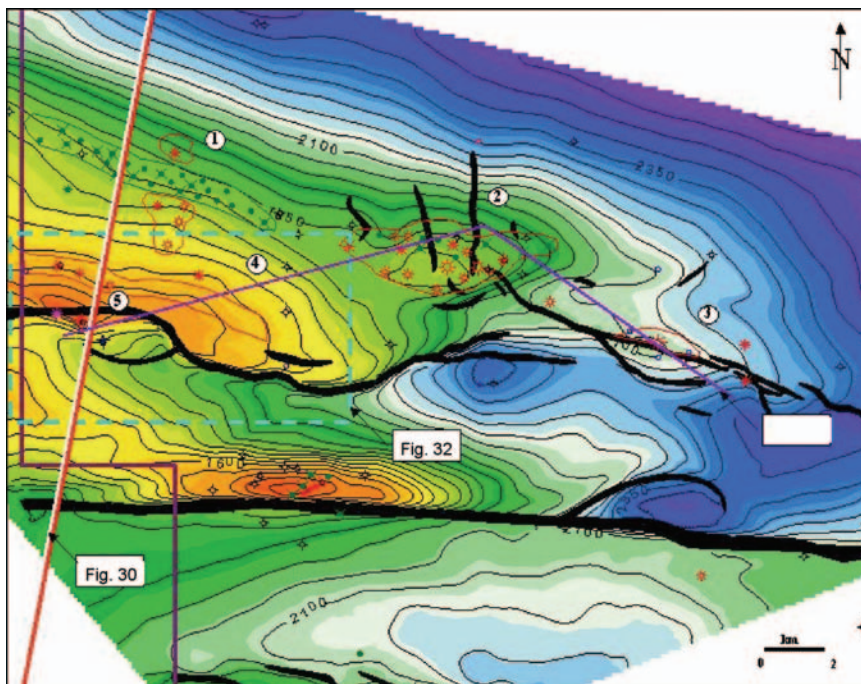


Figura 29. Mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta con ubicación de los yacimientos. 1- Los Bastos, 2- Las Chivas, 3- Punta Senillosa, 4- Los Bastos Sur, 5- Puesto Dinamarca.

Yacimiento	LOS BASTOS SUR	
Sistema	Estratigráfico	Estructural
Régimen	Superficie erosiva	Pliegue
Clase	Truncación	Anticlinal
Subclase	Subafloramiento regional	Anticlinal limitado por fallas
Super familia	Superficie erosiva no marina	Pliegue tectónico
Familia	Discordancia de límite de secuencia	Inversión tectónica

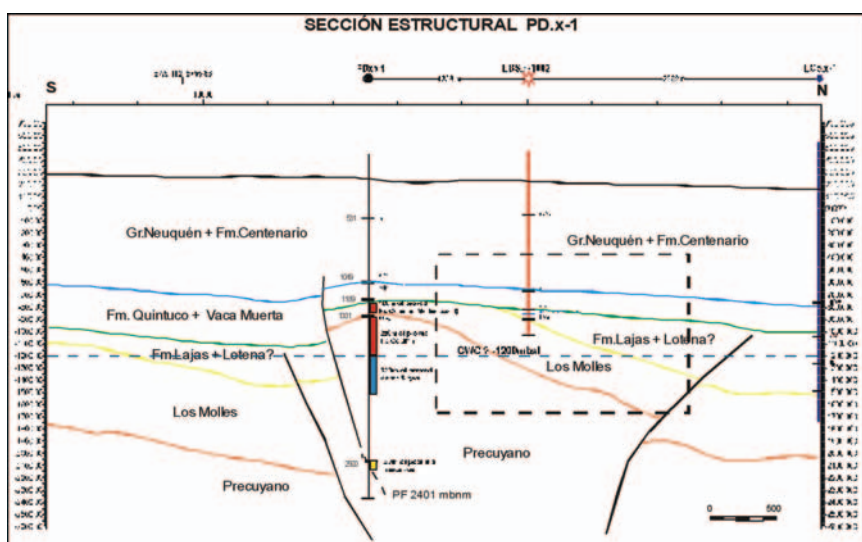


Figura 30. Corte estructural N-S. Para ubicación véase la figura 29.

la inyección de agua de purga. En conjunto con los yacimientos El Porvenir y Challacó forma parte del área El Porvenir, actualmente explotada por la compañía Pluspetrol SA. El principal reservorio productivo está integrado por la fm Tordillo, representada por las sedimentitas que se localizan entre la discordancia intramálmica y las margas bituminosas de la fm Vaca Muerta.

Como puede observarse en el plano estructural de la figura 26, la acumulación se localiza en una suave nariz estructural con un mínimo cierre de 20m. En la zona más alta de la estructura no se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos por no desarrollarse condiciones para el entrapamiento debido a la transición de facies reservorio a facies más arcillosas que actúan como sello.

Descripción geométrica de la trampa

En el cuadro que se encuentra arriba de la figura 27 se provee una clasificación del yacimiento La Esperanza de acuerdo con los lineamientos propuestos en Vincelette *et al.* (1999).

Los niveles productivos, pertenecientes a la fm Tordillo, se depositaron en un ambiente fluvial en el que las zonas canalizadas poseen un mayor desarrollo de espesores con calidad de reservorio. Lateralmente gradan a zonas con mayor participación de facies pelíticas, y resultan en menores espesores permeables hasta desaparecer el reservorio en dirección oeste del campo, a pesar de obtenerse una ganancia estructural. En la figura 27 se puede observar como, hacia el NO y SO, se pasa a electrofacies de borde de canal, con mayor contenido arcilloso, que desmejoran las condiciones petrofísicas hasta llegar a zonas con contenido psamítico nulo, que corresponden a la planicie de inundación.

Evolución estratigráfica de la trampa

Sobre la discordancia intramálmica se desarrolló un importante ciclo transgresivo que abarca el kimmerid-

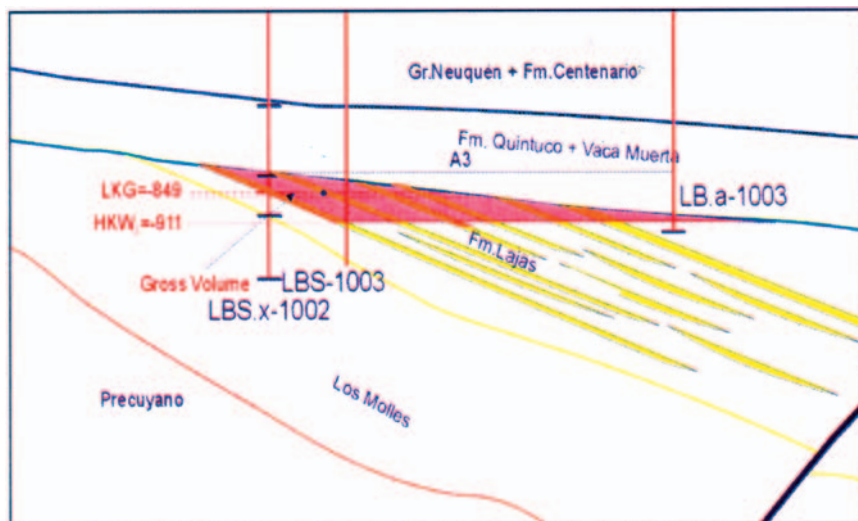


Figura 31. Corte esquemático norte-sur mostrando el mecanismo de entrapamiento del yacimiento Los Bastos Sur. Para ubicación véase la figura 32.

Trampas estratigráficas y combinadas del grupo Cuyo en el área los bastos

Introducción

El área Los Bastos, ubicada en el sector centro occidental de la dorsal de Huincul, comprende un complejo de yacimientos de gas y petróleo de talla pequeña (EUR entre 10 y 3MMboe) productivos principalmente de las fms Lajas y Lotena, y subordinadamente de la fm Los Molles y del Precuyano. El área cuenta con cinco yacimientos en producción efectiva en distintos estadios de desarrollo (figura 29), correspondientes a distintos tipos de entrapamiento característicos de la dorsal de Huincul.

Las Chivas somero, productivo de las fms Lajas y Lotena.

Las Chivas profundo, productivo del mb Inferior de las fms Lajas y Los Molles.

Punta Senillosa, de la fm Lajas.

Los Bastos Sur productivo del Mb Inferior de la fm Lajas.

Puesto Dinamarca del Precuyano y del mb Inferior de la fm Los Molles.

La historia de exploración del área comienza con el descubrimiento de los yacimientos de Los Bastos y Las Chivas somero durante la década del '60; durante las tres décadas posteriores, la actividad se concentró en la delimitación y el desarrollo de los yacimientos sin nuevos descubrimientos. A partir del año 2000, con la adquisición de sísmica 3D, el uso de atributos sísmicos y la actualización de conceptos exploratorios se descubrieron los yacimientos Las Chivas

giano y tithoniano, que deposita las facies fluviales que conforman el reservorio. Posteriormente los mismos fueron cubiertos por los depósitos de las margas bituminosas pertenecientes a la fm Vaca Muerta; la misma actúa de sello y roca generadora.

Reservorio

El reservorio está representado por la fm Tordillo, con un espesor útil promedio de 4m, una porosidad de 12% y una saturación de agua de 35%.

Roca madre

Los niveles pertenecientes a la fm Vaca Muerta han sido los generadores de hidrocarburos de la zona, depositados en un ambiente marino, su COT es de 2,5%, con un kerógeno de tipo II. En la zona, esta roca madre ha sido generadora principalmente de petróleo

Sello

El sello vertical está constituido por las arcilitas de la fm Vaca Muerta, que representan un sello de alcance regional de alta eficiencia. Lateralmente el pasaje a facies con alto contenido pelítico constituye el sello de la acumulación en dirección O-NO. El contacto petróleo-agua es el límite inferior de la trampa.

Historia de llenado

Durante el cretácico superior a terciario inferior, la fm Vaca Muerta comenzó su etapa de expulsión de hidrocarburos. En la zona del yacimiento, la fm Vaca Muerta se encuentra en estado inmaduro o bien en madurez temprana de generación de petróleo; por lo tanto, para explicar la carga del yacimiento La Esperanza se debe postular una migración larga, posiblemente desde la subcuenca de Picún Leufú ubicada al suroeste, migrando a través de un *carrier* como las fms Tordillo y Challacó. La principal vía de migración fueron los niveles permeables de la fm Tordillo y, al producirse el desmejoramiento de las condiciones petrofísicas, transformó esa vía de migración en el factor más importante para el entrapamiento.

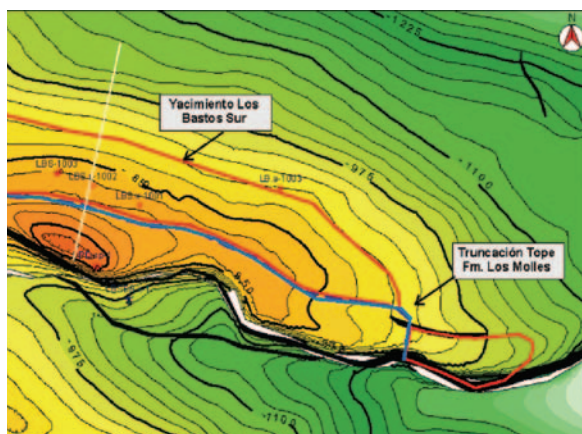


Figura 31. Mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Los Bastos Sur. Ubicación de la línea de truncación del tope de la Formación Los Molles (sello lateral).

profundo, Punta Senillosa, Los Bastos Sur y Puesto Dinamarca. Actualmente, el área produce 600Mm³/d de gas y 40m³/d de petróleo provenientes en su mayoría de los nuevos descubrimientos exploratorios. A diciembre de 2004 el área acumuló una producción de 1700MMm³ de gas y 430.000m³ de petróleo (13,5MMboe).

En el presente trabajo se describen las trampas de Los Bastos Sur como ejemplo de trampa combinada para el mb Inferior de la fm Lajas, y los descubrimientos realizados en las areniscas basales de la fm Los Molles en los yacimientos de Puesto Dinamarca, Las Chivas profundo y Punta Senillosa.

Complejo Los Bastos Sur-Puesto Dinamarca

Estos yacimientos se encuentran en el extremo occidental del área, en el alto estructural de Los Bastos, el cual forma parte del tren estructural Los Bastos-Las Chivas. Este sector corresponde a la zona de mayor relieve estructural del área y alrededor del mismo desaparecen por truncación, y en menor medida por acunamiento deposicional, los gr Lotena y Cuyo. Los yacimientos se ubican a una distancia de 2km entre sí y a profundidades someras (entre 1200 y 1500mbbp).

Yacimiento	LAS CHIVAS - PUESTO DINAMARCA - PUNTA SENILLOSA	
Sistema	Estratigráfico	Estructural
Régimen	Deposicional	Pliegue
Clase	Reservorios aislados	Anticlinal
Subclase	Reservorios de areniscas	Anticlinal limitado por fallas
Super familia	Trampas de areniscas marinas	Pliegue tectónico
Familia	Discordancia de límite de secuencia	Inversión tectónica

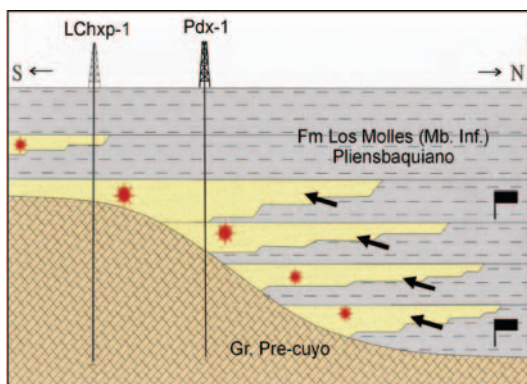


Figura 32. Mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Los Bastos Sur. Ubicación de la línea de truncación del tope de la Formación Los Molles (sello lateral).

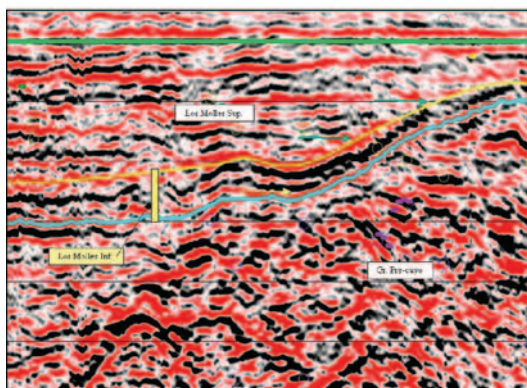


Figura 33. Corte estratigráfico y línea sísmica que muestra el arreglo estratigráfico de la sección inferior de la Formación Los Molles.

Yacimiento Los Bastos Sur

Este campo se encuentra alojado en una trampa combinada ubicada sobre el flanco norte y en el hundimiento oriental del anticlinal Los Bastos (figuras 29 y 30). Es una trampa compleja definida por los siguientes factores:

- Truncación de los niveles de areniscas del miembro inferior de la fm Lajas contra la base de la fm Vaca Muerta con una diferencia de inclinación de unos 20°.
- Sello lateral *up-dip* dado por la truncación de los niveles pelíticos de la fm Los Molles contra la base de la fm Vaca Muerta con igual relación de angularidad.
- Cierre oriental dado por el hundimiento del anticlinal Los Bastos.
- Carácter discontinuo de los cuerpos de areniscas y sellos pelíticos intraformacionales que caracterizan a la fm Lajas en esta zona.
- El cierre occidental no ha sido verificado y la acumulación se extendería en la vecina área de Aguada Baguales.
- El cierre vertical comprobado de la trampa es de 70m y posee una extensión areal de 7km².
- Contacto gas-petróleo o gas-agua no testeado.

Yacimientos Puesto Dinamarca -Las Chivas profundo-Punta Senillosa (areniscas basales de la fm Los Molles)

Este estilo de entrampamiento ha sido documentado en el área Los Bastos por cinco pozos en los yacimientos Puesto Dinamarca, Las Chivas profundo y Punta Senillosa; constituye un objetivo exploratorio adicional en pozos profundos con objetivo principal en el Precuyano. Los fluidos documentados corresponden a gas, petróleo y condensado, en todos los casos con afinidad a la roca madre de la fm Los Molles.

Estas trampas se caracterizan por presentar un fuerte componente estratigráfico (figura 33); sin embargo, en la clasificación subsiguiente se ha agregado un componente estructural secundario, dado que los pozos

Acumuladas bloque AND (marzo 2005, SEN)

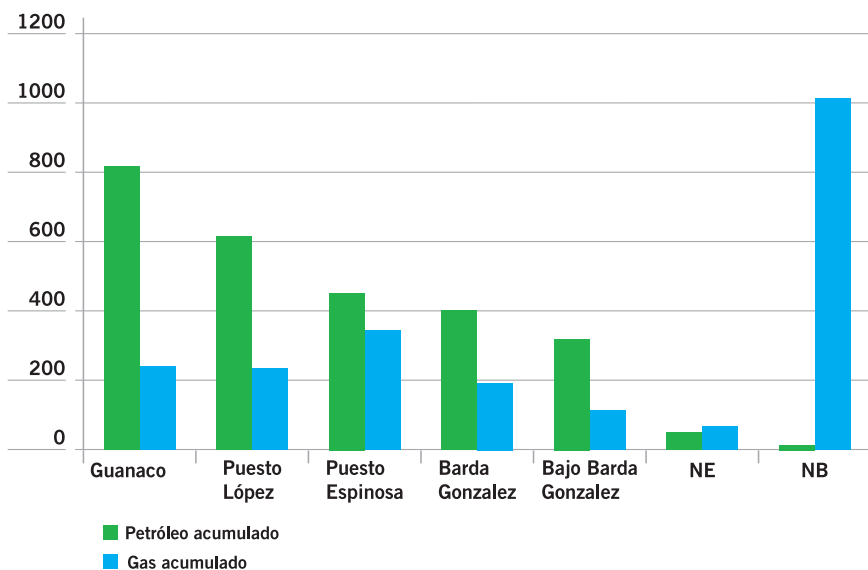


Figura 34. Talla de los yacimientos del área al norte de la dorsal.

que las documentaron están en culminaciones anticlinales. Los componentes que definen este tipo de trampas son:

- Porosidad secundaria por disolución (15% a 22%).
- Geometría y distribución de los cuerpos de areniscas (10 a 20m de espesor).
- Sellos verticales y laterales dados por las margas y calizas del mb Inferior de la formación Los Molles y vulcanitas del Precuyano.

Características del reservorio

El reservorio de la fm Los Molles en el yacimiento Las Chivas profundo se depositó en un ambiente de plataforma interna con aporte piroclástico. En base a estudios de testigos corona se identificaron tres facies: una de areniscas lítico-feldespáticas finas interpretadas como depósitos de barras en posiciones de plataforma interna en condiciones de moderada a alta energía que contiene los mejores niveles de reservorio con muy buena porosidad secundaria (18%); otra de tufosa-

mitas con abundante contenido de bioclastos asignados a depósitos de barras en posiciones de plataforma interna en condiciones de moderada energía con buena a muy buena porosidad secundaria (10% a 17%) de distribución heterogénea por disolución de bioclastos, material vítreo y plagioclasas. Y una tercera de fangolitas tobáceas y tufopelitas con restos de bioclastos interpretadas como facies distales de plataforma interna sin desarrollo de porosidad.

Los valores de permeabilidad varían entre 0.001 y 0.1md y corresponden los mejores valores a las facies de areniscas.

Por su parte, el yacimiento Puesto Dinamarca se caracteriza por el predominio de facies de areniscas medianas con porosidad moderada a buena (15%). Las características composicionales, la ausencia de material volcánico, la porosidad de tipo intergranular y la ausencia de bitumen en el espacio poral le confieren a este reservorio mejores propiedades en comparación con los antes mencionados. Esto se ve reflejado en los caudales de gas iniciales de los pozos: 40.000m³/d en Las Chivas profundo y Punta Senillosa contra 130.000m³/d en Puesto Dinamarca.

Evolución tectónica de las trampas

La evolución estructural de la trampa y de los ejes estructurales presentes en el área Los Bastos se enmarca den-

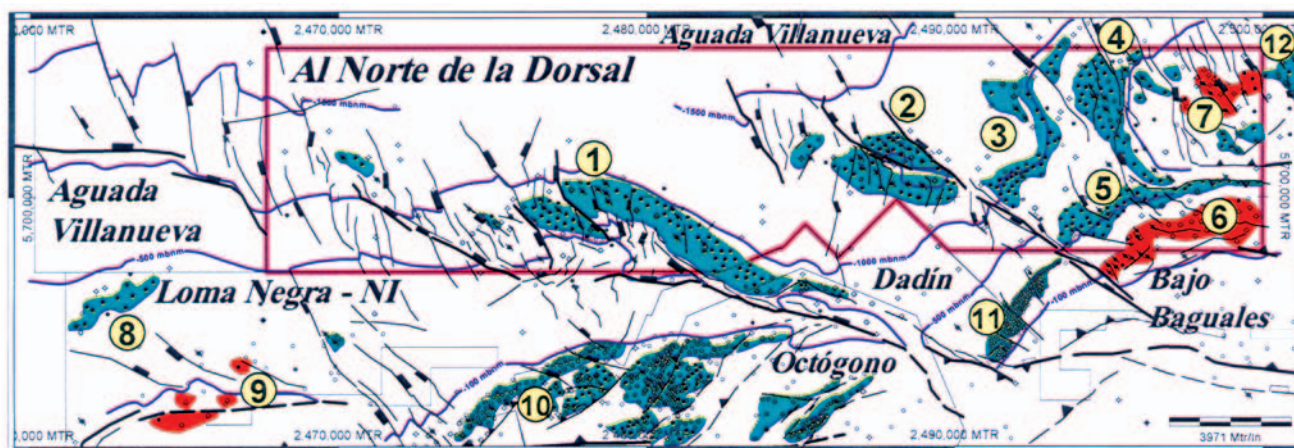
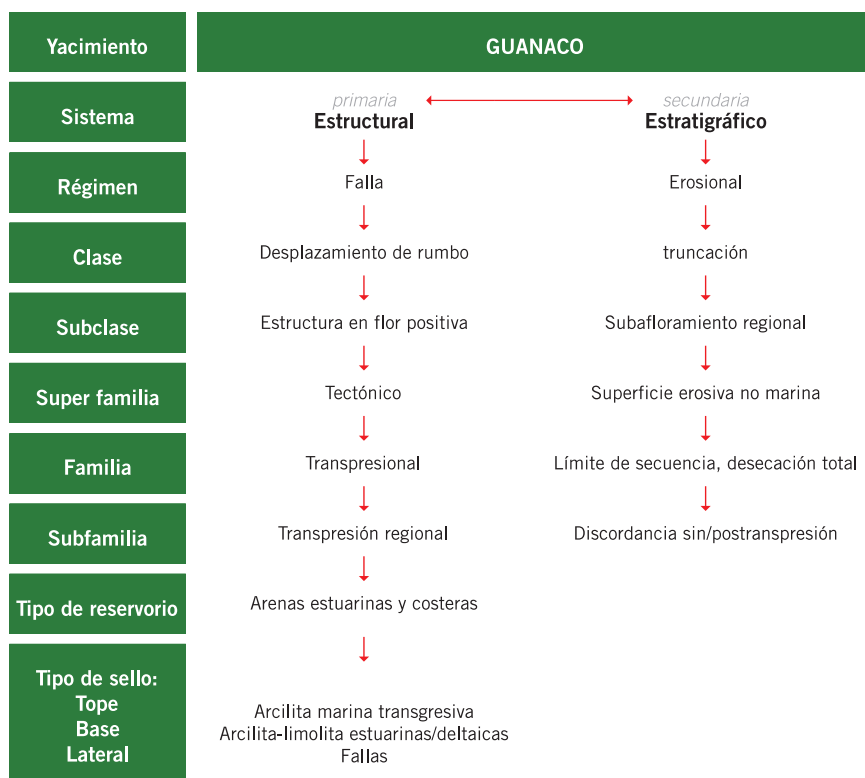


Figura 35. Mapa de ubicación. Contornos a la base de la Formación Vaca Muerta en mbnm. Los sombreados señalan acumulaciones petrolíferas y gasíferas. 1-Guanaco, 2-Barda González, 3-Bajo Barda Gonzalez, 4-Puesto López, 5-Puesto Espinoza, 6-NB, 7-NE, 8-Loma Negra Norte, 9-Loma Negra, 10 Huicul-NI, 11 Dadín/Campamento3, 12-Aguada Baguales.



forma continua por transpresión desde el pliensbaquiano hasta el mioceno. El balance relativo entre la subsidencia regional y la tasa de levantamiento local de cada estructura dio lugar a un juego complejo de geometrías de estratos de sin crecimiento, tales como cuñas, truncaciones y patrones de *onlap*, que controlaron el depósito y la preservación de los reservorios, las rocas madres y los sellos.

En el caso del yacimiento Los Bastos sur, la geometría de sin crecimiento resultó en la conformación de una cuña de niveles de areniscas de la fm Lajas, limitada por los sellos de las fms Los Molles y Vaca Muerta.

En el caso de las areniscas basales de la fm Los Molles, la inversión tectónica acontecida durante el pliensbaquiano dio lugar a una topografía incipiente que controló los espesores y parcialmente las facies del miembro inferior de la fm Los Molles (figura 33). Durante el toarciense se produce una caída del nivel de base en conjunción con un incremento en la actividad tectónica, que provoca la erosión del miembro inferior de la fm Los Molles en posiciones cuspidales de las estructuras. El miembro superior de la fm Los Molles muestra claros patrones de *onlap* sobre una topografía acen- tuada por la actividad tectónica.

Evolución estratigráfica de las trampas

La evolución estratigráfica de la trampa está estrechamente ligada a la evolución estructural de la zona. En el caso del yacimiento Los Bastos sur, los depósitos marinos de la fm Los Molles (pliensbachiano-toarciense) constituyen el sello lateral de la trampa. Los mismos fueron depositados durante su inversión, por lo que muestran adelgazamiento hacia el eje del anticlinal Los Bastos y discordancias tectónicas internas. Los depósitos clásticos de la fm Lajas, que constituyen el reservorio del yacimiento, presentan los mismos patrones que la fm Los Molles.

Finalmente, las margas y calizas de la fm Vaca Muerta constituyen el sello vertical de la trampa.

Los reservorios del mb Inferior de

tro de la evolución tectónica general de la dorsal de Huincul. Durante el triásico superior-jurásico inferior de

desarrollaron una serie de *half grabens* alargados en dirección aproximada E-O, los cuales fueron invertidos en

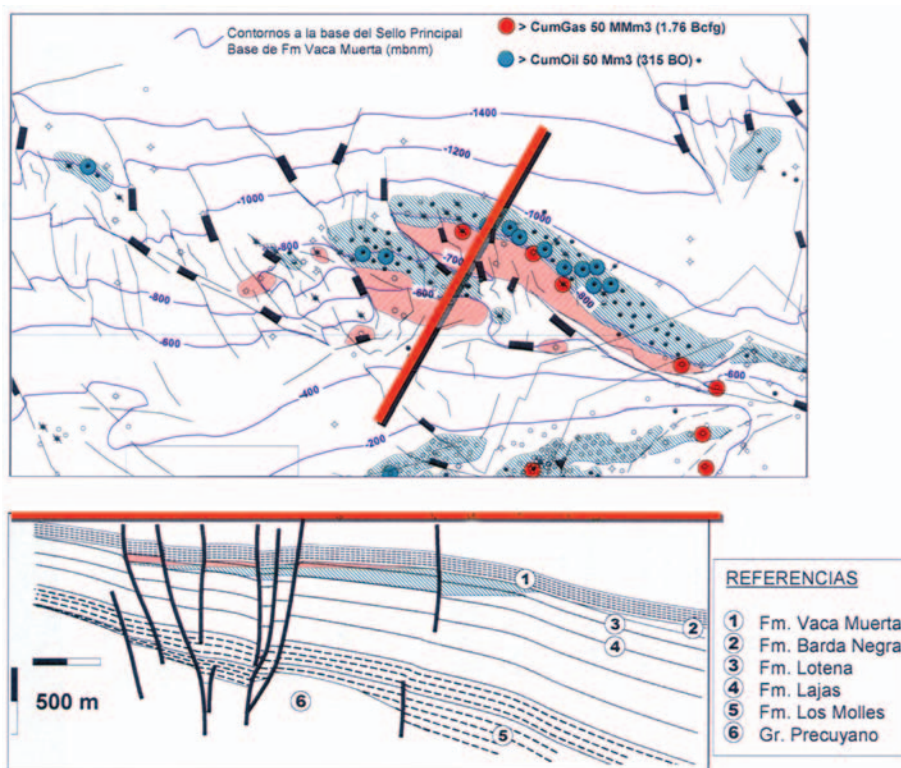
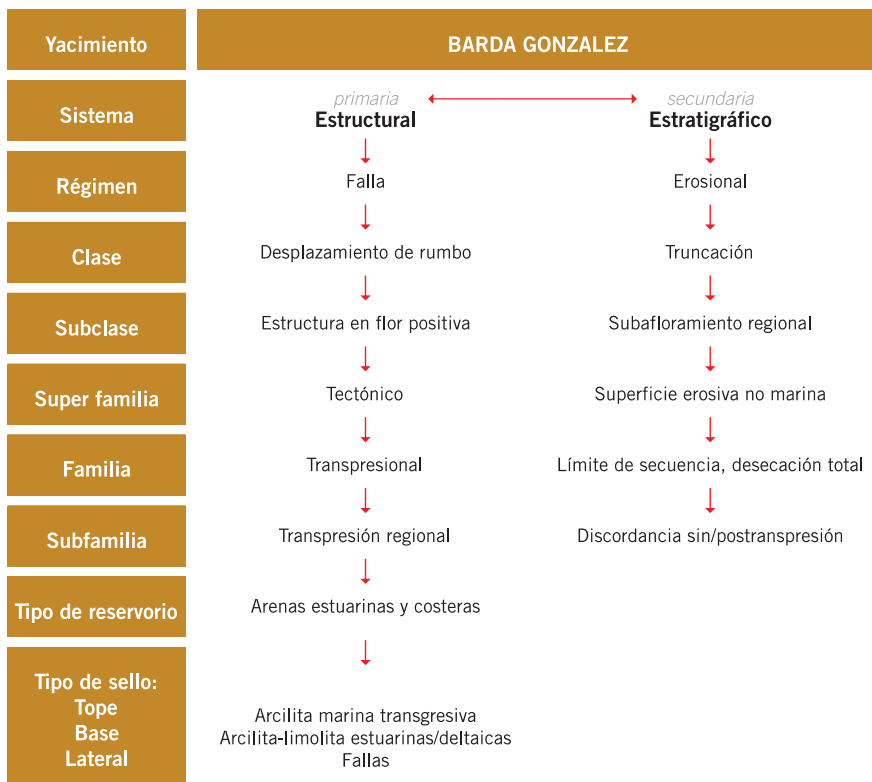


Figura 36. Descripción del yacimiento Guanaco. Superior: clasificación de la trampa. Centro: mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta, las áreas sombreadas en rojo corresponden a gas y las verdes a petróleo. Inferior: corte esquemático del yacimiento.



la fm Lajas están compuestos por niveles de areniscas cuarzosas grises finas a muy finas, subangulosas, con escasa matriz arcillosa. Los valores de porosidad son de 15%. Los cuerpos son de 10 a 15m de espesor.

Trampas combinadas en reservorios del jurásico superior en el área al norte de la dorsal

Introducción

Se describen tres casos particulares de entrapamiento en el área al norte de la dorsal (AND) que sirven como análogos para muchas de las acumulaciones contenidas en las fms Lajas y Lotena en el ámbito norte de la dorsal de Huincul; estos yacimientos tipo son: Bajo Barda González, Guanaco y Barda González.

El área AND posee una superficie de 221km² y se encuentra a unos 5km al norte de la ciudad de Plaza Huincul. Cuenta con numerosos yacimientos concentrados sobre sus bordes austral y oriental (figura 35), y cuyos principales niveles productivos son las fms Lajas y Lotena. En la figura 34 se presentan las acumuladas por campo (excluyendo Guanaco Profundo).

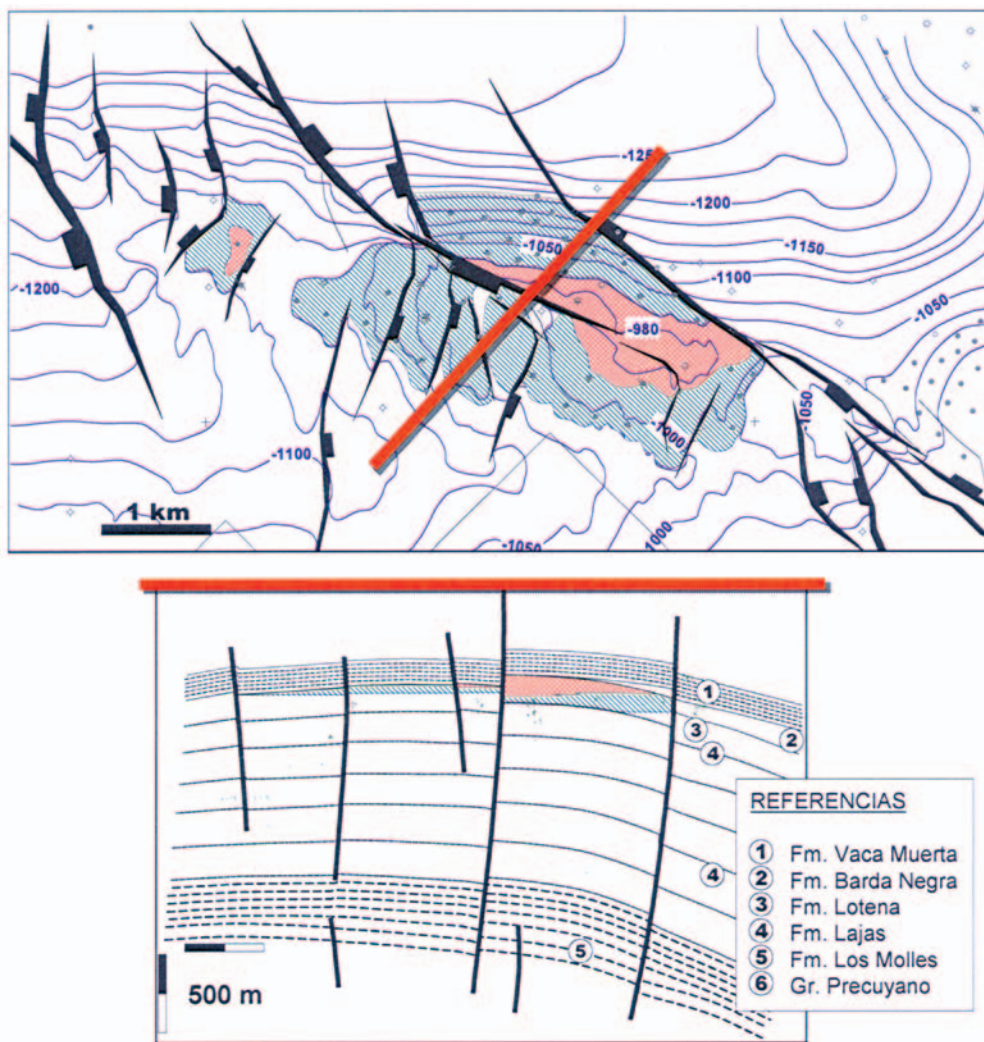
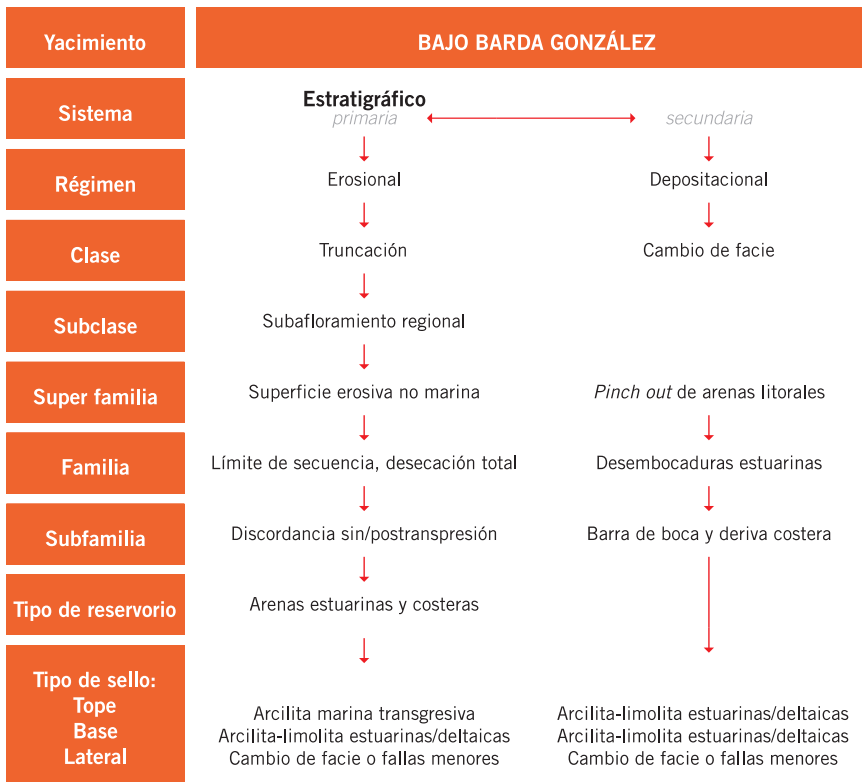


Figura 37. Descripción del yacimiento Barda González. Superior: cuadro descriptivo/clasificadorio de la trampa. Centro: mapa estructural de la base de la Formación Vaca Muerta, las áreas sombreadas en rojo corresponden a gas y las verdes a petróleo. Inferior: corte esquemático del yacimiento.



Uno de los primeros campos con trampa combinada descubiertos en el entorno de la dorsal de Huincul es el yacimiento Dadín; fue descubierto en el año 1925, lo cual muestra que desde los inicios de la prospección de la cuenca los exploradores visualizaron complejos estilos de entrapamiento combinado. El primer pozo fue perforado en el flanco de una estructura anticlinal y los dos pozos de avanzada subsiguientes hacia la cresta, delinearon la truncación del reservorio y continuaron el desarrollo exclusivamente sobre el flanco. Sin embargo, la actividad posterior se concentró en prospectos estructurales por casi setenta años y sólo a partir de los '90 se retomó la exploración y explotación de campos predominantemente estratigráficos (PE, BBG, LNN [¿aclarar?]), con el auxilio de modelos geológicos renovados, sísmica 3D y el mapeo detallado de truncaciones.

En el presente aporte se busca describir los dos elementos que modelan las trampas en el área: estratigrafía y estructura, ambos ligados a la alta movilidad de la región durante gran parte de su historia geológica. Es en el jurásico superior (discordancia intramálmica) cuando se da el clímax para el sistema petrolero; se generaron las estructuras que evolucionaron en fases subsiguientes, se truncaron secciones predominantemente arenosas y luego la transgresión marina del titoniano proporcionó sello regional y roca madre de gran calidad en contacto con el reservorio.

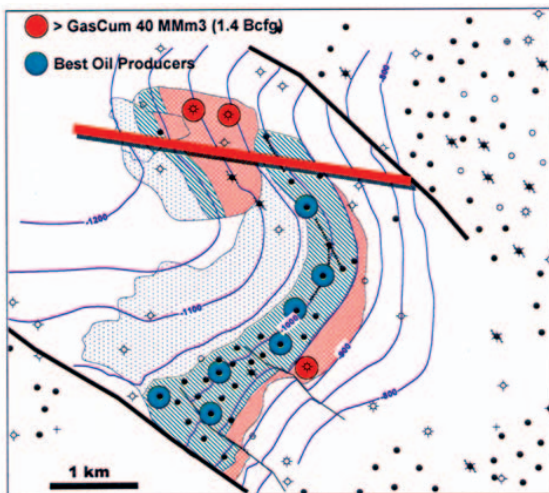
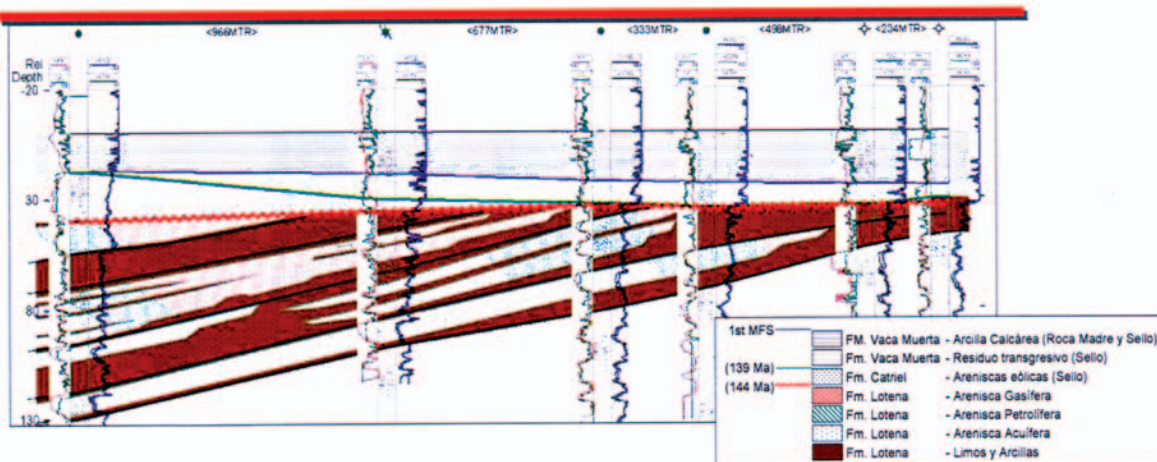


Figura 38. Descripción del yacimiento Bajo Barda González. Superior: cuadro descriptivo/clasificadorio de la trampa. Centro: mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta. Inferior: corte esquemático del yacimiento.



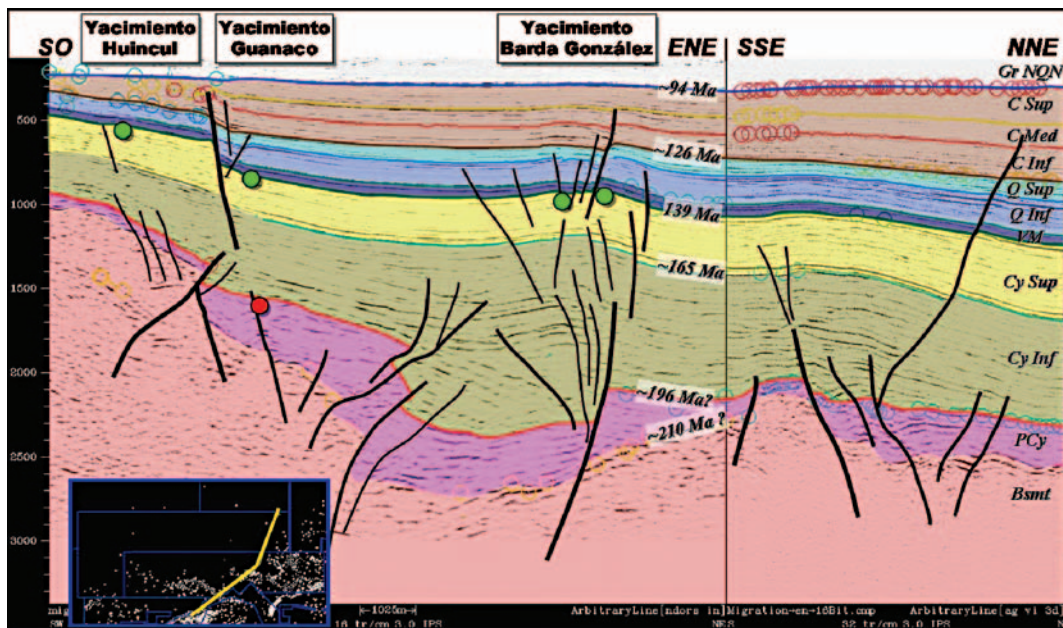


Figura 39. Sección sísmica SO-NE a través del bloque AND.

Descripción geométrica de la trampa

Todas las acumulaciones del bloque AND pueden clasificarse como combinadas. Los principales eventos estructurales y estratigráficos que modelan

las trampas corresponden al mismo período geológico, de ahí su fuerte interrelación. Dentro de este concepto amplio de trampas combinadas se presentan todos los rangos, desde predominantemente estructurales como

Guanaco y Barda González, hasta predominantemente estratigráficas como Bajo Barda González. En las figuras 36 a 38 se describen y clasifican los yacimientos tipo según los lineamientos propuestos por Vincelette *et al.* (1999).

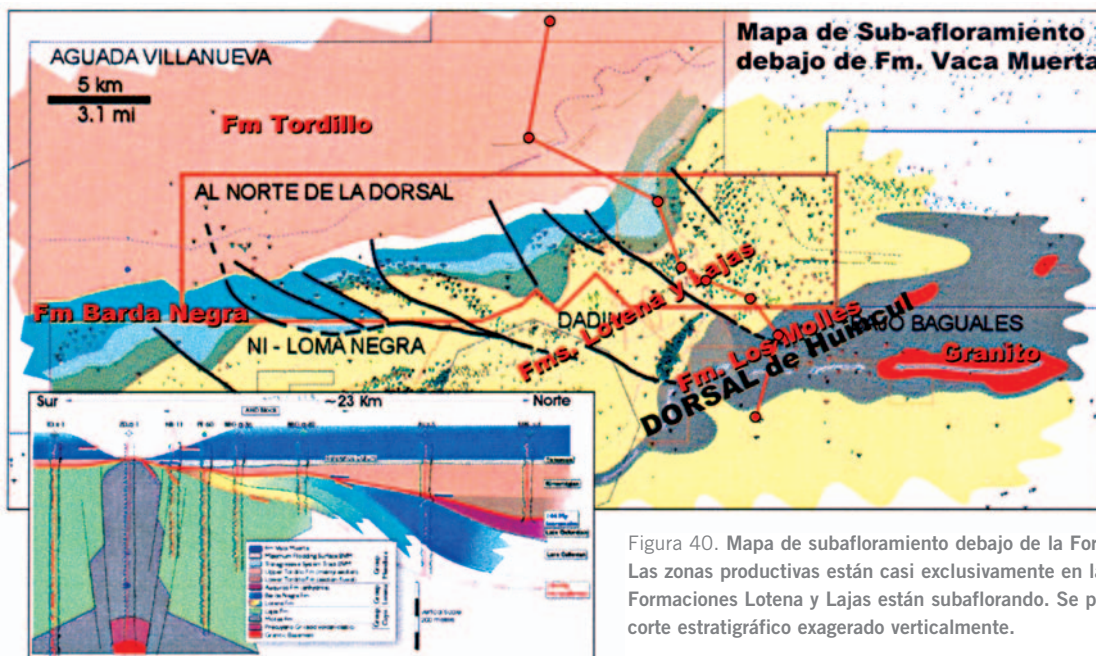


Figura 40. Mapa de subafloramiento debajo de la Formación Vaca Muerta. Las zonas productivas están casi exclusivamente en la región donde las Formaciones Lotena y Lajas están subaflorando. Se presenta también un corte estratigráfico exagerado verticalmente.

Evolución tectónica de la trampa

La evolución estructural del bloque AND está estrechamente ligada a la de la dorsal de Huincul. En este trabajo se hará una breve reseña restringida al área de estudio.

Durante el triásico superior-jurásico inferior en AND se desarrolló un depocentro elongado en dirección E-O, con bloque alto al sur. En esta etapa predominantemente distensiva se alternan eventos compresivos que generan discordancias erosivas dentro de los depocentros (Ploszkiewicz *et al.* 1984.; Vergani *et al.* 1995; Cruz *et al.* 2002; Gómez Omil *et al.* 2002; Mosquera 2002). Esto se interpreta como incipientes fases de inversión y/o efectos de una fase transtensiva regional que localmente produce fajas compresivas en zonas de acomodación. En el jurásico superior domina la compresión con empuje oblicuo (transpresión), la cual está presente en pulsos hasta el cretácico superior. El bloque norte (depocentro Precuyano-Cuyano) se desplazó lateralmente respecto del bloque sur (menos móvil) y generó estructuras tipo flor que tuvieron su pico de crecimiento en el jurásico superior (discordancia intramálmica); el epicentro de los eventos subsiguientes del cretácico inferior alto a superior se desplazó hacia el sur (discordancias intravalanginiana e intracenomaniana). Este hecho fue clave para que

todos los elementos del sistema petrolero se conjugaran en espacio y tiempo, y luego se preservaran en la extensa zona de acumulaciones de hidrocarburo en reservorios "pretithonianos" adosados al flanco norte de la dorsal de Huincul. Al sur, los eventos erosivos subsiguientes al jurásico superior eliminaron roca madre, sello y hasta reservorio en algunas localidades.

Evolución estratigráfica de la trampa

En el presente aporte se referirá específicamente a los eventos estrati-

gráficos que tuvieron influencia sobre la generación de trampas. Para más detalles se puede recurrir a la bibliografía específica más reciente (Legarreta y Gulisano 1989; Zavala 1993; Gulisano y Gutiérrez Pleimling 1994; Legarreta y Uliana 1996; Limeres 1996; Zavala y Freije 2001; Gómez Omil *et al.* 2002).

El área tratada presenta múltiples episodios tectónicos con una fuerte influencia en las secuencias coetáneas. Entre los 144 y los 139ma se suceden dos eventos clave para las trampas de la región: la reducción drástica del espacio de acomodación debido al

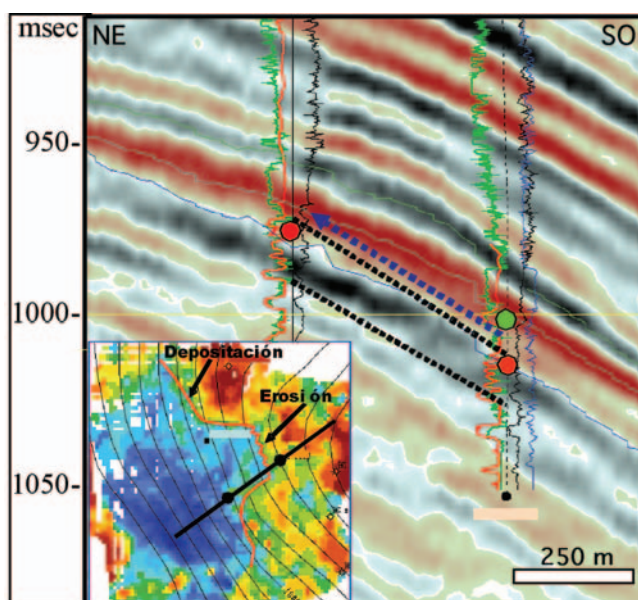


Figura 41. Sección sísmica que muestra una de las acumulaciones estratigráficas de BBG. Nótese la trancación de una para-secuencia casi imperceptible mediante sísmica. El mapa en espesor entre el mínimo y el cruce por cero permiten delimitar la unidad.

levantamiento regional por compresión/transpresión y la consecuente regresión total del mar en la cuenca (*Total Lowstand*, Mutti *et al.* 1994), lo que generó la discordancia intramálmica (144MMa) y la reingresión marina (139MMa), tan rápida que no acumuló un cortejo transgresivo y cuyos depósitos de mar profundo sellaron muy eficientemente las unidades aflorantes.

En Aguada Villanueva, la discordancia intramálmica trunca a la fm Barda Negra mientras que al sur, en AND, se truncan las secciones callovianas hasta bajocianas que contienen la mayoría de los reservorios (figura 40). Los cambios de facies de estas secciones agregan sutiles trampas estratigráficas (por ejemplo, barras costeras, desembocaduras estuarinas, etc., figura 41). Más al sur se verifican erosiones totales de la columna jurásica, tal como se aprecia en la zona de Aguada Baguales y Bajo Baguales.

Las unidades kimmeridgianas, correspondientes a la regresión total coetánea y posterior a la erosión asociada a la discordancia intramálmica, se acumularon al norte de AND, donde se adosan al paleorelieve erosivo y depositacional. El origen eólico de las mismas y la configuración paleotopográfica permiten inferir zonas de deflación para gran parte de la dorsal y zonas de acumulación a sotavento de la misma. Algunas excepciones son producto de condiciones locales de trampas aerodinámicas (paleovalles, quiebres de pendientes, terrazas erosivas). Por ello, en AND sólo se preservan escasos relictos de estas eolianitas (fm Catriel), los cuales en general no presentan cualidades de reservorio y se comportan como sello.

En el tithoniano (139MMa) se produce una rápida ingresión marina, producto del ascenso del nivel del mar hasta el umbral del arco volcánico occidental (Mutti *et al.* 1994; Cevallos 2005). En su base se desarrolla un depósito homogéneo de unos 5 a 10m de marga gris oscura con inclusiones de limos, arenas muy finas y fragmentos calcáreos (Cevallos *op. cit.*) que complican la correlación de detalle y la imagen sísmica de los reservorios. La fm Vaca Muerta posee unos

120m de espesor compuesto por margas bituminosas y se comporta como sello. Sobre esta unidad sucede la fm Quintuco, mayormente compuesta por calizas. Si bien esta última contiene algunos niveles permeables aislados, ambas unidades se comportan como un efectivo sello regional. En conjunto alcanzan un espesor de 500m y éste puede verse reducido por efecto de la erosión asociada a la discordancia intravalanginiana que presenta espesores menores a los 100m en algunas zonas.

Los depósitos continentales de la fm Centenario y gr Neuquén sobreyacen a las unidades antes mencionadas y presentan altas relaciones arena/arcilla y espesores en conjunto de más de 1000m.

Reservorios

Las fms Lotena y Lajas han sido ampliamente estudiadas por diversos autores. Para mayores detalles sobre su calidad como reservorio se refiere a Schiuma *et al.* 2002 y Malone *et al.* 2002.

Roca madre

En la zona de análisis se han documentado las dos unidades generadoras más importantes: la fm Vaca Muerta y la fm Los Molles. La primera es la generadora de la mayor parte de los hidrocarburos producidos en la región, y casi exclusivamente del petróleo presente en los reservorios cercanos a su base.

Respecto de la fm Los Molles, si bien no se han documentado mediante perforación depocentros del jurásico inferior en AND, se infiere la presencia de depósitos de esta unidad correspondientes al lapso edad pliensbachiano-toarciaco inferior que aportarían gas, condensado y tal vez petróleo a las campos existentes.

Sellos

El principal sello del área es la fm Vaca Muerta, la cual está presente en general con un espesor superior a los 100m. Su función como sello es la de desvincular a los reservorios prekim-

meridgianos de la fm Centenario y el gr Neuquén y sellar las fallas que atraviesan la columna. La presencia generalizada de rastros de petróleo y gas, e incluso de efímeras producciones de hidrocarburos en la interfase fm Quintuco/fm Centenario, dan muestras de fugas menores con muy bajo potencial de entrapamiento. Cuando la fm Vaca Muerta está ausente por erosión (discordancias intravalanginiana e intercenomaniana) no se registran acumulaciones en los reservorios prekimmeridgianos.

Además del excelente sello de tope es clave la participación de sellos laterales, los cuales están dados principalmente por fallas y, en menor medida, por cambios de facies. En el caso de las trampas estratigráficas, la clave está en el sello de base, provisto por intercalaciones finas de extensión limitada. Mapear la intersección de los sellos de tope y base es la clave de la prospección; en estos casos, el sello lateral se torna muy importante, ya que la ausencia de los mismos provoca un anillo de petróleo muy extendido y delgado.

Historia de llenado de la trampa

La fm Los Molles entró en ventana de generación en el oxfordiano-kimmeridgiano (146MMa) (Veiga 2002); ya en el valanginiano (126MMa) tendría una madurez mayor a 1,2%Ro y, a tiempo presente, superaría los 1,5%Ro y generaría mayormente gas. Las acumulaciones de gas de mayor tamaño del área se encuentran adosadas a las fallas principales (por ejemplo, NB, por lo que se asume migración vertical dominante a través de las mismas. En las zonas menos estructuradas, el gas se entrapó en la sección inferior de la fm Lajas (baja productividad), con conexión estratigráfica o por fallas profundas con la roca madre. Algunos casos de trampas estratigráficas en el tope de las fms Lotena o Lajas muestran claras asociaciones con vías de migración vertical por fallas; estas acumulaciones corresponden a pulsos de generación más tardíos, posteriores al depósito de la fm Vaca Muerta. Parte del gas genera-

do también fugó a superficie o se acumuló en secciones más antiguas, como en el caso del Precuyano en el yacimiento Guanaco Profundo.

Por su parte, la fm Vaca Muerta inició la generación luego de la deposición del gr Mendoza (94MMa) y actualmente presenta valores de 0,7%Ro. Si extendemos la región de aporte a posiciones distales (meseta Buena Esperanza, Mangrullo), el inicio de la generación es anterior (115-105ma) (Legarreta *et al.* 1999; Cruz *et al.* 2002). Los inicios de la expulsión encontraron la trampa conformada, los reservorios subaflorescentes a la discordancia intramálmica (144MMa) ya estaban sellados y la mayoría de las estructuras estaban esbozadas. Estas "paleoacumulaciones" estaban más integradas y las fases diastóricas posteriores las desmembraron y redistribuyeron. Las vías de migración son muy francas, por contacto directo con los reservorios infrayacentes. Para migraciones más largas, la fm Catriel se convierte en un *carrier* válido a través del tiempo geológico. La presencia de casquetes gasíferos o alto GOR asociados a los yacimientos cargados por la fm Vaca Muerta se asocian a aportes de fm Los Molles.

Agradecimiento

Los autores agradecen a la compañía Pluspetrol por autorizar la publicación del presente trabajo. A M. Rosso por la lectura crítica del manuscrito.

También un especial reconocimiento a Jorge Zumel por su contribución sobre el yacimiento Centenario.

Agradecen también a Pioneer Natural Resources Argentina, a Repsol YPF y a Tecpetrol SA por el apoyo para la preparación de este artículo y por permitir la difusión de la información contenida sobre los yacimientos que éstas operan.

Bibliografía

Bettini, F. H., "Pautas sobre cronología estructural en el área del cerro Lotena, cerro Granito y su implicancia en el significado de la dorsal del Neuquén, provincia del Neuquén", IX Congreso Geológico Argentino, Bariloche, 1984, actas II, pp. 342-361.

Cabaleiro, A.; Cazau, L.; Lasalle, D.; Penna, E. y Robles, D., "Los reservorios de la formación Centenario", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 407-425.

Cevallos, M. F., "Análisis estratigráfico de alta frecuencia del kimmeridgiano-tithoniano en el subsuelo de la dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2005.

Chiarenza, D., "Modelado geoquímico del yacimiento Centenario", *mimeo*, Pluspetrol, 1999.

Cruz, C. E.; Robles, F.; Sylwan, C. y Villar, H. J., "Los sistemas petroleros jurásicos de la dorsal

de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina", IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 1999, actas I, pp. 177-195.

Cruz C. E.; Boll, A.; Gómez Omil, R.; Martínez, E. A.; Arregui, C.; Gulisano, C.; Laffitte G. A. y Villar, H. J., "Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga: Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina. Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.

Freije, H.; Azúa, G.; González, R.; José Ponce, J. y Zavala, C., "Actividad tectónica sinsedimentaria en el jurásico del sur de la Cuenca Neuquina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.

Gómez Omil, R.; Schmithalter, J.; Cangini, A.; Albariño, L. y Corsi, A., "El grupo Cuyo en la dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, octubre de 2002.

Gulisano, C. y Gutiérrez Pleimling, A., "The Jurassic of Neuquen Basin a) Neuquen Province. Field Guide", Sec. Min. Nac. y Asoc. Geol. Arg., Serie E N° 2, Buenos Aires, 1994.

Hechem, J.; Wavrek, D.; Fernández, M.; Pángaro F. y Verzi, H., "Gas Systems in the Central Region of Neuquén Basin, Argentina", 2003 AAPG Annual Meeting Salt Lake City, Utah, mayo de 2003, abstracts.

Legarreta, L.; Cruz, C. E.; Laffitte, G. A.; Villar, H. J., "Source Rocks, Reserves and Resources in the Neuquén Basin, Argentina: Mass-Balance Approach and Exploratory Potential", AAPG International Conference and Exhibition, Barcelona, 21 al 24 de septiembre de 2003.

Legarreta, L.; Laffitte, G. y Minniti, S., "Cuenca

- Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino", Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuenas Argentinas, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 18 al 21 de abril de 1999, pp. 145-176.
- Legarreta, L. y Uliana, M. A., "La sucesión jurásica en el centro-oeste de Argentina. Arreglo estratigráfico, secuencias y evolución paleogeográfica", en *Boletín de Informaciones Petroleras*, 3ra. época, año XII, N° 45, Buenos Aires, 1996, pp. 66-78.
- Legarreta, L. y Gulisano, C. A., "Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (triásico superior-terciario inferior). Cuenas sedimentarias argentinas", en *Correlación geológica*, vol. 6, 1989, pp. 221-243.
- Limeres, M., "Sequence Stratigraphy of the Lower-Middle Jurassic in the Southern Neuquén Basin: Implication for Unraveling Synsedimentary Tectonics along the Huincul Wrench System", en *Geo Research Forum*, vols. 1-2, 1996, pp. 275-284.
- Malone P.; Saavedra, C.; Vergani, G.; Ferrero, J. C.; Limeres, M. y Schiuma, M., "Los reservorios del grupo Cuyo Superior", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 277-302.
- Maretto, H.; Carbone, O.; Gazzera, C. y Schiuma, M., "Los reservorios de la formación Tordillo", Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 335-358.
- Maretto, H. y Pángaro, F., "Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la formación Quintuco", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2005.
- Martínez, E.; Lasalle, D. y Pecuch, D., "Entrampamiento en el yacimiento lindero atravesado", Simposio de Estilos de Entrampamiento de las Cuenas Productivas Argentinas, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2005.
- Milton, N. J. y Bertram, G. T., "Trap Styles; A New Classification based on Sealing Surfaces", en *AAPG Bulletin*, vol. 76, 1992, pp. 983-999.
- Mosquera A., "Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la dorsal de Huincul, área Los Bastos", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, octubre de 2002.
- Mutti, E.; Gulisano, C. A. y Legarreta, L., "Anomalous Systems Tracts Stacking Patterns within Third Order Depositional Sequences (Jurassic-Cretaceous Back-Arc Neuquén Basin, Argentina Andes)", en Posamentier, H. W. y Mutti, E., (conv.), Second High-Resolution Sequence Stratigraphy Conference, Abstract Book, 27 de junio de 1994, pp. 137-143.
- Olmos, M.; Maretto, H.; Lasalle, D.; Carbone, O. y Naidés, C., "Los reservorios de la formación Quintuco", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 359-382.
- Pángaro F. y Bruveris, P., "Reactivación tectónica multiepisódica de sistemas extensionales, Cuenca Neuquina, Argentina", XIV Congreso Geológico Argentino, Salta, 1999, actas I, pp. 231- 234.
- Pángaro, F.; Veiga, R. D. y Vergani, G. D., "Evolución tectosedimentaria del área de cerro Bandera, Cuenca Neuquina, Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, octubre de 2002.
- Pángaro, F.; Corbera, R.; Carbone, O. y Hinterwimmer, G., "Los reservorios del Precuyano", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 229-274.
- Plószkiewicz, J. V.; Orchueta, L.; Vaillard, J. C. y Viñes, R., "Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la falla Huincul, estructuras asociadas, provincia del Neuquén", IX Congreso Geológico Argentino, Bariloche, 1984, actas II, pp. 163-169.
- Schiuma, M.; Saavedra, C.; Malone, P.; Cevallos, M.; Rebori, L. y Vergani, G., "Los reservorios del grupo Lotena", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 303-333.
- Veiga, R., "Migración de hidrocarburos y sistemas petroleros cuyanos en el ámbito central de la Cuenca Neuquina-Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, 2002.
- Veiga R. D.; Hechem, J.; Bolatti, N.; Agraz, P.; Sánchez, E.; Saavedra, C.; Pángaro, F.; García, D. y Moreiras, E., "Syn-Rift Deposits as a New Play Concept in The Central Portion of the Neuquén Basin: Future Perspectives from the Analysis of Physical Models", Hedberg Conference AAPG, Mendoza, noviembre de 2001.
- Vergani, G., "Control estructural de la sedimentación jurásica (grupo Cuyo) en la dorsal de Huincul", mimeo, Repsol YPF, 2002.
- Vergani, G. D.; Tankard, A. J.; Belotti, H. J. y Welsink, H. J., "Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina", en Tankard, A. J.; Suárez S, R. y Welsink, H. J., *Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62*, 1995, pp. 383-402.
- Vincelette, R. R.; Beaumont, E. A. y Foster, N. H., "Classification of Exploration Traps", en Beaumont, Edward A. y Foster, Norman H. (eds.), *Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps AAPG Special Publications*, 1999, pp. 2-1 a 2-42.
- Wavrek, D.; CURTISS, D.; LARA, M. E.; LAFFITTE, G. y JARVIE, D., "High Resolution Petroleum Systems Analysis: Application to Kimmeridgian-Valanginian Megasequence of Neuquén Basin, Argentina", en *AAPG Bulletin*, vol. 81/8, International Conference & Exhibition, Viena, 1997, abstracts, pp. 1419.
- Zavala, C. y FREIJE, H., "Cuñas clásticas jurásicas vinculadas a la dorsal de Huincul. Un ejemplo del área de Picún Leufú. Cuenca Neuquina, Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, 2002.
- Zavala, C., "Estratigrafía y análisis de facies de la formación Lajas (jurásico medio) en el sector suroccidental de la Cuenca Neuquina. Provincia del Neuquén. República Argentina", tesis doctoral, Departamento de Geología, Universidad Nacional del Sur, 1993, 249 p.
- Zavala, C.; Maretto, H. y Arcuri, M., "Las facies clásticas de la formación Lotena (jurásico medio) en las áreas de Loncopué y Loma La Lata. Cuenca Neuquina. Argentina", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, actas CD, p. 20.
- Zumel, J.; GARCÍA, R. y PANDO, G., "Los reservorios del grupo Cuyo Inferior", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002, pp. 255-275.