

DISTRIBUCIÓN ANÓMALA DE FLUIDOS EN LA FORMACIÓN MULICHINCO Y SU RELACIÓN CON EL DORSO DE LOS CHIHUIDOS BLOQUE DE AGUADA PICHANA - CUENCA NEUQUINA

Natalia Scaricabarozzi¹, Marcela Borgnia¹, Sebastián Estrada¹

1: Total Austral S.A. natalia.scaricabarozzi@total.com, marcela.borgnia@total.com, sebastian.estrada@total.com

Palabras clave: **distribución de fluidos, Dorso de los Chihuidos, Formación Mulichinco**

ABSTRACT

Anomalous fluid distribution at Mulichinco Formation and its relation with the Chihuido High - Aguada Pichana block - Neuquén Basin

Aguada Pichana is a gas field producing from Valanginian Mulichinco formation within Neuquen basin. The main field, AP Central, located at the foot of Chihuido High, is in production under Total Austral lease concession since 1996 and, searching for new reserves, field development has progressed towards the north (AP Norte) and west (Las Cárces & Chihuidos). Vertical wells had to be replaced by high offset ones due to topographic complexity. Two different domains are recognized: oriental and occidental. The first corresponds to AP Central, which is topographically low, with the best facies, the greatest lateral and vertical connection and the lowest water saturation. The occidental domain coincides with the Chihuido High. It also has good reservoirs but they are separated by very low permeability tight facies so lateral connectivity is poor. This domain is characterized by higher water saturation and lower pressures than normal trend in the East. It coincides with the most intensely structured area (Chihuido & Las Cárces). The highest water saturation at top of the structure and water bearing intervals above gas bearing ones suggest an anomalous fluid distribution interpreted as the result of dynamic disequilibrium.

The aim of this work is to review various data (fluid distribution, pressure, reservoir types, structure, charge timing, paleo fluid contacts, depocenter evolution, etc) to place them into the geological evolution context and allowing to a better understanding of the complex fluid distribution in Aguada Pichana field.

INTRODUCCIÓN

Aguada Pichana se ubica 120 km al noroeste de Neuquén capital, con un área de 1360 km². En el oeste del bloque se encuentra el extremo sur del Dorso de los Chihuidos que imparte una topografía escarpada, cortada por numerosos cañadones de rumbo W-E, con rasgos de reciente levantamiento, tiene una diferencia de cota máxima de 800 mts con la región oriental del bloque cuya topografía es poco accidentada, inclinándose levemente hacia el Bajo de Añelo (Figura 1).

Actualmente AP produce de la formación Mulichinco principalmente gas y poco condensado

asociado. Con 209 pozos activos, produjo en promedio para el año 2013 8 MMm³ de gas diario. El volumen de agua producida es bajo. La mayoría de los pozos necesitan estimulación mediante fractura hidráulica para ser productivos.

La mayor producción proviene de AP Central (Figura 1), ubicado en el dominio oriental en la parte mas baja del bloque. Allí los reservorios muestran gran continuidad lateral y vertical y evidencian un gran volumen de gas conectado.

La zona norte y oeste de AP (AP Norte y Las Cárceles) que entró en producción en el 2006 también tiene buenos reservorios pero la conectividad lateral es restringida como lo prueban las distintas composiciones de gas, en particular la concentración de dióxido de carbono. En estas zonas, donde la topografía es muy compleja, los pozos muchas veces deben perforarse con algún desplazamiento entre la cabeza de pozo y el objetivo. Asimismo, donde las facies son compactas de muy baja permeabilidad, el desarrollo se hace mediante pozos horizontales de hasta 1000 metros de longitud con múltiples fracturas.

Dada la necesidad de mantener la producción en un campo maduro como es Aguada Pichana, las fronteras de desarrollo se movieron hacia el dominio occidental donde la principal problemática es la distribución anómala de fluidos, la baja permeabilidad de las rocas compactas y las menores presiones que allí se registran. Todo esto imparte mayor incertidumbre y riesgo en los pozos a perforar.

El presente trabajo intenta dar una interpretación para la compleja distribución de fluidos. Para ello primero se presenta una descripción de dicha distribución, también del sistema petrolero y la estructura, tópicos que hacen a la historia de carga y preservación de los hidrocarburos y consecuente distribución.

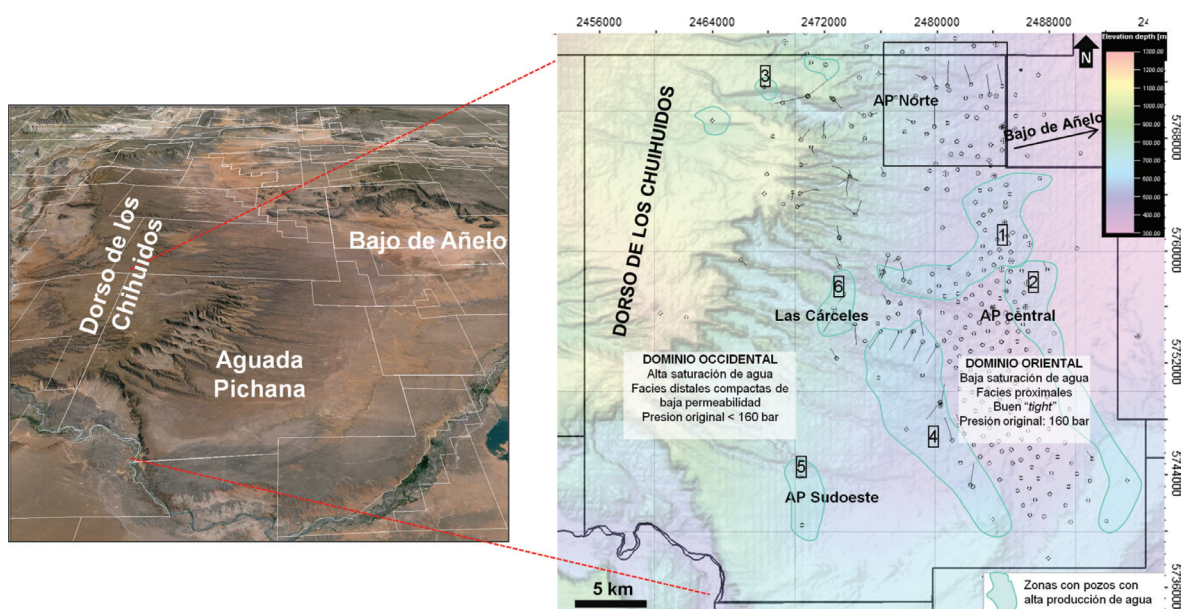


Figura 1. Mapa con la ubicación de los dominios: oriental y occidental. Los colores de fondo muestran la topografía y las aéreas en color celeste indican las zonas con pozos con altos cortes de agua en 1: Norte de AP Central (masivo), 2: flanco este, 3: APN oeste, 4: flanco occidental de AP Central, 5: AP sudoeste, 6: Las Cárceles.

Configuración actual de los fluidos

AP es un campo gasífero. Solo algunos pozos en el este y sur ensayaron un poco de petróleo. Si bien globalmente la producción de agua es relativamente baja, algunos pozos resultaron improductivos por el alto corte.

La Figura 1 muestra las zonas con pozos con alta producción de agua. La mayoría de ellos se ubican al norte de AP Central donde hacia la sección media-basal de Mulichinco se encuentra un nivel con alta permeabilidad y agua libre conocida como “masivo” (1) que hacia el oeste se degrada en porosidad y permeabilidad. En el flanco este de AP central también se registran pozos con alta producción de agua donde el reservorio alcanza la posición estructural más baja (2). Otros se relacionan con paleobajos (3, 4 y 5). En los últimos años se perforaron pozos en la zona de Las Cárceles, en el flanco este del Dorso de los Chihuidos, encontrando allí también algunos pozos con alta producción de agua proveniente de la sección superior de Mulichinco (6).

El rasgo mas llamativo en cuanto a la distribución de fluidos es, tal como se interpreta de los perfiles de pozos y de la producción, que las mayores saturaciones de agua se encuentran en el alto estructural, al oeste. Esto último sumado al hecho de que en algunos casos se detectan niveles con alta saturación de agua y agua libre por encima de niveles con menor saturación, indica que los fluidos no se encuentran en equilibrio. Cabe aclarar que si bien existe un cambio de facies hacia el oeste del bloque, los cambios de saturación se detectan tanto en las facies compactas como para las mejores facies de alta porosidad y permeabilidad, que existen en ambos dominios. La variación de saturación en las facies compactas de baja permeabilidad podría ser explicado mediante cambios en la capilaridad debido a un cambio facial, no así para las buenas facies donde con características petrofísicas equivalentes, encontramos saturaciones muy distintas.

A partir de un estudio de inclusiones fluidas realizado en 4 pozos de AP permite interpretar la presencia de un paleo contacto gas-petróleo en base a la distribución vertical de parafinas, álcalis y otros. El paleo contacto interpretado se encuentra en una posición mas alta en el oeste del bloque. Para explicar la saturación de agua obtenida de perfiles de pozos, necesitamos un contacto de agua inclinado, haciéndose más somero hacia el oeste y que copie aproximadamente el mapa estructural del tope Mulichinco (Figura 2). De esto se infiere que el sistema de fluidos, que en su momento de equilibrio tuvo el contacto de agua en posición horizontal, no ha vuelto a alcanzar el equilibrio *a posteriori* de la estructuración del bloque.

Hacia el Dorso de los Chihuidos, además de encontrar las más altas saturaciones de agua, se encuentran las presiones mas bajas. Los datos de presión son adquiridos por WFT (wireline formation test) en la mayoría de los pozos. En la parte principal del campo (AP Central) puede observarse la depletación por producción en los sucesivos pozos que se perforaron pero en el oeste del bloque, la distancia al campo principal y mismo la distancia entre pozos, y la baja permeabilidad de las facies compactas, no pueden explicar la disminución de la presión de hasta 30 bares

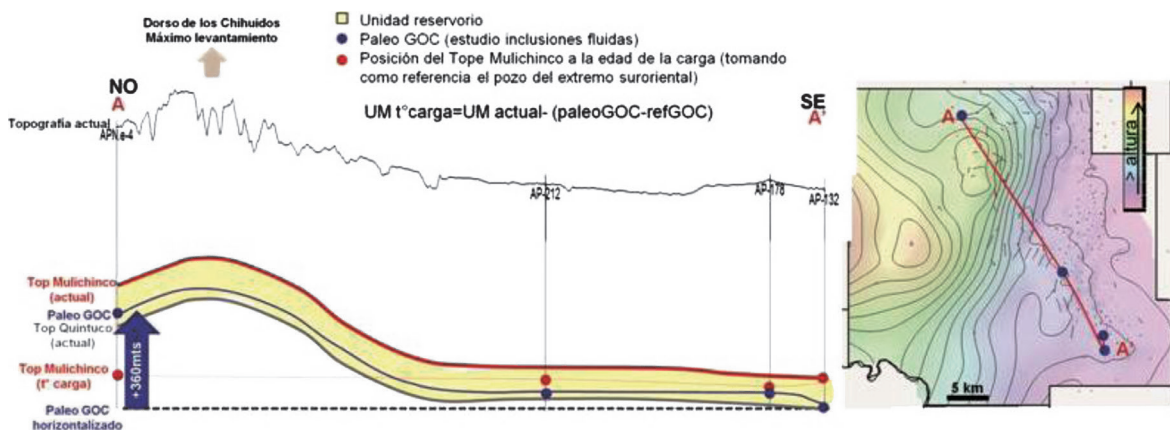


Figura 2. Corte estructural con la ubicación actual del reservorio, el paleo GOC (líneas llenas) y la reconstrucción en tiempos de la carga (líneas discontinuas). Los +360mts de levantamiento en el pozo del extremo noroeste corresponden al levantamiento relativo, usando como punto de anclaje el paleo GOC en el pozo del extremo sureste (levantamiento relativo). En el mapa de ubicación, de fondo se muestra la geometría del paleo contacto interpretada a partir del análisis de saturación de agua en los pozos.

por producción. La Figura 3 muestra como los pozos del oeste sobre el dorso o al pie de mismo (área en color rojo), especialmente coincidiendo con la zona mas estructurada (Las Cárcelas y Chihuidos) se desvían del tren normal de presión tomado en AP Norte (área en color azul). Cabe destacar que no se interpretan compartimentos por fallas que puedan explicar diferencias en los sistemas de fluidos y presiones.

Componentes del sistema petrolero

La roca madre esta representada por la formación Vaca Muerta, principal roca madre de la Cuenca Neuquina. Esta compuesta por margas y arcilitas bituminosas con querógeno tipo II de ambiente marino y en la zona de estudio alcanza una madurez mayor a 1.5% VRo, lo que la ubica en la ventana de generación de gas seco.

El reservorio corresponde a la formación Mulichinco que es una cuña arenosa depositada durante una caída relativa de nivel del mar cuya máxima expresión es la discontinuidad intravanginiana (Gulisano *et al.* 1984). En el bloque de AP la magnitud de esta discontinuidad queda bien representada por los depósitos continentales del miembro basal de Mulichinco yaciendo directamente sobre las calizas marinas de la formación Quintuco.

La formación Mulichinco posee un arreglo facial vertical transgresivo alcanzando la mayor influencia marina en el tope (Schwarz 2011; Godino *et al.* 2008; Vottero & González 2002). Se divide en 3 miembros: inferior, medio y superior. El inferior corresponde a facies predominantemente eólicas, el Mulichinco medio se corresponde con facies continentales hacia el extremo sureste del bloque, y marino-marginal con influencia tidal hacia el oeste, y el miembro superior es dominante marino-marginal.

En Aguada Pichana a grandes rasgos se pueden diferenciar tres tipos litológicos a fines de la caracterización del reservorio (Figura 4). Uno que corresponde a areniscas finas masivas, sin estructuras sedimentarias, interpretadas como barras y lóbulos. En el segundo tipo se agrupan aquellas que combinan arenas con pelitas o limolitas entre las que se reconocen areniscas laminaciones finas, conglomerados basales matiz sostén formados por intraclastos pelíticos, y arenas con bioturbación intensa, en todos estos casos la arena domina por sobre las arcillas.

El tercer tipo corresponde a limolitas dominantes y arenas finas conformando estructuras heterolíticas lenticular a ondulosa.

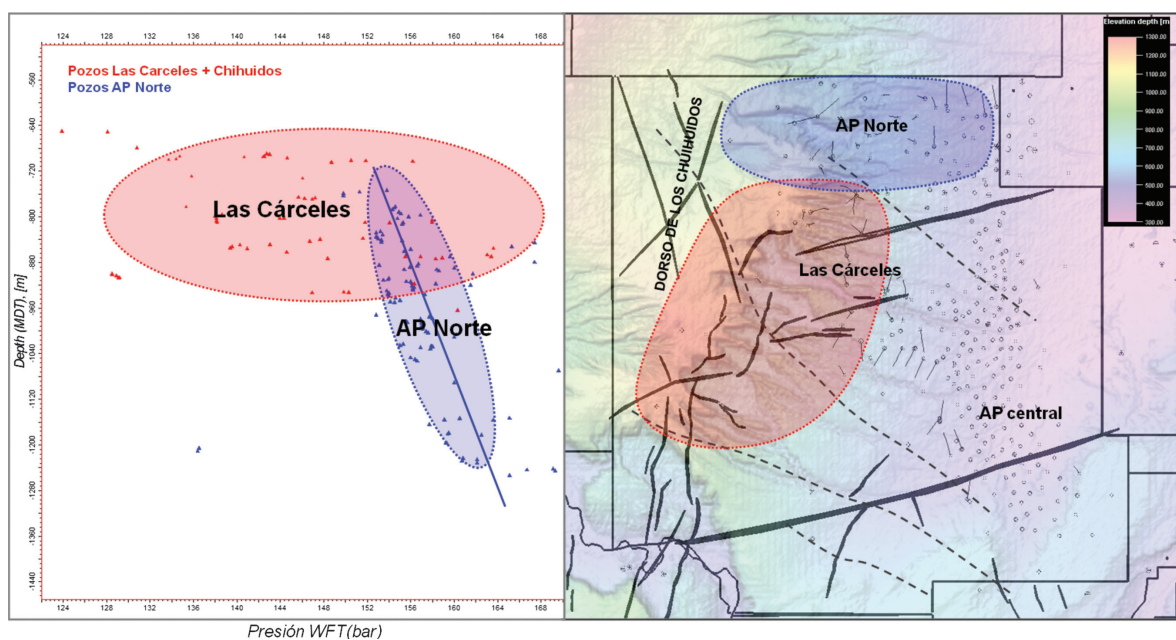


Figura 3. Presiones WFT (bar) versus profundidad bajo nivel del mar. En azul los pozos de AP Norte conformando el tren normal de presión (~160 bar). En rojo, los pozos de Las Cárceles y Chihuidos que se corresponden en ubicación con la zona de mayor estructuración. Notar que además de estar fuera del tren normal, no alcanzan ningún ordenamiento.

El primer tipo, en términos petrofísicos, componen los mejores intervalos, teniendo la mayor permeabilidad. Estos intervalos que alcanzan los 10 metros son detectados por la baja velocidad de tránsito y bien reconocidas mediante la impedancia acústica obtenida de la sísmica. Las porosidades son altas entre 10 y 20% y las permeabilidades de hasta 90 mD.

El segundo tipo corresponde a un reservorio de menor porosidad (4-10%), con permeabilidades por debajo de 1 mD. Pese al alto contenido arenoso, la permeabilidad se encuentra obliterada por las arcillas o limolitas con las que intercalan o bien por los intraclastos pelíticos que al depositarse en un estado de alta saturación de agua, se inyectan en la matriz arenosa disminuyendo la porosidad primaria del sedimento en una fase temprana. Este segundo tipo compone los reservorios compactos de AP y son los mas ampliamente distribuidos en el campo, y si bien su permeabilidad

es baja, tiene un rol fundamental en el campo, operando como recarga de gas de los reservorios del tipo litológico primero. Se los interpreta principalmente como rellenos de canales tidales.

El tercer tipo actúa como barreras a nivel local, pues lejos de alcanzar vastas extensiones, se encuentran en forma localizada haciendo muy difícil su predicción.

Sobreimpuesto al tipo litológico se encuentran distintos grados de diagénesis que pueden hacer de un reservorio compacto, un reservorio compacto degradado. Estudios petrofísicos de microscopio muestran un grado profuso de diagénesis manifestada generalmente por un denso revestimiento clorítico. Esto ocurre especialmente en sudoeste de AP donde el alto grado diagenético se traduce en la alta microporosidad que oblitera totalmente la permeabilidad del reservorio. En algunos casos se observa que la clorita aumenta en las cercanías al paleo contacto gas-agua. También son frecuentes las caolinitas y cementos silíceos como degeneradores de la porosidad primaria.

Se observa hacia el oeste un cambio lateral hacia facies mas distales. Esto se ve reflejado en la calidad petrofísica. Atributos sísmicos como la impedancias acústicas son usados también como soporte en la interpretación de facies depositacionales asimismo como para la implantación de pozos (Piovesanel *et al.* 2008)

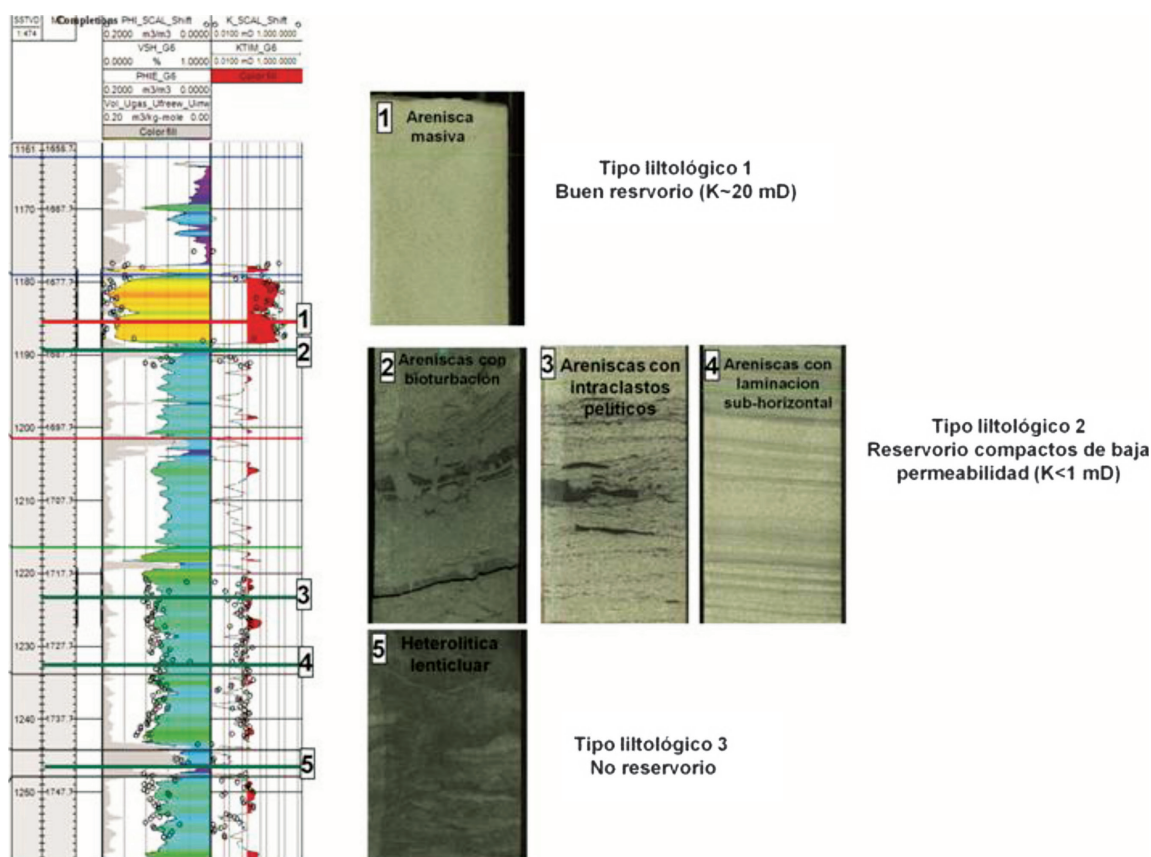


Figura 4. Tipos litológicos

El sello vertical de la formación Mulichinco lo conforma una arcilla al tope de entre 10 y 15 mts de espesor de amplia extensión lateral. También podría participar como sello una arenisca con cemento calcáreo, muchas veces intercalada con niveles de calizas que se encuentra en la mayoría de los pozos. La arcilla al tope se hace mas delgada y limolítica hacia el sur de AP Central. Las calizas de la formación Quintuco también operan como sello en la base del reservorio.

El entrapamiento es mixto estructural-estratigráfico, donde la componente estratigráfica es debido a las altas presiones capilares que no han permitido aún una remigración de los hidrocarburos dentro de la misma formación hacia el actual alto estructural en el oeste, dando lugar a la preservación de la acumulación de gas en AP Central. El entrapamiento lateral se debe a un cambio hacia facies más profundas y con mayor diagénesis.

Hacia el este del bloque el límite del yacimiento esta dado por una zona de alta saturación de agua.

En unidades por encima de la formación Mulichinco se encuentran sellos al tope de Avilé, Agrio y Rayoso. El sello al tope de Avilé se encuentra mucho mas extendido que el de Mulichinco, y asi mismo es mas espeso (20-30 mts). La formación Agrio tiene al tope un nivel de caliza que podría ser un sello efectivo.

Hacia el oeste del bloque se reconocen por anomalía de amplitud sísmica, posibles trampas a nivel miembro Avilé, tope Agrio y tope grupo Rayoso. Los pocos pozos que atravesaron estos niveles en el oeste del bloque no mostraron valores interesantes de saturación en gas. Brinkworth *et al.* (2011) informó al oeste de AP Central coincidente con un pequeño anticlinal NO-SE, un *flat spot* inclinado observado en la sísmica 3D que se interpreta como un posible paleo contacto en Avilé, donde los pozos que la atravesaron interpretan gas residual y alta saturación de agua. Las pequeñas anomalías de amplitud sísmica observadas en el Dorso de los Chihuidos podrían ser interpretadas como pequeñas trampas fósiles.

Estructura y evolución de los depocentros

El principal rasgo estructural del actual tope Mulichinco corresponde a un cierre en 4 direcciones elongado de rumbo SO-NE ubicado en el oeste del bloque, correspondiente a la línea de máxima elevación del terreno y coincidente con el borde oriental del Dorso de los Chihuidos y las cabeceras de cañadones (Figura 5). Un rasgo de menor orden se observa como un pequeño anticlinal de rumbo NO-SE, en cuyo flanco oriental se encuentra AP Central sur, y en su flanco occidental hacia AP sudoeste se encuentran pozos con alto corte de agua.

En lo que respecta al fallamiento, se reconocen estructuras profundas y someras.

La estructura profunda puede ser dividida en 3 tipos según su orientación: estructuras de hemigrábenes NO-SE, echelones NNO-SSE, restringidas al extremos SE, y fallamiento vertical OSO-ENE (Figura 5).

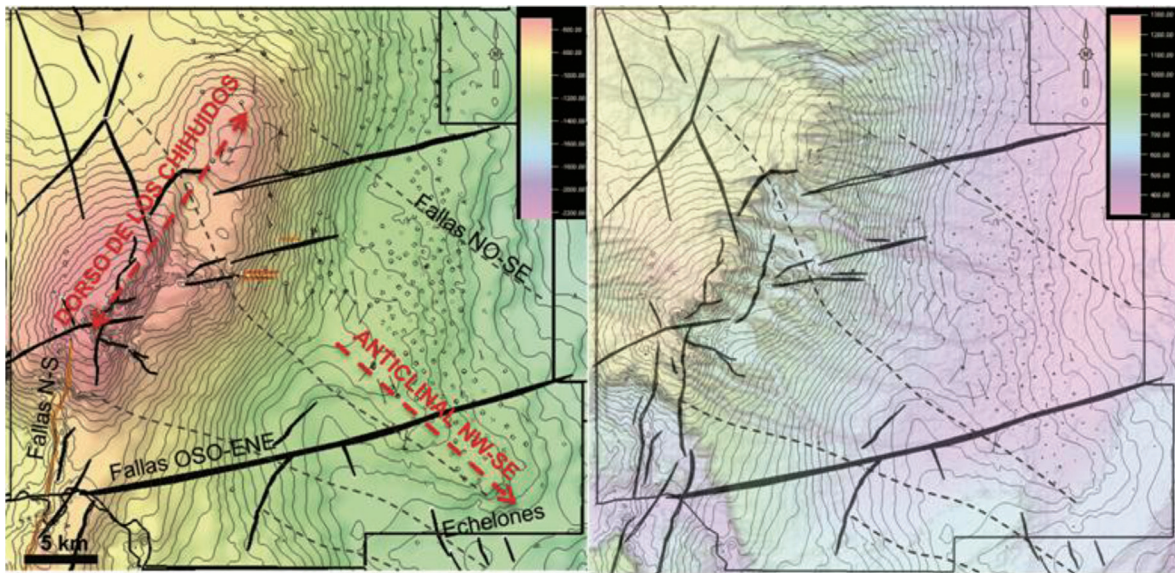


Figura 5. A la izquierda: mapa estructural al tope Mulichinco con estructuras NO-SE (en línea discontinua gris), fallas OSO-ENE, echelones y fallamiento N-S. A la derecha: mismas estructuras con mapa topográfico de fondo y tope Mulichinco en contornos.

La estructura somera se desarrolla principalmente en el oeste del bloque, tiene rumbo aproximado N-S a NNE-SSO con algunas variaciones menores. En mapas de coherencia se puede observar que son estructuras no conectadas a niveles profundos, despegadas a la base de la formación Auquilco (Figura 6).

Mediante la observación de mapas isocronopáquicos se interpreta que el Dorso de los Chihuidos corresponde a una estructura de inversión tectónica. En los mismos se reconoce un depocentro en el oeste del bloque coincidente con el actual alto para prácticamente todo el intervalo de tiempo litológicamente representado (Triásico a Cretácico medio-superior), salvo para la edad de depositación del Mulichinco donde los mayores espesores migran hacia el norte ubicándose en AP Norte (Figura 7).

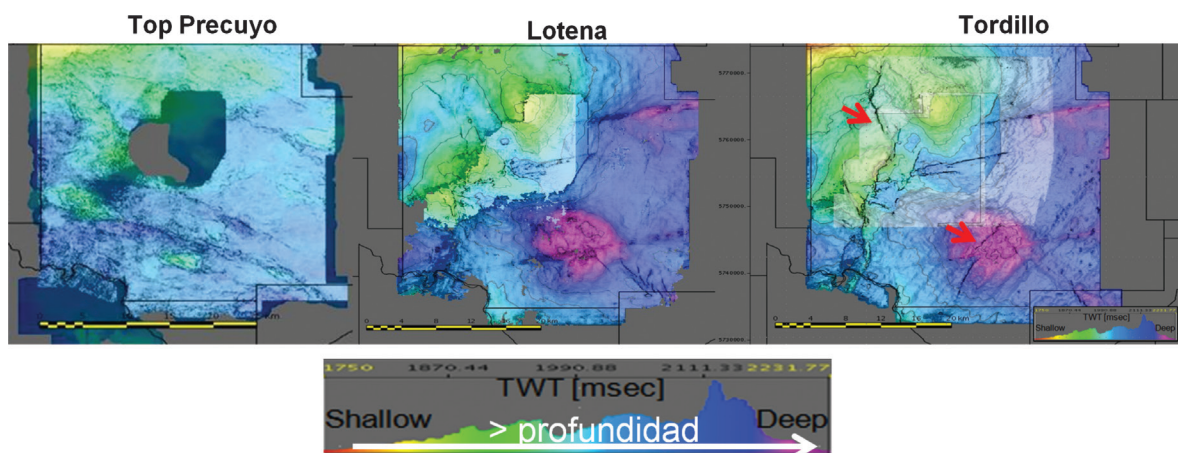


Figura 6. En los mapas de coherencia (mapa de fondo) se ve que las fallas N-S (flechas rojas en mapa de Tordillo) no aparecen representados en el mapa de Lotena ni Precuyo, indicando que son sistemas de fallas independientes. El despegue se daría a la base de la formación Auquilco. Los colores representan el mapa estructural en tiempo.

Para el intervalo tope Precuyo – tope Barda Negra se reconocen al oeste cuatro o cinco depocentros de extensión restringida asociados al fallamiento de rumbo NO-SE (áreas color violeta en la Figura 7). La mayor variación de espesor ocurre a la base del intervalo. Depocentros del mismo rumbo se encuentran hacia el sureste del bloque pero con menor espesor involucrado. Uno de ellos en el SE coincide en la vertical con el pequeño anticlinal de rumbo NO-SE observada al tope Mulichinco descrito en párrafos anteriores.

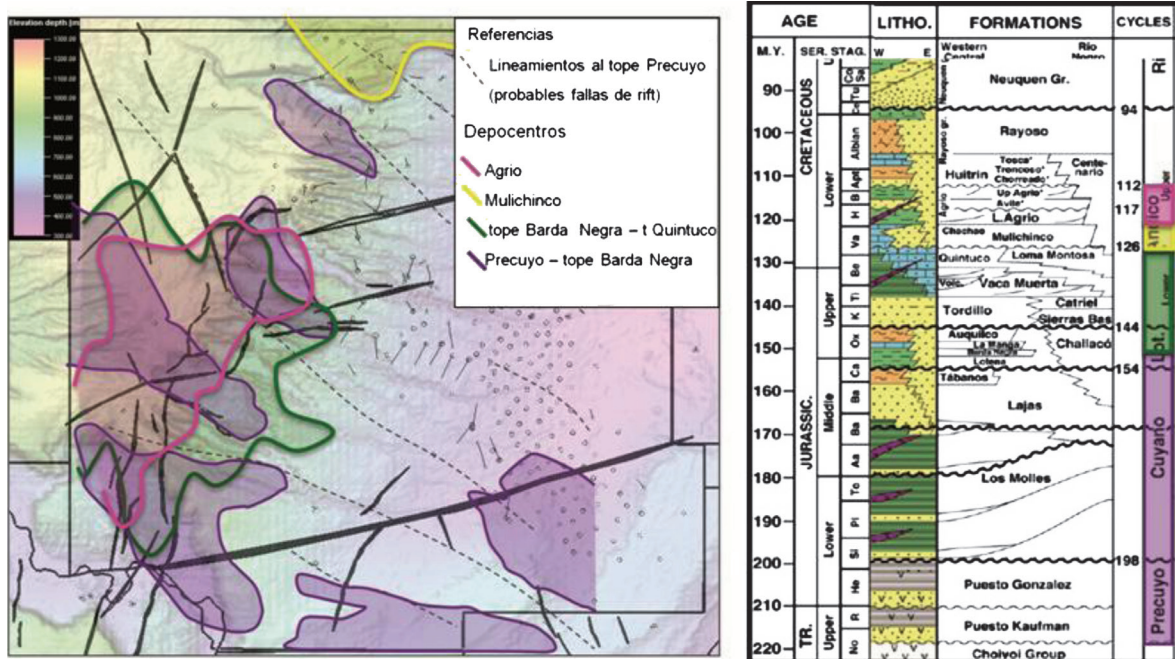


Figura 7. Ubicación de los depocentros interpretados con mapas isocronopáquicos. Véase como los depocentros al oeste, salvo el del Mulichinco, coinciden espacialmente con el mayor resalto topográfico del Dorso de los Chihuidos en el bloque de AP. A la derecha cuadro estratigráfico haciendo referencia al mapa.

Para el intervalo Barda Negra – tope Quintuco el depocentro también se ubica al oeste del bloque (area color verde en la Figura 7) integrando las subcuencas del Precuyo. También se registran subcuencas de menor orden en el extremo suroriental de AP, relacionadas a las estructuras de echelon en un corredor NO-SE coincidiendo en la vertical con el boque alto de un hemigraben. Dichas fallas estuvieron activas para la edad del Grupo Lotana hasta Quintuco, al igual que las fallas verticales de rumbo OSO-ENE que generan mayores espesores localmente a lo largo de la estructura. Es importante recalcar como ya lo informara Brinkworth *et al.*, (2011) que en AP no se registra para esta época un levantamiento del dorso tal como fue documentado por Maretto & Pangaro (2005) en el extremo norte del mismo. La Figura 8 compara una sección sísmica en el extremo norte del dorso con una atravesando el extremo sur del mismo, en Aguada Pichana. Allí se puede observar como en el extremo sur del dorso existe un depocentro para el intervalo Tordillo-Quintuco, mientras que el depocentro principal se encuentra al oeste y este del eje de la

estructura en la sección Dorso de los Chihuidos norte (DCH Norte).

Si aislamos la formación Mulichinco el contexto cambia, su mayor engrosamiento lo encontramos hacia el norte de Pichana. No obstante no se descarta una subcuenca principal mayor hacia el oeste, fuera del bloque puesto que la dirección de aporte de sedimentos es SE-NO para el Mulichinco medio y superior. Una interpretación de la falta de engrosamiento hacia el oeste como para el resto de las secuencias podría ser una mayor compactación en facies mas distales, al oeste. No se reconocen fallas que controlen el cambio de espesor en esta unidad.

El último intervalo con registro litológico completo es tope Mulichinco – tope Rayoso para el cual el depocentro vuelve a ubicarse en el oeste de AP, con una forma mas elongada SO-NE, coincidiendo con la línea de máxima cota del Dorso de los Chihuidos.

Desde entonces no tenemos ninguna información directa sobre la ubicación de los depocentros posteriores hasta la actualidad donde sabemos que el punto topográficamente mas bajo se ubica en el este del bloque, abriéndose paso hacia el bajo de Añelo.

Historia geológica, carga y preservación del hidrocarburo – Discusión

Poniendo en contexto regional las principales características del campo dado en ítems anteriores en cuanto a distribución de fluidos y presiones, estructura y características del sistema petrolero, y considerando el dato temporal de carga de hidrocarburos interpretado para el campo de AP en 60-30 Ma mediante inclusiones fluidas presentamos a continuación la interpretación de la historia del campo.

Para la edad Triásico-Jurásico se desarrolla una serie de hemigrábenes asociados a la desintegración de Pangea cuyo rumbo NO-SE respondería a la fábrica de basamento, en este caso desarrollada por la acreción paleozoica de Cuyania y Chilenia al margen Gondwanico (Ramos *et al.*, 2011).

En fase de hundimiento térmico se deposita el grupo Cuyo y Lotena, con el principal depocentro al oeste del bloque. Posteriormente para la edad de Tordillo y hasta Quintuco, además de conservar un depocentro al oeste del bloque igual que en intervalos anteriores, se desarrollan subcuencas asociadas a las estructuras de echelon en el extremo suroriental y se produce la estructuración transcurrente de rumbo OSO-ENE. Este evento posiblemente se corresponda con la alta oblicuidad en la subducción acaecida entre el Jurásico inferior y el Valanginiano inferior (195-125 Ma) (Mosquera & Ramos 2006). Aquí es importante destacar que el Dorso de los Chihuidos en AP no registra levantamiento para esta edad, tal como ocurre en el extremo norte del mismo.

Para la edad de Mulichinco, el depocentro migra hacia el norte del bloque, aunque no se descarta una subcuenca principal hacia el oeste, inferida de la dirección de aportes.

Formación Agrio y grupo Rayoso, vuelven a tener el depocentro en el oeste. El Grupo Rayoso

es la unidad más nueva que guarda registro completo en Aguada Pichana. Para esta edad, y desde la depositación de Mulichinco, se estaría desarrollando la faja plegada y corrida del Agrio al oeste, bajo un régimen de subducción ortogonal al margen (Ramos *et al.*, 2011).

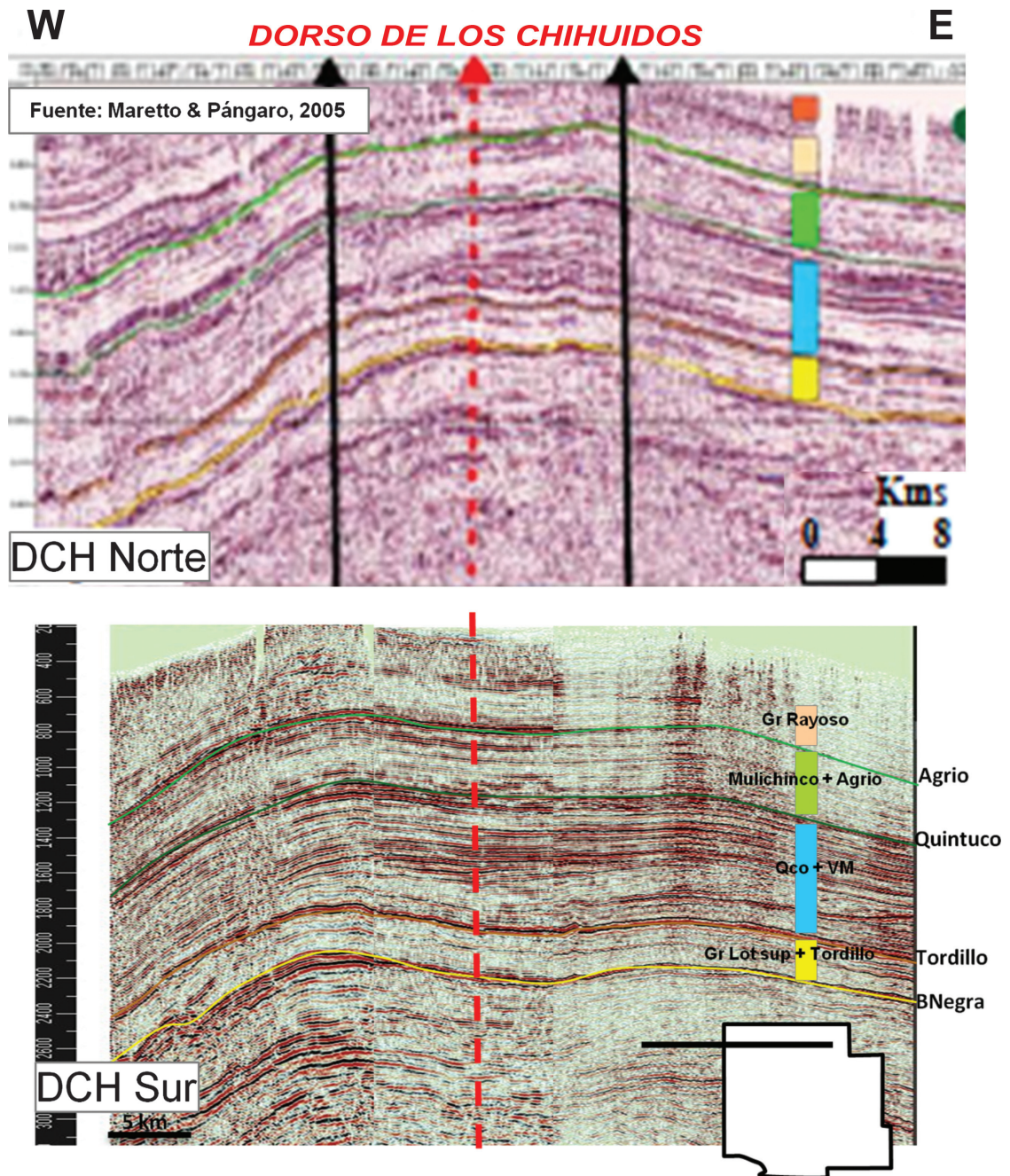


Figura 8. En la sección Norte del Dorso de los Chihuidos (DCH Norte), tomado de Maretto & Pángaro (2005), interpretan un depocentro para la edad de Grupo Cuyo en el eje del dorso. Para la edad de Qco-Vaca Muerta, Mulichinco y Agrio interpretan levantamiento evidenciado por el adelgazamiento al tope de la estructura. La sección sur del dorso en AP (DCH Sur), por contrario de lo que ocurre en el norte, evidencia un depocentro para todos los intervalos representados. El depocentro en la formación Agrio, es sutil en la sección pero bien caracterizado en mapas de espesor.

La interpretación del paleo contacto gas-petróleo en algunos pozos permite reconstruir la posición del tope Mulichinco al momento de la carga. El resultado de la reconstrucción es que la carga de hidrocarburo habría ocurrido con el tope Mulichinco en una posición prácticamente horizontal a lo largo del campo (Figura 2), lo cual permite inferir que ocurrió cuando el dorso estaba ya levantándose, y esto es entre los 60 y 30Ma.

Zamora *et al.* (2009) interpreta para el Dorso de los Chihuidos norte a partir de trazas de fisión de apatitas, cuatro pulsos de levantamiento, el primero corresponde a una leve estructuración en el Cretácico, que como se dijera anteriormente no se evidencia en el bloque de AP. El segundo pulso acaecido entre los 70 y 30 dio lugar a 1000 metros de erosión de sedimentos. El tercer pulso ocurrió a los 25-20 Ma con 700 mts de erosión en un tiempo mucho mas corto, y el cuarto episodio fue datado en 14 Ma aproximadamente exhumando una columna de roca equivalente.

Poniendo en contexto la interpretación de Zamora *et al.* (2009) en el norte del Dorso de los Chihuidos con los datos interpretados en AP, la carga de hidrocarburos a los 60-30 Ma coincide con su segundo pulso de levantamiento, momento en el cual el dorso en AP estaba pasando de un bajo a un alto estructural.

La deformación de piel fina podría haber coincidido con los pulsos 3 y 4 de Zamora *et al.* (2009), durante el Mioceno, aunque no tenemos por el momento datos que permitan calibrarlo.

Evidencias de levantamiento cuaternario de las terrazas del rio Neuquén (Messenger *et al.*, 2010) indicarían que el levantamiento perdura hasta la actualidad, y las mayores saturaciones de agua en el oeste y el paleo contacto gas-petróleo mas elevado, muestran que el sistema de fluidos no volvió a alcanzar el equilibrio, dejando en algunos reservorios agua atrapada, probablemente por las bajas permeabilidades y altas presiones capilares que se acentúan hacia el oeste combinado esto con un levantamiento relativamente reciente.

Las menores presiones de reservorio registradas en el oeste del bloque con un patrón desordenado coincidiendo con la zona de mayor estructuración, indicarían que las trampas no se preservaron como sí lo hicieron en AP Central, si bien allí los sellos son más delgados.

El hecho de que haya existido un bajo coincidiendo con el Dorso de los Chihuidos en una parte de su historia, hace pensar que las saturaciones de agua elevadas en esa zona se deba a una mayor cercanía al contacto de agua, pero los datos aportados por los estudios de inclusiones fluidas que son la edad de carga, altura relativa del paleo contacto y configuración del tope reservorio a la edad de la carga, junto con el contexto geológico aportado por otros autores en el extremo norte del dorso, sugieren que el dorso estaba ya levantándose al momento de la carga, tal como lo muestra el tope Mulichinco reconstruido para AP Norte que tiene una cota un poco mas alta que para los pozos de AP Central. Una posible interpretación es que la no preservación de la trampa es la que daría lugar a las mayores saturaciones de agua en el oeste. Donde sí se puede pensar en cortes anómalos de agua asociados a una mayor cercanía a la tabla de agua, es para la zona de AP sudoeste que fue un alto para casi todo el registro litológico que conservamos en AP y que ac-

tualmente es un bajo estructural, tal como lo muestra el mapa del tope Mulichinco (Figura 5). Es posible que esta zona haya sido un bajo a la edad de la carga a diferencia de lo que ocurre en Chihuidos. No existen en AP sudoeste presiones bajas, infiriéndose entonces que la trampa fue bien preservada, aunque se reconocen algunas fallas NNE-SSO y OSO-ENE en la zona. En el extremo occidental de AP Norte, también se interpreta un paleobajo local, donde se encuentran algunos pozos con altos cortes de agua, bajo un tren normal de presión. Una segunda interpretación que se le puede dar a las saturaciones anómalas en el oeste, independizándolo de la no preservación de la trampa, es que dado que el tope Mulichinco se encontraba en una posición subhorizontal al momento de la carga, pequeñas variaciones en su topografía, hayan dado lugar a las variaciones de saturación en tipos litológicos equivalentes.

Cabe mencionar la analogía que existe entre Aguada Pichana y Loma La Lata. En referencia a este último los datos fueron tomados de Maretto y Rodríguez (2005). Si bien sus reservorios y su historia son muy distintos, ambos tienen la principal acumulación de hidrocarburo en el flanco de un alto estructural actual, lo que en Aguada Pichana es el Dorso de los Chihuidos, correspondería en Loma La Lata al Alto de Sauzal Bonito. En ambos campos se interpretan paleo contactos de fluidos inclinados, que se hacen mas someros hacia la zona topográfica más alta y un sello lateral dado por un cambio facial que impidió que los hidrocarburos re-migraran hacia el actual alto.

CONCLUSIONES

En la actualidad encontramos en AP un campo de gas en la formación Mulichinco con las mayores saturaciones de agua y menores presiones hacia las máximas cotas en el oeste. Interpretamos que el campo al oeste fue desestabilizado por levantamiento, los sellos perdieron integridad y el gas re-migró quizás a superficie.

El campo principal al este, en el bajo estructural, con 160 bares al comienzo de la producción, no se re-equilibró con el alto estructural del dorso a causa de las muy bajas permeabilidades o del sello estratigráfico que le imparte el cambio facial hacia el oeste.

En AP sudoeste, fuera del dominio del dorso, encontramos una zona con altos cortes de agua donde interpretamos un bajo estructural al momento de la carga.

La depleción de los reservorios resultante de la larga historia de producción mediante un alto número de pozos en la parte principal del campo en el este, hizo ir a buscar nuevas oportunidades hacia el alto estructural, encontrando menor calidad de reservorio, menor presión, mayor saturación de agua y perforando en lugares topográficas mas complejos. Las bajas permeabilidades hacen necesario un desarrollo con pozos horizontales multifracturados en el dominio compacto que imponen mayores costos y nuevos desafíos tecnológicos. Adicionalmente, el patrón desordenado

de presiones encontrado en el oeste junto con el desequilibrio de fluidos interpretado, induce mayor incertidumbre y riesgo en los pozos a perforar.

Este trabajo muestra cómo integrar datos aportados por los pozos y la sísmica con el contexto geológico regional ayuda a dar una interpretación a una compleja distribución de fluidos así como a predecir el comportamiento del campo y determinar zonas con potenciales acumulaciones de hidrocarburos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las autoridades de Total Austral S.A. y UTE Aguada Pichana (Total Austral S.A., YPF, Pan American Energy y Wintershall Energy) por haber autorizado la publicación del presente artículo.

REFERENCIAS CITADAS

- Brinkworth, W., F. Pose y A. Gangui, 2011, Rasgos estructurales del subsuelo en el Area de Aguada Pichana, Provincia de Neuquen, Argentina, 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p. 619-628, Mar del Plata, Argentina.
- Godino, G., E. Torre y D. Astesiano, 2008, Relación entre facies depositacionales, tipos de roca y producción en la Formación Mulichinco, Yacimiento de Aguada Pichana, Cuenca Neuquina, 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p. 45-58, Mar del Plata, Argentina.
- Gulisano, C.A., A.R. Gutierrez Pliembling y R.E. Digregorio, 1984, Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén, 9° Congreso Geológico Argentino, Actas I, p. 221-235, San Carlos de Bariloche, Argentina.
- Maretto, H. y F. Pángaro, 2005, Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la Formación Quintuco, 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CD, 11 p., Mar del Plata, Argentina.
- Maretto, H. y L. Rodríguez, 2005, Yacimiento Loma la Lata, descripción de las condiciones de acumulación en la Formación Sierras Blancas, 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Las trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, p. 271-288, Mar del Plata, Argentina.
- Messenger, G., B. Nivière, J. Martinod, P. Lacan y J. Xavier, 2010, Geomorphic evidence for Plio-Quaternary compression in the Andean foothills of the southern Neuquén Basin, Argentina, *Tectonics* 29, TC4003, doi:10.1029/2009TC002609.

- Mosquera, A. y V. A. Ramos, 2006, Intraplate deformation in the Neuquén Basin. En: Kay & Ramos, V.A. (Eds.), *Evolution of an Andean margin: a tectonic and magmatic view from Andes to the Neuquén Basin (35°- 39° S lat)*, Geological Society of America, Special Paper 407, p. 97-123
- Piovesanel, E., G. Godino, D. Coulon, y M. Sainz-Trápaga, 2008, Use of acoustic impedance in the exploration and development of gas field: Aguada Pichana Norte case study, 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p. 75-88, Mar del Plata, Argentina.
- Ramos, V. A., A. Mosquera, A. Folguera y E. García Morabito, 2011, Evolución tectónica de los Andes y del engolfamiento Neuquino adyacente, Relatorio del 13° Congreso Geológico Argentino, p. 335-348, Neuquén, Argentina.
- Schwarz, E., L. A. Spalletti, y G. D. Veiga, 2011, La Formación Mulichinco (Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina, Relatorio del 13° Congreso Geológico Argentino, p. 131-144, Neuquén, Argentina.
- Vottero, A. y J. M. González, 2002. Formación Mulichinco, en: M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, (Eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 383-400, Mar del Plata, Argentina.
- Zamora Valcarce, G., T. Zapata, V. A. Ramos, F. Rodríguez y L. M. Bernardo, 2009, Evolución tectónica del frente andino en Neuquén, *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (1), p. 192-203.