

CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO EN EL BASAMENTO CRISTALINO DE LA CUENCA NEUQUINA. PRODUCTIVIDAD RECORD DESDE ROCAS GRANITOIDES, CASO DEL OCTÓGONO FISCAL, ACTIVO PLAZA HUINCUL-CUTRAL CÓ

**Diego Velo¹, René Manceda², Oscar Pioli³, Mario Mallaviabarrena⁴, Fernando Creus¹, Rodrigo Ugarte¹,
Diego Narrillos¹, Lucía Ciancio²**

1: YPF S.A., Neuquén, Argentina. diego.velo@ypf.com, fernando.creus@ypf.com,
rodrigo.ugarte@ypf.com, diego.narrillos@ypf.com

2: YPF S.A., Buenos Aires, Argentina. rmanceda@ypf.com, lucia.ciancio@ypf.com

3: SAT S.R.L., Neuquén, Argentina. oscar.pioli@set.ypf.com

4: Nova Energy, Neuquén, Argentina. m.mallaviabarrena@novaenergy.com.ar

Palabras clave: **Characterization Octógono Basamento Granitoides**

ABSTRACT

Reservoir Characterization of The Basement in the Neuquén Basin. Record Productivity From Grenitoid Rocks, The Octógono Fiscal Case, Plaza Huincul-Cutral Co

Located in Argentina, the paleozoic basement in the Octógono field, Huechulafquen Formation, consists of granitoid rocks underlying Los Molles shale which is seal and one of the source rocks altogether with Vaca Muerta Formation. The field was discovered in 1918 and produced from shallow reservoirs. Development activity in the basement is a recent upside.

The main tectonic feature was formed in the Early Jurassic. After the rifting, sedimentary units of Cuyo group deposited above the Basement in halfgrabens lately elevated during the tectonic inversion in the Upper Jurassic. The structure was already formed when hydrocarbon migration started.

All permeability and storage had been originated from fracturing and alteration. Fracturing is the result of tectonic processes that raised the basement more than 1000 m above the surrounding rocks. These processes started before the initial stages of the basin and several reactivations took place. Six alteration zones corresponding to the differential weathering can be correlated based on 3D seismic and well logs. Due to the low matrix porosity, small variations in the mineralogy and the presence of fractures strongly affect indirect storage estimations. Resistive imagery, NMR and acoustic logs allow getting an estimation of total fluid as well as storage and permeability indicators. A fracture intensity index can be obtained from picking of open discontinuities. Nuclear Magnetic Resonance (NMR) allows the characterization of total pore space in addition to the interpretation of fluids by the analysis of diffusion maps and comparison of T2 spectra. A permeability indicator is based in the reduction of velocity and amplitude of the Stoneley wave in presence of mobile fluids, a function of mobility that can be seen as a coupling into a formation wave known as slow wave.

The reservoir is described by partition coefficient and classifies as type BA (35 % of storage in macrofractures). Recovery factor is estimated in 25% considering expansion of a 300 m thick gas cap. The oil leg is 450 m thick, down to a depth of chaotic seismic reflectors, typical of unaltered basement. Faults at seismic resolution and each of the alteration zones are mapped in detail. The integration of the processed information into a 3D model allows identifying regions where storage capacity is higher. Mapping of fracture intensity helps to orientate the development to sectors where flow capacity is higher, thus optimizing EUR.

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El área de concesión Octógono (Figura 1) se halla situada a 110 km de la ciudad de Neuquén en la provincia del mismo nombre. Relacionado con una topografía plana cuya elevación aproximada es de 600 m, fue el campo que inició la actividad petrolera en la cuenca neuquina con el descubrimiento de petróleo en 1918 (Windhausen 1924, 1935), la producción comenzó recién en 1922. Luego del desarrollo inicial y ante la necesidad de un mayor conocimiento del campo en 1937 se profundizó el pozo Nq-15 hasta alcanzar el Basamento Cristalino a una profundidad de 1106 mbbp. Casi un cuarto de siglo después del primer pozo comenzó un verdadero desarrollo del campo, así en el año 1942 se perforaron un total 307 pozos y otros 73 sondeos hasta 1957. La actividad del campo continuó enfocada en las formaciones Lajas y Challacó. Recién en 1969 se comenzó a utilizar la herramienta inductiva y perfiles de porosidad para un total de 70 pozos, posteriormente la actividad decayó.

Durante la década de 1990 se efectuó un trabajo de síntesis con una revisión crítica de lo actuado con foco en los términos sedimentarios superiores. Luego hubo estudios parciales realizados por Repsol YPF entre los años 2004 y 2006. A partir del año 2009 y durante 2010 se efectuaron nuevos trabajos de interpretación sísmica-geológica, donde se confeccionó un modelo totalmente nuevo, con un ajuste confiable de pozos, orientado a producir desde un extenso sistema de fracturas y microfracturas. A partir de 2012 se analizaron las oportunidades en recursos aún no explotados testeadas mediante la perforación de pozos con objetivo en Basamento, llevando en pocos meses la producción del Bloque Octógono Fiscal a records históricos (Figura 2).

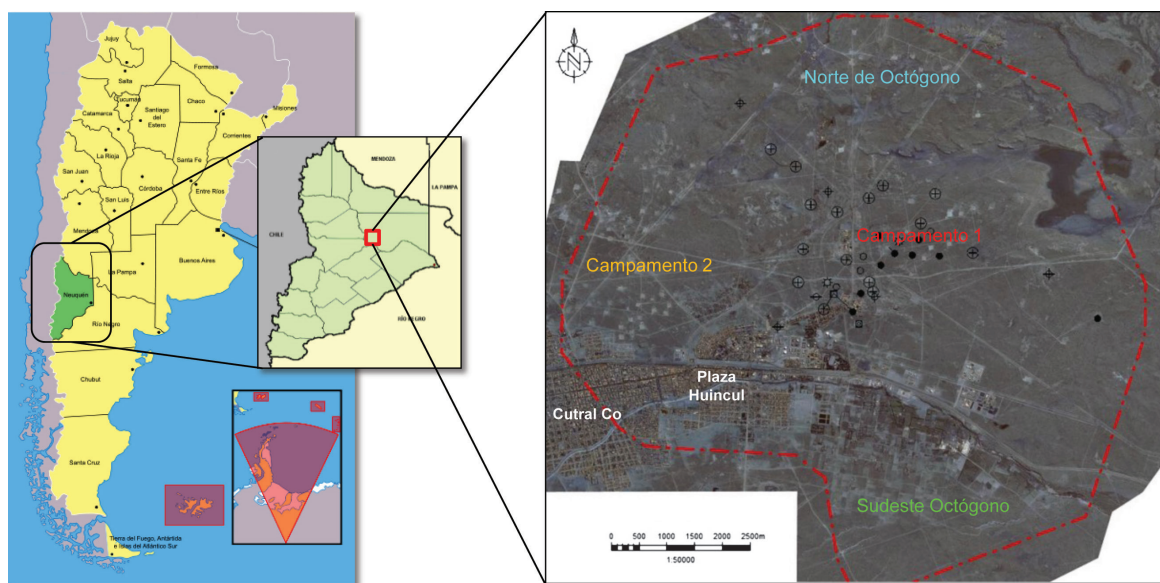


Figura 1. Ubicación del área de explotación Octógono Fiscal.

El área se encuentra dividida en cuatro yacimientos: Norte de Octógono, Campamento 2, Sudeste de Octógono y Campamento 1. El Basamento o Formación Huechulafquen (Turner, 1965) se encuentra en un horizonte profundo, bajo la zona de Campamento 2 y Campamento 1, foco del esfuerzo de desarrollo actual.

La litología corresponde a una roca migmatítica granitoide, en parte compuesta por granodioritas y tonalitas. El reservorio es típicamente fracturado, siendo despreciable la porosidad primaria. La permeabilidad y el espacio poral están generadas por el intenso fracturamiento asociado fallas reactivadas sucesivamente en todas las fases de deformación desde el Triásico a la actualidad, en algunas zonas la roca aparece triturada en intenso microfisuramiento implicando una alta capacidad de almacenamiento. Aunque de difícil seguimiento dado el carácter sutil de su expresión tanto en sismica como en pozos, se reconocen 6 niveles de correlación vinculados a la alteración in situ y reemplazo mineral, y una capa superior predominante al Noroeste, de material erosionado y depositado en paleobajos invertidos. La estructura consiste en un anticlinal por propagación de falla que involucra al basamento cristalino. En este trabajo se describirán de manera integral las características geológicas, geofísicas y petrofísicas del Basamento así como el flujo para su caracterización que culmina en la determinación de Capacidad de Flujo ($K \times h$) y Almacenamiento ($PHIE \times h$), como las propiedades que permiten explicar calidad de reservorio y comportamiento de producción.

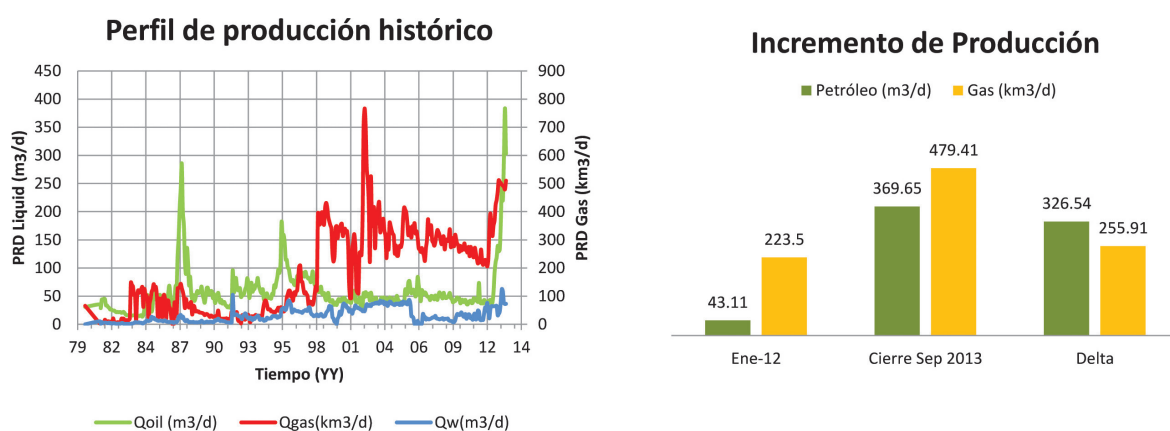


Figura 2. Historia reciente de producción en el Activo Plaza Huincul Cutral Co.

METODOLOGÍA

Se integra información de diferentes disciplinas en una relación compleja y cíclica por la cual cada nuevo resultado en cualquiera de las disciplinas de Geociencias sirve para retroalimentar el modelo (Figura 3).

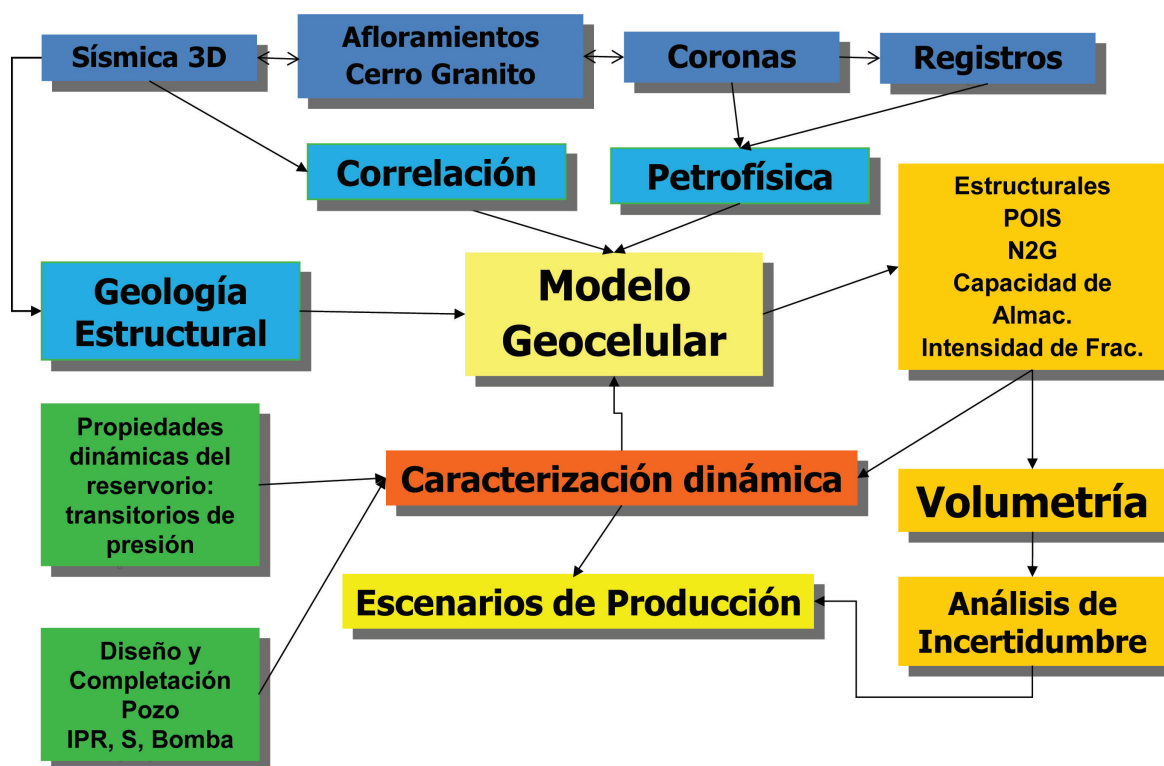


Figura 3. Flujograma de trabajo usado para confeccionar el modelo estático.

Se trabaja en la sísmica en 3D para la interpretación de estructuras y zonas de correlación correspondientes a reflectores que presentan caracteres sísmicos más elevados en continuidad, amplitud y frecuencia, lo cual le confiere diferentes grados de confiabilidad al resultado. Estos niveles se tornan muy diferentes si se pretende “guiar y mapear propiedades físicas del reservorio” ya que las amplitudes y frecuencias podrían no resultar “correlacionables” lateralmente, además de la gran diferencia entre la resolución vertical de la sísmica presente en el dato involucrado y la variabilidad vertical de propiedades tales como la Porosidad. De este modo, dada la naturaleza masiva del Basamento, verificable en los afloramientos del Cerro Granito, el esquema de correlación combina una interpretación a partir de pozos y sísmica.

La información de porosidad y almacenamiento proviene principalmente de los registros de Resonancia Magnética Nuclear. Una combinación de estos con los perfiles convencionales permite estimar Coeficiente de Partición (Aguilera 1995) y Saturación de Agua a partir de la ecuación de Archie por medio de la aplicación de “m variable” (Exponente de Cementación) igual a “n” (Exponente de Saturación). Los perfiles acústicos son procesados a fin de obtener propiedades mecánicas del reservorio y un Índice de Permeabilidad basado en las ondas Stoneley el cual se expresa en mD y es calibrado mediante la comparación con interpretaciones de análisis transitorios de presión. Esto es requerido a fin de obtener un valor representativo de un gran volumen de reservorio que involucre una gran cantidad de fracturas naturales.

A fin de cuantificar la intensidad del fisuramiento y la orientación de las fracturas se trabaja con la selección y análisis individual de discontinuidades abiertas y cerradas de origen tectónico, a partir de imágenes resistivas de las paredes del pozo. Los criterios aplicados para este análisis así como los algoritmos para estimación de las apertura de las fracturas están calibrados mediante la caracterización sistemática sobre testigos corona (Figura 4).

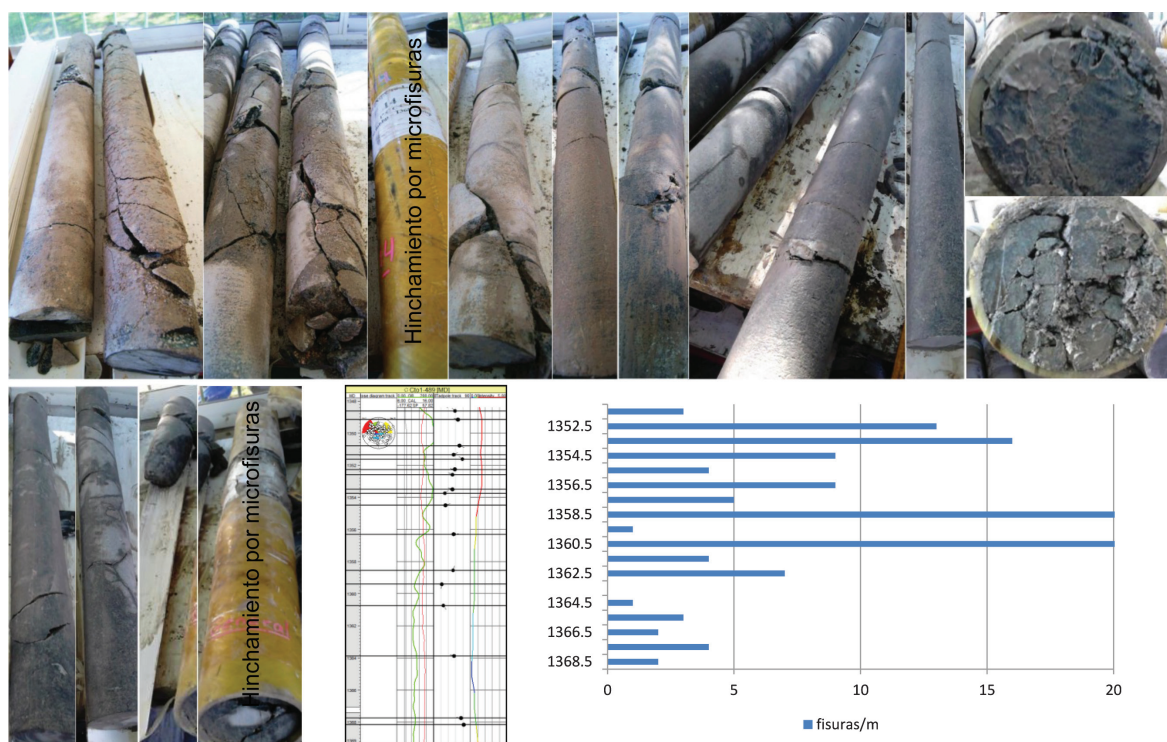


Figura 4. Corona original del Basamento, conteo de fracturas.

Toda esta información sirve para alimentar un modelo geocelular en 3D y extraer mapas de Capacidad de Almacenamiento ($MPHI \times h$) e intensidad de fracturamiento (m^2 / m^3), este último es una medida del incremento en la Capacidad de Flujo ($K \times h$). Ambas propiedades permitirían explicar la variabilidad en las productividades de los pozos ya que la declinación es muy baja donde la Capacidad de Almacenamiento es mayor, mientras que el caudal inicial es grande en las zonas donde la intensidad de fracturamiento es alta.

ESTRATIGRAFÍA Y SISTEMA PETROLERO

Las formaciones productivas en Octógono (Figura 5) además de Basamento son: Los Molles (marino profundo), Lajas (marino somero) y Challacó (fluvial), pertenecientes al Grupo Cuyo.

El basamento cristalino o Formación Huechulafquen está compuesto principalmente por granodiorita brechada y alterada de color gris a rosa naranja moderado, con diferentes grados de alteración y zonas de brechamiento que presentan tamaños y texturas variables, desde fracturas en “jigsaw”, que delimitan clastos de mayor tamaño hasta verdaderas brechas con fragmentos de granodiorita en la matriz de la misma roca finamente disgregada y alterada. La alteración, teniendo en cuenta la asociación mineralógica (calcita, clorita, epidoto, prehnita y laumonita), la presencia de venillas y fracturación, se interpreta como originada por metamorfismo de bajo grado por soterramiento asistido por fluidos.

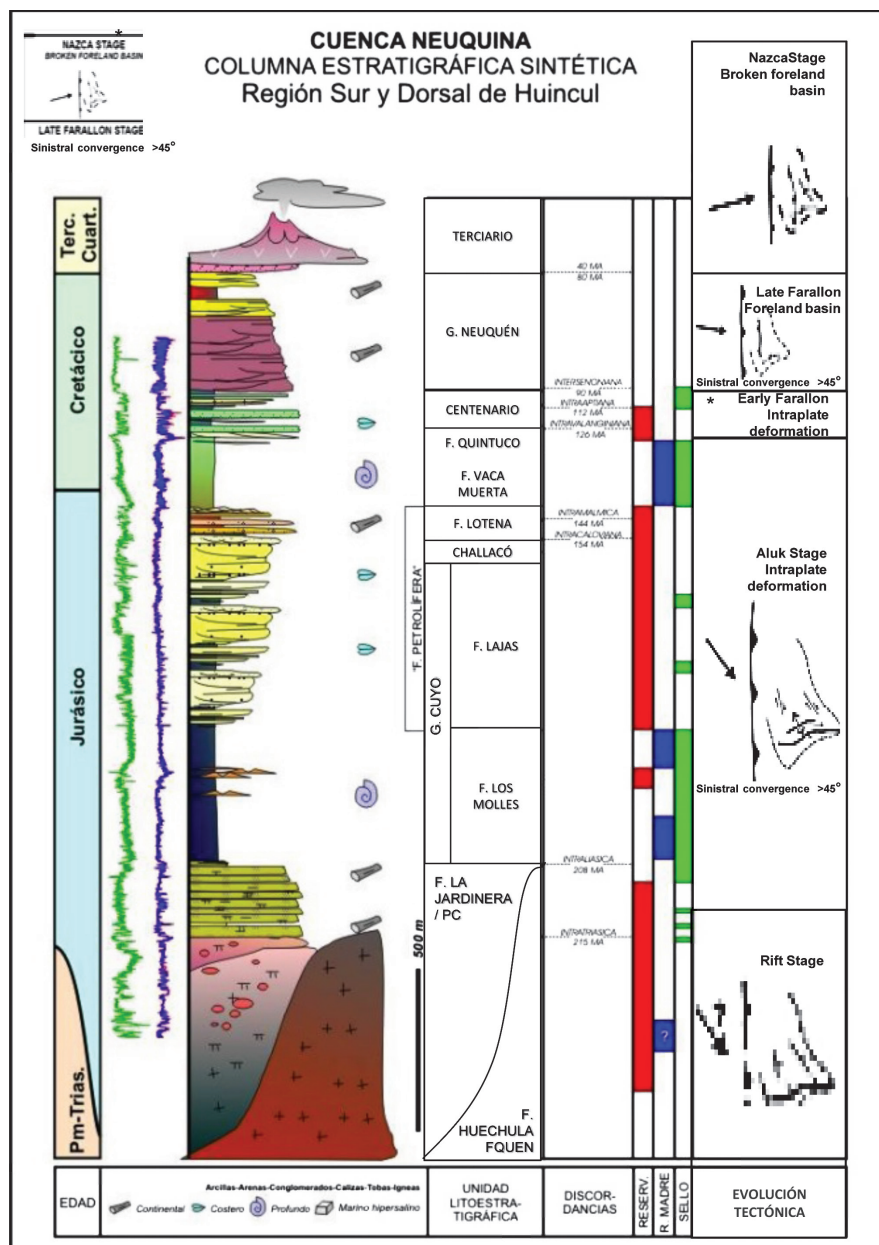


Figura 5. Carta estratigráfica y evolución tectónica (modificado de Mosquera y Ramos, 2005).

Se ha recopilado información sobre muestras en testigos corona y otras recuperadas en Cerro Granito, con el fin de establecer una datación. En todos los casos se efectuó con el método de K-Ar sobre mineral de biotita, en la misma variedad litológica. El informe de datación radimétrica para el afloramiento de Cerro Granito le confiere un valor de 310 Ma $\pm$ 10 Ma y para la muestra del pozo Nq-394 es de 256 $\pm$ 25 MA. Para el pozo Nq-395 la edad es 266 $\pm$ 26MA. De esta manera queda determinado que la edad del granitoide en la zona del campamento es permo-triásica y que en la zona del Cerro Granito es levemente más antigua, alcanzando al tope del carbonífero (Bruveris y Pioli, 2010).

Se reconocen 6 niveles de correlación de sutil expresión en la sísmica y difícil reconocimiento en perfiles eléctricos, vinculados a alteración in situ y reemplazo mineral, y una capa superior predominante al Noroeste, de material erosionado y depositado en paleobajos invertidos, subyaciendo en este caso a depósitos volcanoclásticos denominados Formación La Jardinera.

Sobre el granitoide se depositan en algunos sectores interpretados como paleoaltos rocas equivalentes a la caliza Chachil, actualmente silicificada, tal como se observa en los afloramientos del Cerro Granito, a donde aparece rebatida sobre Basamento (Figura 6).

La roca madre sería la Formación Los Molles (pelítica, de ambiente marino profundo, de color gris oscuro a negro), en contacto directo con el Basamento elevado más de 900 m por encima de los niveles pelíticos. Continúa la columna con la Formación Lajas, consistente en areniscas y pelitas de origen marino somero. Es probable que haya existido una segunda migración de hidrocarburos proveniente de la Formación Vaca Muerta, pelitas y margas gris oscuro, depositadas sobre un sistema fluvial (Formación Challacó) durante la transgresión posterior a la discordancia Intramalmica. La Formación Vaca Muerta actuó también como roca sello.

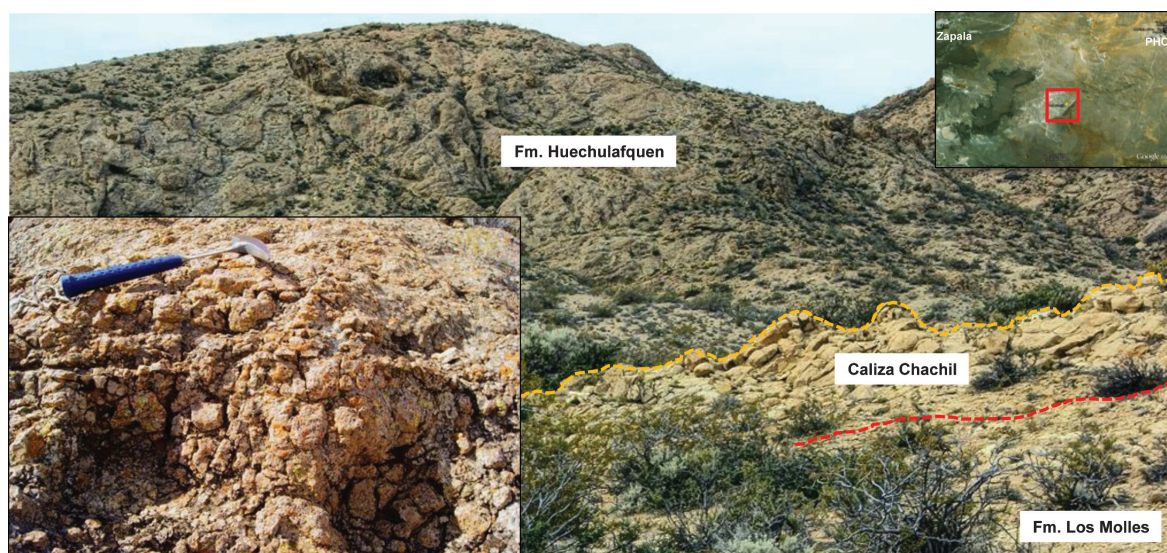


Figura 6. Afloramientos Cerro Granito, análogo a 35 km de Plaza Huincul.

ESTRUCTURA

La Dorsal de Huincul está caracterizada por el desarrollo de grábenes y hemigrábenes durante el Triásico-Jurásico Inferior con orientación OSO-ENE y E-O, (Uliana *et al.*, 1989; Vergani *et al.*, 1995; Gómez Omil *et al.*, 2002). Tanto las fallas principales como secundarias fueron reactivadas y algunos depocentros fueron invertidos principalmente durante el Jurásico (Etapa Aluk, Figura 5) y con menor intensidad durante el Cretácico (Etapa Farallon, Figura 5) (Ploszkiewicz *et al.*, 1984; Vergani *et al.*, 1995; Cruz *et al.*, 2002; Gómez Omil *et al.*, 2002; Mosquera, 2002; Silvestro *et al.*, 2008).

La estructura del Yacimiento Campamento 1 involucra al basamento cristalino y consiste en un anticlinal asimétrico, con un flanco abrupto hacia el sur y una orientación SO-NE. El mismo se encuentra alineado con otras estructuras tales como Cerro Bandera, Loma Negra y Guanaco. En el sector del Campamento 1, Las fallas de los hemigrábenes están caracterizadas por inclinar hacia el norte con una geometría suavemente lítrica (Figura 7). Los hemigrábenes al norte y al sur la actual estructura del Campamento 1 se desarrollaron en el Triásico-Jurásico Inferior, conteniendo depósitos *sinrift* asignados al Precuyano, en el caso del hemigraben norte y del Precuyano y la base de la Formación Los Molles en el hemigraben sur.

La estructura del Campamento 1 se formó debido a la reactivación de fallas extensionales de la zona crestral del “rollover” del hemigraben norte (Figura 7). Esta reactivación se produce al final del Toarciano (Silvestro *et al.*, 2008). Las formaciones Lajas y Challaco se depositaron en una etapa

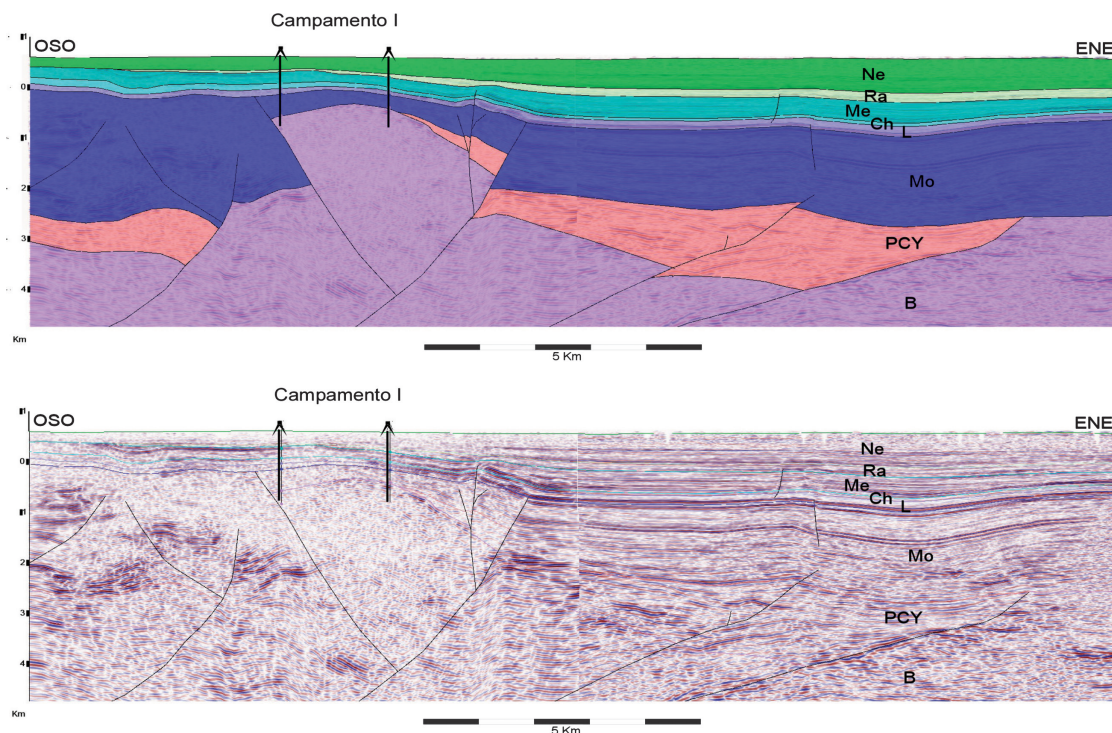


Figura 7. Modelo estructural del Yacimiento Campamento 1 basado en datos de sondeo y sísmica 3D. Las iniciales representan las unidades formacionales: B, Basamento; PCY, Precuyo; Mo, Fm Los Molles; L, Fm Lotena; Ch, Fm Challaco; Me, Gr Mendoza; Ra, Gr Rayoso; Ne, Gr Neuquén

de quietud, restaurándose el tectonismo durante el Kimeridgiano dejando un alto deposicional para el Grupo Mendoza. Finalmente una muy leve reactivación produjo un acuíñamiento de los grupos Rayoso y Neuquén. Los depocentros ubicados al norte y al sur sufren una leve inversión.

CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO FRACTURADO

Las fracturas naturales se caracterizan mediante la información de imágenes de pozo. El rumbo preferencial es SO-NE, aunque con alta dispersión en ángulo de inclinación y azimuth. Se presume que hay coexistencia entre fracturas de origen tectónico y las producidas a causa del enfriamiento del granitoide. En el cercano afloramiento del Cerro Granito pueden reconocerse diversas orientaciones preferenciales de las fracturas naturales en diferentes partes de la estructura.

El criterio de interpretación es ajustado mediante la comparación entre imágenes y testigos corona. Son interpretadas como fracturas conductivas aquellas que se ven más oscuras fundamentalmente en la imagen eléctrica con ecualización estática. A partir de las correlaciones entre la imagen y testigos corona se concluye que la mayoría de estas podrían asimilarse a fracturas abiertas. Las fracturas resistentes aparecen en la imagen con colores brillantes y corresponden a discontinuidades mineralizadas.

Es conocido que las fracturas inducidas por la perforación se desarrollan de forma paralela a la dirección de máximo esfuerzo, mientras que la ovalización (*breakout*) del calibre del pozo es perpendicular a este vector (Sigma 1) (Taha, 1998). La información proveniente del análisis de imágenes de pozo en Campamento 1 permite definir un estado actual de esfuerzos con orientación O-E (Figura 8).

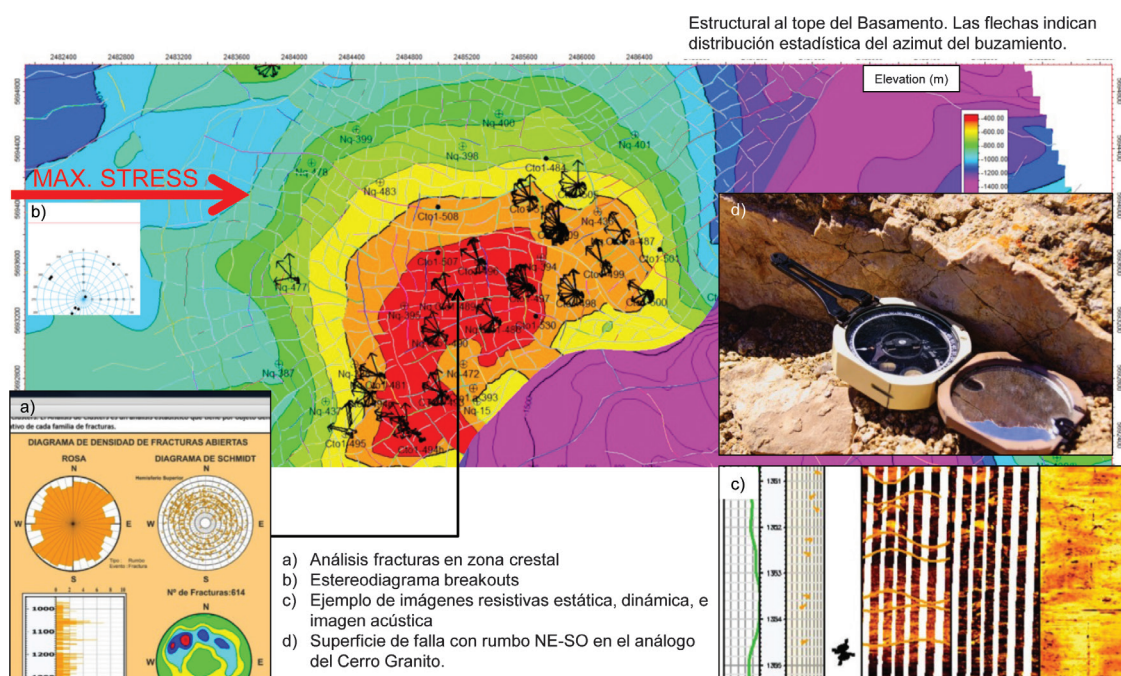


Figura 8. Análisis de orientaciones de fracturas naturales.

Los datos sísmicos permitieron la interpretación y jerarquización de las fallas reactivadas que conformaron la estructura. Las mismas presentan rechazos verticales medianos a elevados y son la principal vía del flujo de fluidos. Asimismo se han interpretado seis horizontes internos del Basamento correspondientes a reflectores que presentan caracteres sísmicos más elevados en continuidad, amplitud y frecuencia, lo cual le confiere diferentes grados de confiabilidad al resultado,

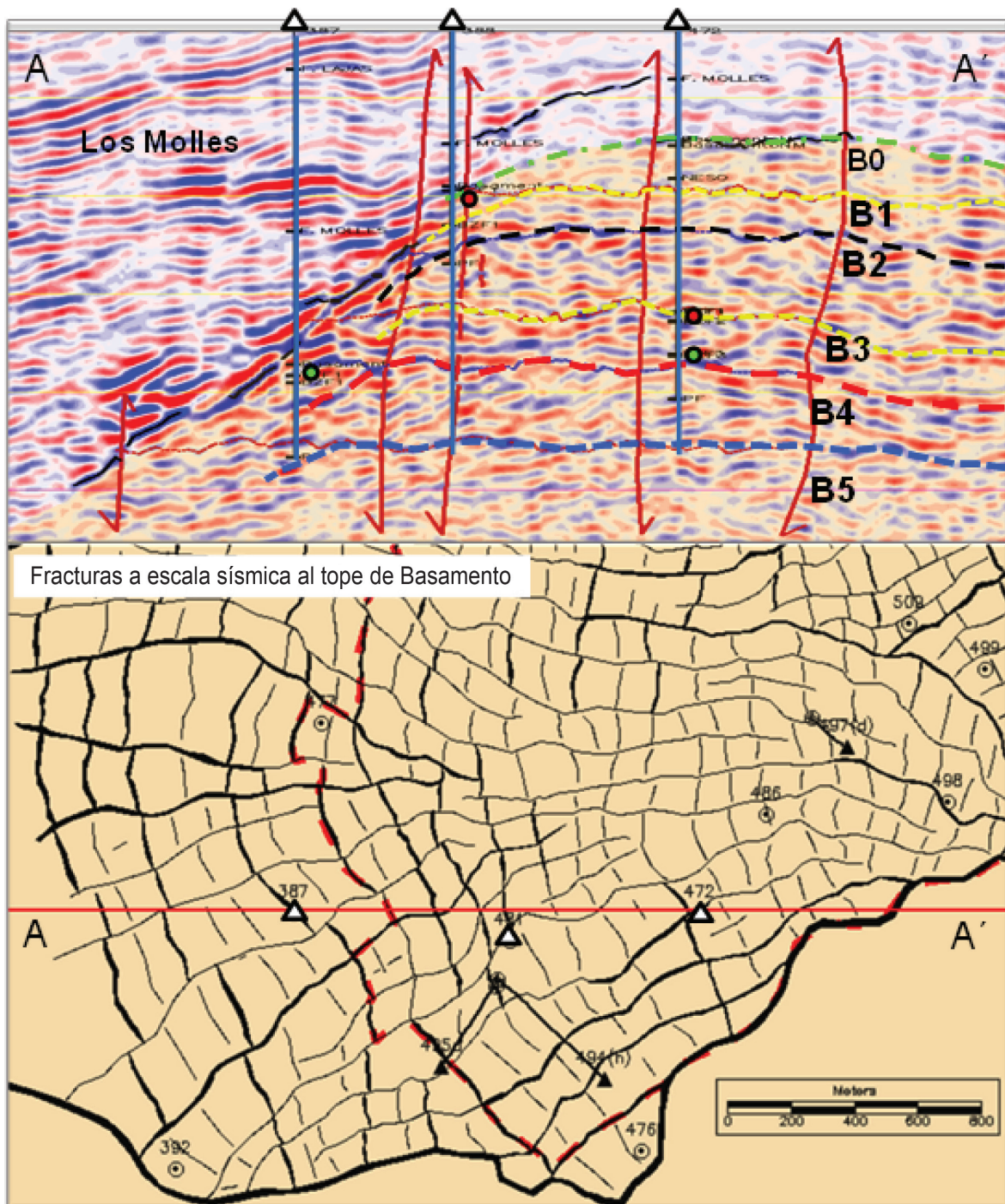


Figura 9. Niveles de correlación en Basamento, estructura principal Campamento 1.

numerados de arriba abajo como B0 a B5 (Figura 9) a pesar de que el sistema de fallas para cada unidad es de muy difícil interpretación.

Con este modelo se logró obtener la relación entre los niveles punzados y las unidades interpretadas. Las mencionadas zonas son de difícil reconocimiento en los perfiles eléctricos, incluso en afloramientos, y tendrían su origen en halos de alteración desde la periferia hasta los sectores internos del granitoide. Un casquete gasífero de hasta 300 m de espesor está localizado en la parte alta de la estructura cubriendo la mayor parte de las unidades B0 (Superior) y B1, existiendo diferencias en la ubicación del contacto, verificadas por ensayos de pozo, del orden de las decenas de metros entre algunos sectores, las cuales se supone están asociadas al emplazamiento de filones que actuarían generando compartimientos en el reservorio.

EL BASAMENTO COMO RESERVORIO

El sistema poroso permeable de los granitoides responde a complejos procesos tales como fracturación y alteración. La fracturación ha influido como resultado de los distintos procesos tectónicos, el plegamiento y el levantamiento a una cota muy superior respecto al entorno. Esto ocurrió desde los estadios iniciales de la cuenca y ha sufrido reiteradas repeticiones de movimientos hasta la actualidad, documentado por la presencia de fallas activas.

La generación de porosidad por fracturamiento y alteración se da en todas las escalas, observadas tanto en afloramientos, imágenes de pozo y coronas, las cuales consisten de fracturas con presencia de estrías debido a reactivación de las mismas y cementos en fracturas con diferente grado de relleno formando puentes de calcita o rodocrocita entre las paredes de las mismas.

La presencia espesos sectores brechados y en algunos casos milonitizados caracterizan una roca disgregada en pequeños bloques de tal manera que se forma una porosidad de matriz. Estas zonas, donde el picado de fracturas individuales en las imágenes de pozo es dificultoso, aportan la mayor parte del almacenamiento y son claramente visibles como sectores con T2 altos y alta porosidad en los perfiles de RMN (Figura 10).

La baja porosidad primaria y los efectos del fracturamiento del granitoide, a la vez la heterogeneidad en la composición y la alteración de la roca granítica afectan fuertemente las mediciones convencionales de porosidad. No obstante, una combinación de registros de imagen resistiva, RMN, propiedades mecánicas, el uso de “m” = “n” variable y ecuaciones apropiadas permiten obtener una evaluación cuantitativa de los fluidos presentes en el sistema matriz fracturado.

Mediante la observación de la relación entre ALHI (*Acoustic Ligh Hydrocarbon Indicator*), un indicador de hidrocarburos livianos basado en la pérdida de energía (amplitud) principalmente de las ondas compresionales en la zona de acoplamiento entre gas y sólidos o entre gas y líquidos, contra la relación de velocidades de las ondas P y S, y perfiles nucleares es posible identificar con

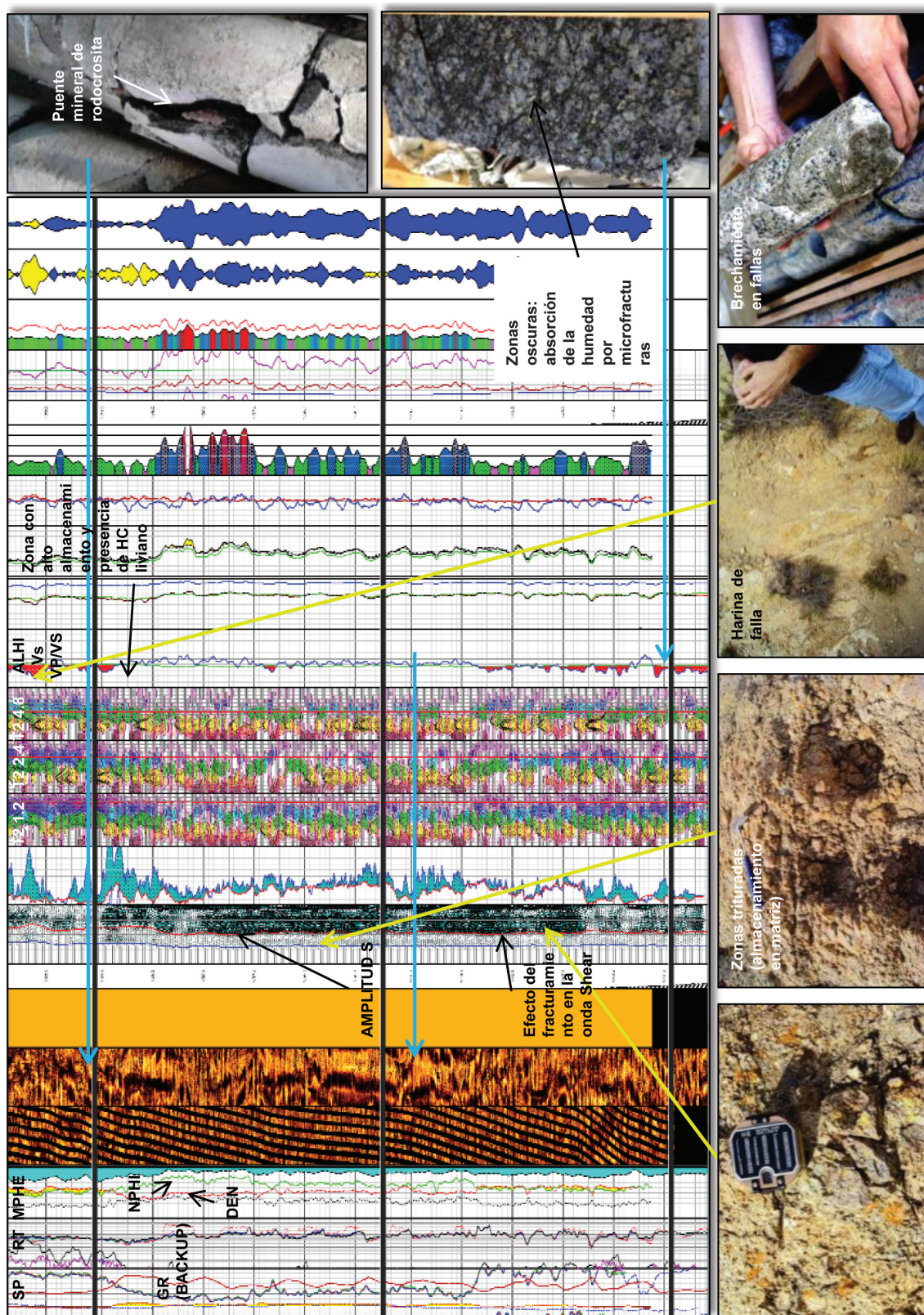


Figura 10. Tipos de porosidad, fracturamiento y su respuesta en los perfiles.-

claridad las zonas de gas y de petróleo, así como sectores alterados donde el almacenamiento es mayor. La identificación y procesamiento de la respuesta eléctrica de las fracturas individuales permite identificar sectores en donde la capacidad de flujo está potenciada por la alta permeabilidad de las fracturas naturales.

La porosidad efectiva (MPHE) es estimada por medio de registros de RMN luego de la aplicación de un “*cutoff*” espectral (Arro, 2003), el cual considera al fluido irreducible contenido en una película de espesor constante en toda la superficie de los poros. Cuando el radio poral es menor que el espesor de esta película, los poros se encuentran totalmente saturados por agua irreducible.

MPHE es la base en las estimaciones de volumen poral y Capacidad de Almacenamiento (MPHE x espesor), a su vez MPHS (Porosidad Total de RMN) sirve como dato de entrada en un modelo petrofísico de “m y n variable” basado en las ecuaciones de Archie. Se verifica una correlación entre el grado de fracturamiento del reservorio y la Resistividad Profunda (RT). De este modo es posible estimar un Exponente de Cementación (m) basado en el cociente logarítmico entre RT y MPHS (Figura 11c: curva MPRM). Disponiendo de un análisis de propiedades mecánicas de la roca se obtiene “m variable” del promedio re-escalado entre Módulo de Young y Amplitud S. Por último se utiliza un promedio de los diferentes métodos y luego se hace $m = n$.

Las estimaciones de Saturación de Agua (SW) arrojan valores bajos en casi toda la extensión vertical del reservorio (Figura 11d), en concordancia con el corte de agua en producción, siendo algo mayor en los sectores más bajos lo cual indica la cercanía a una zona de transición hacia un acuífero verificado mediante ensayos en pozos profundos. La salinidad del agua de formación es en torno a 161500 ppm de NaCl equivalente.

Una estimación de la porción de la porosidad correspondiente a fracturas naturales puede ser obtenida mediante el uso del índice de Partición, resolviendo una ecuación cuadrática, para m de matriz igual a 2 (aproximación).

Es importante aclarar el término porosidad de matriz en reservorios de basamento cristalino, ya que originalmente y sin efectos tectónicos estas rocas poseen no más de 2 % de porosidad, a los fines de productividad se asocia a ella la mayor parte del almacenamiento en el reservorio, su origen es principalmente tectónico como puede verificarse en los afloramientos de Cerro Granito, la misma corresponde a fracturamiento intenso incluso a escala microscópica. Se circunscribe a porosidad de fractura a aquellas cuyos valores de m y n así lo indican, y se expresan según su índice de partición $v = (\emptyset - \emptyset_b) / (\emptyset (1 - \emptyset_b))$, donde $\emptyset$ es porosidad total (fracción) y $\emptyset_b$ es porosidad de la matriz (fracción), consistente en un sistema de fracturas uniformemente distribuidas y cuya permeabilidad es de algunos ordenes de magnitud menor que la de fractura.

La relación entre los porcentajes de almacenamiento en fracturas y en la porosidad de matriz (Figura 12) permite clasificar el reservorio como Tipo BA (65 % del almacenamiento en la matriz).

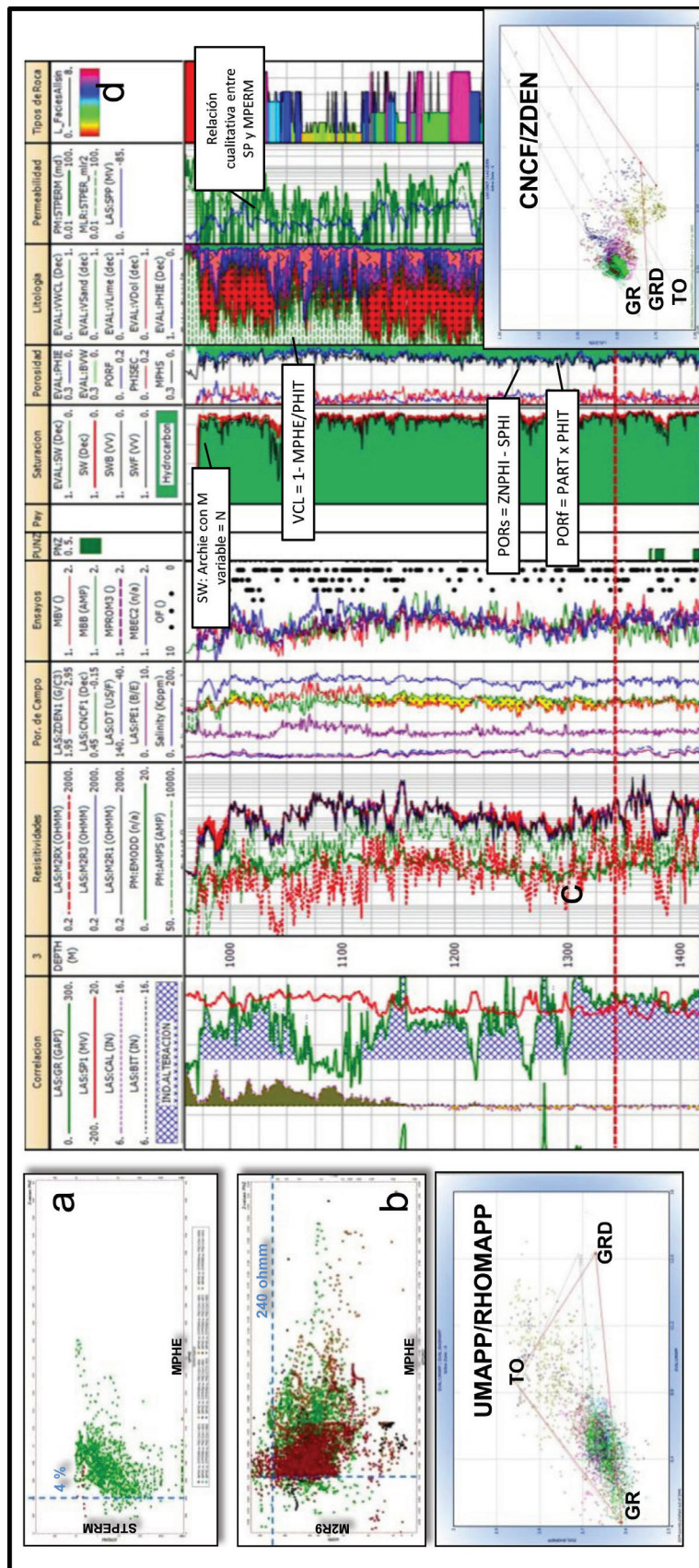


Figura 11. a) Cutoff de Porosidad; b) Cutoff de RT; c) Analisis con "m variable = n".

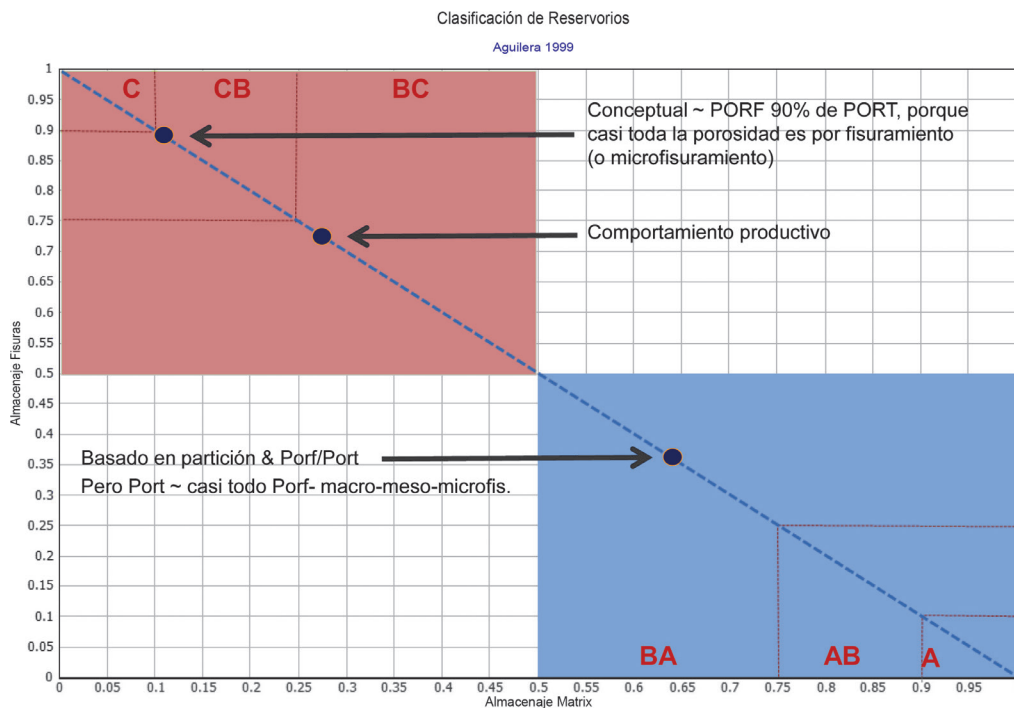


Figura 12. Basamento de acuerdo a tipología de reservorios fracturados (Aguilera 1999).

El comportamiento del reservorio responde a las capacidades de flujo (incrementada por la intensidad de fracturamiento) y almacenaje, no necesariamente coincidentes, esta última con fuerte influencia sobre el volumen de hidrocarburo *in situ* al ser la SW relativamente baja durante todo el espesor de reservorio. Se verifica una relación directa entre Capacidad de Almacenamiento y los caudales iniciales estabilizados (Q_{oi}) (Figura 13).

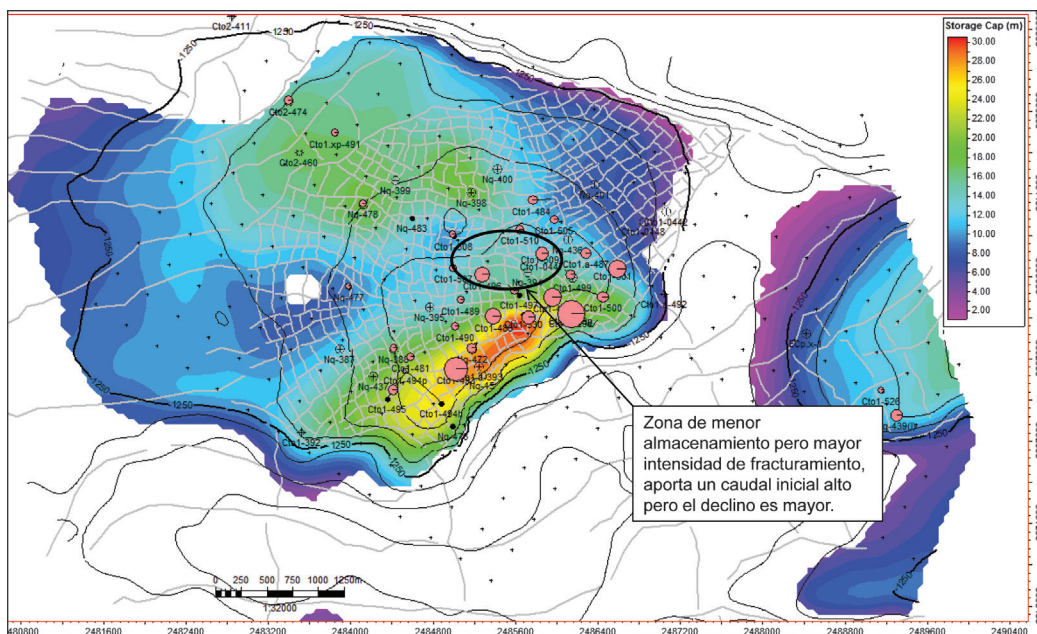


Figura 13. Capacidad de Almacenamiento niveles B2, B3 y B4, magnitud de Q_{oi} .

Sobre la base de estudios sobre los distintos tipos de reservorios fracturados y sus mecanismos de energía (Aguilera, 1999) es posible estimar empíricamente un factor de recuperación que considera el mecanismo de expansión de un casquete de gas de aproximadamente 300 m de espesor (Figuras 14 y 15).

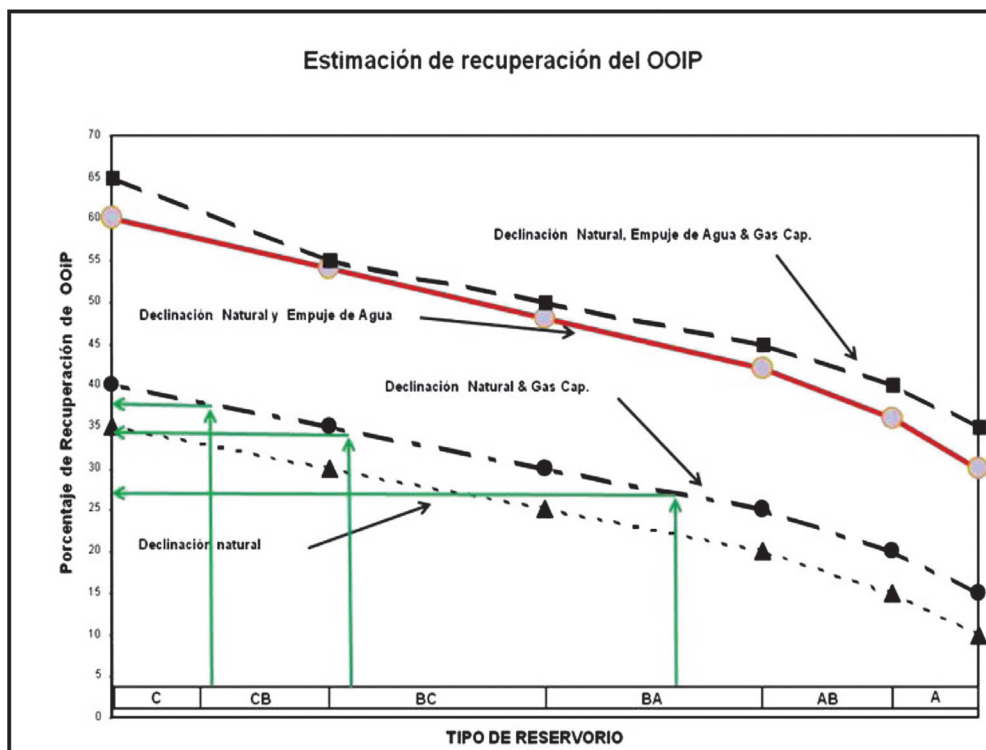


Figura 14. Tipos de reservorio, drenaje y recuperación (modificado de Aguilera, 1999).

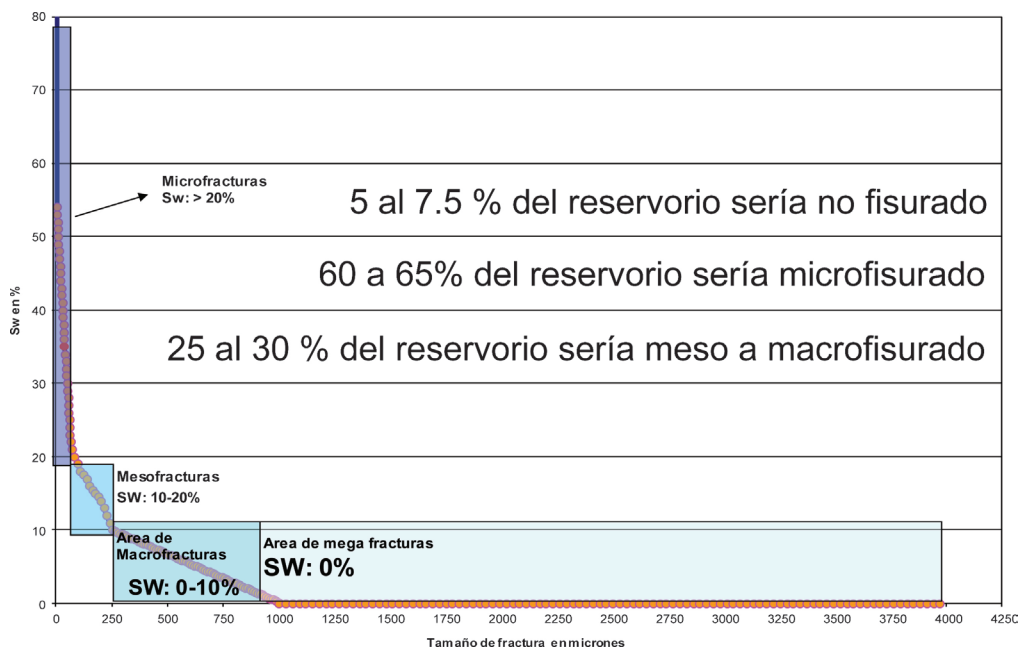


Figura 15. Porcentaje de la SW en el almacenamiento (adaptado de Coalson *et al.*, 1985).

CONCLUSIONES

La integración de toda la información disponible, sísmica, petrofísica, producción y análogos de afloramientos, permiten comprender el comportamiento de un reservorio atípico, consistente en una roca originalmente de muy baja permeabilidad y que fue sometida a todas las fases de deformación que actuaron a lo largo del tiempo y generaron almacenamiento y permeabilidad por procesos tectónicos principalmente y en menor medida alteración mineral.

A pesar del carácter masivo del reservorio granitoide, evidente en el análogo de afloramiento del Cerro Granito se reconocen seis zonas de correlación las cuales son visibles en la sísmica como halos que presentan sutiles diferencias en los patrones de amplitud y frecuencia de los reflectores. Un casquete de gas de hasta 300 m de espesor está emplazado en la parte superior de la estructura anticlinal, abarcando la mayor parte de las zonas de correlación B0 y B1. El carácter tectónico de los procesos que originaron porosidad y permeabilidad, y su relación con la cercanía a fallas implica una distribución subvertical en la continuidad de estas propiedades. De este modo la conectividad vertical sería alta, y el casquete de gas proveería de energía al reservorio, aunque esto está pendiente de verificación. La conectividad lateral es limitada, no hay evidencias de interferencia entre pozos.

Las zonas con mayor potencial para sostener la producción de hidrocarburos son las de mayor Capacidad de Almacenamiento. Los sectores con mayor intensidad de fracturamiento pero baja Capacidad de Almacenamiento, tal como la porción cuspidal de la estructura han probado caudales iniciales altos y rápida declinación a medida que las fracturas son drenadas y comienza el aporte de la matriz microfracturada.

El mecanismo de drenaje correspondería a declinación natural y expansión del casquete de gas. La caracterización petrofísica del reservorio como tipo BA (65 % del almacenamiento en porosidad de matriz) permitiría estimar empíricamente un factor de recuperación a verificar con otros métodos e historia de producción suficiente. El “*oil leg*” correspondería a un espesor de hasta 450 m, es decir hasta donde se comprueba un contacto agua petróleo mediante ensayos de formación en pozos profundos.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Omar Castillo, Fernando Rey y Mario Pascual por su colaboración en las tareas que condujeron a aumentar el conocimiento sobre el potencial productivo del Basamento, a Mario Schiuma por las sugerencias y revisión técnica de este trabajo y a YPF S.A. por su apoyo en la publicación.

A Carin Regazzoni, por su amistad y compañerismo.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguilera, Roberto: Naturally Fractured Reservoirs, 2nd Edition, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995), p.11.
- Aguilera, Roberto: "Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs", Journal of Canadian Petroleum Technology, Distinguished Authors Series, July 1999, volume 38, no. 7, p. 15-18.
- Arro, J.R., 2003, Resonancia Magnética Nuclear, Principios y Aplicaciones en la Cuenca del Golfo San Jorge, Informe Inédito.
- Bruveris, P. y O. Pioli, 2010, Informe de re-evaluación sísmico-geológica del bloque Octógono, YPF S.A., informe inédito.
- Coalson, E. B., D. J. Hartmann, y J. B. Thomas, 1985, Productive characteristics of common reservoir porosity types: Bulletin of the South Texas Geological Society, v. 25, no. 6, p. 35-51.
- Cruz, C. E.; Boll, A.; Gómez Omil, R.; Martínez, E. A.; Arregui, C.; Gulisano, C. A.; 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", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002
- Gómez Omil, R.; Schmithalter, J.; Cangini, A.; Albariño, L.; Corsi, A., "El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Mosquera, A., "Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, Área Los Bastos", 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, 2002.
- Ploszkiewics, J. V.; Orchuela, L.; Vaillard, J. C. y Viñes, R., "Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la falla Huincul, estructuras asociadas, provincia del Neuquén", 9º Congreso Geológico Argentino, Bariloche, 1984, actas II, pp. 163-169.
- Silvestro, J y M. Zubiri, 2008, Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39°s) – Neuquén, Rev. Asoc. Geol. Argent. v.63 n.1, Buenos Aires.
- Taha, M., 1998, Fractures and fractures reservoirs. Search, Schlumberger Sureco C.A. 6: 6-25.
- Turner, J. C. M., 1965a. Estratigrafía de la comarca de Junín de los Andes. Academia Nacional de Ciencias, Boletín 44, 5-51. Córdoba.
- Turner, J.C.M., 1965b. Estratigrafía de Aluminé y adyacencias (Provincia del Neuquén). Revista de la Asociación Geológica Argentina, 20 (2), 153-1164. Buenos Aires.
- Turner, J.C., 1976. Descripción de la Hoja 36 a, Aluminé, provincia del Neuquén. Servicio Geológico Nacional, Boletín 145: 1-80. Buenos Aires.
- Uliana, M. A.; Biddle, K. T. y Cerdan, J., "Mesozoic Extension and the Formation of Argentina Sedimentary Basins", en Tankard, A. J. y Balkwill, H. R. (eds.), Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins, AAPG Memoir, N° 46, 1989, pp. 615-631.
- 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, N° 62, 1995, pp.383-402.

Windhausen, A., 1924, Einige Linien der geologischen Entwicklungsgeschichte Patagoniens im Lichte neuerer Forschungen, 17. Jahresbericht des Niedersächsischen Geologischen Vereins zu Hannover, Hannover.

Windhausen, A., 1935, Apuntes sobre la zona petrolera de la Patagonia meridional, Boletín de Informaciones Petroleras de YPF, Buenos Aires.