

Caracterización del reservorio en el basamento cristalino de la Cuenca Neuquina

Productividad récord desde rocas granitoides, caso del Octógono Fiscal, Activo Plaza Huin cul-Cutral Có

Por **Diego Velo**, **René Manceda**, **Fernando Creus**, **Rodrigo Ugarte**, **Diego Narrillos** y **Lucía Ciancio** (YPF S.A.); **Oscar Pioli** (SAT S.R.L.) y **Mario Mallaviabarrena** (Nova Energy)

Este trabajo ha sido galardonado con el Premio Luis Rey en el IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

El Bloque de Explotación Octógono se encuentra en la Cuenca Neuquina, dentro del ámbito geológico denominado "Dorsal de Huin cul". El área fue descubierta en 1918 como resultado del primer pozo de exploración propuesto por el Dr. Juan Keidel, y se ubica en las lindes de la ciudad de Plaza Huin cul. A partir de 2012 se analizaron las oportunidades en recursos aún no explotados, incorporándose el basamento permo-triásico granítico/granodiorítico fracturado denominado Formación Huechulafquen



(Turner 1965, 1976), como objetivo principal del desarrollo, llevando en pocos meses la producción del Bloque Octógono Fiscal a récords históricos. En este trabajo se describe el reservorio y el flujo utilizado para su caracterización.

El basamento subyace a pelitas marinas de Los Molles, disponiéndose de solo 21 pozos perforados hasta esa formación al año 2013, en un área de 74 km². El fallamiento que culminó con la formación de la estructura principal del yacimiento Campamento Uno se habría formado en la fase de tectónica extensional durante el Triásico Superior, caracterizada por extensión y formación de hemigraben, posterior-

mente elevado y plegado. Luego del hundimiento del rift, se depositaron las formaciones jurásicas del Grupo Cuyo, con depositación hacia la base de material del basamento erosionado, retrabajado y acumulado en zonas deprimidas, en parte posteriormente elevadas luego de los eventos de inversión tectónica a partir del Jurásico Superior.

La roca madre correspondería a las arcillitas de la Formación Los Molles, que además constituye el sello; es probable que haya existido una segunda migración de hidrocarburos proveniente de la Formación Vaca Muerta. Las estructuras habrían estado conformadas antes del inicio de la migración.

El sistema poroso permeable de los niveles graníticos responde a complejos procesos, tales como fracturación y alteración. La presencia de zonas con porosidad de matriz indicaría que los bloques elevados del basamento, expuestos a los agentes de meteorización y edafización, habrían constituido un regolito. Esta unidad hidráulica se encuentra intensamente fracturada. La fracturación es el resultado de los distintos procesos tectónicos tales como el fallamiento y plegamiento que originó el levantamiento a una cota muy superior respecto al entorno. Esto ocurrió desde los estadios iniciales de la cuenca y ha sufrido reiteradas reactivaciones hasta la actualidad, documentado por la presencia de fallas activas. Basados en la sísmica y en la respuesta eléctrica de los registros, se reconocen hasta la profundidad investigada 6 zonas de alteración correspondientes a meteorización diferencial entre las partes externas y los sectores más profundos del basamento. Suprayace una sección litológica con propiedades eléctricas similares, pero con presencia de estructuras sedimentarias, interpretada como Toarciano marino de plataforma somera, con lo que se podría inferir un control paleogeográfico de altos de precuyano/basamento invertidos que controlan el desarrollo de facies más someras de Formación Los Molles.

La baja porosidad de matriz enmascara el efecto de los fluidos sobre la resistividad, también afectada por la presencia de fracturas; a la vez, la heterogeneidad en la composición y la alteración de la roca granítica afecta fuertemente las mediciones convencionales de porosidad. Una combinación de registros de imagen resistiva, Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y propiedades mecánicas permiten obtener una evaluación de los fluidos presentes en el sistema matriz más fisuras, y una cuantificación de las fracturas naturales. En particular, la Resonancia Magnética Nuclear permite caracterizar el espacio ocupado por fluido libre y por lo tanto cuantificar el almacenamiento. Mediante la comparación de la difusión de los fluidos y T2 (relajación), es posible determinar la presencia de gas y crudo en donde el ALHI (indicador de HC Livianos) y los registros convencionales aparecen enmascarados por efectos de litología. Finalmente, se obtienen los parámetros de buzamiento, azimut y frecuencia de fisuramiento (fisuras por metro) a partir del picado individual de fracturas.

La caracterización petrofísica del reservorio fisurado a partir de coeficiente de partición y "m" variable, mediante el método de Aguilera (Aguilera 1995, 1999), permite clasificarlo como tipo BA (65% del almacenamiento en porosidad de matriz), y estimar empíricamente un factor de recuperación del orden del 25%, que considera el mecanismo de expansión de un casquete de gas de aproximadamente 300 m de espesor. El petróleo más bajo comprobado está

450 m por debajo de la cota de gas, pero al existir compatibilización no se puede considerar un "oil leg" único. El espesor permeable se extiende hasta donde los reflectores sísmicos muestran un patrón de caos, típico de basamento no alterado.

Toda la información proveniente de perfiles calibrados mediante el análisis sobre testigos corona, incluyendo un índice de permeabilidad estimado a partir del registro de ondas Stoneley en comparación con los análisis de ensayos de presión (*buildup*), alimenta un modelo 3D que permite cuantificar el recurso y orientar el desarrollo hacia las mejores zonas. Se verifica la correspondencia entre productividad y capacidad de almacenamiento, así como caudales iniciales estabilizados e intensidad de fisuramiento (fracturas x metro).

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 1.106 mbbp. Casi un cuarto de siglo después del primer pozo comenzó un verdadero desarrollo del campo; así en el año 1942 se perforaron en 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 récords históricos (figura 2).

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.

SIAM ARCON

BOMBAS ALTERNATIVAS DE SIMPLE Y DOBLE EFECTO
 DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX

SERVICIO POST-VENTA, INGENIERÍA Y REPUESTOS.



Nuestras Bombas pueden satisfacer una amplia gama con caudales hasta 2.960 m³/día y presiones hasta 350 Kg/cm².

Base Neuquén

Emilio Bellenguer N° 3025
 Pque. Industrial (Este)
 Tel: (54) 0299-441-3831
siam-neuquen@metales-arcon.com.ar

Planta Industrial

Dr. Atilio Lavarello 2156 · Avellaneda
 Pcia. de Bs. As. Rep. Argentina
 Tel: (54-11) 4203-0011
ventas@metales-arcon.com.ar
www.siam-arcon.com.ar

Base Comodoro Rivadavia

Cagliero N° 112
 Tel: (54) 0297-446-0802
arconcomodoro@sinectis.com.ar



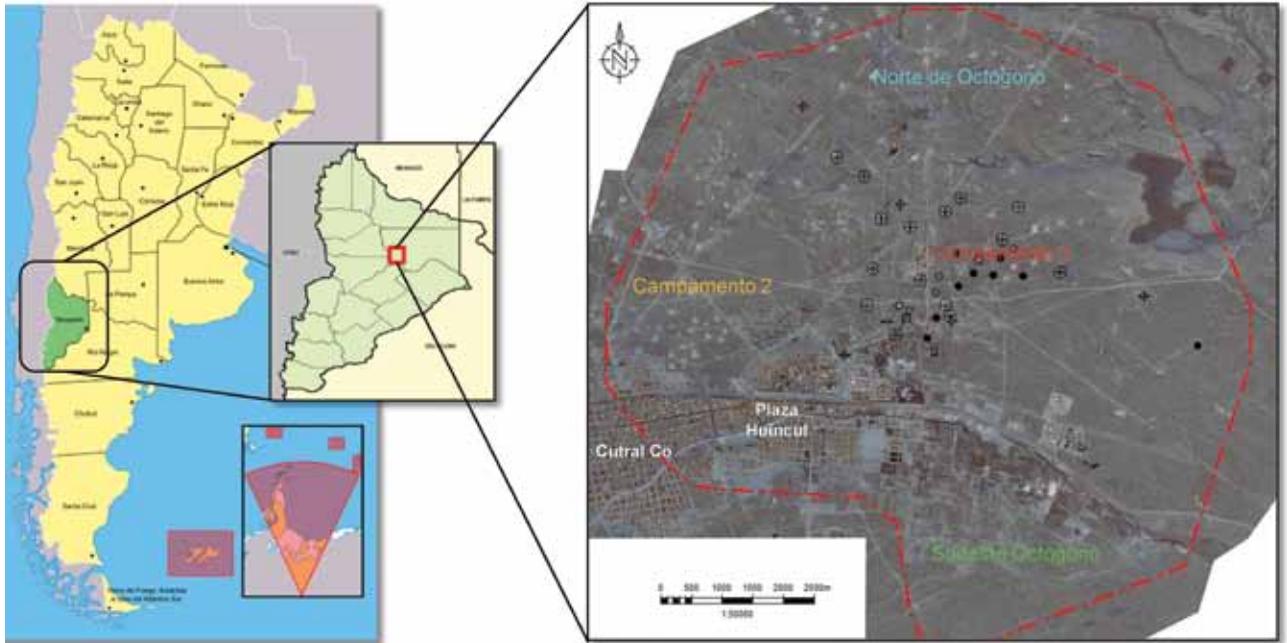


Figura 1. Ubicación del área de explotación Octógono Fiscal.

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 generados por el intenso fracturamiento asociado a

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

MWH ha servido a la industria del gas y petróleo por más de 30 años. Somos el proveedor líder en diseño para upstream y midstream. Nuestra experiencia abarca los servicios relacionados a la gestión de agua de retorno, opciones de tratamiento de aguas y aguas residuales y cumplimiento ambiental.

SMART.Solutions



BUILDING A BETTER WORLD

| mwhglobal.com

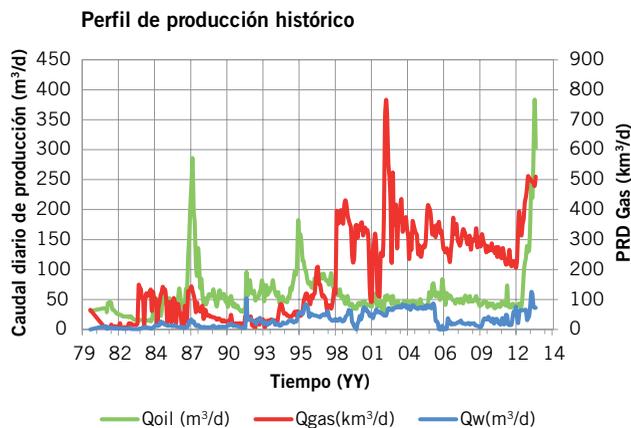
Marcelo T. de Alvear 612 Piso 2
011 5274 3100
info@mwhglobal.com.ar



EMPRESA NEUQUINA DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E

- Operación y Mantenimiento
- Planificación e Inspección
- Laboratorio de Metrología
- Mediciones Ambientales





Incremento de producción

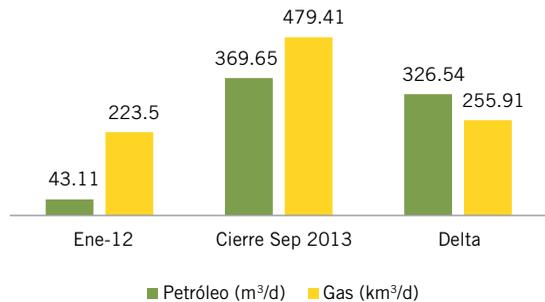


Figura 2. Historia reciente de producción en el Activo Plaza Huincul Cutral C6.

tanto en sísmica 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.

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).

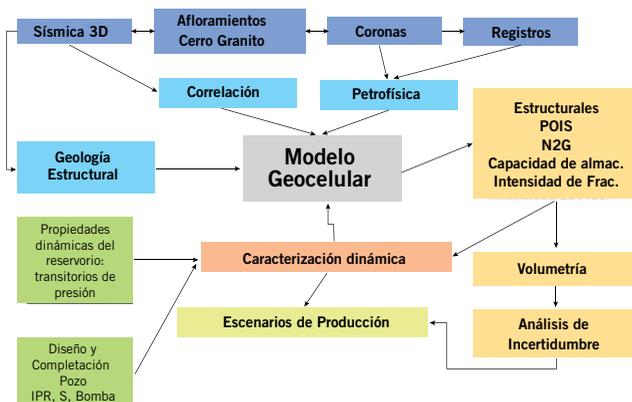


Figura 3. Flujograma de trabajo usado para confeccionar el modelo estático.

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 aperturas de las fracturas, están calibrados mediante la caracterización sistemática sobre testigos corona (figura 4).

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.



Energía Argentina S.A.

somos energía...

Desde su fundación, ENARSA ha logrado dar respuestas concretas a las necesidades de energía del país.

De cara al futuro, ENARSA sigue adelante, comprometida con un país que crece, produce y se desarrolla a fin de mejorar la calidad de vida de todos los argentinos.

**ARGENTINA
NOS INCLUYE**



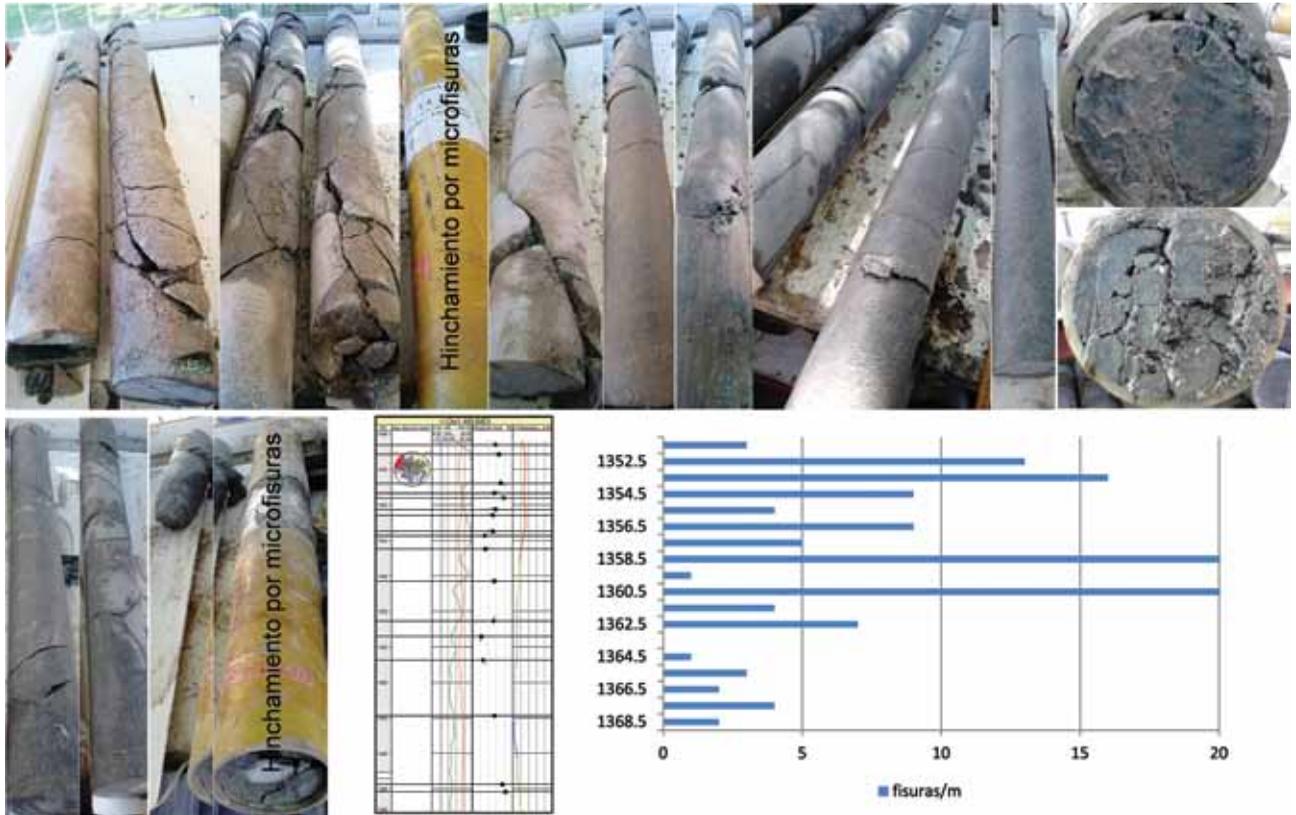


Figura 4. Corona original del Basamento, conteo de fracturas.

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.

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 +/- 10 Ma, y para la muestra del pozo Nq-394 es de 256 +/- 25 MA. Para el pozo Nq-395 la edad es 266 +/- 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.

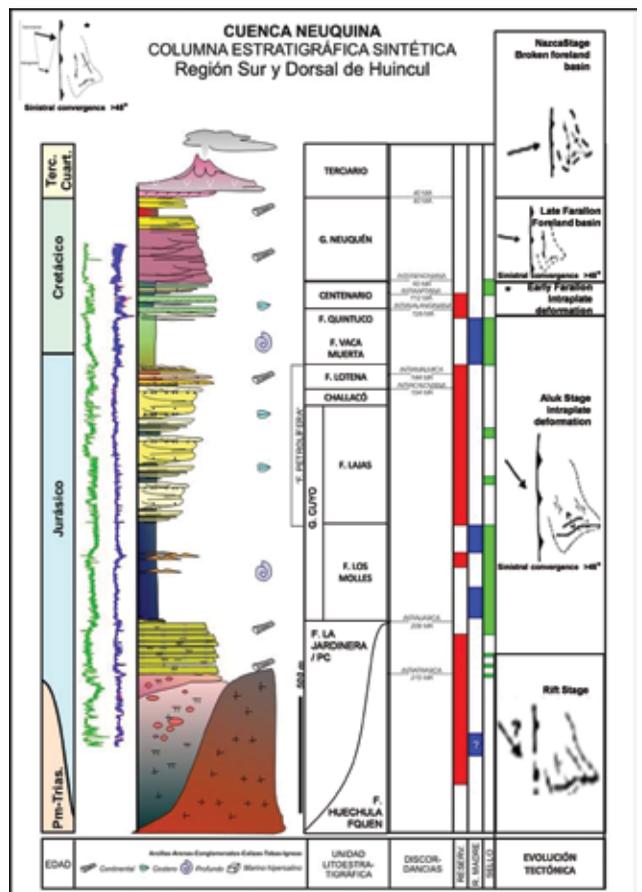


Figura 5. Carta estratigráfica y evolución tectónica (modificado de Mosquera y Ramos, 2005).

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.

Estructura

La Dorsal de Huincul está caracterizada por el desarrollo de grabenes y hemigrabenes 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 hemigrabenes están caracterizadas por inclinar hacia el norte con una geometría suavemente lítrica (figura 7). Los hemigrabenes 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 crestal del "roll-over" 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 de quietud, restaurándose el tectonismo durante el Kimeridgiano dejando un alto deposicional para el Grupo Mendoza. Finalmente, una muy leve reactivación produjo un acuñaamiento de los grupos Razonoso 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

FLEXIBILIDAD |
 RESPALDO |
 EXPERIENCIA |

www.edvsa.com



La respuesta necesaria para el éxito de nuestros clientes en sus grandes proyectos de ingeniería, construcción y servicios.

- ◀ NEUQUÉN
- ◀ COMODORO RIVADAVIA
- ◀ RÍO GALLEGOS

- ◀ SAN JUAN
- ◀ LAS HERAS
- ◀ RÍO GRANDE



EDVSA

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

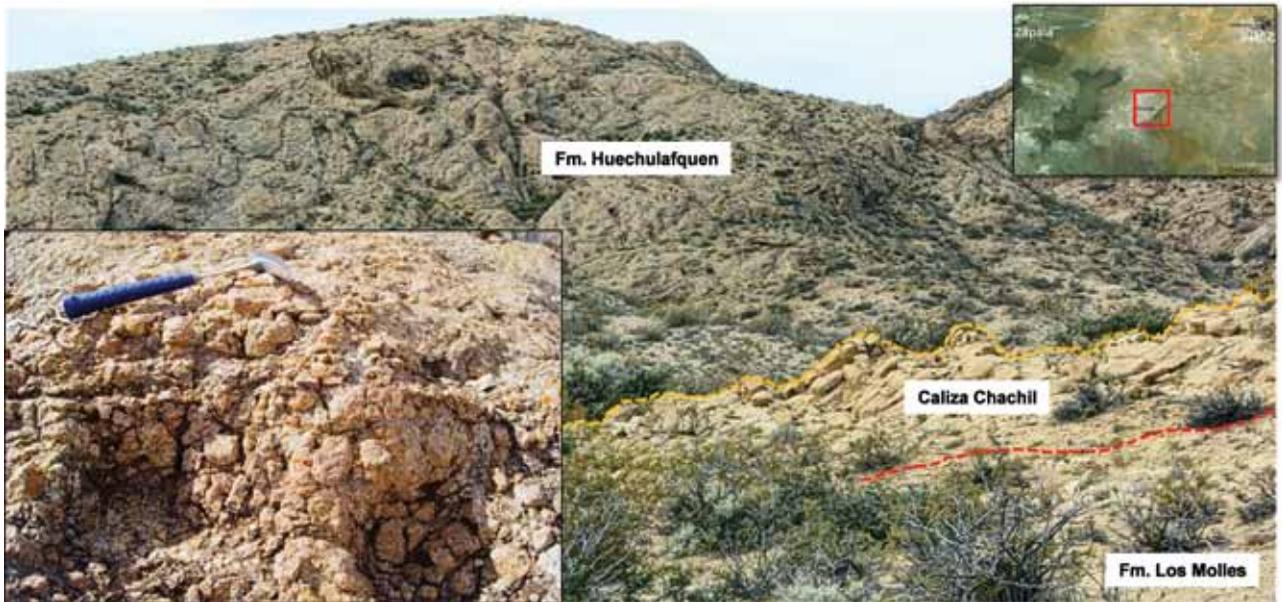


Figura 6. Afloramientos Cerro Granito, análogo a 35 km de Plaza Huincul.

y azimut. 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 resistivas 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*)

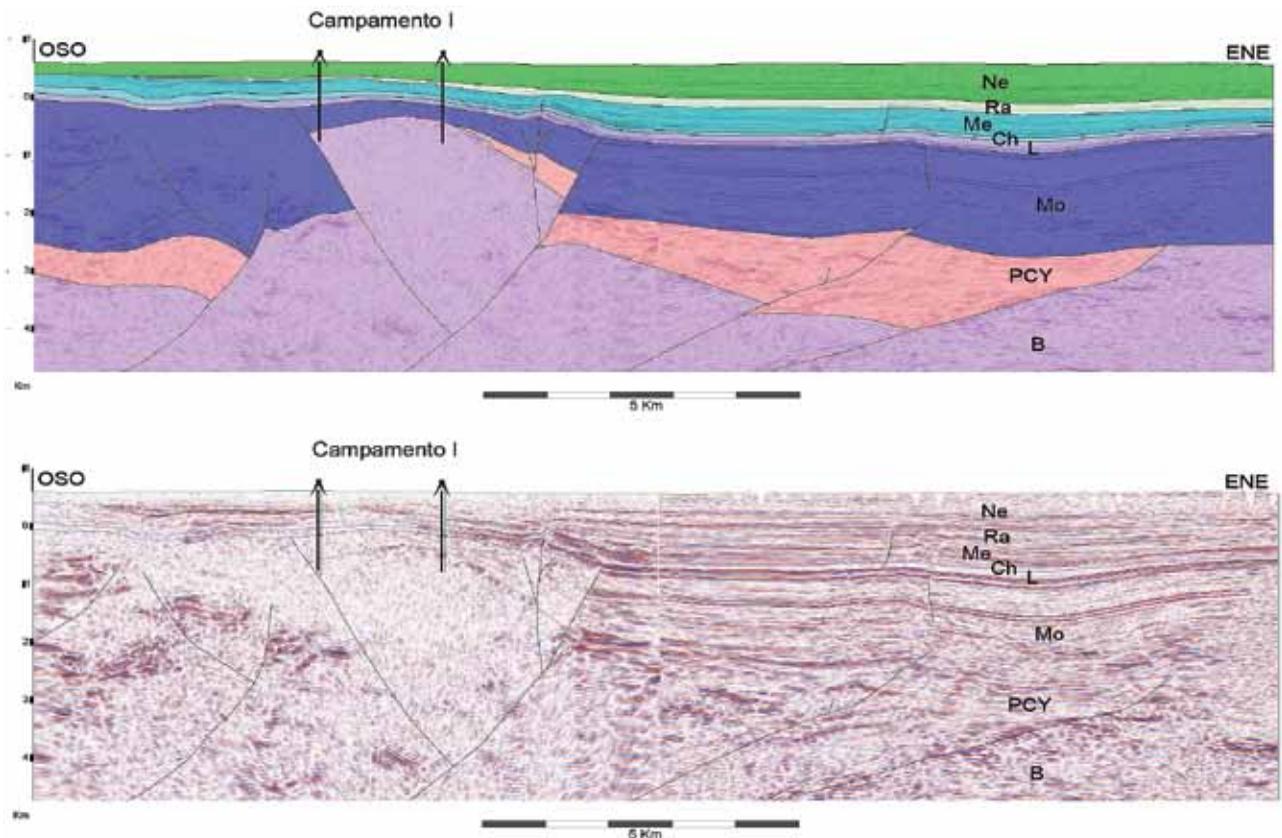


Figura 7. Modelo estructural del Yacimiento Campamento 1 basado en datos de sondeo y sísmica 3D. Las iniciales representan las unidades formacionales: B, Basamento; PCY, Precuyo; Mo, Fm. Los Molles; L, Fm. Lotena; Ch, Fm. Challaco; Me, Gr. Mendoza; Ra, Gr. Rayoso; Ne, Gr. Neuquén.

Información y Poder.



Elimine la estimación de datos durante su trabajo con información obtenida en tiempo real y actúe sin depender de baterías poco confiables o carreras adicionales a superficie para seteo o cambio de herramientas.

Solamente TeleCoil™, un servicio inteligente de coiled tubing, combina el poder de obtener información desde el fondo de pozo de manera correcta y en tiempo real, mejorando significativamente la eficiencia y la recuperación de los pozos en todas las operaciones de CT. Con esta información y poder, usted puede identificar y realizar una estimulación ácida, o captar y recuperar una herramienta atascada o localizar y cortar la cañería sin necesidad de sacar el coiled tubing y cambiar de herramientas. Además le permite realizar registros de producción en pozos de alto ángulo hasta horizontales.

Contáctenos o visítenos en BakerHughes.com/TeleCoil y obtenga la información que necesita para su próxima operación de CT.

+54 11.4378.6400



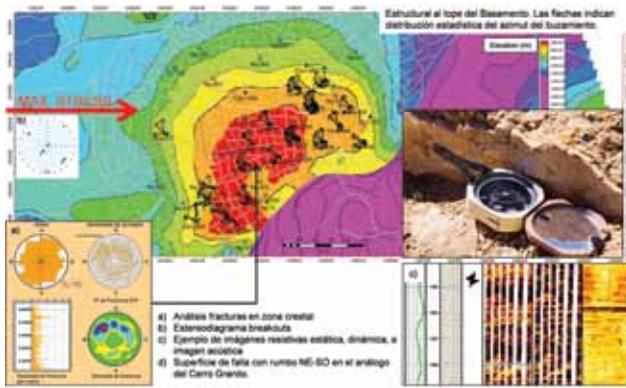


Figura 8. Análisis de orientaciones de fracturas naturales.

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).

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

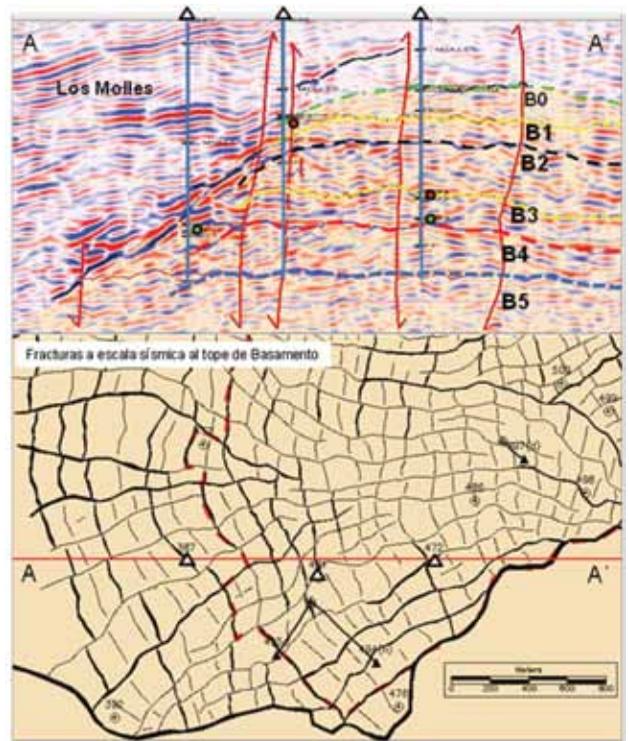


Figura 9. Niveles de correlación en Basamento, estructura principal Campamento 1.

“Somos especialistas
en procesos de cambio de
Sistemas ERP”



Pragmatica
consultores

Somos especialistas en procesos de cambio de Sistemas ERP, desde la Selección del Software hasta el Control de Calidad (QA) de la implementación. Contamos con una metodología probada exitosamente en la industria, y certificada bajo normas ISO 9001:2008.

Tenemos experiencia concreta en proyectos de cambio de sistemas ERP en empresas de Oil&Gas.

Para más información conozca nuestro nuevo sitio web
www.pragmaticaconsultores.com



ULTRALIVIANOS

Tu día más seguro, tu vida más liviana.



Urban



Modelo
FRONTIER BROWN

CORDONES*
◆◆



Modelo
HORIZON BROWN

CORDONES*
◆◆

NUMERACION DISPONIBLE 36 AL 46

*Alternativa de cordones. Incluidos en la caja.



PUNTERA DE ALUMINIO
40% MÁS LIVIANA



CALZADO
DIELECTRICO



de confiabilidad al resultado, 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 en 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 de 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 Ligth 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 claridad las zonas de gas y de petróleo, así como sectores alterados

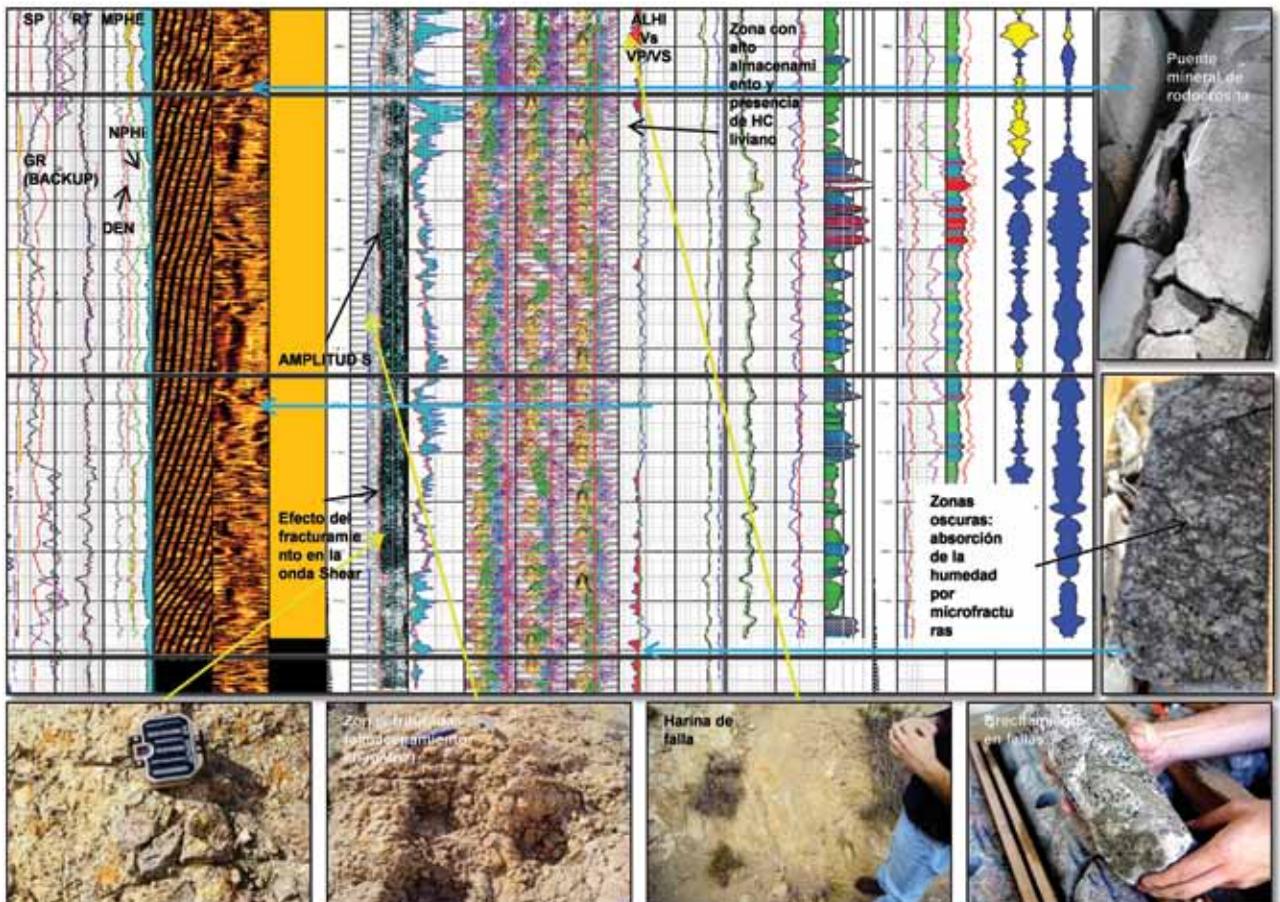


Figura 10. Tipos de porosidad, fracturamiento y su respuesta en los perfiles.

Experiencia global,
con presencia local.



NOV MSW tiene una fuerte presencia en Argentina y está dispuesta a servir a los clientes desde su planta local, en Buenos Aires.

La línea de productos NOV MSW incluye bombas para uso continuo e intermitente, disponibles en simple efecto y doble efecto, capaces de funcionar en un rango de potencia de 2 a 2800 HP.

NOV MSW también ofrece fabricación, capacitación, asesoramiento de puesta en marcha y visitas a campo, para satisfacer los requisitos de los clientes a nivel mundial.



Email: msh@nov.com

NOV MSW

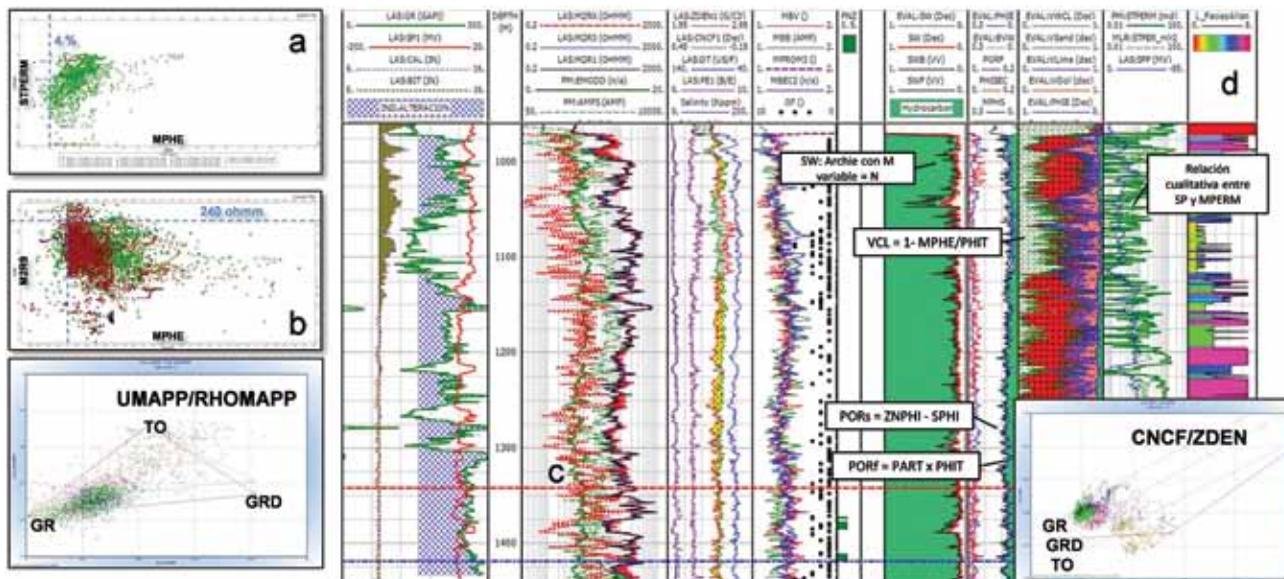


Figura 11. a) Cutoff de Porosidad; b) Cutoff de RT; c) Análisis con "m variable = n"; d) Relación entre SP y MPERM.

donde el almacenamiento es mayor. La identificación y procesado de la respuesta eléctrica de las fracturas individuales permite reconocer 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 MPROM). 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 161.500 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 $v = (\phi - \phi_b) / (\phi (1 - \phi_b))$, donde ϕ es porosidad total (fracción) y ϕ_b es porosidad de la matriz (fracción),

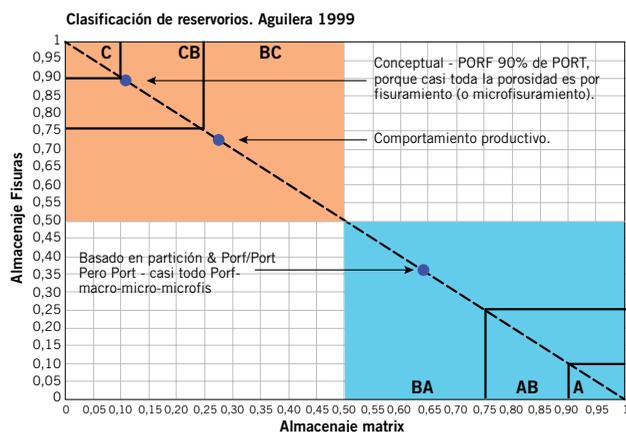


Figura 12. Basamento de acuerdo a tipología de reservorios fracturados (Aguilera 1999).

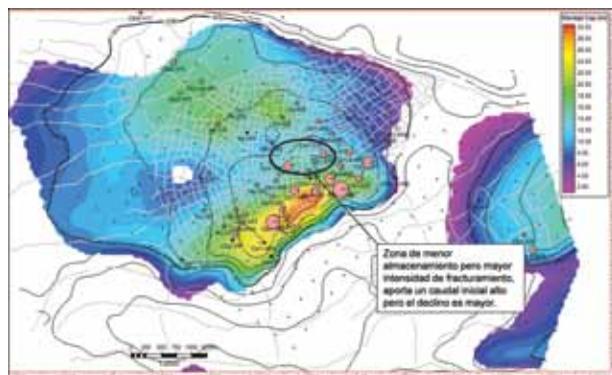


Figura 13. Capacidad de almacenamiento niveles B2, B3 y B4, magnitud de Qoi.

40
AÑOS



TECNA

TECNOLOGÍA, INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

**MÁS DE 150 PROYECTOS EPC
EJECUTADOS AL SERVICIO
DE LA INDUSTRIA DEL
PETRÓLEO Y GAS**

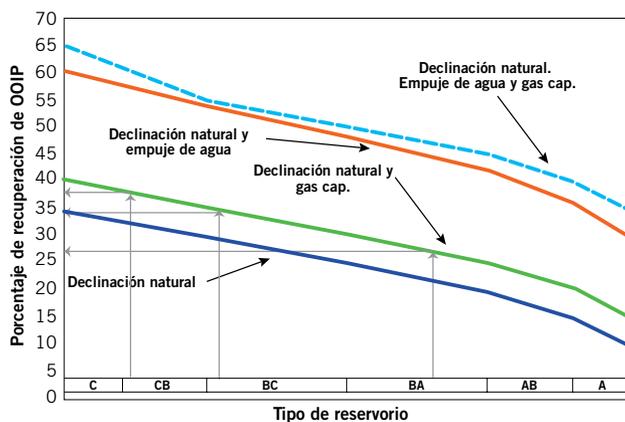


Figura 14. Tipos de reservorio, drenaje y recuperación (modificado de Aguilera, 1999).

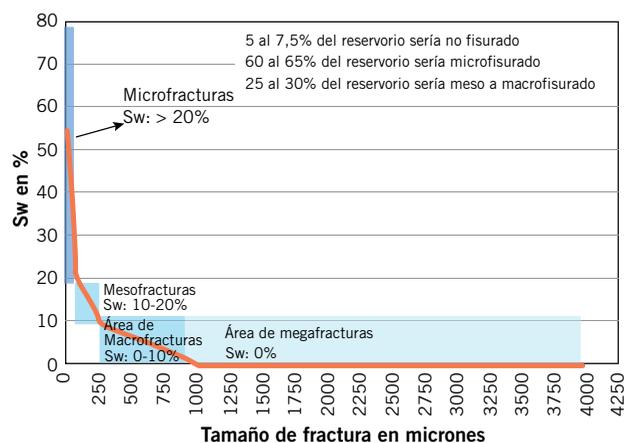


Figura 15. Porcentaje de la SW en el almacenamiento (adaptado de Coalson et al., 1985).

consistente en un sistema de fracturas uniformemente distribuidas y cuya permeabilidad es de algunos órdenes 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).

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).

Sobre la base de estudios acerca de 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).

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 Grani-to, 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.

Bibliografía

- Aguilera, Roberto: *Naturally Fractured Reservoirs*, 2ª edición, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995), pág. 11.
- Aguilera, Roberto: "Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Distinguished Authors Series, julio de 1999, volumen 38, nº 7, págs. 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, págs. 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, págs. 163-169.
- Silvestro, J. y Zubiri, M., 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39ºs) - Neuquén, Revista de la Asociación Geológica

Argentina, v. 63 nº 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, Nº 46, 1989, págs. 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, Nº 62, 1995, págs. 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.

ESTUDIO.UBA.COM

ADDING VALUE
TO OUR CLIENTS
AGREGANDO VALOR
A NUESTROS CLIENTES

Transporte marítimo y fluvial
de petróleo crudo y subproductos,
remolcadores de puerto y
remolcadores offshore.

Marine and fluvial transportation
of crude oil and byproducts,
harbour towage and offshore
vessels services.



 **Antares Naviera**

Edificio Torre Bouchard | Tel. Fax: 54.11.4317.8400 / 8403
Bouchard 547 / Piso 21 / C1106ABG / Buenos Aires / ARGENTINA
www.antareshnaviera.com