

Las calizas fracturadas del Miembro La Tosca en el subsuelo de Sosneado Norte

Por Luis B. Cazau (Petroquímica Comodoro Rivadavia) y Silvia Corbari (LCV Srl).

Las calizas oolíticas del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín constituyen el principal reservorio de hidrocarburos en Sosneado Norte (Paraje El Sosneado, Departamento San Rafael, provincia de Mendoza).

En el presente estudio presentado en el IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos que tuvo lugar en Mar del Plata en el pasado mes de abril, se postula que las condiciones del reservorio están mejoradas por la presencia de fracturas y se documenta el origen y tipo de las mismas.

Se pretende revalorizar la revisión y análisis geológico crítico y profundo de la información existente en un área petrolera madura, con el objetivo de lograr nuevas perspectivas de prospección. Su aporte radica en las posibilidades de aplicar el modelo logrado en otras áreas que conjuguen elementos estratigráficos y estructurales equivalentes.

La que sigue es una síntesis del trabajo presentado.

Las calizas oolíticas del Miembro La Tosca de Formación Huitrín constituyen el principal reservorio de hidrocarburos en Sosneado Norte (Departamento San Rafael, provincia de Mendoza). En el presente estudio se postula que las condiciones de reservorio están mejoradas por la presencia de fracturas y se documenta el origen y tipo de las mismas.

La prosecución de las tareas de perforación que llevó adelante Petroquímica Comodoro Rivadavia SA

(PCR SA) en Sosneado Norte, a partir de 1995, requirió realizar nuevas observaciones sobre el conjunto de la información existente acerca de la denominada "faja oolítica" del Miembro La Tosca. El análisis crítico de la misma aportó elementos novedosos, fundamentalmente como resultado de la interpretación sísmica, la evaluación de perfiles de pozo y el estudio de testigos de corona. Las ideas que se exponen a continuación soportaron la ampliación de la actividad petrole-

ra del área, donde se perforaron 12 pozos de desarrollo. La información obtenida de los mismos amplió las evidencias existentes con datos estratigráficos y de producción.

El estudio pretende revalorizar la revisión y el análisis geológico crítico y profundo de la información existente en un área petrolera madura con el objetivo de ampliar la prospección. Su aporte radica en las posibilidades de aplicar el modelo logrado en otras áreas que conjuguen elementos estratigráficos y estructurales equivalentes.

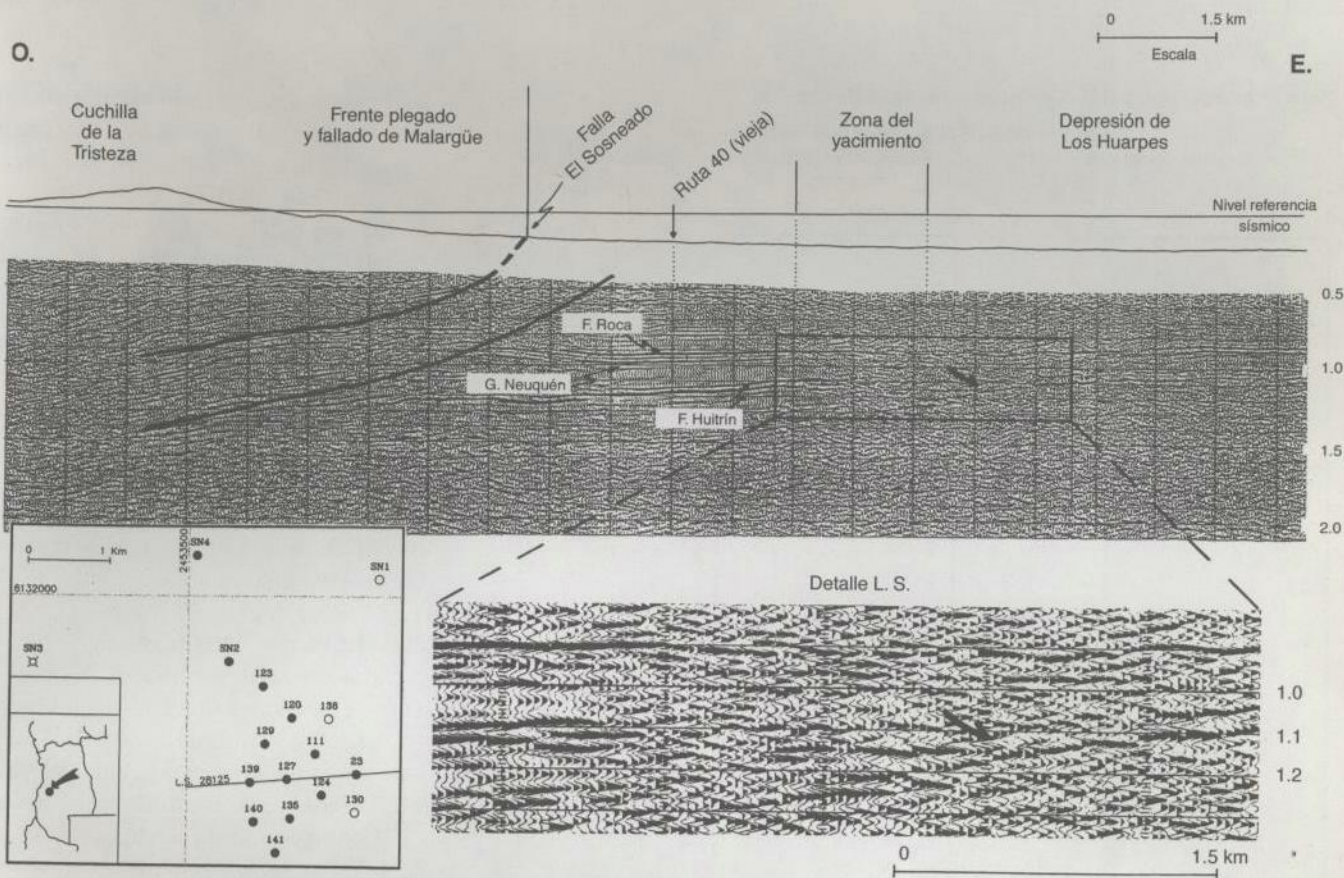
Antecedentes

Los ritmos de la actividad geológica en esta porción de la cuenca neuquina en el sur de Mendoza están originados por la incorporación de nuevas posibilidades petroleras. Para conocer en detalle estas etapas se remite al trabajo de Rolleri (1993) quien realiza un exhaustivo análisis de la evolución del conocimiento geológico en la provincia de Mendoza.

El área situada al pie de la cordillera, entre los ríos Atuel y Diamante, recibió temprana atención petrolera por los asfaltales del Cerro Alquitrán y otras manifestaciones superficiales de petróleo.

Con la interpretación de los primeros registros de sísmica por apila-

Figura 1 Croquis de ubicación. Línea sísmica 28125



miento múltiple, se inicia la perforación de pozos en El Sosneado. En 1965, el pozo YPF.MdN.S.x-1 descubrió una acumulación de petróleo en el Grupo Neuquén en la zona de la plataforma somera.

En el año 1974, un pozo de avanzada del anterior hacia el oeste, el Sosneado a-10, descubrió petróleo en la Formación Huitrín. El yacimiento se denominó Sosneado Occidental. El dimensionamiento de esta acumulación originó la perforación de 11 pozos entre los años 1974 y 1977 y uno posterior en 1987, con resultados disímiles. Dos fueron excelentes, dos de regulares a malos con producciones acumuladas del orden de 4000m³, y los 8 restantes resultaron secos.

Hacia fines de la década del '70 e inicios de la siguiente, YPF elaboró proyectos exploratorios con nuevos conceptos estructurales y sedimentológicos. Uno de éstos se orientó a la exploración de los cuerpos oolíticos manticulares del Miembro La Tosca de la Formación Huitrín.

Del conjunto de exploraciones programadas en una franja extensa, se ori-

ginó la perforación en Sosneado Norte. Se concretaron 4 pozos entre 1985 y 1988. La revisión de la información de éstos, ha permitido a PCR SA replantear algunas hipótesis de trabajo y a partir de 1995 la perforación de 12 nuevos pozos con el consecuente incremento de producción (figuras 1 y 3).

Para asegurar la definición de las anomalías actualmente en producción, PCR SA programó la adquisición de sísmica 3D, actualmente en la etapa de procesamiento.

Formación Huitrín

El tratamiento más completo de la Formación Huitrín en la provincia de Mendoza fue realizado por Legarreta (1985), que en su tesis doctoral plantea un ajustado modelo depositacional para la unidad, a partir de observaciones estratigráficas y sedimentológicas.

En Sosneado Norte participan en la columna local los miembros Chorreado inferior y La Tosca, de la subdivisión de Formación Huitrín originalmente propuesta por Groeber (1946). Estos miembros están soportados por las calizas de Formación Agrio y son

cubiertos por las pelitas de Formación Rayoso, estando ambos contactos en concordancia.

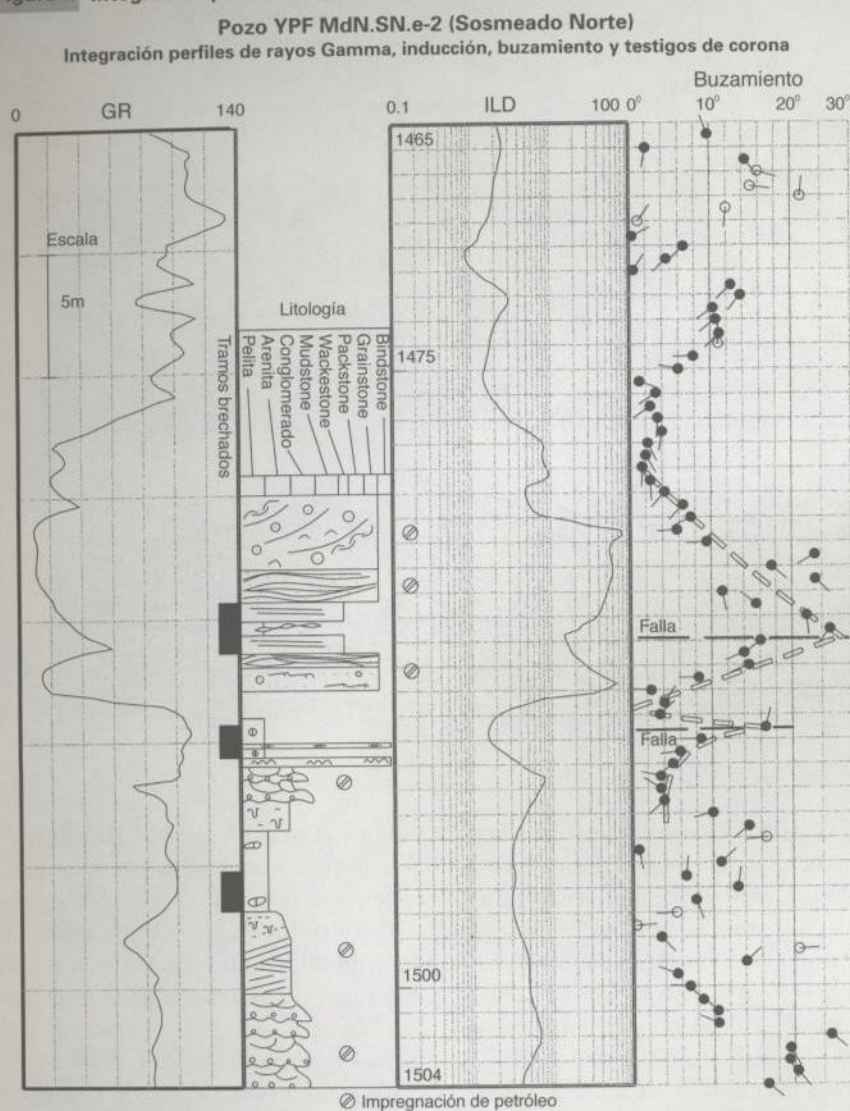
En términos generales, Legarreta describe al Miembro La Tosca como una sucesión monótona de calizas grises tabulares, con pobre contenido paleontológico, de hasta 45 metros de espesor y trata posteriormente con detalle la composición y litogénesis de las cuatro asociaciones de facies que lo integran. Este Miembro cuspidal de la Formación Huitrín tiene gran extensión regional, se acumuló en el Albino y el depósito está asociado a un importante ascenso del nivel de base.

Facies depositacionales

Se realizó la descripción sedimentológica de testigos corona pertenecientes a los siguientes sondeos: YPF.MdN.SN.x-1, 2ª carrera; YPF.MdN.SN.e-2, 5ª, 6ª y 7ª carreras (figura 2); YPF.MdN.SN.e-3, 1ª carrera e YPF.MdN.SN.e-4, 2ª y 3ª carrera (LCV SRL, 1997).

En términos generales las facies clásticas se asignan al Miembro Chorreado inferior y las carbonáticas ex-

Figura 2 Integración perfiles de pozo y testigos de corona



en las litologías grano-sostén evidencias de fases diagenéticas tempranas y tardías. Las primeras están representadas por distintas etapas de cementación calcítica. Las fases tardías revisten importancia desde el punto de vista del reservorio ya que generan la porosidad presente. La disolución de las partículas produce poros mólidos y las distintas etapas de esfuerzos compresivos sufridos produce la interconexión de los moldes por colapso (espastolitas), microestilolitas y fracturas. Todos estos rasgos contribuyen al mejoramiento de las condiciones petrofísicas.

Análisis de brechas

En los testigos estudiados se observaron abundantes brechas, de diferentes génesis: sedimentarias y tectónicas. El reconocimiento se efectuó sobre la base de la morfología y variación composicional de los clastos y de la naturaleza y relleno del espacio interclástico.

Las brechas interpretadas como sedimentarias presentan clastos de litología homogénea, con escasa rotación y el espacio interclástico relleno por arcilitas a veces laminadas y óxidos. Se desarrollan en los niveles de *boundstone* estromatolítico.

Las brechas de origen tectónico son las más difundidas en el material estudiado y se presentan concentradas en intervalos de 0,50 a 2m de espesor, coincidiendo con altas inclinaciones aparentes de los planos de estratificación preservados. En todos los casos presentan evidencias de la acción de esfuerzos compresionales, tales como fracturas con deslizamiento limitando clastos, y contactos estilolíticos entre los mismos.

Notoriamente las brechas no tienen expresión en los niveles de calizas oolíticas con desarrollo de porosidad oomóldica e impregnación total con hidrocarburos. Para estos niveles, las evidencias de esfuerzos compresivos fueron observadas microscópicamente y están dadas por el colapso de los oomoldes que constituyeron cadenas de espastolitas.

clusivamente al Miembro La Tosca.

Los depósitos silicoclásticos presentes en los testigos corona estudiados están integrados por conglomerados, arenitas, vaques y fangolitas interpretadas en conjunto como depositadas por corrientes unidireccionales de escasa canalización. Se infiere la asociación con un cuerpo de agua permanente por la presencia de fangos intensamente bioturbados y delgados niveles de *boundstones* estromatolíticos. Se observaron también evidencias de exposición subaérea, representadas por el desarrollo de nódulos carbonáticos y niveles brechados por desecación.

Los depósitos carbonáticos, atribui-

dos al Miembro La Tosca, están integrados por *mudstones*, *wackestones*, *packstones* y *grainstones* pelletoidales y oolíticos, con estructuras que indican la actividad de corrientes de distinta naturaleza, alternando con períodos de pausa en los que domina la decantación. En conjunto, se interpreta el intervalo como un sistema de barras construidas en posición proximal en una plataforma carbonática somera y agitada.

Si bien las relaciones verticales entre facies no son observables por la intensa fracturación, se postula el desarrollo de dos secuencias de somerización, con arreglo retrogradante.

Petrográficamente se observaron

Espeores

Las facies carbonáticas del Miembro La Tosca presentan una amplia variación de espesores en Sosneado Norte, que exceden los posibles cambios originados dentro del ambiente de acumulación.

El menor espesor es de 4m, está registrado en el pozo YPF.MdN.SN.x-1 y representaría la posición más marginal del Miembro en Sosneado Norte. En la posición más distal el pozo YPF.MdN.SN.e-3 tiene 14m para el Miembro La Tosca. En posición intermedia y en una misma línea de facies, la información obtenida de los testigos de los pozos YPF.MdN.SN.e-2 y e-4, define espesores de 12,50 y 10m, respectivamente, que incluyen los mayores espesores de facies de carbonatos tractivos. Los 13 puntos de control situados algo más al sur en la línea de facies mencionada, muestran variaciones de espesores de 7m en el pozo S.130, a 25m en el S.129 (figura 3).

Los afloramientos estudiados por Legarreta (1985) revelan suaves variaciones de espesor del Miembro La Tosca en secciones completas. Las barras oolíticas de morfología monticular tendrían incrementado el espesor en posiciones cretales.

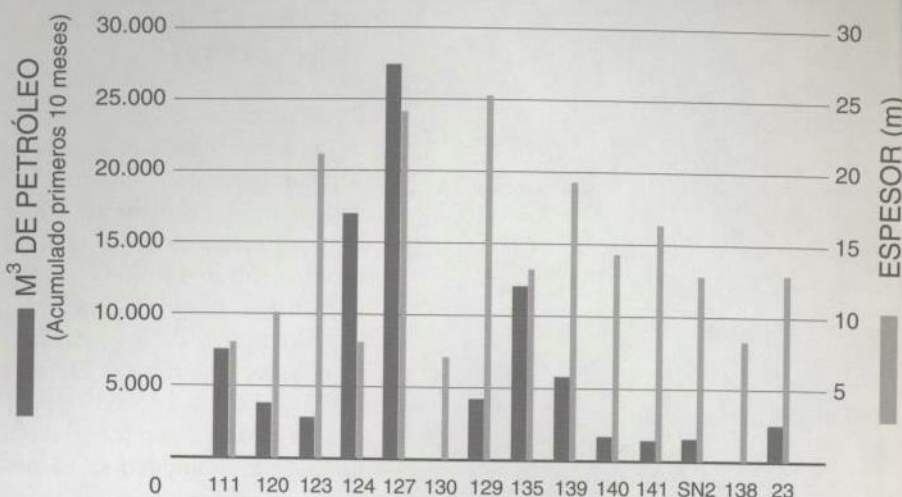
La amplitud del aumento de espesor, obtenida con la perforación de los pozos nuevos, que llega a triplicarse, induce a considerar su origen como no sedimentario y sugiere una repetición por apilamiento estructural a partir de superficies de corrimiento que afectan internamente al Miembro La Tosca.

Desde el punto de vista del reservorio, se observa que no hay relación directa entre el espesor atravesado y la producción de petróleo acumulada en los 10 primeros meses de explotación (figura 3). En algunos casos el mayor espesor coincide con una producción excelente (pozo S.127), mientras que en los pozos S.123 y S.129, espesores mayores de 20m tienen producciones bajas.

Espesores de 7 a 12 metros tienen producciones muy buenas en los pozos S.124 y S.135, y buenas en el

Figura 3

Miembro La Tosca (F. Huitrín). Yacimiento Sosneado Norte
Relación producción acumulada y espesor M. La Tosca (F. Huitrín)



S.111, mientras que espesores similares en los pozos S.130 y S.138 resultaron improductivos por falta de fracturas naturales.

Porosidad

Se discutirá brevemente la porosidad observada macroscópicamente en los testigos de corona, la estimada visualmente en cortes delgados, las medidas en laboratorio y la aportada por los perfiles de pozo (acústico/sónico y densidad). Asimismo, los datos de producción, aunque involucren la permeabilidad, resultan interesantes para destacar el tipo de porosidad del medio rocoso.

Los carbonatos de origen tractivo desarrollaron porosidad secundaria por disolución de partículas. Esta porosidad llega a ser abundante en los *grainstones* oolíticos, que alcanzan a 18% según estimación visual con microscopio petrográfico. La misma es de tipo mólida e intraparticular, con rangos de tamaño de macro a mesoporo (0,75-0,15m). La interconexión de este sistema está asegurada por la presencia de espastolitas causadas por el colapso de moldes por compactación. En estos poros se alojó hidrocarburo en una migración previa al brechamiento tectónico (lámina B).

En los testigos de corona se observa un sistema poral de mayor magnitud, que está conformado por la red

de fracturas generadas por esfuerzos tectónicos. Las mismas se desarrollan en todas direcciones y se presentan abiertas y con rastros de petróleo (láminas A y B). Se considera que constituyen el principal aporte a la movilidad de fluidos en el reservorio.

La medición sobre tarugos obtenidos de los testigos de estas rocas aportan valores de porosidad de 15 % a 20%. En los *packstones* y *grainstones* peloidales la porosidad varía de 4% a 11%. La permeabilidad medida en los mismos es mala a regular, oscilando en valores menores de 1mD hasta 10mD.

Otro cálculo de porosidad se realizó con el análisis de perfiles de densidad, principalmente, utilizando los métodos tradicionales. Valores puntuales indican porosidades aisladas del 20% al 30%, escasos entre 10% y 20% y predominan netamente las porosidades menores de 10%. Dos pozos improductivos definieron porosidades menores de 5%. Casi todos los pozos presentan tramos de carbonatos totalmente impermeables, que varían del 20% al 40% del espesor del Miembro.

Un caso significativo es el observado en el pozo S.127 que tiene la mayor producción acumulada de petróleo, con valores de porosidad media de 6,10% y 2m discontinuos que alcanzan a 11%.

No se encontró una relación vincu-



nas A y B). Este proceso produciría además la interconexión de los reservorios existentes.

Producción

Para establecer parámetros comparativos de la producción aportada por los distintos pozos se ha tomado para el conjunto la producción acumulada en los primeros 10 meses (figura 3).

La densidad de los petróleos en producción varía de 21° API (0,93 g/dm³) a 25° API (0,91 g/dm³). Esta pequeña variación de densidad tampoco se ha podido relacionar con mayor o menor producción, migración inicial o posterior, etcétera.

La significativa diferencia de caudales de petróleo producidos por cada pozo sugiere su proveniencia de reservorios con distinta permeabilidad, que estaría originada por la ubicación relativa de los pozos con referencia a un sistema de fracturas.

Síntesis estructural

En el área marginal El Sosneado participan dos unidades estructurales mayores: Frente andino y Área extraandina adyacente. Estas unidades han sido definidas por Kozlowski y otros (1993), que denominan Faja Plegada y Corrida de Malargüe al segmento de la Cordillera de los Andes en esta latitud, y Depresión de los Huarpes (Polanski, 1964, en Kozlowski y otros, 1993), a la continuación de la cuenca que alberga sedimentitas terciarias y que en el área de estudio cubren una cuña de sedimentitas pertenecientes a los ciclos Andico y Riograndico.

Entre los ríos Atuel y Diamante el límite entre las unidades está definido por la traza del Corrimiento El Sosneado (Falla El Sosneado), que exhuma las unidades terciarias de las formaciones Roca, Pircala, Coihueco y Agua de la Piedra, entre otras, y constituye el frente orogénico emergente de la Cordillera Principal (Koz-

lowski y otros, 1989). La Falla separa el frente andino deformado de la plataforma estructural, con escasa afectación tectónica y pendiente ascendente al este y noreste.

En afloramientos del frente fallado y plegado Legarreta (1985) y Kozlowski y otros (1989) mencionan haber observado en calizas del Miembro La Tosca desde un ligero ondulamiento hasta plegamiento fuerte, disarmonías internas y repeticiones frecuentes, principalmente cuando estas rocas están limitadas por pelitas y/o evaporitas.

Se interpreta que parte del esfuerzo andino liberado como transporte tectónico en Formación Huitrín haya trascendido el límite del frente plegado y fallado hacia el este, al área de la plataforma y las calizas presenten en estas posiciones del subsuelo algunos de los rasgos de deformación y corrimiento que se observan en los afloramientos.

Sísmica

El punto de partida en la elaboración de esta propuesta se origina en la reinterpretación de las secciones sísmicas en el área de la plataforma estructural. El mejor ejemplo de las observaciones que se van a exponer están registrados en la LS. 28125 (figura 1).

El seguimiento y mapeo de Formación Huitrín permite realizar un replanteo de las características estructurales de la franja de la plataforma situada en el deslinde de la faja plegada y sobrecorrida.

El reflector interpretado como Formación Huitrín presenta dos aspectos diferentes. Cuando la unidad está representada por un reflector fuerte, de gran amplitud y buena continuidad lateral, define bien la estructura y no interesa desde el punto de vista petrolero como reservorio. En el otro caso, el reflector sísmico tiene poca amplitud, es discontinuo lateralmente y presenta abovedamientos. Se interpreta que esta conjunción de caracteres se originaron por la participación de corrimientos menores, provenientes del oeste (an-

lante entre espesor, porosidad y volumen de producción para el conjunto de los pozos productivos. Como idea general se asumió que con las porosidades medias calculadas no sería posible obtener y mantener algunas de las producciones indicadas en la figura 3. Estos elementos inducen a interpretar a las calizas del Miembro La Tosca como un reservorio controlado por fracturas.

De acuerdo a las relaciones observadas en la distribución del petróleo en el espacio poral de los testigos de corona, se advierte una primera carga de hidrocarburos en los reservorios construidos en *grainstones* oolíticos, con espacio poral disponible para recibirlos (lámina B). La redistribución de estos hidrocarburos o más seguramente una carga posterior ingresa con la habilitación del nuevo espacio poral originado por fallamiento y fracturación del Miembro La Tosca (lámi-

dinos), transmitidos por Formación Huitrín o alguna de las otras unidades carbonáticas infrayacentes, generando superficies de corte de bajo ángulo y ciegas.

El nuevo esquema observado llevó a hacer un replanteo de las condiciones de entrapamiento. El mismo era interpretado como estratigráfico, con la habilitación de un reservorio particular (carbonatos tractivos) con sello pendiente arriba de la sección carbonática en un flanco monoclinal (Cazau, 1993). Las nuevas condiciones inferidas sugieren un efecto tectónico dominante que fractura una asociación particular de facies.

Perfiles de buzamiento

Resulta una herramienta interesante para la definición de superficies de falla. Como ejemplo y a los fines de mostrar las relaciones de composición (litología y facies) con la estructura (fallas) se han reunido las curvas de rayos gamma, inducción y esquemas de buzamiento con la descripción de testigos de corona en el pozo YPF.MdN.SN.e-2 (figura 2).

Los perfiles de buzamiento muestran esquemas de incremento y disminución de las pendientes provocadas por arrastre de planos de falla, que son interpretadas como superficies de corrimiento.

Las mayores pendientes, con valores de 20° a 30° leídas por los perfiles de buzamiento y las similares pendientes aparentes de brechas y pelitas, observadas en los testigos de corona, coincidirían con superficies de corrimiento, de bajo ángulo.

La pendiente regional registra en la plataforma estructural inclinaciones de 2° a 6°, hacia el oeste y sudoeste.

Conclusiones

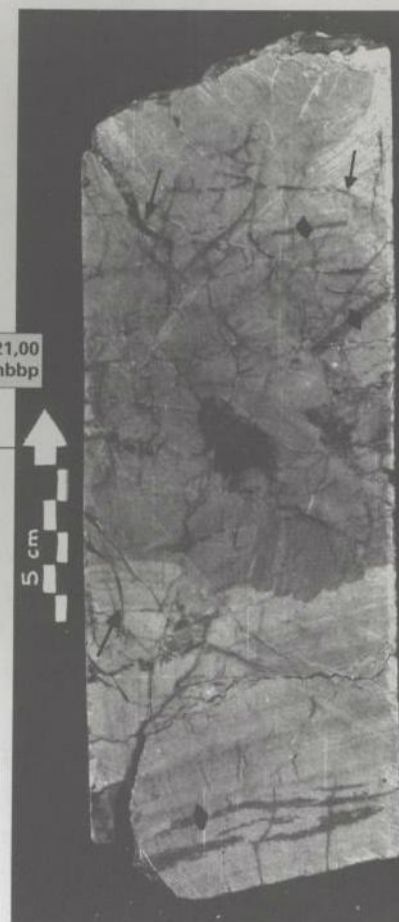
Las conclusiones preliminares que brinda cada uno de los aspectos considerados para el Miembro La Tosca de Formación Huitrín, como son la reinterpretación de los testigos de corona, la evaluación de los perfiles de pozo y la revisión de la sísmica disponible,

ampliada con los datos estratigráficos e historias de producción de los nuevos pozos, se han incluido en cada uno de los puntos tratados.

El conjunto de las evidencias lleva a redefinir la condición de la trampa y del reservorio del Miembro La Tosca de Formación Huitrín en el yacimiento Sosneado Norte. La migración de los hidrocarburos al reservorio se produce por lo menos en dos pulsos bien diferenciados en el tiempo. El primero, carga la porosidad secundaria de los *grainstones* oolíticos y peloidales de las facies tractivas. La segunda llegada de hidrocarburos carga las fisuras originadas por tectonismo. En esta instancia se produce la interconexión dentro del espacio poral de los reservorios tempranos con la red de fracturas. La fluencia de petróleo se produciría a través de un sistema de fracturas, originadas por corrimientos andinos, que trascienden al área de plataforma.

La otra conclusión, de tipo conceptual, se refiere a que los resultados obtenidos por un replanteo novedoso de la situación establecida, que soportó la perforación de 12 nuevos pozos e incrementó la producción, se originan en la revisión y análisis geológico, crítico y profundo, de un área petrolera madura.

Luis B. Cazau es Geólogo graduado en la Universidad Nacional de La Plata e Ingeniero del Petróleo del IP de la Universidad de Buenos Aires en 1969. En Exploración de YPF fue Jefe de Comisión Geológica N°1, Geólogo de estudios en Plaza Huincul y Campamento Vespucio, Jefe del Laboratorio Geológico en Florencio Varela, Subgerente de Estudios y Planificación Geológica y Asesor e Instructor en Capacitación.



Desde 1990 es Geólogo de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. Además de la tarea profesional, desarrolló tareas docentes en la Universidad del Comahue (1970-1971) y actualmente, desde 1986, en la UNLP, donde es Profesor Titular de Geología de Combustibles.

Silvia L. L. Corbari es Geóloga graduada en la Universidad Nacional de Córdoba en 1979 y Geóloga especializada en petróleo en el Instituto del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires en 1980.



Trabajó en el Laboratorio Geológico de YPF en Florencio Varela a partir de 1981. Desde 1992 es miembro del staff de LCV SRL.