

LAS CALIZAS FRACTURADAS DEL MIEMBRO LA TOSCA (FORMACION HUITRIN) EN EL SUBSUELO DE SOSNEADO NORTE. PROVINCIA DE MENDOZA.

Luis B. Cazau (1) y Silvia Corbari (2)

(1) Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A., (2). LCV srl.

Abstract

Limestones of La Tosca Member (Huitrín F.) are reinterpreted as fractured reservoirs in Sosneado Norte Oil Field, on the bases of sedimentological, stratigraphical, petrophysical and production history evidences.

These evidences are related to the presence of tectonic breccias, great variations in thickness, average matrix porosity less than 10% and big difference in oil production among wells.

The oil field is located in the structural platform, but the high dip of the layers, the discontinuity of the seismic reflections, the fault diagrams of the dip meter logs, allow to interpret that the andean strength transported in Huitrín Formation, passed to the platform area and this effect caused deformation and thrusting in the limestones.

1. INTRODUCCION

Las calizas oolíticas del Miembro La Tosca de Formación Huitrín constituyen el principal reservorio de hidrocarburos en Sosneado Norte (Paraje El Sosneado, 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 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 petrolera del área, donde se perforaron 12 pozos de desarrollo. La información obtenida de los mismos ampliaron las evidencias existentes con datos estratigráficos y de producción.

El estudio 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.

2. 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 a Roller (1993) quien realiza un exhaustivo análisis de la evolución del conocimiento geológico en la provincia de Mendoza.

En el presente se esboza una rápida enumeración de los hechos y circunstancias que orientaron la exploración petrolera:

1. Manifestaciones superficiales de petróleo. Fines del siglo pasado y primeras décadas del presente.
2. Organización de los servicios sísmicos y exploración de la plataforma escasamente deformada. Años '50, '60 y principios de los '70.
3. Exploración del frente plegado y sobrecorrido. Años '70 y '80.
4. Búsqueda de trampas estratigráficas. Años 1982/3 en adelante.

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 menores (La Paloma, Baku y Cerro de los Buitres), situados pocos kilómetros al norte y noreste de Sosneado Norte, primero por Stappenbeck (1933) y más modernamente Yrigoyen y Martínez Cal (1950).

Con la interpretación de los primeros registros de sísmica por apilamiento múltiple, se inicia la perforación de pozos en El Sosneado. En 1965 el pozo YPF.MdN.S.x-1, exploró y descubrió una acumulación de petróleo en el Grupo Neuquén en el área de la plataforma somera (Cazau, 1993).

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

Hacia fines de la década del '70 e inicios de la siguiente, YPF realizó el relevamiento de la Cuchilla de la Tristeza (Kozlowski y Baldi, 1983, en Kozlowski, 1984) y la descripción detallada y sistemática de Formación Huitrín (Legarreta y Boll, 1982, en Legarreta, 1985).

Como resultado de este último trabajo, se elaboró en YPF un proyecto exploratorio denominado "faja oolítica" del Miembro La Tosca, destinado a explorar cuerpos oolíticos monticulares de esta unidad, con soporte de la nueva sísmica y fundamentado en los pozos de producción excelente de Sosneado Occidental. Del conjunto de exploraciones programadas en una franja extensa, se originó la perforación en Sosneado Norte. Se concretaron 4 pozos entre 1985 y 1988 (YPF, Legajos de pozo). La revisión de la excelente información existente en estos pozos, testigos de corona y perfiles, ha permitido replantear algunas hipótesis de trabajo y ampliar la actividad con la perforación de nuevos pozos con el consecuente incremento de producción.

A mediados del año 1990, PCR SA comienza a operar el área marginal El Sosneado y en 1995 inicia la perforación en Sosneado Norte, totalizando a la fecha 12 pozos (PCR SA, Legajos de pozo). Figura 1. Para asegurar la definición de las anomalías actualmente en producción PCR SA programa la adquisición de sísmica 3D. La tarea de campo se realizó en agosto de 1998 y la información actualmente se encuentra en la etapa de procesamiento.

3. FORMACION HUITRIN

La denominación de la unidad se debe a Loomis (1940, en Digregorio, 1972).

El tratamiento más completo de 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.

A este trabajo de Legarreta se remite para la consideración de los aspectos generales y particulares de la Formación. También se tomaron de él la ubicación estratigráfica y temporal del Miembro La Tosca, que constituye el punto de partida de las observaciones que se realizan en el presente estudio.

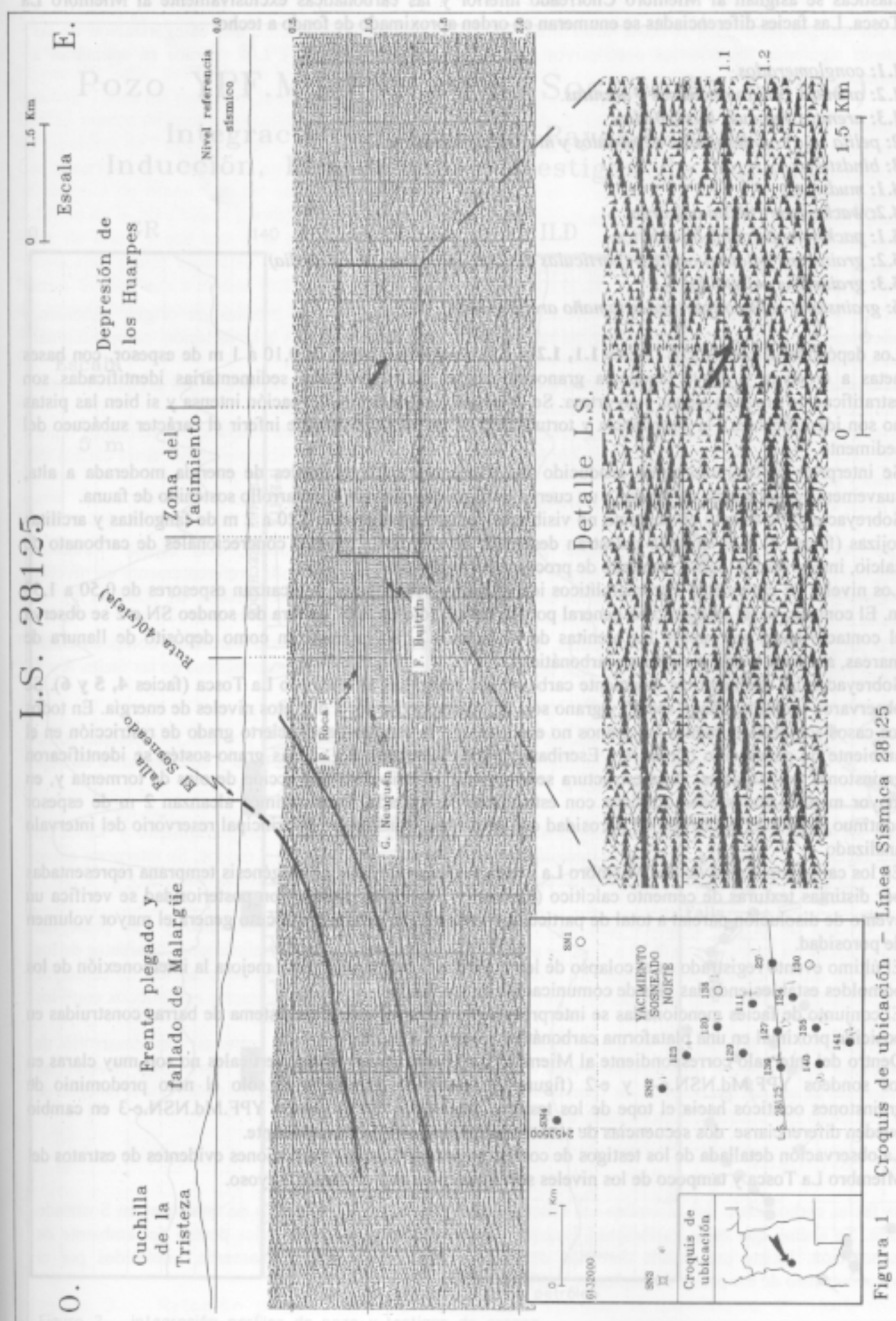
En Sosneado Norte participan en la columna local los miembros Chorreado inferior y La Tosca, de la subdivisión de Formación Huitrín originalmente propuesta por Groeber (1946). Estos miembros están soportados por las calizas de Formación Agrio y son cubiertos por las pelitas de Formación Rayoso, estando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

En términos generales Legarreta (1985) 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 Albiano y el depósito está asociado a un importante ascenso del nivel de base.

3.1. MIEMBRO LA TOSCA

3.1.1. FACIES DEPOSITACIONALES

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



Se definieron varias facies para el conjunto de las coronas estudiadas. En términos generales las facies clásticas se asignan al Miembro Chorreado inferior y las carbonáticas exclusivamente al Miembro La Tosca. Las facies diferenciadas se enumeran en orden aproximado de fondo a techo.

1.1: conglomerados.

1.2: arenitas conglomerádicas y arenitas.

1.3: arenitas y vaques bioturbadas.

2: pelita roja con desarrollo de nódulos y niveles carbonáticos.

3: bindstone.

4.1: mudstone.

4.2: wackestone / pelita calcárea.

5.1: packstone peloidal-bioclástico.

5.2: grainstone peloidal-oolítico (partículas tamaño arena muy fina a media).

5.3: grainstone pelletoidal.

6: grainstone oolítico (partículas tamaño arena gruesa).

Los depósitos silicoclásticos (facies 1.1, 1.2 y 1.3) desarrollan capas de 0,10 a 1 m de espesor, con bases netas a erosivas y suave tendencia granodecreciente. Las estructuras sedimentarias identificadas son estratificación cruzada planar y en artesa. Se observan tramos con bioturbación intensa y si bien las pistas no son identificables, la abundancia y tortuosidad de las mismas permite inferir el carácter subácueo del sedimento.

Se interpreta al conjunto como producido por corrientes unidireccionales de energía moderada a alta, suavemente canalizadas, asociadas a un cuerpo de agua que permite el desarrollo sostenido de fauna.

Sobreyaciendo a éstas y en contacto no visible se desarrollan capas de 0,20 a 2 m de fangolitas y arcilitas rojizas (facies 2). Las mismas muestran desarrollo de nódulos y niveles concrecionales de carbonato de calcio, interpretados como resultado de procesos edafogénicos.

Los niveles de carbonatos estromatolíticos identificados como facies 3 alcanzan espesores de 0,50 a 1,50 m. El contacto basal está dado en general por fracturas. Sólo en la 6° carrera del sondeo SN.e-2 se observa el contacto basal neto sobre las arenitas de la facies 1.2. Se interpretan como depósito de llanura de mareas, asociado a una plataforma carbonática.

Sobreyacen las sedimentitas netamente carbonáticas atribuidas al Miembro La Tosca (facies 4, 5 y 6). Se observaron litologías fango sostén y grano sostén, correspondientes a distintos niveles de energía. En todos los casos son predominantes los granos no esqueléticos, lo cual evidencia cierto grado de restricción en el ambiente de generación (Corbari y Escribano, 1986). Dentro de las calizas grano-sostén se identificaron grainstones pelletoidales, cuya estructura sedimentaria es atribuible a la acción de olas de tormenta y, en mayor medida grainstones oolíticos con estratificación cruzada. Estos últimos alcanzan 2 m de espesor continuo y, dado el desarrollo de porosidad que presentan, constituyen el principal reservorio del intervalo analizado.

En los carbonatos tractivos del Miembro La Tosca se observan fases de diagénesis temprana representadas por distintas texturas de cemento calcítico (Corbari y Escribano, 1986). Con posterioridad se verifica un evento de disolución parcial a total de partículas (oolitas y pellets). Este proceso genera el mayor volumen de porosidad.

El último evento registrado es el colapso de los moldes por sobrecarga. Esto mejora la interconexión de los oomoldes estableciendo las vías de comunicación de los fluidos.

El conjunto de facies mencionadas se interpreta como perteneciente a un sistema de barras construidas en posición proximal en una plataforma carbonática somera y agitada.

Dentro del intervalo correspondiente al Miembro La Tosca, las relaciones verticales no son muy claras en los sondeos YPF.Md.NSN.e-4 y e-2 (figura 2), pudiendo generalizarse sólo el neto predominio de grainstones oolíticos hacia el tope de los testigos estudiados. En el sondeo YPF.Md.NSN.e-3 en cambio pueden diferenciarse dos secuencias de somerización, con arreglo retrogradante.

La observación detallada de los testigos de corona no permitió definir repeticiones evidentes de estratos del Miembro La Tosca y tampoco de los niveles sobreyacentes de Formación Rayoso.



Pozo YPF.MdN.SN.e-2 (Sosneado Norte)

Integración perfiles de Rayos Gamma, Inducción, Buzamiento y Testigos de corona

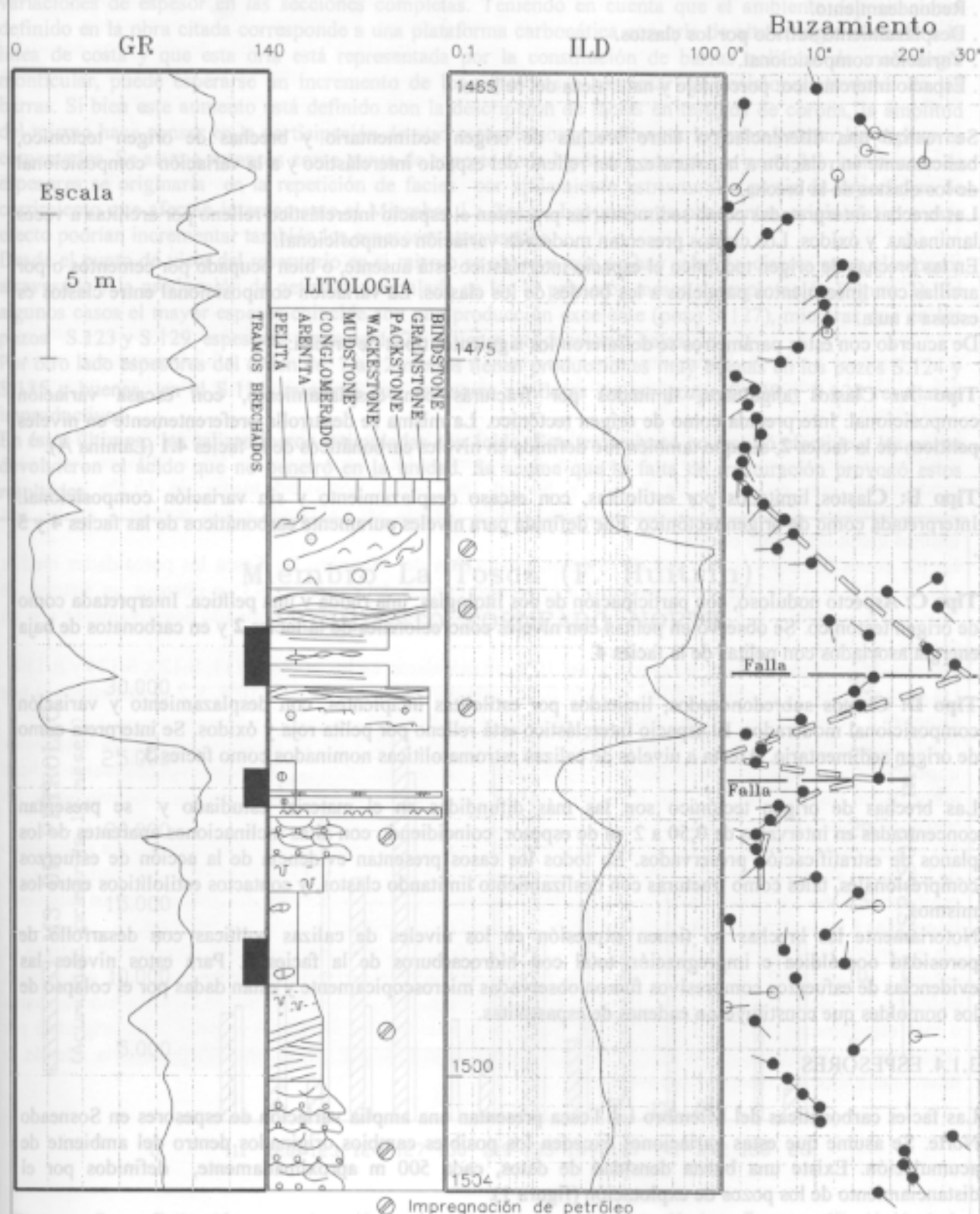


Figura 2 Integración perfiles de pozo y testigos de corona

3.1.2. ANALISIS DE BRECHAS

En los testigos estudiados se observaron diferentes tipos de brecha. Se efectuó una categorización de las mismas siguiendo los criterios descriptivos propuestos por Kerans (1993). Los mismos se enumeran a continuación:

- . Tamaño de clastos.
- . Contacto entre clastos.
- . Selección de tamaños.
- . Redondeamiento.
- . Desplazamiento sufrido por los clastos.
- . Variación composicional.
- . Espacio interclástico: porcentaje y naturaleza del relleno.

Se realizó una diferenciación entre brechas de origen sedimentario y brechas de origen tectónico, básicamente en relación a la naturaleza del relleno del espacio interclástico y a la variación composicional de los clastos de la brecha.

Las brechas interpretadas como sedimentarias presentan el espacio interclástico relleno por arcilitas a veces laminadas y óxidos. Los clastos presentan moderada variación composicional.

En las brechas de origen tectónico el espacio interclástico está ausente, o bien ocupado por cementos o por arcillas con lineamientos paralelos a los bordes de los clastos. La variación composicional entre clastos es escasa a nula.

De acuerdo con estos parámetros se definieron los siguientes tipos de brecha:

Tipo A: Clastos angulosos, limitados por fracturas con desplazamiento, con escasa variación composicional. Interpretada como de origen tectónico. La misma se desarrolla preferentemente en niveles pelíticos de la facies 2, aunque también fue definida en niveles carbonáticos de la facies 4.1 (Lámina A).

Tipo B: Clastos limitados por estilolitas, con escaso desplazamiento y sin variación composicional. Interpretada como de origen tectónico. Fue definida para niveles puramente carbonáticos de las facies 4 y 5.

Tipo C: Aspecto noduloso, con participación de dos litologías, una rígida y una pelítica. Interpretada como de origen tectónico. Se observó en pelitas con niveles concrecionales de la facies 2 y en carbonatos de baja energía asociados con pelitas de la facies 4.

Tipo D: Clastos subredondeados, limitados por estilolitas incipientes, con desplazamiento y variación composicional moderados. El espacio interclástico está relleno por pelita roja y óxidos. Se interpreta como de origen sedimentario. Afecta a niveles de calizas estromatolíticas nominados como facies 3.

Las brechas de origen tectónico son las más difundidas en el material estudiado y se presentan concentradas en intervalos de 0,50 a 2 m de espesor, coincidiendo con altas inclinaciones aparentes de los planos de estratificación preservados. En todos los casos presentan evidencia 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 de la facies 6. 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.

3.1.4. ESPESORES

Las facies carbonáticas del Miembro La Tosca presentan una amplia variación de espesores en Sosneado Norte. Se asume que estas variaciones exceden los posibles cambios originados dentro del ambiente de acumulación. Existe una buena densidad de datos, cada 500 m aproximadamente, definidos por el distanciamiento de los pozos de explotación (figura 1).

El menor espesor es de 4 metros, 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 14 m 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 10 m, respectivamente, que incluyen los mayores espesores de facies de carbonatos tractivos y las secciones de brechas. Todos los espesores mencionados están afectados por fracturas.

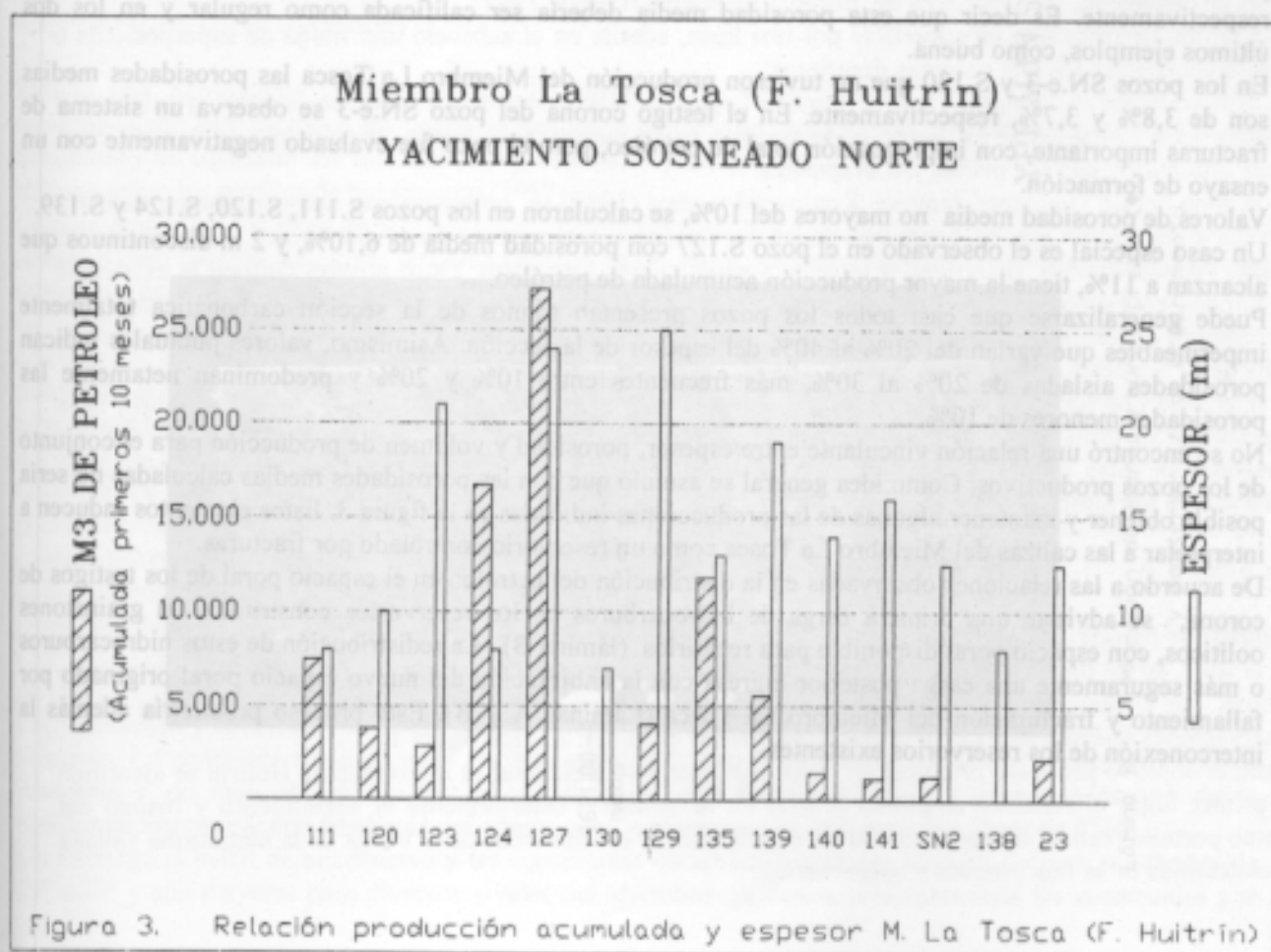
Los 13 puntos de control situados algo más al sur en la línea de facies mencionada, muestran variaciones de espesores de 7 m en el pozo S.130, a 25 m en el S.129 (Figura 3).

Las observaciones realizadas en los afloramientos del norte de la cuenca (Legarreta, 1985), revelan suaves variaciones de espesor en las secciones completas. Teniendo en cuenta que el ambiente depositacional definido en la obra citada corresponde a una plataforma carbonática con orla de alta energía adosada a la línea de costa y que esta orla está representada por la constitución de barras oolíticas de morfología monticular, puede esperarse un incremento de los espesores a atravesar en posiciones cretales de las barras. Si bien este aumento está definido con la descripción de facies en testigos de corona, la amplitud del mismo hace pensar en la participación de otro mecanismo no sedimentario para alcanzar los espesores comentados. Se asume entonces como punto de soporte de la hipótesis central que parte del incremento de espesores se originaría en la repetición de facies por apilamiento estructural a partir de superficies de corrimiento que afectan internamente al Miembro La Tosca. Las mayores pendientes originadas por este efecto podrían incrementar también los espesores atravesados.

Desde el punto de vista del reservorio en si mismo 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 20 m tienen producciones bajas.

Por otro lado espesores del orden de 7 a 12 metros tienen producciones muy buenas en los pozos S.124 y S.135 y buenas en el S.111, mientras que espesores similares en los pozos S.130 y S.138 resultaron improductivos.

En éstos últimos, las calizas fueron estimuladas con ácido. Este tratamiento no resultó efectivo y los pozos devolvieron el ácido que no penetró en la unidad. Se asume que la falta de fracturación provocó estos resultados.



3.1.5. POROSIDAD

Este dato petrofísico, que es clave para definir el volumen de la acumulación, admite un tratamiento y cálculo diferente de acuerdo al método o herramienta con que se mide. Se discutirán brevemente la porosidad observada macroscopicamente en los testigos de corona, la estimación visual en cortes delgados, la medición en laboratorio y la aportada por los perfiles de pozo (acústico/sónico y densidad). Estos últimos resultan la observación más continua pues han sido registrados en todos los pozos. Asimismo los datos de producción, aunque involucren a la permeabilidad, resultan interesantes para destacar el tipo de porosidad del medio rocoso.

En los tramos arenosos basales del pozo YPF.MdN.SN.e-2 (figura 2) se observó escasa porosidad interparticular con rastros de hidrocarburos. Estas facies clásticas aún no han brindado producción.

En el mismo pozo, ciertas secciones integradas por carbonatos de origen tractivo desarrollaron porosidad secundaria por disolución de partículas. Esta porosidad llega a ser abundante en los tramos de grainstones oolíticos de la Facies 6, que alcanzan a 18% según estimación visual con microscopio petrográfico. La misma es de tipo móldica e intraparticular, de tamaño perteneciente al rango de macro a mesoporo ($0,75-0,15 \mu$) (LCV srl, 1997). 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).

Un sistema poral de otra magnitud 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 aportan valores de porosidad de 15% a 20% para los grainstones de Facies 6. En las restantes mediciones tomadas de las facies 5.1 y 5.2 la porosidad varía de 4% a 11%. La permeabilidad medida en los mismos es mala a regular, oscilando en valores menores de 1 mD hasta 10 mD.

Otro cálculo de porosidad se realizó con el análisis de perfiles de densidad, principalmente, utilizando los métodos tradicionales. La porosidad media del Miembro La Tosca varía de 5% a 10% en los pozos productivos, con excepción de S.a-23 y SN.e-4 que tienen porosidad media de 15,2% y 13,5%, respectivamente. Es decir que esta porosidad media debería ser calificada como regular y en los dos últimos ejemplos, como buena.

En los pozos SN.e-3 y S.130 que no tuvieron producción del Miembro La Tosca las porosidades medias son de 3,8% y 3,7%, respectivamente. En el testigo corona del pozo SN.e-3 se observa un sistema de fracturas importante, con impregnación total de petróleo, pero el pozo fue evaluado negativamente con un ensayo de formación.

Valores de porosidad media no mayores del 10%, se calcularon en los pozos S.111, S.120, S.124 y S.139.

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

Puede generalizarse que casi todos los pozos presentan tramos de la sección carbonática totalmente impermeables que varían del 20% al 40% del espesor de la sección. Asimismo, valores puntuales indican porosidades aisladas de 20% al 30%, más frecuentes entre 10% y 20% y predominan netamente las porosidades menores de 10%.

No se encontró una relación vinculante 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 (Láminas A y B). Este proceso produciría además la interconexión de los reservorios existentes.

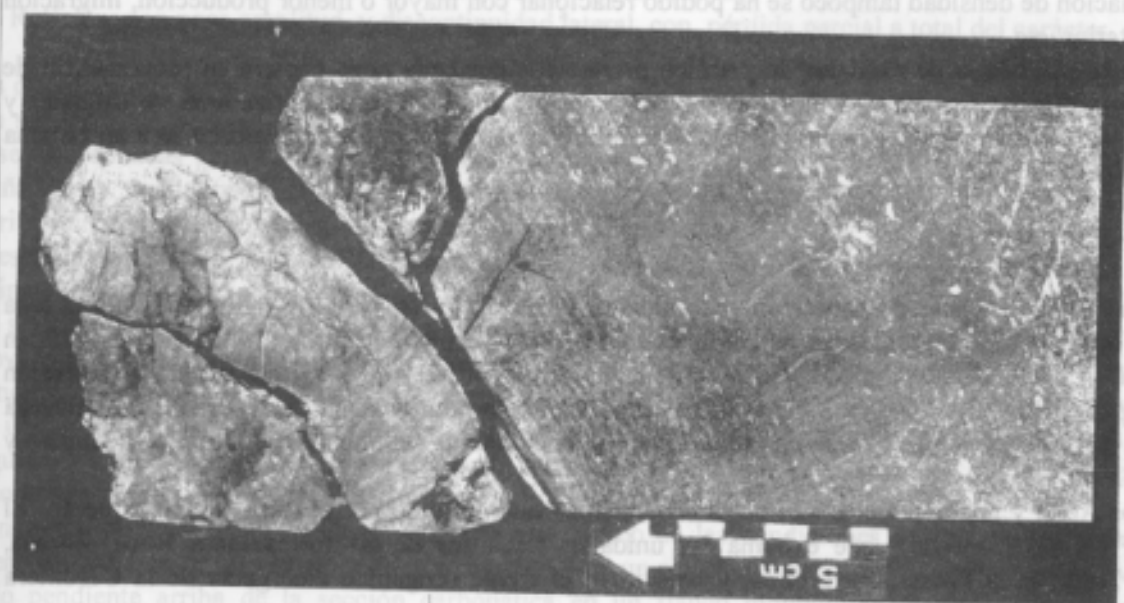


Lámina A. Clastos angulosos limitados por fracturas con desplazamiento.

YPF.MdN.SN.e-3

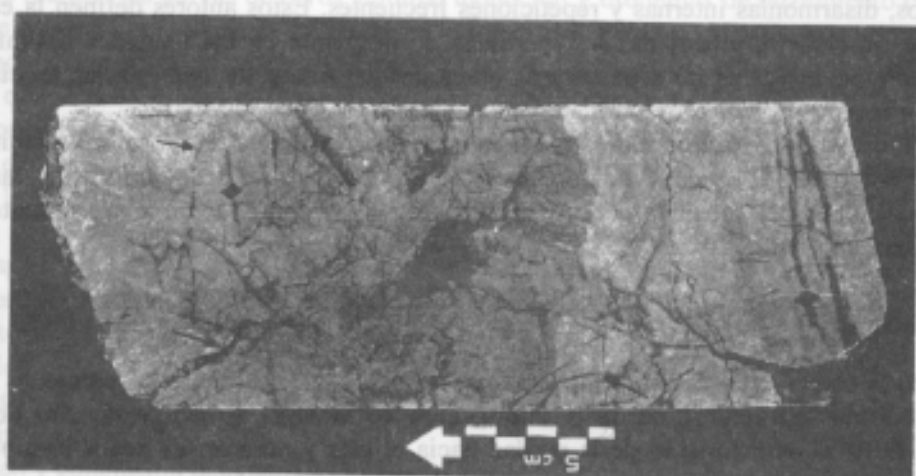


Lámina B. Migración de hidrocarburos previa (♦) y posterior (*) al brechamiento.

3.1.6. PRODUCCION

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, etc.

La significativa diferencia de caudales de petróleo producidos por cada pozo sugiere su proveniencia de reservorios con distinta permeabilidad. Sin embargo es posible admitir que las variaciones de caudales y presiones de cada pozo estén originadas por la ubicación relativa de los pozos con referencia a un sistema de fracturas.

4. SINTESIS ESTRUCTURAL

En el área marginal El Sosneado participan dos unidades estructurales mayores, el frente andino y el 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), la continuación de la cuenca que alberga sedimentitas terciarias y que en el área de estudio cubren una cuña de sedimentitas de los ciclos Andico y Riográndico.

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 (Kozlowski y otros, 1989).

El corrimiento intersecta el flanco oriental de la Cuchilla de la Tristeza, en el deslinde entre el relieve montañoso de lomadas y colinas y el ámbito más llano del este (figura 1). En Sosneado Norte el relieve es de mesetas bajas, discontinuas, disectadas por el drenaje.

La falla separa el frente andino deformado de la plataforma estructural con escasa afectación tectónica. En rasgos generales la plataforma muestra una pendiente ascendente hacia el este y noreste, seccionada por fallas de distensión, con rechazos de decenas de metros (Cazau, 1993).

Este límite, representado en superficie por una línea, admite en el subsuelo una franja de superposición e interferencia entre los dos sistemas descriptos.

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

En la zona del río Diamante, también Kozlowski y otros (1989) se refieren a esta deformación particular y definen a Formación Huitrín como una de las dos unidades competentes del Ciclo Andico, presentando las calizas replegamientos, disarmonías internas y repeticiones frecuentes. Estos autores definen la existencia de rampas en Formación Huitrín, vinculadas a superficies de despegue en las unidades limitantes, que permitieron el desarrollo de duplex en los sectores más orientales del frente, los que estarían asociados a la Falla de El Sosneado (Kozlowski y otros, 1989).

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.

4.1. SISMICA

El punto de partida en la elaboración de esta propuesta se origina en la revisión de las secciones sísmicas en el área de la plataforma estructural, desde la intersección de la Falla El Sosneado con Formación Huitrín, por el oeste, hasta el acuñaamiento de la unidad hacia el este y noreste. El mejor ejemplo de las observaciones que se van a exponer están registrados en la LS. 28125 (figura 1).

Como el objetivo petrolero principal en Sosneado Norte y Occidental es la Formación Huitrín se identificó en primer lugar el reflector asignado al tope de la unidad. Posteriormente el seguimiento y mapeo del mismo permite realizar un replanteo de las características estructurales de la franja de la plataforma situada en el deslinde de la faja plegada y sobrecorrida.

Las secciones sísmicas muestran dos aspectos bien diferenciados del reflector atribuido a la Formación Huitrín:

1. Reflector fuerte, de gran amplitud y muy buena continuidad lateral. Está bien definido en general en todo el Bloque y en forma notable en el sinclinal de la ruta 40.
2. Reflector con poca amplitud y discontinuidad lateral, con pérdida parcial a total del carácter.

Las discontinuidades señaladas en el segundo caso recibieron explicaciones de distinta índole, entre otras, que se habrían originado por el incremento del relieve topográfico, al pasar de una zona más llana a mesetas coronadas por rodados y también por la indefinición de la sección carbonática hacia el área del acuífero. Actualmente se agrega como causal, que la indefinición estaría originada por superficies de corrimiento que promoverían la discontinuidad física del reflector.

El esquema estructural muestra una atenuación de la deformación hacia el este y ya en la plataforma se define un sinclinal, cuyo seno está situado en el subsuelo del viejo trazado de la ruta 40 (figura 1). Al este del sinclinal el reflector se hace discontinuo hasta su acuífero. Estos tramos discontinuos presentan abovedamiento. Esta conjunción de abovedamientos y silencios se han asumido como corrimientos menores. Los esfuerzos provendrían del oeste, se transmitirían por la Formación Huitrín o por alguna de las unidades infrayacentes, y quedaría definido que las superficies de corte que originan son de bajo ángulo y ciegas. Algunos corrimientos afectan también a Formación Roca y parece que los esfuerzos son absorbidos en la sección del Terciario, sin aflorar.

El nuevo esquema observado llevó a hacer un replanteo de las condiciones de entrapamiento que 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 estructural dominante actuando sobre una asociación particular de facies.

Este nuevo esquema no tiene solución completa con el distanciamiento de la sísmica 2D disponible (1,5 x 2,0 km). Para la identificación de las potenciales anomalías remanentes aún no exploradas se planeó la registración de sísmica 3D, que actualmente se encuentra en etapa de procesamiento.

4.2. PERFILES DE BUZAMIENTO

Resulta una herramienta interesante para la definición de superficies de falla. Estos perfiles fueron registrados por YPF en todos los pozos de Sosneado Norte y en Sosneado a-23. Para la interpretación del fallamiento se siguieron las indicaciones y esquemas planteados por la compañía Western Atlas en el informe sobre los perfiles de buzamiento (1987).

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).

En la profundidad de 1485,5 mbbp se verifica un punto de inflexión con pendiente próxima a 30° que corresponde con el cambio de pendiente del arrastre, que se interpreta como un plano de corrimiento. La pendiente aparente de los planos de estratificación en el testigo de corona varía de 20° a 30° en profundidad equivalente. La coincidencia se extiende a la participación de brechas Tipo B y C con Facies 4.1 y 4.2 en la descripción del testigo.

Unos metros más abajo, en 1490 mbbp se interpreta una zona de arrastre menor, con pendiente de 17° que podría corresponder a otro plano de corrimiento, con deformación mostrada por numerosas superficies de fricción del estrato pelítico de la base del Miembro La Tosca.

El buzamiento regional es de 2° a 3° al sur y suroeste.

Otros ejemplos se pueden citar en el pozo YPF.MdN.SN.e-4 en 1554 mbbp, coincidente con brechas tipo C y pendientes de 30°, y para el pozo YPF.MdN.SN.e-3 con inclinaciones aparentes de 25° a 30° en niveles con brechas tipo B.

Como resumen y conclusión del análisis de los perfiles de buzamiento en los pozos indicados se destaca lo siguiente: La pendiente regional varía al oeste y sudoeste con inclinaciones de 3° a 6°. Este valor parece razonable y no muy alejado de los datos calculados por Kozlowski (1984) para este ámbito de la plataforma estructural con pendiente del zócalo para la acumulación de Formación Roca de 1°30'.

Sin embargo el perfil de buzamiento y las correlativas observaciones de los testigos definen pendientes de 20° a 30° y aún mayores para diversos niveles del Miembro La Tosca, principalmente los construidos por

las brechas A, B y C. Los ángulos de la estructura interna del entrecruzamiento de las facies carbonáticas tractivas son también altos, pero están diferenciados de los anteriores.

Se puede interpretar entonces que las altas pendientes de los niveles contruidos por brechas y pelitas deben coincidir con superficies de corrimiento, en general de bajo ángulo.

La afectación por fallamiento andino genera la zona de interferencia y hacia el borde de la plataforma incrementa la pendiente de la estructura.

5. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Como resumen final se reunieron el conjunto de las evidencias que se han tomado del Miembro La Tosca, se desarrollaron en el presente trabajo y están referidas a las rocas en sí mismas, a los registros utilizados habitualmente para su estudio y a los fluidos contenidos en el espacio poral y puestos en producción.

. La facies de grainstone oolítico constituye el principal reservorio del Miembro, con porosidad secundaria por disolución de partículas, tamaño macro y mesoporos. Las otras facies de grainstone y packstone peloidales, mudstone y bindstone presentan porosidad baja a ausente.

. En los testigos corona estudiados se describieron 3 tipos de brechas de origen tectónico (tipos A, B y C) y una cuarta de origen sedimentario (tipo D).

. Se observan variaciones bruscas del espesor de las facies carbonáticas en cortas distancias, que parecen excesivas para atribuirlos a cambios sedimentarios ocurridos en un ámbito de plataforma somera de poca inclinación. Se interpreta que la variación brusca se origina por apilamiento tectónico a partir de superficies de corrimiento que afectan intensamente a las calizas. Las mayores pendientes originadas por este efecto también incrementarían los espesores atravesados.

. Se ha documentado porosidad efectiva en la facies de grainstone oolítico, con espastolitas que facilitan la interconexión del espacio poral.

. Las porosidades medias de las otras facies (porosidad de matriz) son en general regulares (5 a 10%) con escasos puntos de porosidad buena a muy buena.

. Un sistema poral de magnitud mayor está conformado por la red de fracturas generadas por los corrimientos. Las mismas se presentan abiertas y con impregnaciones de petróleo.

. No se encontró una relación vinculante entre el espesor de los carbonatos, la porosidad y el volumen de la producción para el conjunto de los pozos productivos.

. Se ha documentado una significativa diferencia de los caudales de petróleo producido por los distintos pozos que es posible relacionar a la ubicación relativa de los mismos con referencia a un sistema de fracturas.

. Se interpreta que parte del esfuerzo andino liberado como transporte tectónico en la 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 rasgos de deformación y corrimiento.

. 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. En el otro caso, el reflector tiene poca amplitud, abovedamientos y discontinuidad lateral. Estos caracteres se habrían producido por la participación de corrimientos menores, provenientes del oeste (andinos), transmitidos por Formación Huitrín o por otra unidad infrayacente. Queda definido, además que éstas originan superficies de corte de bajo ángulo y ciegas.

. 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 de los niveles contruidos por brechas y pelitas coinciden con superficies de corrimiento.

Las pendientes documentadas en testigos de corona y perfiles de buzamiento, son mucho mayores que las estimadas para el área de la plataforma estructural.

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 que soportaron la perforación de nuevos pozos e incrementaron la producción se originan en la revisión y análisis geológico, crítico y profundo, realizados en un área petrolera madura.

Agradecimientos.

Se agradece a las autoridades de PCR SA la autorización para publicar los resultados expuestos. Al Gerente de la División Petróleo y Gas por el estímulo recibido para realizar el trabajo.

A Carlos Barcat, Miguel Torilo, Emilio Penna y el staff de LCV srl por la lectura crítica de los borradores y las sugerencias aportadas.

El agradecimiento se hace extensivo a Ricardo Benítez por las ilustraciones y a Mariel Krismancic por la edición final del texto.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- CAZAU, L. 1993. Yacimientos Sosneado y Vega Grande. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993). Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V.A.Ramos (Ed), Relatorio, III (16): 451-456. Buenos Aires.
- CORBARI, S. y D.ESCRIBANO, 1986. Petrografía y diagénesis de los miembros Chorreado inferior y La Tosca, Formación Huitrín, Mendoza. Primera Reunión Argentina de Sedimentología, Resúmenes Expandidos: 242-245. La Plata.
- DIGREGORIO, H., 1972. Neuquén. En: Geología Regional Argentina (Ed.y Dir.A.F.Leanza). Acad.Nac.Ciencias, 439-506. Córdoba.
- GROEBER, P., 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. Asoc. Geol.Arg., Rev.,I, 3, 177-208. Buenos Aires.
- KERANS, C., 1993. Description and interpretation of karst-related breccia fabrics, Ellenburger Group, West Texas. In Paleokarst Related Hydrocarbon reservoirs. SEPM Core Workshop n°18, New Orleans.
- KOZLOWSKI, E.E., 1984. Interpretación estructural de la Cuchilla de la Tristeza, Provincia de Mendoza. Noveno Congr.Geol.Argentino (San Carlos de Bariloche). Actas II,381-395. Buenos Aires.
- KOZLOWSKI, E.E., C.E.CRUZ, P.CONDAT y R.MANCEDA, 1989. Interpretación del fallamiento de bajo ángulo en los sedimentos cretácicos del río Diamante. Prov.de Mendoza. 1er.Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos (Mar del Plata) 2: 675-688. Buenos Aires.
- KOZLOWSKI, E.E., R.MANCEDA y V.A.RAMOS, 1993. Estructura. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993). Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V.A.Ramos (Ed), Relatorio I (18): 235-256. Buenos Aires.
- LCV SRL, 1997. Descripción sedimentológica de testigos de corona de los pozos YPF.MdN.SN.x-1, e-2, e-3 y e-4. Trabajo realizado para PCR.SA (informe inédito). Buenos Aires.
- LEGARRETA, L., 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico inferior), Provincia de Mendoza. Tesis doctoral. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires.

- PCR SA., 1995/97. Legajos de los pozos PCR.MdN.S.111, -120, -123, -124, -127, -129, -130, -135, -138, -139, -140 y -141. Informes inéditos. Buenos Aires.
- ROLLERI, E. 1993. Historia de la geología de Mendoza. XII Congreso Geológico Argentino y II Congr. de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993), en Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V.A.Ramos (Ed.), Relatorio, 1 (1): 1-10. Buenos Aires.
- STAPPENBECK, R., 1933. Los yacimientos petrolíferos del Cerro Alquitrán. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (informe inédito). Buenos Aires.
- WESTERN ATLAS ARGENTINA SAMPIC, 1988. Diplog: Paleoaambientes y Estructuras. Buenos Aires.
- YPF SA., 1986/88. Legajos de los pozos YPF.MdN.SN.x-1, e-2, e-3 y e-4 e YPF.MdN.S.a-23. Informes inéditos. Buenos Aires.
- YRIGOYEN, M.R. y H.MARTINEZ CAL, 1950. Estratigrafía y tectónica de los alrededores del Cerro Alquitrán. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (informe inédito). Buenos Aires.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- GAZAU, I. 1993. Yacimientos Sonando y Vega Grande. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993). Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V.A.Ramos (Ed.), Relatorio, III (16): 451-456. Buenos Aires.
- CORRADI, S. y DESCRIBIANO, 1986. Petrografía y litología de los miembros Chorrado inferior y La Joca. Formación Huinín, Mendoza. Primeras Reunión Argentina de Sedimentología. Relatorio, Expandidor: 242-245. La Plata.
- DICREGORIO, H. 1977. Neupén. En: Geología Regional Argentina (Ed. y Dir. A.F.Lanza). Acad. Nac. Ciencias, 439-500. Córdoba.
- GROEBER, P. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. Assoc. Geol. Arg., Rev. R.G. 177-208. Buenos Aires.
- KERANS, C. 1993. Description and interpretation of karst-related breccia facies. Ellenburger Group, West Texas. In: International Karst Hydrocarbon Reservoir. SEPM Core Workshop n.º 8, New Orleans, Louisiana.
- KOZLOWSKI, E.E. 1984. Interpretación estructural de la Cuchilla de la Jucha, Provincia de Mendoza. Nuevo Congr. Geol. Argentino (San Carlos de Bariloche), Actas II, 381-395. Buenos Aires.
- KOZLOWSKI, E.E. y C. CRUZ PCONDAT y R. MANCADA. 1989. Interpretación del fallamiento de la zona de los sedimentos cretácicos del río Diamante. Prov. de Mendoza. 1er. Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos (Mar del Plata), 672-688. Buenos Aires.
- KOZLOWSKI, E.E. y V.A. RAMOS. 1993. Estructura. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza, 1993). Geología y Recursos Naturales de Mendoza - V.A. Ramos (Ed.), Relatorio I (18): 235-256. Buenos Aires.
- LCV SRL. 1997. Descripción sedimentológica de testigos de corona de los pozos YPF.MdN.SN.x-1, e-2, e-3 y e-4. Trabajo realizado para PCR SA (informe inédito). Buenos Aires.
- LEGARRETA, L. 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huinín (Cretácico inferior), Provincia de Mendoza. Tesis doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.