

# DESCUBRIMIENTOS PROFUNDOS DE GAS, AREA LOS BASTOS, CUENCA NEUQUINA

**Alfonso Mosquera, Andrés Boll, Guillermo Frati  
Tecpetrol S.A.**

**Keywords:** Deep Gas Field Discoveries, Lajas, Los Molles Fms. and Pre-Cuyo Gr., Tight Sands, Fractured Reservoirs. Los Bastos Block, Neuquen Basin.

**Abstract** *Deep gas discoveries, Los Bastos Block, Neuquen Basin.*

Deep exploratory drilling activities (3500 mbkb.) in Los Bastos Block, in the Dorsal de Huincul productive trend, led to the discovery of four new dry gas accumulations, in the Cuyo and Pre-Cuyo Groups.

Three consecutive successful exploratory wildcats, Las Chivas xp-1, Las Chivas xp-2 and Punta Senillosa xp-1001, tested hydrocarbons in different reservoirs and structures.

Las Chivas xp-1 tested gas from Lower Lajas deltaic sandstones and Las Chivas xp-2 tested gas and condensate from Los Molles Formation shallow marine basal sandstones and dry gas from Pre-Cuyo Group naturally fractured tuffs.

Both wells found hydrocarbons, below the GWC of Las Chivas shallow field, producer of oil and gas from Tordillo, Challacó and Upper Lajas Formations.

Finally, Punta Senillosa xp-1001 found a new gas accumulation in Lajas Formation and proved the existence of oil and gas in Los Molles Formation basal sandstones as well as in Pre-Cuyo Group tuffaceous sandstones.

Despite their different origins, all three reservoirs share similar characteristics, low permeability and porosity values (0.01-0.2 md, 6-18 %), medium to high initial flow rates after stimulation (hydraulic frac. - acid jobs, 60,000-350,000 m<sup>3</sup>/d), and an important production decline. None of the wells tested water. Hydrocarbon column size varies from 100 to 400 meters.

Geochemical studies, indicate that all hydrocarbons are genetically related to Los Molles Formation source rock, that is in the oil window on the crest of the structures and in the gas window on the flanks. Better reservoir condition and heterogeneity prediction within Lajas and Los Molles Formations and Pre-Cuyo Group are the challenge for future exploration in the block. 3D seismic attribute analysis and reservoir geological modeling (fractures and facies distribution) may become the key to improve the economics of these discoveries, and to guide future exploration activities.

## Introducción

El bloque Los Bastos (390 km<sup>2</sup>) está ubicado en el eje productivo de la Dorsal de Huincul, inmediatamente al oeste de los yacimientos Aguada del Cajón y El Salitral, 85 km al este de la ciudad de Neuquén (Fig. 1)

Se encuentra en el sector central del sistema de fallas de la Dorsal de Huincul, en el margen sur de la cuenca neuquina (Figs. 2 y 3).

Dentro del área se hallan dos yacimientos someros de gas (1800 mbbp), Las Chivas (*EUR, Estimated Ultimate Recovery*: 155 Mm<sup>3</sup> de petróleo y 845 MMm<sup>3</sup> de gas) y Aguada Anacleto (*EUR*: 30 Mm<sup>3</sup> de petróleo y 1 MMm<sup>3</sup> de gas), y un yacimiento somero de petróleo, Los Bastos (*EUR*: 230 Mm<sup>3</sup> de petróleo y 460 MMm<sup>3</sup> de gas), descubiertos por YPF durante la década del sesenta.

Son yacimientos productores de los reservorios de las Formaciones Vaca Muerta (areniscas basales, ) Boll *et al.* (1996), Tordillo, Lotena, Challacó y Lajas (Fig. 3).

El yacimiento Los Bastos productor de petróleo y gas de las Formaciones Tordillo y Lotena (Figs. 2 y 3). Es una trampa estratigráfica dada por cambios laterales de condiciones de reservorio y el acúñamiento pendiente arriba (sur) de los mismos.

El yacimiento (10 km<sup>2</sup>), acumula al día de la fecha una producción de 221 MMm<sup>3</sup> de petróleo y 426 MMm<sup>3</sup> de gas, de 32 pozos productores.

El yacimiento Las Chivas somero (12 km<sup>2</sup>) es productor de gas de las Formaciones Lotena y Lajas (Figs. 2 y 3). La trampa corresponde a un anticlinal con cierre contra falla en dirección sur.

Acumula al día de la fecha 660 MMm<sup>3</sup> de gas y 190 MMm<sup>3</sup> de petróleo de 17 pozos productores.

El yacimiento Aguada Anacleto (2km<sup>2</sup>), es una pequeña acumulación de gas y petróleo de las Formaciones Tordillo y Lajas. Es una trampa estructural muy bien configurada con cierre propio en cuatro direcciones y segmentada por fallas menores, a pesar de lo cual tan solo acumuló 85 MMm<sup>3</sup> de gas y 28 MMm<sup>3</sup> de petróleo (Figs. 3 y 4).

Durante los años 2000 y 2001, se perforaron tres pozos exploratorios profundos, Las Chivas xp-1, Las Chivas xp-2 y Punta Senillosa xp-1001 (3500 mbbp) descubridores de gas en la sección inferior de la Formación Lajas y gas y petróleo en la sección inferior de la Formación Los Molles y el Grupo Pre-Cuyo (Figs. 3 y 4).

Las trampas evaluadas corresponden a estructuras anticlinales falladas en el flanco sur (Figs. 4 y 5).

## **Descubrimientos Profundos**

### **Grupo Cuyo**

#### **Formación Lajas**

Los tres pozos exploratorios profundos descubrieron acumulaciones de gas en la Formación Lajas Legarreta *et al.*, 1989 (Fig. 4).

En el área Los Bastos la Formación Lajas posee un espesor variable (200 m - 400 m), se encuentra limitado por discordancias. Internamente se han reconocido dos discordancias que han permitido dividirlo informalmente en tres miembros, Lajas Superior, Lajas Medio y Lajas Inferior (Figs. 3 y 6).

El yacimiento Las Chivas somero es productor del miembro superior, en tanto que los pozos profundos descubrieron hidrocarburos en los miembros medio e inferior.

Los pozos LCh.xp-1 y 2, Boll *et al.*, (1999 y 2000), descubrieron gas en los miembros medio e inferior de la Formación Lajas por debajo del contacto gas - agua del yacimiento Las Chivas somero (1250 mbnm).

El pozo LCh.xp-1 atravesó 150 m de las secciones media e inferior de la Formación Lajas, caracterizados por el predominio de areniscas gruesas a finas de color gris medio, en bancos gruesos (5 m) a muy gruesos (hasta 12 m), que intercalan con cuellos pelíticos gris verdosos, generalmente más delgados. Los valores de porosidad promedio son de 14% (*cutoff* 10 %) (Fig.6).

El pozo LCh.xp-2 en cambio atravesó 130 m de una secuencia similar de los mismos miembros de la Fm Lajas. (Figs. 5 y 6).

Ambos pozos presentaron caudales de gas iniciales de 150.000 m<sup>3</sup>/d, luego de estimulación por fractura hidráulica (pdb., presión dinámica de boca: 80 kg/cm<sup>2</sup>).

Por su parte el pozo exploratorio Punta Senillosa xp-1001, atravesó una sección de 350 m de la Formación Lajas (Fig. 6).

Si bien los espesores son mayores a los encontrados en los pozos profundos del yacimiento Las Chivas las características de reservorio son más heterogéneas.

El miembro superior (120 m), está caracterizado por bancos de areniscas medianas a gruesas, en capas de 10 m de espesor y porosidad del orden de 12%.

Los miembros medio e inferior (230 m) presentan una sección basal de 80 m de areniscas medianas a gruesas, de menores propiedades petrofísicas (porosidad promedio 8 %).

Ensayos luego de estimulación por fractura hidráulica de 5 capas (espesor total: 42 m) dieron caudales iniciales de gas de 300.000 m<sup>3</sup>/d, pdb 110 kg/cm<sup>2</sup>.

## **Grupo Cuyo**

### **Formación Los Molles, Miembro Inferior**

La Formación Los Molles, Legarreta *et al.*, (1989), en el área Los Bastos ha sido dividida en dos miembros, separados por una discordancia (Fig. 3).

El miembro superior (80-150 m) está mayormente compuesto por lutitas y limolitas grises con intercalaciones de bancos de areniscas finas.

El miembro inferior de la Formación Los Molles (130-70 m) está mayormente constituida por margas bituminosas grises, salvo en su sección basal donde se desarrollan bancos de areniscas medianas a muy finas (10-40 m).

Corresponden a reservorios de buena porosidad (12-18 %), de origen secundario, distribución heterogénea a moderadamente homogénea, poros móldicos por disolución de bioclóstos y material vítreo.

El ambiente deposicional corresponde a depósitos de plataforma interna. Los niveles con características de reservorio corresponden a depósitos de barras y tempestitas.

El reservorio presenta importantes variaciones de espesor en cortas distancias, como lo evidencian los pozos LCh.xp-1 y 2, distantes 700 m (Fig. 7).

Los valores de permeabilidad obtenidos a partir de coronas y ensayos indican pobres condiciones de reservorio (K, permeabilidad prom.: 0.09 md), LCV, (2001).

El pozo LCh.xp-2 atravesó 14 m de reservorio y ensayó gas y condensado ( $Q_{gi}$ : 50.000 m<sup>3</sup>/d,  $p_{db}$  30 kg/cm<sup>2</sup>) después de fractura.

El pozo PS.xp-1001 encontró 10m de esta unidad ensayando caudales muy pobres de petróleo, Mosquera *et al.*, 2001.

El pozo LCh.xp-1 no pudo ser ensayado por razones técnicas, a pesar de tener pronóstico de gas.

Estudios geoquímicos indican que los petróleos y gas encontrados poseen afinidad con los intervalos generadores de la Formación Los Molles, Villar, (2001).

## **Grupo Pre-Cuyo**

El Grupo Pre-Cuyo, Legarreta *et al.*, (1989), fue investigado por los tres pozos exploratorios ubicados en posiciones de cresta y ante inclinación.

El primero de ellos, LCh.xp-1 atravesó 1000 metros de una secuencia mayormente vulcaniclástica (tobas, tobas arenosas y limolitas tobáceas) e intercalaciones de rocas volcánicas alteradas.

Ninguna de las litologías encontradas presentó características de reservorio, ni se encontraron evidencias importantes de hidrocarburos, salvo picos menores de gas en intercalaciones de areniscas.

Por el contrario el pozo LCh.xp-2, distante 700m en dirección este, atravesó 400 m. del Grupo Pre-Cuyo, ensayando gas de tres intervalos (Fig. 8).

La sección atravesada no difiere en sus características litológicas de la encontrada en LChxp-1.

Corresponde a un reservorio naturalmente fisurado. Datos de perfil de imagen y de corona muestran 350 fracturas, de rumbo aproximadamente este – oeste (108°) y ángulos de inclinación de 50-60°.

Las mismas se encuentran mayormente cementadas por bitumen y cemento calcáreo (Figs. 9 y 10).

Se identificaron 150 metros de interés, que luego de un lavado ácido arrojaron caudales iniciales de 45.000 m<sup>3</sup>/d de gas seco, presiones dinámicas de boca de 20 kg/cm<sup>2</sup>, mostrando pobres condiciones de reservorio.

El pozo PS.xp-1001 atravesó 400 m del Grupo Pre-Cuyo en posición crestal y en anteinclinación, encontrando una secuencia de limolitas y lutitas tobáceas, con escasas intercalaciones de tobas arenosas.

A partir de datos de perfil de imagen se pudieron identificar alrededor de 400 fracturas naturales con la misma orientación e inclinación que el pozo LCh.xp-2. La mayoría se presenta parcialmente cementada, a no cementada.

No se observa relación entre la orientación de las fracturas y el carácter abierto o cerrado de la fractura, el cual es meramente diagenético.

La intensidad de fracturas está directamente relacionado a la litología (tobas y tobas arenosas), espesor de capa y a la presencia de fallas. El mecanismo de deformación sería por flexo-deslizamiento.

Se ensayó una capa de 10 m de tobas arenosas fracturadas recuperándose cantidades no comerciales de petróleo.

Si bien el pozo documentó por primera vez en el área Los Bastos la presencia de petróleo (areniscas tobáceas) y un dominio estructural con presencia de fracturas mayormente abiertas, la falta de litologías competentes, no permitieron evaluar la presencia de un reservorio naturalmente fisurado.

Estudios geoquímicos realizados sobre este petróleo sugieren una posible afinidad con la Formación los Molles. Las características isotópicas y cromatográficas, especialmente de la fracción liviana, apuntan a un fluido genéticamente distinto a los de afinidad Los Molles en el área Los Bastos.

Probablemente, se haya originado en facies de la Formación Los Molles distintas a las presentes en el área Villar, (2001).

### **Conclusiones**

Los resultados de la exploración profunda en el área Los Bastos han sido exitosos en el hallazgo de nuevas acumulaciones de hidrocarburos en los reservorios profundos de los Grupos Cuyo y Pre-Cuyo. Las mismas muestran pobres propiedades de reservorios (permeabilidad), inclusive luego de estimulación (lavado ácido o fractura hidráulica).

Los hidrocarburos encontrados se correlacionan con los intervalos de roca generadora de la Formación Los Molles.

Las características de los hallazgos son similares a los resultados obtenidos en otros sondeos en la Dorsal de Huincul.

Las futuras actividades exploratorias están orientadas a la búsqueda de mejores reservorios, factor determinante en la rentabilidad de los descubrimientos.

### **Agradecimientos**

Se agradece a las autoridades de Tecpetrol S.A. por la autorización para publicar este artículo y a Carlos Castro por la confección de las figuras.

### **Bibliografía**

BOLL, A., VALENCIO, D., 1996. Relación estratigráfica de las Formaciones Tordillo y Vaca Muerta en el sector central de la Dorsal de Huincul, Provincia del Neuquén. XIII Congreso Geológico Argentino. Vol. V, p. 205.

BOLL, A., 1999. Propuesta de perforación del pozo LCh.xp-1. Informe inédito. Tecpetrol S.A.

BOLL, A., 2000. Propuesta de perforación del pozo LCh.xp-2. Informe inédito. Tecpetrol S.A.

LCV, 2001. Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, de Meb y bioestratigráfico. Sondeo TPT.Nq.LCh.xp-2. Informe inédito.

MALLAVIABARRENA, M., 2000. Procesamiento de Star TPT.Nq.LCh.xp-2, las Chivas. Informe inédito. Baker Atlas.

LEGARRETA, L., GULISANO, C., 1999. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior) Argentina. En Chebli G. y Spalletti, L. (Eds.) Cuencas Sedimentarias Argentinas Serie Correlación Geológica N°6, 221-243 Tucumán.

MOSQUERA, A., FRATI, G., 2001 Propuesta de perforación del pozo Ps xp-1001. Informe inédito. Tecpetrol S.A.

VEIGA, R., VERZI, H. y MARETO, H., 2001. Modelado bidimensional en el ámbito de la Cuenca Neuquina (Argentina). Bol. Inf. Petroleras. Tercera época., Año XVIII, (67):53-63. Buenos Aires.

VILLAR, H., 2001. Caracterización de rocas generadoras, petróleos crudos y gases de los pozos Las Chivas xp-1, xp-2 y Punta Senillosa xp-1001. Informe inédito.

### Acerca de los Autores

**Andrés Boll** es geólogo, egresado de la Universidad Nacional de La Plata en 1975, luego especializado en Geología del Petróleo en el Instituto del Petróleo de la Universidad de Buenos Aires en 1977. Ingresó en YPF en 1977, en el Departamento Costa Afuera, luego se desempeñó como Geólogo Ayudante en las Comisiones Geológicas 7 y 5 de Mendoza. Posteriormente como Jefe de Comisión Geológica, en Salta, desde 1981 hasta 1988. Pasó luego al Sector de Estudio del Distrito Geológico Norte hasta 1990. A partir de allí se incorporó a la Empresa Tecpetrol S.A donde actualmente se desempeña como Gerente de Exploración.

**Alfonso Mosquera** es geólogo, egresado de la Universidad Nacional de Buenos Aires en 1990, con diploma de honor. Cuenta con 12 años de experiencia en la industria petrolera, en actividades de exploración, evaluación y adquisición de áreas exploratorias y yacimientos, en Argentina y Sudamérica. Desde el año 2000 desempeña como Geólogo Senior de exploración en Tecpetrol S.A

**Guillermo Frati** es Ingeniero Geofísico – Geodesta egresado de la Universidad de Buenos Aires en 1984. Desarrollo su actividad profesional en YPF S.A, durante once años en las gerencias de exploración y en la de reservorios. Posteriormente se incorporó a Compañía General de Combustibles. Actualmente se desempeña en Tecpetrol S.A. como Geofísico Senior en la gerencia de exploración. Es también profesor titular de la carrera de Ingeniería en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires y en el Instituto del Gas y del Petróleo de la Universidad Nacional de Buenos Aires.

### Figuras

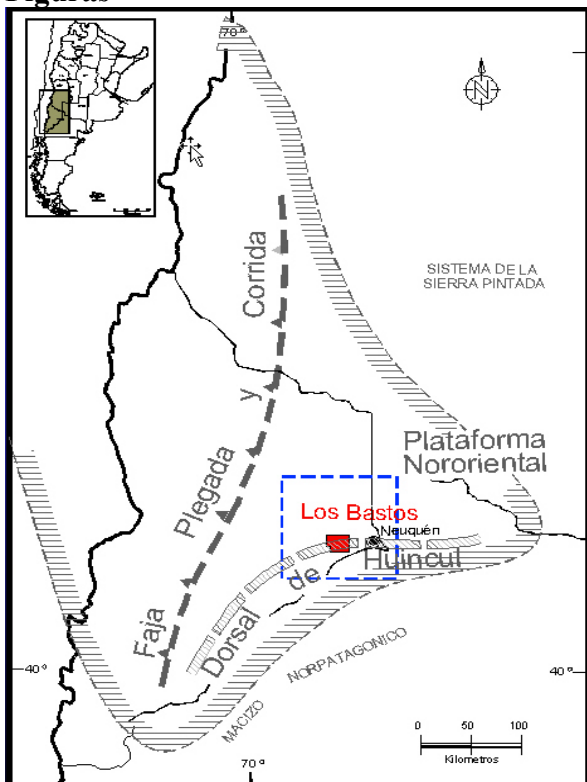


Figura 1. Mapa regional de ubicación del área de estudio.

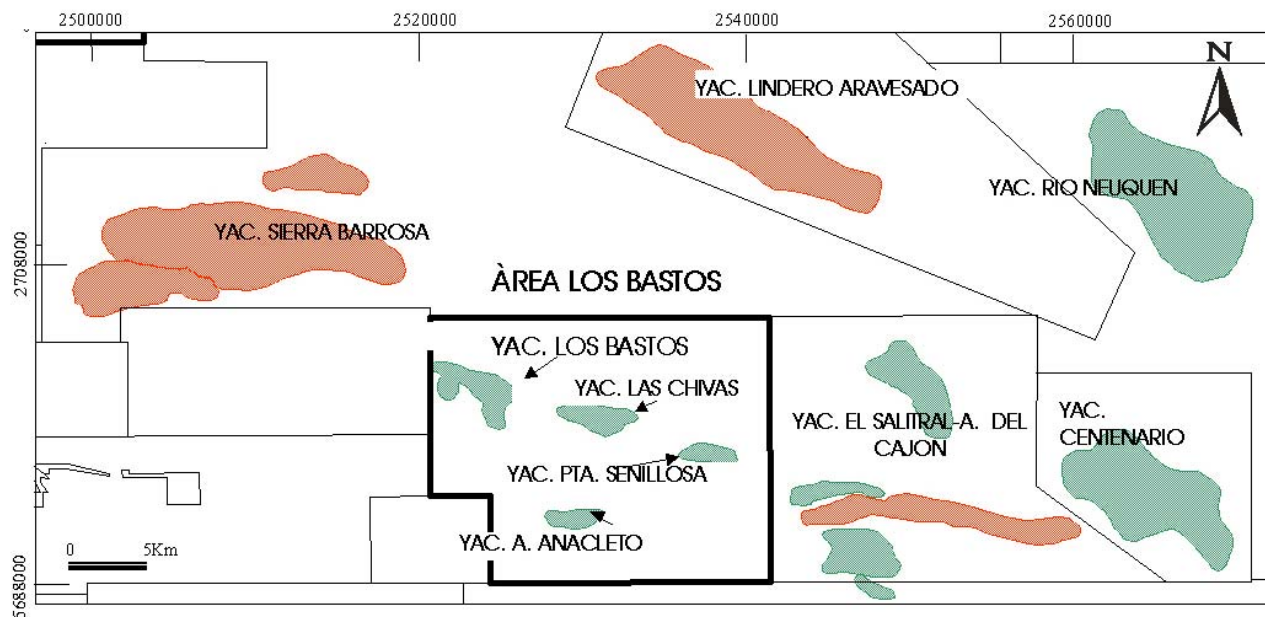
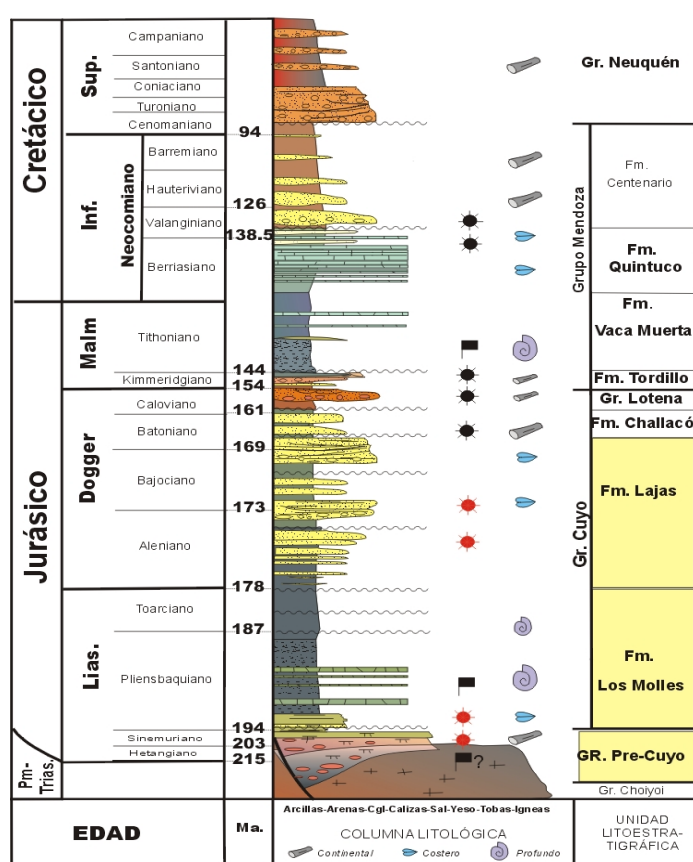


Figura 2. Mapa de ubicación de los yacimientos Los Bastos, Las Chivas y Punta Senillosa, en el eje productivo de la Dorsal de Huincul.



● Niveles productores de pozos exploratorios profundos

Figura 3. Columna estratigráfica del área los Bastos (Niveles profundos descubridores resaltados). Modificada de Veiga *et al.*, (2001).

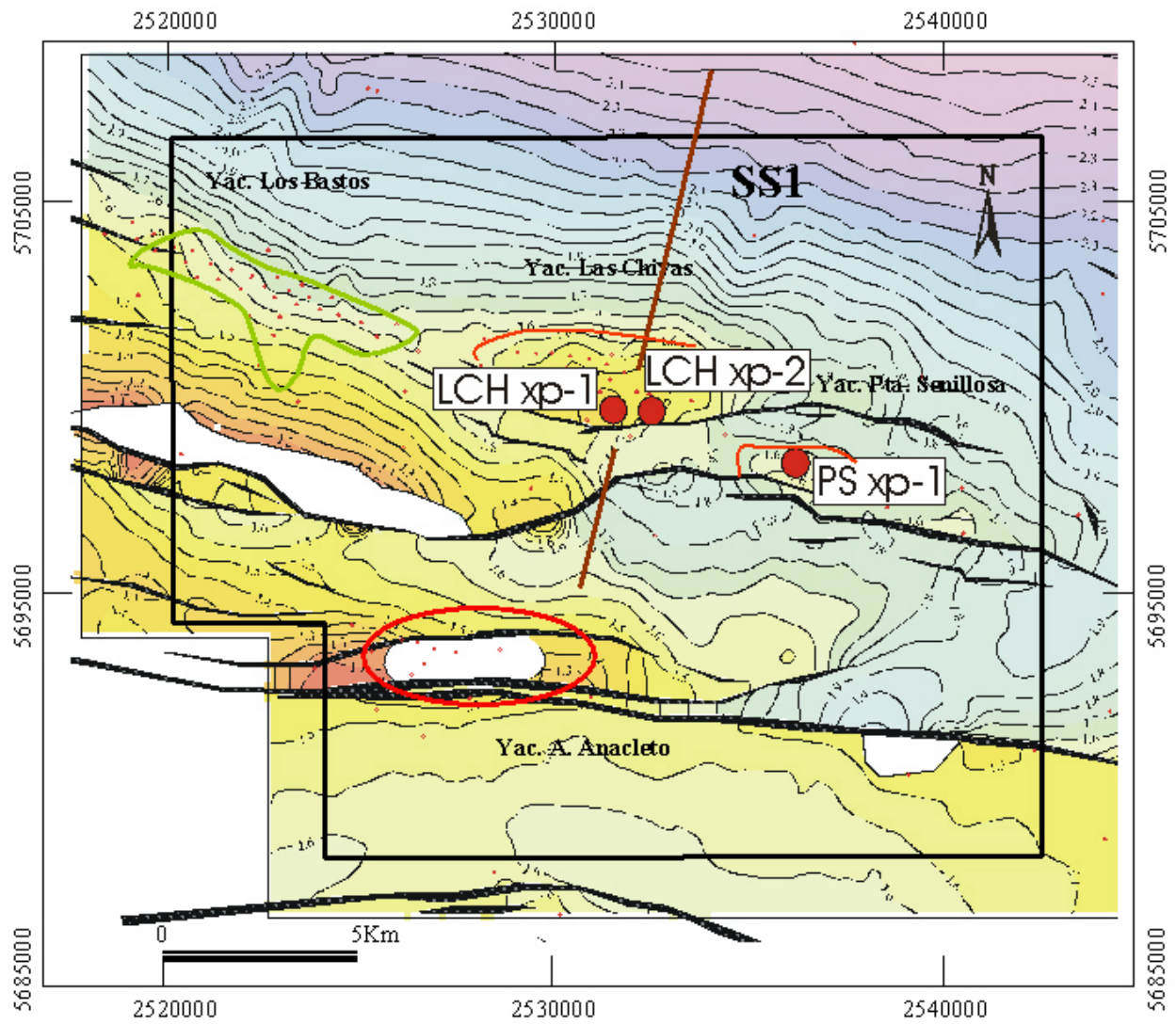


Figura 4. Mapa estructural en tiempo al Tope de la Formación Los Molles, con la ubicación de los pozos exploratorios profundos descubridores y sección sísmica (SS1).



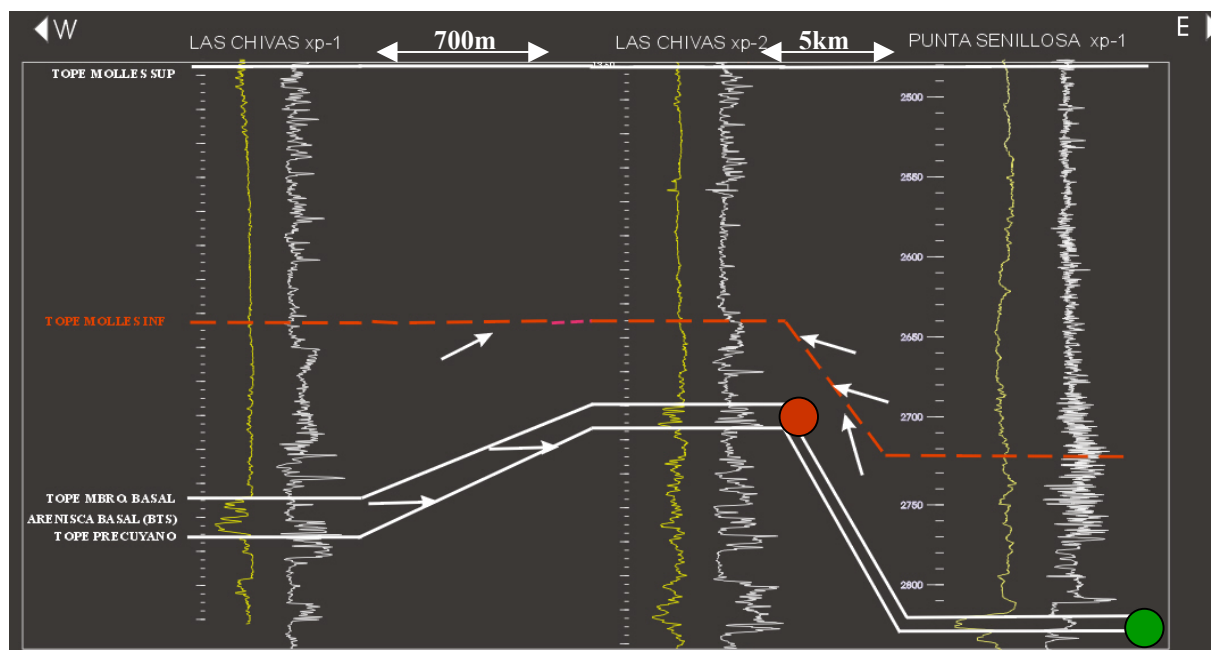


Figura 7. Reservorio areniscas basales de la Formación Los Molles

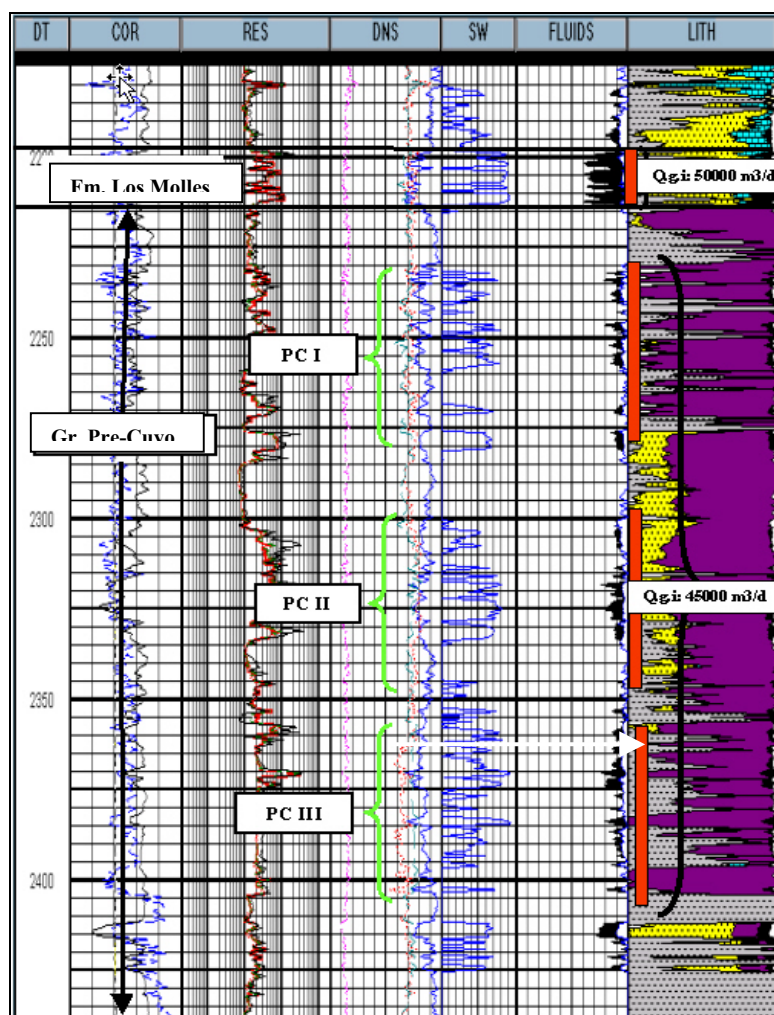


Figura 8. Análisis de perfil y ensayos del Gr. Pre-Cuyo y Fm. Los Molles. LCh.xp-2.



Figura 9. Fractura abierta subvertical en corona de Grupo Pre-Cuyo, pozo LCh.xp-2

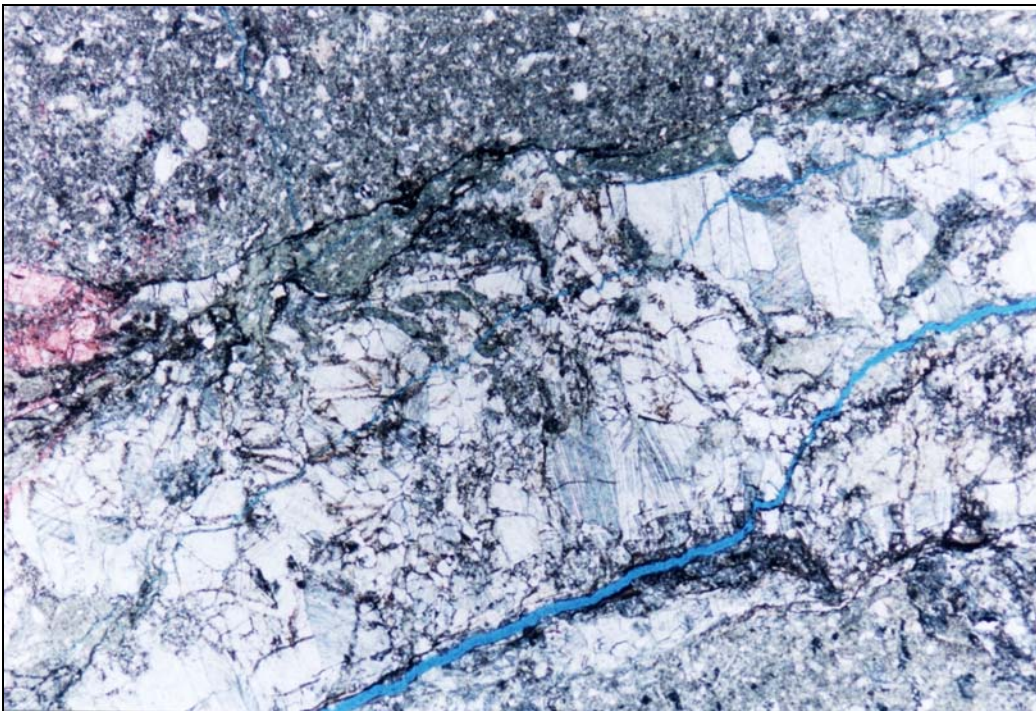


Figura 10. Corte delgado en tobas del Grupo Pre-Cuyo, mostrando el desarrollo de microfisuras abiertas y cementadas por bitumen. Pozo LCh.xp-2.