

NUEVAS TECNOLOGÍAS EN POZOS HORIZONTALES FRACTURADOS EN ZONAS PRÓXIMAS AL CONTACTO DE AGUA EN UN GIGANTE DE GAS FORMACIÓN SIERRAS BLANCAS – YACIMIENTO LOMA LA LATA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Federico Ghiglione¹, Daniel Cabrera², Diana Georgiades¹, José Ranalli¹, Luis Álvarez¹, Daniela Zurita¹,
 Gabriela Calvo¹, Leandro Giannini¹, Mariela Gamboa¹, Carlos Orlandi¹

1: YPF S.A., federico.ghiglione@ypf.com, diana.georgiades@ypf.com, josenorberto.ranalli@ypf.com,
 luis.alvarez@ypf.com, daniela.zurita@ypf.com, gabriela.a.calvo@ypf.com, leandro.giannini@ypf.com,
 mariela.gamboa@ypf.com, carlos.orlandi@ypf.com

2: danielcj2906@gmail.com

Palabras clave: fractura, pozo horizontal, contacto de agua, borde de yacimiento, tecnología de fractura, factor de recobro, baja permeabilidad, campo de gas, Loma La Lata, Cuenca Neuquina, Sierras Blancas

ABSTRACT

New technologies applied to horizontal wells fractured near gas-water contact in a gas giant. In a mature gas field with recovery factor over 80%, it is a big challenge to find new development opportunities. This is the case of Loma La Lata, a traditional gas field which mainly produces gas and condensate from Sierras Blancas reservoir. With permeabilities between 1 and 50 mD, the central part of the field has been developed since its discovery, with more than 300 wells drilled so far. This development strategy has left to the north-east, the deeper part of the reservoir, a long, slim, undrilled area, probably due to the proximity of the gas-water contact. This two-layered reservoir, with the lower, more depleted layer, containing the mobile water, came to offer a new development opportunity to the team. The pressure estimation per layer and the structural uncertainty in an undrilled zone were the main issues that had to be overcome. The use of mud logging and LWD allowed the team to adjust the landing point and navigation of the horizontal well within the thin upper layer. It was a fact that contacting the lower layer would have led to very low productivities, due to low pressure or to water break-in. Besides, these reservoirs are generally not productive without some form of mechanical stimulation, so the completion and stimulation design were fundamental for the project success. New fracturing technologies that allowed to make numerous small hydraulic fractures controlling the height growth in order not to contact the lower layer, seemed to be a good alternative to achieve better productivity. The use of gas, oil and water tracers appeared to be of great help to identify the frac ports that make the highest gas or water contributions. This information can be used later on to schedule a workover to shut certain ports. With only one well drilled so far, the successful navigation and completion operations together with the good productivity results, which were higher than expected, show that boundary reservoir development with horizontal wells seems to be promising.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Loma La Lata está ubicado en el centro de la Cuenca Neuquina, 100 km al noroeste de la ciudad de Neuquén, capital de la provincia homónima (Figura 1). Su mineralización se emplaza en el flanco nororiental de un gran anticlinal de forma cómica, con un buzamiento menor a 4° en dirección noreste. Fue descubierto en el año 1977 con el pozo LLL.x-1 (13/05/1977), cuyo objetivo fue Sierras Blancas (Figura 2), formación de la cual finalizó productivo. A partir de septiembre de 1977 se inició el desarrollo del yacimiento, que continúa hasta la actualidad.

Con un volumen original de gas en sitio (GOIS) de 292×10^9 m³, es el mayor yacimiento de gas y condensado descubierto en Argentina. Sus productos primarios son gas, condensado y petróleo provenientes de tres reservorios (F. Sierras Blancas, F. Quintuco y F. Lotena). Durante más de veinte años, en las últimas dos décadas del Siglo XX y principios del XXI, Loma La Lata aportó en promedio el 25 % del consumo de gas natural de la Argentina (Hechem 2011).

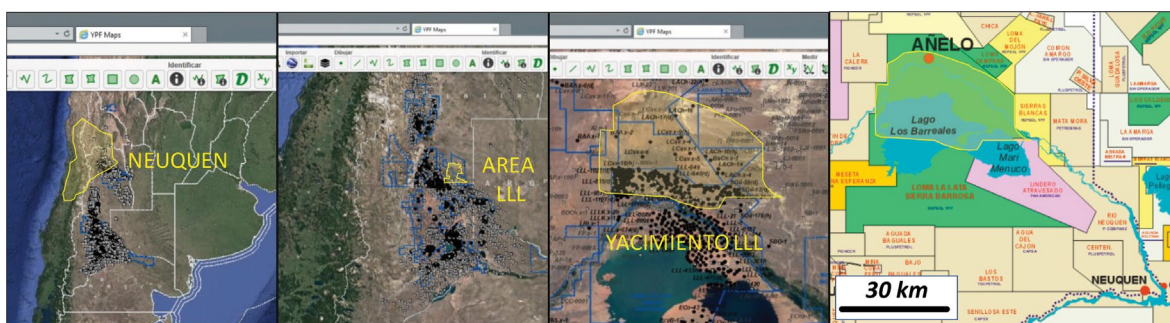


Figura 1. Ubicación del yacimiento Loma La Lata en la provincia de Neuquén

El reservorio principal del campo son las facies eólicas de la Formación Sierras Blancas. Su profundidad vertical promedio es de 3,000 m, con una presión de poro original de 320 kg/cm² y temperatura de fondo de 115°C. Cuenta con más de 300 pozos perforados, productores de gas y condensado. A abril de 2018 la acumulada de gas alcanza $205,650 \times 10^6$ m³. El factor de recuperación actual es cercano al 70%.

El desarrollo inicial de la Formación Sierras Blancas ocurrió en la zona donde se concentran los mayores espesores de reservorio permeable, superando los 80 metros, con permeabilidades por encima de 10 mD y altas productividades de pozo (caudales iniciales superiores a 500,000 m³/d y acumuladas por encima de los $1,500 \times 10^6$ m³ de gas y 120×10^3 m³ de condensado). El distanciamiento promedio entre sondeos en esa zona es de 1000 metros. En la última década los proyectos migraron hacia áreas del yacimiento con menores permeabilidades y espesores, las que todavía preservan presión y energía suficientes para mantener la comercialidad del desarrollo. En particular se destaca el área sudeste, que en función de sus propiedades se está completando con un distanciamiento de 500 m entre pozos (Figura 2).

El proyecto de desarrollo de la denominada zona de borde se origina en la integración del modelo geológico conceptual, la evolución dinámica del yacimiento y el uso de nuevas tecnologías de fractura, que permiten extender la explotación a zonas que antes habían sido relegadas debido al riesgo que conllevan.

El desafío consiste en completar pozos horizontales con fracturas hidráulicas entre 20 y 40 m por encima del contacto gas-agua. Este trabajo expone la estrategia de emplazamiento de un pozo en esta zona de borde, las técnicas de estimulación utilizadas y una evaluación temprana de su productividad mediante el uso de trazadores químicos. Los resultados en producción son comparados con otros pozos del campo, situados en posiciones similares, pero con diferentes estrategias de terminación.

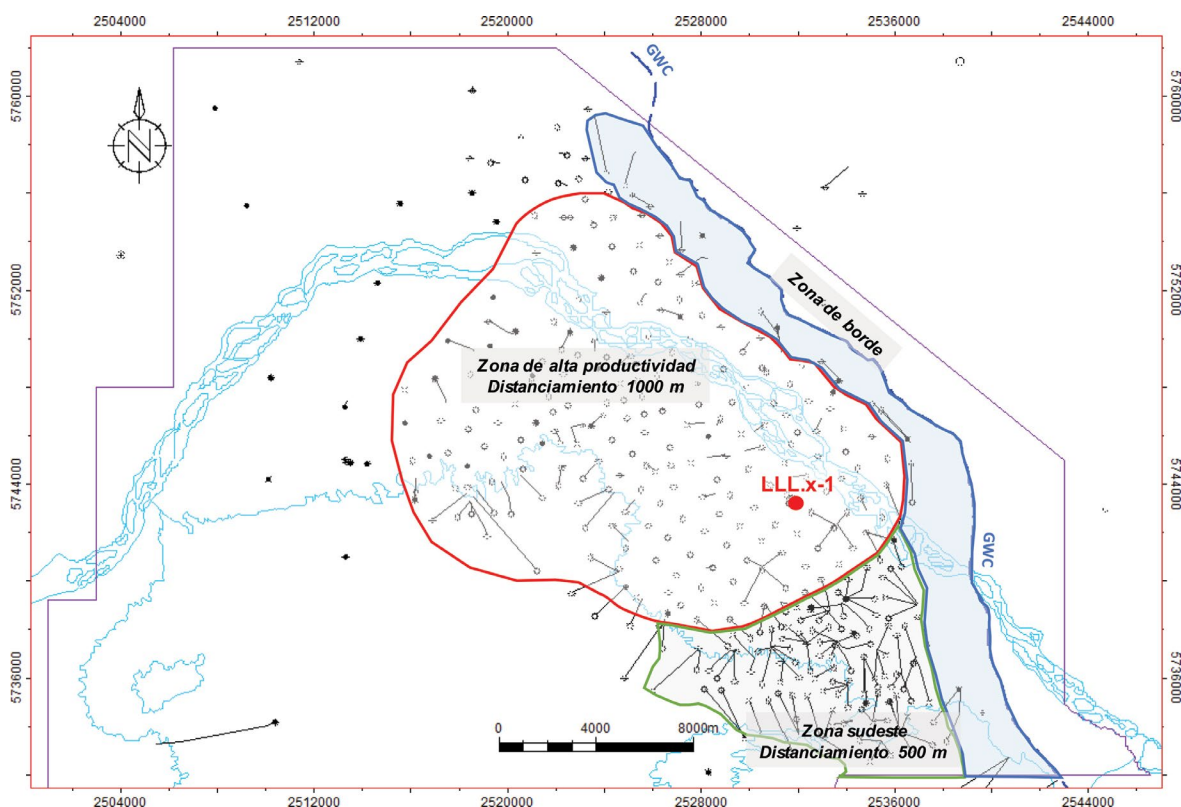


Figura 2. Mapa base con la ubicación del pozo descubridor LLL.x-1, zona de alta productividad, zona sudeste y zona de borde, objeto de este proyecto

MARCO GEOLÓGICO

El yacimiento Loma La Lata se ubica en el centro de la Cuenca Neuquina en el sector denominado engolfamiento (Figura 3 A). La columna sedimentaria supera los 4000 metros de espesor desde la Formación Los Molles hasta el Grupo Neuquén, aflorante en el área.

La unidad objetivo de este trabajo es la Formación Tordillo, su posición estratigráfica en la columna se destaca en la Figura 3 B). Su edad es Kimmeridgiana. Está dominada en superficie y subsuelo por dos juegos de facies principales de origen continental: las arenosas de ambientes eólicos y las facies gruesas conglomerádicas de acumulaciones en sistemas fluviales y aluviales. Las primeras adquieren su mayor desarrollo en el centro de cuenca (Maretto *et al.* 2002).

En Loma La Lata, la F. Tordillo está depositada en discordancia sobre el Grupo Lotena (Discordancia Intramálmica), bien sobre las evaporitas de la F. Auquilco o sobre los carbonatos y pelitas de la F. Barda Negra. Sobrepasando los límites de depositación de Auquilco y Barda Negra apoya en discordancia sobre facies clásticas de la F. Lotena. Es reconocida en subsuelo con los nombres Catriel y Sierras Blancas, ambos con el título de Formación (Digregorio 1972). El primero es la denominación utilizada para describir areniscas de pobre calidad como reservorio, frecuentemente referidas como facies impermeables o sello. En tanto la nomenclatura de F. Sierras Blancas hace referencia o se correlaciona a las facies permeables, productivas de hidrocarburos en diversas áreas de la cuenca. El espesor total de la unidad varía entre 140 y 280 metros en la zona. En cuanto a su composición, las areniscas de la F. Tordillo en Loma La Lata han sido clasificadas como arcosas líticas y litarenitas feldespáticas (Folk 1974).

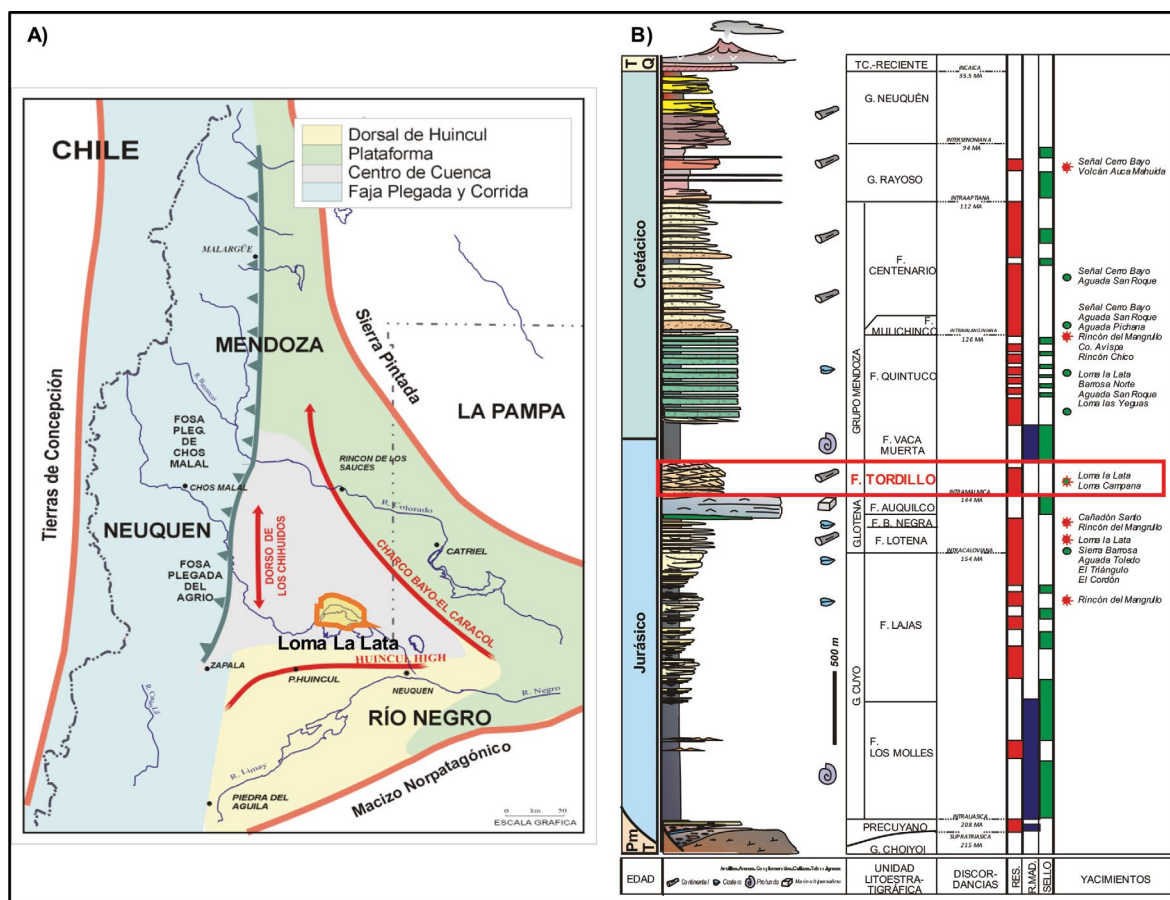


Figura 3. A) Ubicación del yacimiento en el contexto de la Cuenca Neuquina; B) Columna estratigráfica del área de engolfamiento destacando la posición de la Formación Tordillo

En la región del engolfamiento participan dos sistemas petroleros: Vaca Muerta-Tordillo/Sierras Blancas/Quintuco y Los Molles-Lajas/Lotena/Sierras Blancas (Hechem 2011). La acumulación de hidrocarburos está emplazada en los flancos norte y este de un gran anticlinal de forma cómica, cuyo ápice se encuentra en la zona de Sauzal Bonito. La trampa es de tipo combinada estructural-estratigráfica (Figura 4).

Veiga *et al.* (2001) realizaron un modelado bidimensional para caracterizar la generación y migración de hidrocarburos en Loma La Lata, concluyendo que la carga en Loma La Lata ocurrió en una paleoestructura, en un antiguo anticlinal paralelo al tren estructural de la Dorsal de Huincul (Maretto y Pángaro 2005). El resultado de los estudios también sugiere que la principal acumulación proviene de Vaca Muerta, y en menor medida de una migración inicial temprana de Los Molles a través de fallas profundas.

Los límites del yacimiento se encuentran bien definidos (Hechem 2011). Pueden resumirse en función de la orientación en dos grupos: hacia el noreste y este está limitado por el contacto de fluidos gas-agua, en tanto que al noroeste, oeste y sur corresponde a una pérdida del espesor de reservorio permeable debido mayormente a una diagénesis severa y extendida y en menor medida a un cambio de facies asociado a un pinchout estratigráfico (Figura 4).

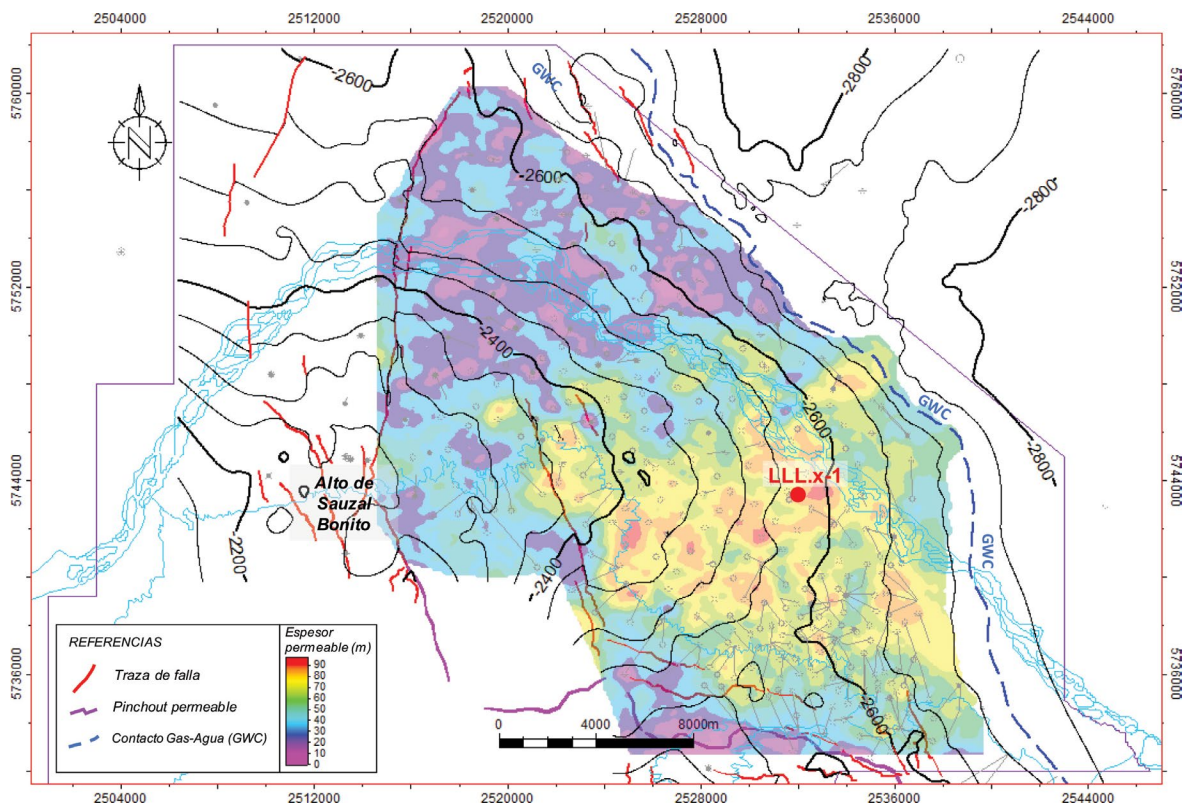


Figura 4. Mapa estructural al tope del reservorio Sierras Blancas con mapa de espesor permeable y contacto gas-agua, indicando los límites de la acumulación, se muestra la posición del alto de sauzal bonito

MODELO GEOLÓGICO CONCEPTUAL

Consideraciones generales

A partir de la coloración de los recortes de perforación y datos de corona de los primeros pozos, tradicionalmente se subdividió a la F. Sierras Blancas en dos miembros: Mb. Rojo en el tramo inferior y el Mb. Verde en el superior. El Mb. Verde está dominado por areniscas eólicas (Muñoz *et al.* 1984) y es el principal intervalo productivo, sobre el que se centra este estudio (Figura 5).

Desde el punto de vista estratigráfico Maretto y De Vera (2002) describen al menos 2 secuencias mayores dentro de Sierras Blancas. La secuencia inferior involucra al Mb. Rojo y la parte basal del Mb. Verde, con dos subunidades: una fluvial a la base y un sistema de dunas de tipo barjanoide hacia el techo. La secuencia superior incluye al Miembro Verde y también a la F. Catriel, con presencia de mantos de areniscas intercalados con niveles de dunas e interdunas húmedas. A partir de datos dipmeter se ha determinado una dirección general de transporte de SSO a NNE.

El reservorio del Mb. Verde de la F. Sierras Blancas se subdivide en las capas 2, 3 y 4. Esta separación surgió en forma arbitraria para proporcionar unidades de espesor adecuadas para un modelo de simulación, basada en registros eléctricos. Esta subdivisión está en consonancia con las principales unidades de flujo a nivel yacimiento, según lo corroboran los datos de presión. El Mb. Rojo tradicionalmente se ha propuesto equivalente a la capa 5 de Sierras Blancas (Figura 5).

Las últimas revisiones sugieren que las geometrías y arquitecturas depositacionales ejercen un control en mayor o menor medida sobre la distribución de fluidos y con mayor certeza sobre las unidades en conectividad hidráulica. Las barreras de permeabilidad y variaciones petrofísicas, en sentido lateral y vertical están asociadas a las geometrías y superficies limitantes del sistema eólico. Este desmejoramiento de la calidad de roca podría resultar en algunas barreras de transmisibilidad, las que llegarían a ser verdaderos sellos en algunos casos dependiendo de su jerarquía y extensión (Zavala *et al.* 2005, Maretto y Zavala 2005).

Estas discontinuidades estratigráficas, como fueron denominadas (Maretto y Lara 2002), han sido identificadas desde los comienzos del desarrollo. Sin embargo, es a partir de los registros de ensayos de formación y de la información sísmica que ha sido posible su mapeo a la escala de los proyectos de desarrollo.

Correlación e interpretación sismoestratigráfica

Dentro del Mb. Verde, la correlación litofacial presenta dificultades para su división interna en perfiles eléctricos, ya que respuestas similares pueden obtenerse de una variedad de condiciones (Maretto *et al.* 2002). En este aspecto adquiere valor la integración de la interpretación sísmica y

las mediciones de ensayos de formación (pruebas de presión con cable).

Desde el punto de vista sismoestratigráfico se reconocen dentro de la F. Sierras Blancas 5 superficies principales incluyendo el techo de la formación, límite con la F. Catriel. Se han mapeado dos discontinuidades intraformacionales (tope Mb. Rojo y tope capa 4). Dentro del Mb. Verde también existe una separación entre las capas 2 y 3, que tiene expresión sísmica y corrobora efectos de límite de presión en la mayor parte del yacimiento (Figura 5).

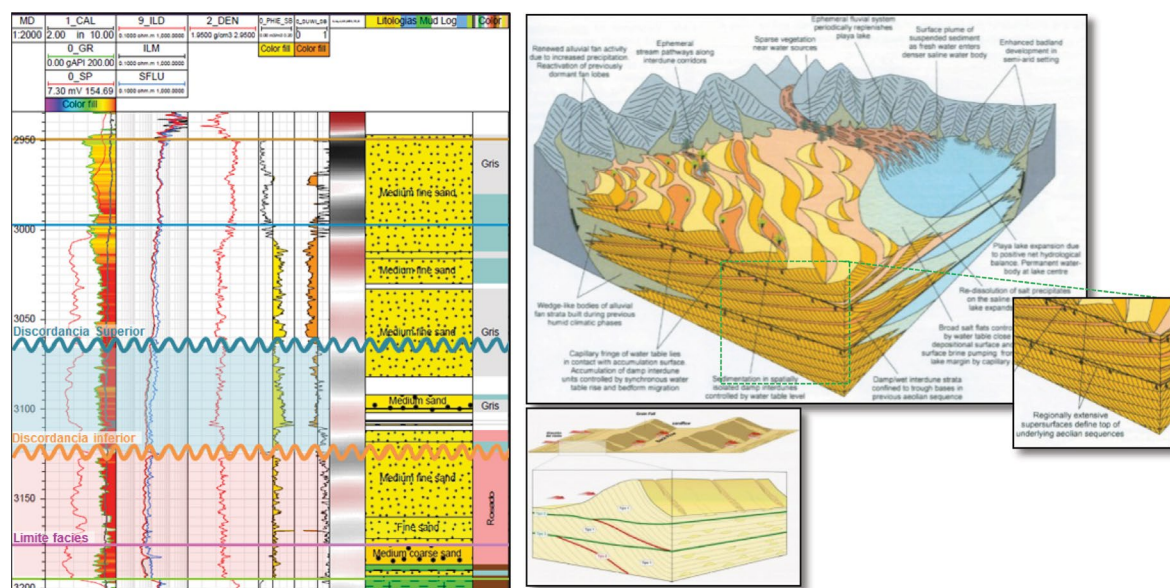


Figura 5. Superficies y discontinuidades dentro de la F. Sierras Blancas, con expresión en sísmica y pozos con referencias al modelo de facies (Mountney 2006)

El marco teórico de la interpretación secuencial está representado por la secuencia eólica básica definida por Zavala y Freije (2001). Parte del contexto teórico de los modelos de distribución de facies y arquitectura eólica aplicados en este trabajo pueden encontrarse entre las definiciones de Mountney (2006).

El reconocimiento y mapeo de características estratigráficas, no atribuibles a fallas, se basó en la interpretación de los atributos de la Descomposición Espectral de Alta Resolución (HDFD), junto con otros atributos tales como coherencia y un volumen híbrido de clasificación de facies sísmicas.

El grado de compartimentalización, propiedades del reservorio (porosidad, permeabilidad, presión de poro) y la distribución de fluidos se pueden correlacionar con cambios en facies sísmicas, por la presencia de discontinuidades de distintos tipos y órdenes de magnitud, dentro de la unidad Sierras Blancas. Estos límites fueron reconocidos a partir de los cambios en el contenido de frecuencias y geometrías mostradas por la Descomposición Espectral (HDFD), y en la asociación de los mismos con las terminaciones y relaciones espaciales de reflectores de la

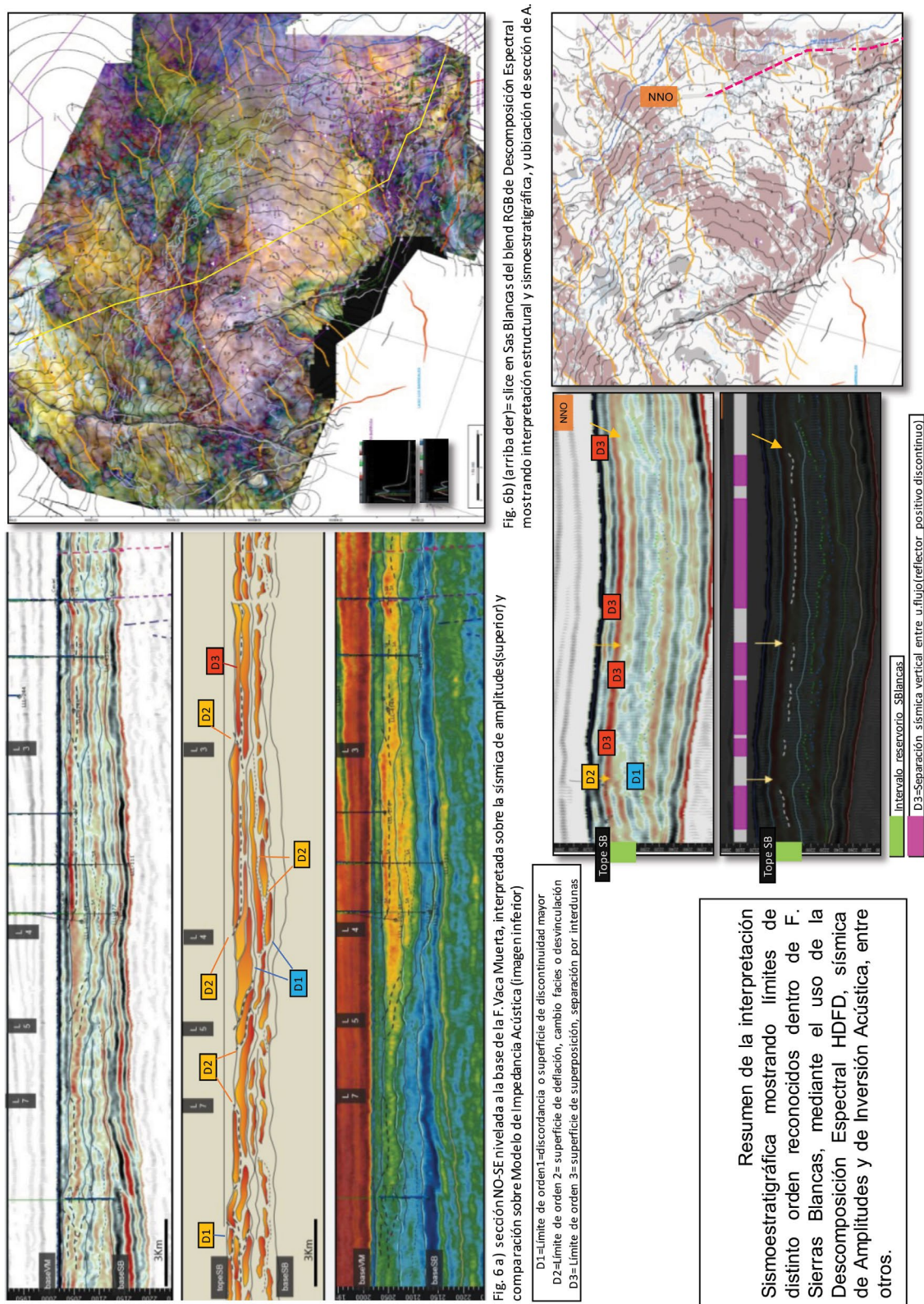


Figura 6. Resumen de la interpretación sísmoestratigráfica

interpretación sísmica de amplitudes. Se realizó también una comparación y correlación utilizando un volumen de inversión de impedancia acústica de onda P, que presenta excelente correlación con la porosidad del reservorio (Figura 6).

Los límites pueden tener diferentes interpretaciones según el sector abordado, pero mayormente se asocian a discontinuidades entre cuerpos o desvinculaciones (por presencia de superficies eólicas de mayor orden y extensión), cambios de facies (presencia relativa de interdunas o *sandsheets*), variaciones de propiedades petrofísicas o la combinación de las anteriores (Figura 6).

Los markers sísmicos mapeados como límites de primer orden constituyen un sello efectivo que puede separar diferentes fluidos originalmente en equilibrio, y representan discordancias.

Los límites interpretados de segundo orden se asocian a discontinuidades o desvinculaciones entre cuerpos de reflectores y representan superficies cronoestratigráficas, superficies de deflación mayores o bien cambios de facies importantes.

Los límites de tercer orden son pérdidas de continuidad lateral en el límite de la resolución, y que se traducen en la presencia o no de separaciones sísmicas verticales entre cuerpos de reflectores correspondientes a las dos unidades de flujo principales (capas 2 y 3). Se interpretan como relictos de interdunas o cementación a lo largo de superficies eólicas de deflación menores o de superposición.

La existencia de estas desvinculaciones y cambios de facies-petrofísicos ha sido documentada en los pozos y en la nueva interpretación sísmica convencional. Es posible reconocer barreras verticales entre las dos unidades de flujo principales, mapeadas como un límite de tercer orden entre las capas 2 y 3, por contrastes de impedancia sísmica y geología en los pozos. Las mismas no siempre muestran continuidad lateral. Los espesores que se disgregan son cercanos al límite de la resolución sísmica.

La presencia de las discontinuidades estratigráficas intratordillo afecta la distribución de fluidos y la evolución dinámica del yacimiento. Esta idea ha motivado la búsqueda de zonas de alta presión en un yacimiento maduro como Loma La Lata.

Características del reservorio

Las facies eólicas sufrieron profundos cambios diagenéticos. El contenido de arcillas en el Mb. Verde es bajo (menor al 10%), prácticamente en su totalidad de origen autigénico (Maretto *et al.* 2002). Composicionalmente corresponden a cloritas e illitas. El volumen de finos a partir de perfiles eléctricos utiliza un modelo de GR lineal, con ajuste de la línea base de arena limpia y una diferencia constante con el 100% shale.

Los rangos de porosidad típicos del reservorio varían entre 6% y 16%, con amplios rangos de permeabilidad (0.01 mD a 50 mD, Figura 7). El espesor de reservorio neto puede estimarse a partir de un 8% de porosidad efectiva, valor por sobre el cual se ha comprobado productividad en todo

el yacimiento. A nivel de perfiles eléctricos la porosidad efectiva típicamente se calcula a partir de los registros de densidad y acústicos.

En la zona de emplazamiento del pozo de borde se estima por datos de sondeos vecinos un rango de porosidad entre 6 y 12%, que se corresponde con un rango de permeabilidades estimado entre 0.01 y 0.5 mD (Figura 7).

En la estimación de saturación de agua por perfiles eléctricos se ha optado por la ecuación de Indonesia. Un valor de saturación de agua menor al 60% resulta adecuado para definir el espesor de *net pay*.

Las variaciones de permeabilidad y límites de las unidades de flujo, explicados a partir del modelo geológico conceptual, presuponen la existencia de heterogeneidades en el drenaje del reservorio del Mb. Verde, aún en un yacimiento maduro como Loma La Lata, con un alto factor de recuperación actual. Bajo estas premisas fue posible definir en el área de borde un contraste de presión entre las capas 2 y 3, donde se visualiza una oportunidad en la unidad superior, producto de un drenaje poco eficiente. Esta zona también ha sido relegada por estar en una posición del yacimiento con un alto riesgo por las cercanías al contacto de agua.

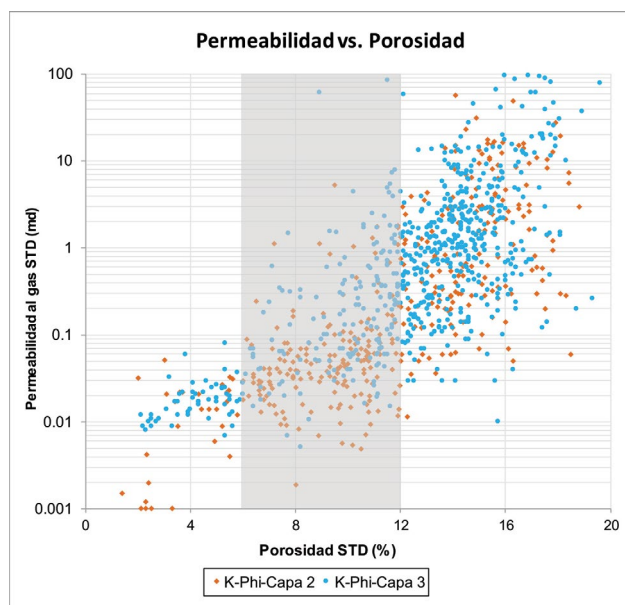


Figura 7. Gráfico K-Phi con datos de corona de las capas 2 y 3, el sombreado indica los rangos de porosidad esperados en la zona de ubicación del pozo de borde

El impacto sobre el drenaje y efecto de sello de presión de la superficie limitante entre capas 2 y 3 es reconocido en la mayor parte del campo y se verifica mediante los perfiles de ensayos de formación (Figura 8).

Una característica reconocida en reservorios análogos de origen eólico es el importante control de la

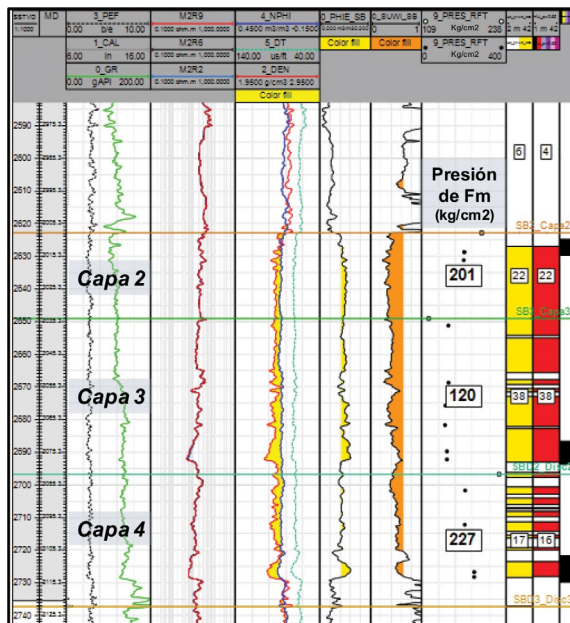


Figura 8. Ejemplo de un pozo próximo a la zona de borde que verifica el efecto sello de la superficie limitante entre las capas 2 y 3

laminación interna como fuente de heterogeneidad, generando alto contraste entre la permeabilidad horizontal y la vertical (Figura 9). En el caso de perforaciones inclinadas u horizontales, completadas a pozo abierto o punzado, la orientación óptima que maximiza la productividad es aquella que coincide con la máxima inclinación de las capas frontales de la estratificación. Es decir, paralela a la dirección de los paleovientos (Mijnssen y Maskall 1994, Guyatt y Allen 1996). Este mismo rasgo explica el impacto positivo de las fracturas en pozos horizontales al incrementar el área de contacto con el reservorio.

Las fracturas en pozos horizontales también incrementan el reservorio contactado al superar el efecto de sello de las superficies limitantes (aporte de varios cuerpos y/o secuencias). En estos casos es crítica la orientación (azimut) del pozo respecto a los esfuerzos regionales.

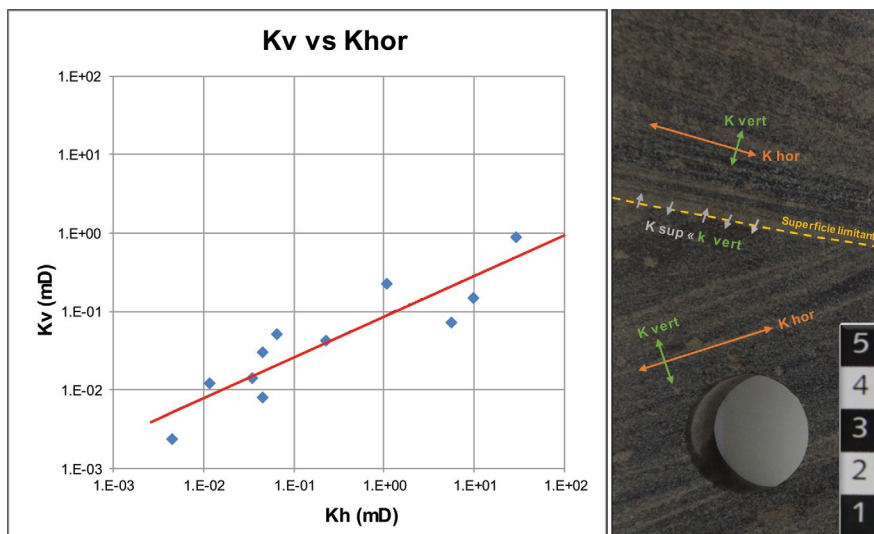


Figura 9. Relación entre permeabilidad vertical y horizontal (izquierda), ejemplo conceptual sobre arenisca con estratificación entrecruzada, muestra de corona de Sierras Blancas (derecha), escala en centímetros

En la zona de emplazamiento del pozo de borde, se ha estimado la presencia de un contacto gas-agua en la cota de -2720 mnm. La producción, ensayos y cortes de agua de pozos vecinos verifican estos límites.

Producto de la heterogeneidad del reservorio dentro de las capas 2 y 3 de Sierras Blancas, existen distintas alturas de transición dentro del yacimiento, partiendo del contacto en -2720 mnm. Las variaciones de saturación en función de la altura sobre el contacto para las diferentes calidades de reservorio definen el alto de las zonas de transición en las capas 2 y 3 (Harrison y Jing 2001, Johnson 1987, Cuddy 1993). Hacia el sur de la zona de estudio se incrementa el espesor de la zona de transición.

METODOLOGÍA

Estimación de presión de reservorio

Una de las mayores incertidumbres para la perforación del pozo de borde es la presión que se espera encontrar en las capas 2 y 3. Si bien, los pozos en producción cercanos se han completado en capa 3, los antecedentes de medidas de presión muestran que la capa 2 también tenía cierto grado de drenaje cuando se perforaron los últimos pozos de la zona.

Se presupone que la presión de reservorio no va a ser homogénea en toda el área entre la última línea de pozos y el contacto, pero para avanzar con el proyecto era necesario estimar un rango de esta variable. Dado que un modelo dinámico no tiene buena resolución en el área de borde del yacimiento, se optó por un balance de materia de la zona. El balance de materia se realizó sobre un polígono más grande que la zona de interés, de modo de poder incluir pozos con historia de presiones y producción.

Como dato de entrada se utilizó el gas original en sitio (GOIS) de capa 2 y capa 3 calculado

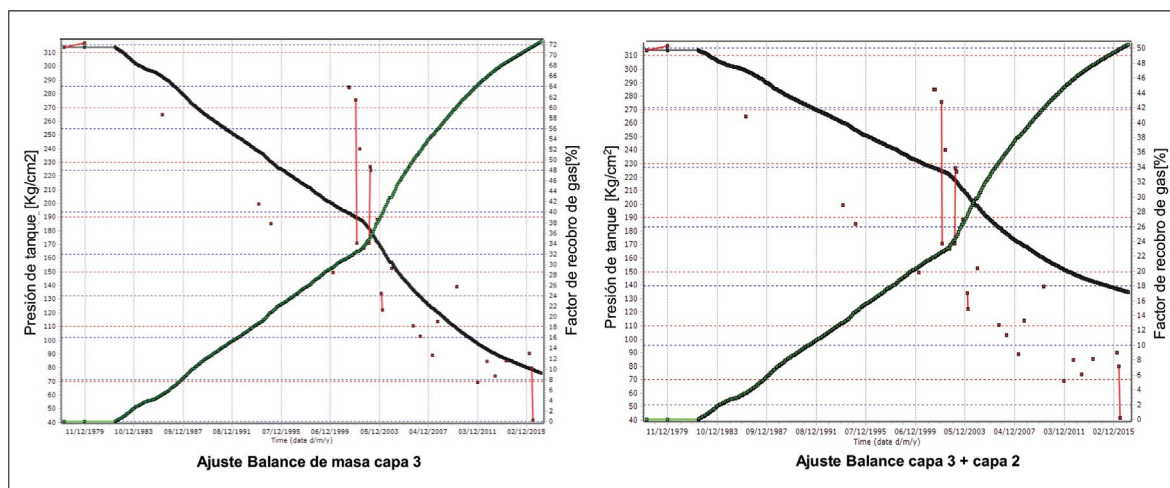


Figura 10. Casos de balance de materia

sobre el polígono a partir del modelo estático. Se cargó la historia de producción y presiones y se realizaron dos ejercicios de ajuste: considerando únicamente el volumen de capa 3 y el de capa 3+ capa 2.

Considerando la hipótesis de un reservorio homogéneo con plena conexión hidráulica, la presión del reservorio será uniforme e igual a la medida y modelada con el balance del caso 1. En cambio, si se considera la hipótesis de un reservorio con conexión hidráulica parcial, se espera una presión variable a lo largo del área de interés. La mínima presión esperada es la medida en la última línea de pozos, y la máxima sería la modelada en el caso 2, que considera que tanto la capa 2 como la 3 fueron drenadas por igual. En este caso, las mediciones de presión realizadas no son representativas de todo el reservorio modelado debido a la limitada conexión hidráulica que se presupone, y esto queda reflejado en el desajuste del balance. La situación real se encontraría entre estos dos casos puesto que ni la conexión hidráulica es plena, ni las dos capas han aportado por igual, lo cual se pone en evidencia en el RFT mostrado en el apartado anterior.

Posicionamiento del pozo horizontal

Explicado el modelo conceptual, fundamental para el inicio del proyecto en la zona de borde, en la definición de la ubicación del pozo LLL-A se tuvieron en cuenta los siguientes elementos (Figura 11):

- Seleccionar una ubicación representativa del proyecto, que en caso de obtener buenos resultados permita ampliar el desarrollo.
- Situar en una posición con una incertidumbre estructural y de parámetros de reservorio media a baja, reconociendo como principales fuentes de incertidumbre la presión de reservorio y la posición del contacto gas-agua.
- Conociendo la incertidumbre existente en el contacto y evaluando registros y resultados de pozos vecinos se definió un rango de navegación de entre 20 y 40 m sobre el nivel esperado.
- El pozo navegará en la capa 2, donde el modelo estático, análisis volumétrico y balance de materiales sugiere una mayor presión de reservorio en relación con la capa 3.
- Para disminuir la incertidumbre estructural in situ se contará con control geológico a partir de la fase intermedia y perfilaje *Logging While Drilling* (LWD) durante la fase de aterrizaje, para verificar la posición del tope del reservorio y garantizar el correcto posicionamiento del tramo horizontal.
- En función de las condiciones mecánicas del reservorio y formaciones en contacto la mejor opción para navegar es dentro de la capa 2 es en la base del tercio superior, esto es 10 m por debajo del tope y 20 m por sobre la superficie que podría contener un diferencial de presión con capa 3 por debajo.
- La orientación del esfuerzo horizontal máximo en la zona es aproximadamente oeste-este, motivo por el cual el pozo tiene un rumbo aproximado norte-sur.

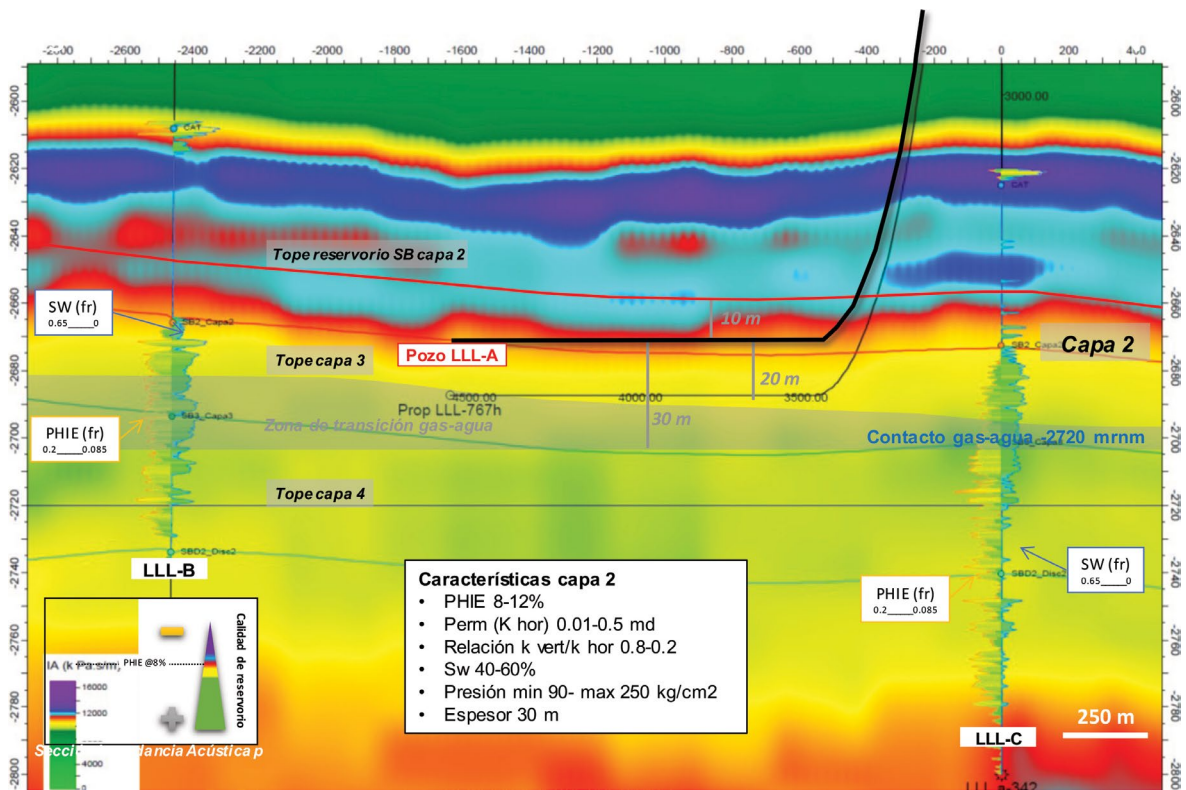


Figura 11. Sección estructural en profundidad resumiendo las condiciones de posicionamiento del pozo horizontal de borde LLL-A

Diseño de pozo y estrategia de terminación

De acuerdo con las experiencias precedentes de la zona, se conocía en pozos verticales y dirigidos, que los resultados de producción no eran buenos. Con espesores útiles de 20 a 30 metros, las fracturas hidráulicas realizadas conectaban rápidamente los niveles con alta saturación de agua, con la consiguiente baja producción de gas con altos caudales de agua. Para el caso de pozos horizontales, los mismos se terminaban a pozo abierto por el riesgo de contactar el agua y quedaban sin producción o con producciones muy bajas, por lo que el análisis del diseño de la fractura resulta fundamental.

La fractura debería quedar contenida en una capa de 25 m de espesor, la capa 2, limitada hacia arriba por la F. Catriel, roca sello de alta fragilidad, y hacia abajo por otra capa permeable (capa 3), que contiene el contacto de agua. Con el fin de minimizar este riesgo se decidió drenar el área de borde a partir de pozos horizontales fracturados con una tecnología que permitiera:

1. Controlar el alto de fractura (geometría de fractura). Para esto se debe sacrificar el tamaño, lo que implica emplear bajos caudales de bombeo, un fluido especial y una menor cantidad de bolsas. Para compensar este efecto se realizaron mayor número de etapas para obtener una productividad rentable.

2. Controlar el ingreso de agua al pozo en los puertos de fractura como medida de contingencia en caso de que alguna etapa produjera un importante volumen de agua.

En función de estos requerimientos se ajustó un diseño de etapa, consistente en fracturas energizadas con nitrógeno, en las que se emplean en promedio 225 bolsas de agente cerámico 20/40, a un caudal de 15 bpm y con un fluido de alta concentración de reductor de fricción para controlar el alto de fractura (Figura 12).

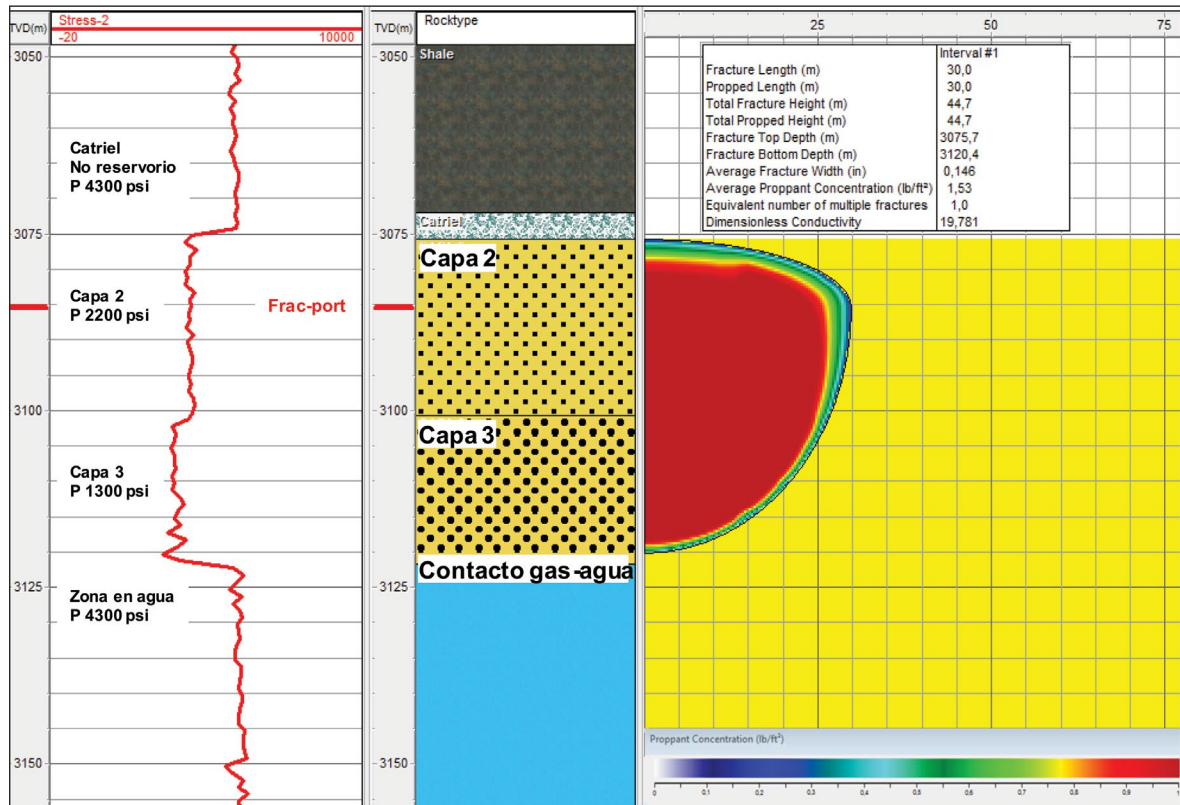


Figura 12. Simulación del diseño de fractura para control de altura y geometría

Como puede apreciarse en la simulación de la fractura, la misma queda confinada en capa 2 y la zona de gas de capa 3 ya que se tienen distintos valores de stress dados principalmente por una mayor presión poral de Catriel y de la zona de agua.

La tecnología elegida para poder combinar estos dos requerimientos consistió en una terminación con sistema de camisas cementadas, de apertura y cierre con coiled tubing y el método de fractura anular (entre coiled *tubing* y *casing*). Este sistema posee varios beneficios, ya que no hay limitación en el número de etapas que se pueden realizar. Con esta herramienta, ante un probable arenamiento por trabajar a bajo caudal, se puede establecer circulación y de esa forma limpiar el pozo para luego pasar a la siguiente etapa, logrando ahorrar tiempos operativos.

La secuencia operativa para la etapa de terminación consistió en:

1. Profundizar el coiled *tubing*, localizar la camisa y posicionar la herramienta.
2. Asentar peso y fijar *packer* en la camisa que se desea abrir.
3. Aplicar presión por el anular *coiled tubing - casing*, cortar los pines y abrir la camisa.
4. Iniciar el tratamiento con un bombeo de HCl al 15% (punta ácida) y fracturar por el espacio anular monitoreando por entre columna la presión de fondo.
5. Al finalizar la fractura se incrementa el caudal por directa del coiled tubing para lavar arena que haya quedado sobre el *packer*.
6. Liberar herramienta, movilizar a la siguiente camisa y repetir la secuencia operativa.

En cada etapa de fractura se bombearon trazadores de agua y gas que permiten determinar el aporte de cada fluido. Para trazar las 20 etapas se utilizaron 20 trazadores de agua, 1 trazador de agua global adicional y 19 trazadores de gas.

RESULTADOS

El posicionamiento de la rama horizontal del pozo fue exitoso, quedando ubicado en un rango estimado entre 5 y 13 metros por debajo del tope del reservorio. De acuerdo con los perfiles registrados todo el tramo horizontal contactó espesor útil.

El pozo horizontal de 1128 metros de rama (profundidad total 4500 metros MD) se completó con un total de 20 camisas, cuyas posiciones fueron definidas a partir del análisis de perfiles eléctricos a pozo abierto. En total se realizaron las 20 etapas de fractura de acuerdo con el diseño simulado y con un distanciamiento promedio de 50 m, variable entre mínimo de 35 m y un máximo de 80 m. Una carta modelo se muestra en la Figura 13, en la que se observa el comportamiento de la presión de fondo a través de la lectura por directa (CT Pressure). Al no observar una disminución de la esta presión durante la fractura, se estima que no modifica su altura inicial al entrar la arena.

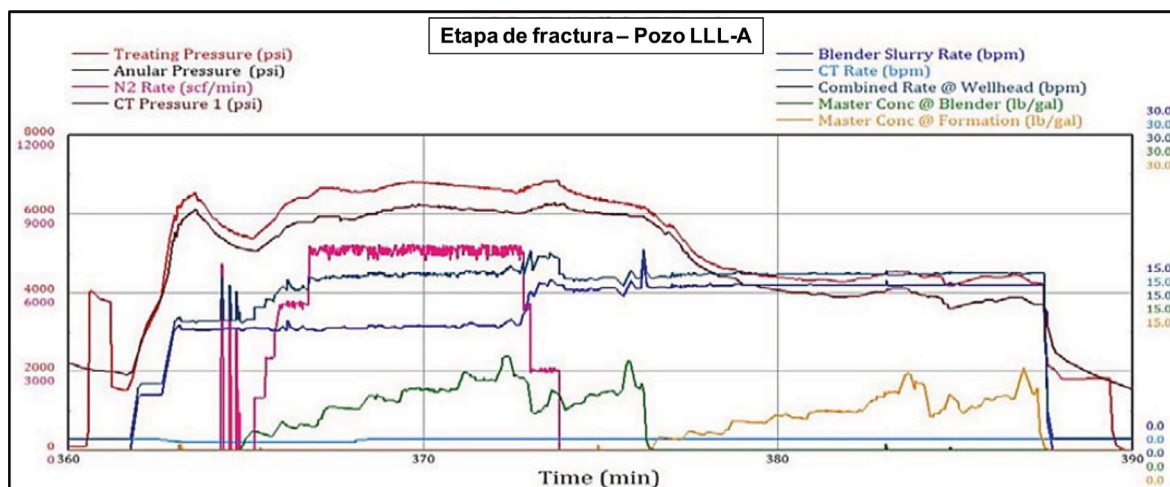


Figura 13. Carta de fractura etapa modelo pozo LLL-A

A continuación, se presentan los resultados obtenidos por los trazadores, tanto de gas como de agua (Figura 14), correspondientes a los primeros 19 días de registro. Como puede observarse en el gráfico, la utilización de trazadores permite reconocer las etapas más productivas y acompañar su tendencia de producción durante el período de tiempo estudiado. Las etapas 9, 10, 11, 12 y 16 representan el 80% de la producción total del pozo, es importante aclarar que en las etapas 11 y 12 se utilizó el mismo trazador para el gas, donde se asume aporte en partes iguales de cada una de ellas.

Puede apreciarse principalmente en las etapas, 9, 10 y 16 que tanto la distribución de gas como de agua no cambia al cambiar el orificio. Para el caso del gas, las etapas 5, 6 y 19 no presentan perfil de producción mientras que para el caso del agua las etapas 10, 16 y 18 son las que presentaron mejor limpieza. La alta dilución del trazador global en agua indica que la mayoría del fluido producido es no trazado, es decir no fue inyectado en fracturas. La toma de muestras se continuó durante los 6 meses siguientes. Las mismas están siendo procesadas en laboratorio, sus resultados permitirán ampliar las conclusiones. Por la tendencia decreciente de las fracturas de mayor aporte y la creciente de las de menor aporte en el tiempo

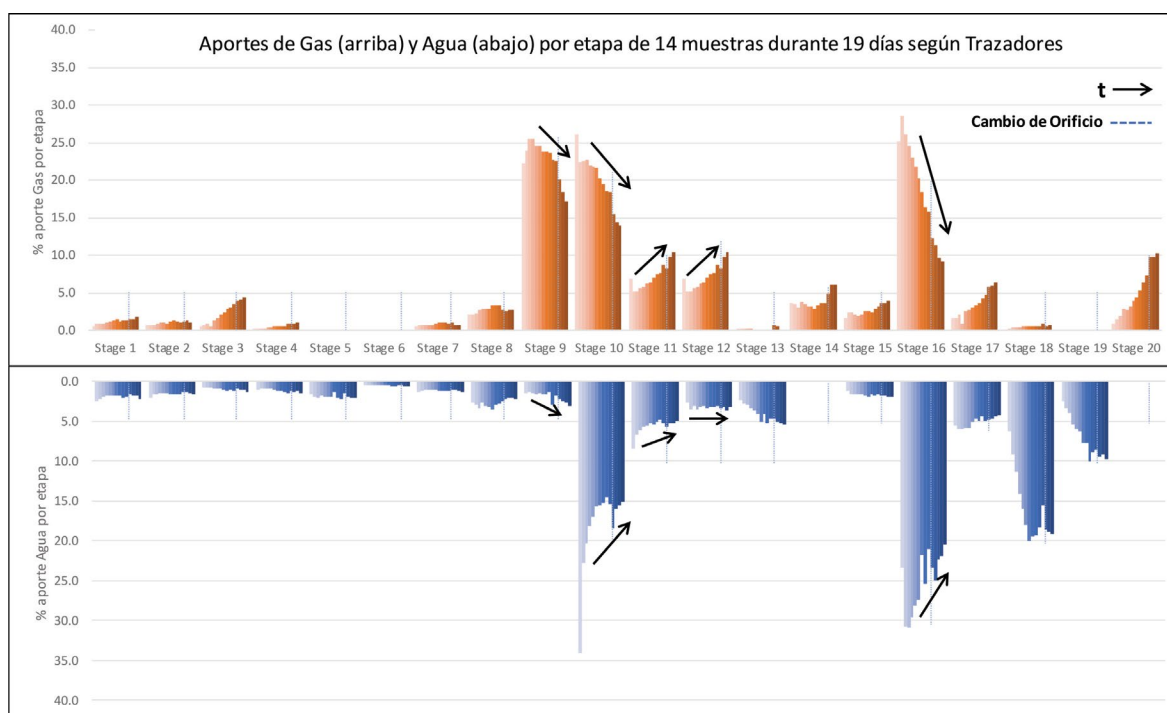


Figura 14. Distribución de producción porcentual de GAS (arriba) y AGUA (abajo) por etapa de fractura

Los resultados en producción del pozo se encuentran por el encima del rango esperado, que fuera estimado a partir de la presión modelada y las propiedades petrofísicas. La presión de reservorio contactada fue de 230 kg/cm². El caudal de enganche superó los 100000 m³/d de gas y

20 m³/d de condensado. Estos resultados se muestran en la Figura 15.

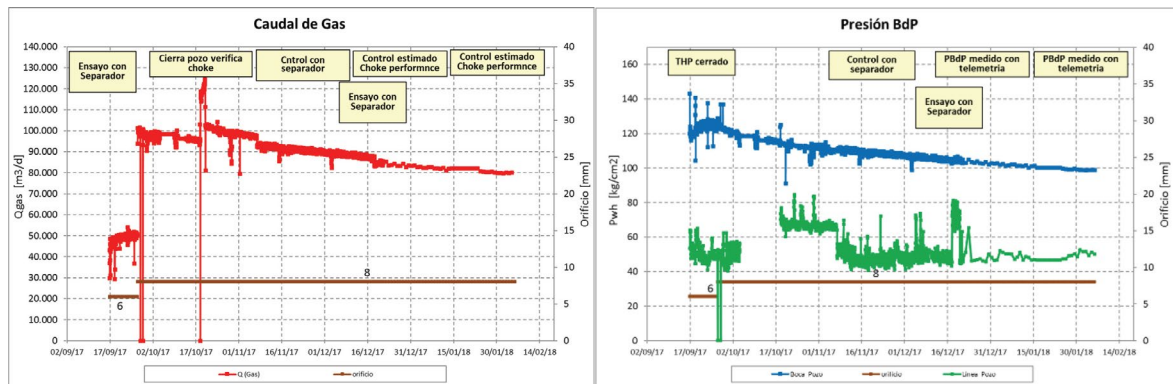


Figura 15. Controles de producción por separador de los primeros 4 meses del pozo

CONCLUSIONES

Los principales aportes de este trabajo se resumen:

- Se comprobaron las hipótesis de heterogeneidad del modelo geológico conceptual, que contemplaba una zona de alta presión dentro de un yacimiento maduro con un factor de recobro del 80%.
- El posicionamiento de la rama horizontal del pozo fue exitoso, comprobando la utilidad de la herramienta LWD para asegurar el aterrizaje dentro del reservorio objetivo, a 30 m sobre el contacto. Los perfiles registrados indican que todo el tramo horizontal contactó espesor útil.
- La tecnología seleccionada para la terminación del pozo demostró ser adecuada para fracturar y poner en producción el pozo minimizando el riesgo de empaquetar por debajo del contacto gas-agua.
- El control del crecimiento de la fractura se logró a partir del bombeo a bajo caudal de un fluido de alta concentración de reductor de fricción y un promedio de 225 bolsas de agente cerámico 20/40 por etapa. Esta situación fue corroborada por la lectura de la presión de fondo a través de la directa del Coiled Tubing, durante el desarrollo de cada fractura.
- El uso de trazadores permitió identificar que el 80% de la producción del pozo lo aportan las etapas 9, 10, 11, 12 y 16 y que las etapas 5, 6 y 19 no presentan perfil de producción de gas.
- Los resultados de producción del pozo (caudal de enganche de 100000 m³/d de gas y 20 m³/d de condensado) abren una nueva zona a desarrollar en el área de borde dentro de un campo maduro como Loma La Lata.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Raúl Comeron y Federico Wagner por sus aportes técnicos y

discusión sobre el trabajo, a Emilio Orte por su colaboración con la gestión de los trazadores, al gerente regional por facilitar la perforación del este pozo y al resto de las especialidades (desarrollo operaciones, perforación, workover, estimulación y producción) por su activa participación para la ejecución de este proyecto.

El agradecimiento a YPF S.A. por autorizar la publicación.

REFERENCIAS CITADAS

- Digregorio, J.H., 1972, "Neuquén", en Leanza, A.F. (Ed.), Primer Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Córdoba, p. 439-505.
- Clayton, F.M. y N.C. Gordon, 1990, "The Leman F and G Development: Obtaining Commercial Production Rates From a Tight Gas Reservoir", Society of Petroleum Engineers, SPE 20993.
- Cuddy, S., A. Gareth y R. Steele, 1993, "A simple, convincing model for calculating water saturations in southern North Sea gas fields", SPWLA 34th Annual Logging Symposium, June 13-16.
- Folk, R.L, 1974, "Petrology of Sedimentary Rocks", Hemphill Publishing Co., Austin, 170 p.
- Guyatt, R.C.P. y J.P. Allen, 1996, "Application of Horizontal Wells to a Tight-Gas Sandstone Reservoir: A Case History", Society of Petroleum Engineers, Gas Technology Symposium, Calgary, April 28-May 1.
- Harrison, B. y X.D. Jing, 2001, "Saturation Height Methods and Their Impact on Volumetric Hydrocarbon in Place Estimates", Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October, SPE 71326.
- Hechem, J.J., 2011, "Yacimiento Loma La Lata", en Leanza, H.A., C. Arregui, O. Carbone, J.C. Danieli y J. M. Vallés (Eds.): Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, p. 669-676.
- Johnson, A., 1987, "Permeability averaged capillary data: a supplement to log analysis in field studies", SPWLA 28th Annual Logging Symposium, June 29-July 2.
- Maretto, H. y H. De Vera, 2002, "Bitumen y comportamiento de pozos en el yacimiento Loma La Lata: sumario y análisis de nueva información", Boletín de Informaciones Petroleras, Año XVIII, N°69, p. 26-38.
- Maretto, H. y M.E. Lara, 2002, "Discontinuidades estratigráficas, distribución de fluidos y calidad de reservorio: un ejemplo de la Fm. Tordillo en Loma La Lata", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Maretto, H. y F. Pángaro, 2005, "Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del enfamamiento de la cuenca neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la Fm. Quintuco", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Maretto, H. y C. Zavala, 2005, "Modelado de reservorios: los afloramientos como modelo base a usar en el subsuelo, ejemplo de sedimentos eólicos de la Fm. Tordillo", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.

- Maretto, H., O. Carbone, C. Gazzera y M. Schiuma, 2002, "Los reservorios de la Formación Tordillo. Yacimiento Loma La Lata", en Schiuma, M., G. Hinterwimer y G. Vergani (Eds.): Simposio rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 340-348.
- Mijnssen, F.C.J. y R.C. Maskall, 1994, "The Leman Field: Hunting for the Remaining Gas", Society of Petroleum Engineers, SPE 2880.
- Mountney, N.P., 2006, "Aeolian Facies Models", en Posamentier, H. y R.G. Walker (Eds.): Facies Models Revisited, SPEM Mem., N° 84, p. 19-83.
- Muñoz, M., M. Giusiano, A. Conti Persino, 1984, "El origen eólico de la Formación Tordillo (Miembro Verde), en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén", IX Congreso Geológico Argentino, Actas V, p. 315-323.
- Veiga, R., H. Verzi, y H. Maretto, 2001, "Modelado bidimensional en el ámbito central de la cuenca Neuquina (Argentina)", Boletín de Informaciones Petroleras (BIP), Tercera Época, N° 18 (67), p. 50-63, Buenos Aires.
- Zavala, C. y H. Freije, 2001, "On the understanding of aeolian sequence stratigraphy: an example from Miocene - Pliocene deposits in Patagonia, Argentina", Rivista Italiana di Paleontologia e Stratigrafia, N° 107 (2), p. 251-264, Milán, Italia.
- Zavala, C., H. Maretto y M. Di Meglio, 2005, "Hierarchy of bounding surfaces in aeolian sandstones of the Jurassic Tordillo Formation (Neuquén Basin, Argentina)", Geológica Acta: An international Earth Science Journal, N° 3 (2), 2005, p. 133-145, Universitat de Barcelona, Barcelona, España.