

TRAMPA CON COMPONENTE ESTRATIGRAFICO EN LA FORMACION VIVIAN: UN NUEVO “PLAY” PARA LA CUENCA MARAÑÓN, PERU

Alejandro Chalco¹, Leoncio Gonzales²

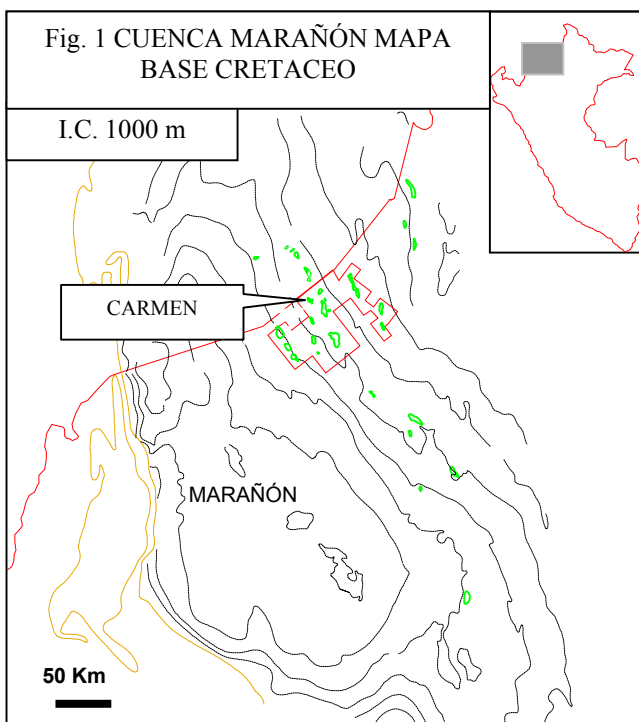
¹ achalco@pluspetrol.com.ar, ² lgonzales@pluspetrol.com.ar

Pluspetrol Norte S.A., Av. Republica de Panamá 3055, Piso 6, Lima 27, PERU.

Keywords: Peru, Marañón, Fm Vivian, Trampas estratigráficas

Abstract: Traps with stratigraphic component in the Vivian Fm: A new play for the Marañón Basin, Perú. The anomalous results of an extension well drilled in Carmen field were studied using seismic attributes, sedimentology, images logs and production data. The resulting study identified a stratigraphic trap component, controlled by LST geometry for the Carmen area. Further drilling using this play concept increased Carmen field output from less than 200 BOPD to over 6000 BOPD.

INTRODUCCIÓN



El Campo Carmen, ubicado en la parte Norte de la Cuenca Marañón (Perú), forma parte de la provincia hidrocarburífera Marañón-Oriente-Putumayo (Fig.1), conformada por rocas madres y reservorios Cretácicos (Sistema petrolero Cretácico Vivian-Chonta (!).

El Campo Carmen fue descubierto por la Compañía Occidental en 1974, con el pozo exploratorio Carmen 1X, que produjo petróleo de 18° API de Vivian y de 30.5° API de Chonta (Fig. 2). Tras la perforación de dos pozos confirmatorios no comerciales al norte del pozo descubridor (Carmen 5 y Carmen 10), se consideró a Carmen como un campo marginal sobre un anticlinal de poco relieve.

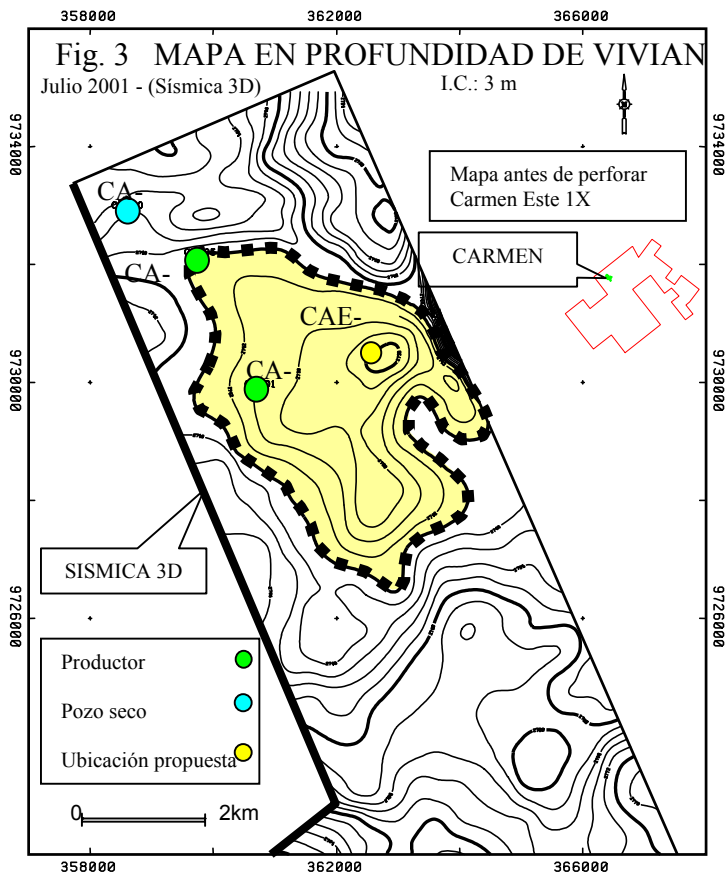
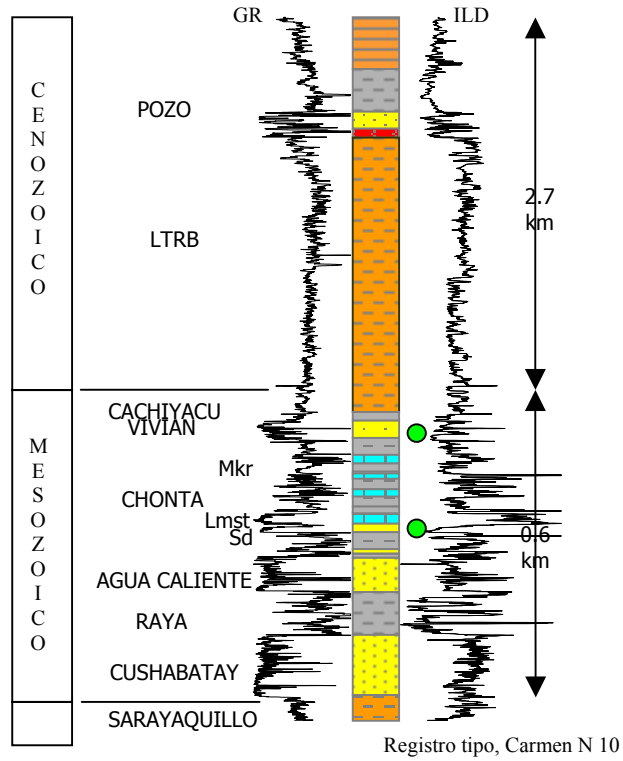
En un nuevo esfuerzo por definir la estructura, en 1997 OXY adquirió sísmica 3D sobre el área. Como resultado de esta, se encontró un pequeño cierre en tiempo, a dos kilómetros al Este del pozo descubridor (Ca-1X) (Fig. 3).

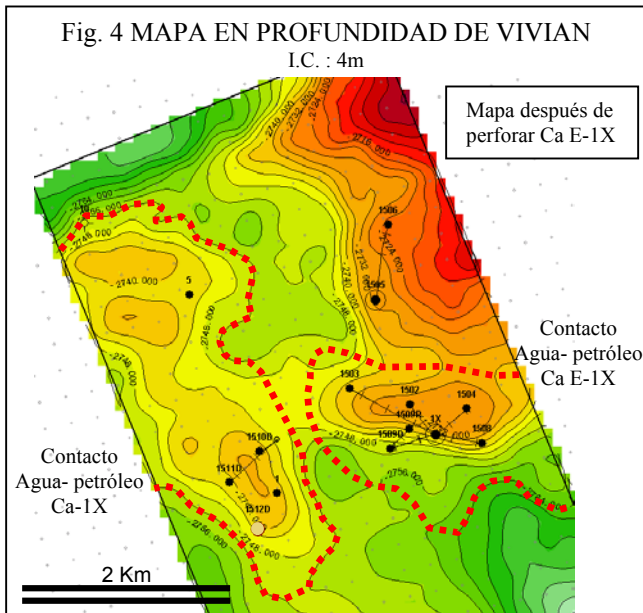
Este cierre solo es observable en el reflector cercano al tope del reservorio Vivian, pero no en el reflector infrayacente de la Caliza de Chonta, reflector de gran impedancia y continuidad, tradicionalmente considerado como el reflector más confiable para delinear estructuras en el área.

Debido a la ausencia de cierre a nivel del reflector Caliza de Chonta este prospecto no fue considerado entre las ubicaciones a perforar.

El año 2002, Pluspetrol perforó el pozo exploratorio Carmen Este 1X (CaE-1X) en dicha culminación, esperando encontrar una trampa estructural mas alta que la del pozo Carmen 1X (Ca-1X) (Fig.3).

FIG.2 ESTRATIGRAFIA DE CARMEN



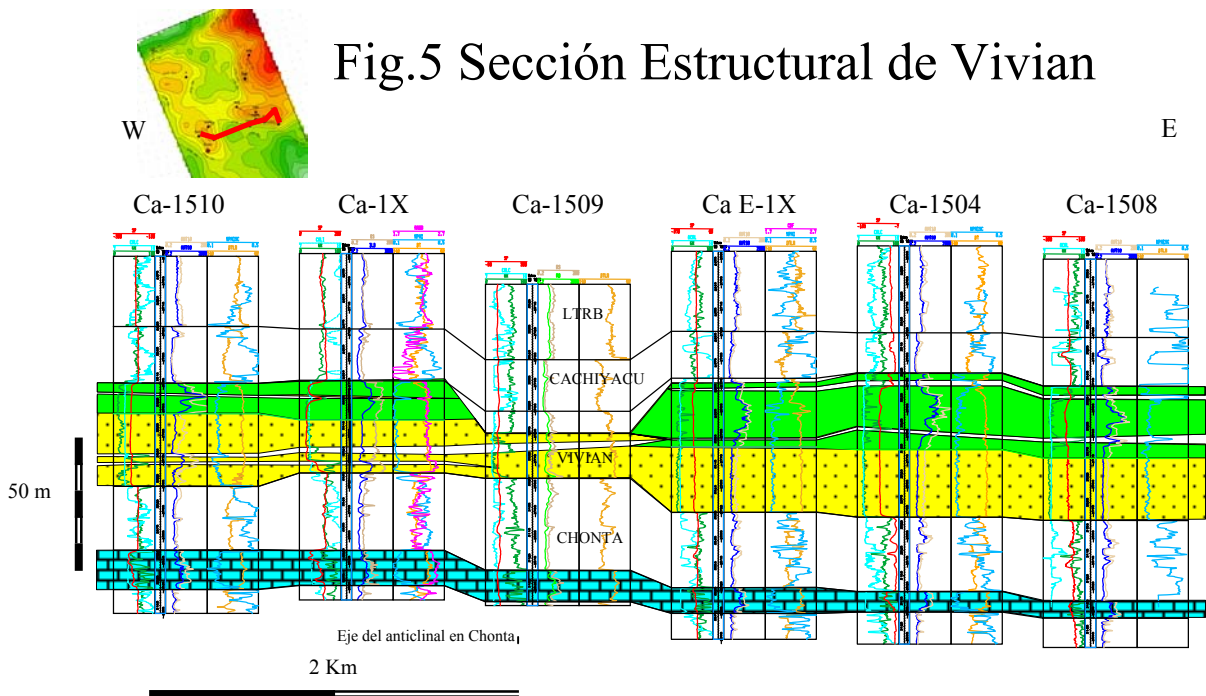


Los resultados no fueron los esperados: El pozo encontró petróleo en Vivian pero no en Chonta. Todos los topos atravesados están más profundos en el pozo Carmen Este (Ca E1X) que en Carmen 1X (Ca-1X), excepto el del reservorio Vivian (Fig. 4).

El tope del reservorio Vivian está 0.4 metros más alto en el pozo Carmen Este 1X (CaE-1X) que en el pozo Carmen 1X (Ca-1X), el espesor total de Vivian es 14 metros mayor en el Carmen Este 1X que en el Carmen 1X (Ca-1X), con 6 metros mas de espesor de arenisca reservorio y un contacto agua-petróleo 13.8 metros mas profundo que el encontrado por el Carmen 1X (Ca-1X) (Fig. 5), que implica la existencia de dos contactos agua-petróleo, siendo el del Carmen Este 1X (Ca E-1X) mayor que el cierre vertical disponible en el mapa de Vivian.

Los pozos perforados posteriormente confirmaron la existencia de estas dos acumulaciones: La acumulación predominantemente estructural del Carmen 1X (Ca-1X), muy cerca al ápice del anticlinal en la formación infrayacente (Chonta) y la acumulación predominantemente estratigráfica, en la que se ubica Carmen Este 1X (Ca E-1X) localizada en el flanco Este de dicho anticlinal (Fig. 5).

Para entender los resultados obtenidos por Carmen Este 1X y por los pozos productores subsiguientes (1502, 1503, 1504, 1508, 1509), se realizó un estudio integrado de sísmica 3D, sedimentología de núcleos convencionales, registros eléctricos, registros de imágenes y datos de producción.

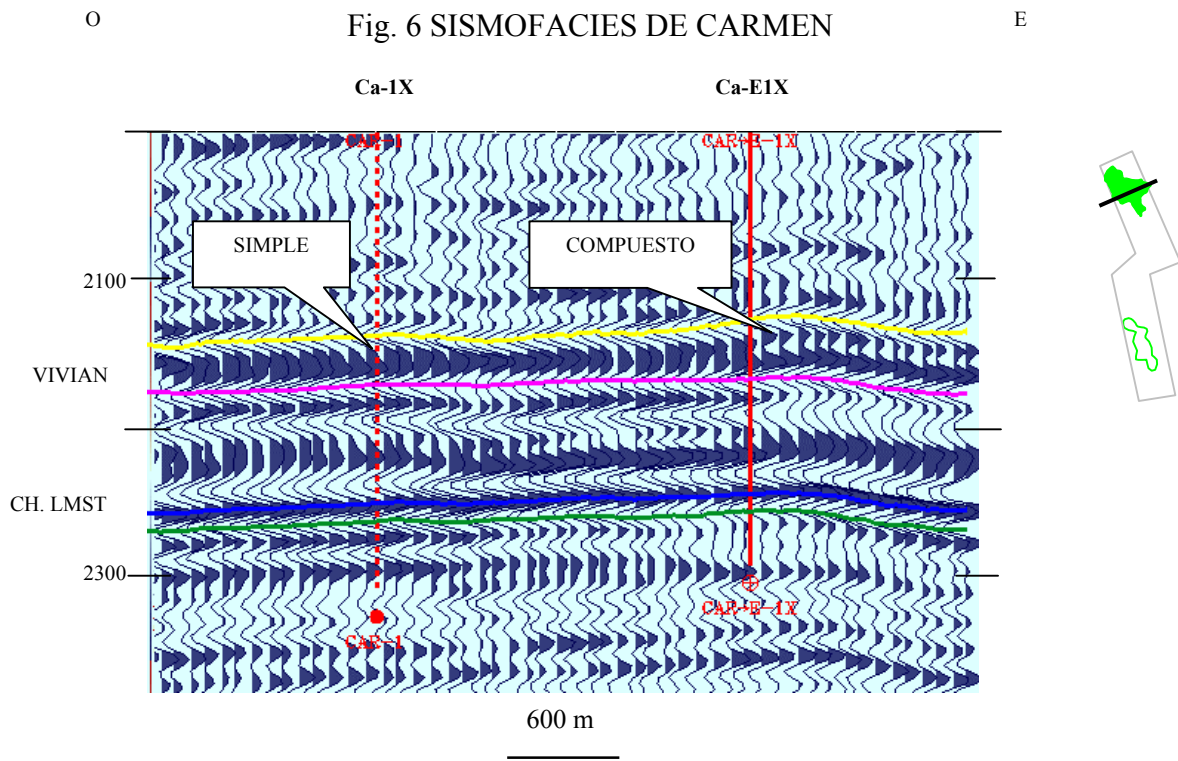


SÍSMICA

Se aplicó filtros de frecuencia en la sísmica 3D de Carmen para tratar de mejorar la resolución a nivel del reflector cercano al tope de Vivian. Esto permitió individualizar dos sismofacies diferentes:

- Sismofacies “simple”.
- Sismofacies compuesta o “doble”.

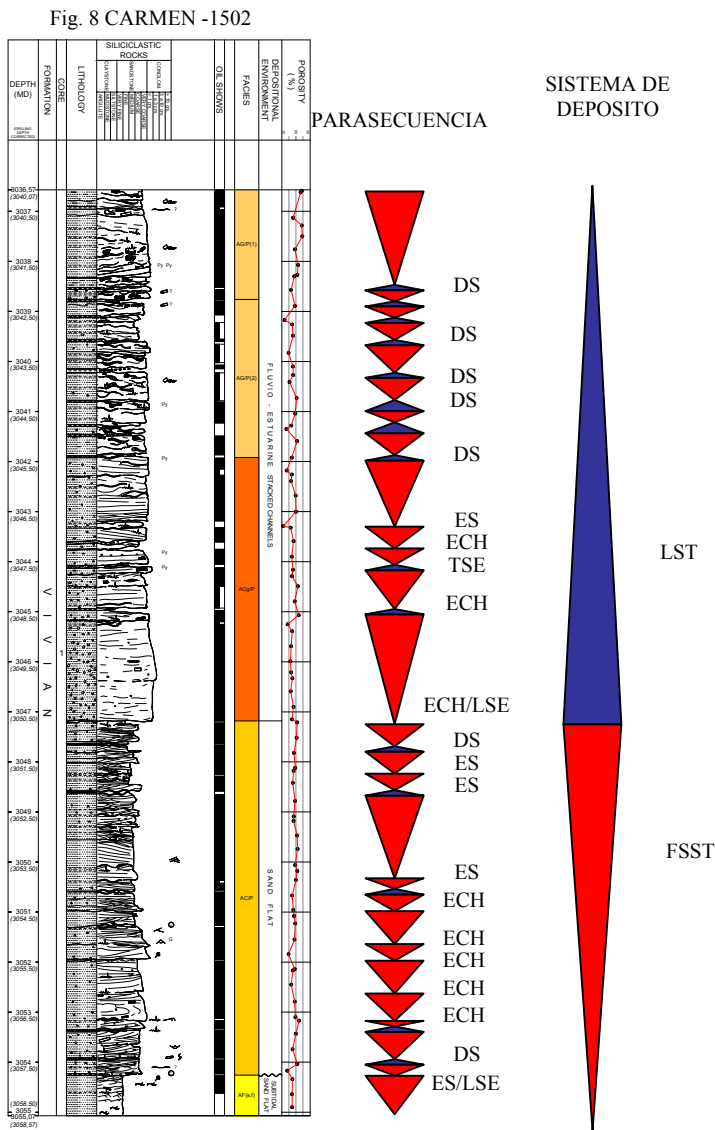
El cierre perforado por el pozo Carmen 1X tiene como sismofacies un pico simple con impedancia fuerte, de gran continuidad lateral, y muy buena distribución en todo el cubo; mientras que el cierre de Carmen Este 1X tiene una sismofacies de pico compuesto o doble (“doublet”), con alta continuidad en el pico inferior, pero con importantes variaciones laterales de impedancia, continuidad y distribución del pico superior (Fig. 6). El análisis del reflector cercano al tope de Vivian con otros atributos sísmicos (Sismofacies, Geometría cercana del reflector y Frecuencia instantánea), respaldan esta división de sismofacies.



El mapa isocrono entre la fase cero y el valle infrayacente del reflector cercano al tope del reservorio Vivian (Fig.7) presenta importantes variaciones de espesor relacionadas a la distribución de las sismofacies arriba mencionadas (Fig. 6). Las zonas donde está presente la sismofacies compuesta o de pico doble tiene un espesor considerablemente mayor que las zonas con sismofacies de pico simple. Estas variaciones de espesor han sido comprobadas por los pozos perforados. En el mapa isócrono del Campo Carmen (Fig. 7) se observa que las zonas con sismofacies de pico compuesto forman dos lóbulos con rumbo NW-SE que según las correlaciones sísmicas 2D-3D se extienden hacia el NO, en dirección al campo Forestal.

SEDIMENTOLOGIA Y ESTRATIGRAFIA DE NÚCLEOS

El análisis de núcleos convencionales confirma la existencia de diferencias entre ambas áreas. El núcleo del pozo Carmen 1, situado en el área con sismofacias de pico simple tiene parasecuencias (secuencias de cuarto orden) predominantemente progradantes de ambiente fluvio-estuarino, con somerización y adelgazamiento de las capas hacia arriba y con abundantes superficies de erosión.



Los núcleos de los pozos 1502 y 1508 (Fig. 8), perforados dentro del área con la sismofacias de pico compuesto, tienen facies similares a los anteriormente descritas en su parte inferior - llanura de arena inframaral pasando hacia arriba a llanura arenosa de marea - pero es cortado en el tope por un contacto erosivo de base de canal sobre el que descansan parasecuencias (secuencias de cuarto orden) fluvioestuarinas a litorales restringidas, con capas agradantes a retrogradantes, con tendencia a la profundización paulatina hacia arriba (cada vez más bioturbación) y limitadas por superficies de inundación (“Drowning surfaces”) y de erosión por transgresión (“Transgressive surface of erosion”), que corresponderían a la parte superior de la sismofacias “doble” o compuesta.

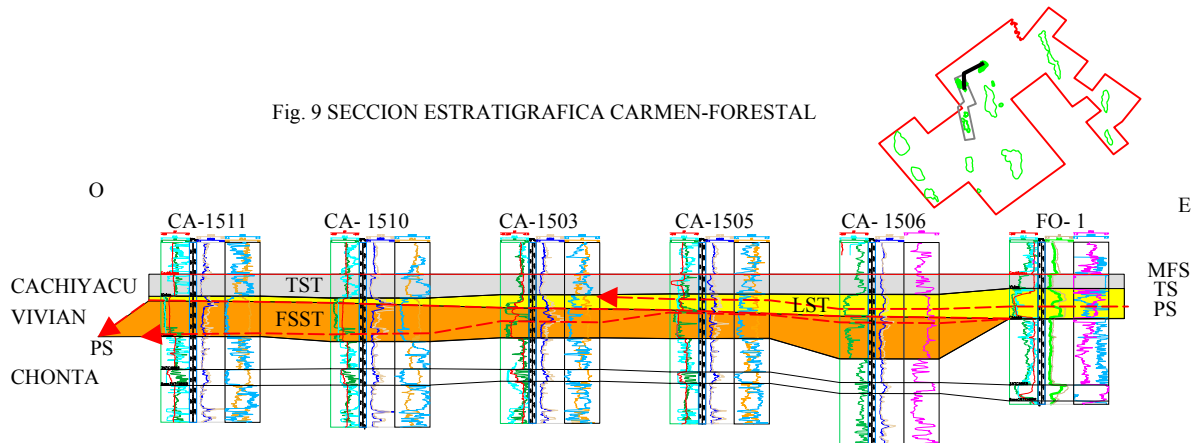
REGISTROS ELECTRICOS Y PERFILES DE IMAGENES

Los pozos perforados dentro del área con sismofacias de pico compuesto encontraron casi el doble de espesor de arena con calidad de reservorio que los pozos perforados en el área con sismofacias de pico simple. Además se determinó que en toda el área de Carmen, la Formación Vivian descansa sobre una superficie discordante que localmente llega a erosionar hasta 15 metros del tope de la Formación Chonta, e infrayace a la superficie de transgresión regional de la Formación Cachiyacu.

Los registros de imágenes confirmaron la existencia de los dos sistemas de depósito de cuarto orden (“System Tracts”) diferentes apilados uno encima de otro en las áreas de sismofacias de pico compuesto, así como la existencia de la superficie discordante regional infrayacente a Vivian y la superficie de transgresión regional suprayacente de tercer orden.

MODELO ESTRATIGRAFICO Y SEDIMENTARIO

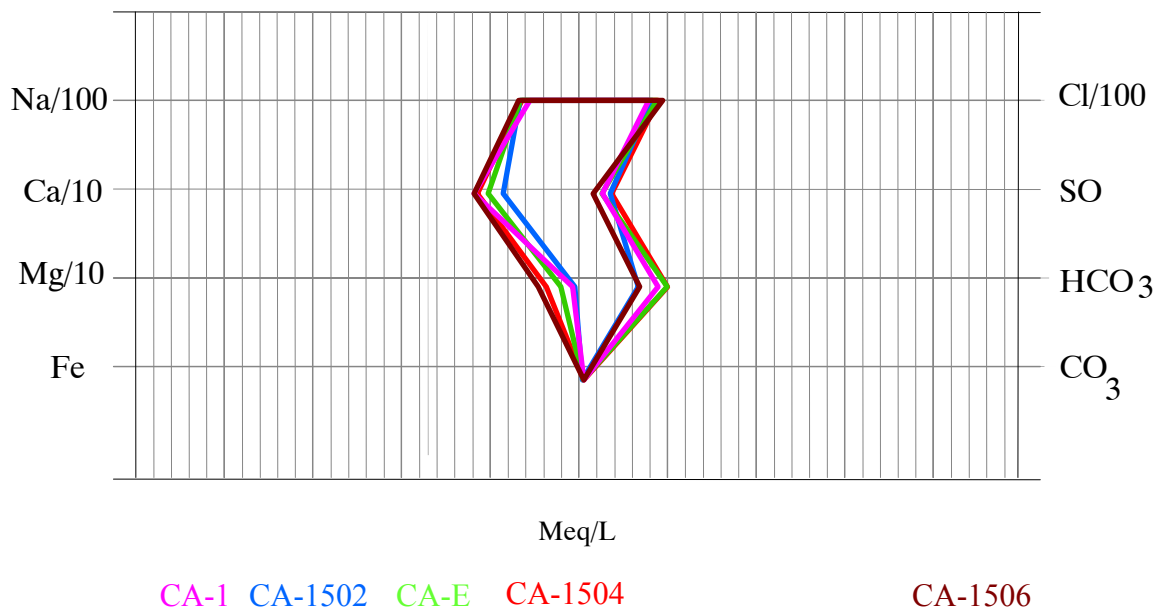
La integración de la información disponible dentro de un modelo estratigráfico secuencial indicaría que localmente la Formación Vivian en el área de Carmen, se formó dentro de una secuencia de tercer orden, en un periodo de bajo nivel relativo del mar (LST), en el que se acumuló un sistema de depósito de cuarto orden al final de una fase de descenso del nivel eustático (“Falling Stage System Tract”), sucedido por un sistema de depósito de cuarto orden de bajo nivel eustático en fase tardía (“Late Lowstand System Tract”) (Fig. 9). Las variaciones locales de espesor de arena dentro de ambas parasecuencias formarían localmente las trampas estratigráficas.



DATOS DE PRODUCCIÓN

Los datos de presión, la composición de las aguas formacionales (Fig. 10) y la geoquímica de petróleos indican que todas las arenas de ambos sistemas de depósito están conectadas entre si por un acuífero de fondo,

Fig. 10 CARMEN - AGUA DE FORMACION VIVIAN

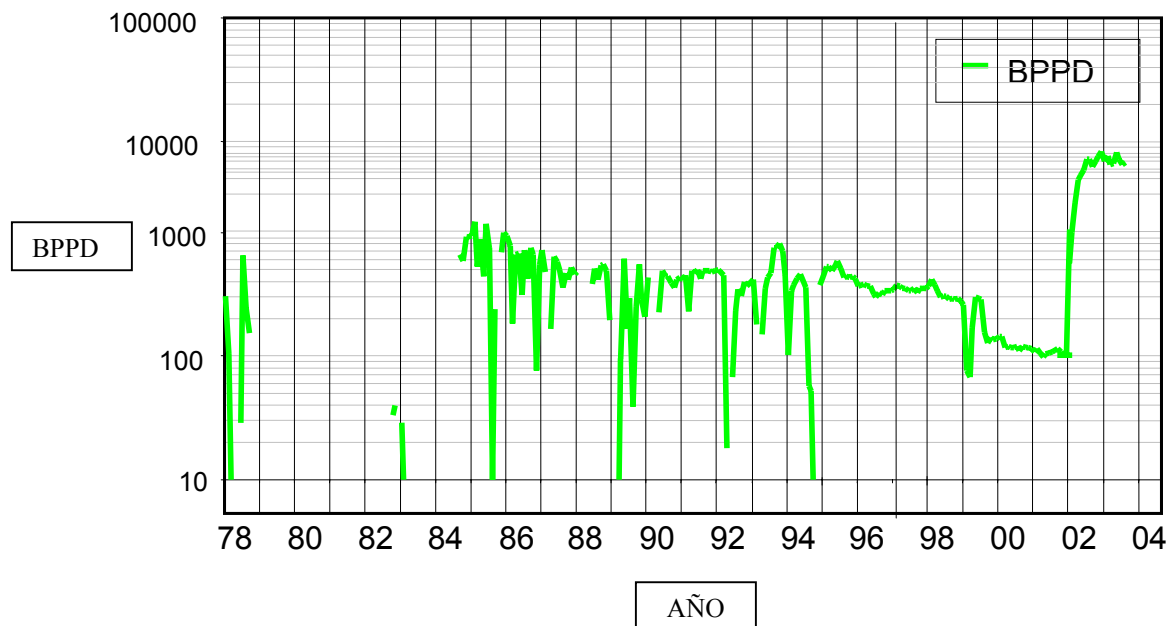


pero el contacto agua- petróleo del pozo Carmen Este 1X es controlado por las variaciones de espesor del sistema de depósito de bajo nivel del mar (LST), mientras que el contacto agua-petróleo del área de

Carmen 1 tiene un control parcialmente estructural y parcialmente estratigráfico, asociado a las variaciones de espesor del depósito de cuarto orden del FSST tardío.

El impacto de la aplicación de este nuevo concepto para el desarrollo del campo Carmen produjo un importante incremento en la producción (Fig. 11). En menos de un año el campo Carmen incremento su producción de 200 barriles diarios a más de 6000 barriles por día. El Campo Carmen desde 1975 hasta el 2002 solo tuvo un solo pozo productor. Actualmente cuenta con 11 pozos en producción de los que se extrae más de 7700 BOPD.

Fig. 11 CARMEN – PRODUCCION DE VIVIAN



CONCLUSIONES

La integración de la sísmica 3D con información sedimentológica y estratigráfica proveniente de pozos y núcleos convencionales así como de los datos de producción, ha permitido documentar la existencia de trampas estratigráficas asociadas a variaciones laterales del reservorio Vivian.

Las variaciones encontradas están asociadas a cambios de potencial de acomodación de cuarto orden y son de suficiente magnitud como para generar acumulaciones comerciales.

El desarrollo del Campo Carmen demuestra que la sísmica 3D es imprescindible para delinear trampas estratigráficas.

Los límites de este nuevo “play” y su importancia económica aun están por determinar.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo a sido completado con el respaldo de PLUSPETROL Norte S.A. (Peru). Se agradece las contribución técnica de Germán Salas, Denis Uyén, Kiko Valencia, Johnny Vilca, Raul Asto, Waldyr Rodriguez, Marco Augusto, Diego Venturo, Johana Vargas, Johnny Gabulle, José Zegarra, Rosario Mesa y José Colán. Se agradece también a Silvia Blanco (LCV) que realizó el estudio sedimentológico de los núcleos convencionales empleados en citados en este trabajo.