

PROBLEMAS DE VELOCIDAD NO RELACIONADOS CON FALLAMIENTO O TECTONICA SALINA

Oswaldo R. Ferraris, Marcelo J. Korembliit y Alicia Salinas

YPFSA, División Exploración, Buenos Aires, Argentina.

ECT. CONGRESOS

Abstract:

The oil industry use to take time structure maps like structure maps. This custom means that a relationship at least laterally constant should exist between time and depth. If we consider now that these relationship is a function of the lithological column any subtle variation will be an advice that a lateral velocity gradient is present. New technologies like 3D seismic usually improve the data quality but the problems related to a velocity variations remain, because they are characteristic of each particular place. In the case history two independent oil fields were discovered using independent seismic lines, later a 3D survey including both structures was shoot and the obtained time structure maps showed two anticlines but with the opposite relationship compared with an depth map. Comparing the velocity sets (from sonic logs and check shots) of two wells located in different structures separated 10 Km, we deduce that the upper interval has a typical velocity value, so we can avoid the possibility of surface anomalies with influence in statics, besides the other interval velocities are higher in the northern well, the consequence is that the velocity effect not only change or make null but revert the slope, in time domain. As a result of these tests the recommendation was depth migration of time data.

Introducción:

Como sabemos es habitual en la industria petrolera utilizar mapas en tiempo de tránsito como si fuesen isobáticos; tal costumbre no debe sin embargo hacernos perder de vista que trabajar de esta manera presupone una relación profundidad-tiempo al menos lateralmente constante. Si consideramos ahora que esta relación es función directa de la columna litológica y sensible a sutiles variaciones en la misma, los cambios de los que podamos tener conocimiento deberán hacernos pensar al menos en la posibilidad de la existencia de un gradiente lateral de velocidad. En la zona objeto de estudio conocida como Valle del Rio Grande, en el extremo norte de la Cuenca Neuquina dos estructuras independientes fueron descubiertas utilizando información sísmica 2D, posteriormente con el objeto de optimizar el desarrollo de toda el área se realizó un programa sísmico 3D que abarcó ambas estructuras. El resultado del mapeo isocrónico mostró como anteriormente ambas estructuras pero con la pendiente regional invertida respecto de los mapas isobáticos. A continuación se muestra como se detectó la causa del problema y su posterior solución.

Metodología

Con el fin realizar una primera aproximación al problema se seleccionaron dos perforaciones alejados entre si unos 10 Km. Estas fueron El Valle x-1 que cuenta con VSP y perfil sísmico completo y Los Cavaos e-4 con WST y también con perfil sísmico completo.

El primer test se realizó sobre los perfiles sísmicos y consistió en el trazado de una línea de separación entre valores mayores y menores de 90 us/pie, definiendo de ese modo un área hacia los tiempos de tránsito menores que es notoriamente mayor en uno de los pozos, es decir nos indica mayores velocidades interválicas para iguales unidades formacionales. Fig 1a y 1b

El segundo test fue realizado usando los check-shots en los mismos sondeos, con un resultado similar. Fig 2 Seguidamente se realizó un gráfico indicando el tiempo correspondiente a la F. Agrio utilizando las respectivas leyes de velocidad de cada pozo y también el valor en metros correspondiente a la misma unidad. Fig 3

Para completar el estudio se incorporaron además otros tres sondeos intermedios con ley de velocidad realizándose una serie de block diagrams mostrando las diferentes configuraciones de topografía velocidad isócronas e isóbatas.

Resultados

Del análisis de las velocidades interválicas surge que el primer paquete de velocidades no difiere demasiado en ambos sondeos es decir no se trata de un problema superficial o de corrección estática.

Difieren en cambio en gran medida los intervalos más profundos, lo que genera la inversión de la pendiente regional visible en los block diagrams. Fig 4a, 4b, 4c

Conclusiones

La ejecución de sísmica 3D logra usualmente mejorar la calidad del dato sísmico pero la falta de correlación entre tiempo y profundidad debidas a cambios de *velocidad* tanto superficiales como subsuperficiales permanecerán *invariables* porque son una *característica del terreno* como lo es la columna estratigráfica en determinado lugar.

Cabé acotar también que existen en el país bien documentados casos de importantes gradientes laterales de velocidad originados en fallas inversas tanto en cuenca Neuquina como del Noroeste.

La principal diferencia que puede anotarse entre aquellos casos y el que nos ocupa es que aquellos están focalizados en una estructura, mientras que este es un efecto regional el cual solo se aprecia claramente entre puntos convenientemente separados, aún ubicados en diferentes estructuras, siendo el factor desencadenante de este efecto no el fallamiento o la tectónica salina sino el cambio en las propiedades acústicas de un mismo intervalo, en este caso un grueso paquete de sedimentos continentales como lo es el denominado Grupo Neuquén. También contribuye a magnificar este efecto la presencia de intrusivos dentro del mencionado intervalo.

La solución del problema se realizó mediante el cálculo de velocidades por el método de coherencia y posteriormente se migró en profundidad post stack, lo cual logró solucionar no solo el efecto regional sino otros más locales, como se aprecia en la Figura 5 donde la migración en profundidad logra el ajuste de del reflector con los pases de las perforaciones.

La recomendación general es realizar en forma rutinaria un estudio de velocidades de las áreas en las que realizaremos tareas prospectivas mediante sísmica.

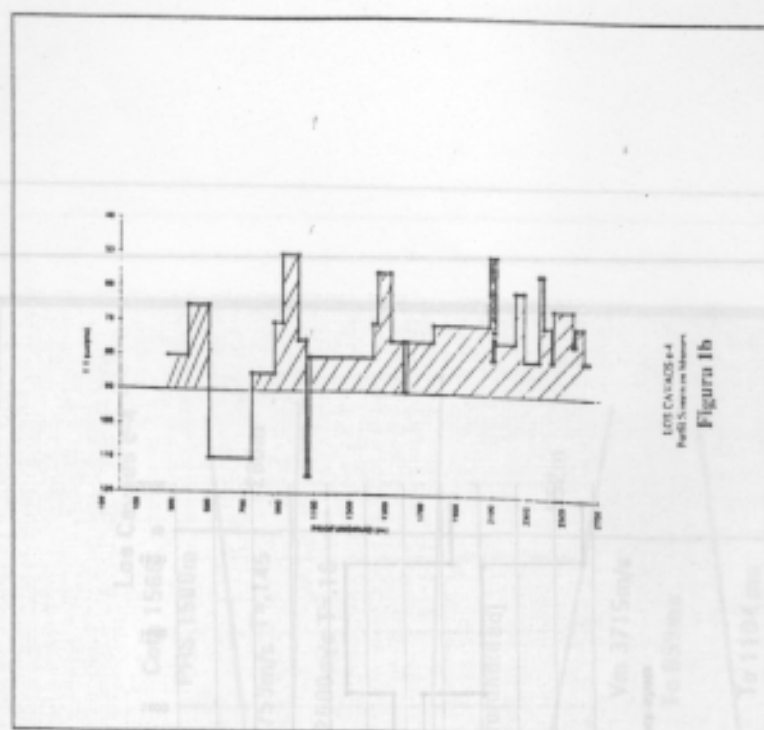
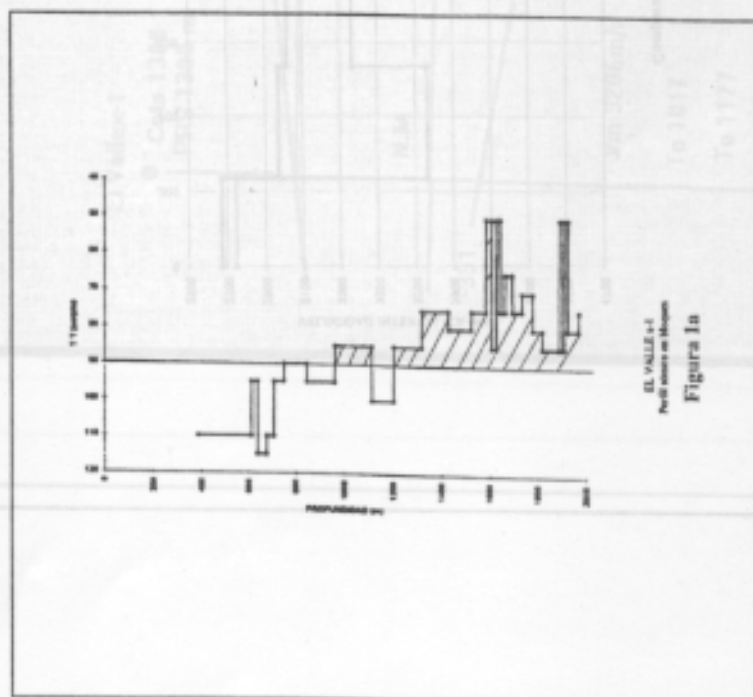


Figura 3

Para completar el estudio se incorporaron además otros tres sondeos intermedios con ley de velocidad realizándose una serie de block diagrams mostrando las diferentes configuraciones de topografía velocidad isócronas e isóbatas.

Resultados

Del análisis de las velocidades interválicas surge que el primer paquete de velocidades no difiere demasiado en ambos sondeos es decir no se trata de un problema superficial o de corrección estática.

Difieren en cambio a gran profundidad los intervalos más profundos, lo que genera la inversión de la pendiente regional visible en los block diagrams (Fig. 4a, 4b, 4c).

Conclusiones

La ejecución de sísmica 3D logra usualmente mejorar la calidad del dato sísmico pero la falta de correlación entre tiempo y profundidad debidas a cambios de velocidad tanto superficiales como subsuperficiales permanecerán inviolables por lo que el estudio de la columna estratigráfica en determinado lugar.

Cabe acotar también que existen en la zona importantes gradientes laterales de velocidad originados en fallas tectónicas tanto en cuencas Neuquén como del Noroeste.

La principal diferencia que puede intuirse entre aquellos casos y el que nos ocupa es que aquellos están focalizados en una estructura mientras que este es un efecto regional el cual solo se aprecia claramente entre puntos convenientemente espaciados en el tiempo y en la profundidad, siendo el factor desencadenante de este efecto el cambio en las propiedades físicas de las rocas, como lo es el denominados Grupo Neuquén, al menos en la zona estudiada.

La solución del problema se realizó en forma de un ajuste de velocidad por el método de coherencia y posteriormente se migró en profundidad para obtener una imagen más clara de la estructura del reflector con los pases de las ondas sísmicas.

La recomendación general es realizar en forma sistemática estudios de velocidades de las áreas en las que realizaremos tareas prospectivas mediante sísmica.

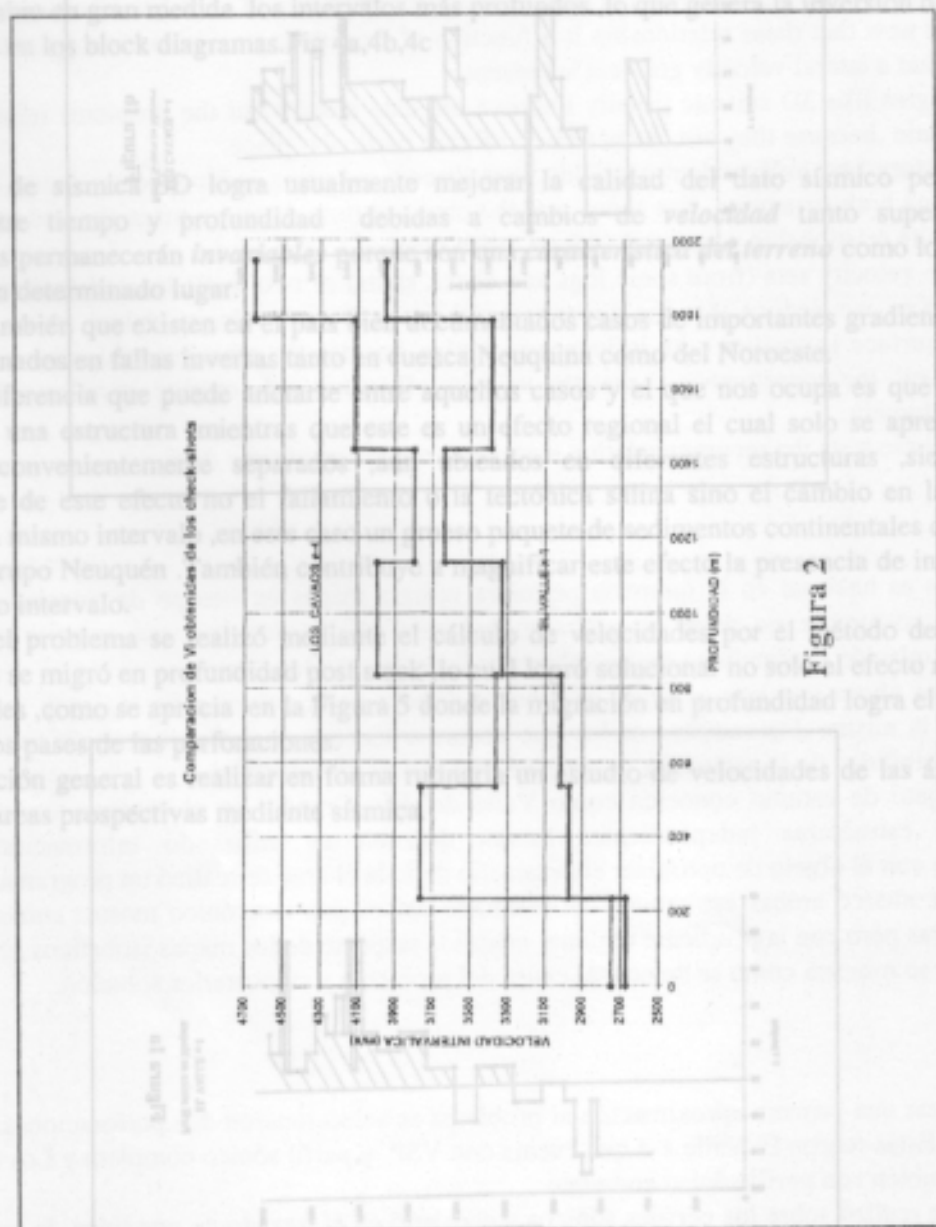


Figura 2

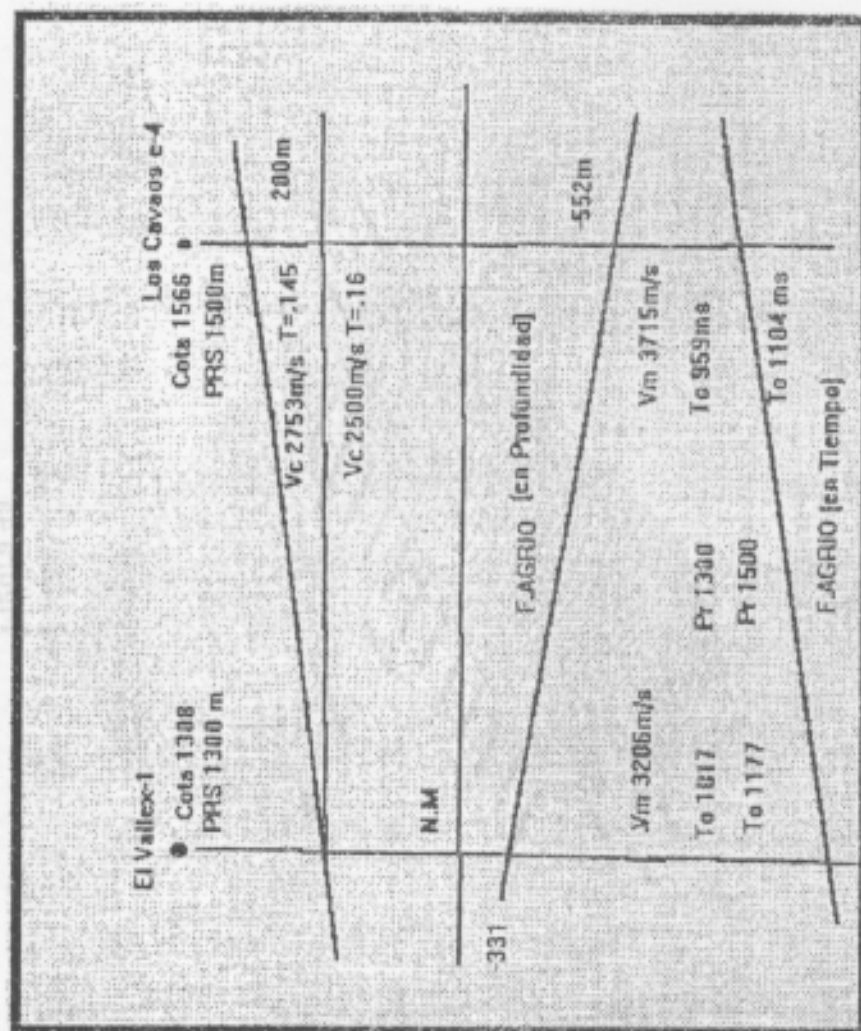
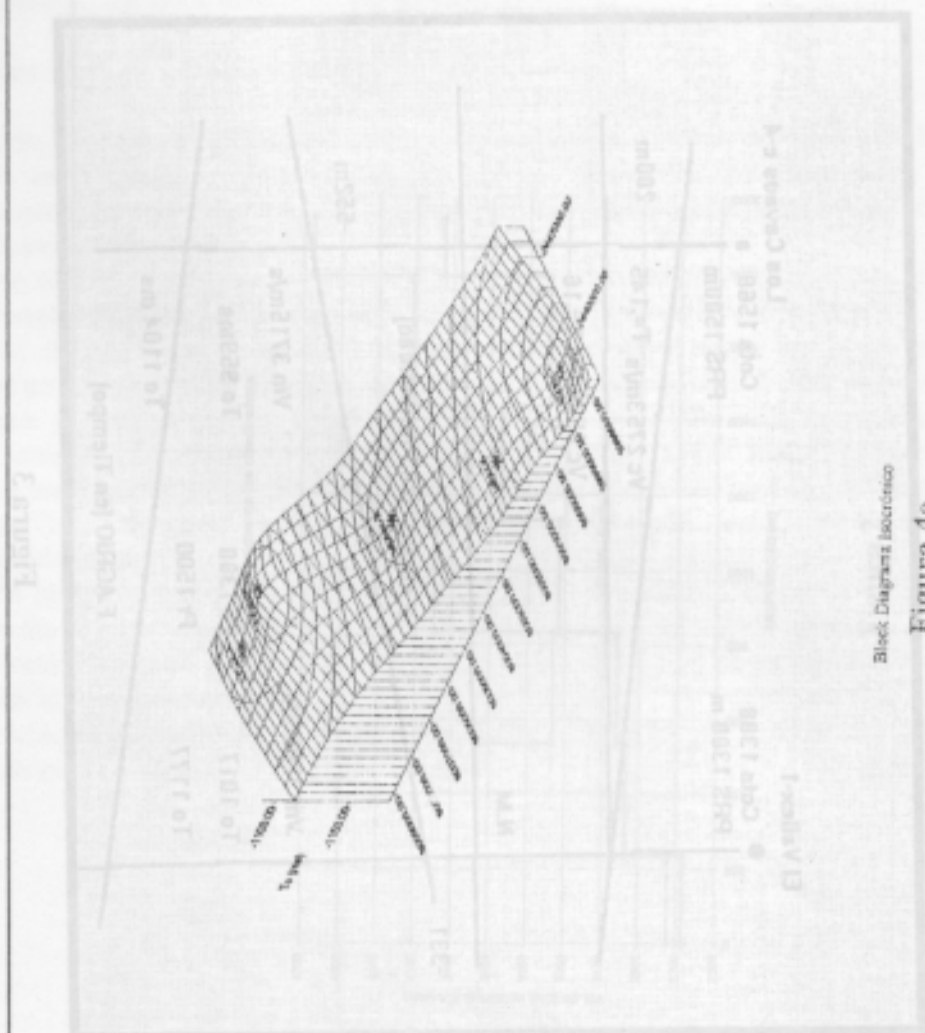


Figura 3



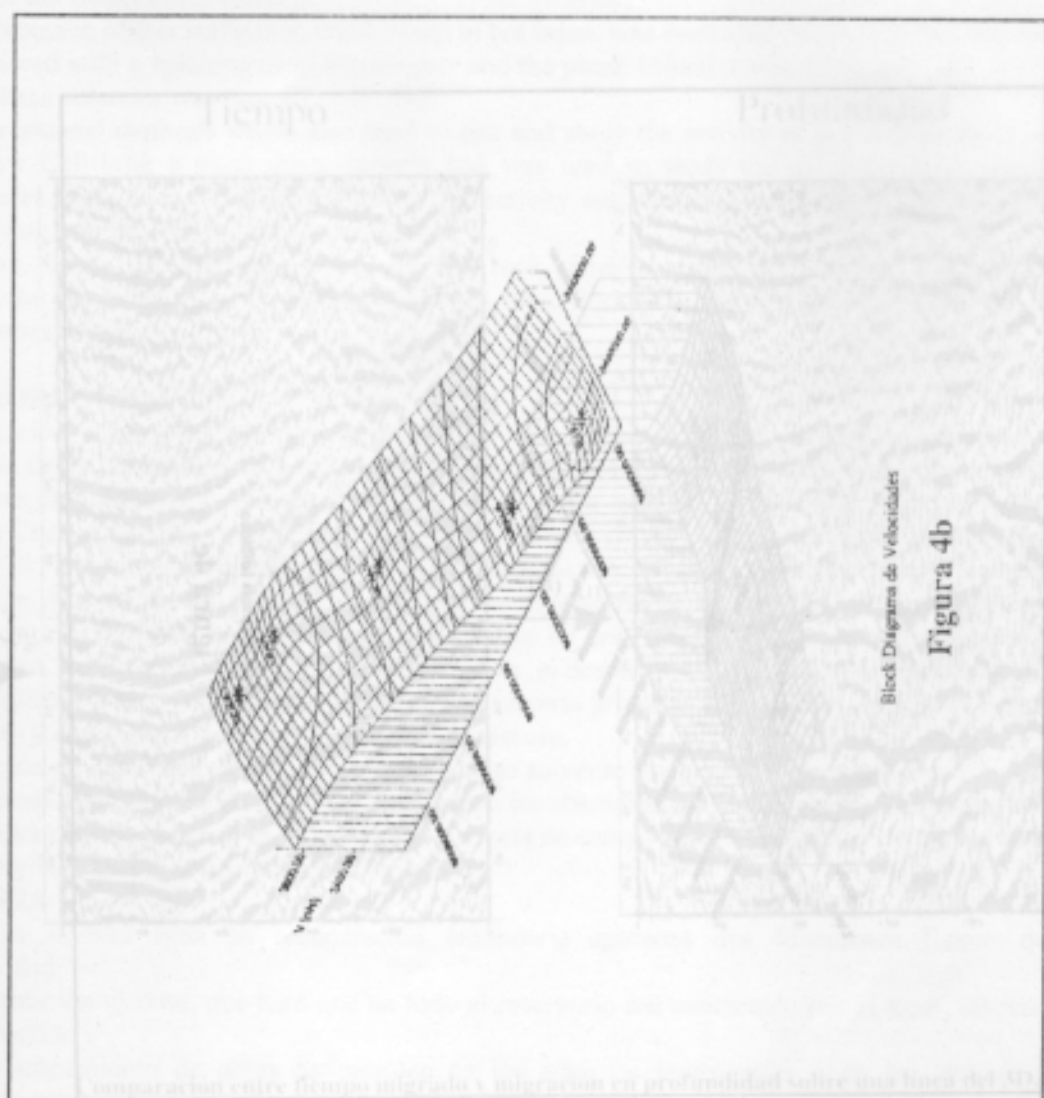


Figura 5

Figura 4b

Área Definida de Aproximación



Block Diagrama Isobático

Figura 4c

Figura 4a

DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE PARA RECUPERACIÓN Terciaria de Petróleos Viscosos

Adriana Fornés⁽¹⁾, Humberto Najarieta⁽²⁾, Silvia Matarnes⁽³⁾

(1) Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Cuyo.

(2) Pan American Energy*. * Ahora en Universidad Nacional de Cuyo.

Abstract.

A new salt resistant surfactant/solvent for Enhanced Oil Recovery of viscous oils from Piedra Clavada Field (Santa Cruz, Argentina) was developed using molecular glycolic concepts. IFT necessary for the motion of the drop trapped in the porous media was calculated using size and geometry data of the porous space and the viscosity of the fluid in the reservoir.

The performance of this surfactant, emulsified in hot brine, was evaluated using conventional methods. The IFT was measured with a spinning drop tensiometer and the phase behavior was evaluated. The IFT was 0.2 dyne/cm and the phase behavior was conventional.

These conventional methods were also used to test and study the activity of the new product: a thermostatized table Shaw Cell with a glass microscope bed was used to study the oil/water/hot brine interface at different temperatures. The activity of the surfactant was also studied using a block sample of the Piedra Clavada Field. When the surfactant was injected, the water started to flow.

1. INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo en el yacimiento de Piedra Clavada (Prov. de Santa Cruz) comenzó en 1979. Desde entonces, la producción ha ido disminuyendo. En 1985, la producción secundaria comenzó a disminuir. La inyección de agua caliente para mejorar la recuperación de petróleo es una técnica que se ha utilizado en este yacimiento. Sin embargo, la recuperación de petróleo por este método es limitada. La inyección de surfactantes en el agua caliente puede mejorar la recuperación de petróleo. Este trabajo describe el desarrollo y evaluación de un surfactante resistente a la sal para la recuperación terciaria de petróleo viscoso en el yacimiento de Piedra Clavada.

2. TEORÍA

Cuando se inyecta agua caliente en un yacimiento de petróleo viscoso, aparecen dos fenómenos físicos que afectan la productividad:

(1) La digitización viscosa, que hará que no todo el reservorio sea contactado por el agua, afectando la eficiencia del barrido y

(2) el entrapamiento de gotas de petróleo en los poros del reservorio.

Comparación entre tiempo migrado y migración en profundidad sobre una línea del 3D.

Notense Las diferentes inclinaciones para el reflector de 1.15 seg y 1.9 km resultantes de variaciones laterales de velocidad en la capa superior. Véase también el correcto ajuste con los pases de pozos.

Figura 5

Cuando el agua desplaza petróleo en este sistema, resultará que la fase no mojante quedará entrapada en los espacios interporales. En los espacios interporales, el petróleo quedará entrapado por el agua. Una explicación simple de este fenómeno se puede comprender de la figura 1⁽¹⁾. En la interfaz de los dos fluidos habrá una presión capilar dada por:

$$P_c = \sigma \cos \theta / R$$