

IMPLANTACIÓN DE LA TÉCNICA DE TAPÓN TEMPORAL PERFORABLE RETICULADO, SOLUBLE EN ACIDO PARA ZONAS PRODUCTORAS FRACTURADAS Y DE BAJA PRESIÓN PREVIO A LA CEMENTACIÓN EN EL POZO MOT-63 DEL CAMPO MOTATÁN

Julio Casares, Carlos Guardia, Luis Massirrubi, Alejandro Ledezma

PDVSA

Freddy Mata

BJ Services C.C.P.A

ABSTRACTO

Este informe presenta los resultados obtenidos en la aplicación de un tapón perforable temporal de cemento reticulado y soluble en ácido, para incrementar el ECD (Equivalent circulating Density) previo a la cementación de la camisa de producción de 5-1/2" (12.70 cm) del pozo Mot-63, Campo Motatán, Venezuela.

El intervalo de producción de los pozos del área se caracterizan por presentar fracturas, zonas de baja presión, y arenas con alta saturación de agua, intercaladas con arenas de petróleo por lo cual las cementaciones de las camisas de producción en este campo tienen un mal precedente debido a que, durante la ejecución de las operaciones, se han observado pérdidas de circulación antes, durante y después de la cementación, teniendo un deficiente aislamiento zonal.

Al utilizar esta técnica, en el pozo Mot-63, se contribuyó a darle integridad al hoyo previo a la cementación de la camisa de producción y se logró sellar las fracturas de manera controlada a lo largo del hoyo, minimizando la pérdida de fluidos hacia la formación durante la cementación. Lo que permitió realizar el trabajo de cementación sin problemas, obteniéndose un buen aislamiento zonal, corroborado por los registros de calidad de cemento y los datos de evaluación de producción del pozo.

INTRODUCCIÓN

El área de Motatán presenta características que la convierten en una zona altamente problemática. En la zona productora se observa un elevado diferencial de presión entre las arenas de la Formación Paují y la formación Misoa que está en el orden de los 1700 psi (11721,13 Kpa), zonas de agua intercalada y una alta densidad de fracturas que se presume, fueron creadas por el pronunciado tectonismo al cual fue sometido este bloque, evidenciándose por los múltiples sistemas de fallas presentes en el mismo, y observadas especialmente en el área del Mot-18 a través de los registros de imágenes que comenzaron a correrse en el año 1994; Esto permitió enfocar la búsqueda de la solución diseñando lechadas que produjeran un bajo diferencial de presión con la intención de evitar la pérdida del cemento a través de las fracturas. Dado lo anterior, se tomaron varias acciones a saber: utilización de la herramienta tie back packer para bloquear la carga hidrostática luego de desplazado el cemento, uso de lechadas tixotrópicas de bajo filtrado con material para pérdida de circulación con el fin de generar autosoporte de la mezcla y evitar la migración de esta, lechadas livianas (cemcrete, ven lite, cc-lite) de 12 - 13,5 lpg ($1.44 - 1.56 \text{ g/cm}^3$) y lechada espumada base 15,6 lpg (1.8 g/cm^3), bifásica de 12,0 lpg (1.44 g/cm^3); en la mayoría de estos pozos no se consiguieron resultados satisfactorios observándose pérdida de circulación antes, durante y después de la cementación, lo que ocasionaba entre otras cosas pérdida de lavadores y espaciadores dando como resultado una pobre o ninguna remoción de revoque, disminución del nivel de cemento luego de haber desplazado el mismo y alcanzado la máxima densidad equivalente de fondo originando topes de cemento por debajo del planificado y mala adherencia del cemento frente a los estratos fracturados y zonas de baja presión (Paují), esto condujo a la necesidad de realizar correcciones de la cementación primaria a través de forzamientos que, en algunos casos, fue hecho en varias etapas utilizando sistemas de cementos convencionales y especiales (squeeze crete y microfino), pero aún así no se logró una reparación exitosa ya que las lechadas utilizadas para este fin se perdían en su totalidad a través de las múltiples fracturas.

En la búsqueda de una tecnología que permitiera evitar la pérdida de cemento a través de las fracturas se apunto en hallar un material que fuese capaz de entrar controladamente en las fracturas para sellarlas parcialmente, y que a la vez otorgara facilidad para su remoción, se optó por la utilización de la tecnología del Tapón Temporal perforable reticulado soluble en ácido en el pozo Mot-63, el cual demostró su efectividad basado en los resultados de evaluación de producción del pozo.

UBICACIÓN DEL CAMPO MOTATÁN

El Campo Motatán esta ubicado al sureste del Lago de Maracaibo, forma parte de los estados Trujillo y Zulia y limita al Norte con el Campo Mene Grande y hacia el Oeste con el Campo Barúa, este campo está dividido en dos grandes estructuras muy diferenciadas, estructural y estratigráficamente las cuales se denominan Domo Norte y Domo Sur. Para apreciar detalle de la ubicación ver **FIGURA N°1** en el anexo.

ESTRATIGRAFIA

Los yacimientos del Domo Sur del Campo Motatán se encuentran en las unidades B-4 @ B-0 de la Formación Misoa y en las unidades A-10 @ A-4 de las Arenas Basales de la Formación Paují. Estas unidades han sido divididas en subunidades estratigráficas más pequeñas, lo cual permite el estudio detallado de las unidades de flujo presentes en el campo. Para ver detalle de las unidades y subunidades ver **TABLA N°1** del anexo.

ESTRUCTURA.

El modelo estructural del campo Motatán surge a raíz de la interpretación del levantamiento sísmico 3D Barúa –Motatán adquirido en los años 1993 – 1994. La generación de las estructuras principales del campo Motatán se encuentra asociada con el sistema regional de fallas de la cuenca de Maracaibo. Las estructuras son el resultado de fuerzas compresionales que actuaron en sentido noroeste-sureste.

COMENTARIOS PETROFISICOS

Los intervalos del yacimiento Paují y Misoa presentan las siguientes características petrofísicas:

Yacimiento Paují: Intervalo A-10:

Se caracteriza por presentar una arenisca masiva, la cual es bastante limpia haciéndose más arcillosa hacia la base. Los intervalos arenosos muestran resistividades que varían de 45 ohm-m a 120 ohm-m. La porosidad esta en el orden de 12% a 16% y las saturaciones de agua varían de 25% @ 39%. La permeabilidad varia de 20 md a 180 md. El hoyo es de buena calidad en la sección de la arena, mientras que en la lutita presenta ligeros derrumbes. El espesor promedio es de 120 pies (36.58 m) de ANT (Arena Neta Total) con 60 pies (18.29 m) de ANP (Arena Neta Productora) aproximadamente.

Yacimiento Misoa: Intervalo B-0:

Presenta varias areniscas delgadas ligeramente arcillosas. Los intervalos arenosos tienen resistividades de 70 ohm-m a 250 ohm-m. La porosidad está en el orden de 11% @ 15% y tienen una saturación de agua promedio de 28%. La permeabilidad tiene valores en el rango de 10 md @ 110 md. El hoyo es de buena calidad en la sección de las arenas, mientras que en las lutitas presenta derrumbes. El espesor promedio es de 105 pies (32 m) de ANT con 70 pies (21.34 m) de ANP aproximadamente.

Yacimiento Misoa: Intervalo B-1:

Se observan varias areniscas delgadas, ligeramente arcillosas. Los intervalos arenosos productivos tienen resistividades en el orden de 60 ohm-m @ 200 ohm-m, la porosidad varia de 8% @ 10% y la permeabilidad tiene un rango de 4 md @ 31 md. La saturación de agua varía de 30% @ 40%. El hoyo es de buena calidad en la sección de las arenas, mientras que en las lutitas presenta derrumbes. El espesor promedio es de 100 pies (30.48 m) de ANT con 60 pies (18.29 m) de ANP aproximadamente.

Yacimiento Misoa: Intervalo B-2:

Se caracteriza por presentar varias areniscas, ligeramente arcillosas, intercaladas con lutitas. Las resistividades en los intervalos de interés son superiores a 100 ohm-m, la porosidad esta en el orden de 8% @ 10% y la saturación de agua promedio es de 35%. La permeabilidad es de 1 md @ 13 md. Se observa buena calidad del hoyo en las arenas. El espesor promedio es de 165 pies (50.29 m) de ANT con 50 pies (15.24 m) de ANP aproximadamente; este bajo espesor de ANP se debe a la baja porosidad presente en esa zona. La mayor contribución de la producción esta asociada a porosidad y permeabilidad secundaria, por fracturas naturales.

Yacimiento Misoa: Intervalo B-3:

Presenta varias areniscas, ligeramente arcillosas, separadas por lutitas. Las resistividades de los intervalos de interés son mayores de 100 ohm-m, la porosidad varía de 6% @ 9%, la saturación de agua varía de 25% @ 40% y la permeabilidad varia de 5 md @ 15 md. Se observa buena calidad del hoyo. El espesor promedio es de 200 pies (60.96 m) de ANT con 40 pies (12.19 m) de ANP aproximadamente; este bajo espesor de ANP se debe a la baja porosidad presente en esa zona. La mayor contribución de producción esta asociada a la porosidad secundaria, por fracturas naturales.

Yacimiento Misoa: Intervalo B-4:

Se caracteriza por presentar varias areniscas, ligeramente arcillosas; las resistividades de los intervalos de interés son mayores de 100 ohm-m, la porosidad varía de 6% @ 8%, la saturación de agua de 20% @ 40% y la permeabilidad de 2 md @ 10 md. Se observa buena calidad del hoyo. El espesor promedio es de 300 pies (91.44 m) de ANT con 50 pies (15.24 m) de ANP aproximadamente; este bajo espesor de ANP se debe a la baja porosidad presente en esa zona. La mayor contribución de producción esta asociada a la porosidad secundaria, por fracturas naturales.

Algunas arenas de B-0, B-1, B-2, B-3 y B-4, aunque presentan bajos valores de porosidad menores de 9%, han sido completadas en los pozos del área y su producción es muy buena, lo que corrobora que existe un sistema de doble porosidad (primaria y por fracturas).

COMENTARIOS DE YACIMIENTOS

Los últimos niveles de presión medidos en forma puntual se realizaron en los pozos MOT-60, MOT-26A, MOT-25B y MOT-61 mediante registro de presión el cual permitió obtener valores de presión por unidad de flujo. En la **TABLA N°2** del anexo se muestran los resultados obtenidos y los niveles de presión estimados actualmente.

REGISTROS DE IMÁGENES EN EL CAMPO MOTATÁN

En el Campo Motatán se ha tomado información adicional a los registros convencionales, tal es el caso de los registros de imágenes, con el propósito de realizar una evaluación geológica más detallada de la formación penetrada. En el campo se han tomado un total de 13 registros de imágenes en los pozos MOT-25B/26A/47/48/49/50/53/54/57/59/60/61/63, lo cual ha permitido identificar la geometría, la morfología y los atributos de distintos tipos de fracturas. Básicamente este registro genera imágenes detalladas de la pared del hoyo, un dispositivo emite un pulso ultrasónico y graba su reflexión proveniente de la pared de la formación. La imagen está compuesta de píxeles o puntos de datos, representando la amplitud de la onda acústica reflejada de la pared del hoyo, la cual está afectada por la variación de la impedancia acústica, esta última se define como el producto entre la velocidad acústica y la densidad de la formación. Las formaciones de alto reflejo acústico son representadas por colores claros, y las de bajo reflejo acústico por colores oscuros, así las arenas consolidadas y carbonatos tienen un alto reflejo, mientras que las no consolidadas y lutitas presentan bajo reflejo. Las fracturas son registradas por colores oscuros si son abiertas y por colores claros si están rellenas.

ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN EN EL ÁREA DEL MOT-18

En la **TABLA N°3** del anexo se muestra una tabla comparativa de los costos asociados a las reparaciones de las cementaciones primarias en los hoyos de producción de los pozos realizados en los años 2000 y 2001 en el área del Mot-18 y el costo adicional del tapón temporal perforable reticulado soluble en ácido y la tarifa de taladro equivalente al tiempo de colocación y remoción del tapón.

PERFORACIÓN DEL POZO MOT-63

El pozo vertical Mot-63 fue perforado como pozo de desarrollo en las areniscas fracturadas de la Formación Misoa con objetivo único las arenas de B-0 hasta B-4, de edad Eoceno, perteneciente a la Unidad Estructural Domo Sur del campo Motatán, área del Mot-18, para crear un punto de drenaje adicional a las reservas de petróleo mediano, incorporando un potencial esperado de 1500 bls/día (238.48 m³/día). Después de haber corrido y cementado el revestidor intermedio de 9-5/8" (22.86 cm) a 8442' (2573.12 m), el cual es asentado en los intervalos arenosos que se desarrollan en la base de la Formación Paují llamados "Arenas Basales de Paují", se procedió a perforar el hoyo de producción con mecha de 8-1/2" (20.32 cm) y sistema de lodo 100% aceite con una densidad de 7.4 lpg (0.84 g/cm³), es importante destacar que en los pozos del área se ha observado pérdida de circulación al principio de la perforación del hoyo de producción, esta es ocasionada por el diferencial de presión entre el lodo y la baja presión de las arenas de Paují que está en el orden de las 1700 psi (117.21 Kpa). Esta problemática es solventada sin problemas agregando con antelación una mezcla de carbonato de calcio con diferentes granulometrías a la composición del lodo antes de comenzar la perforación, pero en este pozo no sucedió de esa manera ya que se observaron múltiples pérdidas de lodo a medida que avanzaba la perforación, las cantidades se indican en la **TABLA N°4** del anexo. En función de estas constantes pérdidas de lodo se consideró que las mismas eran causadas por la gran cantidad de fracturas presentes a todo lo largo del hoyo de producción, enfatizando la necesidad de proporcionar integridad a las zonas fracturadas y de pérdidas de circulación por medio de un tapón perforable previo al trabajo de cementación, el cual sería colocado dentro del hoyo en dos fases dada la longitud de hoyo abierto de 1842' (562 m).

INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO DE IMÁGENES EN EL POZO MOT-63

En el pozo Mot-63 se corrió un registro de imágenes (CBIL) observándose fracturas a todo lo largo del intervalo perforado, siendo B-3 y B-4 los estratos que presentaron mayor cantidad de fracturas. El número de fracturas para cada arena, así como imágenes de las mismas tomadas con el registro se muestra en la **TABLA N°5** y la **FIGURA N°2** respectivamente en el anexo.

TECNOLOGÍA TAPÓN TEMPORAL PERFORABLE RETICULADO SOLUBLE EN ACIDO.

El mismo es un cemento reticulado desarrollado por una Empresa, el sistema está constituido básicamente con óxido de magnesio y carbonato de calcio que, junto con aditivos como controlador de filtrado, retardador, antiespumante, gelificante y reticulante (complejo de Zirconio), el cual se activa con la temperatura del pozo generando una alta viscosidad parecida a un gel de fractura de hasta más de 5000 cps. Este sistema es usado para sellar sectores fracturados y de pérdida de circulación en zonas productoras desarrollando resistencia a la compresión en poco tiempo y fraguado en ángulo recto, es muy estable cuando es sometido a los esfuerzos que se generan mientras se perfora a través del mismo, los fluidos de perforación no lo contaminan ya que su fraguado se produce por reacción química y no por hidratación como los cementos API, además posee una solubilidad en el orden del 98% a 100% al tratarlo con ácido clorhídrico (HCl) al 15%.

COMPOSICIÓN DEL SISTEMA “MAGNELINK”

Antiespumante FP-6L

Líquido surfactante que disminuye la espuma del cemento durante la mezcla previniendo el exceso de aire entrampado en la lechada, su gravedad específica es de 0.97, es compatible con el cemento y puede ser mezclado directamente en el agua, no afecta el tiempo de bombeabilidad y es usado en bajas concentraciones.

Retardador R-9

Sal inorgánica compuesta por Borato de Sodio cuya función es regular el tiempo de bombeabilidad, de acuerdo a las condiciones operacionales del pozo, específicamente en cementos a base de Magnesio sometidos a altas temperaturas, es estable hasta temperaturas de 350°F (176.67 °C).

Viscosificante y Gelificante GW-38

Es un Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHG) utilizado para viscosificar y gelificar los fluidos para aplicaciones de fracturamientos y lechadas viscosas, es compatible con agua fresca, salmuera y agua del lago, está diseñado para formular sistemas de suspensión de polímeros y es bajo en sólidos (menor al 1% en peso).

Controlador de filtrado FL-54

Es un Carboximetil Celulosa utilizado para controlar pérdida de filtrado y el desarrollo de fluido libre en el cemento, se usa en pequeñas concentraciones y funciona a temperaturas de hasta 350°F (176.67 °C), es soluble en agua con concentraciones entre 0.1% y 1.5%, utilizado en soluciones salinas y agua fresca

Magne Plus Cement

Sistema de cemento soluble en ácido, se utiliza para corregir pérdidas de circulación severa o microfracturas en la formación y para el aislamiento temporal de zonas de interés, está constituido por una mezcla de magnesio y óxidos de calcio, carbonatos y sulfatos, cuando es mezclada con agua tiene una gravedad específica de 2.92, es 100% soluble en HCl al 15%, no contamina el sistema de lodo, no requiere lavadores ni espaciadores especiales, compatible con altas concentraciones de sal, de fácil mezclabilidad y bombeabilidad, y desarrolla resistencias a la compresión entre 200 y 1000 psi (1379 y 6895 Kpa).

Reticulante (crosslinker) XLW-60

Reticulante a base de Zirconio que en presencia de productos a base de Carboximetil Hidropropil Guar (CMHPG) incrementa drásticamente la viscosidad de la lechada por efecto de temperaturas mayores a los 160 °F (71.11 °C), se caracteriza por ser estable a temperatura de hasta 350°F (176.67 °C), no permite que el gel activador se regenere posterior a la degradación, deja menos residuos que los

reticulantes a base de Boratos, se degrada fácilmente con rompedores externos a base de ácidos orgánicos e inorgánicos (Acético o Clorhídrico) o internos a base de enzimas u oxidantes.

PRUEBAS Y SIMULACIONES REALIZADAS AL PRODUCTO “MAGNELINK”

Se realizaron pruebas de retorno de permeabilidad utilizando pastillas con una permeabilidad de 960 md, como se muestra en la **FIGURA N°3**, el producto ha cubierto en su totalidad la muestra ocasionando un daño del 100%, después la muestra fue tratada con ácido clorhídrico al 15% durante 2 hrs de remojo observándose un 97% de efectividad de remoción de daño (Ver **FIGURA N°4**). También se realizaron corridas a través de la computadora para simular el radio de invasión del producto a través de las fracturas el cual estaría soportado por la capacidad del producto para alcanzar un fraguado en ángulo recto según especificaciones del diseño, se obtuvo una penetración máxima del producto de 15 pulg (38.1 cm), es importante destacar que las cargas utilizadas para el cañoneo bajo balance tienen una penetración de 19 pulg (48.26 cm) dentro de la matriz de la roca, permitiendo sobrepasar el posible daño causado por el sistema, el resultado gráfico de la simulación se muestra en la **FIGURA N°5** del anexo.

PROCEDIMIENTOS PARA LA COLOCACIÓN DE LOS TAPONES TEMPORALES

Debido a la longitud del hoyo de producción de 8-1/2” (20.32 cm) de 1842’ (561.44 m), se decidió colocar el tapón en dos etapas con una cola de tubería de 2-7/8” (5.08 cm) con punta libre con el fin de minimizar riesgos asociados a pegas de tubería (el manual de procedimientos recomienda tener una cola de cementación de 1000’ (304.8 m) máximos para la colocación de tapones de cemento). Los datos asociados a este primer tapón, así como las pruebas de tanque se encuentran en la **TABLA N°6** del anexo.

PROCEDIMIENTO PRIMER TAPÓN TEMPORAL. INTERVALO 10290’-9297’ (3136-2834 m)

El primer tapón se colocó desde la PT a 10290’ (3136 m) hasta 9297’ (2834 m) como se indica en el procedimiento siguiente:

- 1) Bajó cola para tapones de cemento de 2 7/8" (5.08 cm), EUE con DP's de 5" (12.7 cm) por pareja hasta 10290' (3136 m) (fondo).
- 2) Circuló a 10290' (3136 m) durante 3 hrs hasta observar retornos limpios.
- 3) Bombeó 21 bls (3.34 m³) de lavador de 9 lpg (1.08 g/cm³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 750 psi (5171 Kpa).
- 4) Bombeó 72 bls (11.45 m³) de cemento reticulado de 12.6 lpg (1.44 g/cm³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 800 psi (5516 Kpa).
- 5) Comenzó el desplazamiento bombeando 3 bls (0.48 m³) de lavador de 9 lpg (1.08 g/cm³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 805 psi (5550 Kpa).
- 6) Terminó de desplazar con 146 bls (23.21 m³) de lodo de 7.4 lpg (0.84 g/cm³) de la siguiente manera:
136 bls (21.62 m³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 750 psi (5171 Kpa).
10 bls (1.59 m³) @ 2 bpm (0.32 m³/min) y 220 psi (1517 Kpa) (Presión Final)
- 7) Levantó punta de tubería hasta 9060' (2762 m) y reverso 2 veces la capacidad de la tubería igual a 286 bls (45.47 m³). Circuló pozo con 40 strokes/min. y 348 psi (2400 Kpa) por espacio de 3.5 hrs para esperar fraguado del sistema.

Base del tapón @ 10290' (3136 m)

Tope teórico del tapón @ 9291' (2832 m)

Observación: Después de esperar el fraguado del cemento, se bajó la punta de tubería hasta detectar el tope @ 9311’ (2838 m), 20’ (6.1 m) por debajo del tope teórico de 9297’ (2834 m), esta diferencia equivale a 1.5 bls (0.16 m³) de cemento autoinyectado hacia la formación por efecto de la presión hidrostática y la reversada de la tubería.

Es importante destacar que se esperaba una mayor cantidad de cemento autoinyectado, la experiencia en pozos anteriores reflejaban que la mayor parte del cemento se perdía a través de las fracturas, antes, durante y después de colocado el mismo, además la presión hidrostática ejercida sobre el cemento y la

presión de circulación fueron motivos suficientes para considerar que efectuar el forzamiento en esta primera fase era contraproducente, pero en vista del comportamiento de este primer tapón se decidió en sitio realizar el forzamiento después de colocado el segundo tapón. Los datos asociados al segundo tapón, así como las pruebas de tanque se encuentran en la **TABLA N°7** del anexo.

PROCEDIMIENTO SEGUNDO TAPÓN TEMPORAL. INTERVALO 9311'-8242' (2838-2512 m)

El segundo tapón se colocó desde el tope del primer tapón a 9311' (2838 m) hasta 8242' (2512 m) 200' (60.96 m) por encima de la zapata del revestidor intermedio de 9-5/8" (22.86 cm). El procedimiento fue el siguiente:

- 1) Con la punta de tubería de 2 7/8" (5.08 cm) a 9311' (2838 m) tope del primer tapón, bombeó 22 bls (3.5 m³) de lavador de 9 lpg @ 6 bpm y 765 psi.
- 2) Bombeó 77 bls de cemento reticulado de 12.6 lpg @ 6 bpm y 820 psi.
- 3) Comenzó el desplazamiento bombeando 3 bls de lavador de 9 lpg (1.08 g/cm³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 825 psi (5688 KPa).
- 4) Terminó de desplazar con 128 bls (20.35 m³) de lodo de 7.4 lpg (0.84 g/cm³) de la siguiente manera:
119 bls (18.92 m³) @ 6 bpm (0.95 m³/min) y 750 psi (5171 KPa).
09 bls (1.43 m³) @ 2 bpm (0.32 m³/min) y 128 psi (883 KPa) Presión Final
- 5) Levantó punta de tubería sacando 13 parejas hasta 8185' (2495 m) y reverso 2 veces la capacidad de la tubería igual a 286 bls (45.47 m³) por espacio de 1 hr para asegurar la limpieza de la tubería.
Base del tapón @ 9311' (2838 m)
Tope teórico del tapón @ 8242' (2512 m)
- 6) Cerró ranes y realizó forzamiento del segundo tapón reticulado como se muestra en la **TABLA N°8** del anexo.

En total se forzaron 6 bls (0.95 m³) retornando 3.5 bls (0.48 m³) y concluyendo que la formación recibió 2.5 bls (0.32 m³) de cemento reticulado.

LIMPIEZA DEL TAPÓN TEMPORAL

La limpieza del tapón temporal se realizó en 46.5 hrs (1.94 días) a 43.1 pph versus el tiempo estimado de 3 días a una ROP de 40 pph. Es importante mencionar que la tasa de limpieza pudo haber sido mayor pero excedía la capacidad de los equipos de control de sólidos además que en ningún momento se observó pérdida de circulación.

CEMENTACIÓN DE LA CAMISA DE PRODUCCIÓN DE 5-1/2" (12.7 cm)

Para la cementación del hoyo de producción se diseñó una lechada liviana de 12.5 lpg (1.44 g/cm³) ya que en el momento se desconocía si la tecnología aplicada había dado los resultados esperados. La operación de cementación se realizó sin observar ningún tipo de problemas asociados a pérdida de fluidos ni a problemas operacionales.

ANÁLISIS DEL REGISTRO DE CEMENTACIÓN

La lechada utilizada para cementar la camisa de producción de 5-1/2" (12.7 cm) fue una lechada liviana de 12.5 lpg (1.44 g/cm³). Para la evaluación de la calidad del cemento se usó la herramienta SBT/VDL/GR/CCL desde 10290' (3136 m) hasta 7690' (2344 m) perfilando toda la camisa. Los resultados iniciales del registro mostraron un mapa de cemento con tonos claros, denotando deficiente sello en los intervalos 8940'-9700' (2725-2957 m) y 8800'-8870' (2682-2704 m), es importante mencionar que la pista del mapa de cemento muestra la calidad del mismo a través de tonos sombreados, donde un tono oscuro denota un buen índice de adherencia igual a 80%, mientras que un tono muy claro describe una pobre cementación con un índice de adherencia de 20% o menos, debido a esto se usó un procedimiento para determinar los valores mínimo y máximo del índice de adherencia o BI (Bond Index) del registro de cemento del pozo MOT-63, con el fin de reprocesar el registro para que mostrara algo más cercano a la realidad de la cementación, los resultados fueron los siguientes: La

atenuación en tubería libre para una tubería de 5-1/2" (12.7 cm) 17 lpp (25.5 kgf/m) es de 0.6 Db/ft de acuerdo a tablas, la máxima atenuación promedio leída de acuerdo al registro tomado a la profundidad de 8916'-8932' (2718-2723 m) es de 8 Db/ft. Por lo tanto: La diferencia entre la atenuación de buen cemento y tubería libre es $= 8 \text{ db} - 0.6 \text{ db} = 7.4 \text{ db/ft}$, entonces:

BI (20%) $= 0.2 \times 7.4 + 0.6 = 2.08 \text{ db/ft}$, entonces en el mapa se tomó 2 db/ft para un BI = 20%

BI (80%) $= 0.8 \times 7.4 + 0.6 = 6.52 \text{ db/ft}$, luego en el mapa se tomó 6.52 db/ft para un BI = 80%

Ya con estos datos se volvió a procesar el registro mostrando esta vez una cementación aceptable basándose en la experiencia con este tipo de lechadas livianas, sin embargo hubo intervalos que dejaron de ser cañoneados por temor a la existencia de posible comunicación por detrás del revestidor resultado de la supuesta cementación deficiente. Más adelante se menciona con detalle los resultados de las pruebas y registros de producción los cuales certifican que el uso del tapón reticulado dio como resultado un buen aislamiento zonal. El registro de evaluación del cemento junto con el registro de imágenes, en el cual se detallan las zonas cañoneadas, zonas de agua y las fracturas presentes en el hoyo se muestran en el anexo de la siguiente manera: **FIGURA N°6** perteneciente a la arena A-10 de Paují, **FIGURA N°7** perteneciente a la arena B-0 de Misoa, **FIGURA N°8** perteneciente a la arena B-1 de Misoa, **FIGURA N°9**, **FIGURA N°10**, **FIGURA N°11** pertenecientes a la arena B-2 de Misoa, **FIGURA N°12** perteneciente a la arena B-3 de Misoa y la **FIGURA N°13** que pertenece a la arena B-4 de Misoa.

PRODUCCIÓN INICIAL DEL POZO

El pozo Mot-63 fue completado el 17/03/2002 sencillo selectivo con tubería de producción de 3-1/2" (7.62 cm) y equipo para levantamiento artificial con gas (LAG), el 26/03/2002 se realizó la primera prueba de producción y se monitoreó el comportamiento hasta el 19/04/2002, en este período de tiempo el pozo produjo en promedio 1380 bls/día netos de petróleo (219.4 m³/día) con un corte de agua de 73%; en vista de la baja producción del pozo se decidió correr el registro de perfil de producción (PLT) y el registro de perfil de flujo espectral (SPFL).

FUNCIONAMIENTO DEL REGISTRO DE PERFIL DE PRODUCCIÓN PLT (HERRAMIENTA DE REGISTRO DE PRODUCCIÓN) Y REGISTRO SPFL (PERFIL DE FLUJO ESPECTRAL)

El registro de perfil de producción es un registro combinado el cual permite conocer diferentes características de los fluidos producidos por el pozo, básicamente esta herramienta proporciona valores de velocidad, densidad, tipo de fluido, proporciones en la mezcla, temperatura, presión fluyente o estática y correlación de profundidades a través de un GR, por otro lado el registro de perfil de flujo espectral se basa en el proceso de activación de oxígeno, esto ocurre cuando neutrones de alta energía interactúan con los núcleos de oxígeno, originando que los mismos cambien a un isótopo radioactivo del nitrógeno (oxígeno activado). Este nitrógeno tiene una vida media de 7.13 seg. y decae a su estado natural emitiendo un rayo gamma de 6.13 MeV que corresponde al oxígeno activado en el agua, este proceso se realiza a través de un generador de neutrones y la emisión de rayos gamma es captada a través de detectores espectrales, por lo tanto esta herramienta permite captar el movimiento o no de fluido por detrás del revestidor mediante el proceso de activación de las moléculas de oxígeno del fluido en movimiento, estos valores detectados son procesados para determinar el tiempo de tránsito del fluido.

INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO PLT (PERFIL DE PRODUCCIÓN)

Los resultados del registro PLT se muestran en la **TABLA N°9** del anexo.

a) La producción esperada del pozo era de 1500 bls (238.48 m³) versus 1380 bls (219.4 m³) producidos hasta el momento. Nótese que el intervalo más importante es el N°7, el cual muestra una producción diaria de crudo de 615 bls (97.78 m³) y 859 bls de agua (136.57 m³), esta última cantidad es normal en esta arena, a pesar de que hay arenas de agua alrededor del intervalo.

b) En los intervalos 9, 10 y 11 se observa una gran cantidad de agua a pesar que los registros a hoyo abierto no mostraban su presencia, por lo que no se esperaba producción de la misma.

c) En los intervalos 12, 13, 14 y 15 se observa solo producción de agua, a pesar que los registros a hoyo abierto mostraron buenas prospectividades, se estima que probablemente este comportamiento se deba a deficiencias en el cañoneo o al mecanismo de producción de estas arenas, las cuales se caracterizan por producir a través de las fracturas.

d) En los intervalos 4, 6, y 8 no se observa producción alguna, excepto los 91 bls de agua (14.47 m^3) en el 4, a pesar que los registros a hoyo abierto mostraron buenas prospectividades, se estima que probablemente este comportamiento se deba a deficiencias en el cañoneo o a alta compactación de estas arenas.

e) En el intervalo 1 perteneciente a B-0 no se observó producción de crudo a pesar que esta arena es una de las más prospectivas, se sospechó que la causa era una presión de fondo fluyente mayor a la presión de yacimiento al frente de las perforaciones.

f) En vista de estos resultados se decidió tomar el registro SPFL el cual indica si existe o no movimiento de agua por detrás del revestidor, que en caso de ser positivo mostraría un deficiente sello del cemento. La herramienta se corrió en todos los intervalos en los que se sospechaba deficiente cementación, pero los resultados demostraron que el agua proviene directamente de los agujeros del cañoneo de producción y no por detrás del revestidor.

INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO SPFL (PERFIL DE FLUJO ESPECTRAL)

Se corrió el registro de perfil de flujo espectral (SPFL) con la finalidad de detectar movimiento de agua detrás del revestidor. Una vez realizado el registro PLT y verificando los intervalos con intrusión de agua, se procedió a realizar la selección de las profundidades para las lecturas estacionarias. En modo Normal (detección de movimiento de agua subiendo) Lecturas a 9036', 9938', 9990', 10000', 10120' y 10205'. De los resultados arrojados en estas lecturas se puede concluir que, exceptuando la lectura realizada a 10205', el resto de las lecturas muestra un valor de CRAFT ≥ 2 , lo que indica que el movimiento de agua observada en modo subiendo ocurre dentro del revestidor, debido al aporte de los intervalos identificados en el PLT. En las lecturas realizadas a 9900', 10120', 10000', se detectó un movimiento de agua en modo subiendo dentro del revestidor; comparando con los intervalos que se encuentran de 9960'-10200', el PLT muestra valores menores a 50 bls, valores que no son de fácil detección para esta herramienta, sin embargo en el comportamiento de las curvas dinámicas y en el análisis emitido por la empresa para el registro PLT, se muestra que existe un aporte de agua discriminado entre estos intervalos mencionados que de cierta manera corrobora lo visto con el SPFL ya que esta herramienta es mucho más sensible a pequeños valores de flujo de agua. En el resto de las otras lecturas, la respuesta de las corridas muestra movimiento de agua en modo subiendo dentro del revestidor que cotejan con los resultados obtenidos con el registro PLT, para los intervalos: 9946'-9952', 9896'-9908', 98884'-9890', 9152'-9158', en los cuales se registraron: 105, 490, 342 y 823 bls de agua (a condiciones de superficie), respectivamente. En modo Invertido (detección de movimiento de agua bajando) Lecturas a 9000', 9129', 9765', 9870', 10060' y 10170', a pesar que los datos son pocos confiables, los resultados arrojados por el CRAFT, indican que es poco posible que exista movimiento de agua detrás de revestidor en modo bajando, incluso no se detectó resbalamiento del fluido dentro del revestidor.

PRODUCCIÓN ACTUAL DEL POZO

En vista de los resultados obtenidos en la corrida del registro de flujo espectral y de producción, se dedujo que la arena B-0 no estaba aportando fluidos ya que la presión de fondo fluyente era mayor a la presión del yacimiento, es importante mencionar que solamente de la arena B-0 se esperaban aproximadamente 1100 bls netos de crudo ($175 \text{ m}^3/\text{día}$). Por lo anterior se cambió el sistema de producción de levantamiento artificial por gas de anular a tubería a tubería por anular o mejor conocido como producción por el anular (PAL), esto permitiría bajar la presión de fondo fluyente de la arena B-0 y hacer que el diferencial de presión estuviese a favor del yacimiento. El 28/04/2002 se realizó el cambio y hasta la fecha el pozo produce 2100 bls/día de petróleo neto ($334 \text{ m}^3/\text{día}$) con un corte de

agua del 60% contra los 1500 bls/día ($239 \text{ m}^3/\text{día}$) esperados del pozo. Es necesario destacar que este corte de agua es considerado normal en los pozos del área, manteniéndose estable con el tiempo.

CONCLUSIONES

- ❑ Después de analizar el procedimiento y los resultados se concluye que el uso de la tecnología de tapón perforable funcionó en el pozo Mot-63 perteneciente al área del Mot-18, estos resultados están soportados por los registros de hoyo abierto, registro de calidad del cemento, registro de producción y registro de flujo espectral tomados en el pozo.
- ❑ Gracias a la aplicación de esta tecnología se dio a conocer lo que se presumió desde siempre, que las fracturas se encuentran interconectadas, por lo que la producción de agua será inevitable en arenas que aparentemente muestran presencia de crudo solamente.
- ❑ Se evidenció que las herramientas ultrasónicas para evaluar la calidad de un cemento liviano aún crean incertidumbre en cuanto a la interpretación de la calidad de aislamiento zonal.
- ❑ Se comprobó a través del registro de flujo espectral que el agua proviene directamente de las perforaciones y no por detrás del revestidor evidenciando buen sello de cemento.
- ❑ El ahorro considerable de 227.1 M\$ motivado a que no hubo necesidad de realizar cementaciones remediales, lo cual era práctica casi común en el área del Mot-18, hace del tapón perforable la opción más acertada para los pozos del área del Mot-18.

RECOMENDACIONES

- ❑ Se recomienda el uso del tapón perforable como práctica común en los hoyos de producción del área del Mot-18.
- ❑ La colocación del tapón perforable en futuros pozos debe realizarse en una sola fase para garantizar la introducción del producto a todo lo largo del hoyo en un solo forzamiento.
- ❑ El diseño de una lechada con una densidad adecuada al comportamiento del hoyo debe basarse en el conocimiento de la máxima densidad equivalente obtenida durante el forzamiento del tapón perforable.
- ❑ Realizar un estudio profundo acerca de la relación existentes entre el sistema de fracturas presentes en el área y la producción de crudo y agua asociada a estas.

ANEXOS

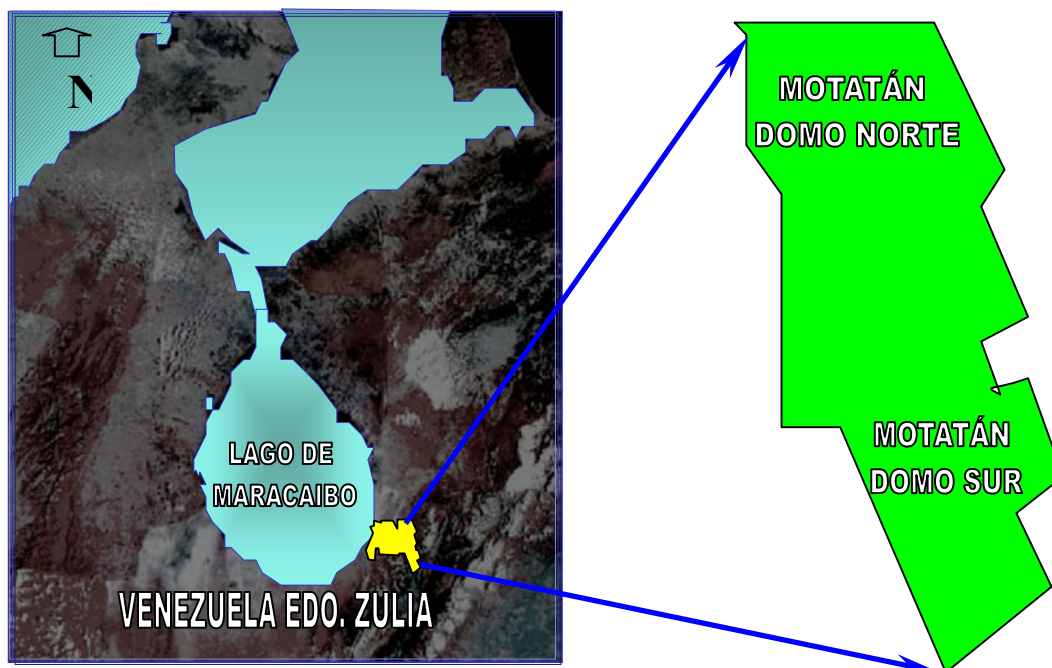


FIGURA N°1 Ubicación Campo Motatán

EDAD	FORMACIÓN	UNIDAD	SUBUNIDAD
E O C E N O M E D I O	P A U J Í	A-4	A-4.0.1
			A-4.0.2
			A-4.0.3
			A-4.0.4
		A-5	
		A-6	
		A-7	
		A-8	
		A-9	
	M I S O A	A-10	A-10.0.1
			A-10.0.2
			A-10.0.3
		B-0	B-0.0.1
			B-0.0.2
			B-0.0.3
		B-1	B-1.0.1
			B-1.0.2
		B-2	B-2.0.1
			B-2.0.2
			B-2.2
			B-2.2.1
			B-2.2.2
			B-2.2.3
		B-3	
		B-4	

TABLA N°1 Estratigrafía yacimientos del Domo Sur Campo Motatán

PRESIONES RFT AL DATUM (8900')						
YACIMIENTO	Paují A-10	Misoa B-0	Misoa B-1	Misoa B-2	Misoa B-3	Misoa B-4
PRESIÓN psi (Kpa)	1700 (117.21)	2260 (155.82)	2850 (196.50)	2840 (195.81)	2930 (202.02)	3100 (213.74)

TABLA N°2 Niveles de presión actual en el Campo Motatán

POZO	TIEMPO ADICIONAL (DÍAS)	COSTO TALADRO (M\$)	COSTO FORZAMIENTO (M\$)	COSTO ADICIONAL TOTAL (M\$)
MOT-59	12,8	322,6	93,3	415,9
MOT-60	4	100,8	80,0	180,8
MOT-26A	4,3	108,4	144,0	252,4
MOT-25B	15,5	390,6	286,7	677,3
MOT-61	10,3	259,6	268,3	527,8
PROMEDIO	9,38	236,4	174,5	410,8

COSTO Y TIEMPO COLOCACIÓN TAPONES PERFORABLES

POZO	TIEMPO ADICIONAL (DÍAS)	COSTO TALADRO (M\$)	COSTO TAPONES (M\$)	COSTO ADICIONAL TOTAL (M\$)
MOT-63	3	77,7	106,0	183,7

AHORRO GENERADO POR LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA	227,1
---	--------------

TABLA N°3 Costos asociados a forzamientos pozos años 2000 y 2001 área del Mot-18

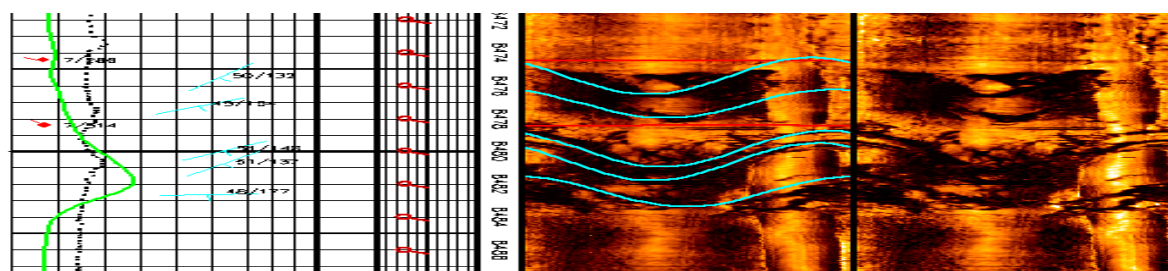
LODO PERDIDO POZO MOT-63						
YACIMIENTO	Paují A-10	Misoa B-0	Misoa B-1	Misoa B-2	Misoa B-3	Misoa B-4
N° BLS (m³)	615 (97.78)	145 (23.05)	310 (49.29)	418 (66.46)	303 (48.17)	133 (21.2)
TOTAL 1924 BLS (305.89 m³) PERDIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN						

TABLA N°4 Pérdidas de lodo durante la perforación del Mot-63

FRACTURAS CONTABILIZADAS POZO MOT-63						
YACIMIENTO	Paují A-10	Misoa B-0	Misoa B-1	Misoa B-2	Misoa B-3	Misoa B-4
N° FRACTURAS	10	9	15	14	41	63
TOTAL 152 FRACTURAS						

TABLA N°5 Fracturas contabilizadas en el pozo Mot-63

PRESENCIA DE FRACTURAS (PAUJI A-10 POZO MOT-63)



PRESENCIA DE FRACTURAS (MISOA B-1 POZO MOT-63)

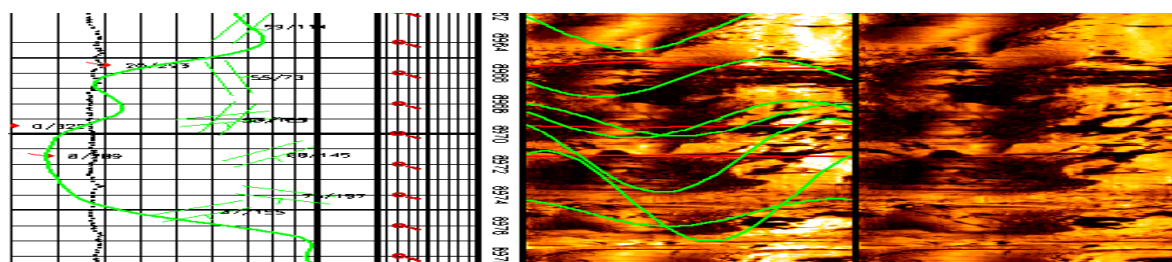


FIGURA N°2 Ejemplos de imágenes de fracturas del pozo Mot-63



FIGURA N°3 Daño del 100%



FIGURA N°4 Retorno de permeabilidad 97%

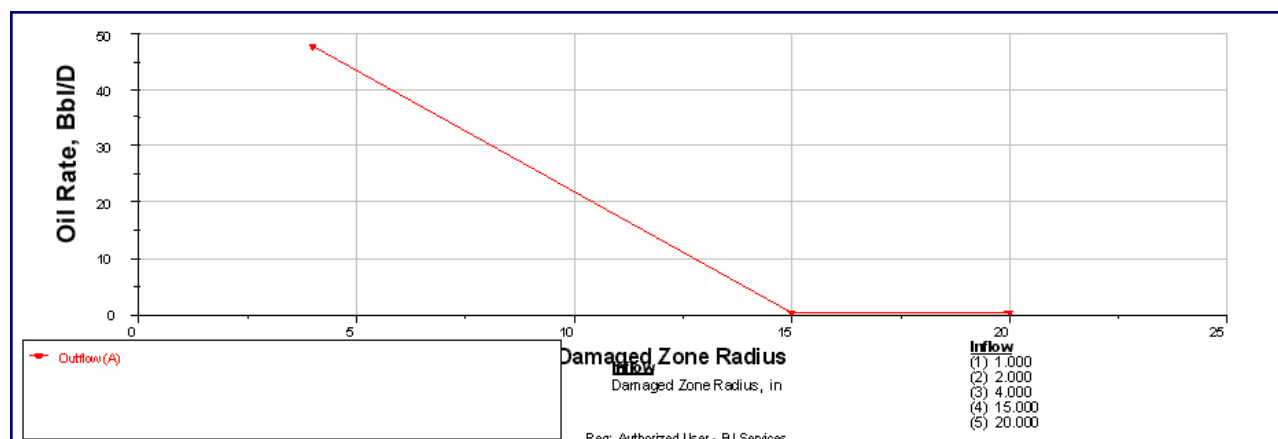


FIGURA N°5 Resultado de la simulación de la invasión del Magnelink.

Fecha:	03/03/2002
Pozo:	MOT-63
Taladro:	PDV-34
Revestidor:	5-1/2" (12.7 cm) 17 lpp (25.5 kgr/m)
Tamaño del Hueco:	8-1/2" (20.32 cm)
Profundidad del hoyo MD:	10290' (3136.39 m)
Sistema de Lodo:	100% aceite
Peso del Lodo:	7.4 Lpg (0.84 g/cm ³)
BHST:	226 °F (107.78 °C)
BHCT:	179 °F (81.67 °C)
Tope Teórico del tapón 1:	9297' (2833.73 m)
Base Teórico del tapón 1:	10290' (3136.39 m)
Preflujos:	24 Bls (3.82 m ³) de Turbosolvent @ 9 Lpg (1.08 g/cm ³)
Composicion de lechada:	274 Sacos de cemento "Magna Set" + 0.12% GW-38 + 0.8% FL-54 + 8% R-9 + 0.48 gps XLW-60 + 0.04 gps FP-6L
Volumen de lechada:	72 bls (11.45 m ³)
PRUEBA DE TANQUE PRIMER TAPÓN	
Densidad:	12.6 lb/gal (1.44 g/cm ³)
Rendimiento:	1.47 ft ³ /sk (0.03 m ³ /sk)
Req. de agua:	8.16 gal/sk (0.03 m ³ /sk)
T. de espesamiento:	2 hr:40 min
Pérdida filtrado:	56 cc/30 min
Resistencia:	290 psi/4 hrs (1999.49 Kpa/4hrs)
Agua Libre (%)	0

TABLA N°6 Datos correspondientes a la colocación del primer tapón temporal

Fecha:	03/03/2002
Pozo:	MOT-63
Taladro:	PDV-34
Revestidor:	5-1/2" (12.7 cm) 17 lpp (25.5 kgr/m)
Tamaño del Hueco:	8-1/2" (20.32 cm)
Profundidad del hoyo MD:	9311' (2838 m)
Sistema de Lodo:	100% aceite
Peso del Lodo:	7.4 Lpg (0.84 g/cm ³)
BHST:	208 °F (97.78 °C)
BHCT:	164 °F (73.33 °C)
Tope Teórico del tapón 2:	8242' (2512 m)
Base Teórico del tapón 2:	9311' (2838 m)
Preflujos:	25 Bls (3.97 m ³) de Turbosolvent @ 9 Lpg (1.08 g/cm ³)
Composicion de lechada:	322 Sacos de cemento "Magna Set" + 0.12% GW-38 + 0.8% FL-54 + 4.5% R-9 + 0.48 gps XLW-60 + 0.04 gps FP-6L
Volumen de lechada:	77 bls (12.24 m ³)
PRUEBA DE TANQUE SEGUNDO TAPÓN	
Densidad:	12.6 lb/gal (1.44 g/cm ³)
Rendimiento:	1.35 ft ³ /sk (0.03 m ³ /sk)
Req. de agua:	7.59 gal/sk (0.03 m ³ /sk)
T. de espesamiento:	3 hr:20 min
Pérdida filtrado:	56 cc/30 min
Resistencia:	300 psi/4 hrs (2068.43 Kpa/4hrs)
Agua Libre (%)	0

TABLA N°7 Datos correspondientes a la colocación del segundo tapón temporal

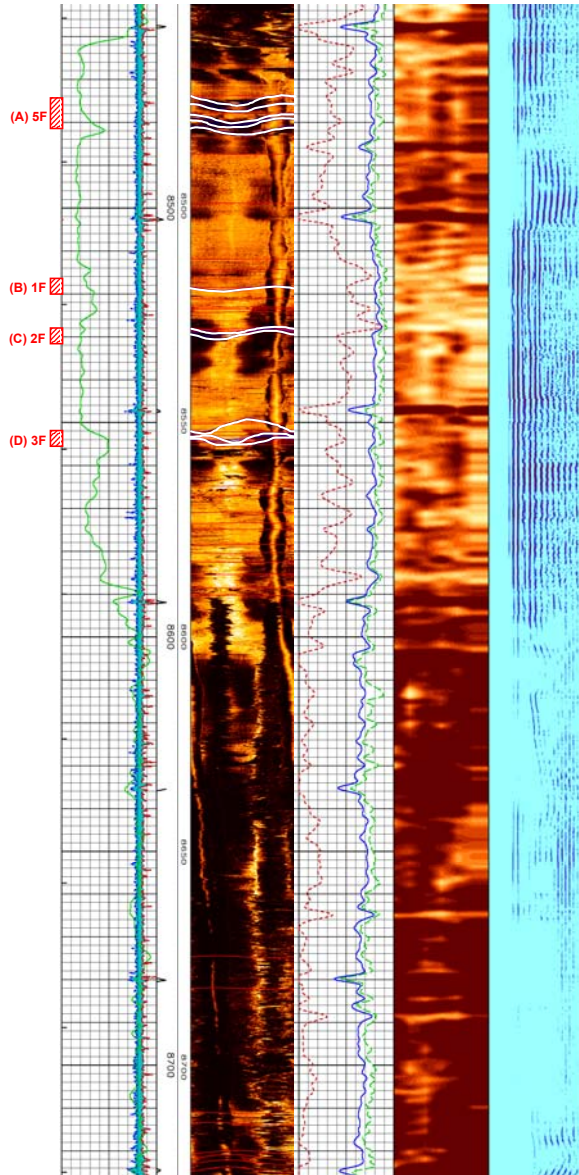
VOLUMEN BLS (m ³)	PRESION PSI (Kpa)	TIEMPO (MIN)
1 (0.16)	142 (980)	2
0.5 (0.08)	290 (2000)	2
0.5 (0.08)	480 (3310)	2
0.25 (0.04)	490 (3378)	2
0.25 (0.04)	550 (3792)	2
0.25 (0.04)	650 (4482)	2
0.25 (0.04)	722 (4978)	2
0.5 (0.08)	820 (5654)	2
0.5 (0.08)	850 (5861)	2
0.5 (0.08)	890 (6136)	5
0.5 (0.08)	930 (6412)	5
0.25 (0.04)	950 (6550)	5
0.25 (0.04)	980 (6757)	5
0.25 (0.04)	1030 (7102)	5
0.25 (0.04)	1200 (8274)	30

TABLA N°8 Datos del forzamiento del segundo tapón temporal.

INTERVALO	ARENA	CONDICIONES DE YACIMIENTO	
TOPE-BASE pies (m)		Bls/día Oil (m³/día)	Bls/día Water (m³/día)
1) 8890'-8900' (2710-2713)	(B-0)	0	0
2) 8970'-8976' (2734-2736)	(B-1)	219 (34.82)	0
3) 9002'-9008' (2744-2746)	(B-1)	95 (15.1)	0
4) 9014'-9018' (2748-2749)	(B-1)	0	91 (14.47)
5) 9040'-9044' (2755-2757)	(B-1)	235 (37.36)	0
6) 9052'-9058' (2759-2761)	(B-1)	0	0
7) 9152'-9160' (2790-2792)	(B-2)	615 (97.78)	859 (136.57)
8) 9502'-9512' (2896-2899)	(B-2)	0	0
9) 9884'-9890' (3013-3015)	(B-3)	204 (32.43)	358 (56.92)
10) 9896'-9908' (3016-3020)	(B-3)	12 (1.91)	513 (81.56)
11) 9946'-9952' (3032-3033)	(B-3)	0	110 (17.49)
12) 9960'-9966' (3036-3038)	(B-3)	0	12 (1.91)
13) 10076'-10080' (3071-3072)	(B-4)	0	20 (3.18)
14) 10084'-10090' (3074-3075)	(B-4)	0	0
15) 10148'-10153' (3093-3095)	(B-4)	0	33 (5.25)
16) 10176'-10182' (3102-3103)	(B-4)	-	-
17) 10190'-10200' (3106-3109)	(B-4)	-	-

TABLA N°9 Datos del registro de producción (PLT)

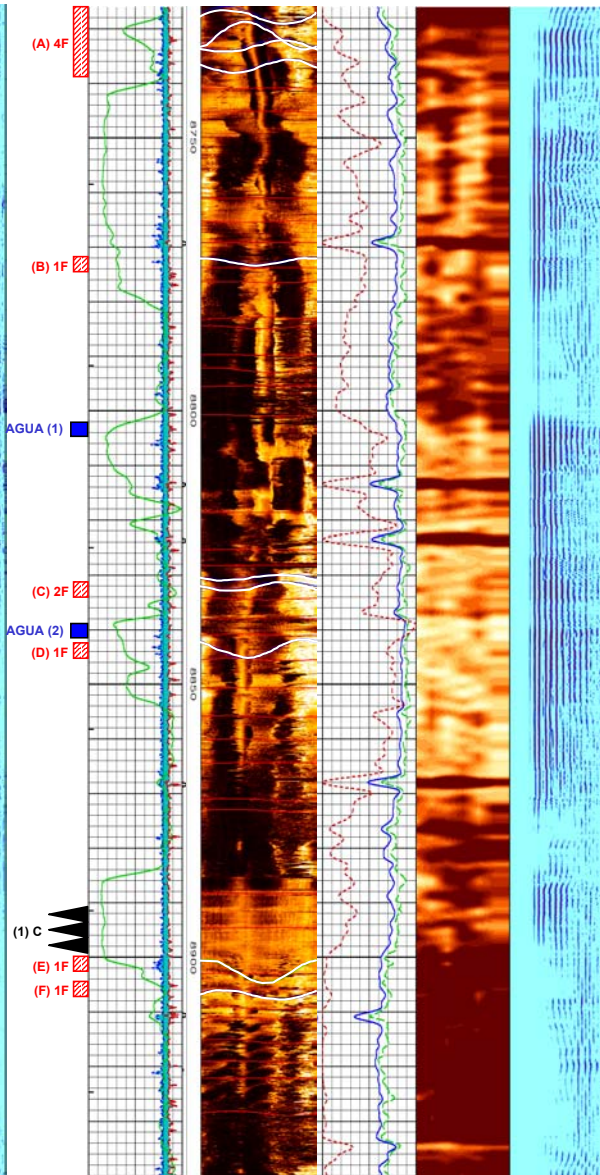
A-10 TOPE A 8453' (2577 m) BASE A 8726' (2660 m)



FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	5	8474'-8482' (2583-2585 m)
(B)	1	8519' (2597 m)
(C)	2	8528'-8530' (2599-2600 m)
(D)	3	8552'-8554' (2607-2608 m)

FIGURA N°6

B-0 TOPE A 8726' (2660 m) BASE A 8940' (2725 m)

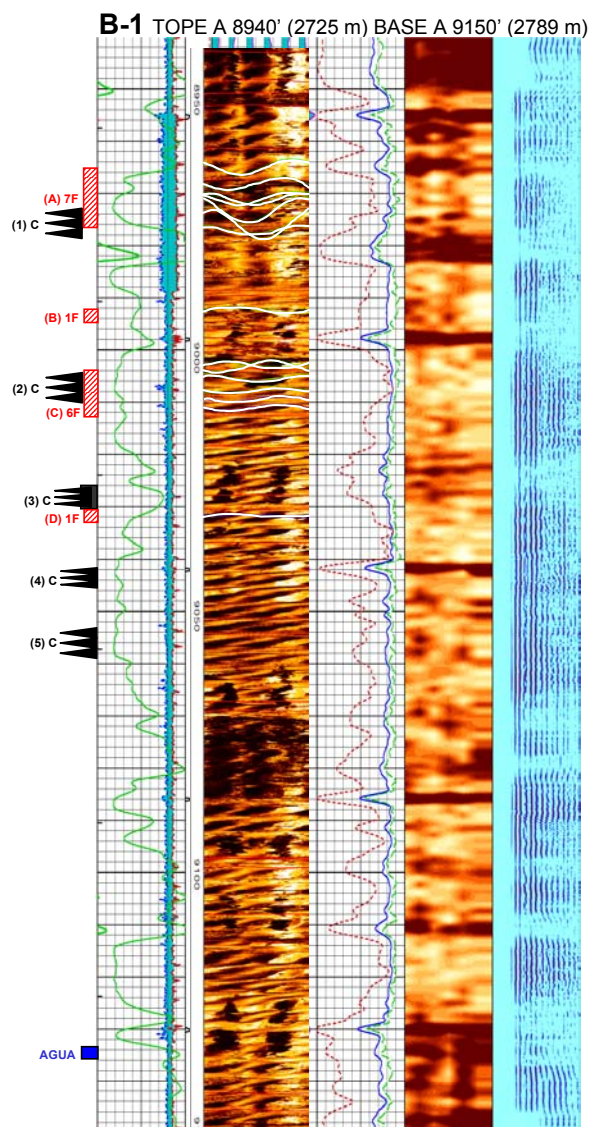


FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	4	8728'-8738' (2660-2663 m)
(B)	1	8772' (2674 m)
(C)	2	8830'-8832' (2691-2692 m)
(D)	1	8842' (2695 m)
(E)	1	8900' (2713 m)
(F)	1	8906' (2715 m)

CAÑONEO	INTERVALO
(1)	8890'-8900' (2710-2713 m)

AGUA	INTERVALO
(1)	8805' (2684 m)
(2)	8840' (2694 m)

FIGURA N°7

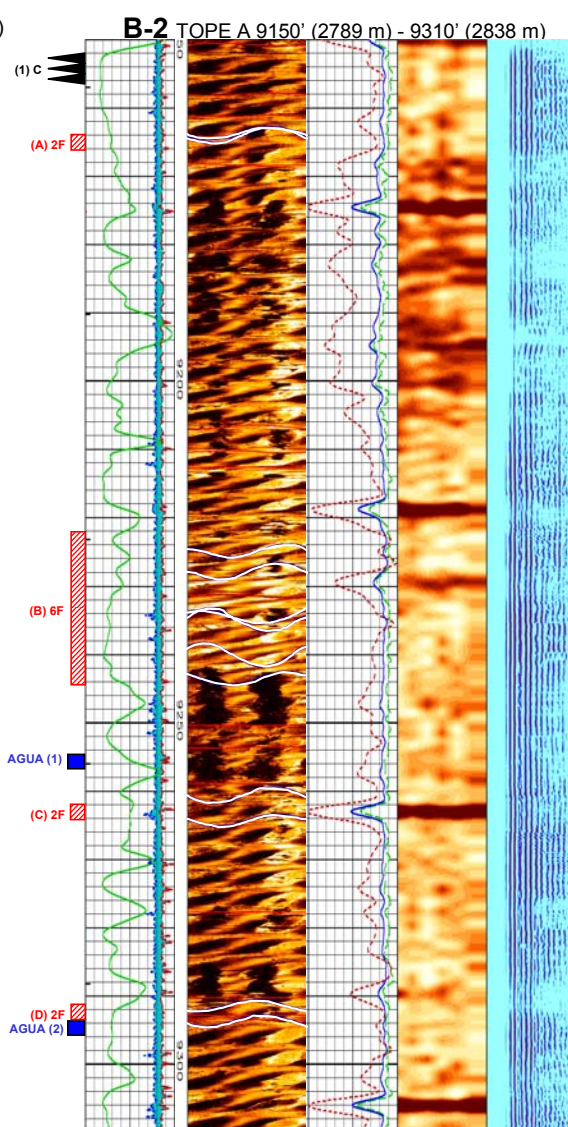


FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	7	8962'-8974' (2732-2735 m)
(B)	1	8990' (2740 m)
(C)	6	9002'-9010' (2744-2747 m)
(D)	1	9030' (2752 m)

CAÑONEO	INTERVALO
(1)	8970'-8976' (2734-2736 m)
(2)	9002'-9008' (2744-2746 m)
(3)	9014'-9018' (2748-2749 m)
(4)	9040'-9044' (2755-2757 m)
(5)	9052'-9058' (2759-2761 m)

AGUA	INTERVALO
(1)	9135' (2784 m)

FIGURA N°8



FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	2	9164'-9166' (2793-2794 m)
(B)	1	9224'-9244' (2812-2818 m)
(C)	2	9262'-9264' (2823-2824 m)
(D)	2	9292'-9294' (2832-2833 m)

CAÑONEO	INTERVALO
(1)	9152'-9160' (2790-2792 m)

AGUA	INTERVALO
(1)	9255' (2821 m)
(2)	9295' (2833 m)

FIGURA N°9

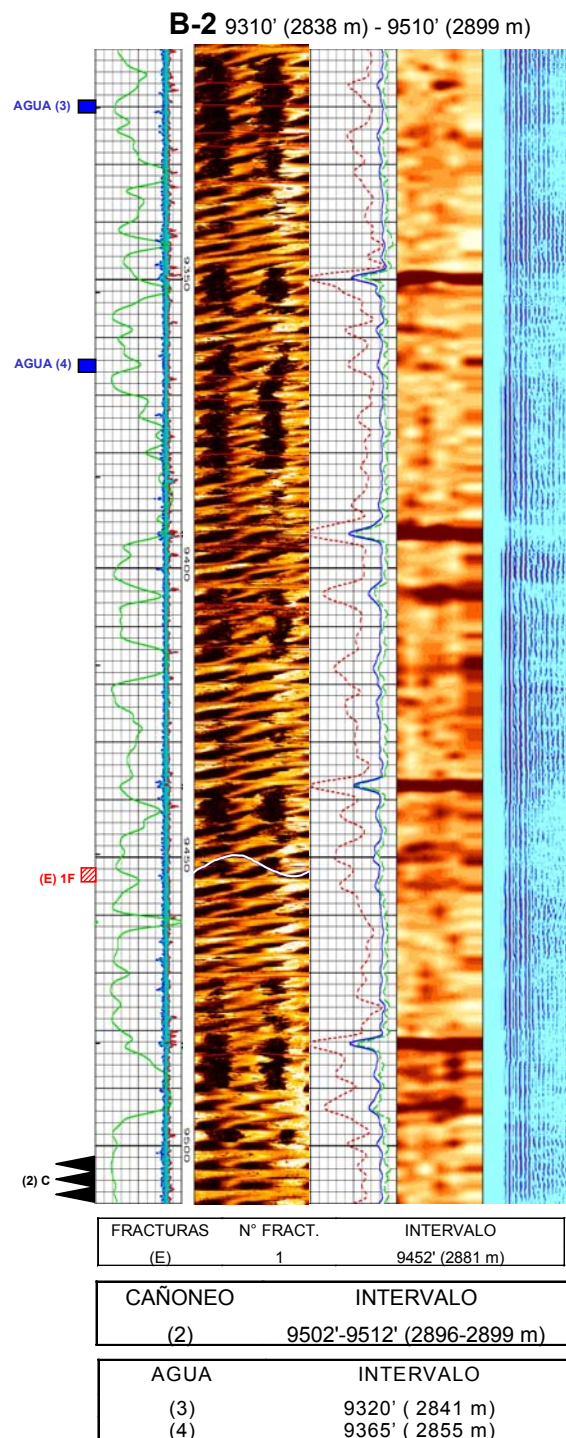


FIGURA N°10

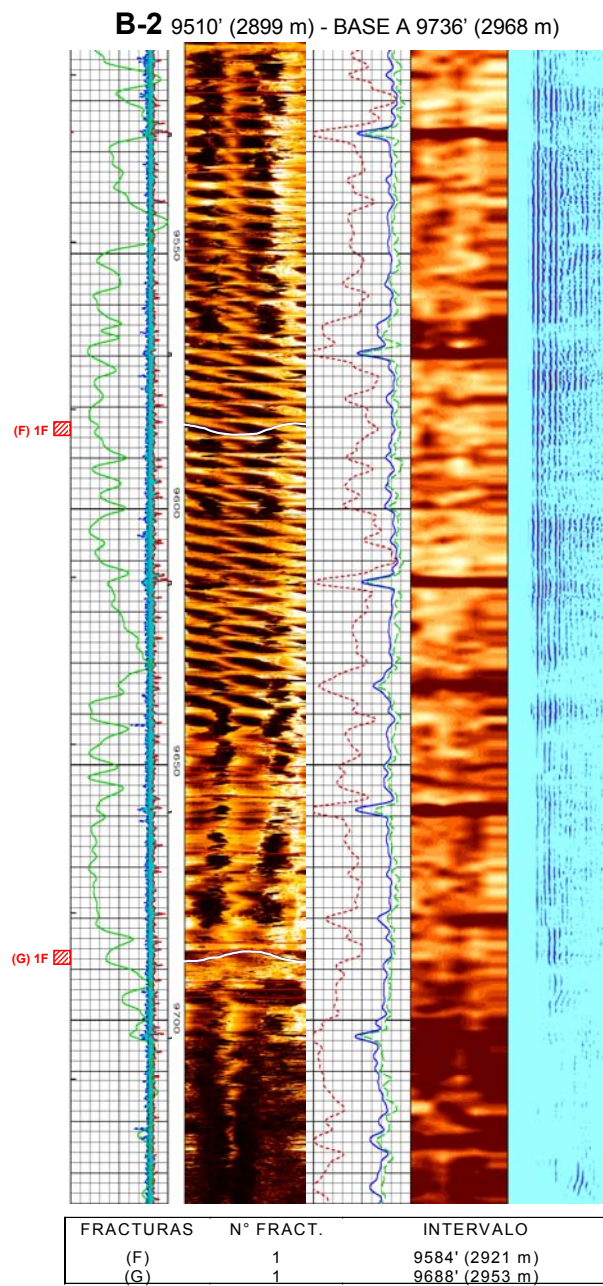
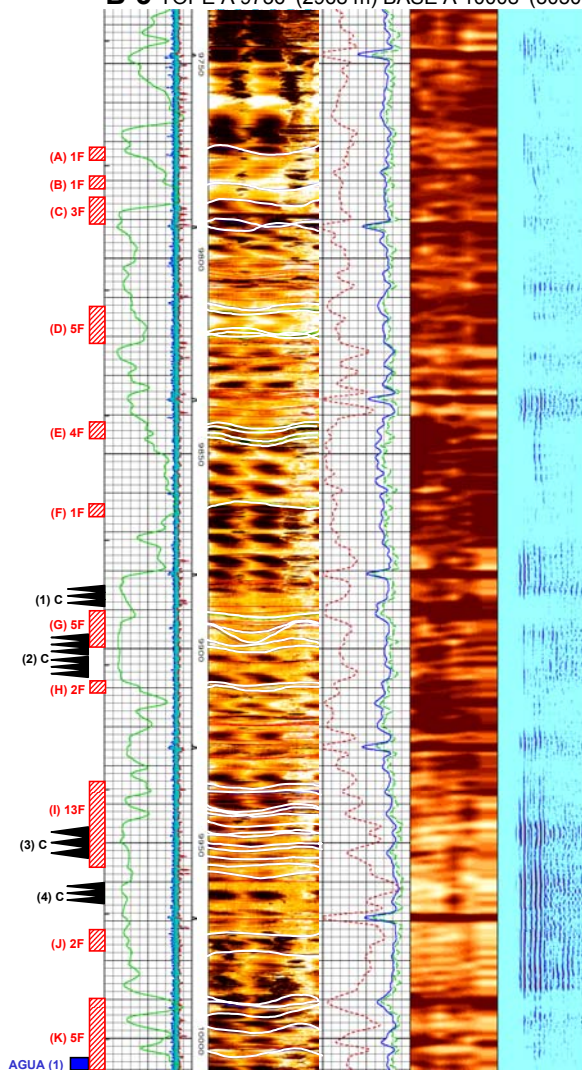


FIGURA N°11

B-3 TOPE A 9736' (2968 m) BASE A 10008' (3050 m)



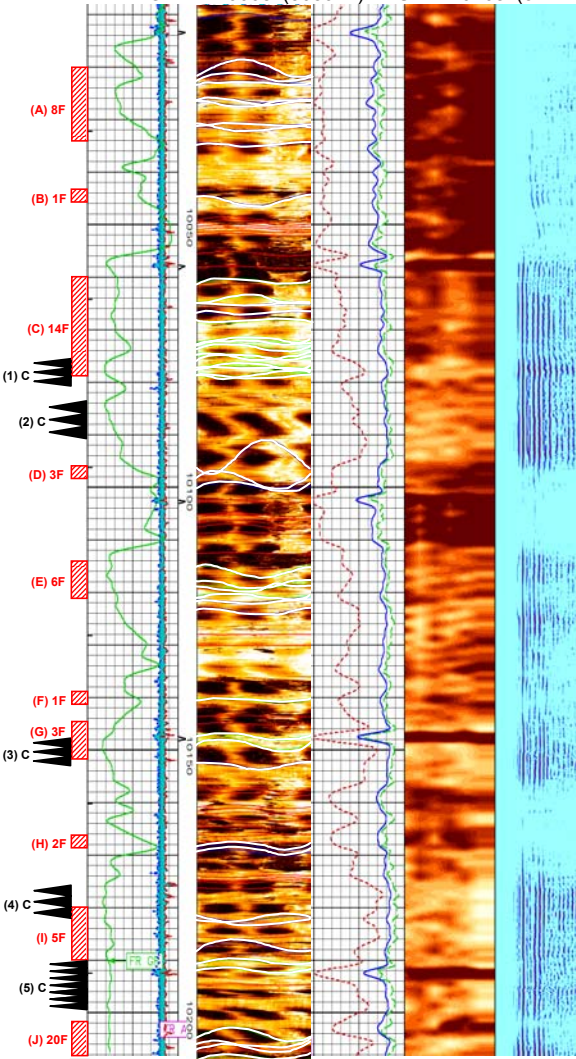
FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	1	9772' (2979 m)
(B)	1	9780' (2981 m)
(C)	3	9784'-9792' (2982-2985 m)
(D)	5	9812'-9820' (2991-2993 m)
(E)	4	9842'-9846' (3000-3001 m)
(F)	1	9864' (3007 m)
(G)	5	9890'-9900' (3015-3018 m)
(H)	2	9908'-9910' (3020-3021 m)
(I)	13	9934'-9956' (3028-3035 m)
(J)	2	9972'-9978' (3040-3042 m)
(K)	5	9990'-10010' (3045-3051 m)

CAÑONEO	INTERVALO
(1)	9890' (3013-3015 m)
(2)	9896'-9908' (3016-3020 m)
(3)	9946'-9952' (3032-3033 m)
(4)	9960'-9966' (3036-3038 m)

AGUA	INTERVALO
(1)	10020' (3054 m)

FIGURA N°12

B-4 TOPE A 10008' (3050 m) BASE A 10208' (3111 m)



FRACTURAS	N° FRACT.	INTERVALO
(A)	8	10020'-10034' (3054-3058 m)
(B)	1	10044' (3061 m)
(C)	14	10060'-10078' (3066-3072 m)
(D)	3	10096'-10098' (3077-3078 m)
(E)	6	10114'-10122' (3083-3085 m)
(F)	1	10140' (3091 m)
(G)	3	10146'-10152' (3093-3095 m)
(H)	2	10166'-10168' (3099-3100 m)
(I)	5	10180'-10190' (3103-3106 m)
(J)	20	10202'-10250' (3110-3124 m)

CAÑONEO	INTERVALO
(1)	10076'-10080' (3071-3072 m)
(2)	10084'-10090' (3074-3075 m)
(3)	10148'-10153' (3093-3095 m)
(4)	10176'-10182' (3102-3103 m)
(5)	10190'-10200' (3106-3109 m)

FIGURA N°13