

TRABAJOS DE RA/RC SIN TALADRO EN EL LAGO DE MARACAIBO

Frédéric Briens
Alexandra Quintero
Jay Haskell
Marisela de Valdez

Schlumberger
PDV S.A.
Schlumberger
PDV S.A.

RESUMEN

Este informe presenta los resultados de una campaña de trabajos de reparación y reacondicionamiento de pozos en el Lago de Maracaibo, en Venezuela. Nuevos procedimientos de evaluación de los pozos candidatos, nueva tecnología, nuevos procedimientos operacionales, y una sinergia entre la compañía operadora y la compañía de servicios lograron un alto porcentaje de éxito en los trabajos implementados, los cuales fueron ejecutados sin taladro. El propósito de no usar taladros fue acelerar la cadencia de los trabajos de reparación, aumentar rápidamente la producción de petróleo, y recuperar las reservas remanentes en los pozos a costos muy por debajo de lo que se consigue usualmente con taladro. Estos requerimientos obligaron al equipo encargado a buscar y probar ideas nuevas para poder alcanzar la meta impuesta. Los resultados fueron espectaculares, con pozos incrementando su producción por más de 1,000 BPPD o demostrando el potencial de técnicas nuevas las cuales no se habían usado hasta entonces, tal como la cementación forzada con tubería flexible y empacadura inflable. Este documento detalla varios ejemplos de estos trabajos que fueron ejecutados sin taladro, incluyendo adquisición de datos los cuales permitieron llegar a un diagnóstico correcto del problema existente en los pozos estudiados, tapones mecánicos a través de tubería, cañoneos a través de tubería y revestidor, y cementación forzada con tubería flexible. Este trabajo demuestra la factibilidad y el potencial de un procedimiento de reparación de pozos sin taladro en una gran variedad de completaciones, lo cual no es generalmente bien conocido. Igualmente, éste demuestra las ventajas de unir tanto al personal de la empresa productora como el de la empresa de servicios trabajando mancomunadamente en las mismas oficinas y con los mismos objetivos.

INTRODUCCIÓN

Los trabajos de reparación y reacondicionamiento (RA/RC) sin taladro ofrecen numerosas oportunidades de recuperar una producción apreciable de petróleo a costos significativamente reducidos en comparación con operaciones similares conducidas con taladro. Este informe presenta los resultados de un proyecto piloto llevado a cabo por las empresas PDV S.A. y Schlumberger durante los años 1997 y 1998, en el Lago de Maracaibo en el Occidente de Venezuela. El proyecto consistió en la identificación de pozos candidatos para RA/RC sin taladro, la preparación de propuestas operacionales detalladas, la ejecución y evaluación de los trabajos, y el seguimiento del comportamiento de producción de los pozos después de las intervenciones implementadas. El proyecto fue llevado a cabo con personal de ambas empresas trabajando en las mismas oficinas, buscando soluciones innovadoras, e intentando desarrollar el uso de nuevas tecnologías y nuevos procedimientos de trabajo, con el objetivo de incrementar la producción de petróleo a costos más bajos. Cinco casos son presentados en este informe, cada uno ilustrando características distintas de los trabajos sin taladro y demostrando la variedad de usos que se pueden conseguir.

CASO 1

El primer caso describe el pozo VLB-1141 (ver el diagrama de completación en el Gráfico 1). Este pozo está completado sencillo no selectivo en el yacimiento B-8 Area VLB-140 en Bloque II y había sido sometido a varias intervenciones tales como una cementación forzada con taladro, un cañoneo, una limpieza con solvente, y una prueba de inyectividad. Las presiones estáticas en el pozo, en Julio de 1997, arrojaron valores de 445 lpc, muy por debajo de las presiones registradas en varios pozos vecinos, las cuales son de 1,700 lpc. Además, dadas las características conocidas del yacimiento donde el pozo se encuentra completado y su comportamiento histórico de producción, las presiones registradas en el cabezal de éste durante el bombeo del solvente parecían bastante elevadas, sobrepasando los 3,000 lpc en promedio. Se hizo una simulación del bombeo del solvente, con un simulador de inyección matricial¹, asumiendo que todo el fluido de inyección entraba en la arena productiva ubicada entre las profundidades 7,019'-7,036' e igualmente se hizo otra simulación, con un simulador de fracturamiento hidráulico², partiendo de la premisa que el fluido inyectado entraba en la lutita inmediatamente por encima de la arena productiva (ver Gráfico 2). El simulador de inyección matricial mostró presiones muy

por debajo de las presiones registradas durante el bombeo de ácido, como se puede observar en el Gráfico 3, mientras el simulador de fracturamiento hidráulico daba un régimen de presiones similares. Tomando en cuenta las características del yacimiento, la producción histórica de los pozos, y los análisis efectuados, se recomendó recañear el intervalo 7,022'-7,030' dado que el diagnóstico del problema determinó que éste había sido cañoneado inadecuadamente ya que el pozo aparentemente se comportaba como si hubiese sido cañoneado en la lutita por encima de la zona petrolífera productiva. El pozo fue cañoneado, el 23 de Abril de 1998, e inmediatamente registró 150 lpc en el cabezal. Luego de conectar el sistema de levantamiento con gas, el VLB-1141 empezó a producir con una tasa de 200 bppd sin agua y ha mantenido de manera satisfactoria su producción, tal como se puede observar en el Gráfico 4. La solución del problema de este pozo en particular, la cual fue bastante simple, residía en una evaluación minuciosa de la información técnica disponible, y por ende, no se requería una adquisición adicional de datos para llegar a un diagnóstico confiable.

CASO 2

El pozo VLG-3817, perteneciente al campo Ceuta, el cual tiene varios yacimientos recién desarrollados, reservas substanciales (> 500 mmbp), y características únicas, tales como esfuerzos tectónicos mínimos del orden de 1.1 lpc/pie y una profundidad generalmente superior a 15,000 pies. Este pozo fue perforado en Septiembre de 1997, y se completó en la sub-unidad C-3 en el intervalo 15,814'-15,824' como lo muestra el Gráfico 5. Se abrió a producción el 11 de Octubre de 1997, y la tasa inicial de petróleo fue de 500 bppd, por flujo natural, sin embargo dejó de producir poco después, a principios del mes de Noviembre de 1997. El 11 de Noviembre de 1997, fueron bombeados 40 barriles de solvente con tubería flexible, pero la limpieza no logró restaurar la producción del pozo. El 12 de Noviembre de 1997 se bajó un cañón espiral desintegrable de 2-1/8", 6 TPP, 60 ° fase; se recañó el intervalo 15814'-15824' y se cañoneó adicionalmente el intervalo 15,800'-15,810'. La presión antes y después del cañoneo fue de 0 lpc. El 4 de Febrero de 1998 se realizó un tratamiento químico con un primer bache de 30 barriles de solvente, un desplazamiento del revestidor/tubería con gas-oil, y otros 150 barriles de un producto compuesto para solucionar la posible existencia de depósitos de asfáltenos, ambos baches fueron bombeados con 4,380 lpc en el cabezal a una tasa de 1.35 bpm. El pozo fue cerrado por 48 horas y después no produjo más. Un registro de temperatura y de presión fluyente se corrió, el 24 de Febrero de 1998, entre las profundidades 14,423'-16,092' y se repitió, el 21 de Marzo de 1998, para detectar cualquier anomalía en condiciones de fondo. El 18 de Abril de 1998, con una unidad de tubería flexible, se bombearon otros 30 barriles de solvente seguidos de 30 barriles de químicos para la disolución de depósitos de asfáltenos. Al día siguiente, se agregaron 30 barriles de solvente seguidos de 30 barriles de químicos para asfáltenos, los cuales se forzaron en la formación con 6,000 lpc en el cabezal y una tasa de bombeo de 0.66 bpm. El cañoneo adicional y recañoneo, al igual que los tratamientos químicos anteriores, tampoco tuvo éxito. El análisis del registro de presión y temperatura corrido el 21 de Marzo de 1998, por medio del cual se obtuvo un valor de presión de 5,500 lpc aproximadamente, confirmó la sospecha sobre la existencia de un flujo cruzado entre los dos intervalos cañoneados. Se realizaron varias corridas del medidor de flujo a diferentes velocidades, tanto bajando como subiendo, donde se observó movimiento de la hélice en la zona cañoneada, lo que podía ser indicativo de movimiento de fluido dentro del revestidor, lo cual se comprobó por el cambio observado en la densidad. Dados todos los intentos, sin éxito, para recuperar la producción de la sub-unidad C-3 y basado en el diagnóstico del registro de presión/temperatura, se recomendó aislar la sub-unidad C-3 con un tapón mecánico a través de tubería y cañonear varios intervalos potenciales en la sub-unidad C-2 (15,254'-15,260', 15,263'-15,271', 15,277'-15,281', y 15,758'-15,766'), con un cañón espiral desintegrable 2 1/8" 6 TPP, lo cual fue ejecutado el día 6 de Junio de 1998. El pozo VLG-3817 empezó a producir con una tasa estupenda de petróleo de 4,200 bppd, sin agua, y ha mantenido su producción de manera satisfactoria como se puede observar en el Gráfico 6. Cuando se desea recompletar el pozo en una zona por encima de la zona deplemada, la combinación, tapón mecánico a través de tubería y cañoneo, es, hoy en día, muy confiable y una de las técnicas más usadas en los trabajos de reacondicionamiento sin taladro en el Lago de Maracaibo.

CASO 3

Uno de los desafíos más complejos en la maximización de la recuperación de hidrocarburos, en los pozos completados en yacimientos maduros, reside en la determinación, en cada pozo, del estado de saturación de las arenas que aún no han sido producidas. El efecto de drenaje de los pozos vecinos y el avance desconocido del acuífero, puede haber drenado el petróleo originalmente presente en éstas, disminuyendo la confiabilidad de una evaluación analítica del estado de agotamiento de las arenas de interés, aún con un estudio de simulación de yacimiento el cual muy a menudo no permite despejar de manera confiable las incertidumbres existentes sobre los valores requeridos de saturaciones de fluidos. En tal situación, se requiere la medición directa de las saturaciones lo cual se puede llevar a cabo con un

registro de saturaciones (RST) a través de revestidor, tubería/revestidor, o empaque con grava. El pozo VLA-161 del yacimiento C-5 y C-6 Area VLA-8 en Bloque I (ver Gráfico 7) ilustra tal uso del registro RST. Este pozo estaba completado en la arena C-6 Inferior, VLA-8 en los intervalos 6,172'-6,190', 6,200'-6,208', 6,290'-6,296', 6,312'-6,318', 6,339'-6,352', 6,380'-6,403', 6,411'-6,485', 6,530'-6,572', 6,582'-6,622', 6,632'-6,644', y 6,650'-6,666' (ver Gráfico 8) y tenía una baja tasa de producción, sin agua, no obstante existía la posibilidad de incrementar su producción cañoneando varios intervalos con potencial petrolífero, los cuales no habían sido producidos aún. Tomando en cuenta la producción de los pozos vecinos del VLA-161, había mucha incertidumbre sobre el potencial remanente en éste, en consecuencia, se corrió un registro RST, el 22 de Abril de 1997, para medir directamente las saturaciones detrás del revestidor. Los resultados del procesamiento del registro están ilustrados en el Gráfico 9 y mostraron claramente las arenas ya invadidas por agua (5,742'-5,750', 5,892'-5,910', 6,076'-6,086') y las arenas que seguían con un estado original de saturación (5,766'-5,774', 5,730'-5,740', 5,800'-5,812', 5,824'-5,868', y 5,989'-6,012'). En base a la interpretación del registro RST, el pozo VLA-161 fue cañoneado, el 21 de Junio de 1998, en los intervalos 5,730'-5,738', 5,766'-5,770', 5,803'-5,807', 5,824'-5,828', 5,840'-5,844', 5,856'-5,862', 5,944'-5,950', 5,991'-5,994', 6,034'-6,038' y 6,040'-6,044', con un cañón espiral desintegrable 2 1/8" 6 TPP y empezó a producir con una tasa de petróleo de 415 bppd sin agua. El comportamiento y mantenimiento satisfactorio de su producción está ilustrado en el Gráfico 10. El caso de este pozo resalta la importancia de una adquisición directa de datos cuando los métodos de estudios no pueden despejar las incertidumbres críticas para tomar una decisión apropiada.

CASO 4

El penúltimo caso presentado es el pozo LRF-60, el cual está en la actualidad completado sencillo selectivo en la arena B-Inferior, del yacimiento B-Inferior. LRF-49, como lo muestra el diagrama de completación ilustrado en el Gráfico 11. El pozo producía con un alto corte de agua, fluctuando entre un 70 y 80%, ya que el agua había invadido la base de la arena gruesa donde se había colocado el intervalo productor 10,345'-10,360' con el objetivo de controlar una posible alta producción de gas debido a que los registros de densidad y de neutrón indicaban la probabilidad de la presencia de gas en el tope de la arena. Adicionalmente, el registro de cementación mostraba una carencia de cemento a nivel de la arena de interés. El pozo fue estudiado en detalle con el fin de establecer la factibilidad técnico-económica de aumentar su tasa de petróleo, incluyendo: 1) revisión del comportamiento histórico de producción del pozo LRF-60 y de sus pozos vecinos³, 2) diagnóstico del mecanismo de producción de agua⁴, 3) revisión de los datos de presiones y registros disponibles, 4) análisis nodal⁵, con la calibración de un modelo analítico de pozo ajustando las tasas históricas y la proyección de las tasas de producción después de una reparación exitosa, 5) balance de materiales⁶ para determinar el área de drenaje del pozo, 6) simulación de reservorio⁷ para establecer tasas potenciales de petróleo; gas; agua; y reservas remanentes (ver Gráfico 12), 7) diseño de cañoneo⁸ a través de tubería/revestidor, y finalmente 8) diseño de cementación forzada⁹ a través de manga. La propuesta inicial de reparación consistía, en primer lugar, en cañonear el intervalo 10,305'-10,315', el cual está ubicado en la parte superior de la arena, en segundo lugar una cementación forzada con tubería flexible a través de la manga con el fin de corregir la cementación deficiente a nivel del intervalo 10,305'-10,315' y simultáneamente sellar el intervalo de fondo 10,345'-10,360', y por último concluir las operaciones con un recañoneo del intervalo 10,305'-10,315'. Los estudios de análisis nodal y de simulación de reservorio demostraron la necesidad de detener la producción de agua para recuperar la mayor tasa posible de petróleo, lo cual requería no solamente sellar el intervalo de fondo 10,345'-10,360', sino también corregir la cementación deficiente la cual podía permitir una canalización de agua.

El pozo fue cañoneado, el 2 de Febrero de 1998, con un cañón espiral de 2 1/8" a través de una tubería de producción de 2 7/8" y un revestidor de 9 5/8", así realizando el primer uso del cañón en tal situación. El cañón se quedó atascado después del cañoneo y fue recuperado 4 días después mediante una operación de pesca con guaya gruesa. Basado en lo sucedido, se diseñó un mejor procedimiento de cañoneo, consistiendo en llenar la tubería con agua previamente al cañoneo con el fin de minimizar los riesgos de atascar el cañón. Se decidió, entonces, producir el pozo y evaluar su comportamiento de producción antes de seguir con la segunda parte de la propuesta de reparación. Como previsto, la tasa inicial de producción del pozo alcanzó un valor cerca de los 1,000 bppd con un 50% de corte de agua, resultado de la mezcla de los fluidos producidos por los 2 intervalos 10,305'-10,315' y 10,345'-10,360'. En poco tiempo, asimismo, el agua se canalizó por medio de la cementación defectuosa y el pozo nuevamente empezó a producir con un alto corte de agua. El 7 de Mayo de 1998, los 3 intervalos adicionales 10,248'-10,256', 10,262'-10,272', y 10,306'-10,320' fueron cañoneados, resultando en un incremento inicial substancial de la tasa de petróleo, sin embargo, se observó de nuevo el efecto de canalización de agua y el pozo se encuentra nuevamente produciendo con un alto corte de agua como se puede observar en el Gráfico 13. Otro cañoneo, a través de tubería/revestidor, fue ejecutado en otro pozo con una completación similar y una cementación deficiente, para luego observar resultados

similares, con una tasa inicial elevada de petróleo seguida de un efecto de canalización de agua restando totalmente el beneficio del cañoneo adicional en la arena. Dos conclusiones fueron establecidas con estos dos trabajos: en primer lugar, en yacimientos depletados, se puede cañonear de manera confiable a través de tubería/revestidor con el cañón espiral, siempre y cuando se llene la tubería con agua antes del cañoneo, y en segundo lugar, es absolutamente requerido corregir una cementación deficiente para evitar que el agua se canalice hasta los intervalos productores. Hoy en día, la segunda parte de la reparación propuesta, consistiendo en una cementación forzada a través de manga con tubería flexible, está bajo consideración, ya que, en este tipo de operación poco convencional, la prioridad es poder limpiar el exceso de cemento en la tubería de producción y recañonear el pozo como es deseado.

CASO 5

El último caso presentado es el pozo LLB-17 del yacimiento B-8 VLB-410 (ver Gráfico 14) y representa, quizás, el más exitoso y más prometedor de los trabajos realizados durante el proyecto piloto. Este pozo había sido cerrado a principios del año 1993 cuando llegó a un 100% de corte de agua después de una larga historia de producción y tenía dos intervalos cañoneados 7,036'-7,046' y 7,066'-7,074' como lo ilustra el Gráfico 15. El comportamiento de producción del pozo LLB-17, y de los pozos vecinos en el yacimiento donde están completados, y los registros tomados en pozos nuevos, han revelado un avance estable del contacto agua - petróleo y presencia de hidrocarburo en el tope de la arena superior. Mediante un diagnóstico del comportamiento de producción de agua, el cual sugería que solamente uno de los dos cuerpos de arena petrolífera había sido invadido por agua, y el registro de cementación, el cual mostraba prácticamente una ausencia de cemento a lo largo de la zona de interés, se llegó a la conclusión que quedaba potencial en la arena superior del pozo LLB-17 (ver Gráfico 16) y, por ende, se justificó seguir adelante con una investigación detallada de la factibilidad de reparar el pozo, sin taladro por razones económicas. Una cementación forzada con tubería flexible fue propuesta, lo cual representaba un desafío técnico, dado que tal procedimiento de reparación nunca se había llevado a cabo antes en el Lago de Maracaibo, y, además, el yacimiento se encontraba depletado, complicando el monitoreo confiable de la colocación del cemento. El siguiente procedimiento operacional fue establecido como el más prometedor para lograr una reparación exitosa del pozo: 1) llevar a cabo una "prueba de forzamiento", usando una empacadura inflable y un medidor de presión en la punta de la tubería flexible, con el fin de medir el volumen vacío existente detrás del revestidor; 2) realizar el forzamiento con una lechada muy dispersa a la tasa de bombeo más baja posible, de igual manera usando una empacadura inflable, monitoreando en todo momento el diferencial de presión ejercido sobre la empacadura inflable y el volumen de cemento que se logra forzar a través de los huecos de cañoneo; 3) desasentar la empacadura inflable, contaminar y limpiar el cemento remanente en el revestidor, manteniendo la presión final de forzamiento; 4) esperar por el fraguado del cemento y activar el pozo con nitrógeno, realizando así una prueba de injerto para probar el éxito parcial del forzamiento; si el pozo fluye, se requiere repetir el forzamiento; y por otro lado, si el volumen forzado de cemento es menor que el volumen vacío determinado durante la prueba de forzamiento, se cañoneará el intervalo 7,036'-7,046' y se repetirá inmediatamente el forzamiento; 5) recañonear el intervalo 7,030'-7,040' con cañón espiral, conectar el sistema de levantamiento con gas y evaluar el comportamiento de producción del pozo. Debido a que el límite de presión de la empacadura inflable no permitía su uso en un yacimiento profundo depletado, se requirió solucionar este problema trayendo al país un equipo nuevo llamado "válvula de cementación". Esta válvula se puede calibrar como es deseado y su principio de funcionamiento consiste en disminuir la presión aplicada sobre la parte superior de la empacadura, lo cual permite asentar y desasentar la empacadura, en yacimientos depletados, sin sobrepasar su límite diferencial. La reparación propuesta del pozo presentaba cuatro innovaciones: 1) una cementación forzada llevada a cabo con una unidad de tubería flexible, 2) el uso de una empacadura inflable durante un forzamiento con cemento, 3) la determinación del volumen vacío detrás del revestidor, y 4) el uso de la válvula de cementación.

El 26 de Mayo de 1998, la operación se inició y se tropezó inmediatamente con dificultades operacionales ya que no se pudo usar la empacadura inflable luego de que fallara la válvula de cementación, a pesar de que había sido probada en el taller. Las operaciones fueron suspendidas para luego regresar al pozo e implementar un procedimiento modificado, consistiendo en forzar un bache de cemento seguido de una contaminación y limpieza del cemento en el revestidor. El 1 de Junio de 1998, 25 barriles de cemento fueron forzados; después de 24 horas de fraguado, el pozo seguía con inyectividad; el 3 de Junio de 1998, 15 barriles adicionales fueron forzados y se concluyeron las operaciones de cementación. Durante todos los bombeos, nunca se registró ninguna presión en el cabezal del pozo, éste fue cañoneado en el intervalo 7,030'-7,040', el 7 de Junio de 1998, con un cañón espiral desintegrable de 2 1/8" 6 TPP e inició inmediatamente con 1,130 bopd sin agua y 580 lpc en el cabezal. Hoy en día, el LLB-17 sigue manteniendo este nivel de producción de petróleo, sin rastro de

agua, como lo ilustra el Gráfico 17. A pesar de las dificultades operacionales encontradas, este trabajo fue considerado bastante exitoso, y, de hecho, extendió la gran gama de reparaciones sin taladro. Fue demostrada la factibilidad de llevar a cabo una cementación forzada con tubería flexible, mientras históricamente, las unidades de tubería flexible se limitaban a trabajos simples tales como bombeos de químicos, tapones de cemento, y desplazamiento de revestidor, e igualmente se destacó la importancia de determinar el volumen requerido de cemento para lograr una cementación secundaria exitosa, como también la del uso de una empacadura inflable con válvula de cementación en yacimientos depletados. El pozo LLB-17 quedará, ciertamente, como el pionero de una utilización más efectiva de las unidades de tubería flexible. Fue sumamente importante alcanzar el éxito en este caso, e indudablemente se verán más aplicaciones en un futuro cercano de las tecnologías y procedimientos de trabajo que se originaron del LLB-17.

CONCLUSIONES

Cinco casos de RA/RC sin taladro han sido presentados en este reporte, cada uno ilustrando un aspecto distinto de las intervenciones sin taladro y en conjunto demuestran la posibilidad del uso de las reparaciones sin taladro con una gran variedad de completaciones de pozos. Fue destacada la importancia de realizar un análisis detallado integrando la variedad de datos técnicos disponibles, lo cual permite llegar a un diagnóstico confiable, evitar la adquisición de datos innecesarios o intervenciones inadecuadas, y la importancia del uso de tecnologías y procedimientos nuevos, los cuales permiten llevar a cabo hoy, sin taladro, reparaciones poco convencionales. Los trabajos descritos anteriormente presentan una gran variedad, desde un simple recañoneo hasta una sofisticada cementación forzada con tubería flexible, sin embargo, lo más resaltante de todos estos casos reside en sus índices económicos muy favorables, como el valor presente neto y la tasa de retorno, los cuales sobrepasan, de lejos, los índices económicos de trabajos similares con taladro. Se recomienda, por ende, antes de planificar cualquier reparación con taladro, una investigación exhaustiva para evaluar la posibilidad de lograr el mismo objetivo, prescindiendo del taladro. Hoy en día, se están desarrollando otras técnicas extendiendo el rango de aplicaciones de este tipo de reparaciones, al control de producción de agua con geles sellantes o al control de producción de arena. Con el proyecto piloto entre PDV S.A. y Schlumberger, se llevaron a cabo muchas reparaciones y adquisiciones de datos, y el proyecto es considerado hoy como exitoso e innovador, ya que éste demuestra las ventajas de unir tanto al personal de la empresa productora como el de la empresa de servicios trabajando mancomunadamente en las mismas oficinas y con los mismos objetivos.

REFERENCIAS

1. StimCade, Schlumberger Geoquest, 1999
2. FracCade, Schlumberger Geoquest, 1999
3. Oil Field Manager (OFM), Schlumberger Geoquest, 1999
4. WaterControl, Dowell Schlumberger, 1998
5. Perform, Dwigths Energy, 1998
6. MatBal, Dowell Schlumberger, 1997
7. Wasp, Cenergys, 1998
8. SPAN, Schlumberger Wireline & Testing, 1997
9. CoilCat, Schlumberger Geoquest, 1998

AGRADECIMIENTOS

Quisiéramos agradecer a la gerencia de las empresas PDV.S.A. y Schlumberger por su apoyo y consentimiento en la publicación de este informe.

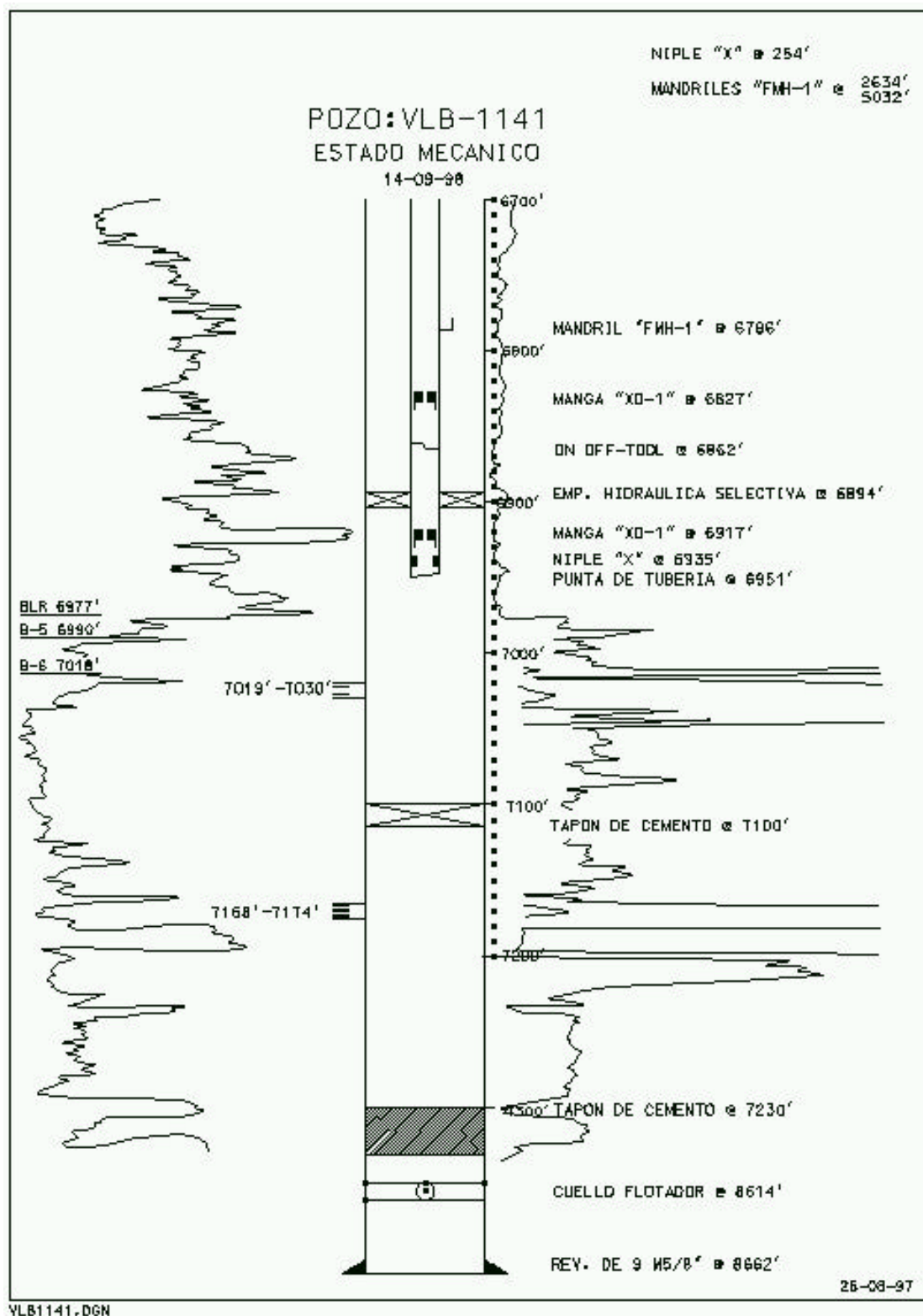


Gráfico 1 - Diagrama de completación del pozo VLB-1141

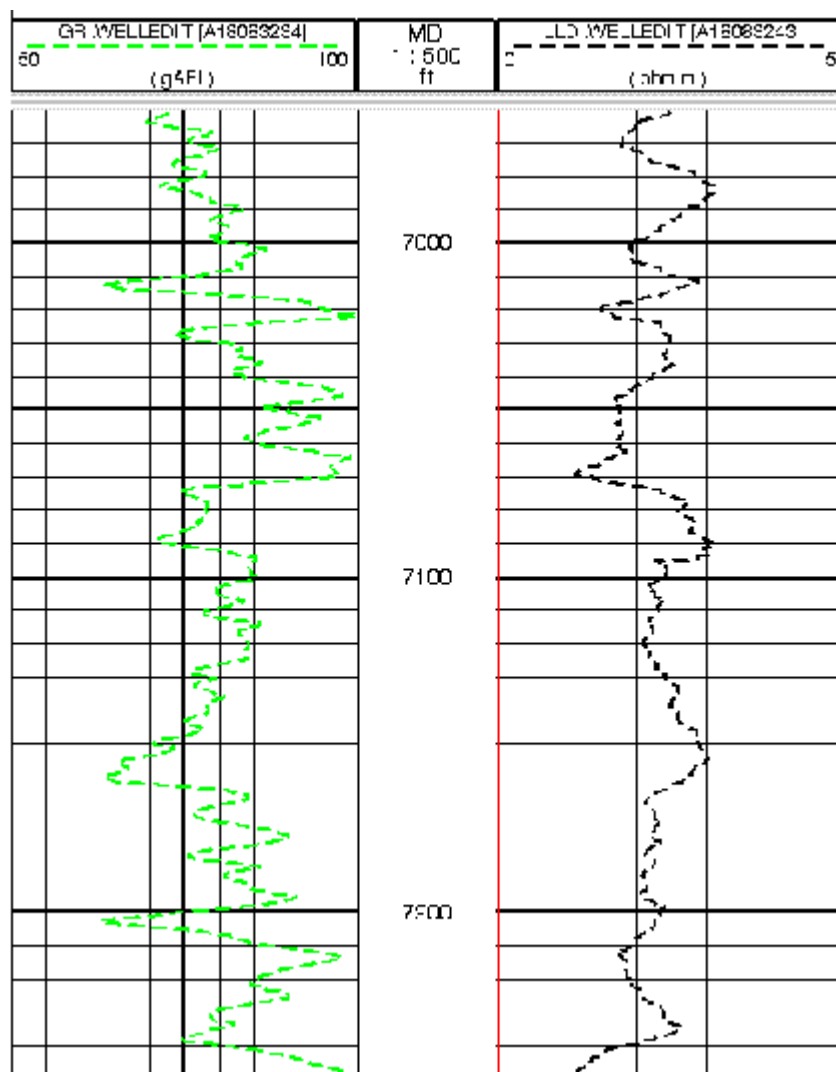


Gráfico 2 - Registros del VLB-1141

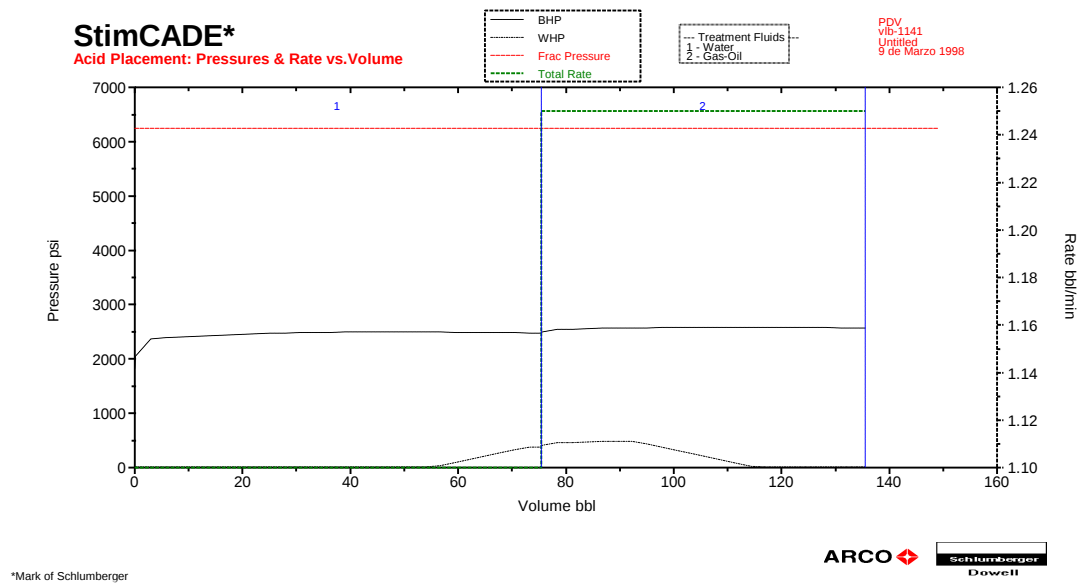


Gráfico 3 - Presiones calculadas con el simulador de inyección matricial (pozo VLB-1141)

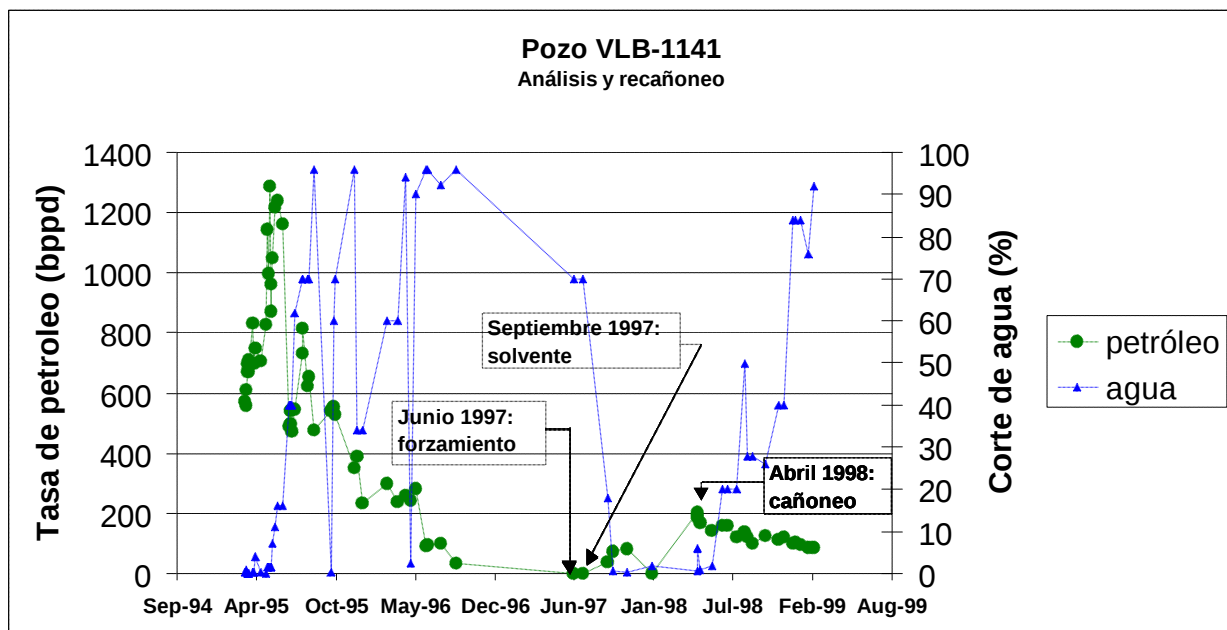


Gráfico 4 - Comportamiento de producción del pozo VLB-1141

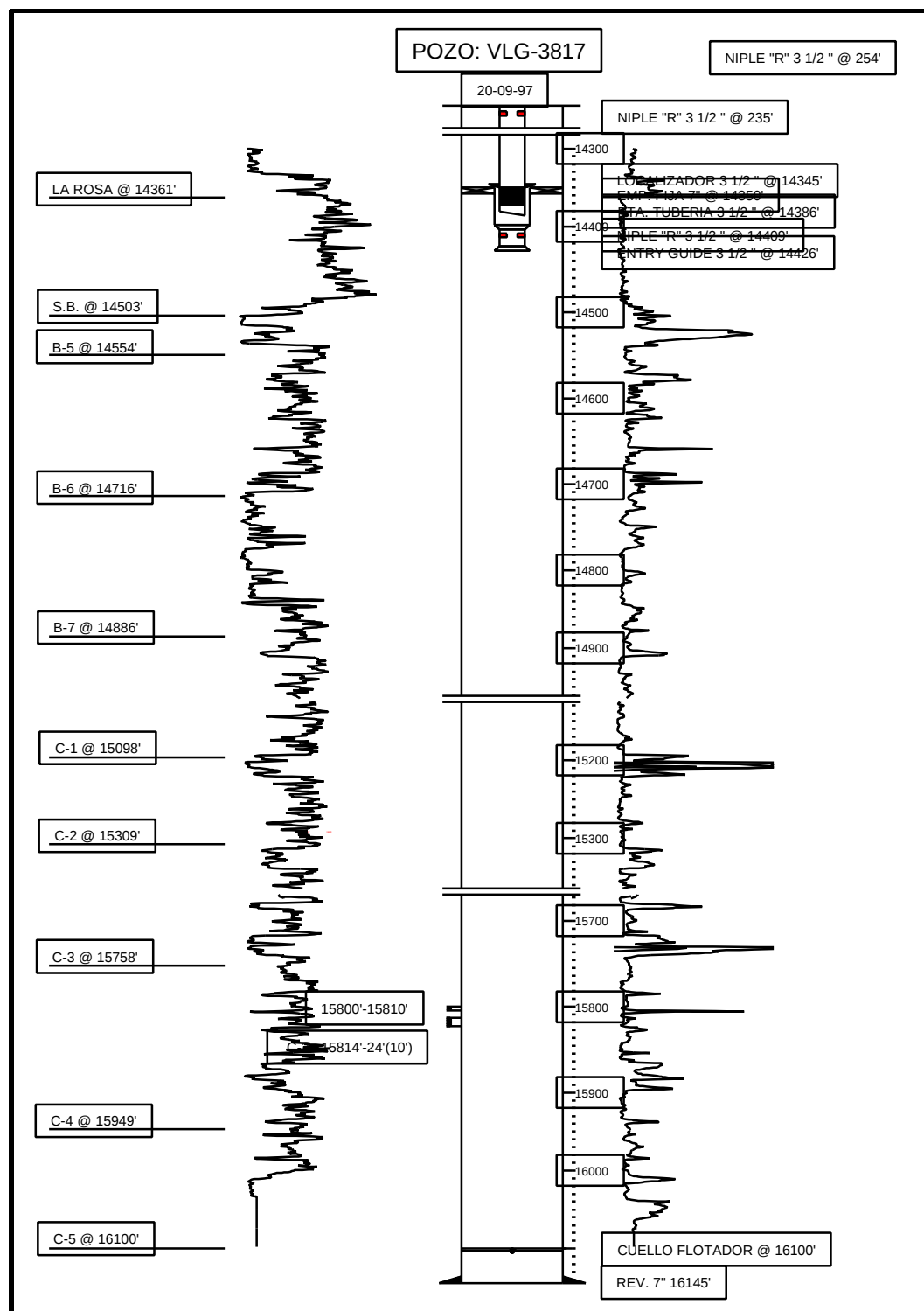


Gráfico 5 - Diagrama de completación del pozo VLG-3817

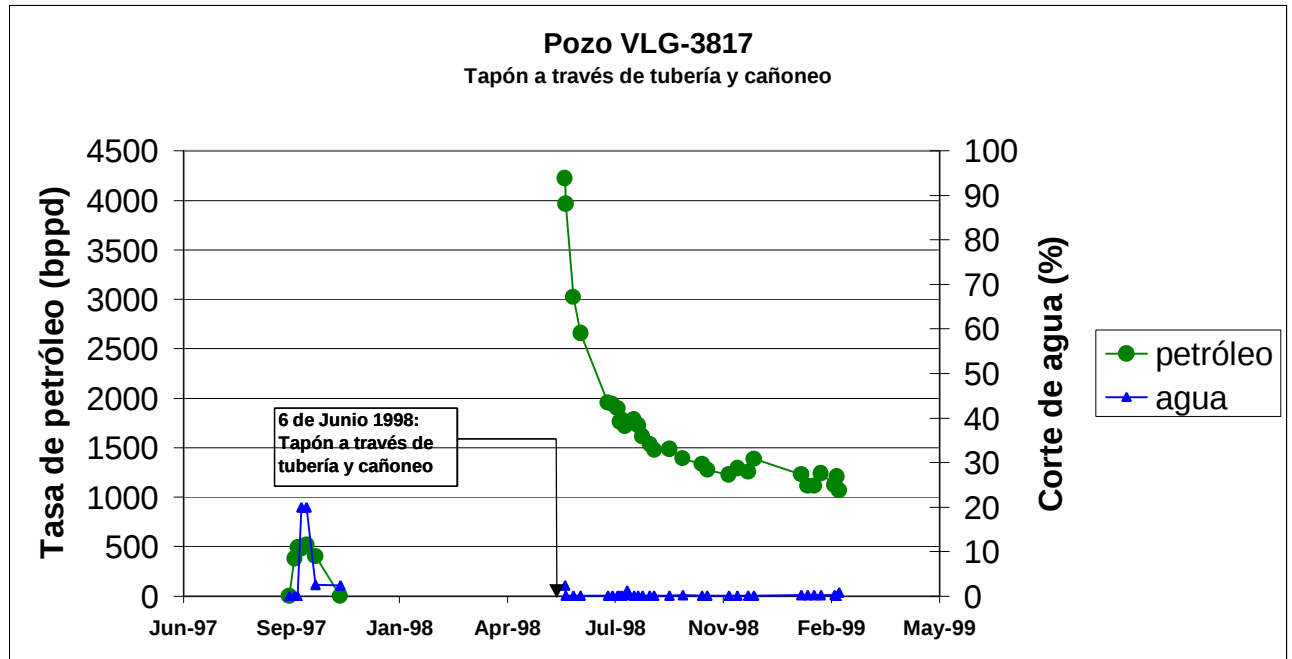


Gráfico 6 - Comportamiento de producción del pozo VLG-3817

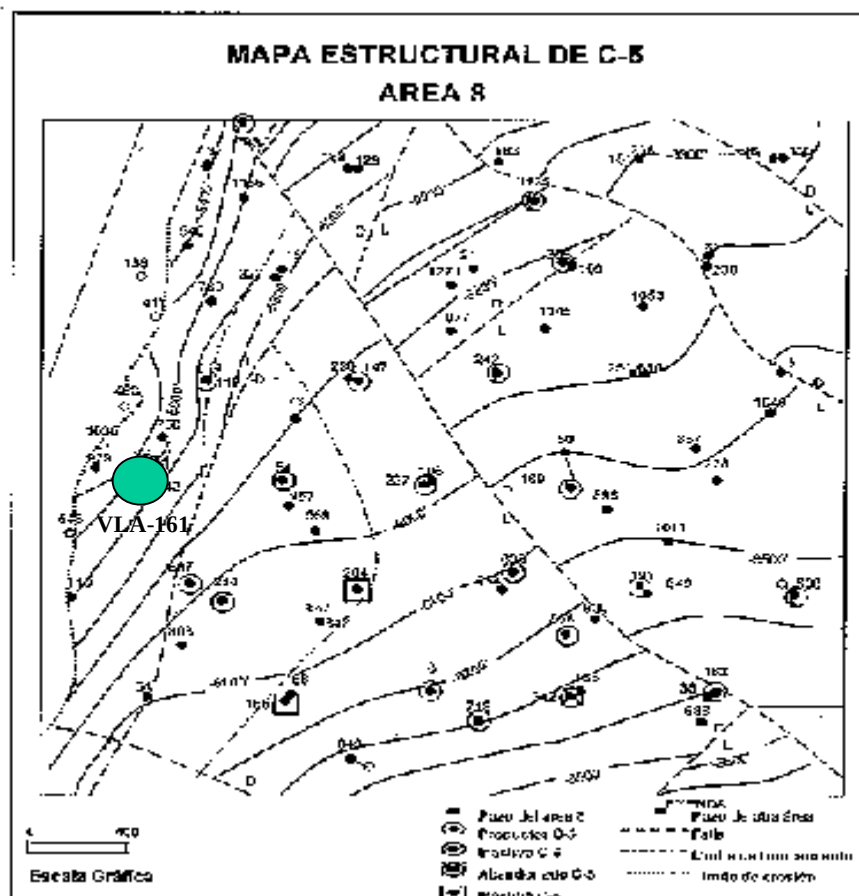


Gráfico 7 - Mapa estructural del pozo VLA-161 y de sus pozos vecinos

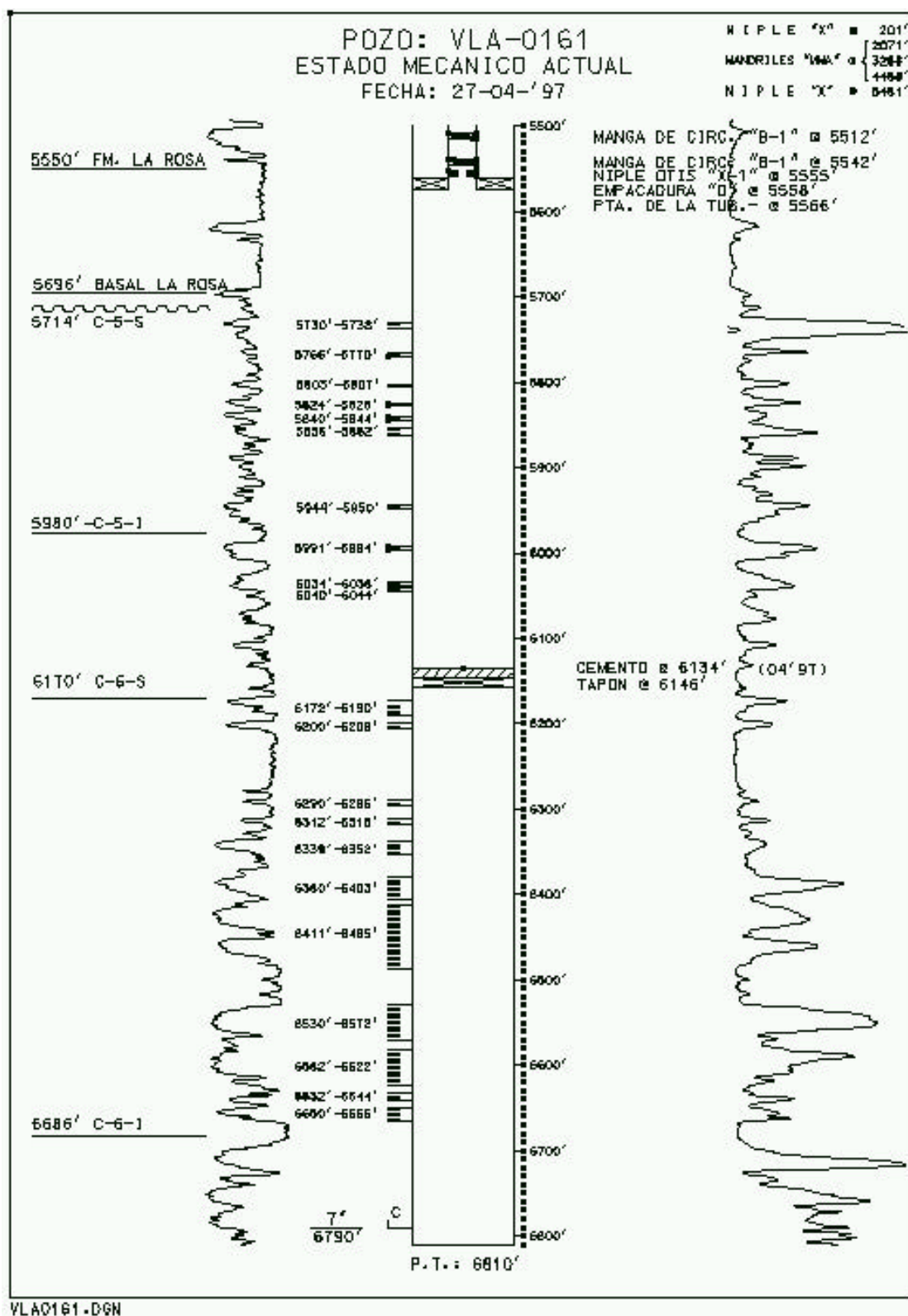


Gráfico 8 - Diagrama de completación del pozo VLA-161

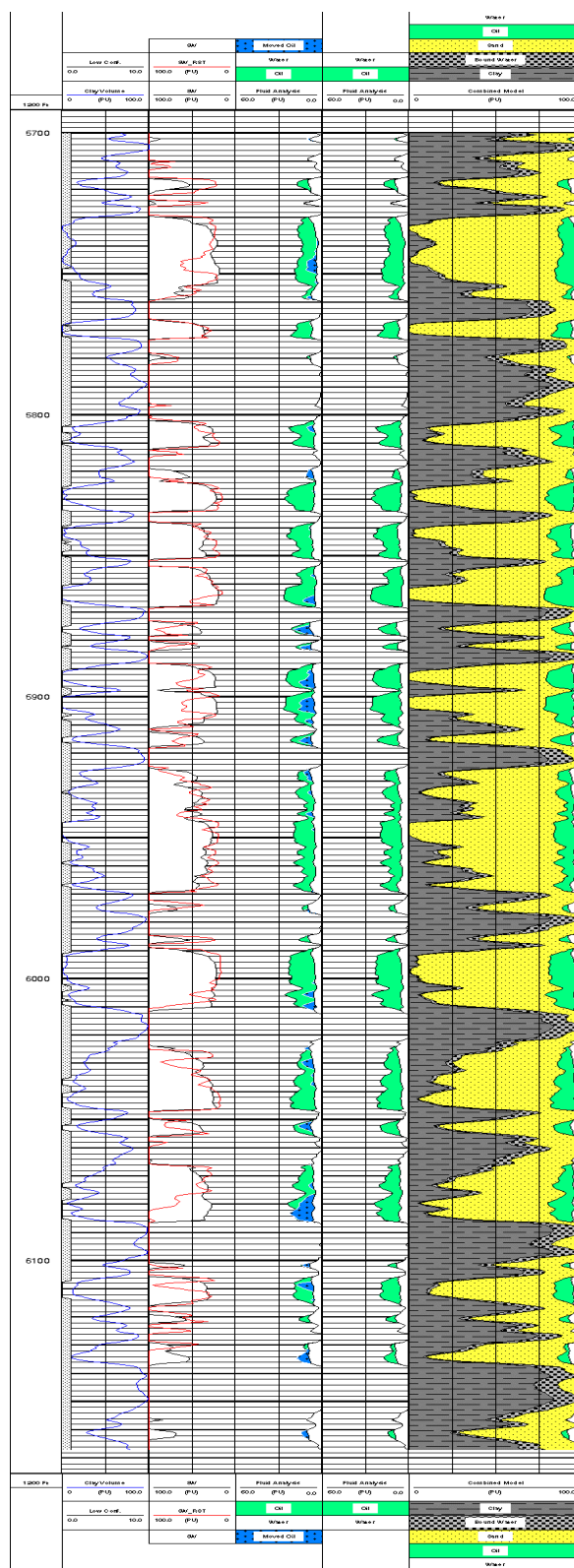


Gráfico 9 - Análisis de saturaciones con registro de saturaciones

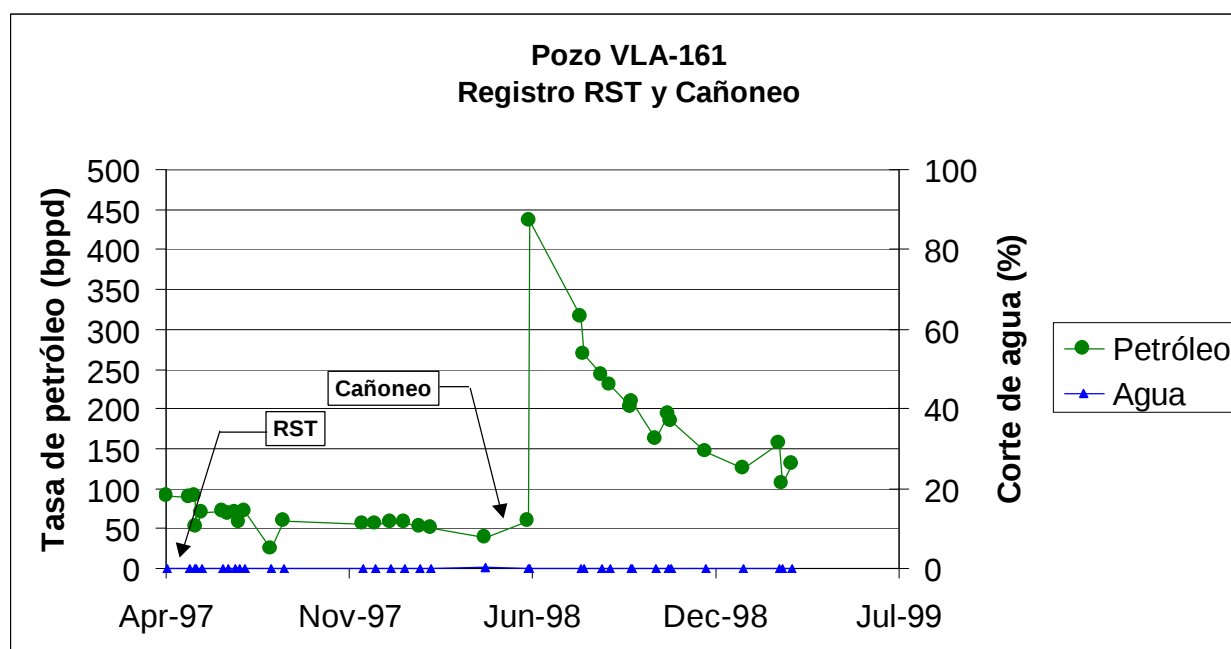


Gráfico 10 - Comportamiento de producción del pozo VLA-161

POZO: LRF-0060

ESTADO MECANICO ACTUAL

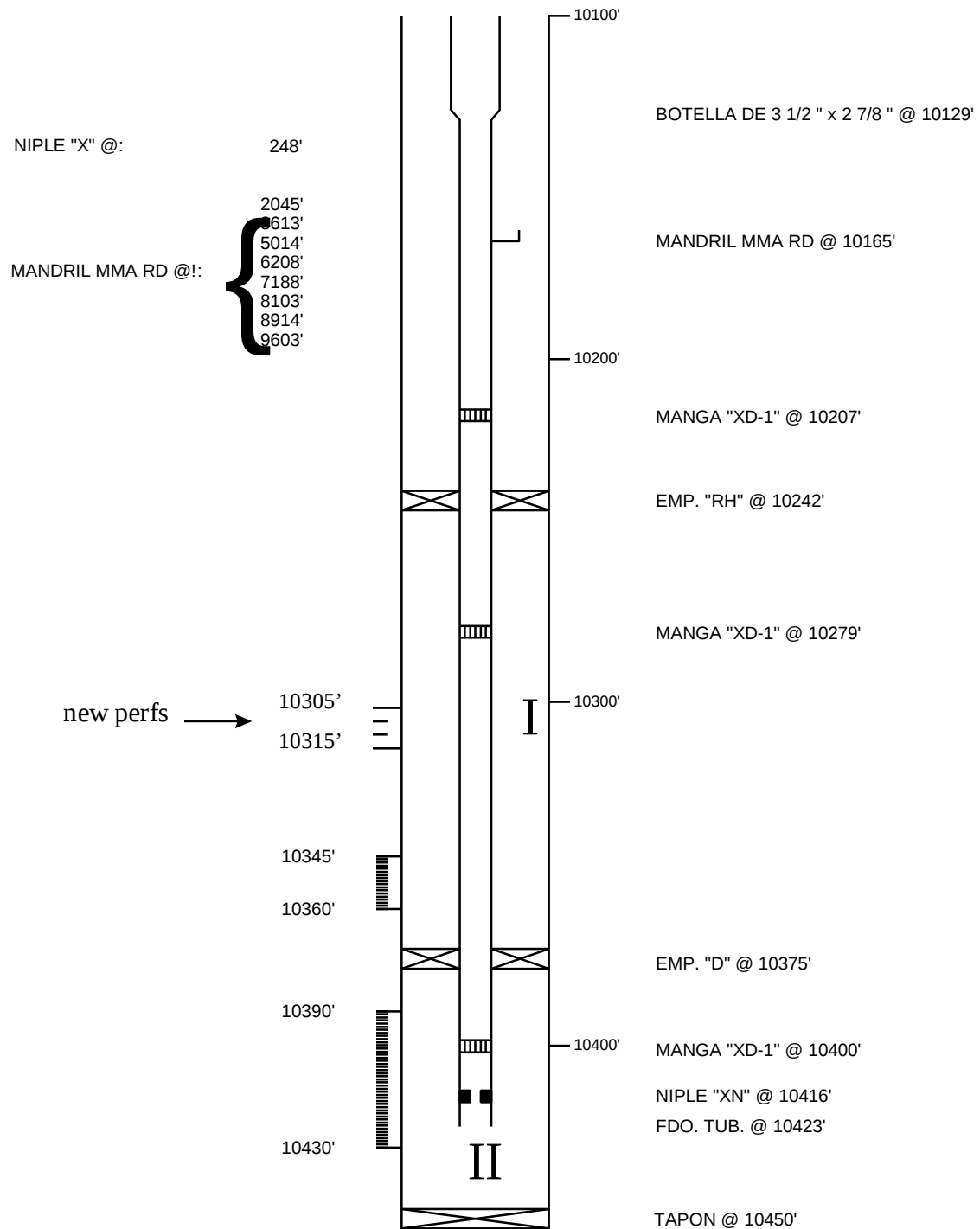


Gráfico 11 - Diagrama de completación del pozo LRF-60

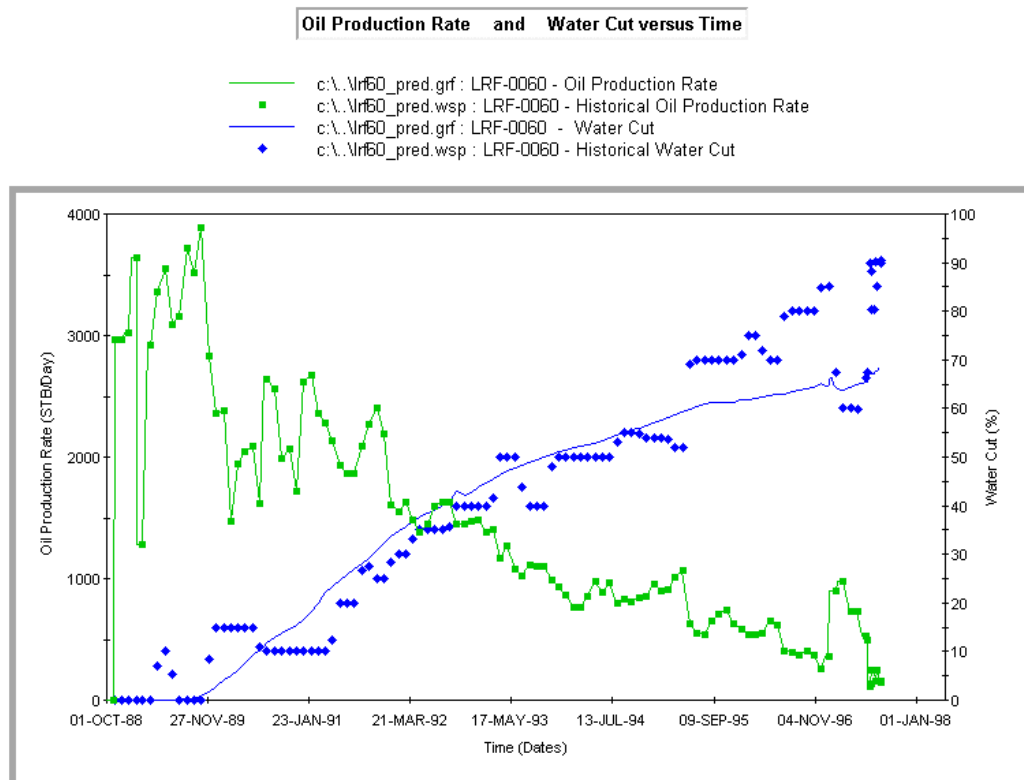


Gráfico 12 - Ajuste de producción histórica

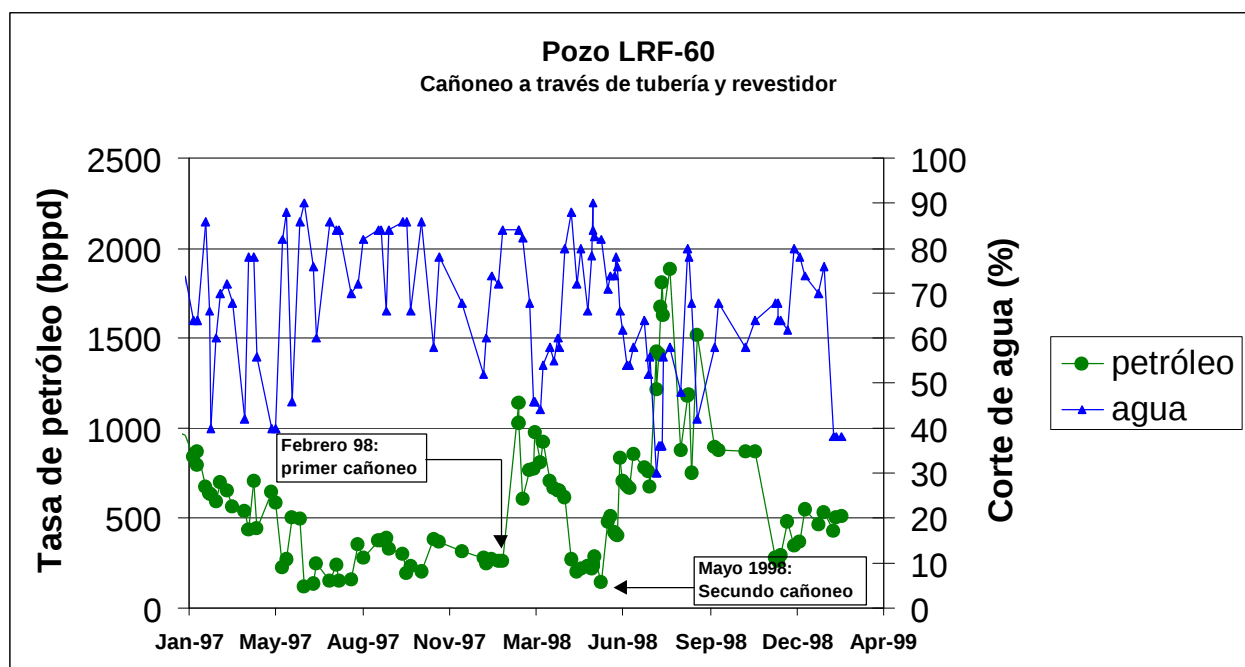


Gráfico 13 - Comportamiento de producción del pozo LRF-60

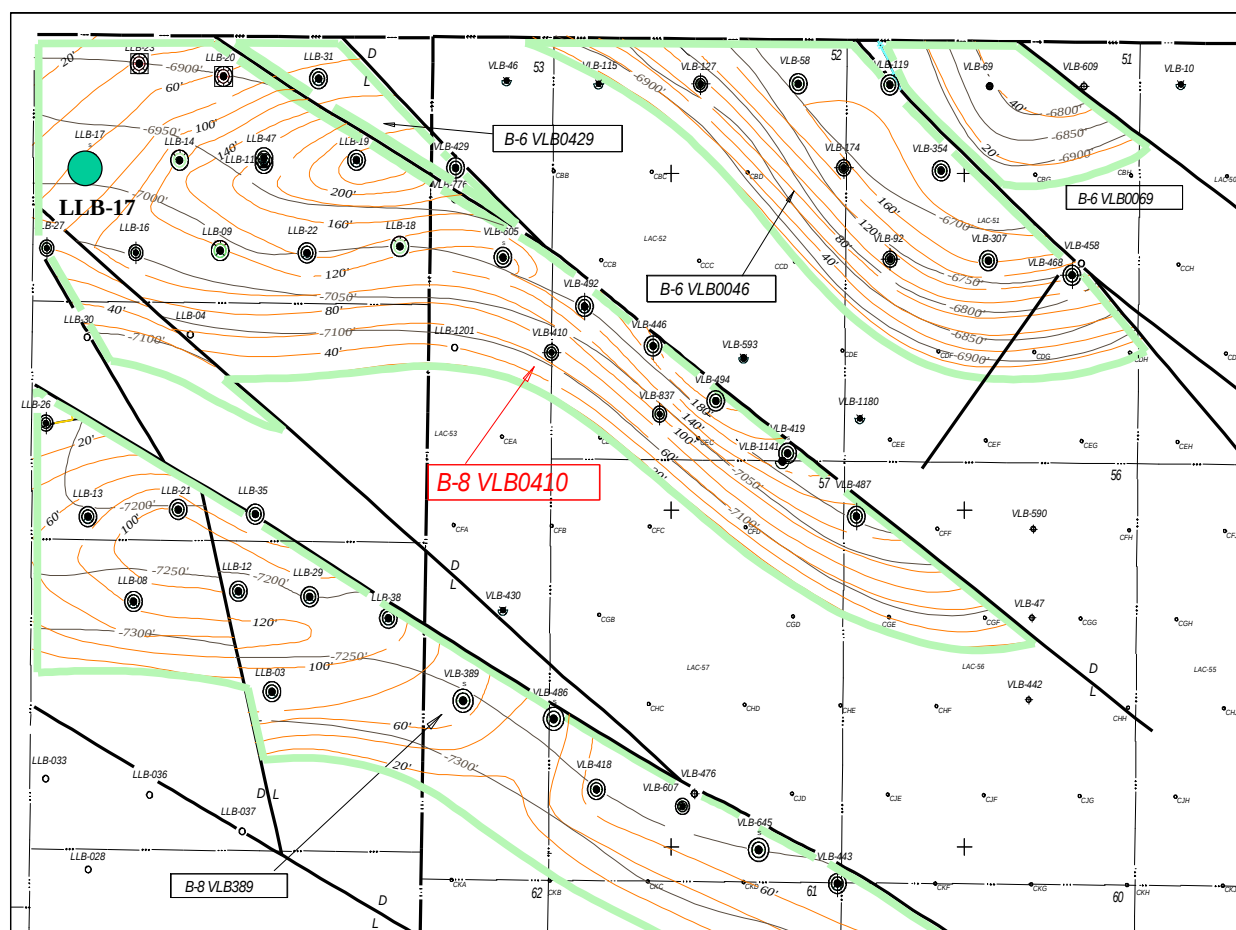


Gráfico 14 - Mapa estructural con ubicación del LLB-17 y pozos vecinos

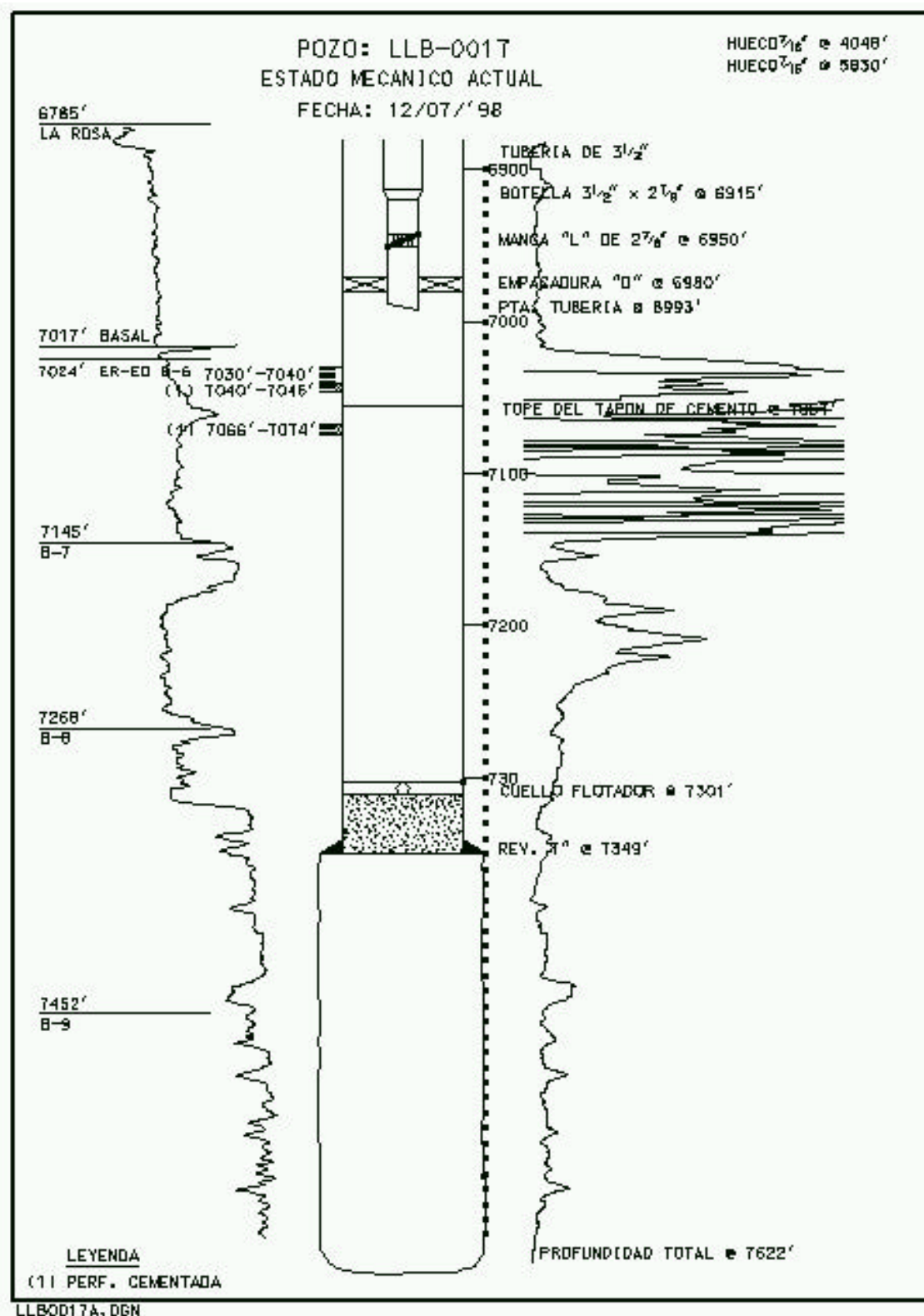


Gráfico 15 - Diagrama de completación del pozo LLB-17

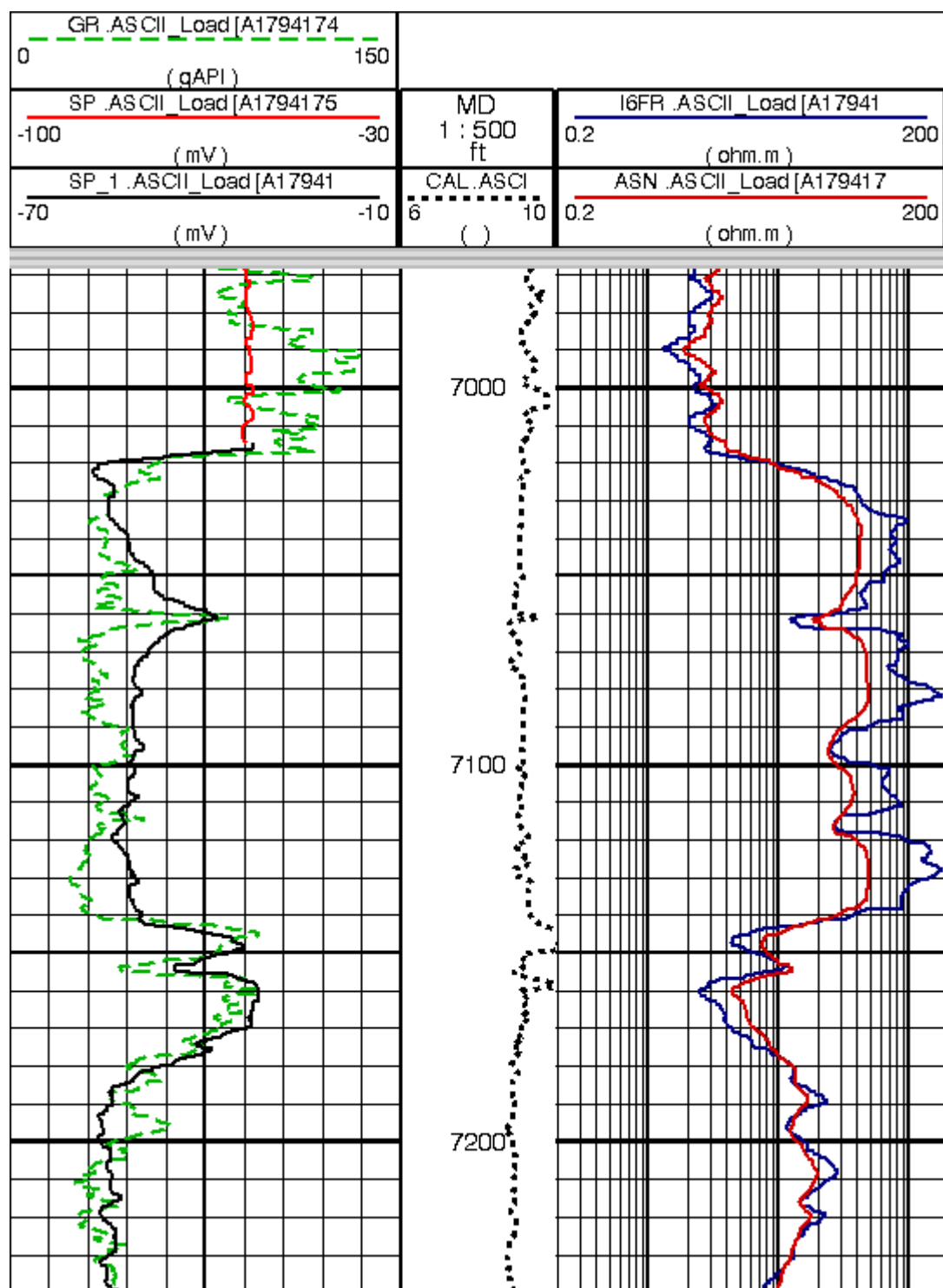


Gráfico 16 - Registros del LLB-17

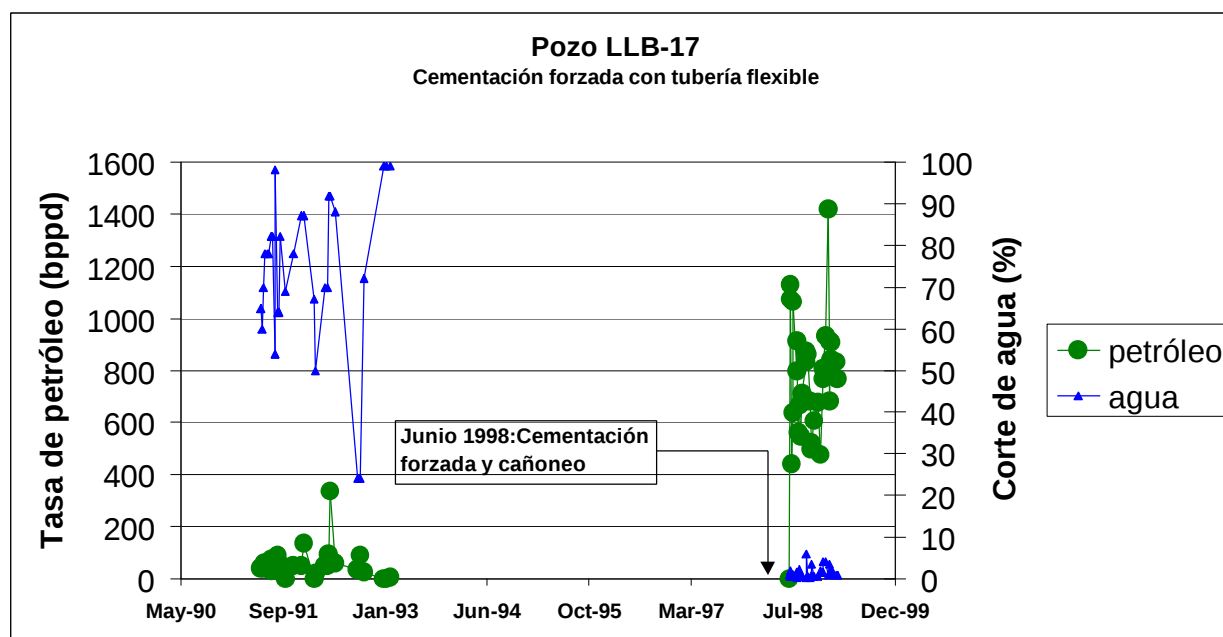


Gráfico 17 - Comportamiento de producción del pozo LLB-17