

## **APLICACION DE REGISTROS DE CORROSION EN EL LOTE 8: EVALUACION Y RESULTADOS**

**Autor: Victor Orozco Zevallos**

**Compañía: Pluspetrol Peru Corporation – Sucursal Del Peru**

### **RESUMEN**

Los problemas de corrosión existentes en los pozos del Lote 8 de la Selva Norte peruana, llevaron al empleo de diferentes tipos de registros a través del tiempo: mecánicos, electromagnéticos, sónicos y ultrasónicos en busca de una mejor y más exacta identificación del problema a fin de tomar las acciones operativas necesarias que eviten llegar a tener que efectuar reparaciones de alto costo e incluso el enfrentar la alternativa de abandono de pozos.

La interpretación y análisis efectuados a estos registros, en combinación con registros de temperaturas estáticos y dinámicos y variaciones del registro gamma ray, nos ha permitido plantear soluciones para afrontar las distintas situaciones encontradas con el correspondiente ahorro de costos, además de asegurar la continuidad operativa de los pozos.

### **INTRODUCCION**

Los efectos de los procesos de corrosión en los forros e instalaciones de producción en nuestros pozos se ha vuelto muy crítico. Habiéndose presentado problemas de tal magnitud que en algunos casos se han tenido que abandonar definitivamente o temporalmente los pozos en producción.

Como consecuencia de estos efectos se desarrollaron trabajos para detectar casing corroídos empleando registros de medición mecánica (multifinger caliper - MFC), registros electromagnéticos (casing inspector tool – CIT, . Multifrequency electromagnetic thickness tool - METT), sónicos (cement evaluation tool – CET, pulse echo tool - PET) y ultrasónicos (ultra sonic image tool - USIT, circumferential acoustic scanning tool - CAST), con diferentes resultados, siendo su interpretación muy compleja y subjetiva.

Estas interpretaciones unidas a los análisis efectuados al comportamiento productivo del pozo que involucran especialmente cambios en los niveles de fluido e índices de productividad y variaciones en los valores del contenido de iones cloruros dan claros indicativos de aportes de reservorios que no han estado abiertos a producción.

Es importante también hacer hincapié en la importancia de los registros de temperatura, que dan un buen indicativo del efecto de identificar zonas deterioradas. Esto puede hacerse en forma estática, pudiendo ver los efectos hasta después de 24 Hr de haberse detenido el conjunto electrosumergible, También se puede tomar registros en forma dinámica empleando para esto las herramientas “Y” con lo cual la identificación de zonas altamente dañadas es mucho más sencilla. La interpretación de este tipo de registros con las variaciones en las lecturas del registro gamma ray que identifica zonas donde se han efectuado movimiento de sales radioactivas también es preciso para identificar zonas con problemas potenciales de corrosión.

Los diferentes procesos de corrosión que causan daños especialmente a los casing de producción que involucran procesos de corrosión galvánica, corrosión dulce por presencia de anhídrido carbónico y por efecto de bacteria sulfato reductoras dan como consecuencia efectos negativos en los casing. Presentaremos diferentes resultados de las interpretaciones de los registros de corrosión y en el caso del pozo 16XCD Corrientes donde se recuperó casing su correspondiente comparación y las conclusiones principales.

Dentro de este contexto se ha establecido que los registros ultrasónicos son los mas adecuados para interpretar el estado de los diferentes casing corridos y de esta manera poder efectuar resanes parciales o soluciones totales que pueden involucrar altos costos.

El presente trabajo tratará de mostrar las diferentes aplicaciones ejecutadas en pozos del LOTE 8 de la Selva Norte Peruana, con las diferentes técnicas de remediación y los resultados productivos posteriores donde se podrá apreciar claramente el éxito de los mismos.

Es importante mencionar que para la consecución de este tipo de resultados es necesario un trabajo multidisciplinario de las diferentes especialidades y trabajar en forma estrecha con las compañías que proveen las diferentes herramientas de registros y también las técnicas para la solución de los mismos. Este factor creemos que es muy importante pues los diferentes niveles de responsabilidad asumen su rol de la manera mas rigurosa y eficaz.

## HISTORIA DEL YACIMIENTO

La ubicación geográfica del área en estudio se encuentra ubicado en el Lote 8 a 203 Km. al oeste de la ciudad de Iquitos, departamento de Loreto, Región Amazónica del Perú. El yacimiento Corrientes fue descubierto en Noviembre de 1971, con la perforación del pozo 1X. Posteriormente se descubrieron los yacimientos de Capirona, Pavayacu, Yanayacu, Valencia, Nueva Esperanza y Chambira.

Los pozos en su primera etapa de vida productiva lo hicieron en forma surgente e intermitente debido a no contar con las facilidades de transporte, contando con solo el transporte fluvial. Recién en enero de 1977 cuando entró en operación el Oleoducto Nor Peruano fue posible producir en forma continua.

A partir del primer trimestre de 1979 se inicio la instalación de bombas electrosumergibles cuyo objetivo fue incrementar los niveles de extracción de petróleo a fin de contrarrestar su disminución por el incremento de corte de agua como consecuencia del tipo de mecanismo de impulsión de los reservorios –“water drive” activo.

Los problemas asociados al estado del casing se hicieron críticos a partir de mediados de los años 80, lo que nos llevó a analizar las ocurrencias desde la perforación de los pozos, hasta las condiciones de explotación de los diferentes campos y reservorios para identificar su origen. Desde el inicio de la vida productiva de los pozos se han presentado fallas en las instalaciones de producción debido a mecanismos que explicaremos más adelante.

Hasta la actualidad se han perforado un total de 141 pozos en los diferentes yacimientos, teniendo 73 pozos activos, 47 inactivos y 21 pozos abandonados con una producción actual de 28,000 bbls de petróleo/día. Del total de pozos activos 40 pertenecen al yacimiento Corrientes y 24 al yacimiento Pavayacu, constituyéndose estos en los principales campos en actual producción. Los principales reservorios lo constituyen las arenas del reservorio Chonta (Cetico y Pona) y Vivian habiendo tenido un acumulado a abril de 1999 de 220.3 MM de barriles de petróleo y 697.4 MM barriles de agua

## FACTORES EN PROCESOS CORROSION

**Gases disueltos.**- El oxígeno, el bióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno disueltos en agua, afectan drásticamente la corrosión. De hecho los gases disueltos son la causa principal en la mayoría de los problemas de corrosión. Si ellos pudieran ser excluidos y el agua mantenida neutra, la mayoría de los sistemas serian poco corrosivos.

**Corrosión Dulce.**- Se origina debido a la presencia de ácido carbónico y otros ácidos orgánicos, y puede ocurrir en pozos productores de petróleo y/o gas. El bióxido de carbono produce ácido carbónico al asociarse con el agua., el cual a su vez se combina con el hierro para formar carbonato de hierro. El carbonato de hierro es un deposito gris o negro que se adhiere a la superficie del metal. Este deposito crea una celda galvánica de acción corrosiva del hierro al deposito. La picadura o hueco es escarpada y profunda y en algunos casos estas cavidades pueden estar conectadas. Generalmente el grado de corrosión esta gobernada por la presión parcial del CO<sub>2</sub> dentro del sistema, Un incremento de la presión del sistema determina un incremento de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua el cual reduce el pH del sistema y disuelve o corroe todo el hierro que pueda encontrar.

**Corrosión Agria.**- Se origina por sistemas que contienen sulfuro de hidrogeno H<sub>2</sub>S el cual, al ser ionizado en el agua corroe cualquier metal en contacto. Este precipitado es de color negro y es conocido como sulfuro de hierro, el cual se adhiere a las superficies

metálicas y tiende a acelerar el proceso de corrosión debido a que es catódico respecto al acero. Así mismo el H<sub>2</sub>S, al ser ionizado, una parte de los iones hidrogeno penetran en el acero los cuales fragilizan el acero resultando el ampollamiento y debilitamiento de todo el sistema..

También puede ser generado por actividad bacteriana de las BSR (bacteria sulfato reductoras) ya sea en el equipo de subsuelo o de superficie o también por degradación térmica de algunos aditivos orgánicos en los lodos. También puede generarse por el bombeo de los fluidos que se utilizan para controlar los pozos cuando se efectúan trabajos de pulling o workovers.

**Corrosión por Oxígeno.-** De los tres gases mencionados, el oxígeno es el más perjudicial pudiendo causar efectos severos aún en concentraciones muy bajas. El oxígeno se combina lentamente con muchos metales los cuales pueden producir hoyos profundos en las superficies metálicas. Aun cuando no se encuentra en forma natural en las aguas de formación, puede entrar: por el anular, a través de sellos de bombas, válvulas defectuosas (por difusión contra la presión), tanques, etc. Junto con CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S incrementa drásticamente su poder corrosivo.

**Sales disueltas.-** A mayor contenido de sales disueltas en el agua mayor es la conductividad del electrolito y más rápidas son las reacciones de corrosión si no hay otros factores que la reduzcan. Los iones cloruros son fuertemente absorbidos por el acero, haciendo difícil el proceso de inhibición. Por consiguiente a mayor concentración de cloruros, se requieren concentraciones mas altas de inhibidor de corrosión. Los efectos del ion sulfato no son tan severos como el cloruro y ocasionan la coagulación de ciertos biocidas e inhibidores de corrosión.

En aguas duras, los bicarbonatos proveen una forma natural de inhibición formando incrustaciones minerales. En aguas dulces es necesario aplicar inhibidores de corrosión debido al efecto relativamente más agresivo producido por un exceso de dióxido de carbono.

**Temperatura.-** Generalmente, a mayor temperatura la velocidad de corrosión es mayor. En el caso de aleaciones, en presencia de CO<sub>2</sub>, incrementa la solubilidad del carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>) desprotegiendo así el metal de su pasivante natural. Una regla practica sugiere que la velocidad de la reacción se duplica por cada 20° F de aumento de temperatura. La tendencia de los inhibidores a absorberse en la superficie de un metal disminuye a temperaturas más altas.

**Velocidad.-** En sistemas donde la corrosión se debe al CO<sub>2</sub>, la velocidad del fluido afecta el rate de corrosión por activación de la polarización (deposición, y remoción de productos de corrosión de la superficie metálica) y concentración de la polarización transporte del CO<sub>2</sub>, a través de la salmuera)

**Presión.-** Cuando la corrosión es causada por gases disueltos a mayor presión la velocidad de corrosión es mayor. Aumenta la solubilidad de los gases corrosivos en el agua. En un sistema que contiene normalmente carbonatos, bicarbonatos, y dióxido de carbono disuelto, una caída de presión causa liberación de dióxido de carbono. Esto lleva a un aumento del pH, el cual hace el sistema más corrosivo, lo que casi siempre genera otro problema: la formación de carbonato de calcio.

## REGISTROS DE CORROSION

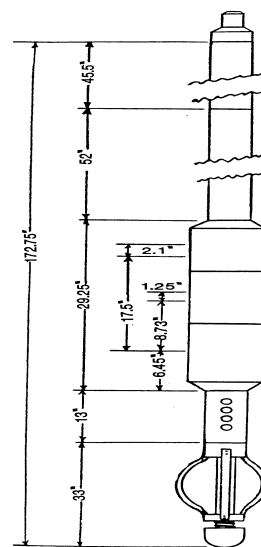
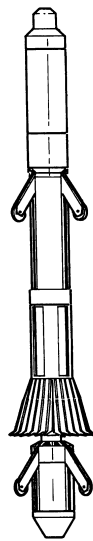
A fin de estimar el tiempo de vida esperado para los forros de un pozo, y poder evaluar trabajos de reparación, programas de protección o reparaciones especiales, es necesario obtener información acerca de la localización, estado, rate y mecanismos de corrosión. Para ello es necesario el empleo de registros de corrosión cuyo amplia variedad las divide en: registros mecánicos, electromagnéticos, sónicos y ultrasónicos.

**Registros mecánicos.(Multifinger caliper).-** Los calibradores para la inspección de tuberías de revestimiento y de producción determinan con precisión el diámetro interno y condición de las mismas. Para lograr esta información, el calibrador está equipado con brazos múltiples, debidamente centralizados. El conjunto de brazos múltiples mide continuamente los diámetros máximos y mínimos de la pared interior de la tubería. Los brazos están dispuestos de forma que permita asegurar una completa inspección de las paredes internas.

Las herramientas están equipadas con 30,40 ó 60 brazos individuales para dar una resolución adecuada , Cada brazo puede mover el activador de diámetro máximo o mínimo. El movimiento de cada uno de

estos activadores se convierte en variaciones de frecuencia que se transmiten simultáneamente a superficie. Todos los brazos están cerrados al correr la herramienta dentro del pozo. Al llegar al intervalo de interés, se abren los brazos mediante un motor. Esta operación de cerrar y abrir, se puede realizar cuantas veces sea necesaria a través de controles en superficie, lo que permite efectuar varias corridas para detectar fallas que son más pequeñas que la separación entre los extremos de los brazos.

**Registros electromagnéticos.-** Las herramientas electromagnéticas utilizan el mismo principio de las herramientas de inducción en los registros tomados en hueco abierto. La medida se efectúa creando un campo electromagnético que induce corriente eléctrica en la tubería. El campo electromagnético generado por las corrientes inducidas responde a los cambios físicos que pueda existir en la tubería, como espesor, diámetro, permeabilidad magnético del acero y/o condiciones en general. La sensibilidad de estas herramientas permite detectar los cambios que pueden ocurrir con el espesor de la tubería a partir de 0.01" y huecos tan pequeños como de 0.5". Siendo su resolución de 2 ½". Esta herramienta puede ser combinada con el Gamma ray para una mejor interpretación de los problemas existentes.



**FIGURA: SONDA MULTIFINGER**

**SONDA ELECTROMAGNETICA**

**Registros sónicos.-** El concepto fundamental de la medición consiste en hacer "resonar" el espesor del revestimiento mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos. La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia, mientras que la ausencia de cemento provoca un alargado periodo de atenuación.

Básicamente la herramienta consta de ocho transductores enfocados radialmente hacia un pequeño sector angular de la tubería. Están dispuestos en forma helicoidal sobre la sonda, a 45° uno del otro. Ocupan un espacio vertical de 2 pies aproximadamente y operan en el rango de frecuencia de resonancia de la mayoría de las tuberías en uso.

La distancia que separa el transductor de la pared de las tuberías es del orden de 2" y puede ser ajustada manualmente, según las condiciones de operación. Los transductores actúan, a la vez, como transmisores de pulsos ultrasónicos y receptores del eco resultante. El eco se analiza en varios intervalos de tiempo con el fin de definir la rapidez de la atenuación. Los trenes de ondas acústicas contienen una gran cantidad de información sobre las condiciones de la tubería y del medio ambiente que las rodea, de la cual solo una pequeña parte se analiza.

Se ha demostrado en pruebas recientes que mediante un análisis mas acucioso se puede obtener información sobre el espesor y condición interna y externa del revestimiento, información muy importante para el control de corrosión en tuberías.

**Registros ultrasónicos.-** Son herramientas de última generación, detectan señales de corrosión y pueden evaluar también calidad de cemento. El principio es similar a otras herramientas ultrasónicas. El transductor (emisor y receptor de señales) emite pequeños pulsos la cual excita la resonancia del casing. El análisis del eco da cuatro medidas: radio interno, rugosidad, espesor del casing e impedancia acústica del cemento.

El radio interno y rugosidad son derivados del tiempo de transito y amplitud del principal eco usando una técnica que elimina problemas de salto de onda. El espesor del casing e impedancia del cemento son medidos por el proceso de un algoritmo que compara un modelo teórico con la medida de resonancia en la frecuencia dominante. Las características principales de la herramienta: Permite cubrir todo el casing a alta resolución usando un transductor rotativo y emitir pulsos de señal cada 5° cubriendo de esta manera los 360° de circunferencia del casing. El procesamiento es menos sensitivo a los efectos del medio y tiene capacidad para operar en medios de alta densidad. Las imágenes obtenidas son de color con lo cual la interpretación es mucho mas sencilla y eficaz.

La parte principal de la herramienta es un transductor rotativo que emite pulsos ultrasónicos entre 195 y 659 KHz. El impulso de sonido viaja a través del fluido del pozo y golpea el casing. Parte de la energía es reflejada y procesada por el transductor. La energía remanente ingresa al casing sufriendo múltiples reflexiones entre la superficie casing/anillo a la superficie casing/wellbore. Cada superficie refleja algo de energía y algo es transmitido, dependiendo del contraste de la impedancia acústica en la superficie. Como la impedancia acústica del casing y del fluido son esencialmente constantes, el decaimiento de la señal interior del casing es dependiente de la impedancia acústica del material fuera del casing. Cuatro medidas son efectuadas para análisis del eco:

- **Amplitud del eco.-** Indicador de la condición del casing que se obtiene de la amplitud de la primera onda.
- **Radio Interno.-** Calculado del tiempo de transito del eco.
- **Espesor del casing.-** Calculada a partir de las frecuencia de la resonancia.
- **Impedancia acústica.-** Del material detrás del casing, calculada a partir de la forma de la resonancia.,

La evaluación del cemento es basado en la medida de la impedancia acústica. En un medio homogéneo la impedancia es proporcional a la densidad del medio y a la velocidad a la cual se propaga.

La herramienta consiste de una sonda con un transductor rotativo en el fondo y un cartucho electrónico situado encima del transductor. El transductor esta enjaulado en un assembly rotativo o "sub" que gira de 7 a 8 revoluciones por segundo, mediante un eje conectado al motor de la sonda. De acuerdo al diámetro del casing existen 5 tamaños de sonda las cuales están centralizadas.

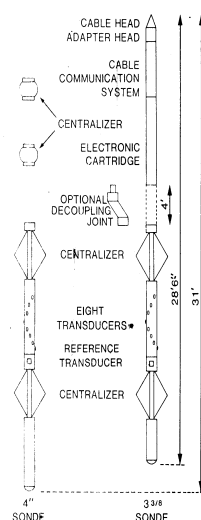
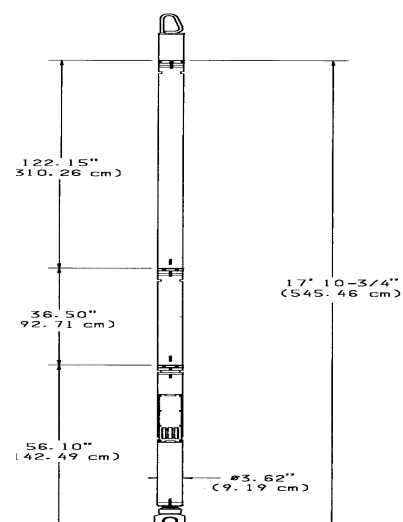


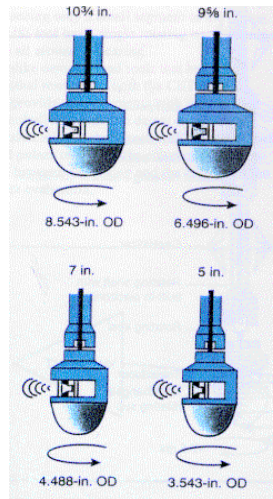
FIGURA: SONDA SONICA



SONDA ULTRASONICA

El transductor tiene dos posiciones:

- Para medir las propiedades de los fluidos, cuando la herramienta esta bajando y apuntando al plato de calibración. Mediante este modo se mide la impedancia acústica del medio en el cual trabajará la sonda.
- Para registro de ultrasonido, cuando se registra subiendo a diferentes velocidades, apuntando al casing y girando a 7.5 RPS. Las señales son amplificadas y digitalizadas y enviadas a superficie en tiempo real. Todas las formas son registradas para su análisis posterior



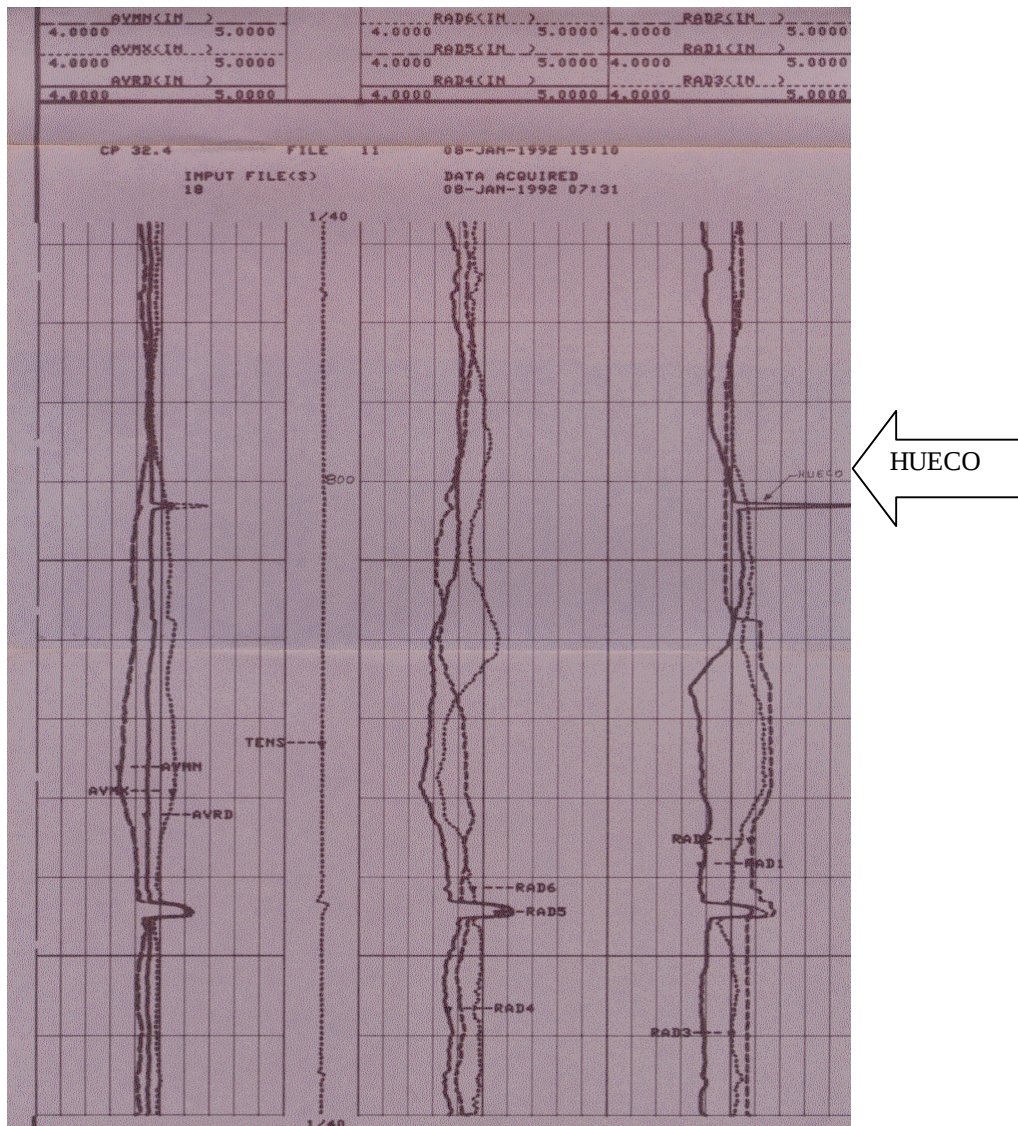
**FIG: TRANSDUCTOR ROTATIVO – HERRAMIENTA ULTRASONICA**

## CASOS REALES DE APLICACION

- PRIMER CASO : POZO 81D CORRIENTES.  
APLICACION REGISTRO MULTIFINGER CALIPER**

El mencionado trabajo fue efectuado en enero de 1992. La producción previa normal del pozo fue de 790 BOPD x 4005 BWPD x ESP. Repentinamente el pozo comenzó a producir 100% agua y registrándose una variación en los valores de salinidad de 85,000 a 26,000 ppm del agua producida.

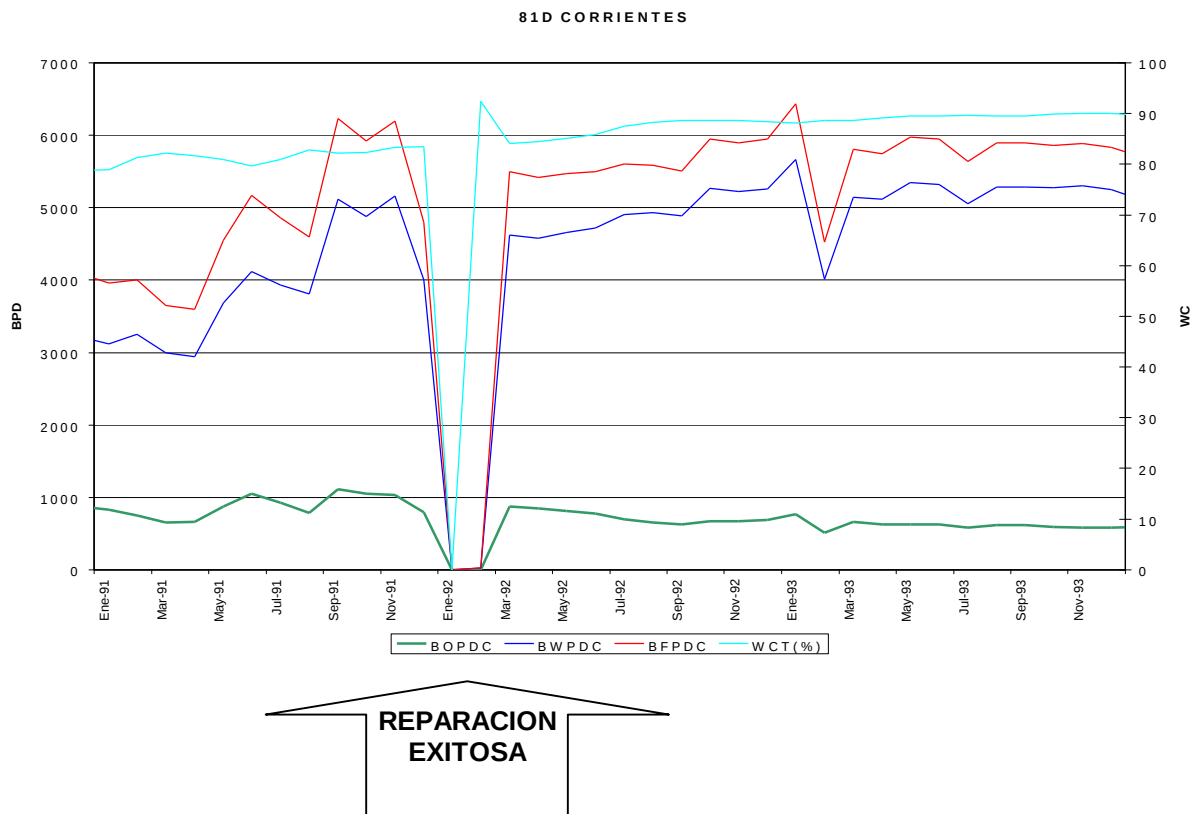
Lo anterior ocasionó que se emita un trabajo de reacondicionamiento programándose una toma de registro multifinger, cuya principal interpretación arrojó lo siguiente:



### REGISTRO MULTIFINGER CALIPER EN POZO 81D CORRIENTES MUESTRA HUECO A +/-800m

La anterior interpretación llevó a efectuar un trabajo por reparación mediante cementación forzada. Se bombeó un total de 30 bbl de cemento mediante dos trabajos consecutivos. Se evaluó con 1000 psi, manteniéndose la presión. Se puso el pozo en operación restaurando su producción.

Mostramos la curva de producción, donde se muestra claramente el éxito de la operación:



Es muy probable que las causas que originaron el deterioro del casing intermedio de 9 5/8" se debió a un proceso de corrosión –erosión (corrosión por CO<sub>2</sub>, velocidad de flujo) y al debilitamiento de las paredes del casing por rozamiento de la tubería en anteriores trabajos de reacondicionamiento. El registro de corrosión multifinger caliper nos mostró deterioro en el casing en zonas muy localizadas. Es importante indicar que posteriormente, en 1997 se tuvieron problemas graves con la condición del revestimiento intermedio, efectuándose un trabajo de "tie back" en forma exitosa, asegurando la continuidad de la vida operativa del pozo.

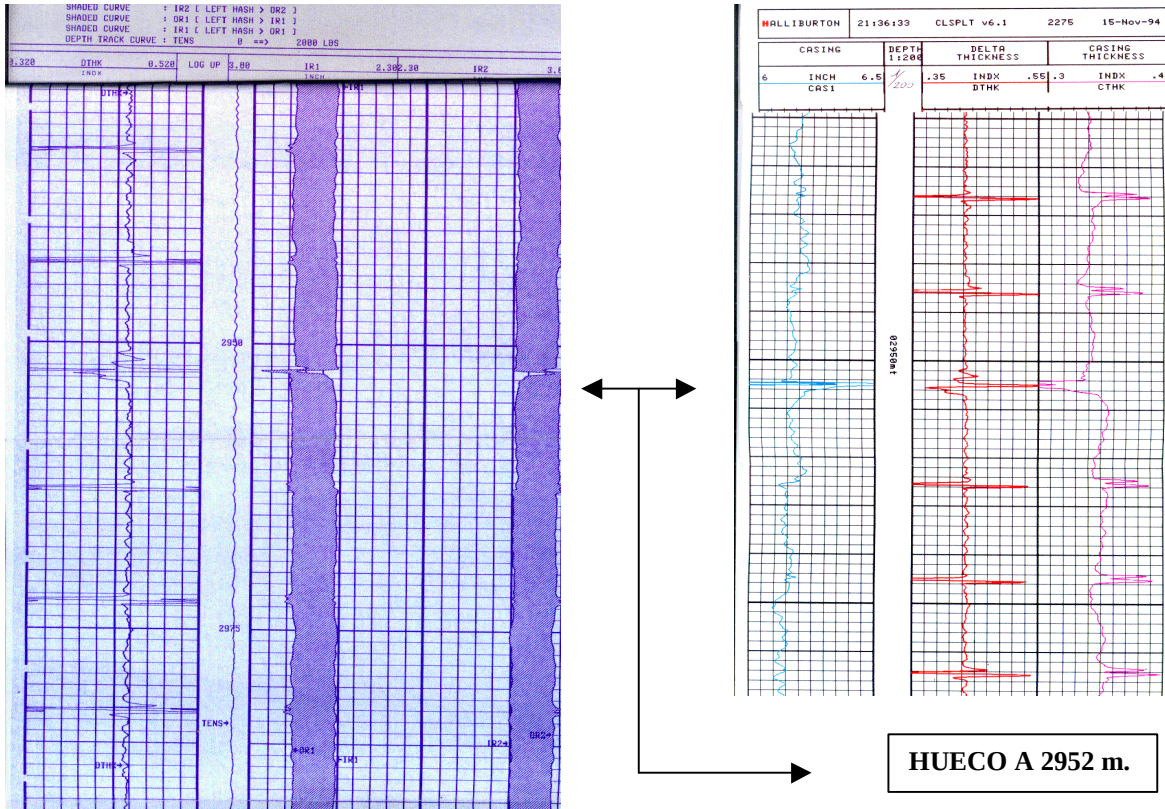
- SEGUNDO CASO – POZO 139D CORRIENTES**  
**APLICACION REGISTRO ELECTROMAGNETICO**

A principios de 1994 el pozo estaba produciendo un promedio de 430 BOPD x 3800 BWPD x ESP de los reservorios Cetico 2-4 y su comportamiento productivo mostró una disminución progresiva a 47 BOPD x 4903 BWPD. Además mostró cambios sustanciales en sus valores de cloruros de 85,000 ppm a 55,000 ppm e índices de productividad de 5 a 20 bbl/psi, esto indicaba claramente que una zona no aperturada debido a posiblemente casing dañado estaba produciendo.

De acuerdo a este análisis se decidió tomar un registro electromagnético (Casing Inspector Tool) que arrojó claramente un hueco a 2952m en la formación Vivian y que explicó la variación del comportamiento productivo del mencionado pozo.

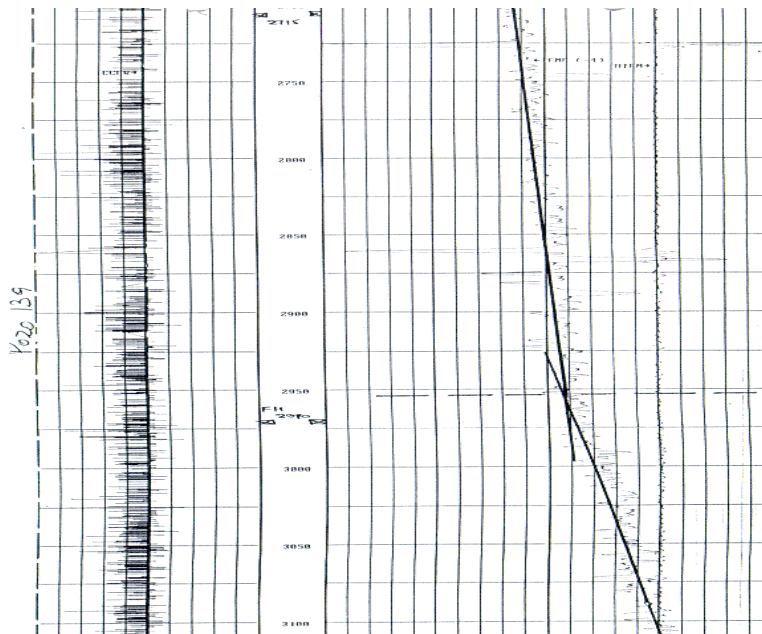
Se decidió efectuar reparación por cementación forzada en dicha zona mediante tapón balanceado de cemento, probándose posteriormente mediante una prueba de admisión con 2000 psi manteniéndose constante la presión.. Este procedimiento es el usual que se sigue para reparar daños similares. Es importante anotar que este pozo es relativamente nuevo, perforado en 1992, pero por problemas ocurridos durante la perforación, no se pudo cementar adecuadamente el casing de producción de 7".

Mostramos a continuación el resultado estándar y compuesto del registro electromagnético:



### REGISTRO ELECTROMAGNETICO MODO COMPUESTO Y ESTANDAR

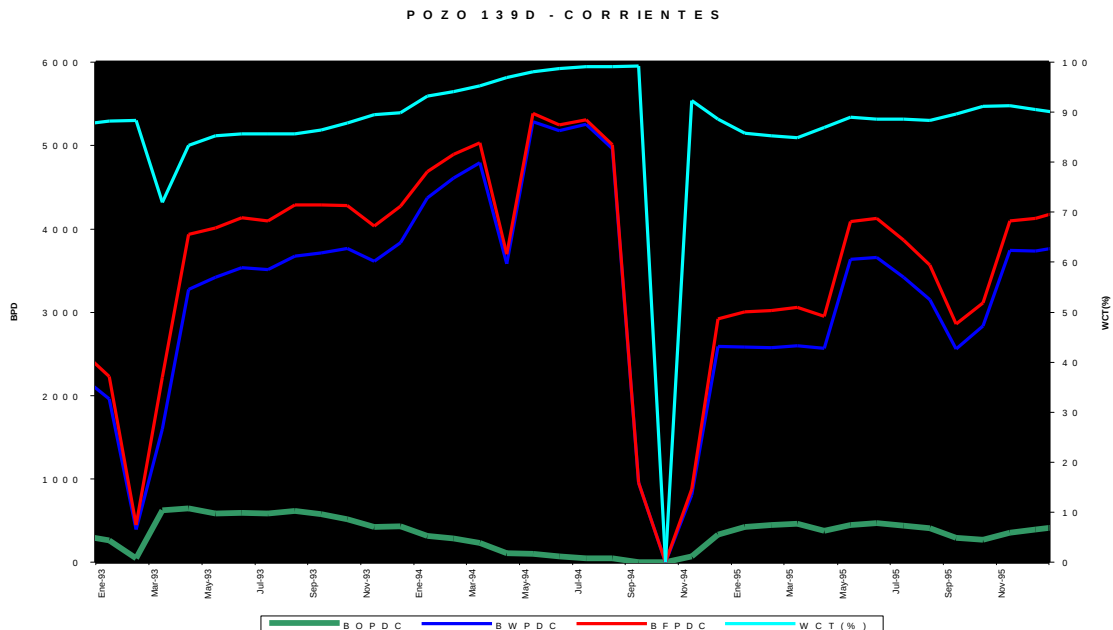
Después de efectuado estos trabajos se puso el pozo en producción, dando 100% de agua con 52,000 ppm de cloruros que indicaron claramente que el trabajo de cementación para aislar el hueco detectado no había sido eficiente. Con el fin de confirmar lo anterior se decidió tomar un registro de temperatura estático después de 12 Hr. de parado el pozo. El resultado obtenido con este registro es el siguiente:



REGISTRO DE TEMPERATURA ESTATICO (DESPUES DE 12 Hr.)

Se decidió aislar esta zona con el empleo de empaques hidráulicos, poniendo el pozo nuevamente en producción, con una producción de 460 BOPD x 3000 BWPD con valores de salinidad e índices de productividad esperados para el reservorio Cetico 2.

La curva de producción es la siguiente:



Es muy posible que el efecto observado del deterioro del casing a 2952m se deba principalmente al hecho que no se pudo cementar adecuadamente el pozo, habiendo dejado la parte externa del casing sometida a un medio que aceleró el proceso de corrosión. Es importante mencionar que cuando se corrió el registro electromagnético, también se detectó un incremento en las lecturas del registro gamma ray a 2860m, lo que indicaban claramente que existió un movimiento de fluidos asociado a la formación Vivian.

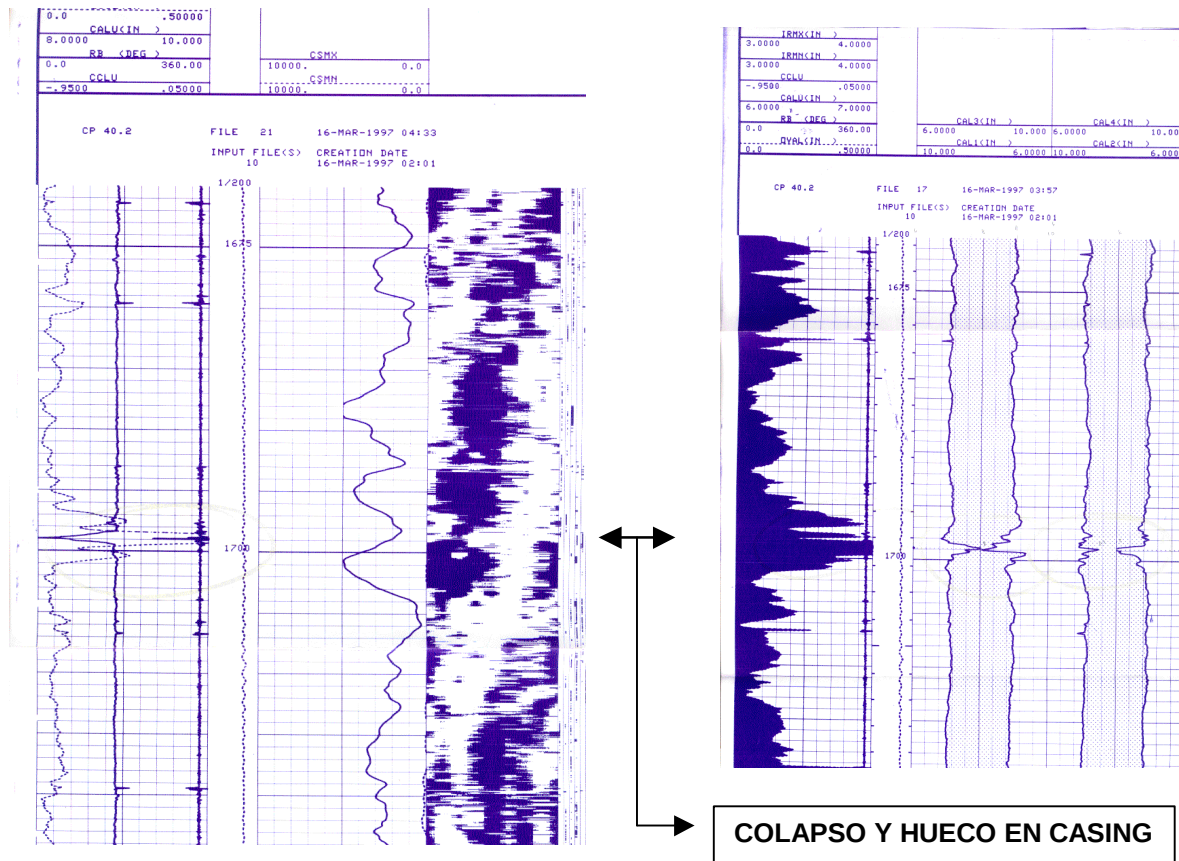
En conclusión podemos afirmar que la combinación de los tres registros: electromagnético, temperatura y gamma ray ayudaron a determinar el problema y restituir la producción de petróleo.

- **TERCER CASO – POZO 146D PAVAYACU**  
**APLICACION REGISTRO SONICO**

El pozo 146D Pavayacu fue completado inicialmente en 1993 por el reservorio Vivian con un régimen de 2440 BOPD x 29 BWPD, teniendo valores de nivel de fluido en superficie (20 bbl/psi). Posteriormente en agosto de 1996 debido a estar con una producción de 97% de corte de agua, se decide aislar el reservorio Vivian y efectuar un trabajo de reacondicionamiento para poner en producción los reservorios Cetico y Pona.

El resultado de este trabajo arrojó una producción de 511 BOPD x 79 BWPD x ESP con valores de nivel de fluido a 4000' (0.2 bbl/psi). Debido a estos valores bajos de productividad, se decidió intervenir nuevamente el pozo, detectando colapso en casing intermedio de 9 5/8" por agarre de broca.

Debido a esto, se decide tomar registro sonico C.E.T, mostrando lo siguiente:



### REGISTRO SONICO. MODO STANDARD Y COMPUESTO

Detectó un colapso a 7" a la profundidad de 1698m. Este efecto se debe haber producido al hecho de que el casing estuvo sometido a un esfuerzo adicional por haber trabajado con bajo nivel de fluido, y tal como se muestra en los esquemas respectivos en esta zona no existe cemento en buenas condiciones, registrando valores de menos de 1000 psi de valores de resistencia a la compresión., lo que ocasionó el colapsamiento encontrado. Posteriormente se probó admisión en esta zona confirmando que también existe un hueco producto del colapsamiento.

Debido al bajo nivel de reservas remanentes, no era rentable efectuar un trabajo de tie back, por lo que se ha propuesto el empleo de un empaque dual GT debajo de la zona problema con el objeto de restituir la producción del pozo. La mencionada solución ya ha sido probada exitosamente en otros pozos donde se han presentado problemas similares.

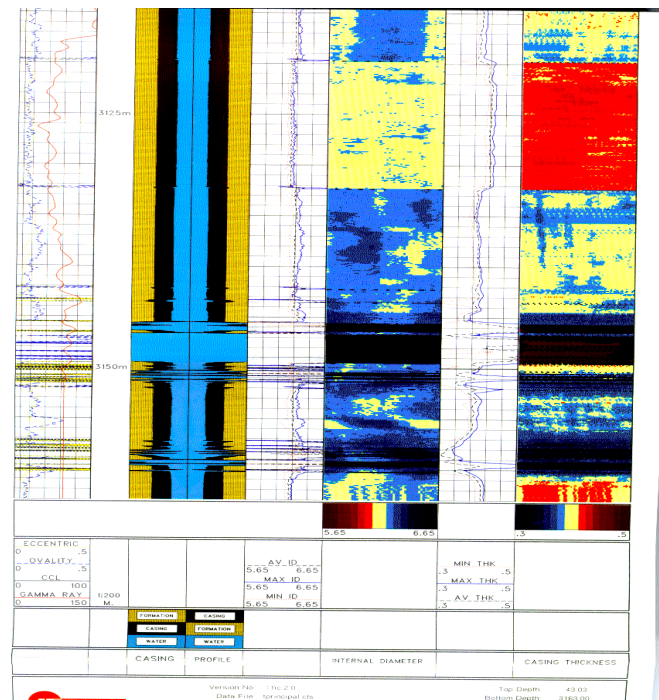
#### • CUARTO CASO: POZO 139D CORRIENTES REGISTRO ULTRASONICO

Todo el año 1998 el pozo 139D estuvo produciendo con 98.7% de corte de agua de la formación Vivian debido a la erosión del empaque hidráulico que aislaba dicha formación. Se tomó un registro TMD para evaluar saturaciones en el reservorio Cético. De acuerdo a interpretación del registro se decide aperturar el reservorio Cético 2 y aislar el reservorio Cético 4

Se decide tomar el registro ultrasónico CAST en esta parte del pozo, mostrando como resultado que el casing de producción de 7" estaba completamente deteriorado, lo que ocasionaba que el reservorio Cético 4 que mostraba alta saturación de agua no pueda ser aislado mediante métodos convencionales de reparación.

Se muestra a continuación el resultado del registro ultrasónico tomado en esta parte del pozo:

ZONA DETERIORADA  
EN CASING DE 7"

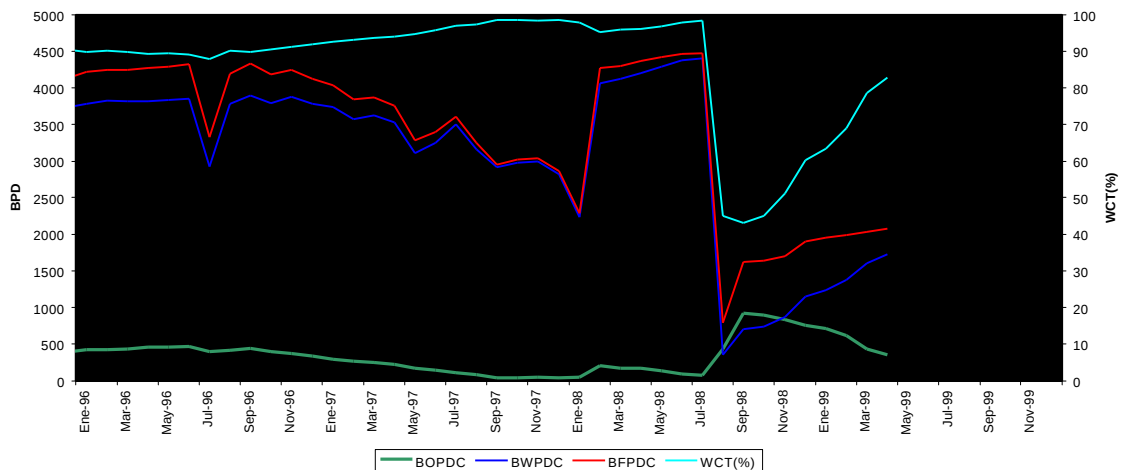


### REGISTRO ULTRASONICO CAST

La solución planteada contempló efectuar un tapón balanceado de cemento en todo el reservorio Cetico, para posteriormente perforar la parte superior y dejar mediante rebaleo la parte superior de Cetico 2. Esta solución fue ejecutada de acuerdo a la interpretación del registro que permitió una muy buena interpretación del estado real del casing.

El resultado productivo del pozo fue de 1050 BOPD x 250 BWPD lo que mostró que la solución planteada fue la mejor y más eficiente. Se muestra la curva de comportamiento productivo:

### POZO 139D - CORRIENTES



REPARACION  
EXITOSA

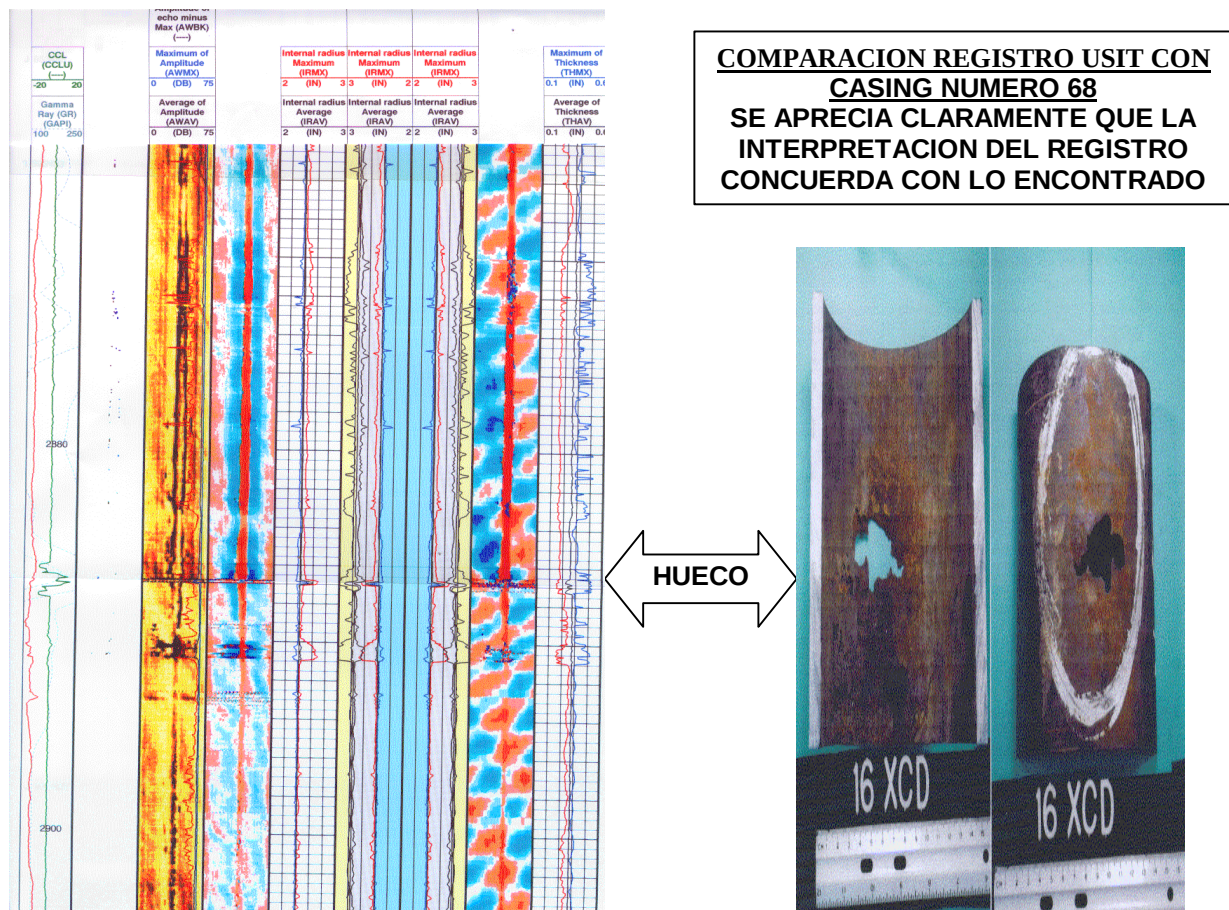
### • QUINTO CASO.- POZO 16XCD CORRIENTES REGISTRO ULTRASONICO

En enero de 1997 este pozo estuvo produciendo 104 BOPD x 1716 BWPD x ESP con valores de índice de productividad de 10 bbl/psi y valores de salinidad de 35,000 ppm de cloruros. Estos valores eran

anormales para la condición del pozo lo que mostraba claramente que se tenían problemas de daño en el revestimiento de producción.

Se tomó un registro de corrosión ultrasónico USIT, indicando claramente diversas zonas deterioradas en el revestimiento. También se tomó este registro en modo cemento, corroborando la información que el tope de cemento estaba ubicado a 6500'. Se efectuaron diversos trabajos de corte químico y se recuperaron 151 tubos de casing de 5 ½" (profundidad aproximada de 6350').

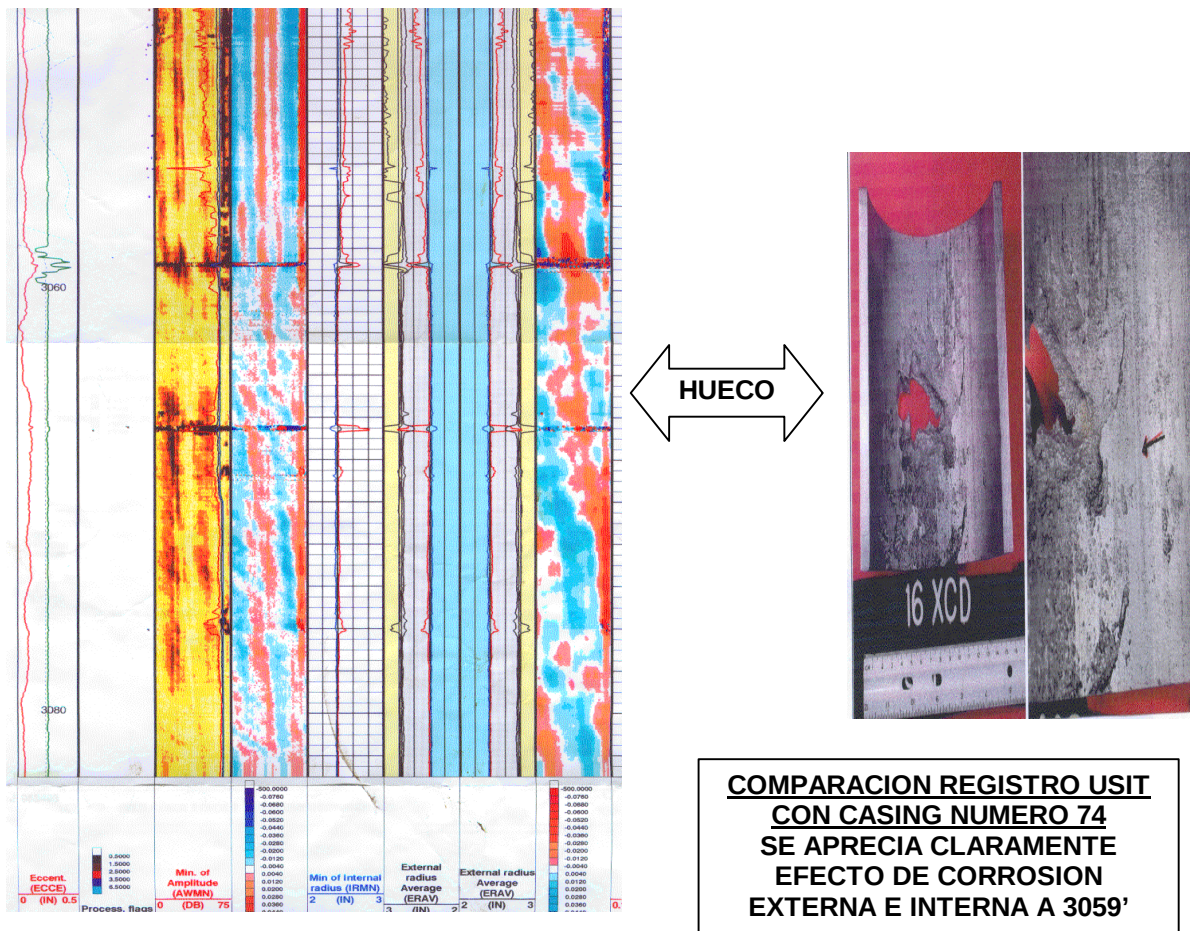
Se detectó dentro de los 151 casing recuperados, 2 tubos con hueco, los números 68 (2834') y el 74 (3059'). En primera instancia se muestra el hueco detectado en el tubo 68 con el correspondiente registro a la misma profundidad.



Se observa claramente que el fenómeno ocurrido en este punto es debido a corrosión por gas carbónico. Los depósitos encontrados fueron sometidos a pruebas químicas detectándose la presencia de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ). Este fenómeno se debe a que se ha liberado gas en anular debido a que la succión del equipo electrosumergible ha estado trabajando por debajo de la presión de burbuja. En la parte externa se observa cierto desgaste debido a la presencia de microorganismos debido probablemente a la descomposición del lodo dejado detrás del casing y que después de 20 años de completado el pozo pudo haber generado un medio que favorece a la presencia de bacterias.

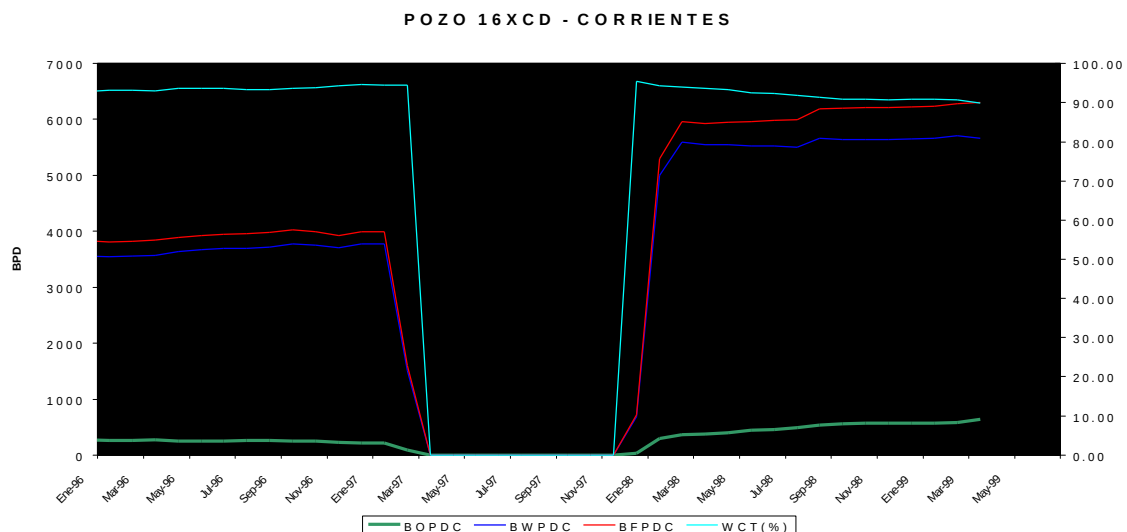
Por otro lado la microestructura del acero contenía fibras de sulfato de manganeso los cuales aceleraban la corrosión galvánica por los pitting generados por el  $\text{CO}_2$ .

También se recuperó el tubo Nro. 74, se muestra el tubo recuperado, con la correspondiente interpretación del registro.



Tal como se aprecia en el tubo el fenómeno de corrosión presentado en el casing es de origen externo e interno. De acuerdo a la comparación con el casing anterior se concluye que el efecto interno es debido principalmente a efectos del gas carbónico y la corrosión externa por presencia de microorganismos. Esto debido a haber dejado el anular sin cemento.

Se bajó casing de 7", conectando al corte efectuado en casing de 5 ½", poniendo el pozo en producción. El resultado productivo después de estos trabajos justificaron plenamente el trabajo ejecutado.



## CONCLUSIONES

- 1.- De los diferentes tipos de registros de corrosión utilizados para evaluar el estado del casing los que han demostrado mayor utilidad son los del tipo ultrasónico. En comparación con los de otra clase, estos arrojan más detalle sobre el estado integral del revestimiento en toda su longitud.
- 2.- Los registros ultrasónicos, al medir la impedancia del medio también nos dan una idea más precisa del estado de la cementación y en base a esto también se pueden proyectar trabajos de reacondicionamiento en forma integral.
- 3.- La interpretación de los otros tipos de registros puede ser complicada y muy subjetiva. De la experiencia obtenida se puede concluir de que no dan una muy buena información sobre el estado general del casing, aunque pueden identificar puntualmente diversos tipos de problemas.
- 4.- Los registros ultrasónicos dan no solo información del estado interno del casing, sino que complementa esta información con un mapeo del espesor y del estado externo del casing.
- 5.- La anterior conclusión se ve corroborada con la comparación efectuada con los casing recuperados en el pozo 16XCD Corrientes donde se observa claramente el efecto de la corrosión externa e interna lo que demuestra de una manera muy precisa la utilidad de este tipo de registros.
- 6.- Se ha demostrado que el control minucioso de los parámetros de productividad y análisis de fluido son un factor importante para detectar indicios de aporte de reservorios no aperturados a producción y que pueden estar asociados a problemas de corrosión en el casing.
- 7.- Se demuestra básicamente que el efecto principal de corrosión interna en nuestros revestimientos es debido a la presencia de anhídrido carbónico (corrosión dulce) disuelta en el agua o por liberación debido a que la succión de nuestros equipos electrosumergibles han trabajado por debajo de la presión de burbuja.
- 8.- Se muestra claros indicios que los procesos de corrosión externa se deben a la presencia de microorganismos, esto debido principalmente a que en muchos casos el tope de cemento en el anular sólo cubre la parte inferior de nuestros revestimientos y también a que el lodo dejado en el anular al degradarse ocasiona un ambiente favorable para la actividad bacterial.
- 9.- Los trabajos de reparación llevados en forma multidisciplinaria y en forma estrecha con las compañías de servicios permiten dar mejores soluciones (reparaciones por cementación, tie back, casing patch, empaques hidráulicos y duales, etc.) lo que se ve corroborado por el resultado productivo obtenido.

## RECOMENDACIONES

- 1.- Los registros ultrasónicos han demostrado ser mas confiables para detectar procesos de corrosión generalizados en el casing, en comparación con los de los otro tipo que dan información casi puntual y de muy difícil interpretación.
- 2.- Seguir monitoreando en forma continua los parámetros de productividad y análisis de fluido para detectar cambios que nos puedan mostrar deterioro de los revestimientos.
- 3.- Continuar integrando la interpretación de los registros de corrosión con el análisis de productividad y fluido para proyectar una mejor solución técnico –económica para la reparación de los revestimientos.