

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“APLICACIÓN DE REGISTROS PARA LA DETECCIÓN DE
CORROSIÓN EN LOS FORROS DEL LOTE 8:
EVALUACIÓN Y RESULTADOS”**

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

VÍCTOR RAÚL RODOLFO OROZCO ZEVALLOS

PROMOCIÓN 1982 - 2

LIMA – PERÚ

2,000

***A mis padres:
Rodolfo y Tomaza
Con todo el amor***

***Emilia, el amor
Rodolfo
Arturo
Carolina
Gustavo
Razón de nuestra vida***

***Mis Hermanas:
Olinda
Norma
Liliana
Patricia
Por su ejemplo y temple de vida***

TEMARIO

ÍNDICE

“APLICACIÓN DE REGISTROS PARA LA DETECCIÓN DE CORROSIÓN EN LOS FORROS DEL LOTE 8: EVALUACIÓN Y RESULTADOS”

- 1. RESUMEN**
- 2. INTRODUCCIÓN**
- 3. HISTORIA DEL YACIMIENTO**
- 4. FACTORES EN PROCESOS DE CORROSIÓN**
- 5. REGISTROS DE CORROSIÓN**
- 6. CASOS REALES DE APLICACIÓN**
- 7. EVALUACIONES ECONÓMICAS**
- 8. CUADROS ESTADÍSTICOS**
- 9. CONCLUSIONES**
- 10. RECOMENDACIONES**
- 11. TABLAS**
- 12. BIBLIOGRAFÍA**

APLICACIÓN DE REGISTROS PARA LA DETECCIÓN DE CORROSIÓN EN

LOS FORROS DEL LOTE 8:

EVALUACIÓN Y RESULTADOS

1.- 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 abandonar los 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.

2.- INTRODUCCIÓN

Los efectos de los procesos de corrosión en los forros e instalaciones de producción en nuestros pozos se han 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 forros 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 forros. Presentaremos diferentes resultados de las interpretaciones de los registros de corrosión y en el caso del pozo 16XCD Corrientes donde se recuperó tubería de revestimiento 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 forros 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 es muy importante pues los diferentes niveles de responsabilidad asumen su rol de la manera más rigurosa y eficaz.

3.- 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 (FIGURA 1).

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 julio del 2000 de 232.3 MM de barriles de petróleo y 809.1 MM barriles de agua

4.- PROCESOS DE CORROSIÓN

Gases disueltos.- El oxígeno, el bióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno disueltos en agua, incrementan 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 serían 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 depósito gris o negro que se adhiere a la superficie del metal. Este depósito crea una celda galvánica de acción corrosiva del hierro al depósito. La picadura o hueco es escarpada y profunda y en algunos casos estas cavidades pueden estar conectadas. Generalmente el grado de corrosión está gobernada por la presión parcial del CO_2 dentro del sistema, Un incremento de la presión del sistema determina un incremento de la solubilidad del CO_2 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 hidrógeno H_2S 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_2S , al ser ionizado, una parte de los iones hidrógeno penetran en el acero los cuales fragilizan el acero resultando el hinchamiento 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_2 o H_2S 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 más 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_2 , incrementa la solubilidad del carbonato de hierro (FeCO_3) 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_2 , la velocidad del fluido afecta la velocidad 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_2 , 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.

5.- REGISTROS DE CORROSIÓN

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, avance y mecanismos de corrosión. Para ello es necesario el empleo de registros de corrosión cuya amplia variedad las divide en: registros mecánicos, electromagnéticos, sónicos y ultrasónicos.

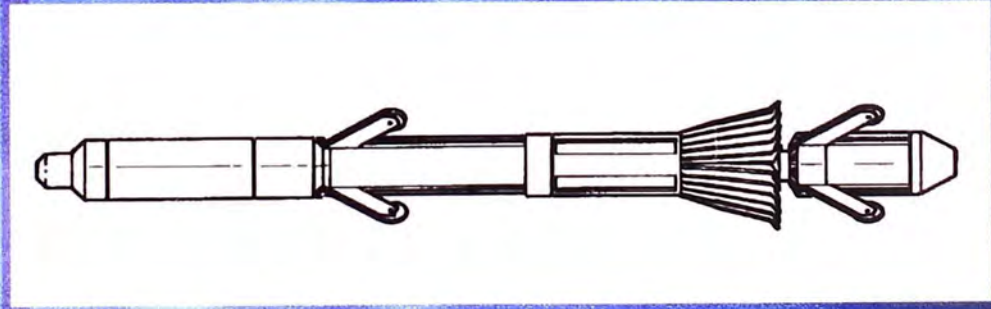
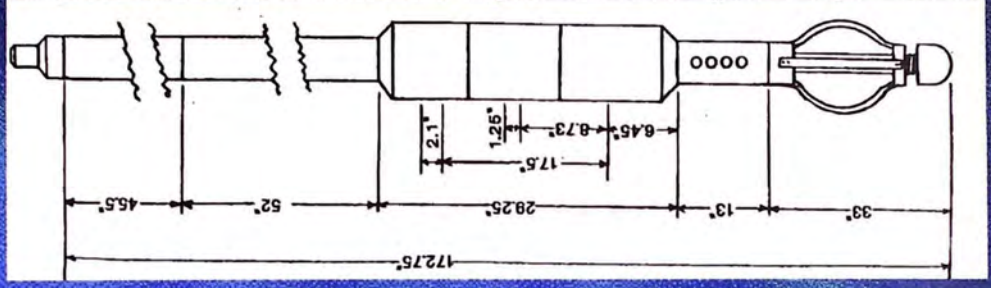
Registros mecánicos.(Multifinger caliper).- Los calibradores para la inspección de tuberías de revestimiento y de producción determinan con precisión el diámetro interno y condición de las mismas. Para lograr esta información, el calibrador está equipado con brazos múltiples, debidamente centralizados. 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

huevo 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 magnética 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 2



SONDA ELECTROMAGNETICA

SONDA MULTIFINGER

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 más 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 revestimiento 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 es medido 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 más 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 revestimiento/anillo a la superficie revestimiento/formación. Cada superficie refleja algo de energía y algo es transmitida, dependiendo del contraste de la impedancia acústica en la superficie. Como la impedancia acústica del casing y del fluido es esencialmente constante, 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 la frecuencia de la resonancia.
- **Impedancia acústica.**- Del material detrás del casing, calculada a partir de la forma de la resonancia.

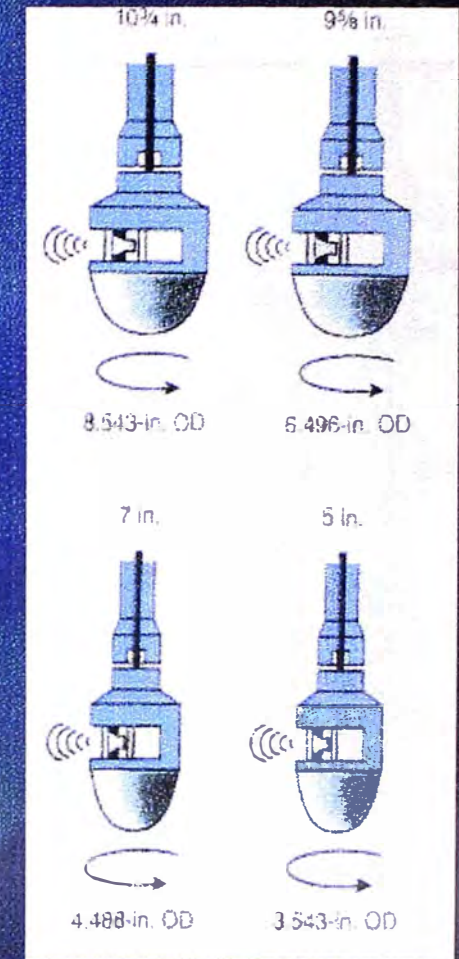
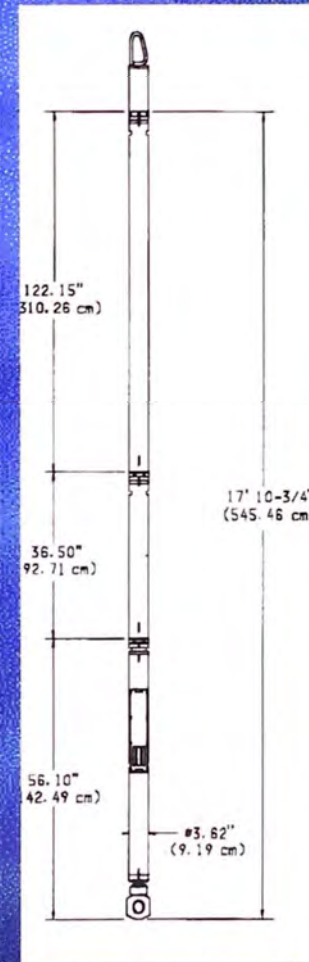
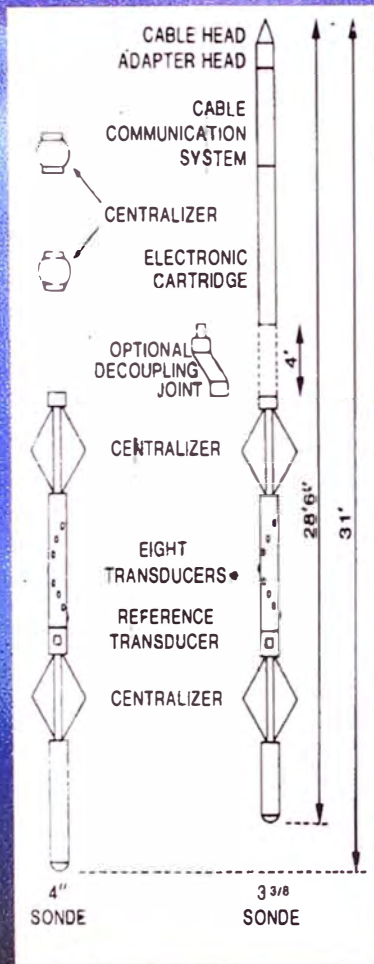
La evaluación del cemento es basada en la medida de la impedancia acústica. En un medio homogéneo la impedancia es proporcional a la densidad del medio y a la velocidad a la cual se propaga.

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.

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

FIGURA 3



SONDA SONICA

SONDA ULTRASONICA

6.- CASOS REALES DE APLICACIÓN

PRIMER CASO: POZO 81D CORRIENTES.

APLICACIÓN 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.

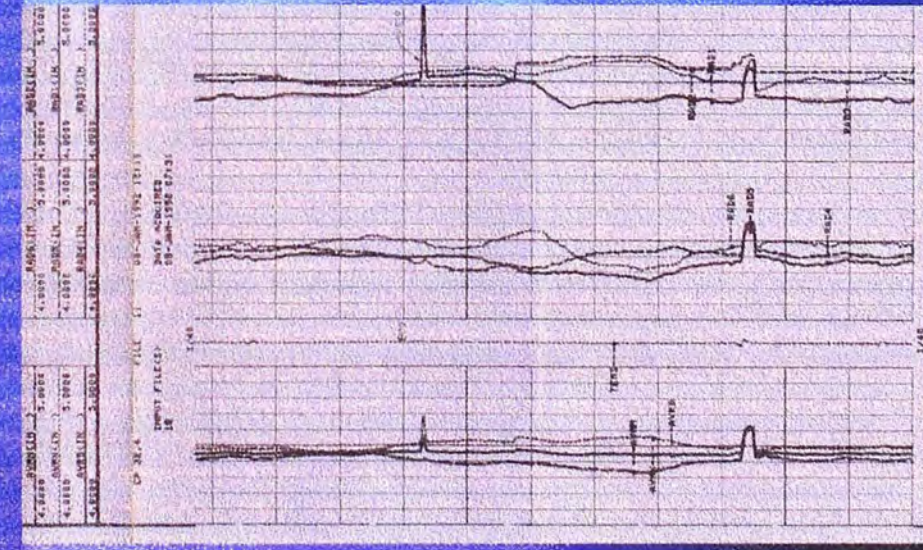
Lo anterior ocasionó que se emita un trabajo de reacondicionamiento programándose una toma de registro multifinger, cuya principal interpretación originó que se detectara un hueco en casing de 9 5/8" a +/- 800m (FIGURA 4).

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.

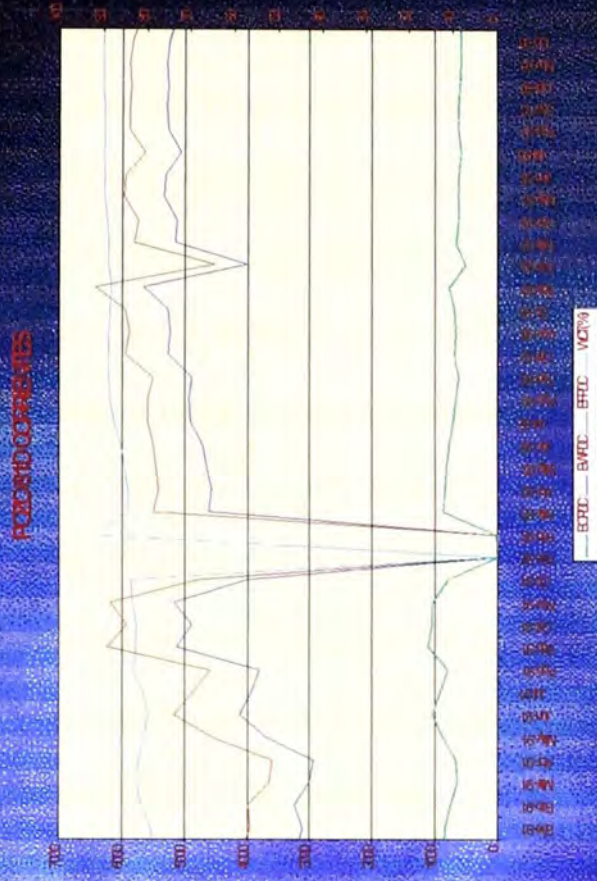
Mostramos la curva de producción, donde se muestra claramente el éxito de la operación (FIGURA 4):

Es muy probable que las causas que originaron el deterioro del forro intermedio de 9 5/8" se debieron a un proceso de corrosión –erosión (corrosión por CO₂, 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 mecánico (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.

FIGURA 4



HUECO



**REPARACION
EXITOSA**

**POZO SID CORRIENTES - REGISTRO MULTIFINGER CALIPER
MUESTRA HUECO A +/- 800m.**

SEGUNDO CASO – POZO 139D CORRIENTES

APLICACIÓN REGISTRO ELECTROMAGNÉTICO

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”.

Se muestra el resultado estándar y compuesto del registro electromagnético en la FIGURA 5:

Después de efectuado estos trabajos pusieron 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 mostrado en la FIGURA 6.

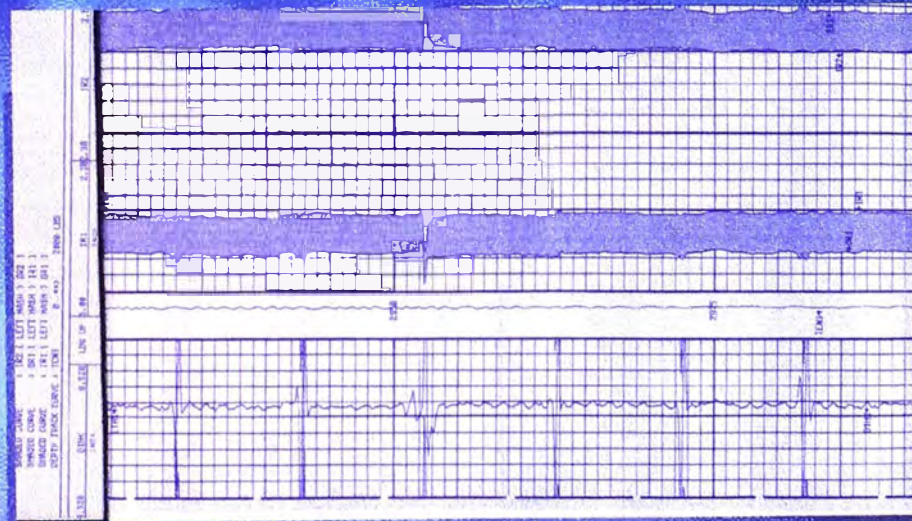
Se decidió aislar esta zona con el empleo de empaques hidráulicos, poniendo el pozo nuevamente en producción, con una producción de 460 BOPD x 3000 BWPD con valores de salinidad e índices de productividad esperados para el reservorio Cetico 2.

La curva de producción es también mostrada en la Figura 6.

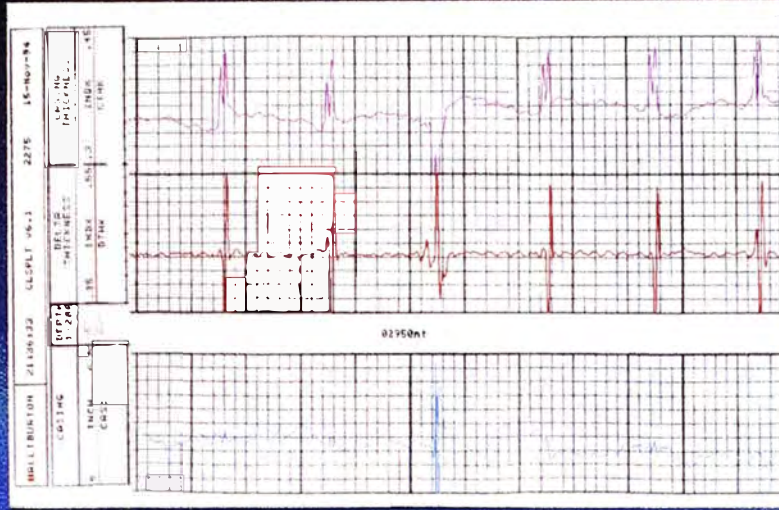
Es muy posible que el efecto observado del deterioro del casing a 2952m se deba principalmente al hecho que no se pudo cementar adecuadamente el pozo, habiendo dejado la parte externa del casing sometida a un medio que aceleró el proceso de corrosión. Es importante mencionar que cuando se corrió el registro 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.

FIGURA 5



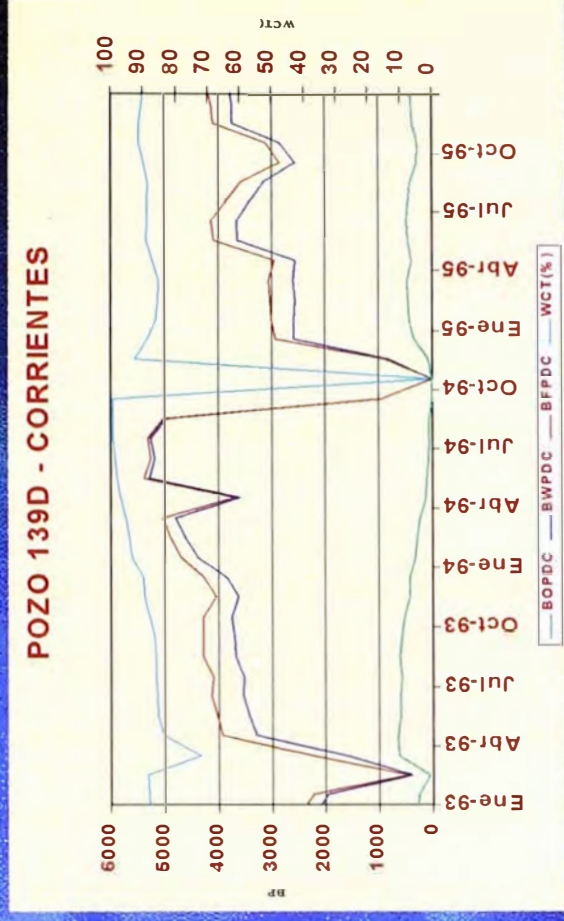
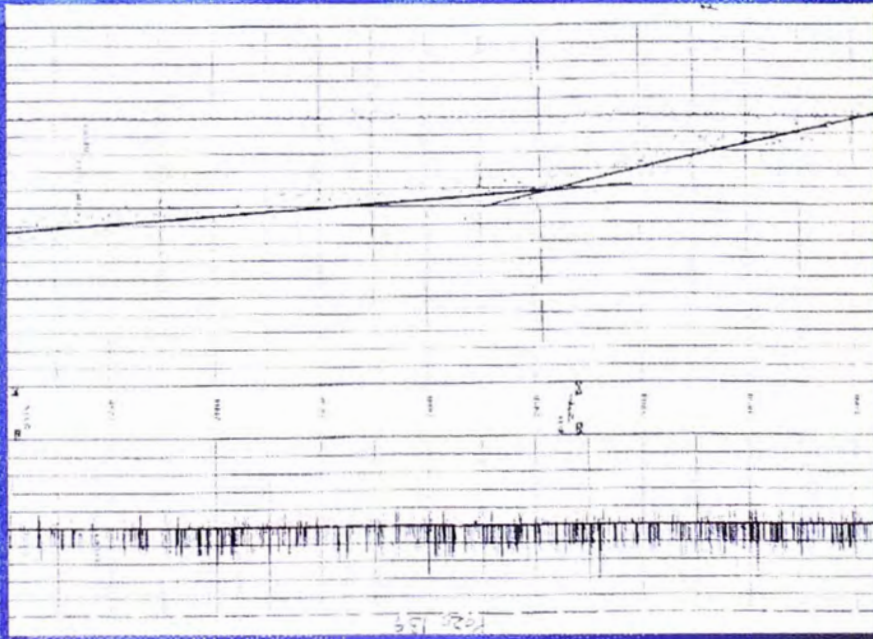
COMPUETO



ESTANDAR

POZO 139D CORRIENTES. REGISTRO ELECTROMAGNETICO
MUESTRA HUECO A +/-2952m.

FIGURA 6



**REPARACION
EXITOSA**

**POZO 139D CORRIENTES REGISTRO ELECTROMAGNETICO
REGISTRO TEMPERATURA - RESULTADO PRODUCTIVO**

TERCER CASO – POZO 146D PAVAYACU

APLICACIÓN REGISTRO SÓNICO

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.

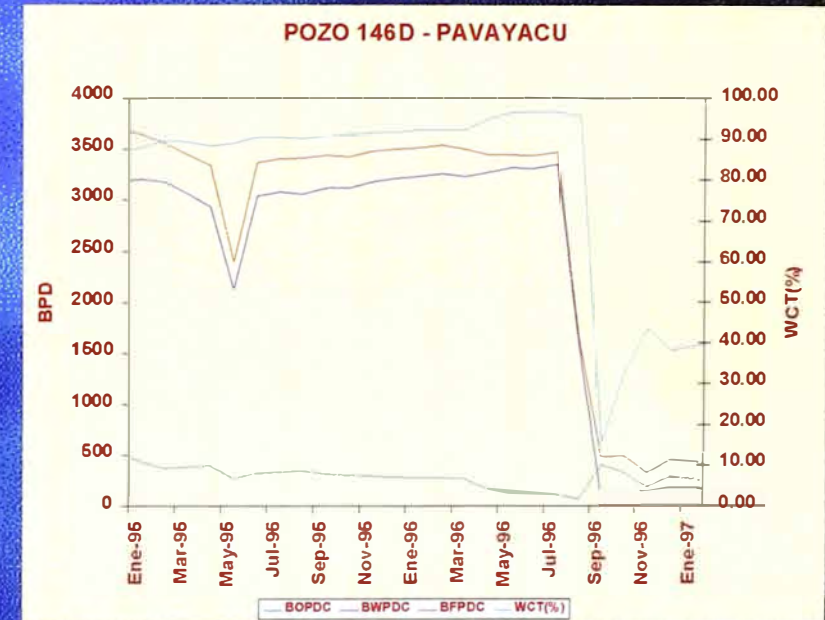
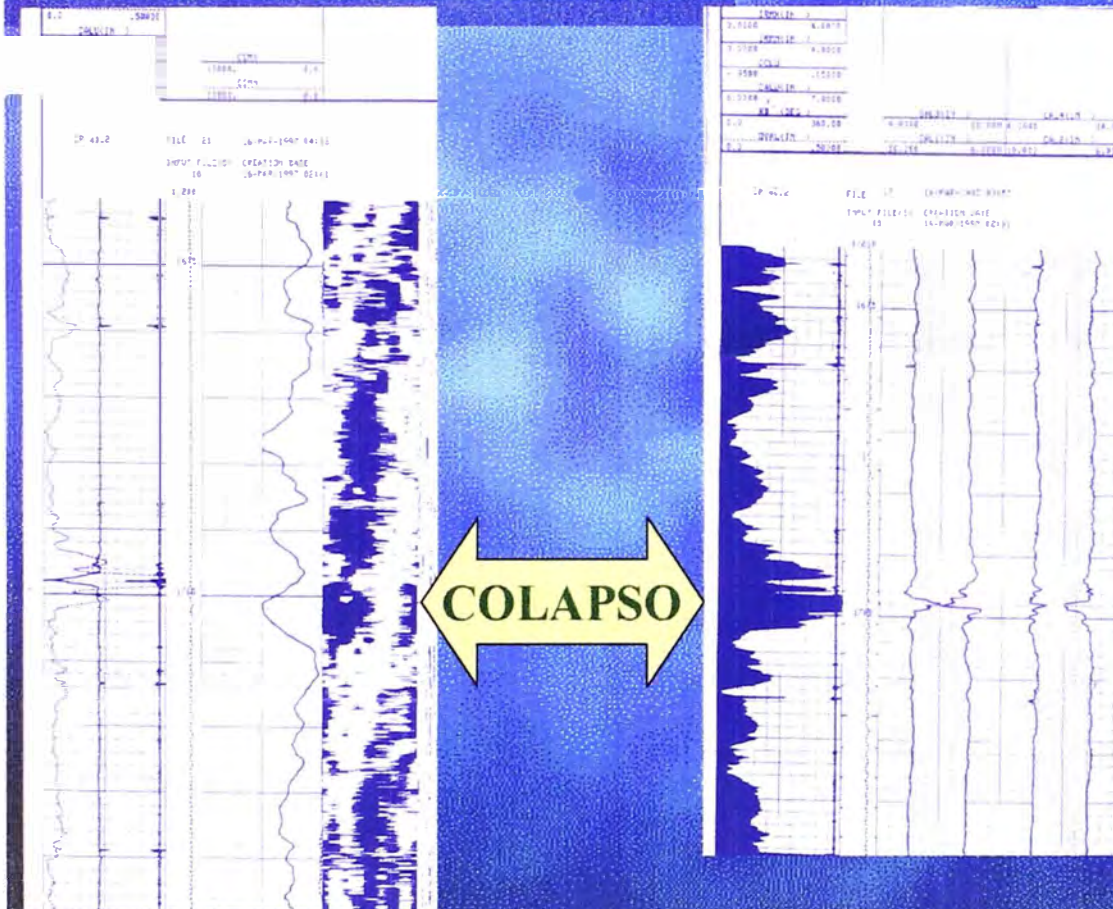
El resultado de este trabajo arrojó una producción de 511 BOPD x 79 BWPD x ESP con valores de nivel de fluido a 4000' (0.2 bbl/psi). Debido a estos valores bajos de productividad, se decidió intervenir nuevamente el pozo, detectando colapso en casing intermedio de 9 5/8" por agarre de broca.

Debido a esto, se decide tomar registro sonico C.E.T, cuyo resultado se muestra en la FIGURA 7:

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 sé probo 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, debido a o cual como solución al problema se empleó de un empaque dual del tipo GT debajo de la zona problema con el objeto de restituir la producción del pozo. El resultado productivo indica el éxito del método empleado.

FIGURA 7



**REPAR.
EXITOSA**

**POZO 146D PAVAYACU REGISTRO SONICO
MUESTRA COLAPSO A +/-1698M.**

CUARTO CASO: POZO 139D CORRIENTES

REGISTRO ULTRASÓNICO

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 tomo un registro pulso de neutrones para evaluar saturaciones en el reservorio Cetico.

De acuerdo a interpretación del registro de pulso de neutrones se decide aperturar el reservorio Cetico 2 y aislar el reservorio Cetico 4. El principio de este registro es que indica la cantidad de cloro presente (como NaCl) en el agua de formación. En consecuencia cuando la salinidad del agua de formación lo permite el perfil hace posible reconocer la presencia de hidrocarburos presentes en formaciones ya entubadas y detectar cambios en la saturación de agua durante la vida productiva de los pozos. El generador de neutrones emite pulsos de alta energía, los cuales son desacelerados rápidamente en el pozo y en la formación hasta llegar a velocidades termales. Estos son capturados por núcleos (ion cloro) emitiendo rayos gamma. Un detector de rayos gamma a poca distancia de la fuente, registra cambios relativos en la población de neutrones termales del medio. Así el perfil de pulso de neutrones responde principalmente a la cantidad de cloro presente (como NaCl) en el agua de formación.

Como paso siguiente se decidió 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 Cetico 4 que mostraba alta saturación de agua no pueda ser aislado mediante métodos convencionales de reparación.

En la FIGURA 8 se muestra resultado del registro ultrasónico tomado en esta parte del pozo:

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 aproximación del estado real del casing.

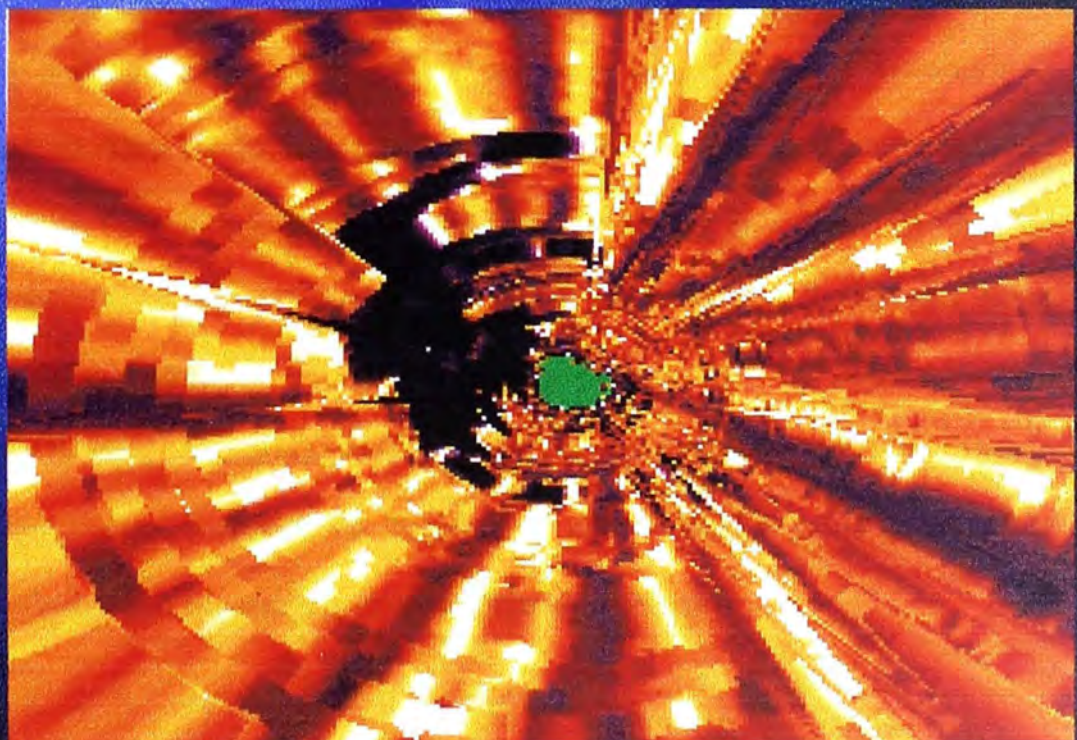
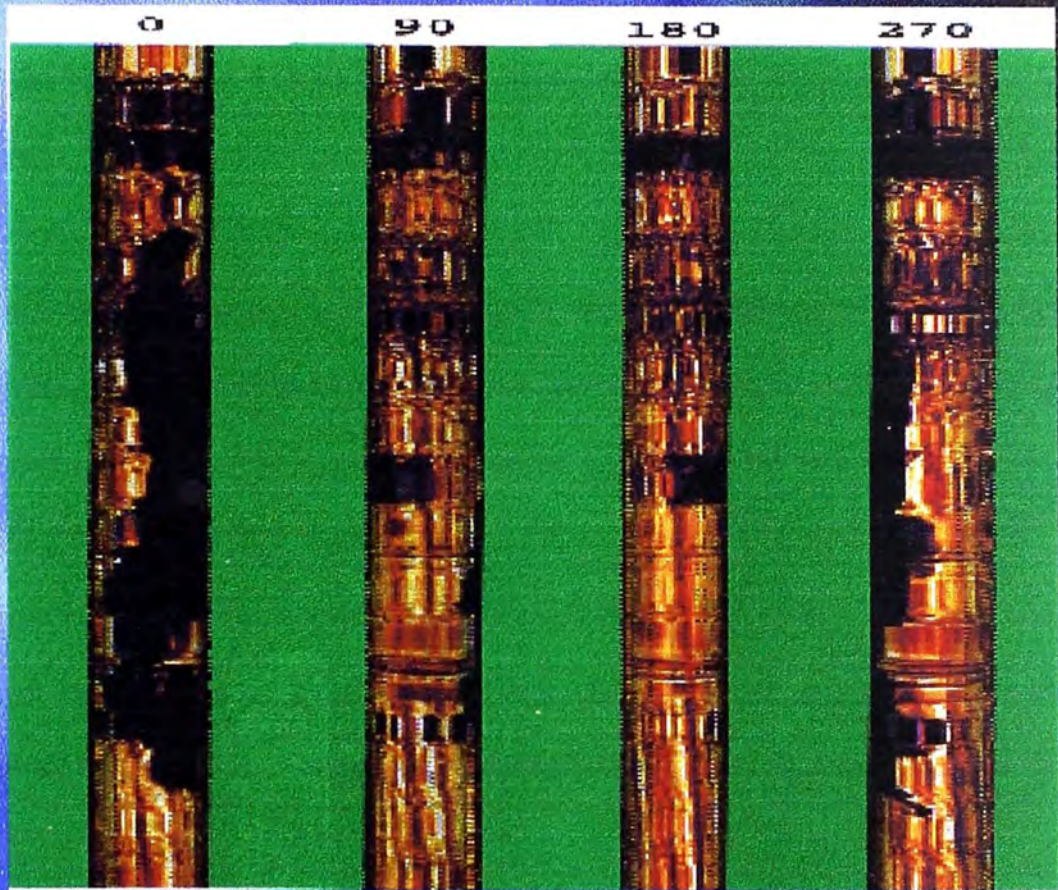
El resultado productivo del pozo fue de 1050 BOPD x 250 BWPD lo que mostró que la solución planteada fue la mejor y más eficiente. Se muestra la curva de comportamiento productivo.

En la misma FIGURA 8 se muestra el esquema de la solución planteada y la curva de comportamiento productivo.

En la FIGURA 9 se muestra adicionalmente el registro en MODO IMAGEN que a diferencia del modo estándar de corrosión es corrida a una velocidad mucho menor y ha diferencia de la anterior herramienta emite señales a diferente frecuencia logrando obtener una imagen mucho mas definida del radio interno, logrando ver en este caso las anomalías mas detalladamente.

FIGURA 9

REGISTRO ULTRASONICO - IMAGEN POZO 139D CORRIENTES



QUINTO CASO.- POZO 16XCD CORRIENTES

REGISTRO ULTRASÓNICO

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'). Se muestra el hueco detectado en el tubo 68 con el correspondiente registro a la misma profundidad., el cual es mostrado en la FIGURA 10.

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 (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 micro estructura del acero contenía fibras de sulfato de manganeso los cuales aceleraban la corrosión galvánica por los pitting generados por el CO₂.

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 justificó plenamente el trabajo ejecutado.

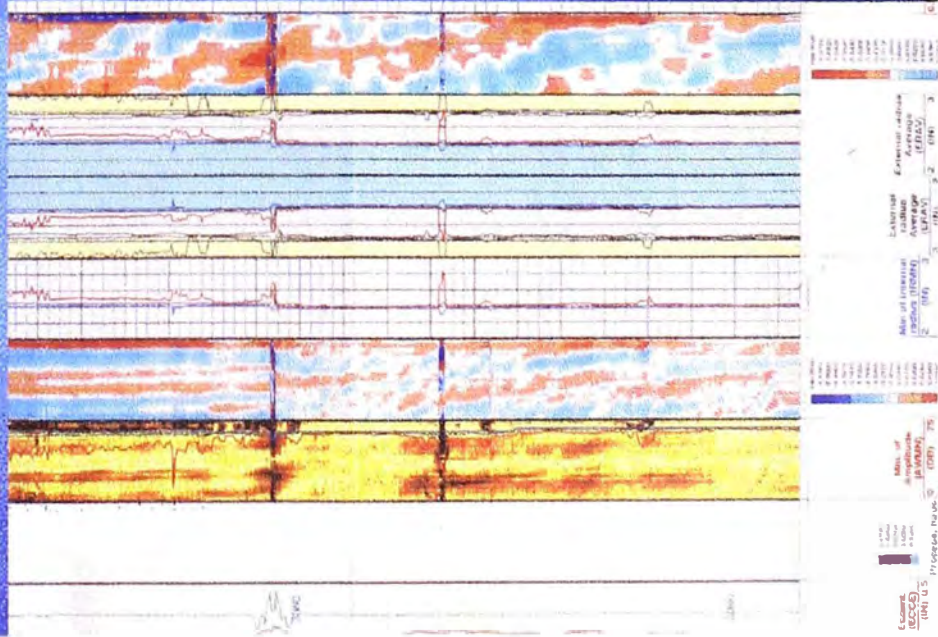
En la FIGURA 11 se muestra la condición previa y la condición posterior al trabajo de reacondicionamiento, donde se observa la forma en que se logró rehabilitar el pozo, con el consiguiente buen resultado en la condición productiva.

FIGURA 10

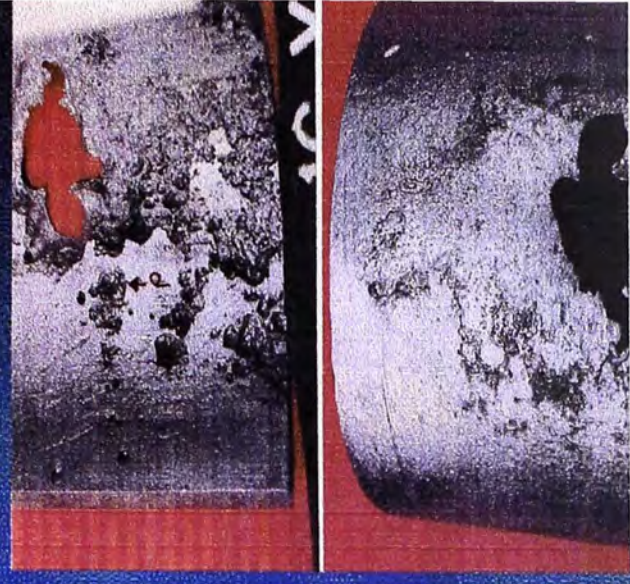
REGISTRO ULTRASONICO - POZO 16XCD ORRIENTES

IAGNOSTICO PREVIO

CASING DAÑADO



CASING RECUPERADO A 3059'



CORROSION INTERNA:

EFFECTO DE CO2

CORROSION EXTERNA:

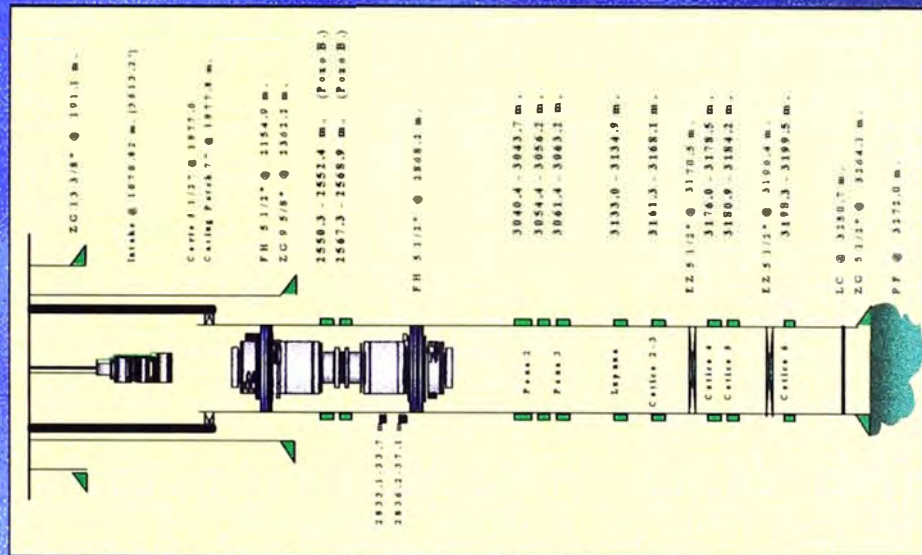
EFFECTO COMBINADO

CO2 Y BACTERIAS

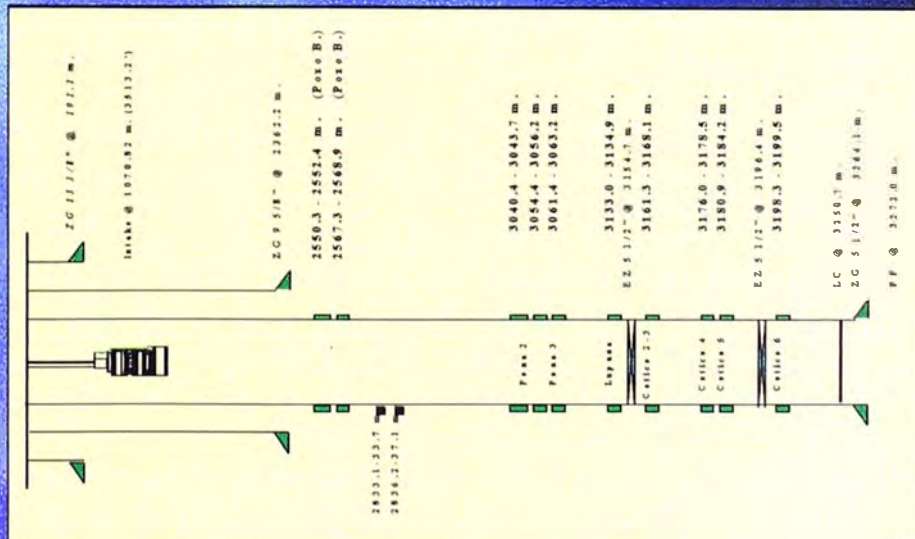
FIGURA 11

REGISTRO ULTRASONICO POZO 16XCD CORRIENTES

CONDICION PREVIA:
REGISTRO
CORROSION MOSTRO EN
SEVERO DAÑO EN
CASING



RESULTADO: EN
INCREMENTO PRODUCCION
DE
200 A 600 BOPD



SEXTO CASO.- POZO 11XC CORRIENTES

REGISTRO ULTRASÓNICO

En marzo de 1999 estando produciendo en forma normal, repentinamente para el equipo electro sumergible. Al efectuar el cambio de conjunto se encontró lodo y arena dentro del equipo lo que indicaba claramente que había un hueco en el casing de 5 ½". Debido a la no disponibilidad del equipo de reacondicionamiento, recién se efectuó el trabajo de reparación en mayo del año 2000.

Se intento correr previamente el registro ultrasónico en modo corrosión, pero por problemas con la electrónica de la herramienta se decidió efectuar un trabajo de prueba mediante el empleo de empaques, logrando detectar un hueco a +/- 765m.

Se efectuó un trabajo de reparación mediante cementación, logrando inyectar 2.5 bbl de cemento hasta con 800 psi de presión. Se probó la mencionada reparación hasta con 1100 psi. Debido a la antigüedad del pozo, pues fue completado en enero de 1973, se decidió correr el registro ultrasónico para evaluar el estado del casing en toda su extensión, y adicionalmente también la reparación efectuada mediante la cementación.

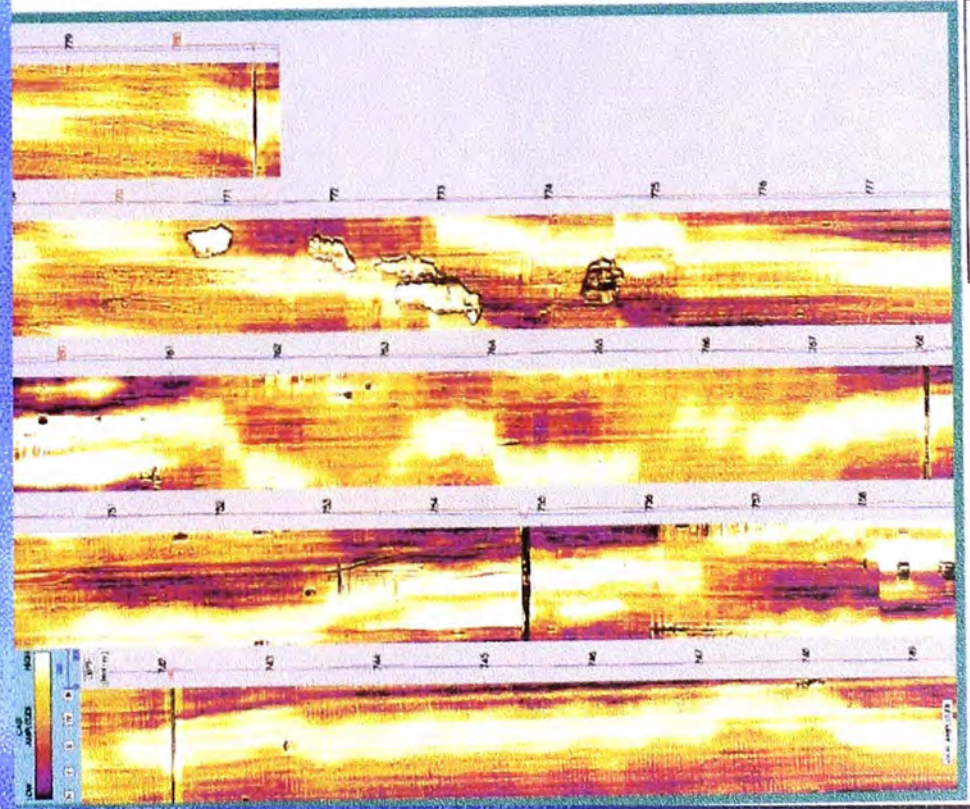
El registro ultrasónico en modo corrosión detecto solo una pequeña anomalía en la zona reparada, corroborando con el registro en modo cementación un incremento en los valores de la impedancia lo que implicaba que se había efectuado un buen trabajo de cementación.

Debido a lo anterior se decidió correr el mencionado registro en modo imagen, obteniendo de este modo un gráfico muy exacto del resultado de la cementación, el cual se muestra en la FIGURA 12. Una presentación tridimensional mostrada en la FIGURA 13 nos da una mejor idea de lo expuesto. También se muestra la curva de producción donde se observa el buen resultado obtenido.

FIGURA 12

REGISTRO ULTRASONICO - IMAGEN

POZO 11XC CORRIENTES



COMPANIA : PLUSPETROL
POZO : CO-11-XC
CAMPO : CORRIENTES
INTERVALO: 741-781 mt

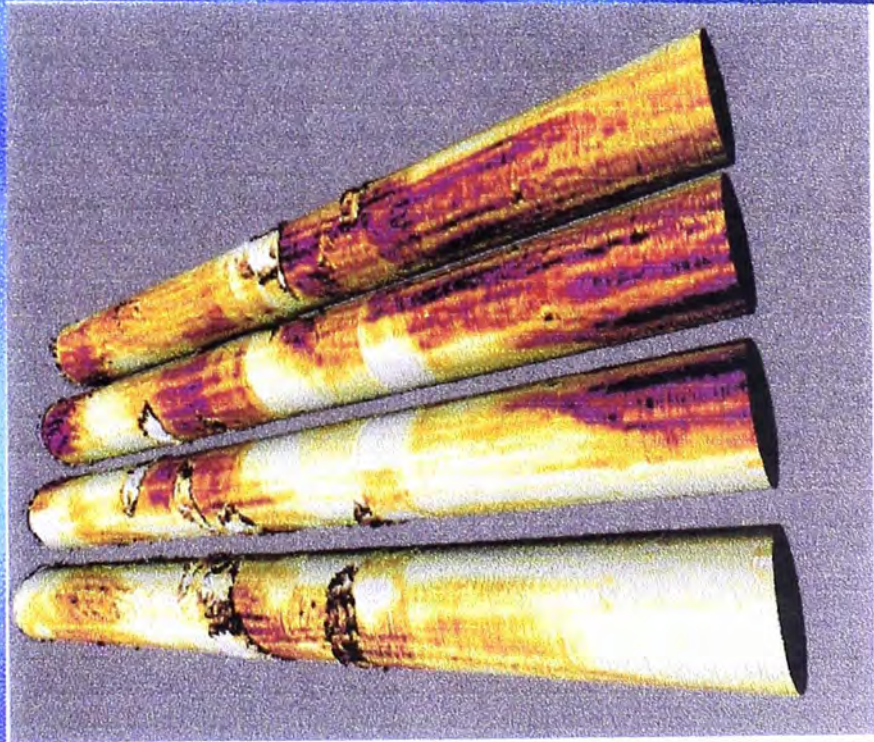


CASE: 11140E CROSS SECTION
COMPANIA : PLUSPETROL
POZO : CO-11-XC
CAMPO : CORRIENTES
INTERVALO: 741-781 mt

FIGURA 13 POZO 11XC - CORRIENTES

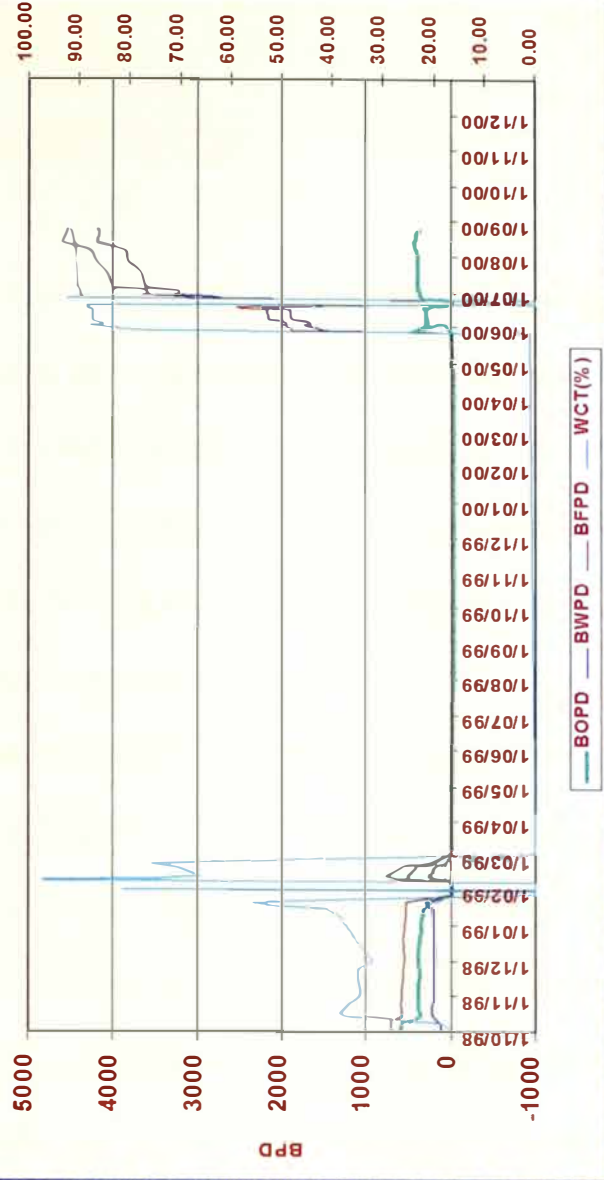
IMAGEN TRIDIMENSIONAL
DESPUES DE CEMENTACION

RESULTADO PRODUCTIVO



CASA IMAGE	UNIV UP
COMPANIA	PULSINETRO
POZO	COJIXC
CASO	CORRIENTES
INTERVALO	6-2778 mt

POZO 11XC - CORRIENTES



**REPARC.
EXITOSA**

SÉPTIMO CASO.- OTRAS PRESENTACIONES

REGISTRO ULTRASÓNICO

Como resultado de la aplicación de los registros ultrasónicos también se obtienen otras presentaciones alternas que nos permiten tener una mejor idea del estado de los forros de producción los cuales ayudan a tomar mejores decisiones y poder dirigir adecuadamente los pasos de nuestros trabajos de reacondicionamiento disminuyendo de esta manera la incertidumbre asociados a este tipo de labor.

Entre las principales presentaciones alternas y como un resultado directo de la aplicación de este registro es la obtención del mapa de impedancias a alrededor del casing logrando obtener una mejor idea del estado de la cementación, el cual deberá ser correlacionado con los registros CBL-VDL para definir si los reservorios puestos o por poner en producción se encuentran convenientemente asilados hidráulicamente y evitar problemas de incertidumbre respecto a los resultados productivos obtenidos.

Así mismo, como la herramienta gira a una velocidad de 7.5 RPS emitiendo pulsos cada 5°, es posible obtener los mapas de las variaciones de los radios internos y externos, que al compararlos con los valores nominales, nos dan una idea muy precisa de las deformaciones que puede tener el casing debido a los esfuerzos ocasionados a través de los diferentes trabajos ejecutados en su vida y a las condiciones de productividad.

También es posible, obtener por lo expuesto anteriormente mapas de perdida, tanto de metal como de radio interno, pudiendo individualizarlo tubo por tubo con lo que tendremos una mejor idea en que zonas se encuentran los mayores desgastes y que son las más riesgosas de sufrir problemas de colapso o huecos.

Estas tres modalidades son mostradas claramente en la FIGURA 14 y que pueden ser obtenidas como consecuencia de tomar estos registros.

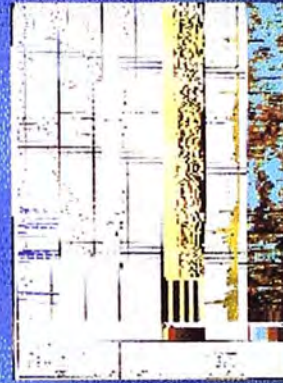
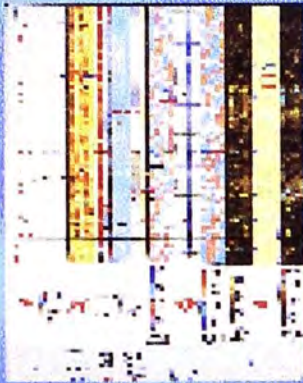
Otra presentación muy importante en el modo imagen de los registros ultrasónicos, es que es posible ver claramente los perforados tanto en su densidad como en su disposición. Esto resulta muy importante pues cuando se tienen dudas razonables respecto a la profundidad de los perforados, es posible despejar la duda tomando este registro en modo imagen. En la FIGURA 15 mostramos el registro, donde se observa claramente los baleos y en este caso logramos confirmar que los perforados estaban en el sitio adecuado.

Como hemos observado los registros ultrasónicos en si tienen como principal virtud, él darnos una idea muy aproximada del casing, logrando de esta manera proyectar adecuadamente el tipo de reparación a efectuar, logrando minimizar los riesgos obteniendo indudablemente grandes beneficios económicos, pues obtendremos una mayor producción, logrando reducir los costos involucrados en los trabajos de reacondicionamiento.

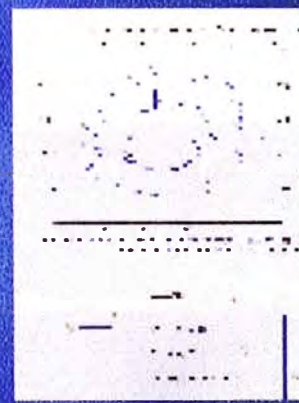
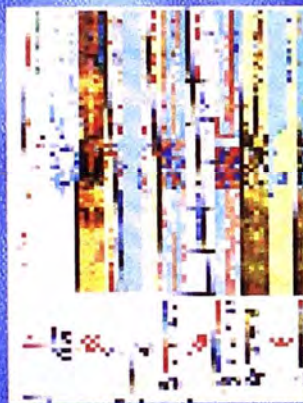
Los registros de corrosión tanto en sus presentaciones estándar como en las de imagen, deben de ser analizadas en conjunto con las presentaciones alternas, adicionando además el análisis de los otros registros tales como los de temperatura estáticos como dinámicos, el registro Gamma Ray y todo eso en su conjunto con las condiciones de productividad del pozo (cortes de agua, salinidades, índices de productividad, etc.), con el objeto de monitorear adecuadamente la vida productiva de los pozos. Mas aun teniendo en cuenta que las condiciones de operación en la Selva Peruana, por los altos valores de salinidad y la presencia de anhídrido carbónico, dan como resultado un alto ambiente corrosivo que atacan y deterioran a veces muy prematuramente los

FIGURA 14
REGISTRO ULTRASONICO
OTRAS PRESENTACIONES

MODO CEMENTO - CORRIENTES



MODO SECCION TRANSVERSAL



MODO PERDIDA

METAL

RADIO INTERNO

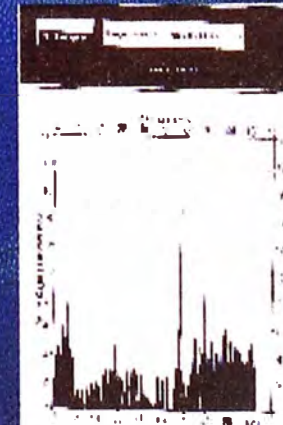
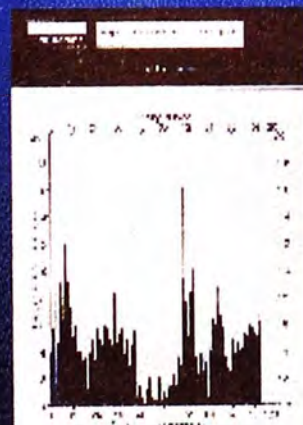
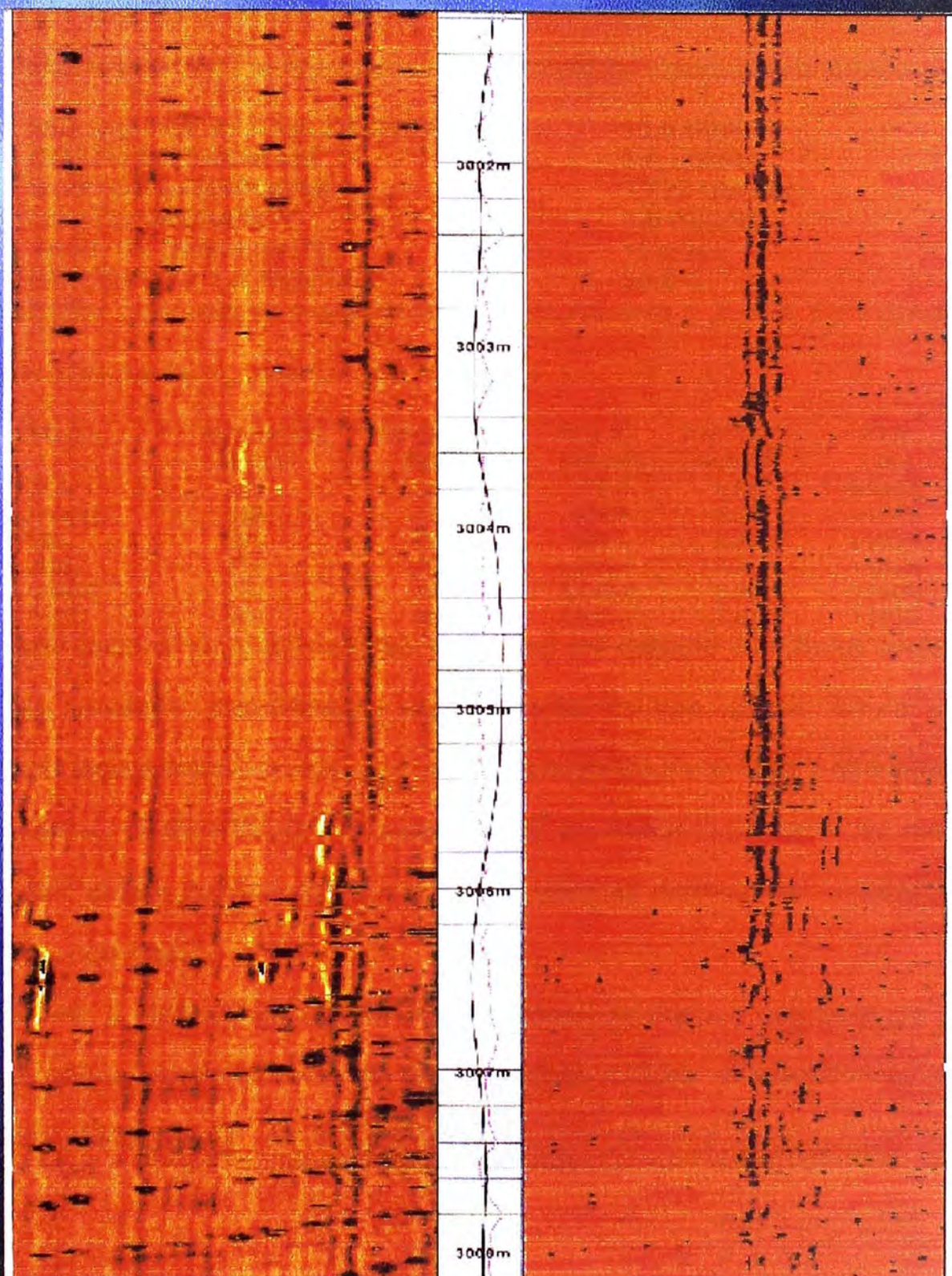


FIGURA 15

REGISTRO ULTRASONICO - IMAGEN VISTA DE PERFORADOS



casing de producción ocasionado de esta manera que tengamos en muchos casos efectuar reparaciones costosas o peor aun él tener que abandonar pozos.

7.- EVALUACIONES ECONÓMICAS

De acuerdo a los resultados obtenidos como ejecución de los trabajos de reacondicionamiento se efectuaron evaluaciones económicas independientes con el objeto de evaluar los resultados.

Las corridas económicas se efectuaron considerando los siguientes parámetros

PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO :	18.0 US/Bbl.
COSTO DIFERENCIAL :	3.0 US/Bbl.
COSTO TRANSPORTE :	1.773 US/Bbl.
COSTO OPERATIVO :	1.0 US/Bbl.
TASA DE DESCUENTO :	12.0 %
IMPUESTO A LA RENTA :	30.0 %

Los resultados obtenidos se muestran en las TABLAS Nros 1 ,2, 3, 4, 5 y 6 donde podemos extractar lo siguiente:

POZO	RESERVAS (MBbl)	INVERSIÓN (MUS\$)	V.A.N. (MUS\$)	PAY OUT (AÑOS)	T.I.R. (%)
81D	181	300.0	722.3	0.68	>100%
139D(A)	135	460.0	455.9	0.69	>100%
146D	153	290.0	622.4	0.64	>100%
139(B)	375	400.0	1,719.9	0.37	>100%
16XCD	765	610.0	3,035.8	0.52	>100%
11XC	400	455.0	1,611.5	0.64	>100%

Del cuadro anterior se puede concluir que todos los trabajos ejecutados fueron altamente rentables, destacándose especialmente los tres últimos, donde se emplearon registros ultrasónicos, y donde las soluciones planteadas y que están esbozadas en él CAPITULO 6 (Casos Reales de Aplicación) fueron las mas adecuadas ya que involucraron el empleo de técnicas definidas de acuerdo al problema encontrado.

Por otro lado al efectuar una corrida integral a todos los pozos y que involucra el total de costos contra el total de reservas desarrolladas el resultado es el siguiente (TABLA Nro 7)

POZO	RESERVAS (MBbl)	INVERSIÓN (MUS\$)	V.A.N. (MUS\$)	PAY OUT (AÑOS)	T.I.R. (%)
TOTAL	2,009	2,515	8,117	0.55	>100%

De este cuadro también se puede concluir que a pesar de las grandes inversiones realizadas el resultado es altamente rentable debido al alto nivel de reservas encontradas.

Por otro lado es importante anotar, que debido a que los campos del LOTE 8 tienen ya 25 años de vida productiva, los pozos presentan un alto nivel de corrosión, esto a pesar del empleo de químicos para aminorar el desgaste, por lo que los trabajos de reacondicionamiento de por sí involucran altos costos. Debido a lo anterior y como consecuencia de los resultados obtenidos es importante el empleo de registros de corrosión ultrasónicos, pues su interpretación genera el mejor tipo de reparación para el problema encontrado, incidiendo de esta manera directamente en la reducción de costos, obteniendo de esta manera los mejores resultados económicos, favoreciendo directamente a la gestión de la Empresa.

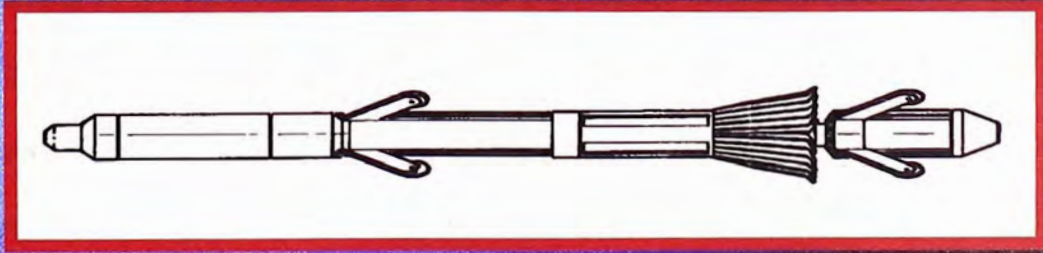
8.- CUADROS ESTADISTICOS

A través del tiempo se han utilizado los cuatro diferentes tipos de herramientas para identificar los procesos de corrosión. En la TABLA 8, se muestra un cuadro donde se cuantifica la pérdida en reservas por pozos cerrados por problemas de corrosión (5,600 MBO), además de los pozos cerrados temporalmente por problemas de corrosión (2,387 MBO). Se han logrado resanar un total de 6 pozos con reservas del orden de los 2,433 MBO, habiéndose identificado 11 pozos potenciales con problemas asociados al deterioro en el casing con 6,893 MBO.

Por otro lado se presentan las TABLAS 9, 10, 11, y 12 donde mostramos cuadros de los diferentes registros tomados a la fecha con un breve comentario de los resultados. En la FIGURA 16 se muestra un breve resumen del mismo.

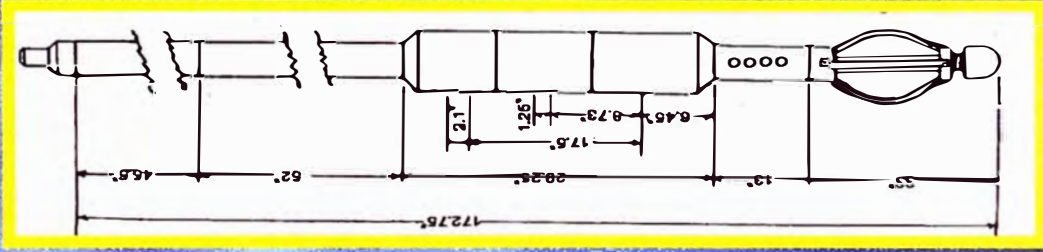
FIGURA 16 CLASES DE HERRAMIENTAS

MECANICAS



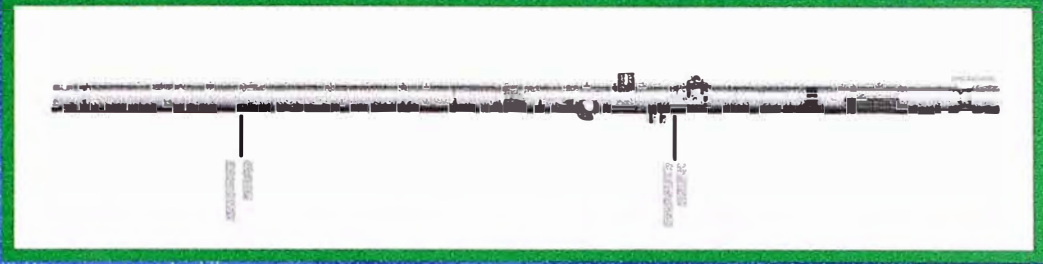
AÑO: 1983 - 1992
50% EFECTIVIDAD

ELECTROMAGNETICAS



AÑO: 1991 - 1996
75% EFECTIVIDAD

SONICAS



AÑO: 1994 - 1998
83% EFECTIVIDAD

ULTRASONICAS



AÑO: 1996 - 2000
95% EFECTIVIDAD

9.- 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 sobre la base de 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 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.

10.- Las evaluaciones económicas efectuadas tanto individualmente como en forma grupal indican claramente la alta rentabilidad de los proyectos, pues se aminoran los costos por encontrar la mejor solución al problema encontrado en el pozo.

10.- RECOMENDACIONES

- 1.- Los registros ultrasónicos han demostrado ser más confiables para detectar procesos de corrosión generalizados en el casing, en comparación con los de los otro tipo que da 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.

TABLAS

TABLA Nro 1

POZO 81D CORRIENTES

INVESTMENT: 300 MUS\$		RESERVES 181 MBO		WTI 18.0 US\$/BBL											
YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.177	0.064	15.00	966.7	215.7	114.3	636.7	64.49	300.0	272	0.0	272.2	81.7	190.5	138.2
2	0.120	0.044	15.00	657.0	146.5	77.7	432.8	43.80	0.0	389.0	0.0	389.0	116.7	272.3	289.1
3	0.110	0.040	15.00	602.3	134.3	71.2	396.7	40.15	0.0	356.6	0.0	356.6	107.0	249.6	252.6
4	0.090	0.033	15.00	492.8	109.9	58.2	324.6	32.85	0.0	291.8	0.0	291.8	87.5	204.3	210.2
5	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7
6	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.181	15.00	2718.7	606.5	321.4	1790.8	181.3	300.0	1309.5	0.0	1310.2	393.1	917.1	917.1
NPV @12%				2252.8	502.6	266.3	1483.9	150.2	283.5	1050.2	0.0	1050.5	315.2	735.4	722.3
PAY OUT (YEARS)															0.68
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 2

POZO 139D CORRIENTES-A

INVESTMENT: 460 MUS\$
RESERVES 135 MBO
WTI 18.0 US\$/BBL

YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.270	0.099	15.00	1479.7	330.2	175.0	974.5	98.71	460.0	416	0.0	415.8	124.7	291.1	211.0
2	0.100	0.037	15.00	547.5	122.1	64.7	360.7	36.50	0.0	324.2	0.0	324.2	97.3	226.9	277.4
3	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.7
4	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.135	15.00	2027.2	452.3	239.7	1335.2	135.2	460.0	740.0	0.0	740.6	222.2	518.4	518.4
NPV @12%				1860.1	415.1	220.0	1225.1	124.1	434.7	666.4	0.0	666.7	200.0	466.7	455.9
PAY OUT (YEARS)															0.69
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 3

POZO 146D PAVAYACU

INVESTMENT: 290 MUS\$
RESERVES 153 MBO
WTI 18.0 US\$/BBL

YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.187	0.068	15.00	1024.2	228.6	121.1	674.5	68.32	290.0	316	0.0	316.2	94.9	221.3	165.9
2	0.137	0.050	15.00	750.1	167.3	88.7	494.1	50.01	0.0	444.1	0.0	444.1	133.2	310.9	325.7
3	0.095	0.035	15.00	520.1	116.0	61.5	342.6	34.68	0.0	308.0	0.0	308.0	92.4	215.6	228.1
4	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.2
5	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.153	15.00	2294.4	511.9	271.3	1511.3	153.0	290.0	1068.2	0.0	1068.9	320.7	748.2	748.2
NPV @12%				1992.4	444.5	235.6	1312.3	132.9	274.0	905.4	0.0	905.7	271.7	634.0	622.4
PAY OUT (YEARS)															0.64
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 4

POZO 139D CORRIENTES-B

INVESTMENT: 400 MUS\$
RESERVES 375 MBO
WTI 18.0 US\$/BBL

YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.488	0.178	15.00	2667.6	595.3	315.5	1756.8	177.96	400.0	1179	0.0	1178.9	353.7	825.2	680.8
2	0.300	0.110	15.00	1642.5	366.3	194.1	1082.0	109.50	0.0	972.5	0.0	972.5	291.8	680.8	736.2
3	0.150	0.055	15.00	821.3	183.2	97.1	541.0	54.75	0.0	486.3	0.0	486.3	145.9	340.4	384.9
4	0.090	0.033	15.00	492.8	109.9	58.2	324.6	32.85	0.0	291.8	0.0	291.8	87.5	204.3	222.0
5	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7
6	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.375	15.00	5624.1	1254.7	664.9	3704.4	375.1	400.0	2929.4	0.0	2930.0	879.0	2051.0	2051.0
NPV @12%				4856.4	1083.5	574.2	3198.7	323.9	378.0	2496.9	0.0	2497.2	749.2	1748.0	1719.9
PAY OUT (YEARS)															0.37
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 5

POZO 16XC CORRIENTES

INVESTMENT: 610 MUS\$
RESERVES 765 MBO
WTI 18.0 US\$/BBL

YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.506	0.185	15.00	2770.2	618.2	327.6	1824.4	184.80	610.0	1030	0.0	1029.6	308.9	720.7	570.8
2	0.450	0.164	15.00	2463.8	549.5	291.2	1623.0	164.25	0.0	1458.8	0.0	1458.8	437.6	1021.2	1037.7
3	0.300	0.110	15.00	1642.5	366.3	194.1	1082.0	109.50	0.0	972.5	0.0	972.6	291.8	680.8	725.3
4	0.200	0.073	15.00	1095.0	244.2	129.4	721.3	73.00	0.0	648.3	0.0	648.4	194.5	453.9	483.5
5	0.160	0.058	15.00	876.0	195.4	103.5	577.1	58.40	0.0	518.7	0.0	518.7	155.6	363.1	375.0
6	0.140	0.051	15.00	766.5	171.0	90.6	504.9	51.10	0.0	453.8	0.0	453.9	136.2	317.7	323.7
7	0.130	0.047	15.00	711.8	158.7	84.1	468.9	47.45	0.0	421.4	0.0	421.5	126.4	295.0	298.0
8	0.120	0.044	15.00	657.0	146.5	77.7	432.8	43.80	0.0	389.0	0.0	389.1	116.7	272.3	275.3
9	0.090	0.033	15.00	492.8	109.9	58.2	324.6	32.85	0.0	291.8	0.0	291.8	87.5	204.3	213.2
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.765	15.00	11475.5	2559.8	1356.6	7559.0	765.2	610.0	6183.9	0.0	6184.6	1855.4	4329.2	4329.2
NPV @12%				8416.5	1877.5	995.0	5544.0	561.2	576.4	4406.4	0.0	4406.7	1322.0	3084.7	3035.8
PAY OUT (YEARS)															0.52
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 6

POZO 11XC CORRIENTES

INVESTMENT: 455 MUS\$
RESERVES 400 MBO
WTI 18.0 US\$/BBL

YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	0.292	0.106	15.00	1596.5	356.3	188.8	1051.4	106.50	455.0	490	0.0	489.9	147.0	342.9	256.5
2	0.251	0.092	15.00	1374.2	306.5	162.4	905.3	91.62	0.0	813.7	0.0	813.7	244.1	569.6	581.6
3	0.195	0.071	15.00	1067.6	238.1	126.2	703.3	71.18	0.0	632.1	0.0	632.2	189.7	442.5	459.1
4	0.151	0.055	15.00	826.7	184.4	97.7	544.6	55.12	0.0	489.5	0.0	489.5	146.9	342.7	355.7
5	0.117	0.043	15.00	640.6	142.9	75.7	422.0	42.71	0.0	379.3	0.0	379.3	113.8	265.5	275.6
6	0.091	0.033	15.00	498.2	111.1	58.9	328.2	33.22	0.0	295.0	0.0	295.0	88.5	206.5	214.2
7	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.0
8	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.400	15.00	6003.8	1339.3	709.8	3954.8	400.3	455.0	3099.5	0.0	3100.1	930.0	2170.1	2170.1
NPV @12%				4680.0	1044.0	553.3	3082.7	312.1	429.9	2340.7	0.0	2341.0	702.3	1638.7	1611.5
PAY OUT (YEARS)															0.64
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 7

ECONOMIA TOTAL DEL PROYECTO

INVESTMENT:		2,515 MUS\$													
RESERVES		2,010 MBO													
WTI		18.0 US\$/BBL													
YEARS	PROD. (MBOD)	PROD. (MMBO)	PRICE (\$/Bbl)	GROSS SALES	ROY.	TRANS.	NET REV.	OPEX	NON CAPIT CAPEX	NET INC B4 TAX & DDA	DEPREC 5 YEARS	TAXABLE INCOME	INCOME TAX 30.0%	NET INCOME	CASH FLOW
1	1.920	0.701	15.00	10504.9	2344.3	1242.4	6918.2	700.79	2515.0	3702	0.0	3702.5	1110.7	2591.7	2023.1
2	1.358	0.496	15.00	7435.1	1658.3	878.8	4897.9	495.67	0.0	4402.2	0.0	4402.3	1320.7	3081.6	3247.6
3	0.850	0.310	15.00	4653.8	1038.0	550.1	3065.7	310.25	0.0	2755.5	0.0	2755.5	826.7	1928.9	2079.4
4	0.531	0.194	15.00	2907.2	648.4	343.6	1915.2	193.82	0.0	1721.3	0.0	1721.4	516.4	1205.0	1299.5
5	0.277	0.101	15.00	1516.6	338.3	179.3	999.1	101.11	0.0	898.0	0.0	898.0	269.4	628.6	703.9
6	0.231	0.084	15.00	1264.7	282.1	149.5	833.2	84.32	0.0	748.8	0.0	748.9	224.7	524.2	537.9
7	0.130	0.047	15.00	711.8	158.7	84.1	468.9	47.45	0.0	421.4	0.0	421.5	126.4	295.0	325.0
8	0.120	0.044	15.00	657.0	146.5	77.7	432.8	43.80	0.0	389.0	0.0	389.1	116.7	272.3	275.3
9	0.090	0.033	15.00	492.8	109.9	58.2	324.6	32.85	0.0	291.8	0.0	291.8	87.5	204.3	213.2
10	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.7
11	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	0.000	0.000	15.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		2.010	15.00	30143.7	6724.5	3563.7	19855.5	2010.0	2515.0	15330.5	0.0	15331.1	4599.3	10731.8	10731.8
NPV @12%				24058.2	5367.2	2844.3	15846.7	1604.3	2376.5	11866.0	0.0	11866.3	3559.9	8306.4	8166.8
PAY OUT (YEARS)															0.55
IRR															#DIV/0!

TABLA Nro 8

POZOS PERMANENTEMENTE CERRADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION EN CASING

POZO	FECHA DE PARADA	RESERVAS MBO
8XC	Nov-92	200
20XC	Mar-93	800
50XCD	Ene-93	1000
31XCD	Jun-98	150
59DST	Ago-98	400
73XCD	Sep-96	300
80D	Dic-95	700
89D	Jun-95	1500
90D	May-94	550
		5600

POZOS TEMPORALMENTE CERRADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION EN CASING

POZO	FECHA DE PARADA	RESERVAS MBO
11XC	Feb-99	487
29XC	Ene-92	100
44XC	Sep-92	1200
58XCD	Ago-92	200
132D	Mar-99	250
146D	Feb-98	150
		2387

POZOS REPARADOS POR PROBLEMAS DE CORROSION EN CASING

POZO	INVERSION REPARACION MUS\$	RESERVAS MBO
15XCD	432	268
16XCD	692	529
81D	999	369
72XCD	669	493
143D	451	274
148D	475	500
		2433

POZOS IDENTIFICADOS CON PROBLEMAS DE CORROSION EN CASING EN PRODUCCION

@ DIC/99

POZO	RESERVAS MBO
10XC	439
15XCD	222
33XC	349
57XC	757
98D	1220
105D	320
164D	1300
12XC	450
46D	1400
120D	177
139D	359
	6993

TABLA Nro 9

POZO	YACIMIENTO	TIPO	NOMBRE DEL REGISTRO	FECHA	COMENTARIOS
106D	CORRIENTES	MFC	CASING DIAMETERS	20.12.83	Corrido durante completación del pozo. Casing 7" OK.
108D	CORRIENTES	MFC	CASING DIAMETERS	08.11.83	Corrido durante completación del pozo. Casing 7" OK
108D	CORRIENTES	MFC	ULTRASONIC CASING DIAMETERS	08.11.83	Corrido durante completación del pozo. Casing 7" OK.
114D	CORRIENTES	MFC	CASING DIAMETERS	09.05.84	Corrido durante completación del pozo. Casing 7" OK
115D	CORRIENTES	MFC	MULTIFINGER CALIPER	30.03.83	En 9 5/8". Muestra zonas deterioradas de 950 a 1500m. Interpretacion no muy clara.
116D	CORRIENTES	MFC	9 5/8" CASING DIAMETERS	04.07.84	Corrido durante completación del pozo de 2450 a 2800m en casing 9 5/8" OK
116D	CORRIENTES	MFC	7" CASING DIAMETERS	09.07.84	Corrido durante completación del pozo. Casing 7" OK
80D	CORRIENTES	MFC	MULTI FINGER CALIPER PERFILADO DESPUES DE RMAR	31-08-92	Ran surf. to 810m. Mostró problemas de 600m a 810m (ovallación).
81D	CORRIENTES	MFC	COR.81 GEOMETRIA DEL CASING	08.01.87	En casing de 9 5/8" y 7". Casing en buenas condiciones, muestra avalizaciones muy localizadas.
81D	CORRIENTES	MFC	CORRIENTES-81D MFC	08.01.82	En casing de 9 5/8". Muestra hueco a 800m, con escala ampliada. Se efectuó SQ. Ok. Se efectuó te back en 1997 OK.
8xc	CORRIENTES	MFC	MFC	09.11.82	Tomado en casing de 5 1/2" de 50' a 8300'.
8xc	CORRIENTES	MFC	MFC	09.11.82	No detecto ningun hueco en el casing
8xc	CORRIENTES	MFC	MFC	11.11.82	Despues se probó sentando RTTS a 8300' con 1000 psi. OK.

TABLA Nro 10

POZO	YACIMIENTO	TIPO	NOMBRE DEL REGISTRO	FECHA	COMENTARIOS
115D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	REGISTRO DE CORROSION METT	30.03.93	En casing 9 5/8". Mostro buena condición del casing. Interpretacion muy subjetiva
116D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	REGISTRO DE CORROSION METT	30.03.93	Otra presentacion. Presenta los mismos problemas de anterior presentación.
120D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTOR AND TEMPERATURE LOG CASING 9 5/8"	23.11.92	En casing 9 5/8" de 1400 a 2050m. Mostro deterioro a +/-1525m claro. Efectuó SQ. Ok.
120D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG	23.11.92	En Casing 9 5/8" de 85m a 2380m. Mostro hueco a 1525m claro. Efectuó SQ Ok,
12XC	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION CIT - 6 1/2" CSG (PROFILE LOG)	15.11.94	Corrido en casing de 5 1/2" de 600' a 9425'.
12XC	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION CIT - 6 1/2" CSG PROFILE & STANDARD	15.11.94	Presenta picaduras en varios puntos a partir de 6500'.
12XC	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	REGISTRO CIT	15.11.94	El comportamlenro productivo posterior, indlco estabilidad mecanlca.
138D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG (CIT) PROFILE LOG 9 5/8" CSG.	07.02.94	Corrido en casing 9 5/8" de 450m a 2290m.
138D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG (CIT) PROFILE LOG 9 5/8" CSG.	07.02.94	Mostro hueco a 1727m (DV Tool para operacion de cementacion primaria que fue efectuada con problemas)
138D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION PROFILE LOG 9 5/8" CSG (OR IR)	07.02.94	Fue resanado con SQ y probado con 2000psi OK.
138D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG 9 5/8" CSG (DIFF THCIQ)	07.02.94	Posteriormente pozo abandonado por probermas de resane de tope de iaina con RTTS. (Posible colapso)
139D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG (7" CASING)	11.10.94	Corrido desde 2250 a 3150m. Mostro claramente problema en Vivian a 2952m.
139D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CIT CASING INSPECTOR TOOL INTERVALO 2275 - 3150 MT.	15.11.94	Aisló con FH's y pozo quedo OK.
15XCD	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	METT	25.01.97	Corrido en todo el pozo. No se puede determinar deterioro claramente. Tomo Reg Temp para aclaración.
20XCD	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG	05.02.93	En 9 5/8" de sup. a 7500'. No mostró hueco a +/-1650m (probado con pkr). Mostro deterioro a +/-4700'.
28XCD	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION Standard Log (9 5/8" CSG)	01.07.94	En 9 5/8" de 700' a 8090'. Condición buena, con picaduras de 5400' a 7800'. Pozo en produccion OK.
31XCD	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG.	01.12.91	Chequear. No efectuado.
31XCD	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG CIT - 9 5/8"	01.08.93	En casing 9 5/8". Corrosion maslva de 6400' a 7900'.
80D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	EET-D - CCL PERFILADO ANTES DE RIMAR	29.08.92	Ran Surface to 1875m. No mostró problemas. Pozo abandonado en 1993
80D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	EET-D -CCL PERFILADO DESPUES DE RIMAR	31.08.92	Ran Surface to 2480m. No mostró problemas. por problemas en casing 9 5/8"
80D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING 13 3/8 Y 9 5/8"	29.08.92	Ran Surface to 1875m. No mostró problemas. Colapsado a 1700m.
8xc	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTOR AND GAMMA RAY CCL LOG	12.01.92	Registro efectuado en casing 5 1/2" de 1000 a 9900'
8xc	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTOR AND GR - CCL LOG con DIFF.GR	12.01.92	Mostró severo problemas a +/-8430' y de 8730' a 8800'
8xc	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	COMPOSITE CORROSIVELOG	12.01.92	Zona con problemas masivos de corrosion de 8400' a 9700', mostrando huecos a diferentes
8xc	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG	12.01.92	profundidades. Estos huecos estuvieron produciendo agua, pues hubo incremento en las lecturas del
8xc	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CIT	12.01.92	Gamma ray (comparativo). En 1993 el pozo fue abandonado por alto corte de agua
87D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG 7" CASING	18.02.98	Casing 9 5/8" de 375 a 2400m. Casing en buenas condiciones, sin signos de corrosion.
87D	CORRIENTES	ELECTROMAGNETICO	CASING INSPECTION LOG 9 5/8" CASING	18.02.98	Casing 7" de 2780 a 3075m. Zonas deterioradas de 2770 a 3075 y 2770 a 2875m. Aisló con empaques OK.

TABLA Nro 11

POZO	YACIMIENTO	TIPO	NOMBRE DEL REGISTRO	FECHA	COMENTARIOS
106D	CORRIENTES	SONICO	CET GR	20.12.83	Corrido por cementación durante completación. Casing 7"
108D	CORRIENTES	SONICO	CET GR	06.11.83	Corrido por cementación durante completación. Casing 7"
114D	CORRIENTES	SONICO	CET-GR	09.05. 84	Corrido por cementación durante completación. Casing 7"
116D	CORRIENTES	SONICO	CET GR	04.07.84	Corrido por cementación durante completación. Casing 9 5/8" de 2500 a 2800m.
116D	CORRIENTES	SONICO	CET GR	03.07.84	Corrido por cementación durante completación. Casing 7"
139D	CORRIENTES	SONICO	PULSE ECHO LOG PET (7" CASIN G / 28 8)	23.10.84	Corrido solo modo cemento en zona de interes. OK.
143D	PAVAYACU	SONICO	CET	27.03.88	Ran 9 5/8" and 7" casing en modos cemento y callper. En 9 5/8" mal cemento, deterloro de casing claro. Efectuó tie back
146D	PAVAYACU	SONICO	CET	18.03.88	Ran 9 5/8" casing en modos cemento y caliper de 1500 a 2150m. Mostró colapso a 1700m. OK.
148D	PAVAYACU	SONICO	CET	13.01.88	Ran 9 5/8" casing en modos cemento y callper. En 9 5/8" regular cemento, deterloro de casing claro. Efectuó tie back
18XCD	CORRIENTES	SONICO	18-XCD-CORR. CET-CORROSION-LOG 1/200	29.09.85	Corrido en todo el pozo. Buen estado aunque ciertos deterioros puntuales. No es contundente.
44XC	CORRIENTES	SONICO	CET-GR-CCL	18.11.90	Registro mostró huecos a 525m y restricciones importantes hasta 2010m.
44XC	CORRIENTES	SONICO	CET-GR-CCL-CTS (1300 - 1325 m)	23.11.90	Se tomó solo hasta 2010m.
50XCD	PAVAYACU	SONICO	CET - CEMENT DISPLAY	14.08.88	Registro tomado en 9 5/8" y 7".
50XCD	PAVAYACU	SONICO	CET CORROSION AND CEMENT	17.08.88	Casing 9 5/8" mostró colapsamiento y hueco a 393m ademas:
50XCD	PAVAYACU	SONICO	CET CORROSION DISPLAY	14.08. 88	Corrosión y colapsamiento entre 1450 a 1600m y 1900 a 2050m.
50XCD	PAVAYACU	SONICO	CET CORROSION DISPLAY	14.08.88	Casing de 7" OK (Hueco a 2912m) Se tomó en modo cemento.

TABLA Nro 12

POZO	YACIMIENTO	TIPO	NOMBRE DEL REGISTRO	FECHA	COMENTARIOS
118D	CORRIENTES	ULTRASONICO	USIT		Corrido en modo cemento (7": 3040-3083m y - 1003-2395m) y corrosión (9 5/8" y 7"). Registro de cemento mostro buen aislamiento en zona de Interes. En 9 5/8" mostro mala condiclon del cemento. En modo corrosión mostro buena condiclon de 7" con algunos puntos de corrosión. En 9 5/8" mostro casing en regular condición con zonas deterioradas de 1300m al fondo pero no crítico.
139D	CORRIENTES	ULTRASONICO	CAST	10.09.88	Corrido modo cemento corrosion de sup. al fondo. Mostro deterioro a 3150m. Resanó con cemento OK.
15XCD	CORRIENTES	ULTRASONICO	CAST	10.05.89	Corrido en casing 7" en modo cemento y corrosion.. Mostro parte Interna regular. Cemento Ok.
16XCD	CORRIENTES	ULTRASONICO	USIT	27.02.87	Corrido en todo el pozo. Mostro deterioro marcado en el casing. Recuperó casing corroborando interpretación OK.
31XCD	CORRIENTES	ULTRASONICO	USIT	19.02.98	En casing 7" modo corrosion - cemento. Muestra muy severo deterioro en casi toda su extensión. Presenta varios huecos.
57XCD	CORRIENTES	ULTRASONICO	USIT	15.02.87	En 7" de 500 a 3000m en modo corrosion. Hueco a 2330m, se aislo con Pkr. Zonas puntuales deterioradas amba de 1050m.
59XCD	CORRIENTES	ULTRASONICO	USIT	22.02.87	En 9 5/8" y 7" en modo cemento. Top cement a 1350m y 2475m. Casing 7" en buen estado. Casing 9 5/8" regular, con zonas amplias que muestran corrosion media.
88D	CORRIENTES	ULTRASONICO	ULTRASONIC IMAGER LOG (USI-GR)	20.09.88	Como en casing 9 5/8" y 7" en modo corrosion cemento.
88D	CORRIENTES	ULTRASONICO	ULTRASONIC CORROSION IMAGER (UCI-GR)	20.09.88	En 7" mostro casing 7" con zonas puntuales severamente deterioradas (hueco en Vivian). Cemento OK tope a 2525m.
88D	CORRIENTES	ULTRASONICO	ULTRASONIC IMAGER LOG MODIFIED PRESENTATION	19.11.88	En 9 5/8" deterioro masivo (se recomienda tie back). Cemento regular. Tope a 1400m. Se tomó UCI mostro deterioro en 7".

12.- BIBLIOGRAFÍA

- | | |
|--|--|
| a.- Diagnostico para contrarrestar problemas de corrosión en casing

(Mi agradecimiento y reconocimiento) | Javier Almeida L.
INGEPET 1993 |
| b.- Control de Corrosión en Aplicaciones Petroleras | Baker Chemicals. |
| c.- Ultrasonic Imaging | Schulumberger. |
| d.- CAST – V | Halliburton |
| e.- Aplicaciones del Perfil C.I.T. | H.L.S. - Halliburton |
| f.- Registros de Corrosión | H.L.S. – Halliburton |
| g.- Evaluación de la Cementación y anomalías de Forros con el C.E.T. en pozos de Petroperú–Selva | Nilo Gutiérrez - 1984
Schulumberger |
| h.- Logging Techniques for Casing Corrosion | Technical Review
1987-Schulumberger |