



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMAN

“APLICACIÓN
DE LOS REGISTROS GEOFISICOS
DE IMÁGENES: AIT, USI, RST EN EL
SISTEMA PETROLERO DE MÉXICO”

T E S I S P R O F E S I O N A L

para obtener el título de:
Ingeniero Petrolero

Presentan:

Alatorre Gutiérrez Hiris
Hernández Torres Viridiana

Asesor:

Ing. Alberto Enrique Morfin Faure



Octubre 2009

INDICE

	PAG.
RESUMEN	2
ABSTRACT	3
CAPITULO 1 OBJETIVO	5
CAPITULO 2 INTRODUCCION	7
CAPITULO 3 HERRAMIENTA INDUCTIVA DE IMÁGENES (AIT)	
3.1 Objetivo	10
3.2 Configuración del sistema	12
3.3 Principios físicos	18
3.4 Combinabilidad	28
3.5 Presentación del registro	30
3.6 Ventajas-desventajas	37
3.7 Ejemplos de aplicación	44
3.8 Conclusiones	52

CAPITULO 4 HERRAMIENTA ULTRASONICA
DE IMÁGENES EN AGUJERO ENTUBADO (USI)

4.1 Objetivo	54
4.2 Configuración del sistema	56
4.3 Principios físicos	59
4.4 Combinabilidad	67
4.5 Presentación del registro	68
4.6 Ventajas-desventajas	70
4.7 Ejemplos de aplicación	72
4.8 Conclusiones	79

CAPITULO 5 HERRAMIENTA DE SATURACION
DE YACIMIENTOS (RST)

5.1 Objetivo	82
5.2 Configuración del sistema	83
5.3 Principios físicos	88
5.4 Combinabilidad	98
5.5 Presentación del registro	99
5.6 Ventajas-desventajas	101
5.7 Ejemplos de aplicación	102
5.8 Conclusiones	108

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES

Conclusiones	110
Recomendaciones	111

NOMENCLATURA, GLOSARIO,
ANEXOS, BIBLIOGRAFIA

Nomenclatura	113
Glosario	116
Anexos	
Relación de figuras	122
Relación de tablas	126
Bibliografía	127

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Le agradezco infinitamente por darme la oportunidad de haber nacido, darme una familia tan maravillosa, poder cumplir este sueño dándome mucha salud y guiarme por el camino correcto llevándome siempre de su mano.

A mis abuelitos:

Leonardo Gutiérrez Álvarez (+) y Leonor Muñoz Pérez (+), quienes desde pequeña me criaron, me dieron siempre un ejemplo de valores a seguir, siendo ellos mi base y mi fuerza a seguir, ahora que están en el cielo cuidándome quiero dedicarles con mucho amor y respeto mi tesis. Agradeciéndoles eternamente lo que me dieron durante tantos años por que sin ellos no habría podido lograr esta meta tan importante de mi vida.

A mis padres:

A ellos agradezco que me dieran lo mejor que unos padres pueden darle a su hijo y es la oportunidad de tener una carrera para poder enfrentarme a la vida con sabiduría, gracias por estar conmigo apoyándome en todas mis decisiones y aconsejándome con palabras de aliento, pero sobre todo por creer y confiar en mí los amo gracias.

A mis hermanas:

Guadalupe, Sonia y Evelia quienes han sido, son y serán mi pilar, mi fuerza y energía para seguir adelante, les agradezco su paciencia, tolerancia, amor y sobre todo su hermandad siendo mis mejores amigas, porque sin ellas no habría llegado hasta aquí las amo mucho, gracias por todo el ánimo y consejos que me sirven de mucho para seguir luchando en los momentos difíciles, y un especial agradecimiento a mis cuñados Pedro y David por apoyarme y estar conmigo incondicionalmente.

A mis profesores:

A ellos que son pieza fundamental para poder cumplir y concluir esta etapa, por compartir sus experiencias, conocimientos, ser pacientes y tolerantes, especialmente al Ingeniero Alberto Enrique Morfín Faure quien fue mi asesor de tesis por su tiempo y dedicación a quien admiro y respeto con mucho cariño.

Alatorre Gutiérrez Hiraís

AGRADECIMIENTOS

A mis padres

Gracias Rocío y Eduardo por darme un arma más para enfrentarme a la vida, gracias por apoyarme y por darme los recursos y la fuerza para poder salir adelante en lo profesional ,por esto y por la dicha de ser mis padres muchas gracias ahora me toca a mi demostrarles que si valí la pena, gracias los amo.

A mis hermanas

Gracias Andrea y Mayra por confiar en mí y por estar a mi lado cuando las necesite gracias por enseñarme muchas cosas y por aconsejarme en mis grandes decisiones no las defraudare.

A dios

Gracias a este ser tan maravilloso que me dio la dicha de tener una gran familia que me supo apreciar y apoyar, y por darme la confianza y la fe de poder salir adelante y de no darme por vencida gracias.

A mis profesores

Gracias por darme la sabiduría, por haberme dado estos conocimiento con los que hoy cuento y que sabré aprovechar en la vida profesional gracias por enseñarme tantas cosas valiosas.

Hernández Torres Viridiana

RESUMEN

RESUMEN

En el capítulo 3, se presenta la herramienta Inductiva de Imágenes (AIT), para la medición de conductividad, así como la obtención de resistividad y diámetro de invasión.

En el capítulo 4, se tiene la herramienta Ultrasónica de Imágenes en agujero entubado (USI), para la evaluación de la cementación e inspección de la tubería.

En el capítulo 5, se ve la herramienta de Saturación de Yacimientos (RST), para la medida de espectros de rayos gama que a su vez sirven para la detección de elementos en la formación tales como: carbono (C), oxígeno (O), calcio (Ca), etc.

ABSTRACT

Chapter 3, Arrive Imager Tool (AIT) to measurement of conductivity and obtain the resistivity and invasion's diameter.

Chapter 4, UltraSonic Imagen (USI) to evaluation of cement and casing's corrosion data.

Chapter 5, Reservoir Saturation Tool (RST) to measurement spectrum of gama ray and to detection of elements in the formation such as carbon (Ca), oxygen (O) and calcium (Ca), etc.

CAPITULO 1
OBJETIVO

OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo es la recopilación, integración y análisis de información contenida en diversas fuentes, para conocer las funciones y características de las herramientas: Inducción de Imágenes (AIT), Ultrasónica de Imágenes en agujero entubado (USI), Saturación de Yacimientos (RST). Así como las ventajas que se pueden encontrar en su aplicación actual ya que el empleo de registros de imágenes es sumamente amplio y de uso cotidiano en la industria petrolera.

Otra finalidad es que por medio de los diversos ejemplos de aplicación se analicen características, aplicaciones y principio de medición para llevar a cabo la interpretación de los registros y entender los resultados que se obtienen con cada registro procesado.

CAPITULO 2
INTRODUCCION

INTRODUCCION

Los registros tienen su origen en el año 1927 cuando los hermanos Schlumberger toman el primer registro eléctrico. En la década de 1930s, se realizó la combinación de las mediciones de SP, Normal corta, Normal larga y Lateral. Se toman muestras de núcleos.

En los 1940s, se realizaron mediciones de rayos gama-neutrón, echados con 3 brazos así como SP, mediciones eléctricas, y de inducción. En los 1950s se llevó a cabo la introducción de las herramientas microlog, lateral, y pruebas de formación. En 1960s, se introdujo la herramienta de densidad de formación. En 1970, se utilizaron los equipos de neutrón de doble espaciado, echados continuos, sistemas superficiales computarizados, propagación electromagnética y pruebas repetidas.

Posteriormente en los 1980s, se hacen mediciones con herramientas de imágenes resistivas y sínicas avanzadas y en los 1990s se introduce las herramientas de imágenes de inducción, lateral azimutal, ultra sínicas, porosidad y resonancia magnética.

Cabe mencionar que los primeros registros eran de tipo eléctrico. En la actualidad para el estudio de estos se requiere de otras disciplinas como: Electricidad, Acústica, Geología, Geofísica y Perforación.

Los avances recientes han usado en forma amplia en la computación para incrementar la densidad de datos grabados y así poder crear imágenes de agujero y propiedades de la formación. Al mismo tiempo, estas herramientas se han vuelto más confiables. Los sistemas de superficie se han vuelto más sofisticados y fáciles en su operación.

Es por esto que los registros geofísicos de imágenes son de suma importancia en el ámbito petrolero ya que por medio de ellos podemos obtener resultados más precisos y confiables que nos ayudan a una evaluación más detallada de la formación.

CAPITULO 3
HERRAMIENTA
INDUCTIVA DE
IMAGENES (AIT)

3.1 OBJETIVO

El principal objetivo de la herramienta AIT es medir la conductividad C_t y con ella calcular resistividad R_t .

El AIT es una herramienta diseñada para medir la conductividad de la formación como función de la profundidad del pozo y la distancia radial medida a partir del eje longitudinal del mismo .

Efectúa la medición mediante 8 arreglos de receptores y un transmisor que opera a diferentes frecuencias, las señales captadas por los receptores, mediante software, son procesadas para obtener una familia de curvas de resistividad que corresponden a diferente profundidad de investigación y resolución vertical, por el gran número de mediciones efectuadas, con esta herramienta es posible generar imágenes y parámetros de las formaciones en dos dimensiones. Estas imágenes representan características de invasión y disposición de capas, en forma clara y cuantitativa. Con el objeto de evitar la influencia del efecto de agujero en las mediciones de los receptores de espaciados cortos, la herramienta debe bajarse bien centrada.

Con la finalidad de satisfacer necesidades específicas para el estudio de formaciones y pozos se han desarrollado las herramientas de Imágenes acústicas, sónicas, inductivas.

Las herramientas basadas en los principios de inducción representan una de las tecnologías para determinar la resistividad de la formación, por medio de la conductividad (su inversa). La resistividad es una de las mediciones primarias requeridas para evaluar el potencial productivo de gas o aceite en un pozo. Es una variable necesaria para evaluar la saturación de agua necesaria para estimar la cantidad de hidrocarburos en el pozo; así mismo determinará:

- Análisis de la Invasión
- Saturación de Agua

Dentro de las características del sistema AIT se tiene:

- 8 arreglos con enfoque por programa.
- 5 profundidades de investigación de 10", 20", 30", 60", 90". *El procesamiento en el sitio permite producir 5 curvas a diferentes profundidades de investigación (10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas).*
- Opera a varias frecuencias (10 KHZ – 100 KHZ). Esta frecuencia la selecciona el operador dependiendo de la formación, por ejemplo si se tienen carbonatos se selecciona bajas frecuencias y con arenas se seleccionan altas frecuencias.
- La resolución vertical puede ser de 1, 2, o 4 pies. El operador selecciona este espaciamento dependiendo de la litología, por ejemplo si tenemos arenas con espesores pequeños se selecciona 1 o 2 pies y si son carbonatos de grande espesor se selecciona 4 pies.
- Las curvas pueden ser desplegadas en formato normal o formato de imágenes.

3.2 CONFIGURACION

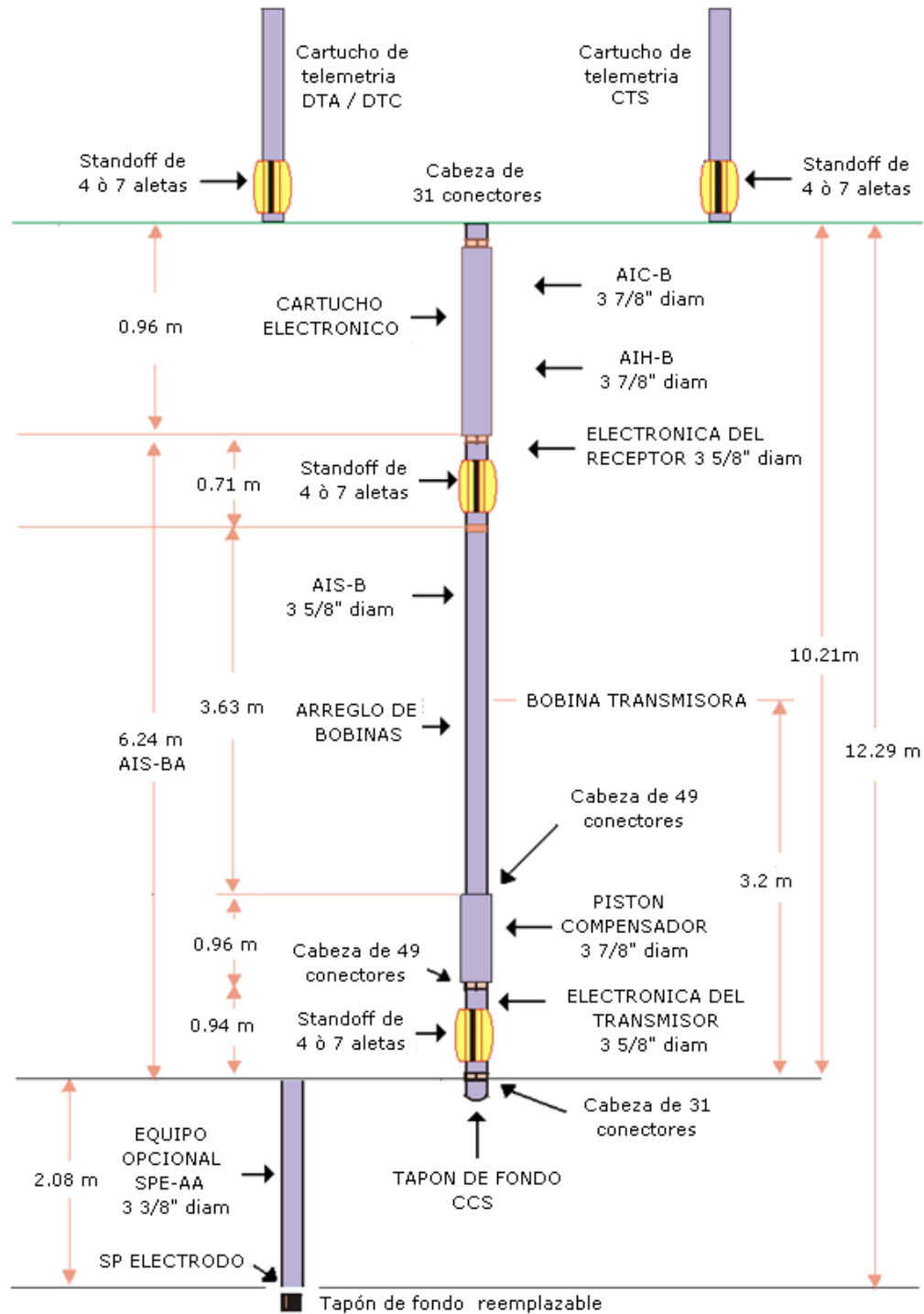


Fig. 1. Configuración del sistema AIT.

SUBSISTEMA DE LA HERRAMIENTA	FUNCIONES	CARACTERISTICAS
Cartucho electrónico AIC-B	<ul style="list-style-type: none"> • Procesamiento de la señal analógica y multiplicación. • Digitalización de datos y PSD. • Procesamiento de la temperatura y SP. • Interface telemétrica. • Suministro y distribución de energía. • Probar la señal generada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuatro tarjetas con filtro de banda con servicio de dos canales cada una. • Cuatro tablas A/D con servicio de dos canales. • DHC y el TPM (Tri- portado Memoria) • Construido en prueba. • Tablas ADCAL y AUX ANALOG.
AIH-B	<ul style="list-style-type: none"> • Reduce los efectos bimetalicos para el SP. • Prevenir la corriente de Io a través de la tubería. 	Exterior de manga de fibra de vidrio.
Sonda de inducción AIS-BA	<ul style="list-style-type: none"> • Serie de señales de multiplicación y pre amplificación. • Igualación de las señales del transformador TX. • Provee estabilidad mecánica para las bobinas. • Conduce el cableado. • Apropiado aislamiento de la electrónica entre TX y RX. • Ajuste para el receptor de las bobinas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dos tarjetas PC con cuatro secciones de preamplificador. • Tarjetas lógicas de conmutación. • Mandril metálico. • Bobinas de cerámica. • Manga de cobre. • Tabla secundaria de calibración. • Dos EPROM. • Espaciadores de bobina. • Pistón Compensador. • Ocho grupos de bobina pares y una bobina TX. • Ocho levas de ajuste.
Pistón compensador	<ul style="list-style-type: none"> • Equilibrar la presión en la Sonda. 	Parte integral de la sonda.
Ensamble subalterno	<ul style="list-style-type: none"> • Energizar la bobina TX • Envía el actual TX para igualar la señal. • Filtrar el contenido armónico para reducirlo. • Reducir el efecto EMI producido por la generación de la señal TX. 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de encendido TX. • Filtrado de alimentación. • Cables en los tubos de protección. • Transformador de corriente. • Bajo consumo de energía. • Tres frecuencias simultáneamente.

Tabla 1. Descripción del sistema.

ELECTRODO INTERCAMBIABLE EN LA PARTE INFERIOR DE LA SONDA

Este electrodo mide dependiendo del tipo de lodo; si es lodo base agua el electrodo mide potencial natural y si es lodo base aceite al electrodo se le coloca un tapón. (Con lodo base aceite mide las características del aceite, es decir resistividad alta).

ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA AIT

Velocidad de desplazamiento	3600 pies/hr	(1097 m/hr)
Rango de temperatura	15 °F a 350 °F	(-25 °C a 175 °C)
Rango de presión	20 000 psi	(1 400 bars)
Diámetro mínimo de pozo	4.75 pulg	(12cm)

CARACTERISTICAS

Con potencial natural	40.3 pies	(12.3m)
Sin potencial natural	33.5pies	(10.2m)
Diámetro	3 7/8 pulg	(9.9 cm)
Peso	527 lb	(261 kg)

CONFIGURACION DE LA SONDA

La sonda AIT contiene 8 arreglos inductivos balanceados entre si, con espaciamentos que van de varias pulgadas hasta pies. Un solo transmisor opera simultáneamente a tres frecuencias, pero la medición se efectúa con dos de ellas y seis de los ocho arreglos. De esta manera se miden sus componentes en fase (R) y en cuadratura (X), obteniendo 28 señales de inducción a intervalos de 3 pulgadas de profundidad (figura 2).

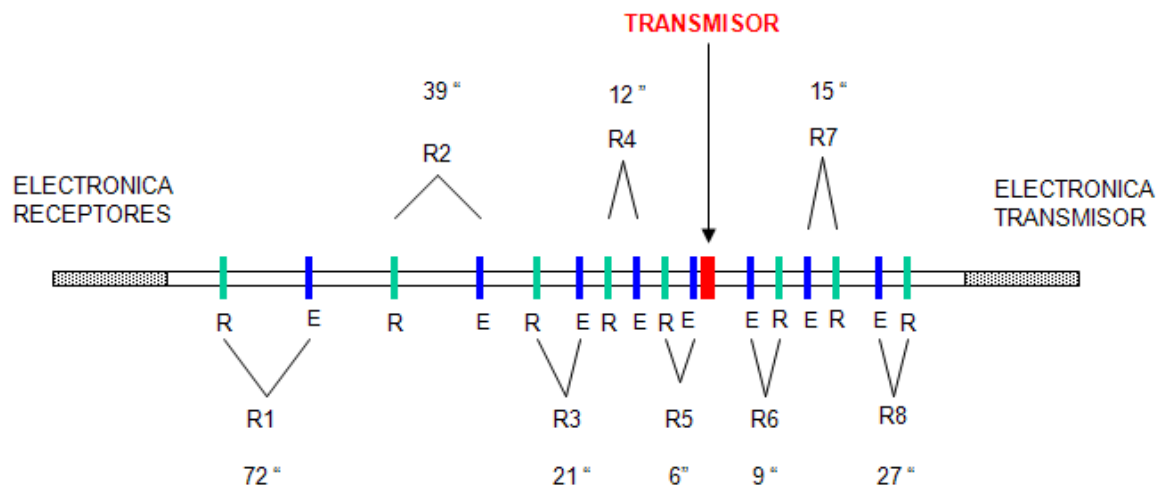


Fig. 2. Configuración de la sonda AIT.

Al igual que las herramientas de inducción fasorial, con el AIT la calibración primaria se efectúa con un juego de aros de calibración. El AIT se calibra continuamente mientras va registrando, las 28 señales de conductividad son corregidas por efecto de agujero y combinadas mediante el programa, de acuerdo con funciones ponderadas tanto en la dirección radial como en la de profundidad se produce las 5 curvas. Las cuales tienen una resolución vertical acoplada con la profundidad de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas medidas a partir del eje del pozo. La ponderación se efectúa de tal manera que la profundidad de investigación sea insensible al pozo y a la región cercana a él. A diferencia de las herramientas anteriores, en el AIT la profundidad de investigación media es constante a través del rango de resistividad normalmente presente.

HERRAMIENTA	GRUPOS	MÓDULO	FUENTE DE C.A.	VOLTAJE (VCA)	CORRIENTE (mA)
AIT-B	Open hole telemetry	CCSM, TCM, CTSM	AC 110VCA	250	280
AIT-C	Open hole telemetry	DTM	AC MAIN 110VCA	250	280

Tabla 2. Información general relativa a ambas herramientas.

Las características del AIT-B y AIT-C se presentan en la tabla 3. La longitud total de estas, incluyendo el tapón de fondo CCS es de 10.36 m., y con el electrodo SP de 12.29 m.

COMPONENTE	TEMP (°F)	PRESIÓN (kps)	TAMAÑO AGUJERO		DIÁM (plg)	PESO (lb)	LONG (plg)
			Mín	Máx			
AIH-BA	350	20	4.75	20	3.875	205	156.38
AIC-BA/B B/CA	350	20	4.75	20	-	30	158.75
AIS-BA/B B	350	20	4.75	20	3.875	355	246.00

Tabla 3. Características del AIT-B y AIT-C.

EQUIPO OPCIONAL

A continuación se presenta una lista de equipo opcional que se emplea con el AIT.

- H272246: Tapón de Fondo BNS-CCS.
- H135982: Standoff reemplazable.
- H437395: Standoff de hule c/7 aletas.
- H129804: Extractor de cartuchos SFT-121.
- H515428: Aro de Prueba de 10”.
- H515429: Aro de Prueba de 19”.
- H515430: Aro de Prueba de 48”.
- H515434: Herramienta p/ inserción y remoción.

- H510150: Extensión SPE-AA.
- H329085: Tapón reemplazable.
- H231874: Unión flexible AH-80.
- P279959: Unión flexible AH-107.
- H146588: Cable artificial (opcional) ACE-EB.
- H251503: Equipo para llenado de Aceite.
- H124244: Herramienta para inserción y/o remoción de contactos.
- H515872: Cable de Interconexión AIC – AIS para Prueba.
- H515875: Cable de Prueba para cortocircuitar la cabeza.
- H740115: Herramienta p/posicionar el Pistón.

3.3 PRINCIPIOS FISICOS

Las herramientas están basadas en los principios de la inducción electromagnética.

Un campo magnético es generado por una corriente eléctrica fluyendo sobre una trayectoria continua. Una corriente eléctrica es generada cuando una trayectoria continua es sujeta a un campo magnético. La magnitud de esta corriente será proporcional a la conductividad de esta trayectoria continua.

Representaremos un modelo simple de un transformador como analogía a una herramienta de inducción en el aire, para describir los principios en acción figura 3.

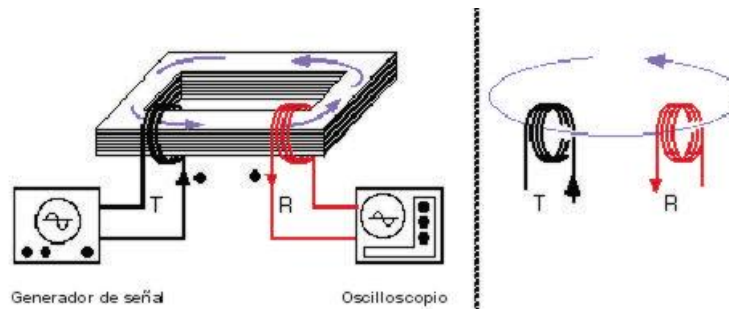


Fig. 3. Analogía del transformador.

La señal del generador alimentando a la bobina del transmisor inducirá un campo magnético en el núcleo conductivo del transformador. Este campo magnético variable en el núcleo, inducirá un voltaje en la bobina del receptor.

El AIT-B como la mayoría de las herramientas inductivas está hecha con un arreglo complejo de bobinas múltiples, la figura 4 muestra un modelo inductivo simple, con un solo juego de transmisor y receptor.

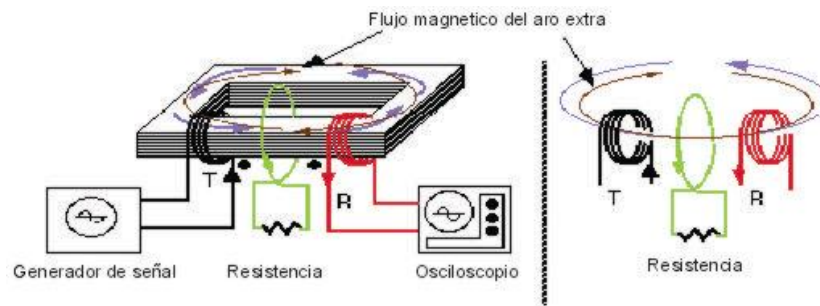


Fig. 4. Herramienta en el aire.

Si se añade una trayectoria cerrada adicional, se generará una corriente en ella, la que a su vez generará un campo magnético, este proceso es equivalente a añadir la formación alrededor de la herramienta. Si quitamos el núcleo conductivo del transformador, este campo magnético generado por la trayectoria cerrada, será proporcional a la impedancia de la espira adicional y será detectado por el receptor, la amplitud del campo también dependerá de la posición relativa de la espira adicional con respecto a las bobinas del transmisor y el receptor.

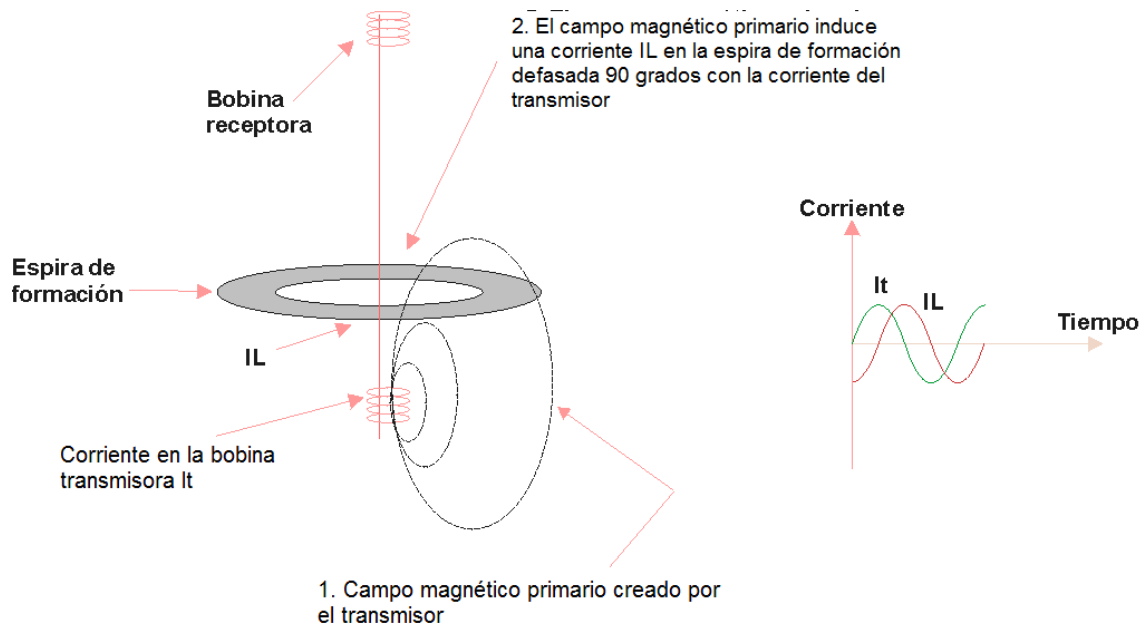


Fig. 5. Principio de inducción (pasos 1 y 2).

El transmisor produce un campo magnético primario, el cual tiene 2 efectos:

- Induce una corriente que fluye en la espira de formación sobre el eje longitudinal de la herramienta. Esta corriente inducida está defasada 90 grados con respecto a la corriente del transmisor.
- Induce una corriente directamente en el receptor, de amplitud grande, conocida como señal de acoplamiento directo, en casi todas las herramientas inductivas esta señal se cancela por el diseño de arreglos mutuamente balanceados.

1. La corriente que fluye a través de la espira de formación generará un segundo campo magnético (figura 5).
2. Este campo magnético secundario genera otra corriente en la bobina receptora, la cual esta defasada 90 grados respecto a la espira de formación y 180 grados respecto a la corriente del transmisor. Esta señal se denomina señal R y es de vital interés para evaluar la conductividad de la formación, dado que la magnitud de la corriente en el receptor es proporcional a ella (figura 6).

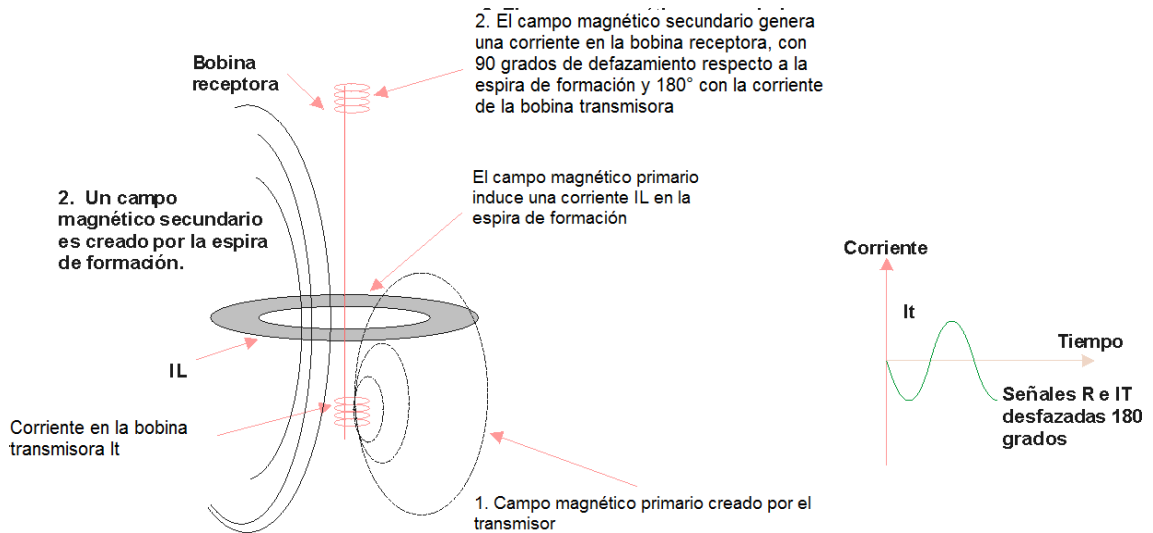


Fig. 6. Principio de inducción (paso 3).

Factores que afectan una medición inductiva

Como se mencionó, la conductividad de la formación obtenida de las herramientas inductivas es directamente proporcional a la magnitud de la corriente generada en el receptor. Dado que, hay que tomar en cuenta que esta corriente medida ha sido afectada por varios factores que se deben compensar para tener una medición más exacta.

Profundidad de investigación

El gráfico de la figura 7, muestra como se comportan las herramientas inductivas ante la presencia de la invasión. El factor geométrico es una integración de las contribuciones de cada pozo. Nuevamente, la profundidad de investigación se calcula usando el mismo criterio que con los dispositivos eléctricos, en donde se considera que el 50% de la señal proviene de la zona invadida. En este gráfico, la inducción mediana mide a una profundidad similar al lateral somero y al lateral profundo.

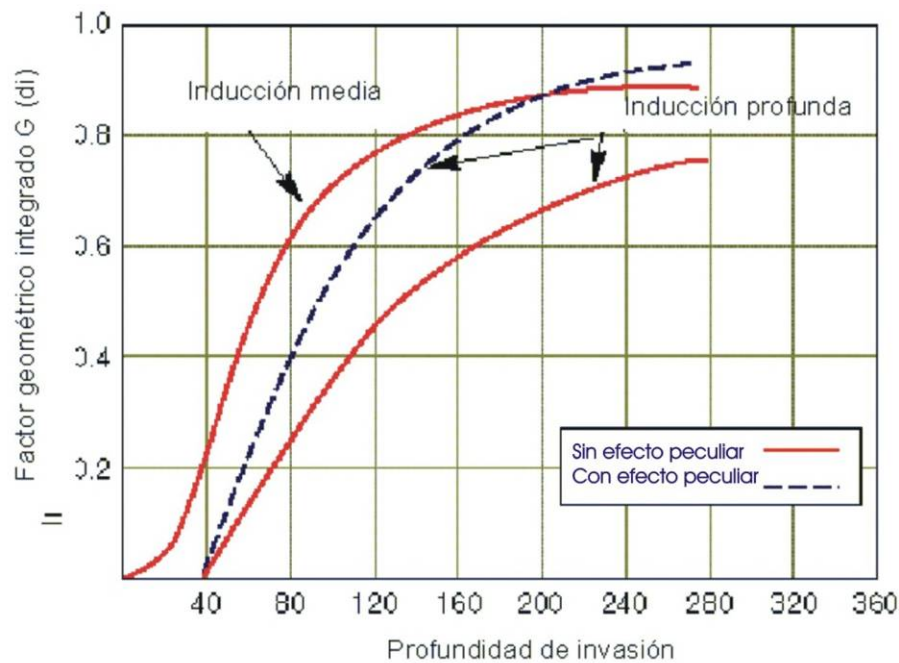


Fig. 7. Profundidad de investigación y factor geométrico.

Efecto de capa adyacente

La distancia entre transmisor y receptor es grande, de ahí que exista el “efecto de la capa adyacente”, el cual se elimina parcialmente por el enfoque.

Deconvolución

La deconvolución es tomar los componentes deseables de una señal compleja y ponderar de diferente manera la medición global en puntos diferentes relativos a la zona objetivo. Es posible llevar a cabo medición de inducción profunda sin sacrificar la resolución vertical por medio de una deconvolución que le da más peso a la señal medida en el centro de la sonda que a señales medidas arriba y abajo de ese punto.

Anteriormente se utilizaron varias deconvoluciones ponderadas, para tomar en cuenta diferentes valores de resistividad de capa adyacente, pero dicha práctica se ha abandonado para lograr una estandarización. La mayoría de los registros en la actualidad se lleva a cabo estableciendo la resistividad de la capa adyacente de 1 ohm-m, y el software del equipo de superficie la procesa usando la señal X medida para hacer dinámicamente la corrección.

Esta se efectúa antes de aplicar la corrección del efecto pelicular.

Efecto pelicular

En formaciones conductivas, las corrientes secundarias inducidas en los anillos de formación son grandes, y sus campos magnéticos considerables. Dichos campos inducen voltajes adicionales en otros anillos. La fuerza electromotriz inducida se encuentra defasada en relación a la inducida por la bobina transmisora. La interacción entre los anillos provoca una reducción de la señal de conductividad por el sistema grabada; esto se conoce como

"efecto pelicular", el cual cobra importancia cuando la conductividad de la formación excede los 1 000 mmho / m.

Los registros de inducción corrigen de manera automática el efecto pelicular durante la operación, anteriormente se usaba un algoritmo, en el cual la corrección se basa en la magnitud de la respuesta sin corregir la herramienta, como si perteneciera a un medio homogéneo. Quizá es necesaria una corrección secundaria del efecto pelicular cuando los medios que rodean la sonda no tengan una conductividad uniforme. Dichas correcciones por lo general se incorporan a diferentes cartas de interpretación de las herramientas inductivas. Actualmente se usa una señal X que da una corrección más precisa.

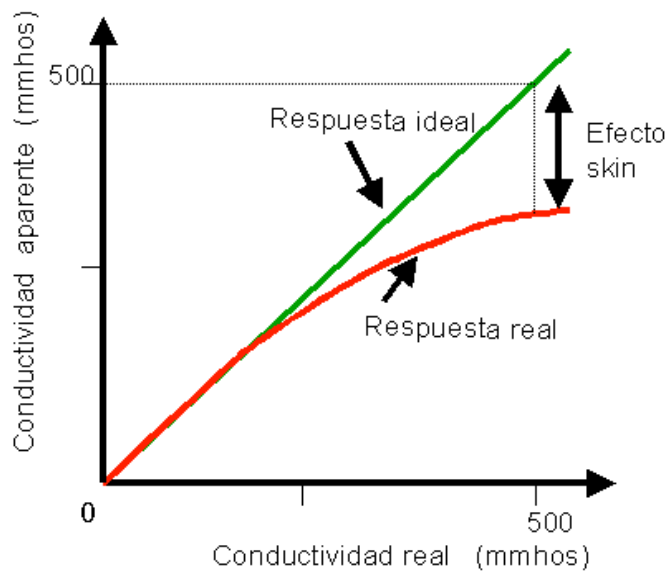


Fig.8. Efecto pelicular.

Efecto de agujero

Las herramientas de inducción miden conductividad o sea resistencias en paralelo y por lo tanto, ven el pozo y su alrededor como en la figura siguiente:

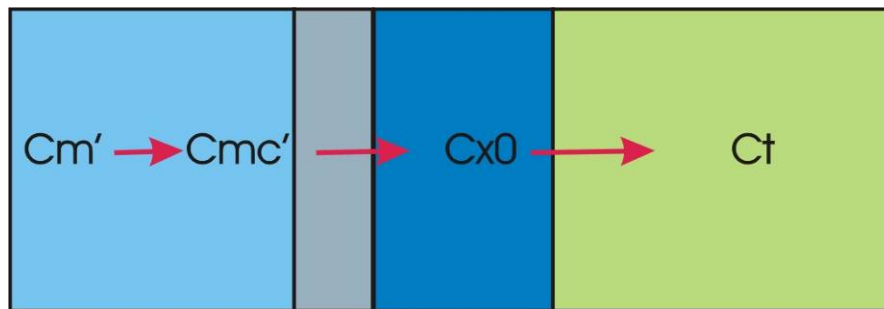


Fig.9. Conductividades en el pozo.

Como esta herramienta reacciona a la conductividad, la formación la afecta de manera opuesta que a los registros eléctricos. Las mejores lecturas de conductividad de la zona virgen C_t se obtienen cuando la resistividad del lodo C_m , del enjarre C_{mc} y zona invadida C_{x0} son tan bajas como sea posible. Esto implica que el lodo base aceite es ideal para los objetivos que la herramienta debe cumplir; en este caso, nuevamente se considera que la aportación del enjarre es despreciable y entonces se pueden establecer las condiciones “ideales” para minimizar el efecto de agujero:

- C_m -Las mejores lecturas se tienen en lodos de alta resistividad, mejor en lodo base aceite y buenas en lodos base agua, las peores lecturas se tienen en lodos saturados con sal.
- C_{mc} -Generalmente se desprecia por ser muy pequeña.
- C_{x0} - Depende de R_{mf} , necesita ser conocida.
- C_t - Es el parámetro a ser medido, entre más alto mejor.

Correcciones

El objetivo del procedimiento de corrección por efecto de agujero es el de eliminar la señal proveniente de esa zona. En el caso de la herramienta de inducción, esto implica calcular el volumen de líquido conductivo que hay en esa zona; las unidades de adquisición en superficie hacen esto en tiempo real, usando las entradas del diámetro del agujero (tomada de un calibrador) y de la resistividad del lodo, ya sea tomada de una medición continua o del valor medido en la superficie. La corrección por efecto de agujero para el registro de inducción sigue este procedimiento:

- 1) Determinar el factor geométrico del agujero.
- 2) Determinar la señal adicional debida al agujero.
- 3) Convertir el registro de resistividad a uno de conductividad.
- 4) Quitar la señal del agujero de la señal total.
- 5) Convertir el resultado a valores de resistividad.

Esto es mejor hacerlo en el campo, empleando las unidades superficiales de adquisición, aunque también se puede hacer con las gráficas de corrección.

Formaciones de alta resistividad

En estas formaciones la señal de conductividad que se mide es pequeña. Después de la calibración se tiene un margen de error de aproximadamente ± 2 mmho / m en las mediciones estándar de inducción (6FF40, ID, IM, 6FF28). Esto representa un error del 20% en la señal de una formación de 100 ohm - m (o 10 mmho / m). Se puede reducir el error en forma considerable por medio de una calibración dentro del pozo si se trata de una formación de suficiente espesor y de alta resistividad.

La precisión en la calibración de la herramienta de inducción Phasor es muy superior. Su margen de error es menor a ± 0.75 mmho / m, al operarse a 20 kHz y aproximadamente de ± 0.40 mmho / m, si se opera a 40 kHz.

Anillo

En una formación de alta permeabilidad con contenido de hidrocarburos y con saturación de agua baja, puede formarse un anillo con una alta saturación de agua de formación entre la zona invadida R_{xo} , y la zona virgen R_t . Si la resistividad del filtrado de lodo R_{mf} , es mayor que la resistividad del agua de formación R_w , el anillo quizá presente una resistividad inferior a la de R_{xo} o R_t ; en algunos casos, su resistividad puede ser incluso significativamente menor.

Esto tiene el efecto de reducir la resistividad del sistema de modo que se obtiene un valor bajo después de aplicar las correcciones estándar. El efecto se observa con mayor frecuencia en la medición de IM, pero también puede influir en el de ID, lo que depende de la ubicación exacta del anillo y de su magnitud.

De hecho, se ha comprobado que existe un anillo hasta cierto grado en la mayoría, si no es que en todas las formaciones con contenido de hidrocarburos. Sin embargo, en la mayoría, el efecto sobre las mediciones de inducción es insignificante. Durante la perforación del pozo, el anillo puede cambiar de tamaño y desplazarse. De este modo, puede observarse fácilmente en una formación determinada y encontrarse casi ausente por completo en otra.

3.4 COMBINABILIDAD

El AIT es la primera herramienta de inducción que puede correrse combinada con herramientas que se conectan en su parte inferior.

A continuación se presenta una lista de las combinaciones:

MEST-C	SGT-L	SPA-A
NPL-T	SHDT-B	EPT-D. G
PCD-B	CNT-H/G	HLDT-AA
TCC-A, B	AMS	HTCC
SRS-COBDT	DLT-E	DST-E
LDT-D	SDT-C	DSI
MLT-A	BGT	NGT-C/D
DIT-E	EMS	GR

Tabla 4. Combinabilidad de la herramienta AIT.

Es conveniente hacer algunas puntualizaciones sobre algunas de las combinaciones.

- AIT- Arreglo Sónico

El AIT debe conectarse abajo del arreglo sónico porque las ondas no pasan a través del AIT, como tampoco pasa la señal de control (handshake) que controla el ADC de las herramientas sónicas.

- SHDT- AIT

Ya que el SHDT opera a 60 cps el AIT Tool Status Word indica que la adquisición se ha extendido más allá del tiempo disponible entre los marcos 3 y 4, por que los rechaza para el AIT, lo cual es correcto. Debido a esta parte de la señal que se enciende durante el diagnóstico, la herramienta trabaja bien.

AIT-SPA-A

El electrodo SPA (generalmente se conecta al conductor 8) debe conectarse al 7.

También cuando AIT se corre combinado con SPE-A no puede conectarse otra herramienta debajo de él.

3.5 PRESENTACION DEL REGISTRO

El registro obtenido de la herramienta AIT recibe el nombre de AIL y consta de cinco curvas, cada una enfocada a diferente profundidad dentro de la formación y concordando cada una en resolución vertical.

Los parámetros del perfil de conductividad radial (5 curvas) se pueden combinar con registros de porosidad y valores de R_{mf} y R_w a través de algoritmos de interpretación convencionales para producir imágenes de saturación de agua.

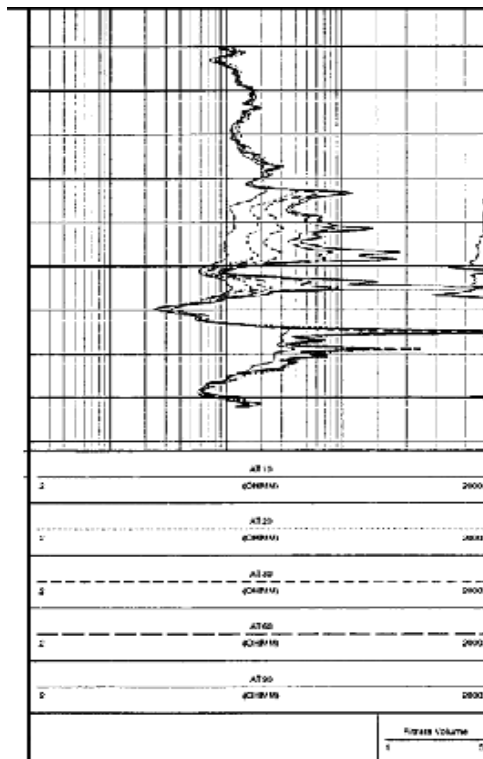


Fig. 10. Registro AIT de las 5 mediciones efectuadas a diferente radio de investigación.

Los productos derivados del ATI pueden dividirse en dos grupos.

- ✓ Registros básicos.
- ✓ Productos auxiliares.

Para los productos auxiliares se siguen dos ramas, una que es el modelo independiente y la otra que es un modelo definido en el cual la información de la conductividad se reduce a cuatro parámetros previamente establecidos.

Modelo Independiente

Imagen de Resistividad: La distribución radial de la conductividad se presenta como una imagen a color.

Imagen de R_{wa} : Los valores de conductividad se transforman en valores de resistividad aparente R_{wa} . Es una imagen en la que la distribución de la conductividad se transforma en valores de R_{wa} aparente. De esta manera en una dimensión codificada a color se presenta el filtrado contra el fluido de la formación, en ella se realza la presencia de R_{wa} .

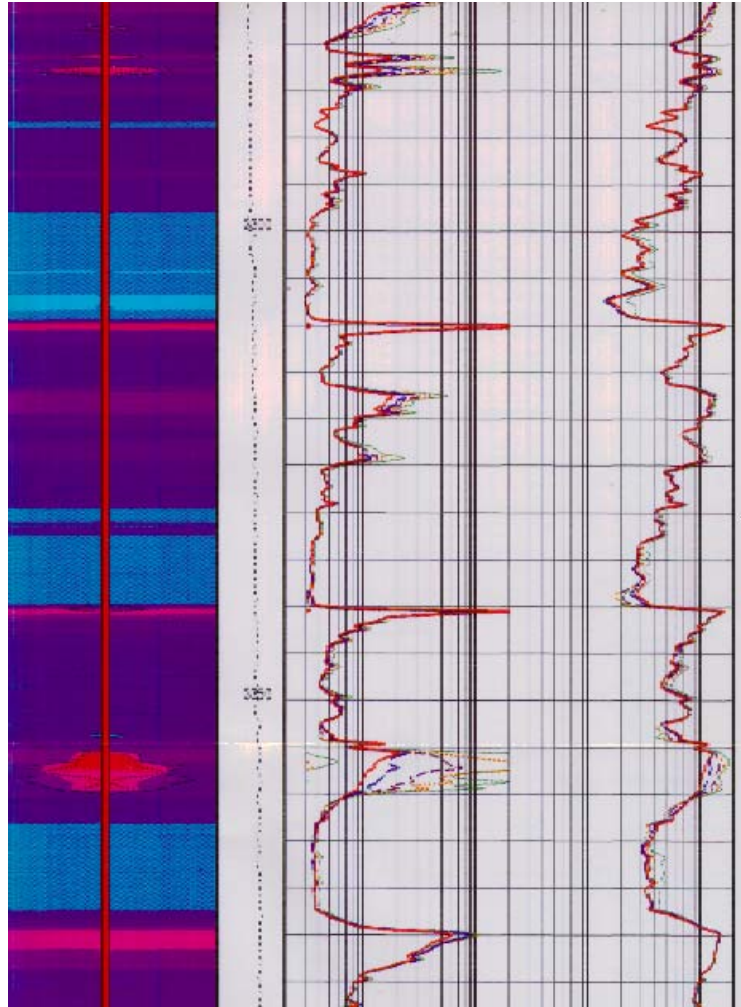
Efecto invasión

Fig. 11. Presentación de registro de pozo y de imagen.

Modelo definido

R_{xo} , R_t , r_1 , r_2 (más precisas y con mejor proceso de inversión.)

Descripción del Gradiente de Saturación: Algoritmo de Saturación, factor de formación, valores de R_{mf} y R_w , valores de r_1 y r_2 .

Se ha establecido un modelo más realista que considera cuatro parámetros (R_{xo} , R_t , límite radial de S_{xo} , r_1 , límite radial de la invasión r_2) en lugar de modelo tradicional de tres parámetros (R_{xo} , R_t , d_i).

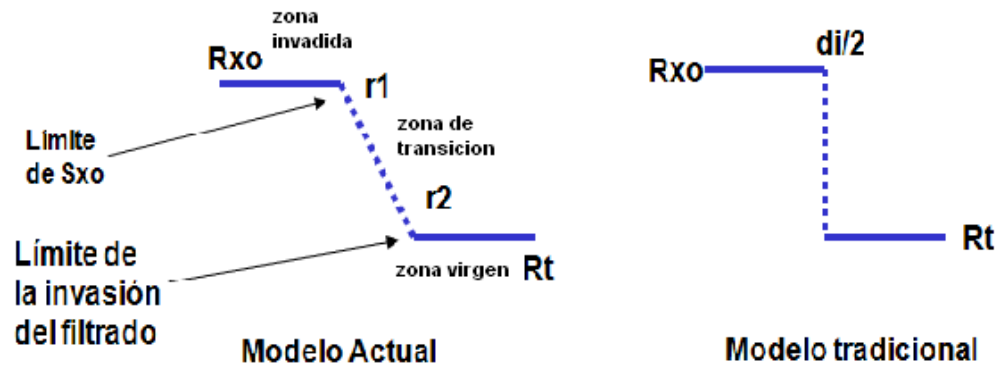


Fig. 12. Comparación de modelos.

Este modelo proporciona valores más precisos de R_{xo} y R_t .

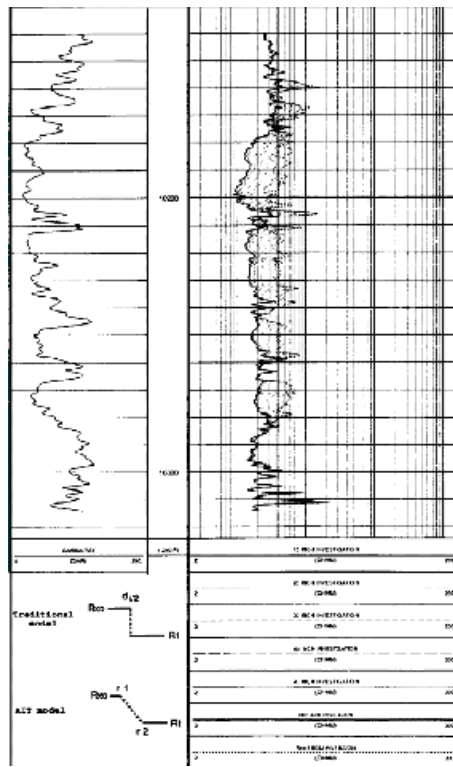


Fig. 13. Registro a partir del cual se han obtenido por inversión los valores de R_t y R_{xo} .

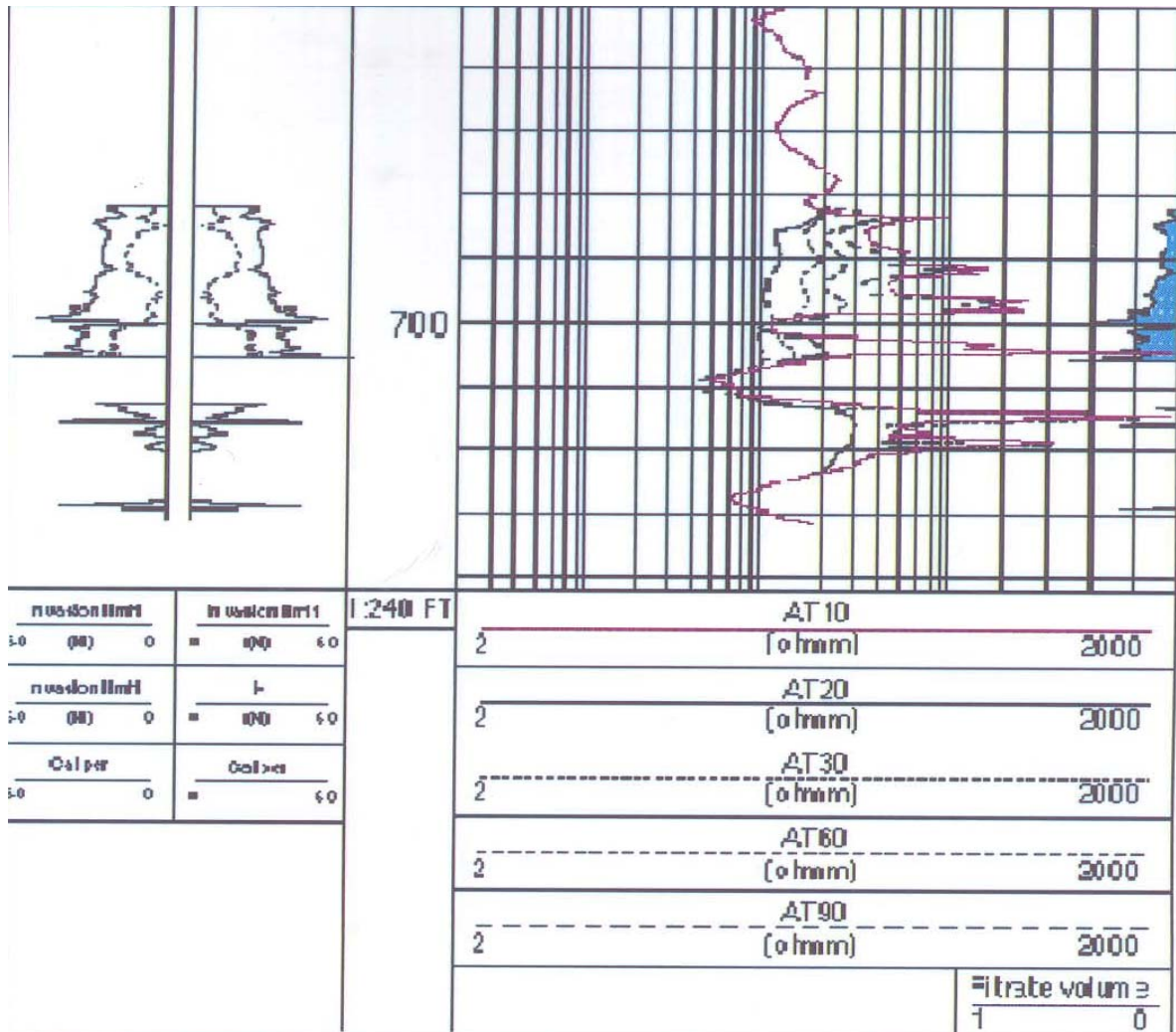


Fig. 14. Presentación de registro de pozo y de imagen indicando el diámetro de invasión.

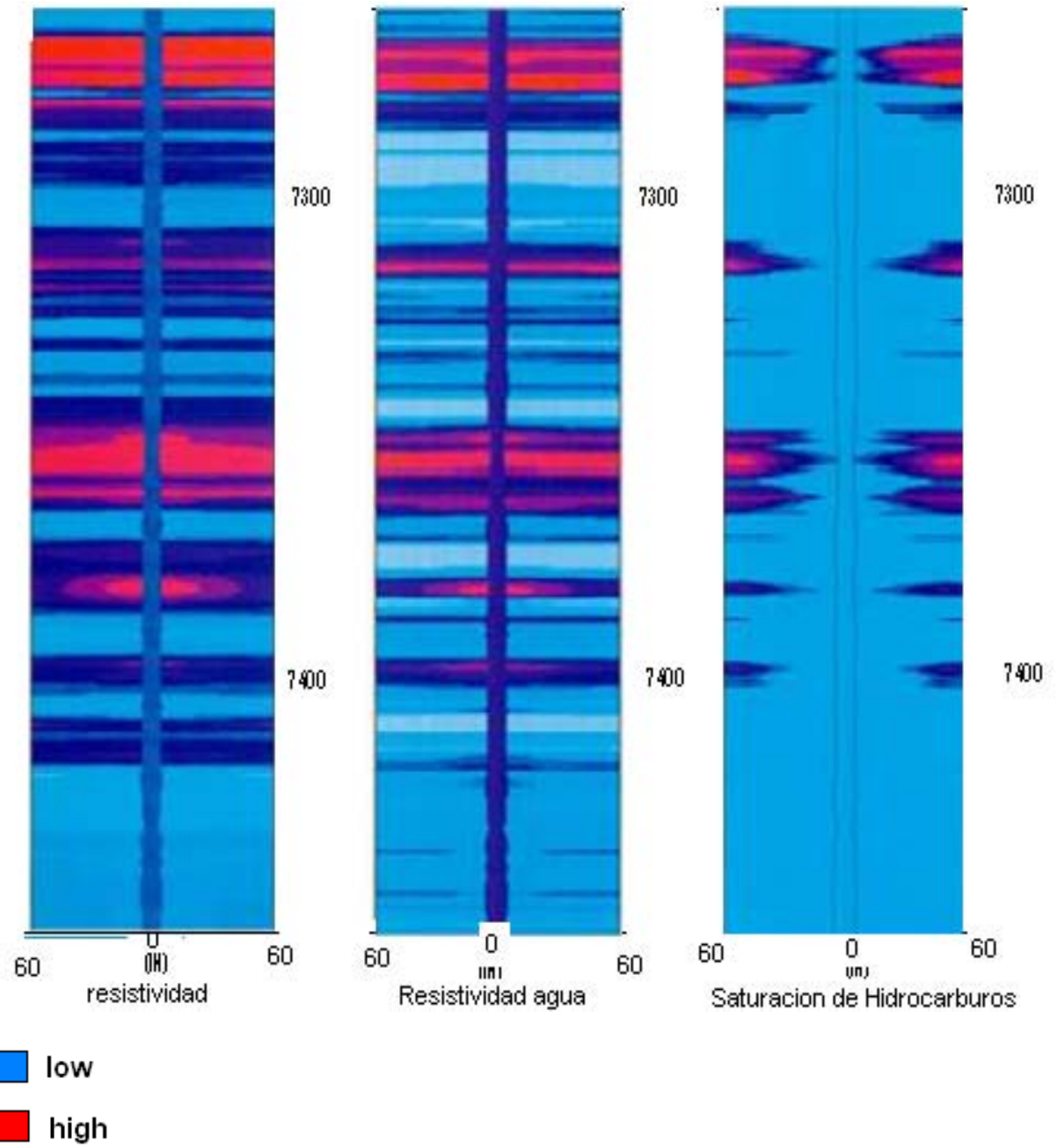


Fig. 15. Imágenes respectivas de resistividad en zona de interés, de agua aparente y saturación de hidrocarburos a partir de mediciones efectuadas con herramienta AIT.

3.6 VENTAJAS

Con esta herramienta la medición de inducción profunda tiene una resolución vertical de 6 y 8 pies y ha sido imposible mejorar el diseño de la herramienta para que no omita ver capas de ciertos espesores. Esta resolución vertical grande puede dificultar la interpretación cuando se le usa con las herramientas de porosidad que tienen una resolución de alrededor 2 pies.

El procesamiento mejorado toma ventaja de la habilidad de la inducción media de ver todas las capas de menos de 2 pies, por lo que se puede considerar que puede ver capas de todos los espesores por ello la señal de esta medición se usa para mejorar la profunda que es más precisa, de esta manera se logra tener las siguientes resoluciones:

- Resolución mejorada de 3'.
- Resolución muy mejorada de 1.5' a 2'.
- Mide la conductividad y a partir de ahí determinar R_t y S_w .
- Determina el espesor de la capa y la litología.
- Determina la presencia de zonas de alta presión y la presencia de poro.
- Se opera en forma combinada o inducción.
- No es afectada por el diámetro de invasión ni por el efecto skin.
- Se puede auto calibrar a través de un software.

Esta herramienta es la preferida en muchas circunstancias ya que las únicas ocasiones que no funciona son en las altas resistividades y en los lodos salados.

Sus usos más comunes son:

- Medición de R_t ideal para pozos base agua.
- Ideal para mediciones de baja resistividad cuando $R_{xo} > R_t$.
- Mide Ct , con ella calculamos R_t y Sw .
- Mide Sp .
- Correlación $Sp-Gr$ (tipo de litología).
- Determina espesor.
- Determina litología.
- Determina presencia de lutitas y con algoritmo podemos calcular el volumen de arcillosidad.
- Determina presencia de zonas de alta presión.
- Determina presión de poro.
- Determina porosidad.
- R_{xo}/R_t determina movilidad de fluidos.
- Se correlaciona con toda la gama de registros según el problema a resolver.
- Se puede auto calibrar.
- Opera en pozos verticales o de alta desviación.
- No se afecta por di.
- Con algoritmo se puede calcular Sw_{ir} (saturación de agua irreductible).
- Determina compactación de la roca.
- Opera en agujero descubierto.
- Opera para Ct en cualquier tipo de lodo.
- Opera en cualquier tipo de litología.
- *-Buena resolución vertical exenta de lóbulos laterales (efecto de capa adyacente).*
- *-Buena respuesta radial. Las mediciones profundas no deben tener influencias del agujero ni de la zona invadida.*

El resultado de un registro comparable con la herramienta de porosidad. En agujeros malos, ya sea rugoso o con cavernas, la mediana resulta muy adversamente afectada. Cualquier uso de esta medición para mejorar a la profunda da un mal registro.

Una gran ventaja del AIT es que es la primera herramienta de inducción puede correrse combinada con herramientas que se conectan en su parte inferior.

El AIT-B/C es la primera herramienta con posibilidad de interconectarse por ambos extremos con otras herramientas.

El AIT-B es la única herramienta con telemetría CTS que opera a 15 o 60 cps. Esta versión puede ser mejorada para convertirla en AIT-C que usa el sistema de telemetría DTS, el cual es mucho más rápido.

DESVENTAJAS

Como es de esperarse con una herramienta que mide conductividad y no resistividad, las limitaciones de la inducción, son lo opuesto a los sistemas como el lateral, esta herramienta funciona mejor en lodos dulces o base de aceite y en donde se cumpla la condición de que $R_{xo} > R_t$ y no lo hace tan bien cuando hay una alta resistividad (baja conductividad).

En la figura 16 de capas inclinadas se muestra una capa de 10 ohm m rodeada por dos capas de 1 ohm m cada una. Como el pozo es desviado, esta diferencia se mide hasta por encima de los 40, en donde desaparece. En los 2 pozos desviados esto produce una situación más compleja.

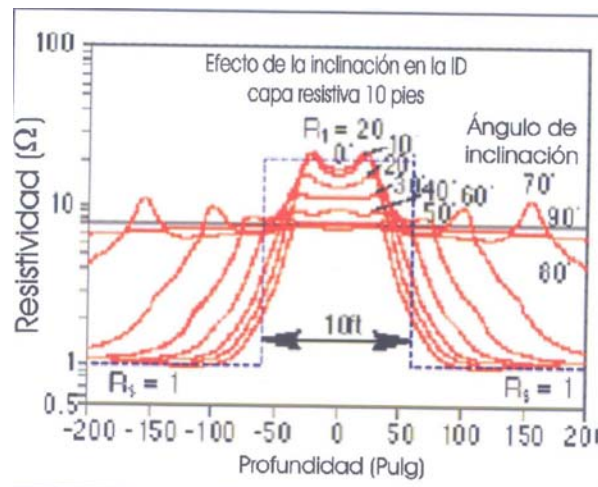


Fig. 16. Formaciones inclinadas.

La herramienta de inducción tiene estas desventajas:

- No se puede usar en lodos saturados con sal y menos si se trata de agujeros de diámetro pequeño.

- No puede usarse en formaciones de alta resistividad.
- Tiene una respuesta pobre en formaciones delgadas.
- Tiene una respuesta pobre cuando $R_{xo} < R_t$
- El echado de las capas afecta al registro.
- La medición de SP se ve afectada por lodos base aceite.
- La medición de la herramienta se afecta cuando opera en agujero entubado.
- La medición de la herramienta se afecta cuando hay presencia de cavernas y el diámetro es mayor a 24".
- La medición del Sp se afecta en lodos base aceite
- En presencia de cavernas (diámetro de pozo mayor a 24 pulg.)
- Derrumbes.
- P_{max} si es mayor a 2000 psi.
- T_{max} mayor a 350 °F.

EJEMPLOS

El registro de la figura 17, muestra una zona porosa con un perfil de invasión claro en las curvas de resistividad, la invasión en el lado izquierdo indica dos radios, indicando un comportamiento de rampa para la invasión.

Sin embargo en la zona inferior se genera únicamente un radio, indicando una invasión tipo rampa. En el lado derecho de la figura esta el volumen de invasión del filtrado, el cual sigue al perfil de invasión al mostrar más filtrado hacia el fondo de la zona.

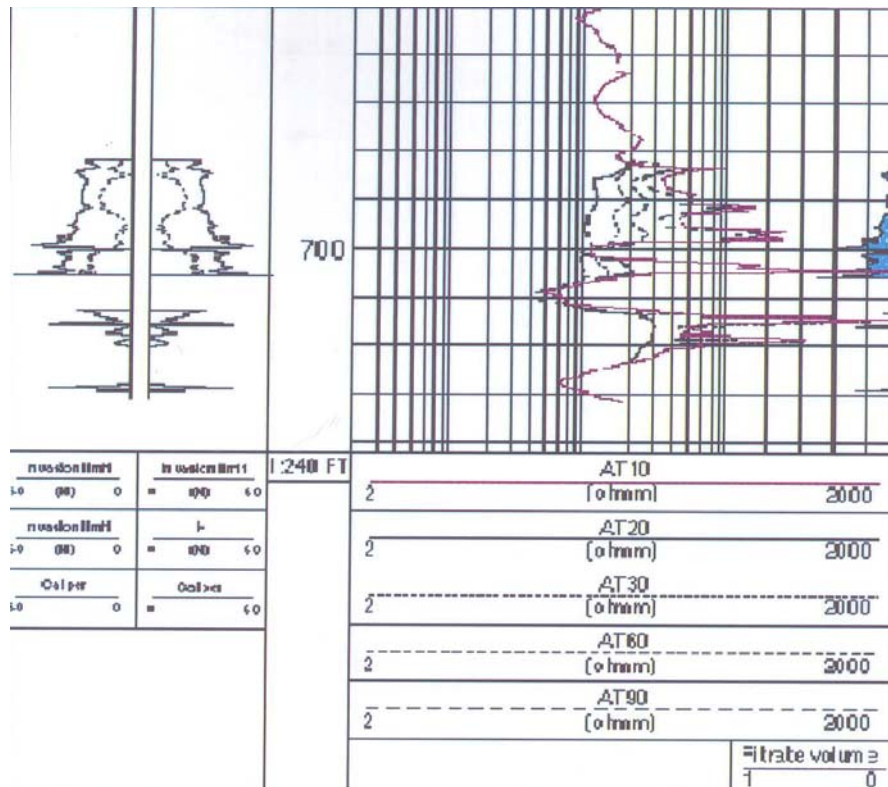


Fig. 17. Ejemplo de figura AIT.

Los volúmenes de invasión mostrados fueron determinados mostrando un incremento con la profundidad, estos resultados se emplean para seleccionar los puntos de muestreo o para una prueba de pozo.

En la figura 18, se muestra una comparación entre las herramientas doble inducción tradicional y la inducción de imágenes, el perfil de invasión se ve muy claro con la herramienta antigua donde todas las curvas están separadas.

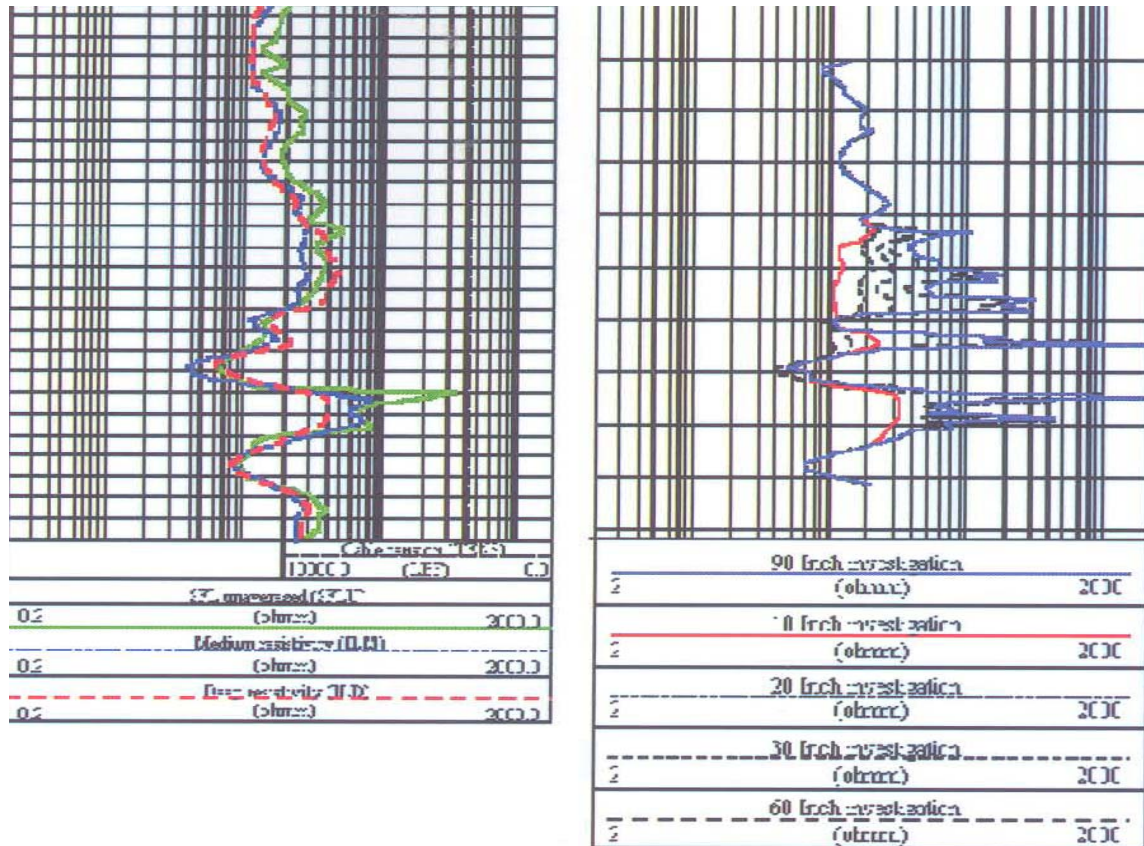
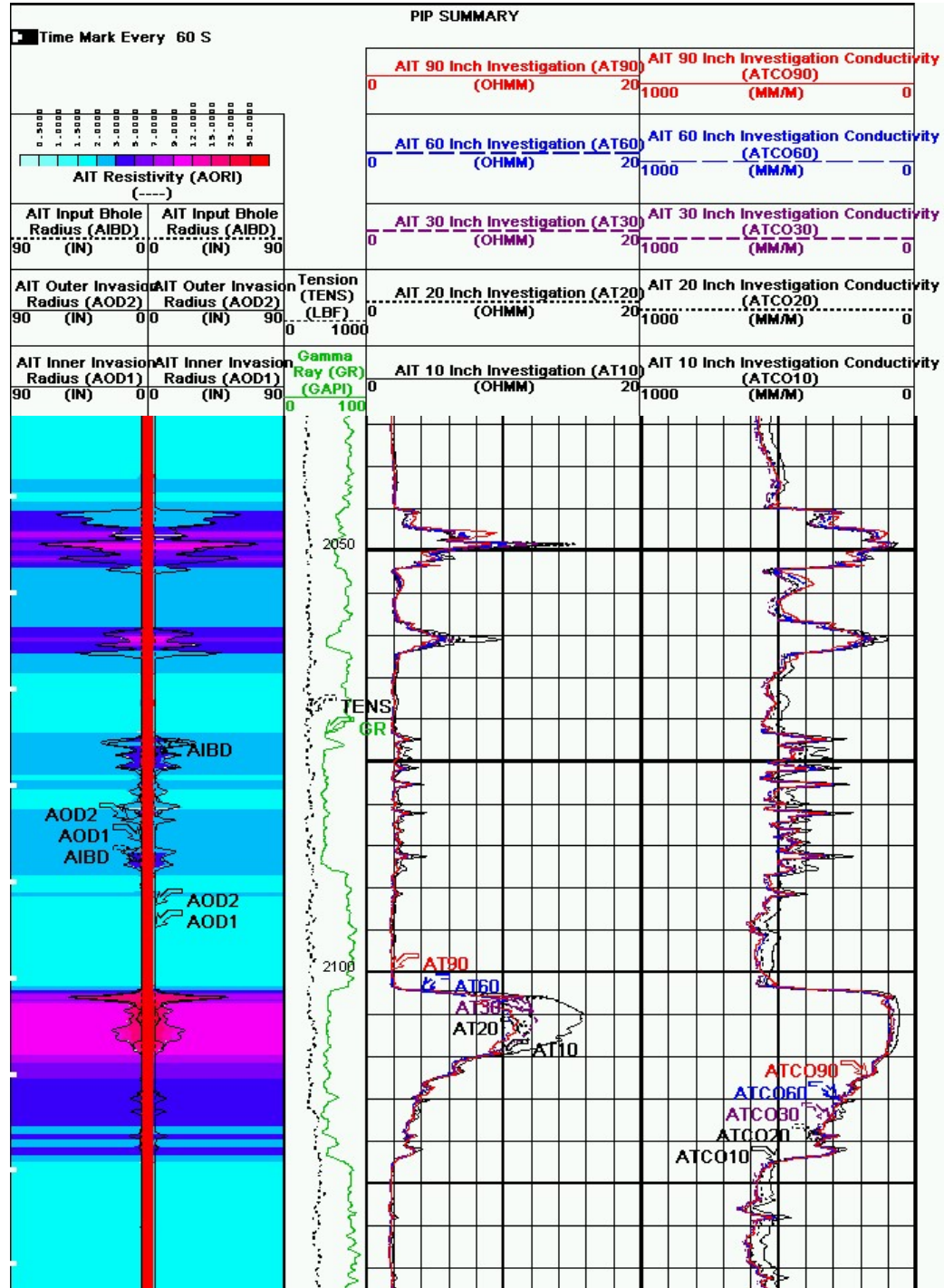


Fig. 18. Ejemplo de registro AIT.

3.7 EJEMPLOS DE APLICACION

EJEMPLO 1



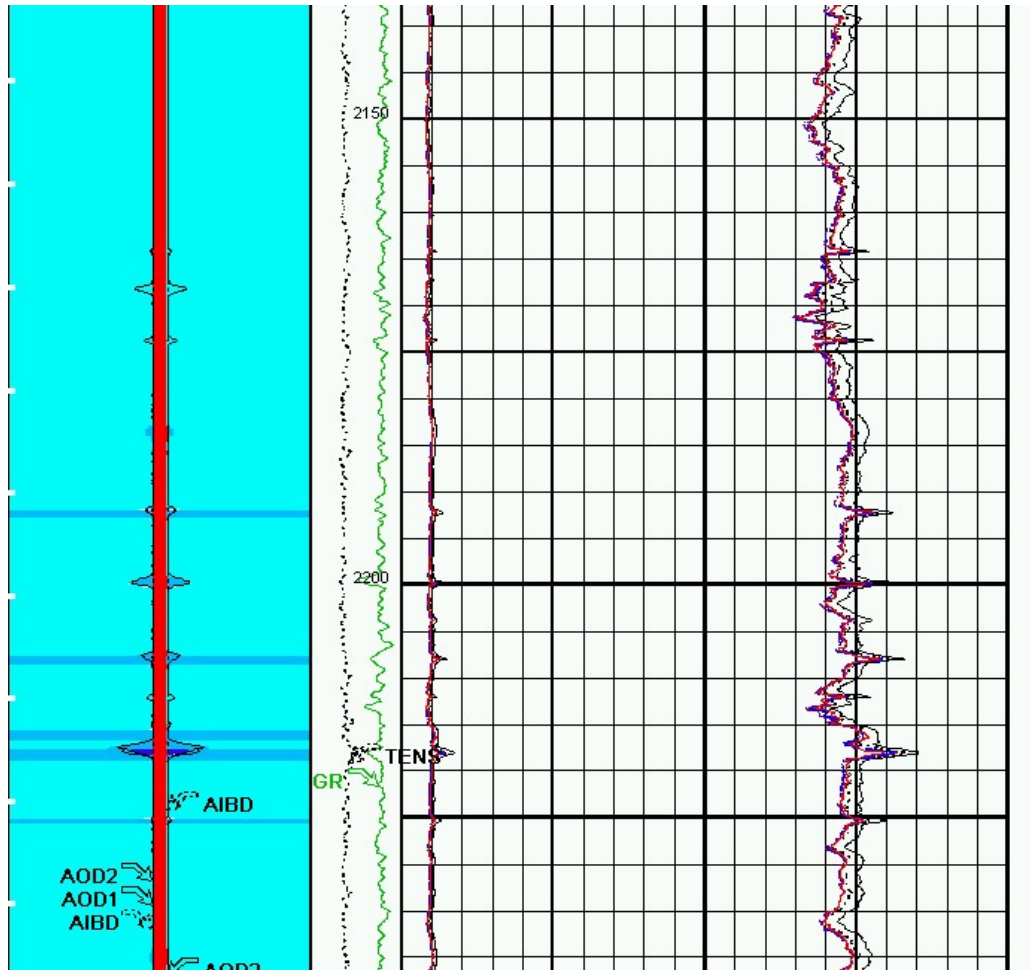


Fig. 19. Presentación de registro de pozo y de imagen indicando el diámetro de invasión.

PRESENTACION

Carril 1

Registro imagen del contenido del fluido y efecto de invasión.

Carril 2

Profundidad del pozo (m).

GR-Rayos Gamma (API).

Tensión del cable (psi).

Carril 3.

Profundidad del pozo (m).

Carril 4

AH10 – Resistividad de 10 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AH20 – Resistividad de 20 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AH30 – Resistividad de 30 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AH60 – Resistividad de 60 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AH90 – Resistividad de 90 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

Carril 5

ATC10 – Conductividad de 10 pulgs de radio de investigación (mm/m).

ATC20 – Conductividad de 20 pulgs de radio de investigación (mm/m).

ATC30 – Conductividad de 30 pulgs de radio de investigación (mm/m).

ATC60 – Conductividad de 60 pulgs de radio de investigación (mm/m).

ATC90 – Conductividad de 90 pulgs de radio de investigación (mm/m).

EXPLICACION

En la figura 19, se tiene a la profundidad de 2045 a 2067 m, un incremento de las curvas de resistividad y separación de las mismas, indicativo de que esta formación es permeable como conteniendo fluidos; así mismo las de conductividad con una tendencia a disminuir; la imagen corresponde un efecto alto de invasión a la formación, pero sin tendencia a la presencia de hidrocarburos, al centro de dicha figura de color rojo se tiene el pozo.

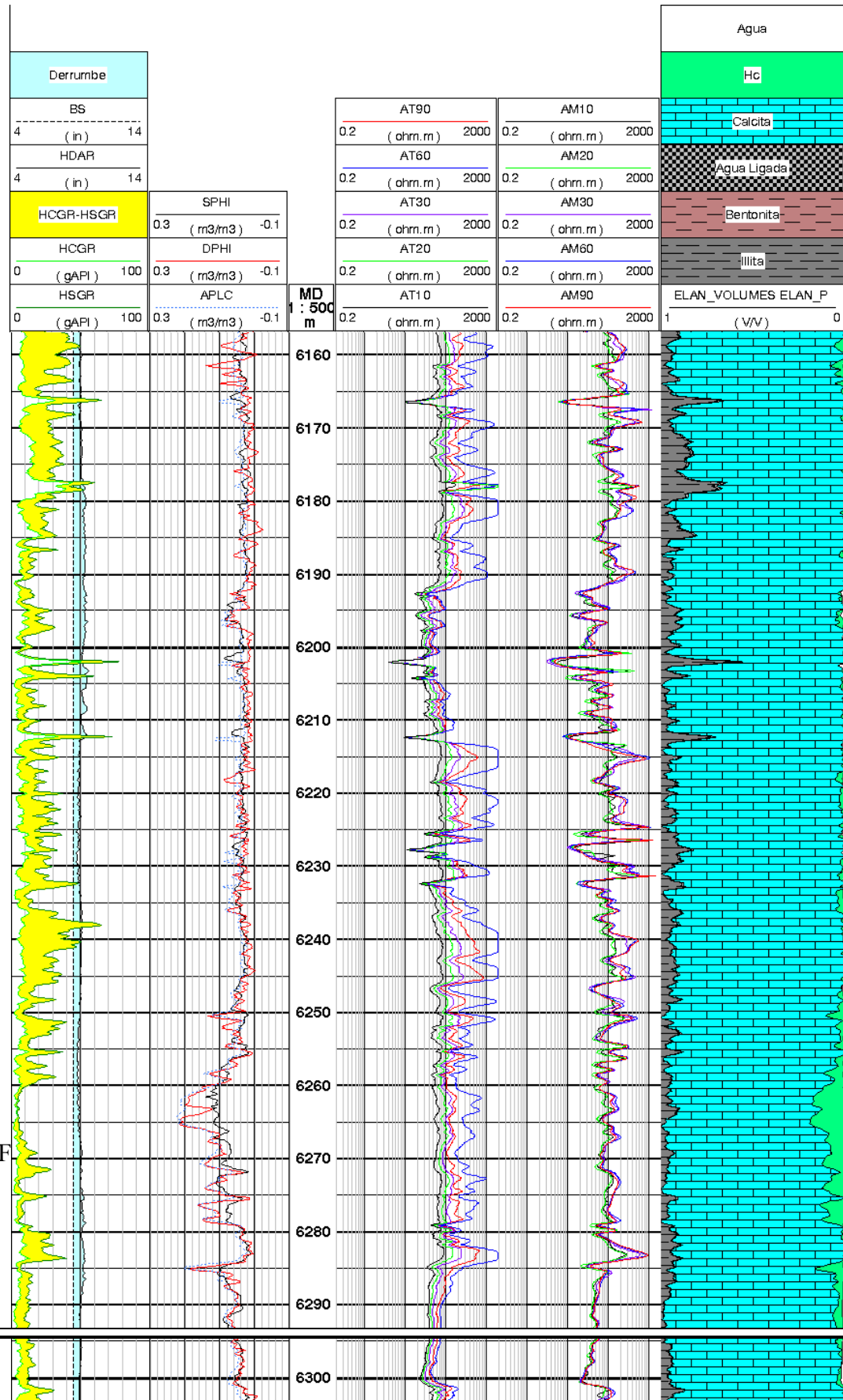
A la profundidad de 2075 a 2100 m, se tiene en la imagen poco efecto de la invasión y ausencia de hidrocarburos; al igual las curvas de resistividad y denotan valores que por lo general indican 2 ohm-m, y la conductividad en valores de 500 mm/m. Se concluye que este intervalo corresponde a arenas arcillosas.

En el intervalo de 2100 a 2110 m, se presenta en la imagen algo de invasión y presencia posible de hidrocarburos, su correlación con las curvas de resistividades que indican valores arriba de 10 ohms-m, y separación entre las mismas por presencia de movilidad de fluidos y una tendencia de disminuir C_t , así mismo se tiene una disminución de rayos gamma, indicado en el carril de profundidad. Se concluye que esta zona es de posible interés como generadora de hidrocarburos. En el intervalo de 2123 a 2175 m, las curvas de resistividad con tendencia a traslaparse y en 2 ohm-m, su correlación con rayos gamma con valores altos, al igual que las curvas de conductividad. La imagen denota ausencia de invasión a la formación así como de hidrocarburos.

Se concluye que esta zona indica arenas arcillosas una tendencia a las arcillas lutíticas.

En el intervalo de 2200 a 2235 m, se tiene un comportamiento similar al anterior. Se concluye que esta zona no es de interés.

EJEMPLO 2



PRESENTACION.

Carril 1.

HDAR (pulgs).

Azul – Indicador de derrumbes.

Bs – Diámetro de barrena (pulgs).

HDAR – Diámetro del pozo (pulgs).

HCGR – HSGR – Indicador de lutitas – uranio.

HCGR – Rayos gama (API).

HSGR – Rayos gama (API).

Carril 2.

SPHI – Porosidad sónica (U.P.).

DPHI – Porosidad densidad (U.P.).

APLC- Porosidad neutrón (U.P.).

Carril 3.

Profundidad del pozo (m).

Carril 4.

AT10 – Resistividad de 10 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AT20 – Resistividad de 20 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AT30 – Resistividad de 30 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AT60 – Resistividad de 60 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

AT90 – Resistividad de 90 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

Carril 5.

ATM90 – Resistividad de 90 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

ATM60 – Resistividad de 60 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

ATM30 – Resistividad de 30 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

ATM20 – Resistividad de 20 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

ATM10 – Resistividad de 10 pulgs de radio de investigación (ohm-m).

Carril 6. Litológico.

Blanco – Contenido de agua.

Verde – Contenido de hidrocarburo.

Azul – Contenido de calcita.

Negro – Contenido de agua ligada.

Café – Contenido de bentonita.

Gris – Contenido de illita.

Volumen de fluidos – margen derecho.

EXPLICACION

En la figura 20 se puede observar que en la zona estudiada no existe una gran variación entre el diámetro de la barrena y el diámetro del agujero por lo tanto no existe presencia de derrumbes y esto indica que el registro no es afectado por la presencia de las condiciones del pozo.

A la profundidad de 6215 a 6232 m, se observa una separación entre las curvas de rayos gama esto indica presencia de uranio, así mismo de la correlación con el registro procesado se observa la presencia de illita. También se observa bajos valores de la porosidad relacionando con la resistividad que tienden a dar valores altos y a separarse por movilidad de fluidos. Se concluye que esta zona tiene calcita y se puede confirmar observando el registro procesado.

De 6235 a 6247m, se observa que las curvas de rayos gama acusan separación indicativo de presencia de uranio con resistividad alta e indicación de movilidad y presencia de calcita, certificado por el proceso, el cual indica color azul y porosidad de 4 u.p. Note que en las curvas de resistividad la AH90 en rojo siempre es la que mide más dado que tiene un radio de investigación mayor.

De 6250 a 6280 m, el diámetro del pozo sigue indicando condiciones favorables del pozo; rayos gama con tendencia a reducir y bajar; porosidades a aumentar y al cruce de densidad respecto al neutrón, indicativo de presencia de hidrocarburo, lo que se vislumbra también en el carril litológico-fluidos en color verde; resistividades en 100 ohms-m y separación indicativo de movilidad de fluidos; se concluye presencia de una matriz calcita de alta porosidad y con la posibilidad de contener hidrocarburos.

3.8 CONCLUSIONES

Esta herramienta se diseño para medir la conductividad de la formación en cualquier tipo de fluido incluidos los base aceite, además de que la resistividad es una de las entradas primarias para evaluar la producción potencial de aceite o gas natural en un pozo, además de determinar la saturación del agua.

Esta herramienta proporciona la determinación de 5 curvas básicas de resistividad, el modelo de invasión dependiente R_t , R_{xo} y diámetro de invasión interior y exterior, el modelo de resistividad de imágenes de R_{wa} y el modelo dependiente de las imágenes de saturación de agua S_w y saturación de hidrocarburos S_o .

Esta herramienta obtiene 28 mediciones de inducción que son corregidas por efecto de pozo y que finalmente nos producen 5 curvas que tienen una misma resolución vertical y profundidades de 10", 20", 30", 60" y 90" a partir del centro del pozo. Donde a partir de estas 5 curvas se obtienen varios productos que son la resistividad de la zona virgen, zona lavada y 3 parámetros nuevos de invasión así como los límites de la zona lavada, el límite radial de la invasión y el volumen del filtrado.

Además de ser una de las primeras herramientas en ser compatible con la mayoría de las herramientas y presentar como una imagen de la resistividad a color, gracias a todas estas ventajas se obtiene y analizar con mayor precisión la formación.

CAPITULO 4
HERRAMIENTA
ULTRASONICA DE
IMÁGENES EN AGUJERO
ENTUBADO (USI)

4.1 OBJETIVO

El objetivo de esta herramienta es evaluar directamente la impedancia acústica del medio detrás de la tubería registrando la cementación y precisando el estado y distribución del cemento, así como la identificación de zonas que presentan adecuados aislamientos hidráulicos.

Proporciona información de las condiciones de la tubería y su grado de corrosión con imágenes detalladas del radio interno, espesor y pérdida interna, externa.

La herramienta al momento de hacer la evaluación indica la presencia del cemento en 360 grados alrededor de la tubería y lo más importante su calidad. Así como también la identificación de partículas sólidas en el espacio anular (arenas, lodo), esto es bien importante al decidir un desplazamiento efectivo al realizar un equeeze.

Esta herramienta identifica en tiempo real las canalizaciones en el cemento así como su orientación en el pozo y no es afectado por el efecto de microanillo.

La herramienta de USI estima evaluando la corrosión interna, externa, así como la localización e identificación de intervalos perforados, además estima el causado durante los diferentes viajes en el proceso de perforación, pesca, etc.

Esta herramienta consta de un transductor giratorio desmontable que actúa como transmisor-receptor, lo cual es una gran ventaja. Incorpora un medidor para determinar las propiedades del fluido de fondo y es programable para optimizar la eficiencia y resolución de los resultados.

La herramienta opera en dos modos.

- **Modo cemento:** Este registra información tanto de corrosión como de cemento.
- **Modo corrosión:** Las señales que registran solo proporcionan información de la corrosión.

4.2 CONFIGURACION

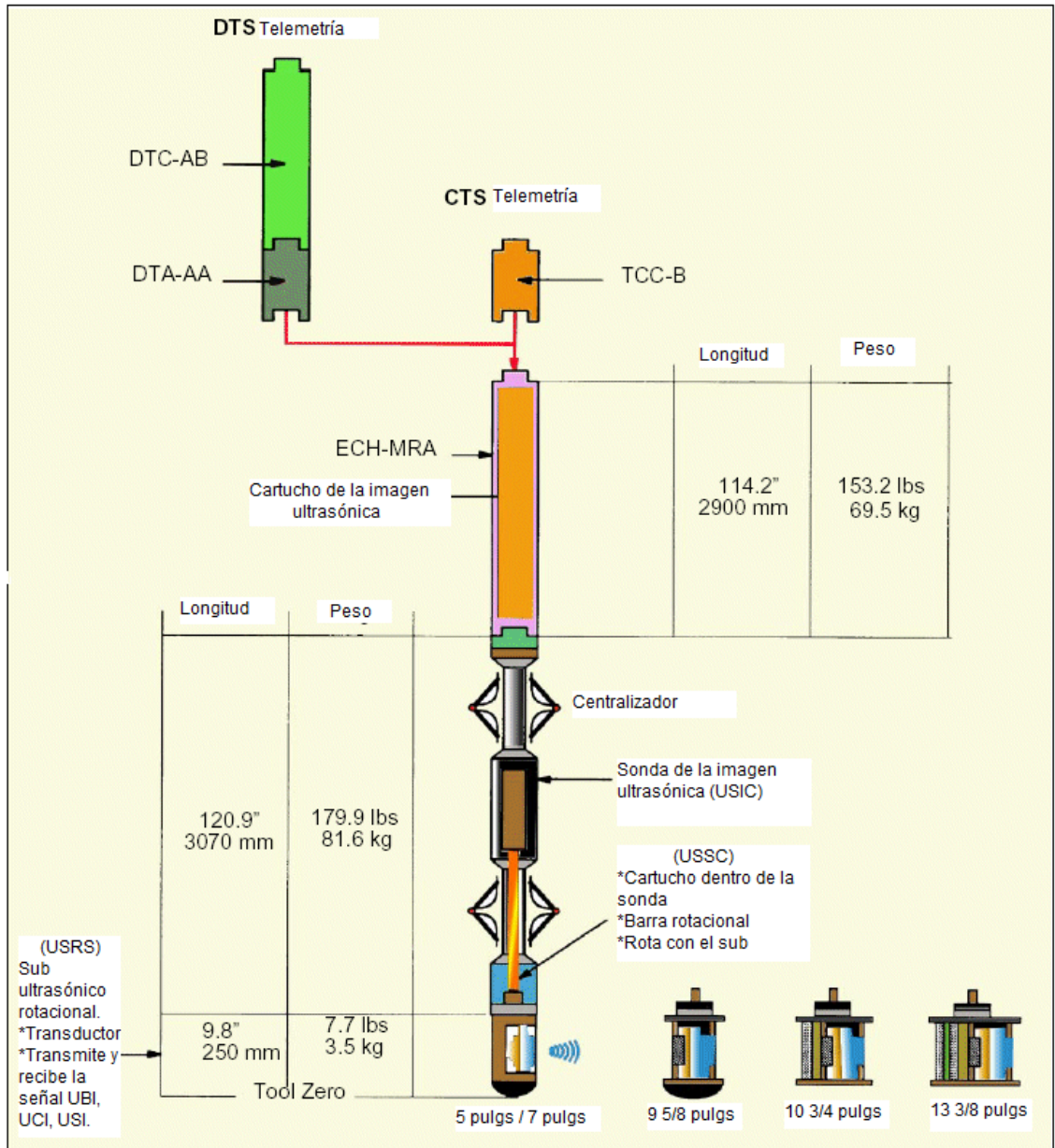


Fig. 21. Configuración del sistema USI.

Longitud (sonda y Cartucho solo)	248 in. [6.3 m]
Diámetro	3.375 a 11.2 pulg.
Peso	
Sonda	188 a 210 lb
Cartucho	153 lb
Máxima Temperatura	350°F [175°C]
Máxima Presión	20,000 psi
Máximo peso del Lodo	
Lodo Base Agua	16 lbm/gal
Lodo Base Aceite	11.6 lbm/gal
Velocidad de Registro Recomendada	400 a 3200 ft/hr
Impedancia Acústica	
Rango	0 a 10 MRayl
Resolución	0.2 MRayl
Diámetro Interno de la Tubería	
Rango	4.0 a 15.375 pulg.
Resolución	0.002 pulg.
Espesor de la Tubería	
Rango	0.18 a 0.59 pulg.
Resolución	0.002 pulg.
Muestreo Azimutal y Vertical	10°/ 6 pulg. – 5°/0.6 pulg.

Tabla 5. Características de la sonda.

La herramienta usa un sensor giratorio desmontable que opera como transmisor – receptor, la distancia a la tubería se controla y optimiza con el transductor como se indica en la tabla 6, figura 22.

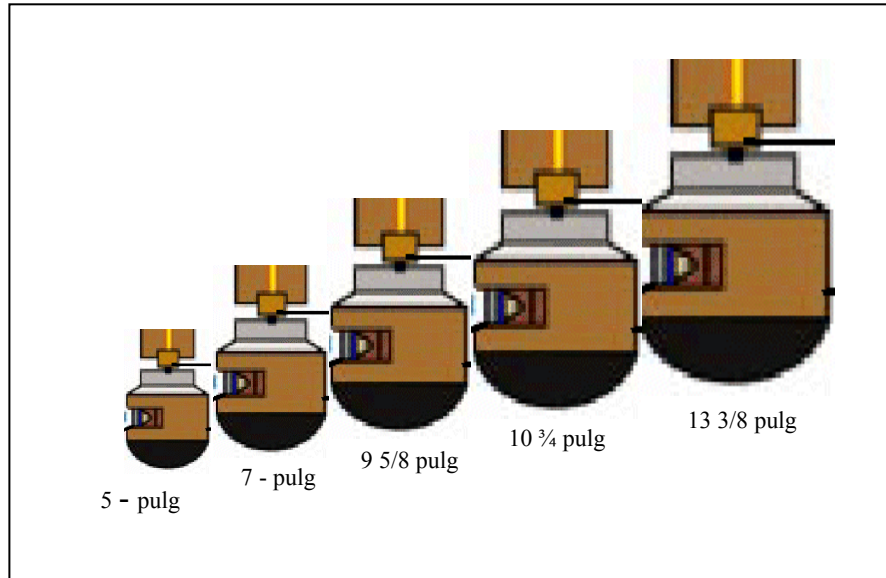


Fig.22. Tamaño de los transductores.

MONTAJE	DIAMETRO EXTERIOR	RANGO DE TUBERIA
5 - pulg	3 1/2 - pulg	4 1/2 - 5 1/2 - pulg
7 - pulg	4 1/2 - pulg	5 5/8 - 7 5/8 - pulg
9 5/8 - pulg	6 1/2 - pulg	8 5/8 - 7 5/8 - pulg
10 3/4 - pulg	8 1/2 - pulg	10 3/4 - 11 3/4 - pulg
13 3/8 - pulg	11 - pulg	13 3/8 - pulg

Tabla 6. Diámetro de los transductores.

4.3 PRINCIPIOS FISICOS

La herramienta acústica emite impulsos ultrasónicos de alta frecuencia que provocan una resonancia en la tubería, (figura 23), las señales se registran en la herramienta, la información se envía a superficie y procesa en tiempo real para obtener una imagen de alta resolución del cemento y corrosión.

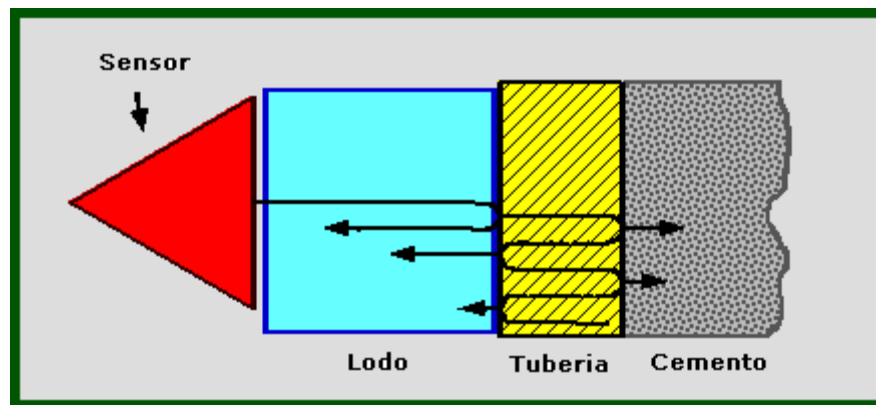


Fig. 23. Trayecto de la señal acústica a través del lodo, tubería y cemento.

PRINCIPIO.

El transductor emite pulsos ultrasónicos de alta frecuencia para hacer resonar a la tubería en función de su espesor. La mayor parte de la energía se refleja a la interfase lodo-tubería. La energía transmitida se dispersa hacia atrás y adelante en la tubería. En cada interfase la energía se transmite de regreso al sensor a través del lodo; el transductor registra estas resonancias.

GENERACION DE LA ONDA

Cuando el pulso choca con la pared de la tubería, la energía es transferida dentro de la tubería y parte es reflejada de vuelta. Cuando la tubería resuena, la energía es transmitida al cemento, y parte se regresa al lodo recibida por el sensor.

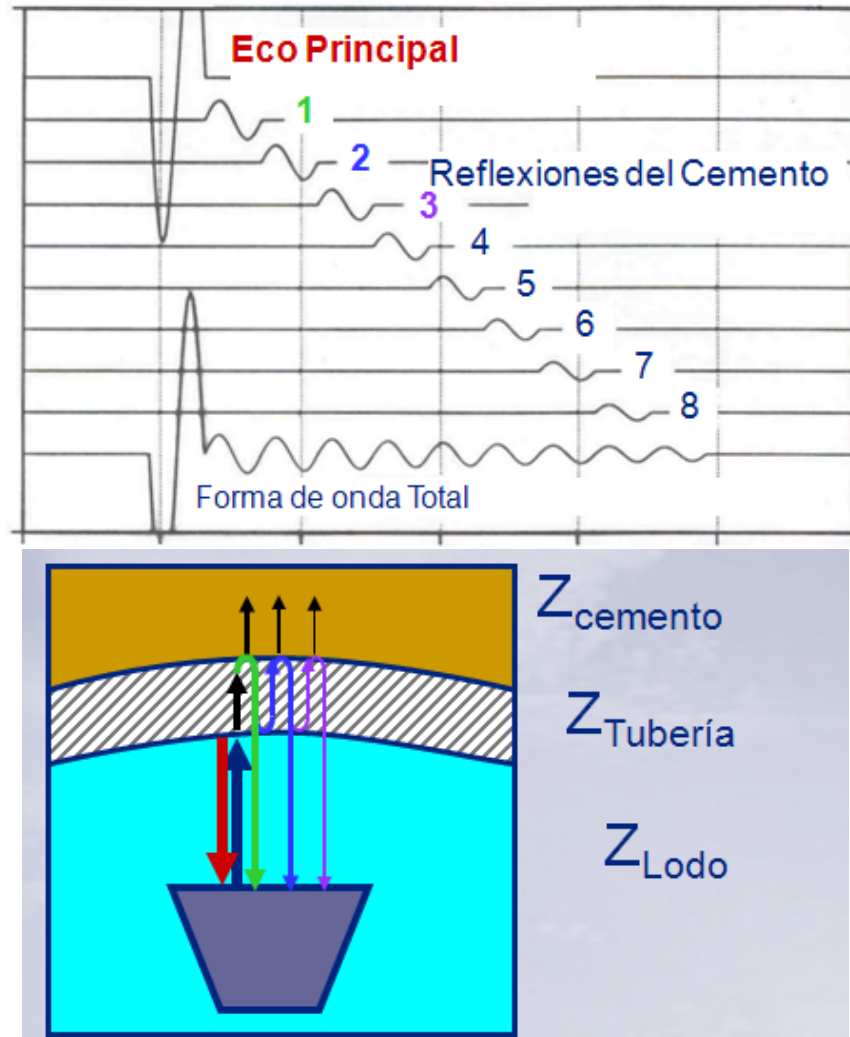
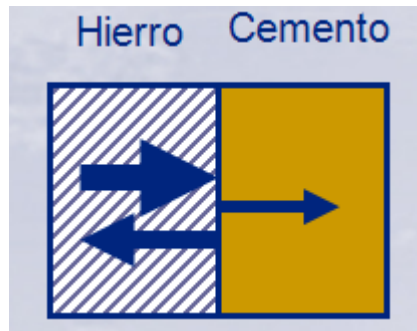


Fig.24. Comportamiento de la onda a través de la tubería-cemento.



$$Z = \text{DENSIDAD} \times \text{VELOCIDAD ACUSTICA}$$

Donde Z es la impedancia acústica.

Fig.25. Impedancia acústica en el medio.

La herramienta hace las siguientes mediciones:

1. Impedancia Acústica: Se presenta e interpreta como imagen de impedancia para la calidad y distribución del cemento alrededor de la tubería.
2. Espesor: Se presenta como imagen del espesor de la tubería e indica la imagen de pérdida del material externo.
3. Tiempo de tránsito: Representa la imagen del diámetro interno de la tubería y se usa como imagen de la pérdida del material interno.
4. Amplitud del eco principal: Se presenta como imagen de la amplitud y proporciona la condición interna de la tubería. Cualquier daño en la misma dispersará la señal, ocasionando una disminución en la amplitud del eco principal. Esto se ve como áreas oscuras en la imagen de amplitud.

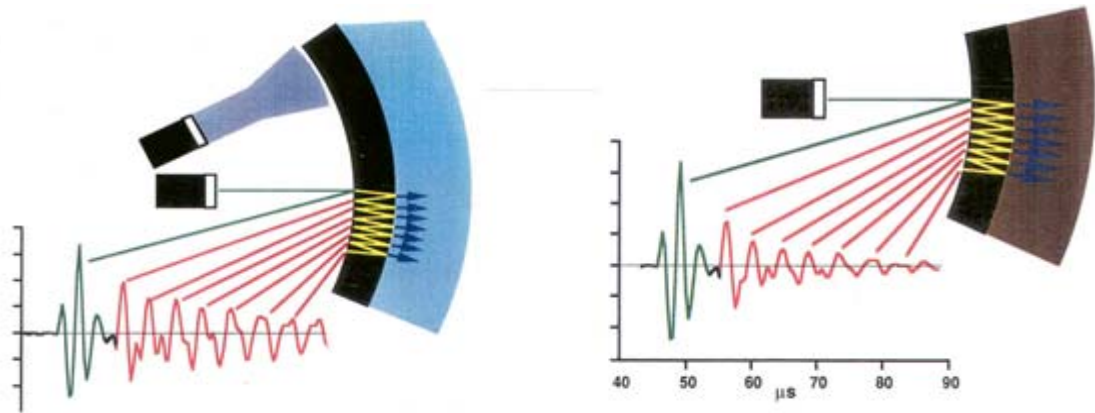


Fig. 26. Comportamiento de la onda a través del medio.

SEÑAL EN FUNCION DEL TIEMPO

- Esta diapositiva muestra en función del tiempo la onda registrada.
- El tiempo de tránsito medido proporciona el radio interno; se requiere conocer la velocidad del fluido dentro de la tubería, el cual se mide en el pozo durante la medición del fluido y se usa como entrada en la cadena de procesamiento para calcular el diámetro interno.

La amplitud del eco principal se graba para generar una imagen. Cualquier daño en el interior de la tubería ocasiona un efecto de dispersión en la señal reflejada y disminuye la amplitud del eco principal, en tal forma que la imagen de amplitud es un excelente indicador cualitativo de las condiciones internas de la tubería.

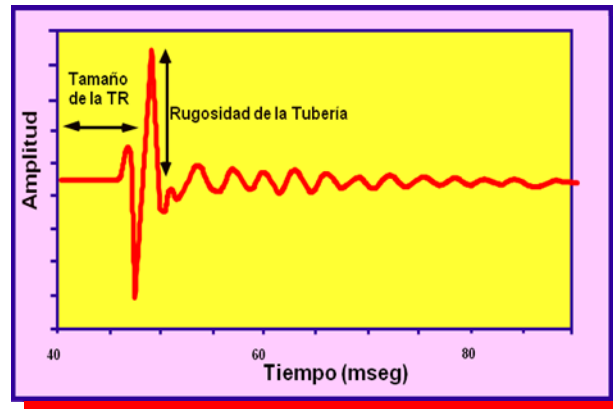


Fig.27.Descripción de la onda acústica.

La herramienta incorpora un medidor para determinar las propiedades del fluido de fondo y es programable para optimizar la eficiencia y resolución en los resultados.

MEDIDOR DE FONDO.

La herramienta mide la velocidad e impedancia acústica en el fondo de la tubería usando. La velocidad del fluido se usa para determinar el radio interno de la tubería. La impedancia acústica del fluido se considera como dato de entrada en el procesamiento de la señal, la cual determina con precisión la impedancia del cemento.

El transductor tiene las posiciones que se indican en la figura 28.

*Propiedades del fluido.

*Propiedades del registro.

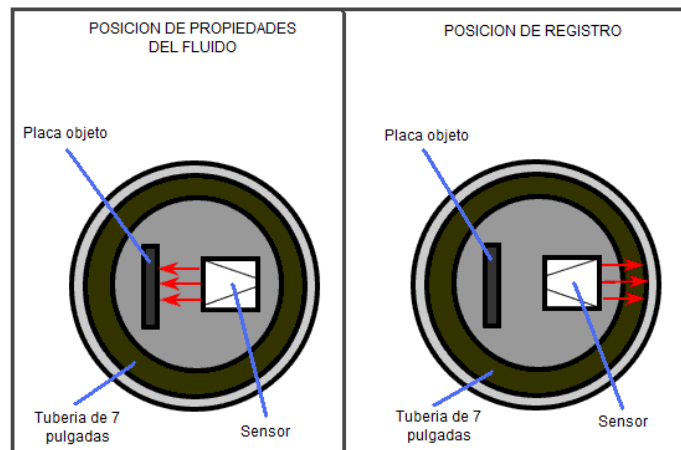


Fig. 28. Posición del medidor de fondo (propiedades del fluido y de registro)

En la posición propiedades del fluido el transductor se encuentra en frente de una placa objetivo sumergido en el fluido y las formas de onda registradas son procesadas para medir la velocidad de la señal e impedancia del fluido dentro de la tubería.

En la posición de registro el transductor es girado para dirigirlo hacia la tubería para efectuar la corrida del registro. Las propiedades del fluido son medidas cuando se baja la herramienta al fondo. En la operación de registro el sistema utiliza las propiedades del fluido previamente medidas para el procesamiento en tiempo real.

MODOS DE REGISTRO Y OPERACIÓN.

La herramienta opera en dos modos:

Modo cemento: Se registra información tanto de corrosión como de cemento.

Modo corrosión: Señales de alta resolución que se registran solo proporcionan información de la corrosión.

El rango de muestro es variable y se controla desde superficie optimizando los resultados y eficiencia del trabajo, como se indica a continuación:

MODOS DE CEMENTACION.

MODOS (+)	MUESTREO	VELOCIDAD DEL REGISTRO
Cementación 1 y 2	10° 1.5 pulgs.	1600 pies/hora.
Cementación 3 y 4	5° 6.0 pulgs.	3200 pies/hora.
Cementación 5 y 6	5° 1.5 pulgs.	800 pies/hora.

Tabla 7. Transductor en modo de cementación.

MODOS DE CORROSION.

MODOS (+)	MUESTREO.	VELOCIDAD DEL REGISTRO.
Cementación 1 y 2	10° 0.6 pulg.	900 pies/hora
Cementación 3 y 4	5° 0.6 pulg.	900 pies/hora
Cementación 5 y 6	3.3° 0.4 pulg.	900 pies/hora

Tabla 8. Transductor en modo corrosión.

(+). Los modos 1, 3 y 5 corresponden a transductores de alta frecuencia y los modelos 2, 4 y 6 corresponden a transductores de baja frecuencia.

PROCESAMIENTO DE LA SEÑAL

El algoritmo para el procesamiento de la señal proveniente de la herramienta, opera básicamente en un rango confiable de frecuencia, usando la técnica denominada retraso de grupo, para calcular la impedancia acústica del conjunto cemento-espesor de la tubería.

El retraso de grupo, es la derivada del espesor de fase con respecto a la frecuencia angular. El radio interno se calcula a partir del tiempo de transito medido; a continuación se presentan las ventajas que tiene el procesamiento:

Se hace en tiempo real en el pozo, debido a las razones listadas abajo, se obtiene una medición precisa de la impedancia acústica, el espesor y el diámetro interno (I.D).

- La medición de la impedancia acústica no se afecta por los cambios del espesor de la tubería.
- Se reduce la sensibilidad a los cambios espectrales restando la señal de normalización de la señal de procesamiento.
- Se reduce la sensibilidad de las reflexiones al operar con la parte inicial de la onda acústica.
- El procesamiento se basa en un modelo no sensible a las técnicas de “normalización”.
- El modo fundamental de resonancia analiza una relación señal ruido mayor, especialmente en lodos pesados la señal es menos sensible al perfil y rugosidad de la tubería.

4.4 COMBINABILIDAD

La herramienta USI puede ser combinada con diversas herramientas como son:

- * Rayos Gama.
- * Inclímetro.
- * Detector de coples.
- * Herramienta Sónico (densidad variable).

4.5 PRESENTACION DEL REGISTRO

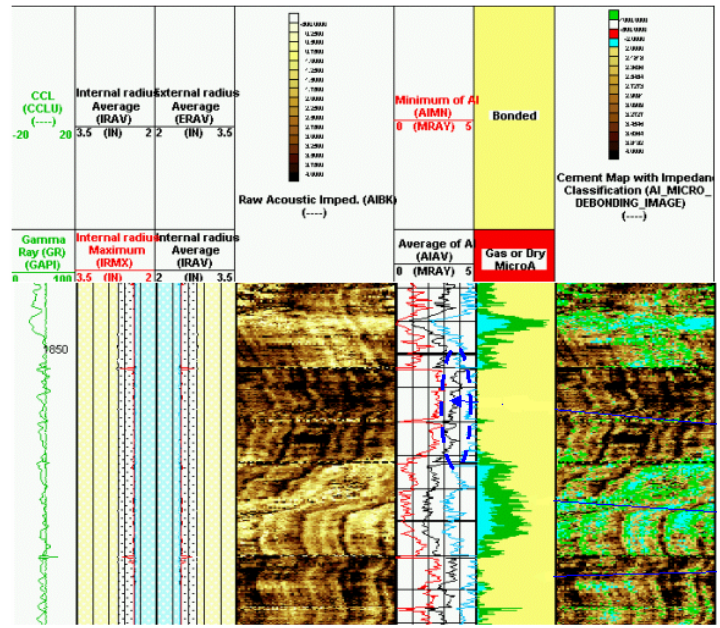


Fig. 29. Presentación del registro procesado USI.

En la figura 29 se presenta el registro procesado USI.

Carril 1

Rayos gama (API)

Detector de Coples

Carril 2.

Radio interno y externo de la tubería.

Carril 3.

Impedancia acústica.

Carril 4.

Impedancia del cemento (MRay)

Carril 5.

Verde- Presencia de microanillos.

Azul- Contenido de líquidos.

Rojo- Gas o microanillo vacío.

Amarillo- Cemento.

Carril 6.

Mapa de cementación en función de la impedancia. (Imagen de adherencia del cemento).

4.6 VENTAJAS

Entre las múltiples ventajas que ofrece la herramienta USI están las siguientes:

- * Presentación en forma grafica a colores los resultados de la cementación y corrosión.
- * Medición de las propiedades de los fluidos en el fondo del pozo.
- * Mejor operación – funcionamiento en lodos pesados.
- * Información para seleccionar la calidad de la cementación.
- * Identificación de canalizaciones.
- * Resultados inmediatos en el pozo.
- * Determinación de impedancias acústicas de acuerdo al espesor de la tubería.
- * Determinación del espesor de la tubería.
- * Operación en forma satisfactoria de la herramienta en pozos desviados.
- * Poco afectada por presencia de micro anillos con líquidos y gas.
- * Identificación del espesor de la corrosión en tuberías.
- * Resolución radial; cobertura acimutal de la tubería.
- * Resolución vertical de 3 pies.
- * Poco afectada en formaciones rápidas.

DESVENTAJAS

- * Longitud de la herramienta de 8.7 pies.
- * Diámetro de la herramienta 3 3/8 pulgada sin transductor.
- * Peso de la herramienta 377.6 lbs. con transductor de 7 pulgadas.
- * Temperatura máxima de operación 360 °F (177 °C).
- * Presión máxima de operación 20,000lb/pulg² (1406 Kg/cm²).
- * Atenuación del lodo menor a 12 db/mt.
- * Densidad del lodo base agua menor a 1.2 gr/cm³.
- * Densidad del lodo base aceite menor a 1.4 gr/cm³.
- * No opera la herramienta en tuberías fuera del rango de diámetro de 4 a 13 3/8 de pulgada.

4.7 EJEMPLOS DE APLICACIÓN

EJEMPLO 1

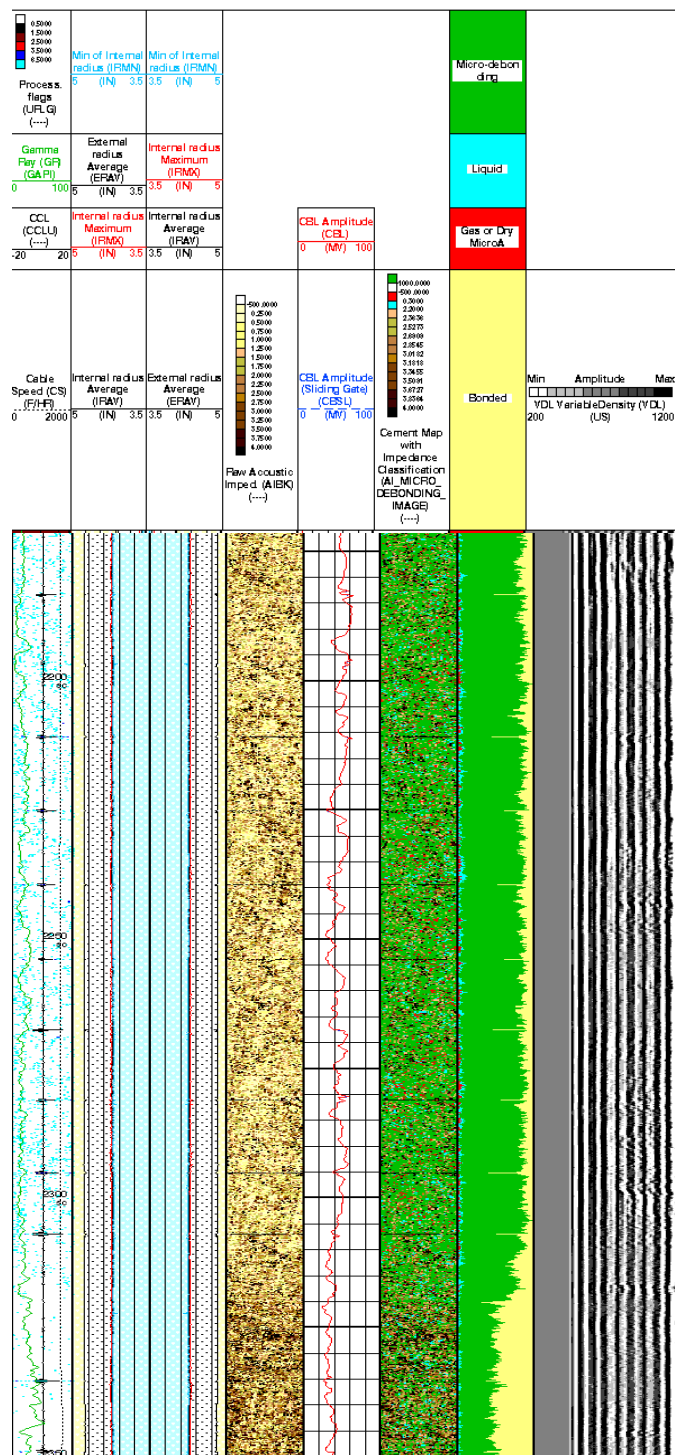


Fig. 30. Registro procesado USI.

PRESENTACION

Carril 1.

Rayos gama GR (API)

Detector de coples (CCL)

Velocidad del cable (ft / hr)

Bandera de procesamiento

Carril 2.

Radio interno y externo de la tubería (pulgs).

Carril 3.

Impedancia acústica.

Carril 4.

Amplitud de la onda acústica -CBL (mv).

Carril 5.

Impedancia de la cementación (imágenes para detectar microanillos)

Carril 6.

Verde – Presencia de microanillos.

Azul – Contenido de líquidos.

Rojo – Gas o microanillos (vacío).

Amarillo – Cemento.

Carril 7.

VDL – Densidad variable, variación de la onda acústica (trazas).

EXPLICACION

En la figura 30, se tiene la comparación del registro procesado USI y el sónico densidad variable, para determinar la calidad de la cementación en la tubería; en el carril 1 se tiene las curvas de referencia de rayos gama y coples como apoyo este sistema de registros sónicos, en el carril 2 se presenta un diagrama de las condiciones que guarda la tubería, el carril 3 y 5 se tiene el análisis correspondiente del parámetro de amplitud en una imagen, el cual se correlaciona con la curva de amplitud obtenida de la medición acústica a través de cemento-tubería-formación; el carril 6 denota un mapa de la cementación el cual en color amarillo denota la adherencia del cemento, el color verde la mala cementación, en color azul presencia de liquido y en color rojo la indicación de gas; el carril 7 denota la presentación en trazas del sistema sónico densidad variable; de la comparación de la imagen del mapa de cementación y el sónico densidad variable se observa una mala cementación a lo largo del pozo debido a que en el mapa prevalece en color verde sobre el amarillo y en el densidad variable la tendencia a mantenerse constante las primeras trazas de la onda compresional, así mismo las imágenes de los carriles 3 y 5 denotan una diversidad de colores de acuerdo a la indicación de mala cementación, la curva de amplitud del carril 4 presenta valores altos debido a las condiciones de mala cementación.

EJEMPLO 2.

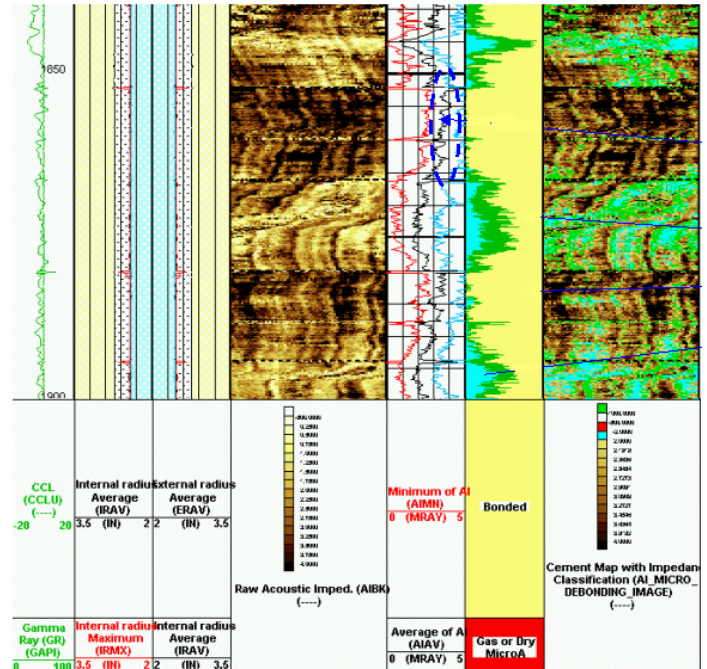


Fig. 31. Registro procesado USI.

PRESENTACION

Carril 1

Rayos gama (API)

Detector de Coples

Carril 2

Radio interno y externo de la tubería.

Carril 3

Impedancia acústica.

Carril 4

Impedancia del cemento (MRay)

Carril 5

Verde- Presencia de microanillos.

Azul- Contenido de líquidos.

Rojo- Gas o microanillo vacío.

Amarillo- Cemento.

Carril 6

Mapa de cementación en función de la impedancia. (Imagen de adherencia del cemento).

EXPLICACION

En la figura 31, se tiene como curvas de referencia en el carril 1 el rayos gama-coples; en el carril 2 denota una imagen de las condiciones que guarda la tubería; el carril 3 y 6 denota la imagen correspondiente de la impedancia de la cementación en esta tubería, la cual se define por un código de colores indicado en la parte inferior de dichos carriles, de la comparación de estas dos imágenes de impedancia se mota una diversidad de colores debido al cambio de impedancia en el cemento lo cual sugiere una mala cementación, para que esta cementación fuera adecuada se debe tener una imagen de color homogéneo; el carril 5 se tiene un mapa de la cementación el cual corrobora lo obtenido con las imágenes anteriores de la mala cementación debido a la diversidad de colores; el carril 4 denota la impedancia que presenta esta cementación con la comparación de diversas curvas, se observa la irregularidad en estas curvas de acuerdo a la mala cementación que se presenta en este pozo. Se concluye que la cementación efectuada a este pozo es de mala calidad.

4.8 CONCLUSIONES

La herramienta USI es muy importante debido a las mediciones que efectúa se determina el estado de la tubería así como también el de la cementación.

Estas mediciones se efectúan a través de un transductor desmontable que operan en dos posiciones para realizar las mediciones.

La presentación del registro se muestra a través de las siguientes graficas:

- Imagen de amplitud.
- Imagen de radio interno de la tubería.
- Imagen de espesor de la tubería.
- Imagen de impedancia acústica.
- Carril de profundidad.
- Curva de potencial espontánea.
- Curva de rayos gama

Esta presentación sirve de apoyo para detectar con mayor facilidad el estado de la tubería, así como también provee una mejor visualización de la distribución del cemento en el espacio anular.

Cabe mencionar que algunas de las aplicaciones de la herramienta USI son, en la medición de las propiedades de los fluidos en el fondo del pozo, presentación en forma grafica a colores, los resultados de la cementación y corrosión; calidad de la información para seleccionar la cementación, identificación de las canalizaciones, así como determinar el espesor de la tubería.

La herramienta realiza lo mencionado así como también es combinable con las siguientes herramientas para obtener un registro más detallado Rayos gama, detector de coples, y el sónico de cementación de imágenes.

CAPITULO 5
HERRAMIENTA DE
SATURACION DE
YACIMIENTOS (RST)

5.1 OBJETIVO

El principal objetivo de la herramienta RST es proveer las mediciones necesarias para determinar las saturaciones de fluidos a través de tubería, importante en el control de yacimientos.

Basa su medición, al igual que la GST (Gamma Ray Spectroscopy Tool) en el análisis del espectro de rayos gama inducidos por la interacción de neutrones con la formación.

5.2 CONFIGURACION

La radioactividad se define como la desintegración de un elemento radioactivo mediante la generación de partículas radioactivas, la herramienta genera rayos gama con una fuente y mide su interacción con la formación por medio de detectores, estas dan lugar a fenómenos de interacción con el medio.

El análisis del espectro de rayos gama inducidos se hace con un nuevo diseño de fuente (minitron) y dos detectores en línea de $Gd_2 Si O_5$ – Gadolinium Oxyorthosilicate, de un diámetro externo de 1 11/16 pulgadas.

Esto permite realizar el monitoreo a través de la tubería de producción sin tener que cerrar el pozo, lo cual crearía problemas de reinvasión de fluidos en la formación.

La mayoría de las técnicas neutrón-gama se basan en el número de cuentas totales sobre niveles amplios de energía. Sin embargo la interacción de los neutrones con la formación, ocasiona la producción de rayos gama con características propias.

El sistema cambió la limitante que existía en las herramientas de carbono-oxígeno a un diámetro de 1 11/16 pulgadas y la de espectrometria de rayos gama inducidos, así como en las de decaimiento térmico para tuberías de 2 3/8 pulgadas presenta la versión de 2 ½ pulgadas en tuberías de 3 ½ pulg.

El sistema RST elimina la necesidad de cerrar el pozo con la salvedad en la reducción y pérdida de producción. Ambos modelos contienen dos detectores, mejorando la precisión de las mismas, así mismo la herramienta de 1 11/16 pulgadas efectúa una mejor medición para compensar los efectos de los fluidos del agujero que la de 2 ½ pulgadas.

La figura 32, presenta el sistema RST. Combinando con rayos gama y sensores de producción.

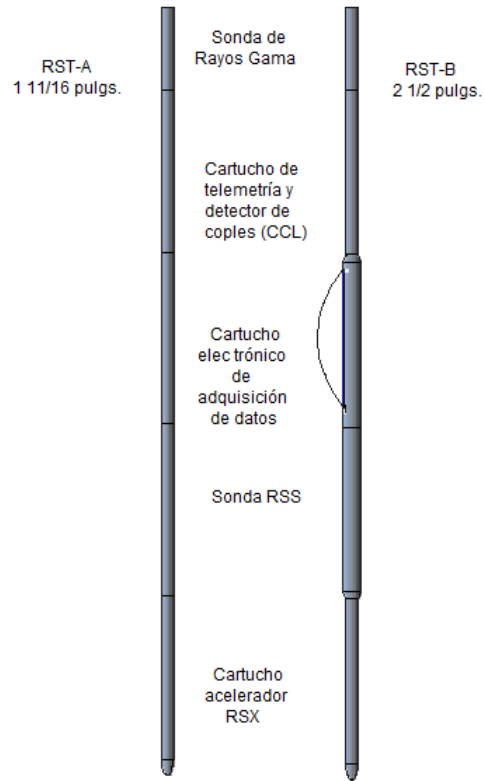


Fig.32. Configuración de la herramienta RST.

En la siguiente tabla se muestran características de la herramienta RST.

<p>Cartucho de Rayos Gama</p>	
<p>Cartucho de Telemetría CPLC</p>	
<p>Cartucho electrónico RSC</p>	<p>RSC (Cartucho de saturación de yacimientos) Funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recibe señales de los detectores y construye sus histogramas. • Contiene circuitos de : Control, monitoreo, tiempo de disparo del minitron para sincronizar RSX, fuente de alimentación, interfase de telemetría y un microcontrolador.
<p>Sonda RSS</p>	<p>RSS (Sonda de saturación de yacimientos) Contiene:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dos fotomultiplicadores y sus dos detectores, PNG- paquete generador de neutrones (minitron y las fuentes de alimentación), preamplificadores y tarjeta de comunicación.
<p>Cartucho acelerador RSX</p>	<p>RSX Cartucho acelerador: Funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Monitorear el funcionamiento del minitron. • Interfase de telemetría. • Fuentes de alimentación. • Microcontrolador.

Tabla 9. Descripción configuración de herramienta RST.

	RST-A	RST-B
Presión	15,000 psi	15,000 psi
Temperatura	300°F / 150°C	300°F / 150°C
Diámetro máximo de la herramienta	1.710 pulgs.	2.505 pulg.
Tamaño mínimo de la tubería de producción	1.813 pulgs.	2.625 pulgs.
Longitud	33.6 pies	32.7 pies
Peso	143 lbm	250 lbm

Tabla 10. Especificaciones de la herramienta de fondo.

TECNICA USADA

Básicamente el RST es un medidor de espectros de rayos gama de neutrones de alta energía emitidos por un acelerador de pulsos. La interacción de los neutrones con la formación produce rayos gama que son detectados por un cristal de yoduro de sodio, estos y su energía forman un espectro registrado a cada nivel de profundidad.

En superficie, el espectro se comporta con las características de los elementos mas comúnmente encontrados en la naturaleza. Este proceso tiene lugar durante la adquisición de datos. La cantidad de rayos gama que se atribuyen a cada uno de estos elementos se registra como porcentaje del espectro total de rayos gama. Estas contribuciones relativas son la base para la evaluación de la formación.

La herramienta RST se opera en tres modos básicos: **inelástico, captura y sigma**. En el modo inelástico los rayos gama son producidos por interacciones de neutrones rápidos; altas energías y tiempos cortos de vida son involucrados.

La producción de rayos gama tiene lugar prácticamente durante la emisión de neutrones y ocurre relativamente cerca de la fuente. Los elementos comunes que se detectan son el carbono (C), oxígeno(O), silicio (Si), calcio (Ca), azufre (S), y hierro (Fe).

En el modo de captura (captura-tau) neutrones de energía térmica se atrapa para producir los rayos gama. Esto ocurre cuando los neutrones reducen su energía están relativamente lejos de la fuente. Los elementos comúnmente detectados son hidrógeno (H), silicio (Si), calcio (Ca), cloro (Cl), hierro (Fe), y azufre (S), la sección de captura de la formación (Σ) también se computa.

En el modo Sigma, la herramienta trabaja bajo el mismo principio del TDT-P, (Thermal Decay Time Log).

5.3 PRINCIPIOS FISICOS

Los rayos gama emitidos por los núcleos se limitados a energías bien definidas. Cada elemento (isótopo) tiene un conjunto peculiar de rayos gama que se emite por la interacción de los neutrones. Así un elemento se identifica por las características de su rayo gama o espectro, si el tipo de interacción de neutrones es conocida, la energía de los neutrones emitidos desde la fuente se conoce y en consecuencia, la interacción de los neutrones que tiene la formación puede determinar.

Los neutrones se emiten por un acelerador de pulsos con energía de 14 MeV. Como resultado se producen dos tipos principales de interacción las cuales están involucradas en las medidas del RST.

INTERACCION DE NEUTRONES RAPIDOS

Este grupo incluye una dispersión inelástica y reacción con los neutrones; la dispersión inelástica considera la dispersión de un neutrón con un núcleo resultando este con una energía más baja que su energía entrante. La conservación de la energía entonces se logra por la liberación de rayos gama a una energía específica.

Una reacción de neutrones puede ser la emisión de una partícula alfa por el núcleo quedando este en un estado de excitación temporal seguido posteriormente por una emisión retardada por los rayos gama. La excitación de algunos de estos núcleos resultantes puede tener larga duración, emitiendo los comúnmente rayos gama activados.

ABSORCION TEMPORAL

También llamado captura radioactiva, es un proceso relativamente corto que ocurre generalmente después de las interacciones rápidas. La energía de los neutrones se reduce a niveles térmicos a través de colisiones que después se absorben por los núcleos. Los núcleos resultantes pasan a un estado de excitación emitiendo rayos gama.

Entre los elementos más comunes que originan los rayos gama a partir de la interacciones neutrones rápidos (principalmente en forma inelástica) están, carbono, calcio, hierro, oxígeno, azufre, silicio. Algunos elementos que contribuyen a las reacciones de captura son calcio, silicio, hierro, hidrogeno y azufre.

La herramienta RST se opera en modo “inelástico”, que corresponde a reacciones rápidas y de captura, corresponde al proceso de absorción termal. El modo “Sigma” corresponde a la medición similar a la herramienta TDT-P. Las características del yacimiento se definen a partir de la respuesta de la herramienta. Considerando que la energía asociada con la emisión de rayos gama es única en cada elemento, esto puede establecerse por la presencia de rayos gama de una energía en particular. La concentración de ese elemento se relaciona con la intensidad de la emisión (número de cuentas por segundo).

En el modo inelástico (figura 33) se registran los rayos gama producidos por interacciones inelásticas de neutrones con elementos de formación y pozo. El análisis de estos espectros provee contribuciones de carbono y oxígeno que se usan para determinar la saturación del petróleo en la formación y la fracción del petróleo en el pozo.

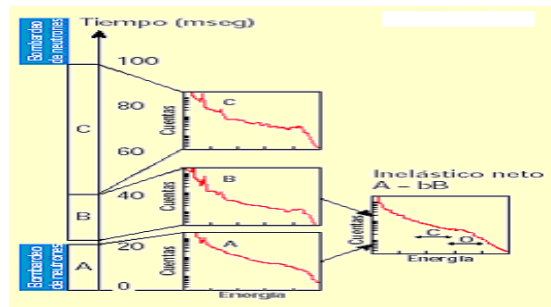


Fig. 33. Modo de captura inelástico.

La ventana A registra el espectro inelástico durante la emisión de neutrones. Las ventanas B y C analizan el espectro de captura después de la emisión de neutrones. Una fracción del espectro en la ventana B se usa para sustraer el Background de captura del espectro registrado por la ventana A, proporcionando un espectro inelástico neto.

Se deben efectuar varias corridas con esta herramienta en el intervalo de interés, para tener una mejor precisión en la medida.

A medida que se alejan de la fuente emisora, los neutrones van perdiendo energía y alcanza en la medición un nivel dado para ser capturados (figura 35) y (figura 36). La velocidad de las cuentas registradas por los detectores permite computar la sección de captura efectiva Sigma. Los neutrones de alta energía emitidos en modo sigma, pierden energía a medida que se alejan del minitrón al chocar con los núcleos de los diversos elementos encontrados en la formación.

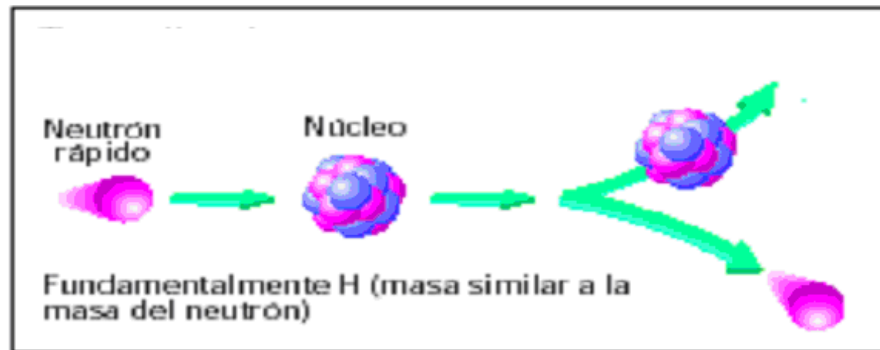


Fig.35. Proceso térmico de los neutrones.

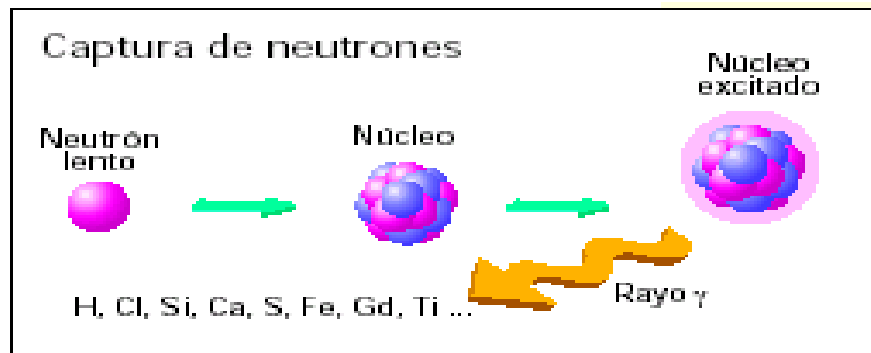


Fig. 36. Captura de neutrones.

La velocidad de decaimiento de gamas contados se miden en bombardeos de larga y corta duración. La velocidad es de 1800 pies/hr, los datos registrados en ambos detectores se analizan para obtener la sigma en la formación y pozo. La información se obtiene principalmente a partir del bombardeo de larga duración y detector lejano, mientras que la del pozo se obtiene del bombardeo de corta duración con el detector cercano. Las cuentas de fondo se miden periódicamente entre bombardeos.

En este modo, se registra la sección eficaz de captura y el tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos. La medición es equivalente a la obtenida por la herramienta TDT-P (figura 37).

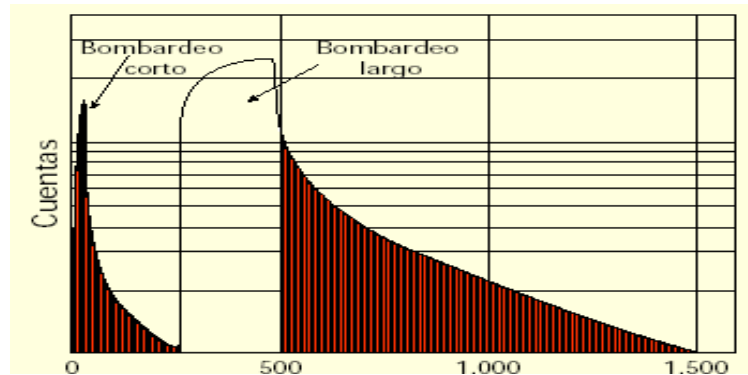


Fig. 37. Modo de operación sigma para determinar la sección de captura Σ el tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos.

ESTANDAR INELASTICO

El principio básico para la información consiste en que el generador de neutrones (minitrón), efectúa un bombardeo de neutrones para el modo inelástico o modo carbono/oxígeno).

Los neutrones rápidos emitidos por el generador tiene lugar prácticamente durante la emisión de los mismos, estos neutrones rápidos chocan con los núcleos de la formación en

forma inelástica perdiendo energía para emitir un rayo gamma cuyo nivel está bien definido (figura 38).

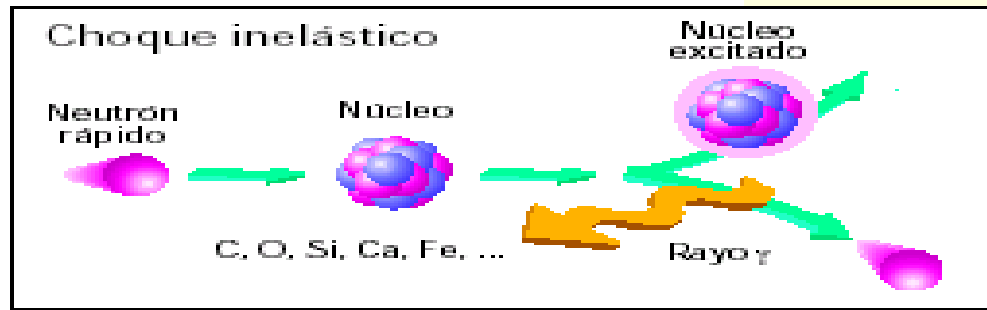


Fig. 38. Modo inelástico

El modo inelástico tiene un ciclo definido en función del tiempo; los rayos gamma producidos por la interacción del neutrón rápido se detecta por los dos sensores denominados corto-largo. La ventana A registra el espectro inelástico durante la emisión de neutrones, debido principalmente a la interacción con el hidrogeno, los neutrones pierden energía y alcanzan el nivel al ser capturados por los núcleos de la formación emitiendo rayos gama, los espectros de estos rayos se registran en las ventanas B y C, (figura 38). Una fracción del espectro de la ventana B se usa para remover el background de captura del espectro registrado en la ventana A, para dar un espectro inelástico neto, los espectros medidos se comparan con los estándares de cada elemento para determinar la contribución relativa de cada uno al espectro total.

La herramienta RST al funcionar en modo de captura inelástico, registra los espectros de energía de los rayos gama producidos por la interacción de los neutrones generados y

elementos de la formación. El análisis de estos espectros provee las cuentas de carbono y oxígeno usadas para determinar la saturación de petróleo en la formación y la fracción de petróleo en el pozo. La magnitud de la contribución de rayos gama está relacionada con la cantidad del elemento presente en la formación.

El espectro de rayos gama registrado por ambos detectores se analizan por una técnica de regresión de mínimos cuadrados. Este procedimiento usa un juego de espectros de respuesta de elementos estándar para determinar la contribución de cada elemento al espectro medido. Los elementos que contribuyen al espectro medido durante la emisión son los siguientes: carbono, oxígeno, silicio, calcio y hierro. La figura 39 indica los espectros estándar de estos elementos.

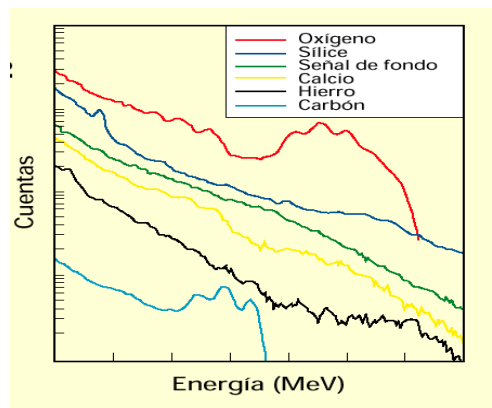


Fig. 39. Espectros de energía en un medio inelástico para diferentes elementos.

La figura 40 muestra la respuesta obtenida durante una emisión de neutrones con el detector lejano en un tanque con agua y luego con petróleo. Las contribuciones típicas del oxígeno se identifican fácilmente.

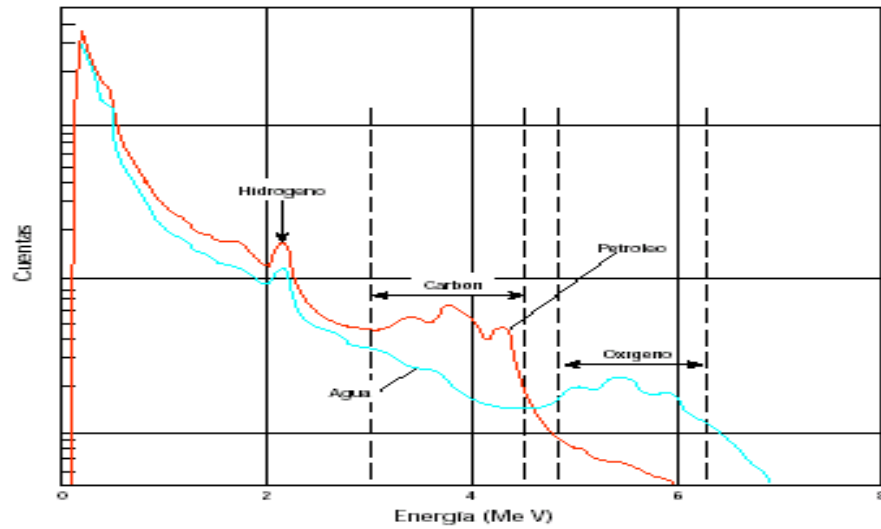


Fig. 40. Neutrones medidos con el detector lejano en un tanque de agua y posteriormente en uno con petróleo.

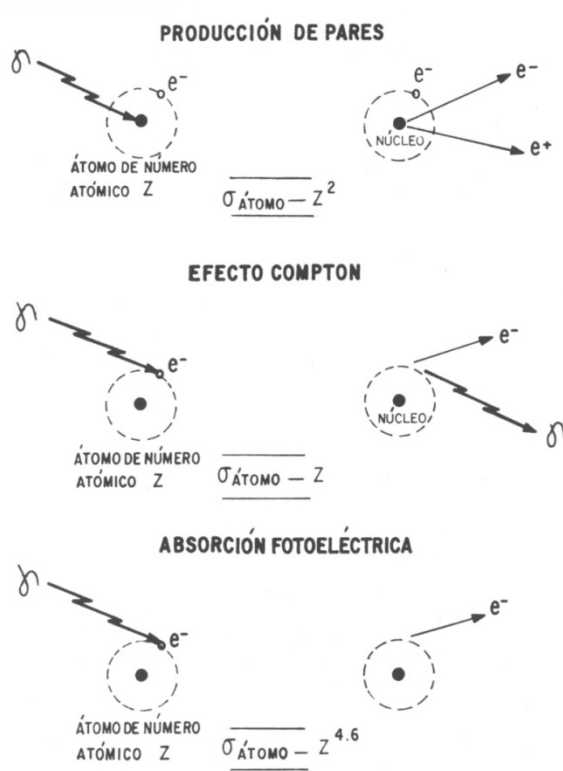
INTERACCION ENTRE RAYOS GAMA

Las tres interacciones entre rayos gama (fotones de alta energía y la materia) y la formación son la producción de Pares (electrón+positrón) ocurre cuando la energía del rayo gama incidente es superior a 1,02 MeV. La energía del rayo gama luego de chocar con un núcleo se transforma en la masa del electrón y del positrón, y en su energía cinética.

El efecto Compton ocurre en el rango de energía de los rayos gama y es la base de las medidas de densidad. El rayo gama interactúa con un electrón del átomo y le transfiere parte de su energía en forma de energía cinética. El fenómeno es proporcional a la cantidad de electrones.

El efecto Fotoeléctrico ocurre a un nivel bajo del rayos gama. El fotón incidente desaparece y transmite su energía a un electrón del átomo en forma de energía cinética. Esta interacción es la base del registro de litología, dado que el fenómeno depende del elemento que interactúa (figura 41).

Fig. 41. Interacción de los rayos gama.



5.4 COMBINABILIDAD

Esta herramienta se combina con:

-Rayos Gama.

-Detector de Copes.

5.5 PRESENTACION DEL REGISTRO

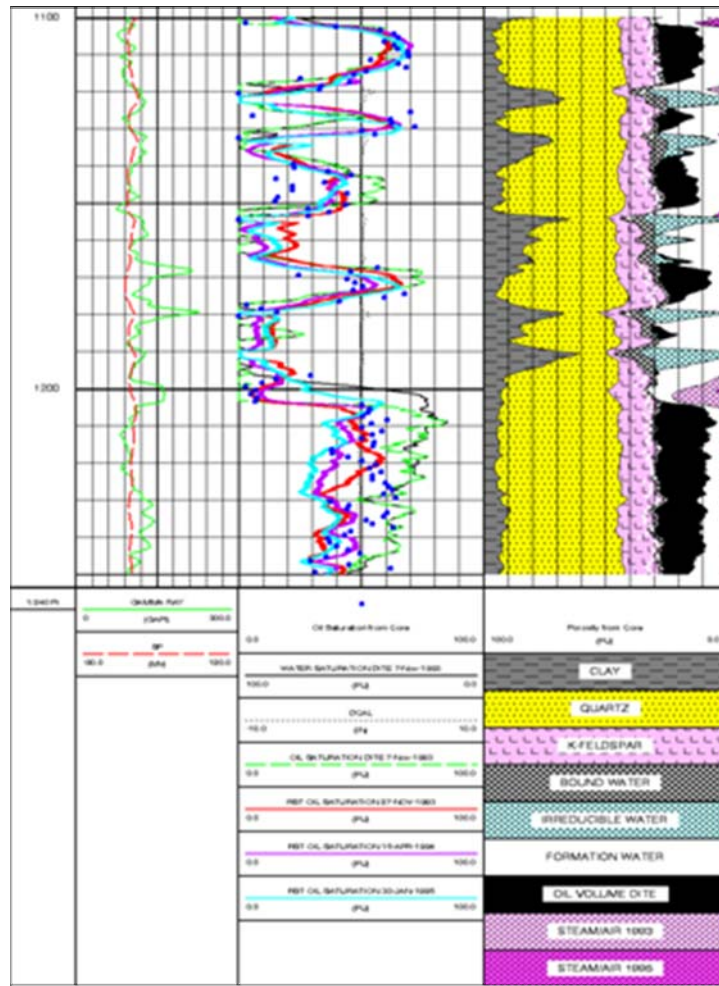


Fig. 42. Presentación del registro RST en forma combinada con el procesamiento de los registros en agujero descubierto.

PRESENTACION

Carril 1

Profundidad en pies (pies).

Carril 2

SP - Potencial natural (mV).

GR - Rayos Gama (API).

Carril 3

Saturación de aceite y agua.

Carril 4

Volúmenes de lutita, agua adherida, cuarzo, calcita, gas, aceite y agua.

5.6 VENTAJAS

- Opera en cualquier lodo, combinable con rayos gama y coples, en forma excentralizada.
- Tres modos operativos (captura, sigma e inelástico).
- Determina porosidad, contactos litológicos y relación carbono-oxígeno (c/o).
- Determina el avance de fluidos, presencia de gas y agua.
- Se correlacionan con registros en de agujero descubierto para determinar volumen de fluidos, minerales, volumen de arcillosidad, y saturación de fluidos.
- Opera en pozos verticales, subverticales, horizontales.
- Determina el volumen de agua en arcillas.

DESVENTAJAS

- Presión máxima: 15000 psi.
- Temperatura máxima: 300°F.
- Medición afectada por cavernas.
- Porosidad menor a 8 u.p.
- Si la salinidad del agua de formación es menor a 40000 ppm y mayor a 120000ppm la medición se afecta.

5.7 EJEMPLOS DE APLICACIÓN

EJEMPLO 1

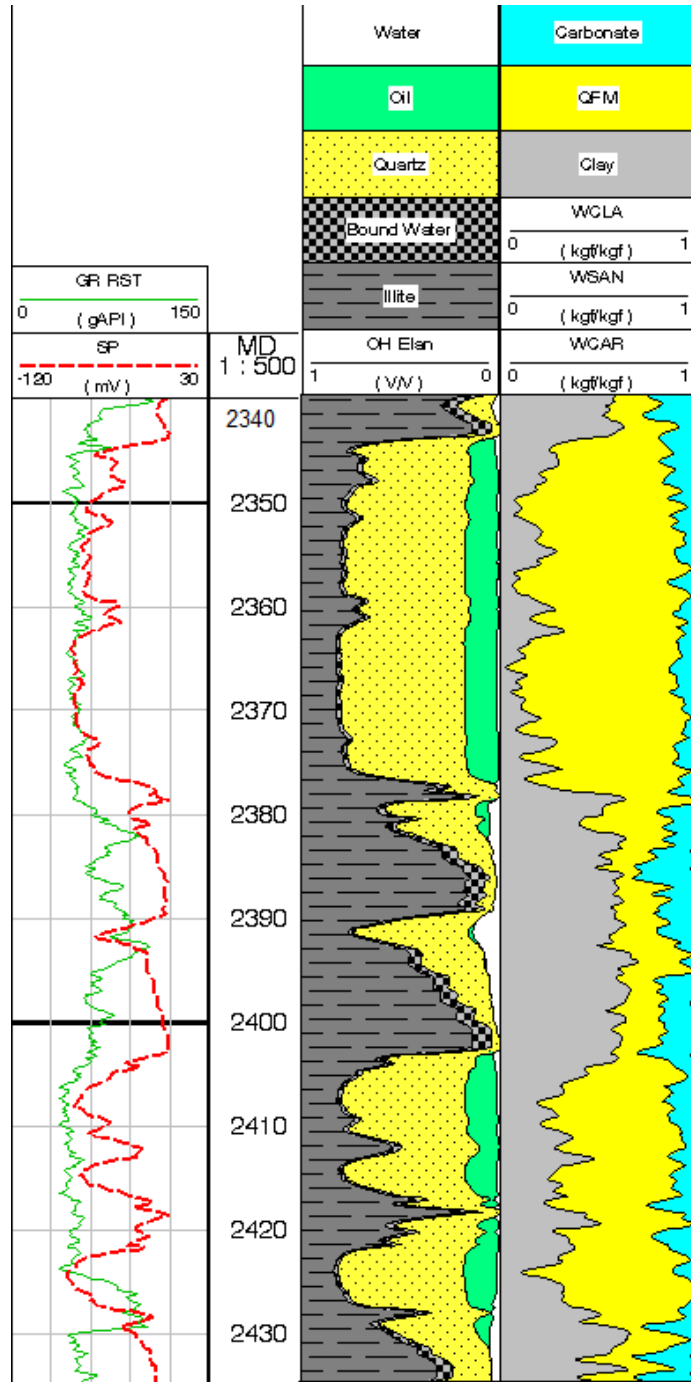


Fig. 43. Procesamiento de los registros en agujero descubierto con el RST.

PRESENTACION

Carril 1.

GR-Rayos Gama (API).

SP-Potencial Natural (mV).

Carril 2.

Profundidad (pies).

Carril 3.

Litológico

Blanco - Contenido de agua.

Verde – Contenido de aceite.

Amarillo – Contenido de cuarzo.

Negro a cuadros – Contenido de agua adherida a las arcillas.

Gris – Contenido de Illita.

Carril 4.

Azul – Contenido de carbonato.

Amarillo – Contenido de cuarzo.

Gris – Contenido de arcilla.

EXPLICACION

De la comparación de los parámetros rayos gama (GR) y potencial natural (SP) se observa a lo largo del registro un paralelismo el cual a la profundidad de 2340 a 2380 denota por potencial natural un cuerpo permeable y por rayos gama (GR) una tendencia a disminuir de acuerdo a la litología observa. Del análisis del carril 3 se tiene una matriz arenosa con una tendencia a un volumen de lutita bajo e indicación de aceite en el mismo intervalo en color verde así mismo en la matriz es de cuarzo denotado por el color amarillo, en el carril 4 se tiene la presencia de un porcentaje bajo de lutita en la misma matriz arenosa con porcentaje bajo de carbonato; se concluye la presencia de una arena lutítica con posibilidades de producir hidrocarburos.

El intervalo 2375 a 2403 metros denota la tendencia a la línea de lutitas de la curva de potencial natural (SP) y un valor alto en la de rayos gama (GR); de la imagen del carril 3 se observa un porcentaje alto de lutita y bajo de arena con mínimas posibilidades de hidrocarburos; la imagen del carril 4 con volumen alto de lutita bajo el de arena y tendencia a aumentar el de carbonatos; se concluye que este intervalo corresponde a un cuello lutítico entre dos arenas.

El intervalo de 2403 a 2435 metros, presenta una tendencia al paralelismo entre las curvas de gama (GR) y potencial natural (SP), dado que el primero tiende a disminuir y el segundo a aumentar; de la imagen del carril 3 se tiene una arena lutítica con indicación de hidrocarburo; del carril 4 se observa la imagen de volumen de illita con tendencia a disminuir, arena a aumentar y carbonato a disminuir; se concluye que este intervalo presenta posibilidades de ser productor de hidrocarburos; cabe mencionar que las imágenes de los carriles 3 y 4 se obtienen con los datos proporcionado por el registro de yacimientos RST y los tomados en agujero descubierto, de su correlación, análisis y con el apoyo del software correspondiente se calculan los volúmenes de minerales y fluidos indicados con anterioridad.

EJEMPLO 2

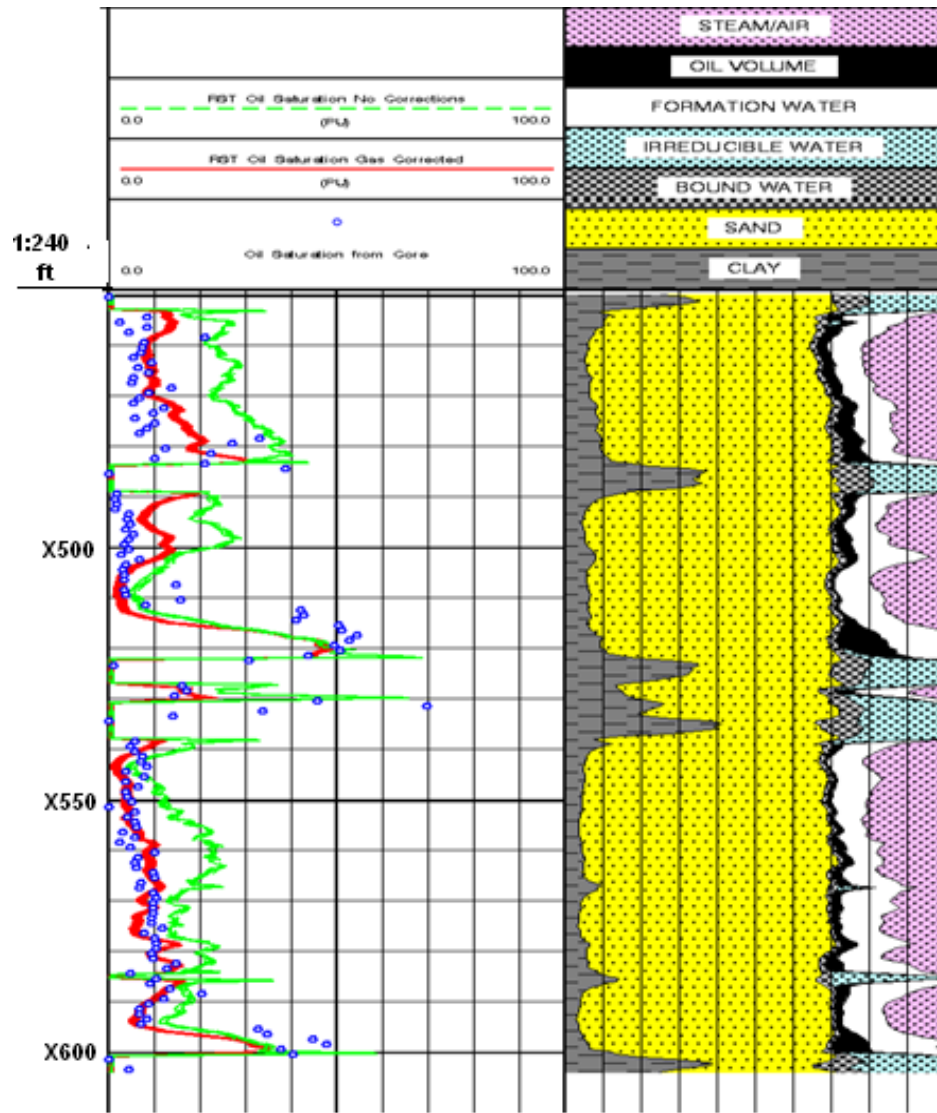


Fig. 44. Procesamiento de los registros en agujero descubierto con el RST.

PRESENTACION

Carril 1.

Profundidad (pies).

Carril 2.

Saturación de aceite sin corrección (RST).

Saturación de aceite con corrección por efecto de gas.

Saturación de aceite con núcleos.

Carril 3.

Análisis Litológico

Morado - Contenido de vapor con aire.

Negro –Contenido de aceite.

Blanco – Contenido de agua de formación.

Azul – Contenido de agua irreductible.

Gris con negro – Contenido de agua adherida.

Amarillo – Volumen de arena.

Gris – Volumen de arcilla.

EXPLICACION

En la figura 44 se presenta el volumen de minerales y de fluidos en formación en el carril 3 como registro de imágenes; en color gris se tiene el volumen de lutita en matriz arena en color amarillo; en cuadros negros se tiene el agua ligada a lutitas y en puntos verdes el agua irreductible en formación, así como en color blanco el volumen de agua y en color rosa se tiene la relación vapor-aire. Del análisis se tiene que la matriz que predomina es arena con porcentaje bajo de lutita así como el contenido de agua, agua libre, agua irreductible de formación; en color negro se tiene el volumen de aceite en dicha matriz arenosa, en el carril 2 se tiene la comparación de las saturaciones de hidrocarburos calculados con la herramienta RST; en color verde presenta la saturación sin corregir y en color rojo la saturación correspondiente corregida; estas saturaciones se certifican con los datos obtenidos de núcleos indicados en puntos azules, los cuales correlacionan con las saturaciones de hidrocarburos corregidos; se concluye que la información aportada por el sistema RST correlaciona con la de los núcleos correspondientes lo cual denota una medición confiable por el sistema de decaimiento térmico de análisis de yacimientos a través de tubería (RST).

5.8 CONCLUSIONES

El avance tecnológico en la toma de registros como el RST, facilita y da una mayor perspectiva del pozo y sus condiciones que proveen las mediciones para la determinación de saturaciones a través de tubería, importante para el monitoreo del agotamiento de los yacimientos

Esta herramienta permite realizar el monitoreo a través de la tubería de producción sin tener que cerrar el pozo, lo cual crea problemas de reinvasión de fluidos en la formación.

Como toda herramienta radioactiva, el RST es eficaz para determinar: cambios litológicos, porosidad, relación carbono-oxígeno, volumen de fluidos y minerales, así como la saturación de fluidos.

El RST tiene una operación más avanzada con relación a sus predecesoras, dispone de dos detectores, dos multiplicadores, circuitos de control, monitoreo, tiempo de disparo para sincronizar la fuente de alimentación.

Este tipo de registro ha sido utilizado durante mucho tiempo en diversos campos petrolíferos. Tiene dos aplicaciones importantes: con este sistema se puede controlar la profundidad y correlacionar entre pozos para estimar el contenido de arcilla en la formación.

CONCLUSIONES,
RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En la elaboración de la tesis se desarrollo la explicación del funcionamiento de cada herramienta de imagen, así como los componentes de las herramientas y se presentaron ejemplos de los registros obtenidos por dichas herramientas.

Los registros aplicados en la perforación son servicios de importancia para la prospección petrolera en diferentes etapas de la vida de un pozo; por lo tanto las aplicaciones de los registros no solo son en la etapa de perforación dado que también auxilian en la etapa de terminación, reparación, y producción.

Mediante la interpretación de estos ejemplos se pudo obtener los diferentes parámetros en la formación y el pozo tales como: el diámetro de invasión, contactos litológicos, presencia de fallas y fracturas, calidad de la cementación, calidad de tubería, resistividad, conductividad.

RECOMENDACIONES

- Utilizar estas herramientas en pozos exploratorios y de desarrollo.
- Utilizar en la determinación de propiedades geomecánicas de las rocas.
- No operar la herramienta RST en pozos con presiones mayores a 15000 psi y temperaturas mayores de 300°F, para las herramientas AIT y USI no operar en pozos con presiones mayores a 20000 psi y temperaturas mayores a 350°F.
- En metodologías para determinar la presión de pozo y características.
- Se recomienda la aplicación de estas herramientas acústicas de acuerdo al diámetro del pozo y de la tubería de revestimiento; se sugiere certificar la operación de estas herramientas en condiciones de centralización, dado que cualquier variación ocasionaría una medición no confiable de la sonda.

NOMENCLATURA,
ANEXOS,
BIBLIOGRAFIA

NOMENCLATURA

AIT .- Herramienta inductiva de imágenes
API .- Densidad del aceite
Bound Water .- Agua congénita
°C .- Grados Centígrados
Ca .- Calcio
C.A.- Corriente alterna
CCL.- Detector de coples
Cl .- Cloro
Clay .- Arcilla
cm.- Centímetros
cm² .- Centímetros cuadrados
cm³ .- Centímetros cúbicos
COR .- Relación Carbono-Oxígeno
Ct.- Conductividad verdadera de formación o de la zona virgen
cps.- Cuentas por segundo
CTS.- Cartucho de Telemetría
Cxo.- Conductividad de la zona invadida
di.- diámetro de invasión
°F.- Grados Fahrenheit
Fe .- Fierro
ft .- Pies
gal.- Galón
Gd₂SiO₅ .- Oxi-ortosilicato de Gadolinio
GR.- Rayos gama

gr.- Gramos
High.- Alto
hr.- Hora
ID.- Diámetro interno
IL.- Corriente en le espira de formación
IM.- Diámetro externo
IS .- Modo de dispersión inelástica
It .- Corriente de la bobina transmisora
Kg .- Kilogramos
Kps .- Kilopascales
lb .- Libras
Low.- Bajo
m .- Metros
mA .- Mili amperes
Mev .- Mega electrón volt
mmhos .- Mili Mohs
MS .- Modo de captura de neutrones
mV .- Mili volts
Oil .- Aceite
PHIE .- Porosidad Efectiva
plg . – Pulgadas
Pmáx .- Presión máxima
Ppm .- Partes por millón
Psi .- Libra sobre pulgada al cuadrado
Pyrite .- Pirita
Quartz .- Cuarzo

r1 .- Radio 1
r2 .- Radio 2
R .- Resistencia
Rmc .- Resistividad del enjarre de lodo de perforación
Rmf .- Resistividad del filtrado del lodo de perforación
Ro .- Resistividad de la roca saturada con agua
RST .- Herramienta de Saturación de Yacimientos
Rt .- Resistividad verdadera de formación o de la zona virgen
Rw .- Resistividad del agua de formación
Rxo .- Resistividad de la zona invadida
S .- Azufre
Shale .- Lutita
Si .- Silicio
SP .- Potencial Espontáneo
Sw .- Saturación de agua
Sw_{ir} .- Saturación de agua irreductible
Sxo .- Saturación del filtrado del lodo
T .- Transmisor
TDT .- Herramienta de Decaimiento Térmico
Tens .- Tension
Tmáx .- Temperatura máxima
TR .- Tubería de revestimiento
up .- Unidad de porosidad
USI .- Herramienta de Imágenes en Agujero Entubado
Water .- Agua
Z .- Impedancia acústica
Σ .- Sigma

G L O S A R I O

ABSORCIÓN TERMAL: También llamada de captura radioactiva, es un proceso relativamente corto, que ocurre generalmente después de las interacciones rápidas. La energía de los neutrones es reducida a niveles termales a través de las colisiones para luego ser absorbidos por los núcleos.

ACÚSTICO: Referente al estudio del sonido y ultrasonido, es decir ondas mecánicas que se propagan a través de la materia (tanto sólida como líquida o gaseosa) (no se propagan en el vacío). La acústica estudia la producción, transmisión, almacenamiento, percepción o reproducción del sonido.

AMPLITUD: La diferencia entre el desplazamiento máximo de una onda y el punto en el que no hay desplazamiento.

BACKGROUND: Se define como la última medición de la formación registrada por los detectores. (Herramienta RST).

CALIPER: Herramienta que registra el diámetro del pozo.

CANALIZACION: Falta de cemento alrededor de la tubería.

CHOQUE ELÁSTICO: Cuando un neutrón prácticamente rebota, casi con la misma energía de incidencia, contra los átomos de la formación, esto ocurre cuando el neutrón choca con átomos de núcleo muy pesado.

CHOQUE INELÁSTICO: cuando el neutrón prácticamente transmite toda su energía a los átomos con los cuales choca, tal ocurre cuando la colisión es centrada y contra átomos casi del mismo peso que el del neutrón.

CONDUCTIVIDAD: Representa la habilidad de un material para permitir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. (su unidad de medida es el milimho/m).

DECONVOLUCIÓN: Se refiere a las operaciones matemáticas empleadas en restauración de señales para recuperar datos que han sido degradados por un proceso físico que puede describirse mediante la operación inversa a una convolución.

ELECTROMAGNÉTICO: Es el estudio de la acción recíproca de campos eléctricos y magnéticos.

ESPECTROMETRIA: Es la técnica espectroscópica para tasar la concentración o la cantidad de especies determinadas. (La espectroscopia puede referirse a interacciones con partículas de radiación o a una respuesta a un campo alternante o frecuencia variante).

FRECUENCIA DE ONDA: Se le llama frecuencia de una onda al número de ondas por segundo.

INCLINÓMETRO: Es un instrumento utilizado para monitoreo estructural y movimiento de tierra.

IMPEDANCIA ACÚSTICA (Z): Es una propiedad de estado intensiva. Es la resistencia que opone un medio a las ondas que se propagan sobre este y por lo tanto el equivalente a la impedancia eléctrica, es decir una forma de disipación de energía de las ondas que se desplazan en un medio.

ISÓTOPO: Son átomos de un mismo elemento que tienen igual número de protones y electrones (igual número atómico) pero diferente número de neutrones (difieren en su masa atómica). Por ejemplo el Hidrógeno tiene 3 isótopos: el protio, el deuterio y el tritio.

LITOLOGÍA: Es la parte de la geología que trata de las rocas, especialmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.

MICROANILLO: Es un pequeño espacio anular entre la tubería y el cemento por la contracción de la tubería, después de liberar la presión del lodo durante o después del fraguado del cemento; o bien; por las condiciones de la tubería en superficie.

MINTRÓN: Fuente radioactiva de Gd_2SiO_5 (Oxi-ortosilicato de Gadolinio).

MODO INELÁSTICO/CAPTURA: Medición de la relación Carbono/Oxígeno para la determinación de la saturación de hidrocarburos en forma independiente de la salinidad del agua de formación.

MODO SIGMA: El modo Sigma permite determinar la sección de captura (Sigma) de la formación, la porosidad y la salinidad del fluido en el agujero.

NEUTRÓN: Partícula elemental de masa 1, la cual puede ser emitida de un átomo cuando es bombardeado por una partícula externa.

ONDA DE CIZALLAMIENTO: Son aquellas que se propagan en sentido perpendicular a la dirección del desplazamiento de la partícula.

ONDA COMPRESIONAL: Son aquellas que se propagan en sentido paralelo a la dirección del desplazamiento de la partícula.

ONDA STONELEY: Es una onda de referencia en el pozo, viajando más lentamente que las ondas de fluido.

PERMEABILIDAD: Medida de la facilidad con la cual los fluidos pueden fluir a través de una roca porosa.

RADIACIÓN: Proceso de emitir energía (radiación) en forma de ondas o partículas.

RADIOACTIVIDAD: Energía generada debido al cambio o decaimiento espontáneo de átomos.

RAYOS GAMA: Radiación electromagnética emitida por núcleos atómicos inestables como resultado de una transición entre dos niveles de energía.

RECEPTOR: Software que recibe señales eléctricas de los sensores superficiales.

RESISTIVIDAD: Es la habilidad de un material para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de él. (Su unidad de medida es ohm-m).

SKIN: Daño. El área de la formación que está dañada debido a la invasión de sustancias extrañas en la sección expuesta de la formación adyacente al pozo, durante la perforación y la terminación.

SONDA: Instrumento usado para el registro del pozo, la cual contiene los sensores necesarios para realizar las mediciones, los tipos de sensores que van dentro de la sonda dependen del tipo de servicio que se desea realizar.

SOFTWARE: Se refiere al equipamiento lógico o soporte lógico de una computadora digital, y comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios para hacer posible la realización de una tarea específica, en contraposición a los componentes físicos del sistema (hardware).

TELEMETRÍA: Captura de datos a través de sensores (dispositivos electrónicos) y su transmisión a puntos remotos.

TIEMPO DE TRANSITO: Tiempo requerido para que una onda acústica recorra un pie de la formación.

TRANSDUCTOR: Es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra de diferente a la salida.

TRANSMISOR: Aparato que envía mensajes por corriente u ondas a un receptor.

ZONA INVADIDA: Porción de la formación alrededor de un pozo dentro del cual los fluidos de perforación han penetrado, desplazando algunos de los fluidos nativos.

ZONA LAVADA: Zona de distancia radial relativamente corta del pozo e inmediatamente atrás del enjarre. Se debe porque los fluidos móviles de la formación se han desplazado por el filtrado de lodo.

RELACION DE FIGURAS

FIGURA 1. Configuración del sistema AIT	PAG. 12
FIGURA 2. Configuración de la sonda	PAG. 15
FIGURA 3. Analogía del transformador	PAG. 18
FIGURA 4. Herramienta en el aire	PAG. 19
FIGURA 5. Principio de inducción (paso 1 y 2)	PAG. 20
FIGURA 6. Principio de inducción (paso 3)	PAG. 21
FIGURA 7. Profundidad de investigación	PAG. 22
FIGURA 8. Efecto pelicular	PAG. 24
FIGURA 9. Conductividades en el pozo	PAG. 25
FIGURA 10. Registro AIT de las 5 mediciones efectuadas a diferente radio de investigación	PAG. 30
FIGURA 11. Presentación de registro de pozo y de imagen	PAG. 32
FIGURA 12. Comparación de modelos	PAG. 33
FIGURA 13. Registro a partir del cual se han obtenido por inversión los valores de R_t y R_{xo}	PAG. 34

FIGURA 14. Presentación de registro de pozo y de imagen indicando el diámetro de invasión	PAG. 35
FIGURA 15. Imágenes respectivas de resistividad en zona de interés, de agua aparente y saturación de de hidrocarburos a partir de mediciones efectuadas con herramienta AIT	PAG. 36
FIGURA 16. Formaciones inclinadas	PAG. 40
FIGURA 17. Ejemplo de figura AIT	PAG. 42
FIGURA 18. Ejemplo de registro AIT	PAG. 43
FIGURA 19. Presentación de registro de pozo y de imagen indicando a diámetro de invasión	PAG. 45
FIGURA 20. Registro combinado para determinar la litología y presencia de hidrocarburos	PAG. 48
FIGURA 21. Configuración del sistema USI	PAG. 56
FIGURA 22. Tamaño de los transductores	PAG. 58
FIGURA 23. Trayecto de la señal acústica a través del lodo, tubería y cemento	PAG. 59
FIGURA 24. Comportamiento de la onda a través de la tubería-cemento	PAG. 60

FIGURA 25. Impedancia acústica en el medio	PAG. 61
FIGURA 26. Comportamiento de la onda a través del medio	PAG. 62
FIGURA 27. Descripción de la onda acústica	PAG. 63
FIGURA 28. Posición del medidor de fondo (propiedades del fluido y de registro)	PAG. 64
FIGURA 29. Presentación del registro procesado USI	PAG. 68
FIGURA 30. Registro procesado USI	PAG. 72
FIGURA 31. Registro procesado USI	PAG. 76
FIGURA 32. Configuración de la herramienta RST	PAG. 84
FIGURA 33. Modo de captura inelástico	PAG. 90
FIGURA 34. Interacción de los neutrones con la formación	PAG. 91
FIGURA 35. Proceso térmico de los neutrones	PAG. 92
FIGURA 36. Captura de neutrones	PAG. 92
FIGURA 37. Modo de operación sigma para determinar la sección de captura Σ el tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos	PAG. 93
FIGURA 38. Modo inelástico.	PAG. 94

FIGURA 39. Espectro de energía en un medio inelástico para diferentes elementos	PAG. 95
FIGURA 40. Neutrones medidos con el detector lejano en un tanque de agua y posteriormente en uno con petróleo	PAG. 96
FIGURA 41. Interacción de los rayos gama	PAG. 97
FIGURA 42. Presentación del registro RST en forma combinada con el procesamiento de los registros en agujero descubierto	PAG. 99
FIGURA 43. Procesamiento de los registros en agujero descubierto con el RST	PAG. 102
FIGURA 44. Procesamiento de los registros en agujero descubierto con el RST	PAG. 105

RELACION DE TABLAS

TABLA 1. Descripción del sistema	PAG. 13
TABLA 2. Información general relativa a ambas herramientas	PAG. 16
TABLA 3. Características del AIT-B y AIT-C	PAG. 16
TABLA 4. Combinabilidad de la herramienta AIT	PAG. 28
TABLA 5. Características de la sonda	PAG. 57
TABLA 6. Diámetro de los transductores	PAG. 58
TABLA 7. Transductor en modo de cementación	PAG. 65
TABLA 8. Transductores en modo corrosión	PAG. 65
TABLA 9. Descripción de la configuración de herramienta RST	PAG. 85
TABLA 10. Especificaciones de la herramienta de fondos	PAG. 86

BIBLIOGRAFIA

CURSOS DE REGISTROS GEOFISICOS DE IMÁGENES.
AUTOR: ENRIQUE MORFIN FAURE
FECHA: S/F

CURSO INTERMEDIO DE REGISTROS GEOFISICOS.
AUTOR: ENRIQUE MORFIN FAURE
FECHA: 2002

PEMEX. EXPLORACION Y PRODUCCION MANUAL DE INTERPRETACIÓN DE
REGISTROS GEOFISICOS.
AUTOR: S/A
FECHA: S/F

INTERPRETACIÓN DE REGISTROS PARA PERFORACIÓN
AUTOR: ENRIQUE MORFIN FAURE
FECHA: 1982

DSI IMÁGENES SONICAS DIPOLARES DE CIZALLAMIENTO
AUTOR: SCHLUMBERGER
FECHA: 1995

REGISTROS GEOFISICOS
AUTOR: IMP
FECHA: 1999