



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
División en Ciencias de la Tierra**

**REGISTROS GEOFÍSICOS
EN POZO ENTUBADO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

P R E S E N T A:

MANZANO DOMÍNGUEZ DAVID GERARDO



DIRECTOR: ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

MÉXICO, D.F.

JUNIO 2009.

ÍNDICE

	Pág.
Resumen	3
I. Introducción	5
II. Generalidades de los Registros Geofísicos	9
II.1 Introducción	9
II.2 Exploración petrolera	13
II.3 Registro geofísicos, su importancia en la industria petrolera	15
II.4 Registro en tiempo real, durante la perforación	18
II.5 Registros <i>wireline</i> en pozo abierto, <i>open-hole</i>	20
II.6 Registros <i>wireline</i> en pozo ademado, <i>cased-hole</i>	23
III. Registros en pozo entubado	27
III.1 Antecedentes	27
III.2 Importancia y su aplicación en la industria del petróleo	29
III.3 Terminación de pozos y consideraciones operacionales	33
III.4 Operaciones de campo y adquisición de datos	40
III.5 Procesamiento de Registros Geofísicos	44
III.6 Ambiente en pozo entubado	48
IV. Estado del pozo: Integridad de la tubería	53
IV.1 Introducción	53
IV.2 Principales daños en la tubería	54
IV.2.1 Acumulación de arena y sólidos	54
IV.2.2 Acumulación de sedimentos minerales	56
IV.2.3 Corrosión	59
IV.3 Tipos de inspección del casing	61
IV.3.1 Calipers Mecánicos	62
IV.3.2 Herramientas electromagnéticas de inspección de la tubería de revestimiento	65
IV.3.2.1 Herramienta de evaluación de protección y corrosión	65
IV.3.2.2 Dispositivo de almohadilla (PAD TYPE): Configuración, registro y operación	70
IV.3.2.3 Operación y registro de la herramienta de dispositivo de cambio de fase electromagnético	74
IV.3.3 Herramienta de video en pozo	78
V. Estado del pozo: Calidad del cemento	83
V.1 Introducción	83
V.2 Control de la cementación por medio del CBL	86
V.2.1 Principio de medición del CBL	87
V.2.2 Evaluación cuantitativa	89
V.2.3 Anomalías del registro CBL	90
V.3 Evaluación de la cementación por medio del CET	94
V.3.1 Principio de medición y diseño de la herramienta CET	94



V.3.2	Análisis de la señal	96
V.3.3	Interpretación	98
V.3.4	Registro CET	99
VI.	Evaluación de la formación a través de la tubería	103
VI.1	Introducción	103
VI.2	Registro de Rayos Gamma natural	104
VI.2.1	Aplicaciones de las mediciones de Rayos Gamma	105
VI.2.2	Medidas de Espectrometría de Rayos Gamas Naturales	109
VI.2.3	Aplicación de las mediciones del Espectro de Rayos Gamma	112
VI.3	Registro de Neutrón	118
VI.3.1	Principio Físico	119
VI.3.2	Equipo	119
VI.3.3	Calibración	121
VI.3.4	Respuesta de la herramienta	121
VII.	Conclusiones	123
	Bibliografía	125

RESUMEN

Los registros geofísicos de pozo son una herramienta fundamental para la exploración y producción del yacimiento, hoy en día no se entiende ninguna operación en campo dentro del ámbito petrolero sin la utilización de éstos. Son tres los principales tipos de registros geofísicos utilizados en la industria petrolera; registros en tiempo real, registros en pozo abierto y registros en pozo entubado. El uso de cada uno de ellos está en función de los parámetros petrofísicos que se necesiten conocer para el objetivo planteado.

La unión que existe de los datos petrofísicos y exploratorios garantiza el éxito de producción de un yacimiento petrolero. Dentro de la industria petrolera el trabajo individual no tiene cabida; todas las actividades realizadas tienen que estar ligadas entre sí para poder concretar la meta final, tan importante es la fase de exploración como la fase de producción, es por ello que hay que entender a la industria petrolera como una actividad multidisciplinaria.

Los registros en pozo entubado por su parte nos brindan información detallada acerca de las zonas que producen, además de la detección primaria de anomalías como zonas ladronas, zonas fracturadas, cemento canalizado y la evaluación de la formación.

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar la información más importante acerca de los registros geofísicos en pozo entubado que se emplean en la actualidad dentro de la industria petrolera, así mismo se resalta la importancia que tienen éste tipo de registros dentro de las operaciones y sus principales aplicaciones, resaltaremos de igual manera el principio físico bajo el cual operan las herramientas, la interpretación del registro y los distintos ambientes de adquisición. Para ello este trabajo de tesis se ha dividido en seis capítulos, a través de los cuales se mencionan todas estas características.

Los Capítulos I y II nos brindan un panorama muy general acerca de la importancia de los registros geofísicos en la industria petrolera. En el Capítulo III se menciona con mayor detalle la importancia de los registros en pozo entubado, sus alcances y limitaciones. Por otro lado en los Capítulos IV y V se mencionan los distintos tipos de registros en pozo entubado, así como las herramientas empleadas para evaluar el estado del pozo, tanto de la integridad de la tubería como de la calidad de la cementación.

En el capítulo VI se hace mención acerca de los registros en pozo entubado encargados de la evaluación de la formación, se comenta su principio físico, las principales herramientas, sus principales aplicaciones y limitantes. Por último en el capítulo VII se muestran las conclusiones del trabajo y las expectativas que se tienen hacia los registros geofísicos de pozo entubado, así como una recopilación de las principales ventajas y desventajas que tienen hoy en día.



Capítulo I. Introducción

Los servicios avanzados de evaluación de formaciones permiten determinar con precisión la porosidad, la resistividad, la litología, el contenido de lutita, las saturaciones de fluidos y la presión de la formación, y recuperar muestras de fluido de formación en pozos entubados. Así mismo los servicios de *cased hole* permiten evaluar la integridad de la tubería y los trabajos de cementación. Los innovadores diseños de herramientas y programas de procesamiento hacen de la evaluación de formaciones y evaluación de pozo detrás del revestimiento una alternativa viable para evaluar zonas pasadas por alto, intervalos que deben ser entubados antes de correr registros a agujero descubierto, y los efectos del tiempo sobre las zonas productivas. Este trabajo examina los distintos métodos así como las distintas herramientas utilizadas por algunas compañías petroleras para la adquisición de registros en pozo entubado.

Imagínenos intentar leer un periódico en una habitación oscura, o sentir con nuestras manos la textura de una roca utilizando guantes aisladores. La medición de las propiedades de las rocas mediante la utilización de herramientas de adquisición de registros es igualmente difícil cuando la formación se encuentra del otro lado de la tubería de revestimiento de acero y del cemento. Importantes desarrollos de programas de computación y herramientas permiten ahora efectuar una evaluación rigurosa de la formación detrás del revestimiento.

Los modernos servicios de evaluación de formaciones e integridad del pozo ayudan a las compañías de exploración y producción (E&P, por sus siglas en inglés) a buscar zonas adicionales o no reconocidas inicialmente, y a identificar los hidrocarburos pasados por alto luego de asentar la tubería de revestimiento, así como evaluar la integridad del pozo. Estos innovadores servicios operados a cable en pozo entubado facilitan la determinación de la porosidad, la litología, el contenido de lutita, las saturaciones de fluidos, la presión de formación, la calidad del cemento y los daños en la tubería causado por corrosión.

Los registros en pozo entubado son los métodos más sólidos y eficaces desde el punto de vista de sus costos, para que las compañías de E&P analicen o vigilen rutinariamente las formaciones y la integridad del pozo.

Ya sea que se trate de campos maduros o de descubrimientos nuevos, los servicios de pozos entubados refuerzan la eficacia en la toma de decisiones. Por ejemplo, las herramientas de *cased hole* proveen registros de respaldo cuando la adquisición de registros a agujero descubierto es demasiado riesgosa. Las herramientas también brindan datos valiosos cuando se buscan zonas productivas pasadas por alto en pozos más antiguos o cuando se vigila rutinariamente la saturación, el agotamiento y la presión de formación para el manejo óptimo de los campos de petróleo y gas.

Si se presenta la posibilidad de escoger, muchos operadores prefieren evaluar formaciones antes de entubar el pozo. Sin embargo, hay muchos casos en los que el riesgo de adquisición de registros a agujero descubierto es demasiado grande, o donde no tiene

sentido (desde el punto de vista económico) realizar operaciones de adquisición de registros una vez que han cesado las operaciones de perforación y el equipo de perforación ha sido

liberado. Por ejemplo, en una campaña de perforación de pozos múltiples, algunos operadores prefieren entubar todos los pozos y evaluarlos después. También hay pozos y campos existentes en los que las recompensas potenciales que se presentan detrás del revestimiento son demasiado valiosas para pasarlas por alto.

En campos maduros, habitualmente conocidos como campos “marginales,” los operadores re-evalúan zonas donde se adquirieron registros hace décadas, utilizando solamente dispositivos de rayos gamma, potencial espontáneo y resistividad.

En otras situaciones, los pozos pueden penetrar formaciones donde no se adquirió registro alguno. Las nuevas mediciones facilitan la evaluación de formaciones, sin perjuicio de cuán antiguo sea el pozo. Habitualmente, el costo de la adquisición de datos en estos pozos entubados es mucho menor que el de la perforación de un pozo nuevo que se realiza con el exclusivo propósito de recolectar datos. El riesgo de las operaciones de adquisición de registros de pozo entubado es considerablemente menor que el de las operaciones de perforación. Cuando se perforan pozos nuevos, los operadores ocasionalmente encuentran formaciones en las que las condiciones de adquisición de registros a agujero descubierto son difíciles. En lugar de arriesgarse a perder una herramienta por atascamiento en estas formaciones, los operadores pueden optar por una evaluación de formaciones en pozo entubado completa, o adquirir registros de pozo entubado para complementar los registros adquiridos durante la perforación. En áreas donde la adquisición de registros a agujero descubierto es difícil, los operadores ahorran tiempo y dinero, y optimizan sus programas de evaluación de formaciones mediante la planeación anticipada de las operaciones de adquisición de registros en pozo entubado. La adquisición de registros en pozo entubado también ayuda a los operadores a evaluar los efectos de la producción, tales como el movimiento de los contactos de fluidos, los cambios de saturación y presión, y los perfiles de agotamiento e inyección. Una serie integrada de herramientas nuevas y no tan nuevas posibilita estos tipos de evaluaciones y los hace eficaces desde el punto de vista de sus costos.

Varios elementos clave contribuyen a la efectiva evaluación de formaciones detrás del revestimiento. Una comprensión exhaustiva de la condición de la tubería de revestimiento y del cemento constituye un requisito previo para una evaluación exitosa. Un registro de evaluación de la cementación (la combinación de datos de la herramienta de generación de Imágenes Ultrasónica y la herramienta de Adherencia del Cemento es lo ideal), revela cualquier anomalía de la cementación que podría afectar los resultados obtenidos por las herramientas de evaluación de formaciones a través de la tubería de revestimiento. Desde luego, que el diámetro del pozo y la configuración de su terminación, inciden en la selección de la herramienta de adquisición de registros. Los intérpretes de registros experimentados incorporan los detalles de las terminaciones geometría del pozo, tubulares, ángulo de inclinación y cualquier restricción de fondo de pozo y los datos de registros de pozos en las estimaciones de producción y las recomendaciones para efectuar las operaciones de disparos y otros procedimientos, tales como tratamientos de estimulación. Estas recomendaciones provienen de una descripción detallada de la formación-porosidad,



litología y saturación de fluido obtenida de los datos de registros de densidad, rayos gamma, neutrón, resistividad, sónico y de espectroscopía.

Los datos de movilidad de fluidos obtenidos de los probadores de pozos entubados complementan el análisis petrofísico. En éste trabajo se mencionarán los métodos y el principio físico bajo el cual operan las herramientas utilizadas para adquirir registros geofísicos en pozo entubado. Se hace énfasis en la importancia que tienen este tipo de registros dentro de la industria petrolera y cómo son empleados por las compañías para evaluar la calidad del cemento, la integridad de la tubería y la evaluación de formaciones. Cabe señalar que el estudio de los registros de producción una parte muy importante dentro de los servicios de cased hole no son considerados en este trabajo, debido a que el propósito de este trabajo es dar a conocer la serie de registros que miden propiedades de la formación, del cemento y calidad de la tubería de revestimiento, no así, del comportamiento del fluido dentro del pozo.

Hoy en día se dispone de numerosos servicios novedosos de cased hole para satisfacer los diversos requisitos de los clientes, por ejemplo para evaluar la saturación, la herramienta de resistividad de la formación en pozo entubado (*CHFR*) aplica tecnologías de vanguardia para mediciones de resistividad de lectura profunda, que penetran más allá de la tubería de revestimiento de acero. Por su parte el registro geoquímico (*ECS*) es la última herramienta dentro de la línea de mediciones de rayos gamma, esta herramienta captura a partir de la tubería un espectro de rayo gama que es procesado para sucesivamente determinar elementos de la formación y en última instancia otorga el tipo de litología presente en el yacimiento. La herramienta opera bajo una velocidad de registro de 1,800 ft/hr con una resolución vertical de 1.5 pies. La sonda trabaja en todos los fluidos de perforación. Además la herramienta tiene un diámetro exterior de 5.0 pulgadas sobre una longitud de 6.6 pies. La sonda trabaja óptimamente bajo temperaturas de 350 F ° y 20,000 psi.

Actualmente no existe ninguna operación de índole exploratoria y de producción de petróleo que no involucre dentro de sus operaciones registros en pozo entubado, ya que difícilmente se podría echar mano de otro tipo de tecnología para cuantificar lo que hay detrás del *casing*. Aún queda mucho por desarrollarse dentro de esta área de *wireline*, mirando hacia las tecnologías en tiempo real, sin embargo los registros en pozo entubado seguirán siendo los mejores indicadores de la producción y el estado del pozo.

Capítulo II. Generalidades de los registros geofísicos

I.1 INTRODUCCIÓN

Cuando nace la **industria petrolera**, fue muy sencillo localizar yacimientos, porque se explotaban los más superficiales, cuya existencia era ya conocida. Al pasar el tiempo la industria toma una gran importancia en la economía del país, originando que se realice una búsqueda intensiva de nuevos yacimientos, convirtiéndose entonces, esta actividad en una verdadera ciencia, con aportes de geofísica, geología y petrofísica.

Actualmente, el hallazgo y la producción de yacimientos petrolíferos son tareas científicamente organizadas, que se planifican con mucho cuidado y detalle. Todo inicia con las actividades relacionadas con etapas de exploración y posteriormente, con etapas de localización, evaluación y desarrollo de los yacimientos petroleros. Estas etapas dependen fuertemente de que se tenga un buen conocimiento acerca de la magnitud y de la variabilidad espacial de elementos estructurales, recipientes de almacenamiento de hidrocarburos, así como de la velocidad de las ondas acústicas P y S, las permeabilidades relativas y propiedades mecánicas y petrofísicas de la roca. Tanto la factibilidad técnica como la económica de desarrollar un prospecto de yacimiento petrolero, dependen de que las rocas que intervienen exhiban una combinación adecuada de estas propiedades, para así constituir una estructura geológica confinante y almacenadora de hidrocarburos, que sea factible de desarrollarse técnicamente y a la vez que tenga el potencial de reeditar un beneficio económico.

La exploración para localizar hidrocarburos se inicia con un entendimiento de la geología regional, lo cual se complementa con la interpretación sísmica detallada de la zona para proporcionar el modelo conceptual de un yacimiento potencial; es decir, de una estructura geológica en la cual pudieran existir hidrocarburos. Después se perforan pozos exploratorios y las preguntas que surgen inmediatamente son las siguientes:

- ¿Hay hidrocarburos presentes?
- ¿Los hidrocarburos presentes son aceite, gas o ambos?
- ¿Cuál es el volumen de los hidrocarburos?
- ¿En qué porcentaje podrán ser producidos?
- ¿Cuáles son los riesgos técnicos y financieros asociados con el desarrollo del campo?
- ¿Cuáles son las posibilidades reales de lograr el éxito comercial?

Un elemento básico para poder dar respuestas fundamentadas a estas preguntas, consiste en cuantificar las propiedades relevantes tanto de las rocas, como de los fluidos que éstas contienen; además de integrar e interpretar los datos resultantes en términos de la viabilidad técnica y financiera del proyecto de desarrollo.



A esta labor se le designa en forma abreviada como *Evaluación de la Formación*, y a la disciplina que se encarga de ello se le conoce actualmente en forma genérica como *Petrofísica*. Esta disciplina conjuga conocimientos geofísicos, petroleros y geológicos para determinar cuantitativamente parámetros de las rocas y los fluidos. Asimismo, determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento.

Además de los parámetros petrofísicos, se calculan algunos parámetros geológicos, como la profundidad a la que se encuentra el contacto entre hidrocarburo y agua, así como el contacto entre aceite-gas. De igual manera, es obtenido el espesor total de la formación y en especial, la parte de la formación que contiene a la roca porosa.

Con base y en parte a esta información se desarrollan modelos probabilísticos para determinar la existencia de hidrocarburos en el sitio de estudio, planteando un primer escenario y considerando que hay aceite inicial en la región se cuantifica éste en tanques de barriles como unidad de medida (*Stock Tank Oil Initially In Place, STOIIP*) por sus siglas en inglés. Por otro lado, cuando hablamos de gas inicial en vez de aceite en la zona de interés (*Gas Initially In Place, GIIP*), éste se cuantifica en millones de pies cúbicos.

Estos modelos son generados con parámetros petrofísicos y geológicos que varían de acuerdo con una función de distribución entre valores no deseados, esperados y valores sobreestimados de la zona de estudio.

Como resultado de este análisis se obtiene un modelo estático que tendrá que ser analizado estadísticamente, a fin de generar nuevamente valores de *STOIIP* y *GIIP*, para los cuales existe un 50% de probabilidades de que el verdadero valor se encuentre por encima o por debajo de esos valores, subsecuentemente a esos resultados se les realiza un estudio económico para determinar una futura producción de la zona.

Cuando la parte del *STOIIP* y el *GIIP*, puede ser realmente producida en un determinado escenario de desarrollo se le conoce como *reserva*. Cada compañía petrolera tiene sus propias reglas sobre cómo las reservas se clasifican en función del grado en que se consideran probadas y accesibles a través del pozo. Tomando en cuenta estas consideraciones, las reservas pueden llegar a ser *reservas desarrolladas*, *reservas probables*, y *reservas posibles*.

Una vez que se tiene autorización de la zona a producir, el siguiente paso es optimizar y organizar un plan de desarrollo para el campo en donde se especificará, con el fin de producir hidrocarburo, los pozos que se requieran y la estrategia de desarrollo bajo el cual deben ser construidos.

Teniendo el plan de desarrollo aprobado se inicia con una campaña de perforación, la cual consistirá de propuestas de pozo, en donde se tocan puntos que van desde el costo total del pozo hasta la trayectoria que éste va a tomar y la recopilación de datos específicos requeridos.

Es por ello que actualmente la explotación de un yacimiento petrolero conlleva una serie de actividades muy bien organizadas por las compañías petroleras, que han adoptado una serie de pasos que comienzan con los trabajos de exploración geofísica y geológica que concluyen con la parte de producción del hidrocarburo. Actualmente, la mayoría de las compañías petroleras realizan un plan de desarrollo del yacimiento basado en tres fases.

La primera de estas fases es conocida como *Downstream*, que incluye actividades de refinación, ventas y distribución del hidrocarburo, la segunda fase llamada *Midstream*, involucra la transportación y procesos de almacenamiento del hidrocarburo, y por último, la fase llamada *Upstream* que involucra actividades de exploración y producción del hidrocarburo. El propósito de este plan de desarrollo es que cada fase sea complemento de la fase consecuente a ésta y ayude a desarrollar de manera óptima la explotación de todo el yacimiento. En la *figura 1* se muestran las actividades que se desarrollan dentro de la fase *upstream*.

Fase Upstream			
<i>Exploración</i>	<i>Petrofísica</i>	<i>Producción</i>	
Geofísica: Gravimetría, Magnetometría y Sísmica. * Sísmica 4D * Sísmica de superficie y Sísmica marina Geología: Geología del petróleo, análisis de secuencias estratigráficas, trampas estructurales, roca generadora, roca almacén y roca sello	Perforación del pozo	A	1. Terminación de pozos
	B	Registros de <i>Open hole</i>	
	Evaluación de formación	C	2. Caracterización de yacimientos
	D	Análisis de núcleos	
	Mecánica de rocas	E	3. Manejo de la producción
	Cementación del pozo	F	
	F	Registros de <i>Cased hole</i>	4. Comportamiento de la producción
	Evaluación de formación	G	
	H	Integridad del pozo	5. Estimulación
Registros de Producción	I		
			6. Abandono del pozo

Figura 1. Esquema de las operaciones dentro de la fase upstream

La extracción del hidrocarburo forma parte también de la fase *upstream* y se realiza de acuerdo con las características propias de cada yacimiento. Por ejemplo, para que un pozo produzca, se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. En caso de que el hidrocarburo sea crudo o petróleo, éste fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como "tubing" o "tubería de producción".

Por su parte, si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), éste saldrá por sí



solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un equipo llamado "árbol de navidad", que consta de un conjunto de válvulas para regular el paso del crudo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el "balancín" o "machín", el cual, mediante un permanente balanceo, acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie.

La mayoría de las veces el petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento. Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

Por su parte el gas natural asociado que acompaña al petróleo, se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlo como "gas seco" hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado, mantenimiento de una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

Es importante señalar que a pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo que se encuentra (in situ) en un yacimiento. En el mejor de los casos se extrae únicamente el 50 o 60 por ciento. Por tal razón, existen métodos de "recobro mejorado" para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación, tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectoros paralelos a éste.

Por otro lado, dentro de la fase *upstream* la perforación de pozos es la única manera que existe de saber si realmente hay petróleo en el sitio donde la investigación geofísica y geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos.

En México la profundidad de un pozo puede estar normalmente entre los 100 y 2000 metros, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

Se contempla que el tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses. La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección. Así, por ejemplo, un pozo que en superficie tiene un diámetro de 26 pulgadas, en el fondo puede tener apenas 8.5 pulgadas de diámetro.

Es importante resaltar que durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un "lodo de perforación", el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado. Ese lodo se inyecta por entre la tubería y la broca y

asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del hueco. El material que saca sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos.

Dentro de la perforación de un pozo es elemental proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación, para ello se pegan a las paredes del hueco, por etapas, tubos de revestimiento con un cemento especial que se inyecta a través de la misma tubería y se desplaza en ascenso por el espacio anular, donde se solidifica. Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo en la etapa de producción.

Por otro lado, la perforación en el subsuelo marino sigue en términos generales los mismos lineamientos, pero se efectúa desde enormes plataformas ancladas al lecho marino o que flotan y se sostienen en un mismo lugar. Son verdaderos complejos que disponen de todos los elementos y equipo necesarios para el trabajo petrolero.

Es una realidad que el éxito de perforar un pozo petrolero y de que éste resulte productor es del 50%, esto radica en que dentro de la exploración petrolera los resultados no siempre son positivos. En la mayoría de las veces los pozos resultan secos o productores de agua. En cambio, los costos son elevados, lo que hace de esta actividad una inversión de alto riesgo.

I.2 EXPLORACION PETROLERA

Desde sus inicios hasta la actualidad dentro de la exploración petrolera se han ido desarrollando nuevas y complejas tecnologías. Sin embargo, este avance que ha permitido reducir algunos factores de riesgo, no ha logrado hallar un método que permita de manera indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Es por ello que para comprobar la existencia de hidrocarburos se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios.

Los métodos empleados en la exploración petrolera son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

Una de las herramientas más utilizadas en esta etapa son los mapas. Hay mapas de afloramientos (que muestran las rocas que hay en la superficie), mapas topográficos y los mapas del subsuelo. Estos últimos quizás sean los más importantes porque muestran la geometría y posición de una capa de roca en el subsuelo, y se generan con la ayuda de una técnica básica en la exploración de hidrocarburos: la sísmica de reflexión.

La sísmica de reflexión consiste en provocar mediante una fuente de energía (con explosivos enterrados en el suelo normalmente entre 3 y 9 metros de profundidad o con camiones vibradores), un frente de ondas elásticas que viajan por el subsuelo y se reflejan en las interfaces por los distintos estratos.



En la superficie se cubre un área determinada con dichos aparatos de alta sensibilidad llamados "geófonos", los cuales van unidos entre sí por cables y conectados a una estación receptora. Las ondas producidas por la explosión atraviesan las capas subterráneas y regresan a la superficie. Los geófonos las captan y las envían a la estación receptora (sismógrafo), donde mediante equipos especiales de cómputo, la información es procesada para otorgar finalmente una imagen sísmica.

Se puede medir el tiempo transcurrido entre el momento de la explosión y la llegada de las ondas reflejadas, pudiéndose determinar así la posición de los estratos y su profundidad, describiendo la ubicación de los anticlinales favorables para la acumulación del petróleo.

Toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras. Allí es donde se establece qué áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cuál es su potencial contenido de hidrocarburos y dónde se deben perforar los pozos exploratorios para confirmarlo. De aquí sale lo que se llama "prospectos" petroleros.

El producto final es una representación del subsuelo, ya sea en dos dimensiones (2D) o en tres dimensiones (3D). La ventaja de la sísmica en 3D radica en la enorme cantidad de información que proporciona con respecto a la 2D, con lo que se reduce sensiblemente la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas subterráneas. Su única desventaja radica en los altos costos de este método.

Por otra parte, la aeromagnetometría y la gravimetría son dos herramientas que se utilizan en las primeras fases de la exploración y permiten determinar el espesor de la capa sedimentaria.

Los estudios gravimétricos, a través de un instrumento especial llamado gravímetro que puede registrar las variaciones de la aceleración de la gravedad en distintos puntos de la corteza terrestre, determinan la aceleración de la gravedad (g) en puntos del terreno. Los valores obtenidos se ubican en un mapa y se unen los puntos donde g es igual obteniéndose líneas isogravimétricas que revelan la posible estructura profunda.

El valor g varía de acuerdo al achatamiento terrestre, fuerza centrífuga, altitud y densidad de la corteza terrestre. Por eso el gravímetro señala la presencia de masas densas de la corteza constituidas por anticlinales que han sido levantados por plegamientos y se hallan más próximos a la superficie de la tierra.

Por otra parte, la Magnetometría se funda en que el campo magnético terrestre varía con la latitud, pero también varía en forma irregular debido a la diferente permeabilidad magnética de las distintas rocas de la corteza terrestre.

El magnetómetro es un instrumento de gran valor en la búsqueda de estructuras rocosas para obtener una apreciación de la estructura y la conformación de la corteza terrestre.

Un medidor de gravimetría y un magnetómetro de alta sensibilidad instalados a bordo de un avión de ala fija son excelentes herramientas para ubicar depósitos sedimentarios, inferir la ubicación de la sección sedimentaria más espesa, y delinear los límites de la cuenca. El

levantamiento aeromagnético, conducido en conjunto con el estudio aerogravimétrico, provee un método muy confiable y preciso para determinar la profundidad al depósito sedimentario (típicamente 5% o menos de la profundidad debajo del nivel de vuelo).

Un objetivo principal de levantamientos aerogravimétricos o magnetométricos es ganar una mejor comprensión de la geología regional, a fin de limitar económicamente los estudios sísmicos tan costosos a las áreas más probables de una concesión petrolera.

Asimismo, los geólogos inspeccionan personalmente el área seleccionada y toman muestras de las rocas de la superficie para su análisis. En este trabajo de campo también utilizan aparatos gravimétricos de superficie que permiten medir la densidad de las rocas que hay en el subsuelo.

De igual modo, la aerogravimetría combinada con la magnetometría, nunca podrán reemplazar la información sísmica, pero sí constituir una ayuda efectiva para racionalizar la programación de los trabajos de prospección sísmica.

En la exploración petrolera los resultados no siempre son positivos. Muchas veces los pozos resultan secos o productores de agua. En cambio los costos son elevados, lo que hace de esta actividad una inversión de alto riesgo. Si a ello le sumamos el hecho de que desde el descubrimiento de un nuevo yacimiento hasta su total desarrollo pueden ser necesarios varios años de trabajos adicionales, en lo que deben invertirse grandes sumas de dinero.

I.3 REGISTROS GEOFÍSICOS, SU IMPORTANCIA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Como se ha mencionado con anterioridad la petrofísica desempeña un papel de gran importancia en el desarrollo y preparación del pozo, así como en la especificación de cuáles o qué registros son necesarios de adquirir en las distintas secciones del pozo.

El objetivo de un estudio petrofísico está orientado a construir un modelo estático y dinámico del yacimiento de aceite y gas. Un primer modelo estático es elaborado a partir de la caracterización y cuantificación de la estructura geológica antes de cualquier proceso de producción de campo para posteriormente generar un modelo dinámico conjunto con todos los parámetros petrofísicos.

Dentro de los parámetros necesarios para la evaluación de un primer modelo y por mencionar algunos, se encuentran:

- El volumen de roca total del yacimiento que almacena al hidrocarburo.
- El volumen neto que es ocupado por el espacio de poro en la formación, así como, el espacio de poro que contiene hidrocarburo.
- La porosidad, como parámetro petrofísico que es entendida como la porción de la formación que contiene fluidos.



- La permeabilidad, que se entiende como la facilidad para permitir el flujo de fluidos (tal como agua, gas o aceite) a través del sistema poroso interconectado y/o sistema de fracturas, cuando la formación está totalmente saturada con este fluido.
- La saturación de agua (S_w), como la porción de la porosidad que contiene agua.
- La saturación de hidrocarburo (S_h), o de otra manera, el porcentaje del espacio poroso ocupado por el hidrocarburo.

Las propiedades petrofísicas de la roca se obtienen del análisis de núcleos, del análisis de recortes de la formación en los diversos laboratorios, y con ayuda de las herramientas de los registros geofísicos.

Actualmente, dentro de la industria petrolera los registros geofísicos son indispensables en el ámbito de la exploración, así como en la producción del yacimiento, son indispensables para la evaluación de problemas mecánicos y para evaluar la integridad del pozo. Son los encargados de indicar si existe hidrocarburo en la zona, de que tipo y que tan factible es su explotación.

Los registros geofísicos son utilizados dentro del pozo para evaluar la formación y durante la perforación como es el caso de los registros en tiempo real con fines de exploración y de igual manera en la evaluación de la formación.

Hoy en día podemos distinguir tres tipos básicos de registros geofísicos utilizados en la industria petrolera, que se diferencian entre sí por las condiciones de adquisición y por su principio físico; el primero de ellos hace referencia a los registros en tiempo real o conocidos en el mercado como registros *MWD* y *LWD*, el otro par de registros son aquellos que se corren mediante cable (*wireline*), conocidos en la industria como registro de pozo abierto *open-hole*, y registros de pozo entubado *cased-hole*. Existe otro tipo de registros que es corrido mediante una línea de acero o bien mediante la tubería de perforación, hoy en día este tipo de registros justifica su utilización sólo bajo ciertos procesos de operación.

Hay mucha discrepancia en la literatura de cómo se clasifican los registros geofísicos de pozos, si bien no existe una clasificación en general para los registros geofísicos, si hay una idea muy clara en separar aquellos registros adquiridos con cable y aquellos adquiridos durante la perforación. El esquema de la *figura 2*, muestra una clasificación basada en las operaciones adoptadas por la industria petrolera y que actualmente consideran dentro de cualquier operación de campo.

En la actualidad no, se entiende una operación dentro de la fase *upstream* sin la utilización de registros geofísicos para su desarrollo. Por ejemplo dentro de las operaciones de *open-hole* para obtener la evaluación volumétrica en un pozo dentro del yacimiento se tienen que emplear varios parámetros petrofísicos y correr varios registros, como por ejemplo el registro de rayos gamma, de resistividad, densidad neutrón y el registro sísmico. Con la unión de la información obtenida de estas mediciones se pueden calcular con mucha precisión la profundidad a la que se tiene el hidrocarburo, el tipo de roca asociado a ese hidrocarburo, la porosidad de la zona, el volumen de arcilla y la saturación del agua de

formación. Esta información es de suma importancia para evaluar que tan viable es hacer producir ese pozo o bien, si se sigue perforando hasta encontrar hidrocarburo o en el peor de los casos si se abandona el proyecto.

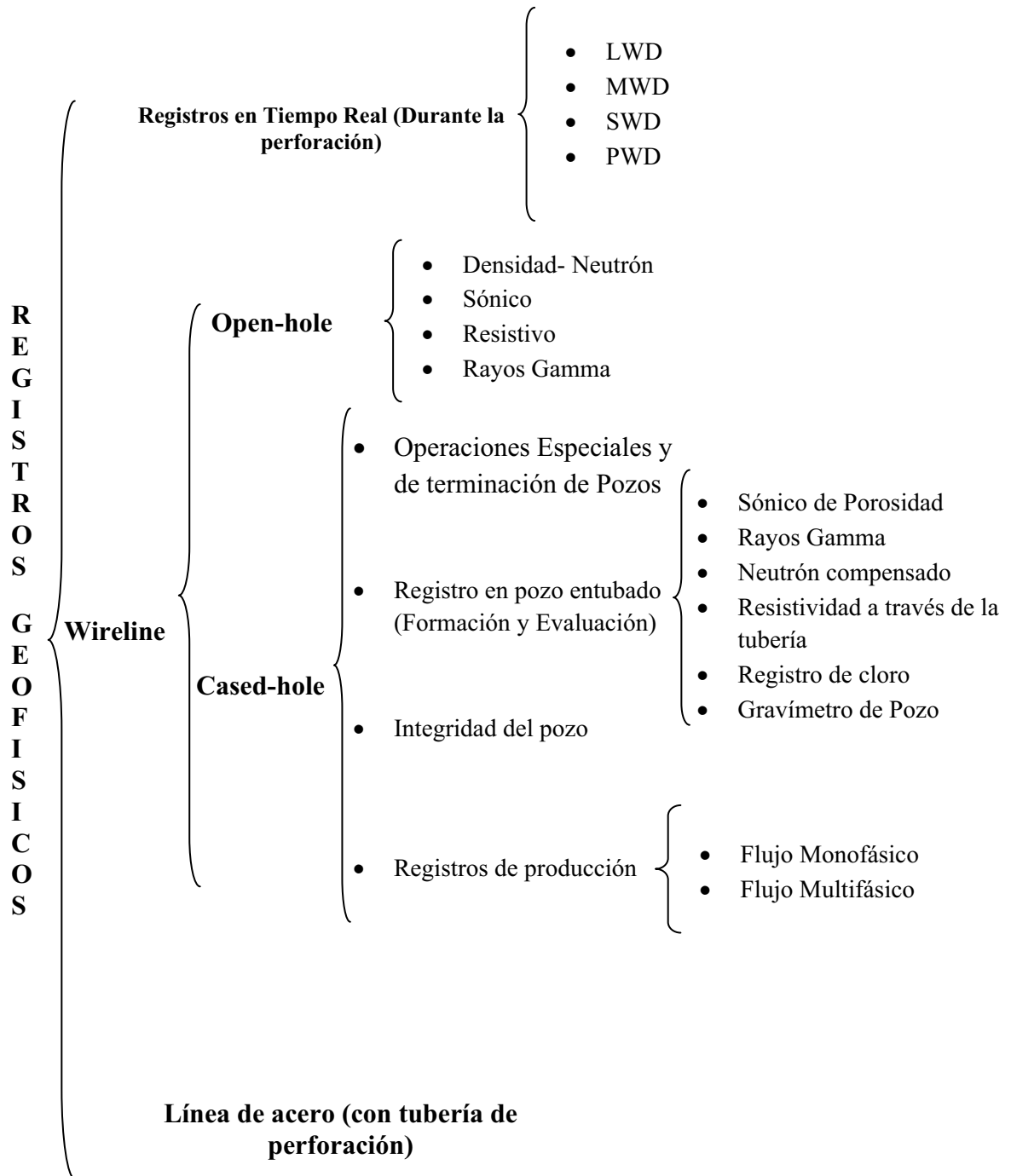


Figura 2. Clasificación de los Registros Geofísicos

La diferencia entre un tipo de registro y otro radica en el principio físico de operación con el que trabaja la herramienta y sobre todo las condiciones en las cuales fue adquirido. Tanto



los registros en tiempo real *MWD* y *LWD* como los registros *wireline* comparten un fin común como aportadores de datos petrofísicos; es decir, los registros en tiempo real son utilizados entre otras cosas para evaluar la formación al igual que los registros *wireline*, casi las mismas herramientas que existen para un tipo de registros existirá para el otro par; sin embargo, como lo mencionaba, la forma de adquirir y las condiciones de adquisición marcan la diferencia entre sí. No obstante podemos decir que cada tipo de registros presenta una razón de ser por sí mismo, mientras los registros en tiempo real fueron diseñados con fines de exploración y para resolver cuestiones operativas y de costos, los registros convencionales *wireline* están diseñados para evaluar la formación y la producción del pozo, si bien no comparten el diseño ni el principio físico de operación que los *LWD*, si podemos decir que en esencia tienen un objetivo en particular.

La etapa de Petrofísica dentro de la fase *Upstream* tiene una importancia para este trabajo de tesis, debido a que dentro de esta etapa se consideran las operaciones de *cased-hole*, tema principal del presente trabajo. Las operaciones de adquisición de registros en *cased-hole* son hechas después de que el pozo fue cementado y juegan el papel más importante dentro del proceso de producción.

I.4 REGISTROS EN TIEMPO REAL DURANTE LA PERFORACIÓN

El primer conjunto de estos registros se llevan a cabo cuando el pozo está en perforación y los datos son adquiridos en ese momento. La herramienta de registro y la sarta de perforación forman una sola pieza; este conjunto de registros incluyen una serie de mediciones que tienen como principal característica la adquisición de datos en tiempo real; es decir, en este tipo de registros no se usa un cable (*wireline*) para transmitir datos, si no la información viaja por medio de la columna de lodo, o son almacenados en la memoria interna de la herramienta, que pueden ser descargados cuando la sarta de perforación es traída de nuevo a la superficie.

Generalmente a este tipo de registros se les conoce como *LWD* (*Logging While Drilling*) y *MWD* (*Measurement While Drilling*), no obstante, existen varios tipos más de registros que se pueden realizar durante la perforación y dependen en gran medida del principio físico con que funcionan. Como por ejemplo; los registros *SWD*, medición de datos sísmicos durante la perforación, *PWD*, mediciones de presión durante la perforación y *TWD*, pruebas durante la perforación. *Figura 3*.

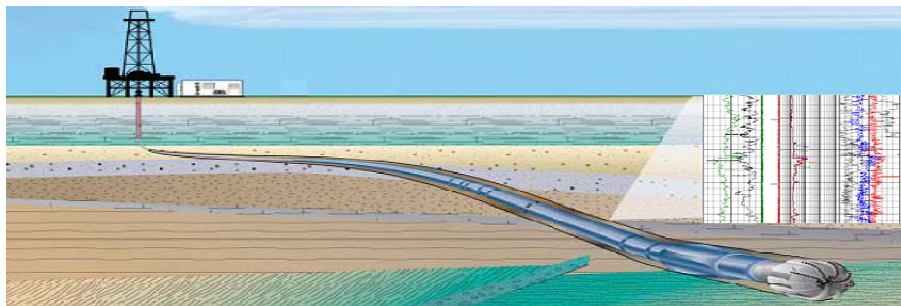


Figura 3. Los registros *LWD* marcan una nueva visión al mundo de la perforación y registros geofísicos (Tomada de *Oil Field Review Schlumberger, Summer 2003*)

Usar tecnología LWD, registros durante la perforación, conlleva a una serie de problemas durante la perforación, así como también una serie de gastos adicionales. Sin embargo, su uso puede estar justificado cuando:

- En tiempo real la información es necesaria por cuestiones operativas, tales como la dirección de un pozo, como por ejemplo cuando éste lleva una trayectoria horizontal o en caracterizar una formación geológica en particular; en la recolección de cimbras de estratos de una formación y en la ubicación de puntos de nucleado; también para obtener la profundidad de ajuste de la tubería de revestimiento.
- La adquisición de datos antes de que el agujero sea lavado o la invasión del pozo se produzca.
- Es necesario, el respaldo de la información si existe un riesgo de perder el agujero.
- La trayectoria del pozo es complicada, lo que hace difícil la adquisición por cable (por ejemplo, en pozos horizontales).

Los datos LWD del pozo se puede almacenar en la memoria y ser recuperados cuando la herramienta se trae de vuelta a la superficie, pero también los datos pueden ser transmitidos como pulsos a través de la columna de lodo en tiempo real durante la perforación. En una operación típica ambos métodos de transmisión de datos son utilizados. Una vez que los datos de la memoria están llenos, ésta se sustituye con los pulsos y se recuperan cuando la herramienta es traída de vuelta a la superficie. Sin embargo, los factores que podrían limitar la capacidad para utilizar plenamente los dos conjuntos de datos son los siguientes:

- Modalidad de Perforación: los datos pueden ser enviados por la columna de lodo sólo si la sarta de perforación está bombeando lodo a través de él.
- La duración de la batería: está en función de las herramientas y de la sarta de perforación, puede trabajar en modo de memoria sólo entre 40 y 90 horas
- Tamaño de la memoria: la mayoría de la memoria de las herramientas LWD tienen un tamaño limitado que se reduce a unos pocos megabytes. Una vez que la memoria está llena, los datos empiezan a ser sobrescritos, dependiendo de la cantidad de parámetros que se registran, la memoria puede llegar a funcionar plenamente entre 20-120 horas.

Algunos de los datos registrados pueden utilizarse únicamente si la sarta de perforación está rotando mientras se perfora, lo cual no siempre ocurre cuando se está utilizando un motor de lodo dirigitable. En estas circunstancias, el ingeniero solicitará el equipo de perforación para adquirir datos en zonas particulares. Lo anterior, también puede ser requerido si la tasa de penetración (RP), ha sido muy alta como para afectar a la precisión de las herramientas que trabajan en datos estadísticos (por ejemplo, la densidad/neutrón), o si el intervalo de muestreo para que trabajen las herramientas en determinados periodos de tiempo aumenta.



Los datos típicos LWD incluyen lo siguiente:

- **GR:** emisión natural de rayos gamma provenientes de la formación.
- **Densidad:** densidad de la formación medida a partir de la dispersión de rayos gamma vía fuente radioactiva y detectores de rayos gamma. Esto también puede incluir la medición del efecto fotoeléctrico (Pe).
- **Porosidad-Neutrón:** la porosidad de la formación se deriva a partir del índice de Hidrógeno (HI) de la formación, este fenómeno es provocado por la emisión de rayos gamma cuando son inyectados neutrones termales o epitermales de la fuente en la sarta de perforación, que posteriormente son capturados en la formación.
- **Sónico.** el tiempo de tránsito de las ondas sonoras compresionales en la formación.
- **Resistividad:** la resistividad de formación para diferentes profundidades de investigación, medida por una herramienta de resistividad de ondas de inducción.

Algunos contratistas ofrecen el LWD-GR, densidad y neutrón como curvas separadas. Estos datos pueden ser extremadamente útiles en el direccionamiento de pozos horizontales, donde son importantes para determinar la proximidad de los límites de las formaciones vecinas antes de que éstos sean penetrados. Los datos de resistividad, también pueden ser procesados para producir una imagen de la resistividad del agujero, la cual es útil para establecer la inclinación estratigráfica o sedimentológica, y la presencia de fracturas.

1.5 REGISTROS WIRELINE EN POZO ABIERTO, *OPEN-HOLE*

Como anteriormente se mencionó, existen dos principales tipos de registros geofísicos que son adquiridos con cable una vez que se perforó el pozo, uno de ellos hace referencia a los registros en agujero abierto (*open-hole*), y el otro en pozo entubado o ademado, *cased-hole*. *Figura 4.*

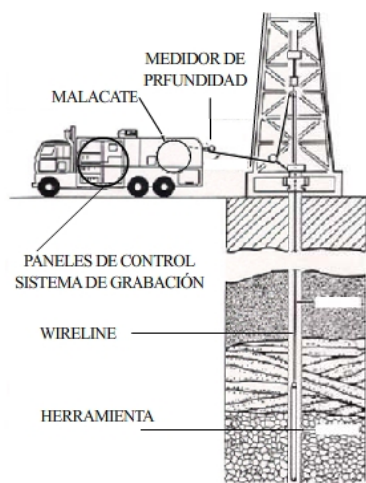


Figura 4. Técnica Wireline, tanto las operaciones de *cased hole* como de *open hole*, requieren de un cable para adquirir datos. (Modificada de *Cased hole and production log evaluation*, Smolen, 1993)

Una vez que una sección del pozo ha sido completada, se jala la barrena hacia la superficie, dando una oportunidad de adquirir más registros de pozo abierto a través de cable o mediante la sarta de perforación antes de que el pozo sea ademado o abandonado. Las versiones *wireline* de las herramientas LWD, descritas anteriormente junto con otras adicionales, se mencionan a continuación:

- **Rayos Gamma:** mide la magnitud de la radioactividad natural presente en la formación. Esto es particularmente útil para distinguir arenas de lutitas en ambientes siliciclásticos.
- **Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales:** trabaja bajo los mismos principios que la herramienta anterior, aunque ésta separa los contadores de rayos gamma en tres ventanas de energía para determinar las contribuciones relativas provenientes del 1) Uranio, 2) Potasio y 3) Torio que existe en la formación. Estos datos pueden emplearse para determinar las proporciones relativas de ciertos minerales en la formación.
- **Potencial Espontáneo (SP):** mide la diferencia de potencial que ocurre de forma natural cuando el lodo filtrado con una cierta salinidad invade la formación que contenía agua con una salinidad diferente. Esto puede ser usado para estimar la extensión de la invasión y en algunos casos, la salinidad del agua de formación.
- **Caliper:** mide la geometría del pozo usando dos o cuatro brazos. Éste proporciona el diámetro visto por la herramienta sobre los diámetros mayor y menor del pozo.
- **Densidad:** la versión *wireline* de esta herramienta normalmente tiene una fuente más fuerte que la usada en los registros LWD, también incluye una curva Pe (factor fotoeléctrico), útil en la evaluación de litología compleja.
- **Porosidad Neutrón:** el neutrón estándar más utilizado es un dispositivo de neutrones termal. Sin embargo, los nuevos dispositivos normalmente utilizan neutrones epitermales (que presenta un avance al tener una menor dependencia de la salinidad), y un contador en los generadores de neutrón de tipo minitron en vez de fuentes químicas.
- **Sónico completo de forma de onda:** además de la velocidad compresional básica (V_p) de la formación, las herramientas avanzadas pueden medir la velocidad de cizalla, velocidad de *Stoneley*, y muchos otros modos de sonido en el pozo, interface formación/agujero y formación.
- **Resistividad:** estas herramientas caen dentro de dos categorías principales: los registros *Laterolog* y los registros de inducción. Las herramientas *Laterolog* utilizan corrientes de baja frecuencia, por lo tanto requieren un lodo base agua (*WBM*, *Water Based Mud*), para medir el potencial causado por la fuente actual sobre un



arreglo de detectores. Las herramientas de inducción utilizan bobinas primarias para inducir corrientes en la formación, posteriormente, se tiene un segundo arreglo de bobinas para medir los campos magnéticos causados por dichas corrientes; debido a que operan con altas frecuencias, éstas pueden ser usadas en sistemas de lodos base aceite (*OBM, Oil Based Mud*). Las herramientas son diseñadas para ver un rango de profundidades de investigación dentro de la formación. Las lecturas someras tienen una mejor resolución vertical que las lecturas profundas.

- **Microresistividad:** estas herramientas son diseñadas para medir la resistividad de la formación de la zona invadida cercana a la pared del agujero. Dichas herramientas operan empleando corrientes de baja frecuencia, por lo cual no pueden usarse en *OBM*. Son utilizadas para estimar la saturación de la zona invadida, y para obtener las características de las capas que son muy pequeñas para ser resueltas por una herramienta de lecturas profundas.
- **Herramientas de Imágenes:** éstas trabajan bajo principio acústico y principio resistivo y se diseñaron para brindar una imagen de la pared del pozo que puede ser usada para establecer la inclinación estratigráfica o sedimentológica y/o la presencia de fracturas.
- **Muestreo/Presión de Formación:** a diferencia de las herramientas anteriores, donde todas “registran” un intervalo de la formación; las herramientas de pruebas son diseñadas para medir la presión de la formación y adquirir muestras de la formación en un punto discreto de la formación. Cuando se está en el modo de sonda (*probe mode*), ciertas herramientas presionan la sonda a través del lodo y dentro de la pared de la formación. Mediante la apertura de cámaras en la herramienta y analizando los fluidos y las presiones con las cuales se llenaron las cámaras, es posible determinar la presión verdadera de la formación (que se distingue de la presión del lodo).
- **Muestreo de la Pared del Pozo:** éste es un dispositivo de tipo explosivo, que dispara una bala de muestreo dentro de la pared del pozo, la cual es recuperada con un cable que existe entre la pistola y la bala. Normalmente esta herramienta consta de 52 balas por pistola, se corre para adquirir muestras de análisis geológicos.
- **Nucleado de la Pared del Pozo:** esta herramienta es una versión avanzada de la herramienta de muestreo de la pared del pozo, pero en vez de disparar una bala a la formación, se utiliza un ensamble para perforar una muestra de la pared del pozo, ayudando así a preservar la estructura de la roca para un futuro análisis geológico o petrofísico.
- **NMR:** mide la relación entre los tiempos T_1 y T_2 de la formación.
- **Perfiles Sísmicos Verticales (VSP):** esta herramienta dispara una fuente sísmica en la superficie y mide las llegadas de sonido en el pozo a ciertas profundidades, usando un hidrófono o un geófono triaxial anclado. Los datos son utilizados para

construir una imagen sísmica de alta resolución del pozo. Si sólo se miden los primeros arribos, el estudio es llamado normalmente como prueba de disparo de pozo (*WST, Well Shot Test*), o estudio de prueba de disparo (*checkshot*). Los VSP's, o WST's, también pueden llevarse a cabo en pozos ademados.

Las mediciones básicas realizadas por las herramientas de registros en agujero-abierto son la porosidad y la resistividad. Con la obtención de estos resultados básicos, se puede calcular gracias a la ecuación de Archie (y tomando en cuenta otras variables y exponentes obtenidos de datos de núcleos y pruebas de laboratorio), un porcentaje o una fracción del espacio de poro en la formación que es ocupado por agua, conocida como *agua de saturación*. Si el agua de saturación de una formación es conocida, entonces es un indicador directo de la cantidad de hidrocarburo que hay en la formación, ya que lo que no es agua muy posiblemente sea algún hidrocarburo.

Las adquisiciones de datos petrofísicos en agujero-abierto tienen un carácter básicamente exploratorio y están orientados a evaluar a la formación al igual que lo hacen los registros en tiempo real, a diferencia de estos tipos de registros, los datos adquiridos en *cased-hole* o pozo-ademado son utilizados básicamente para el análisis de la producción del pozo, y en la evaluación de problemas mecánicos del mismo.

I.6 REGISTROS WIRELINE EN POZO ADEMADO, CASED-HOLE

Cuando el pozo ha sido ademado y se corre una sarta de terminación para hacer producir el pozo, se utilizan ciertos tipos de registros adicionales con propósitos de monitoreo. Esto incluye:

- **Herramienta de decaimiento termal (TDT):** esta herramienta de neutrones trabaja con los mismos principios que una herramienta de porosidad-neutrón; es decir, que miden los contadores de rayos gamma cuando los neutrones termales son capturados por la formación. Sin embargo, en vez de medir el HI (índice de H), éstas están diseñadas específicamente para medir la captura de neutrones en la sección transversal, la cual depende principalmente de la cantidad de cloro presente como salmuera en la formación. Además, si la salinidad del agua de formación se conoce de forma precisa, junto con la porosidad, se puede determinar S_w . La herramienta es particularmente útil cuando se corre en el modo de lapso de tiempo (*time-lapse mode*) para monitorear cambios en la saturación, ya que muchas incógnitas derivadas de las propiedades de la formación y el pozo se pueden eliminar.
- **Herramienta de espectroscopia de rayos gamma (GST):** esta herramienta trabaja bajo el mismo principio que la herramienta de densidad, excepto que mediante las mediciones de las contribuciones derivadas de varias ventanas de energía de las llegadas de los rayos gamma a los detectores, se pueden determinar las proporciones relativas de varios elementos. En particular, mediante las mediciones de las cantidades relativas de carbón y oxígeno (independientes de la salinidad), se pueden realizar mediciones de S_w .



- **Registros de Producción (PLT):** esta herramienta opera empleando un *spinner*, que no mide ninguna propiedad de la formación, pero es capaz de determinar las contribuciones de flujo de varios intervalos de la formación.
- **Registro de cementación (*Cement bond log*):** esta herramienta se corre para evaluar la calidad del cemento ubicado entre el ademado y la formación. La calidad del cemento puede afectar la calidad de otras herramientas de registros de producción, como el TDT o GST.
- **Localizador del *casing collar* (CCL):** esta herramienta se corre con el fin de identificar las posiciones del *casing collars* e intervalos de perforación en el pozo. Éste produce una traza que da una “pip”, cuando ocurren cambios en el espesor del acero.

Como se ha mencionado, cuando un pozo es perforado y se encuentra aceite o gas el siguiente paso, es hacer producir ese pozo. Las operaciones de agujero-ademado son usadas para la evaluación, completación y monitoreo del pozo. Usando este tipo de registros pueden ser evaluados los trabajos de cementación, inspección del *casing* (el *casing* se entiende como la sección de cemento con tubería dentro de un pozo) y evaluación de la formación. *Figura 5.*

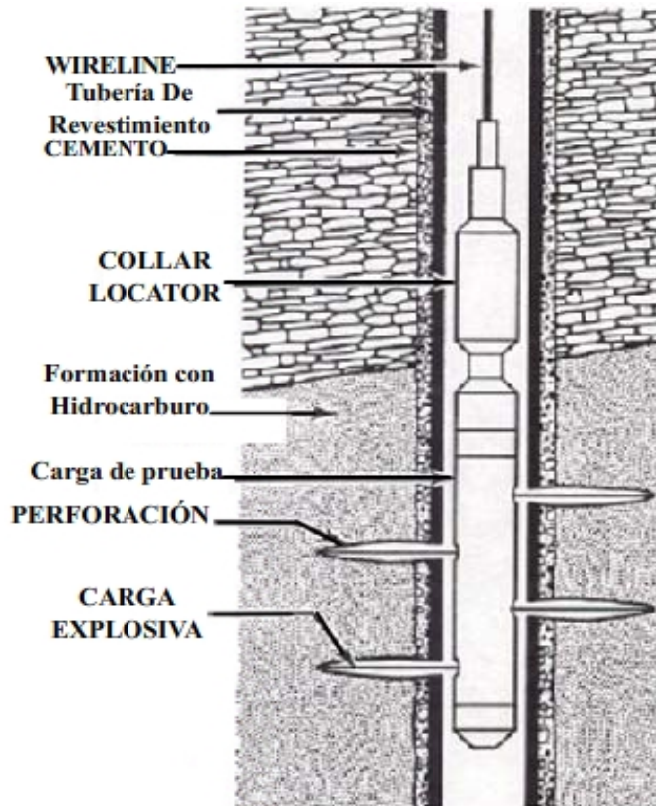


Figura 5. Operación de disparos. Esta operación es típica dentro de las operaciones de *cased hole*. Se puede observar en la figura que el pozo ya se encuentra ademado. (Modificada de *Cased hole and production log evaluation*, Smolen, 1993)

Sin embargo, cuando la desviación del agujero es tal que no es posible correr herramientas usando las técnicas *wireline* convencionales, las herramientas se corren normalmente en la tubería de perforación, que en esencia no son diferentes a los registros convencionales. No obstante, hay una gran cantidad de consideraciones importantes, debido a la necesidad de tener un contacto eléctrico con la sarta. Los registros a través de tubería (*pipe conveyed logging*), son caros en términos del tiempo en plataforma y actualmente es usado sólo cuando no es posible obtener datos mediante LWD.

La mayoría de los contratistas ofrecen un medio para convertir una operación de registros típica de *wireline* a una operación a través de la tubería (*pipe conveyed logging*), pero si la sarta que se corrió en un pozo para “n” registro *wireline* convencional se llegará a pegar en el pozo, se emplearía de una nueva técnica conocida como “*logging while fishing*”.

Por otro lado, es importante resaltar que el carácter de los registros de *cased-hole* determina en gran medida al análisis de la integridad de la tubería en un pozo. Es de vital importancia en el proceso de producción, que se encuentre en óptimas condiciones la tubería de producción y la tubería de revestimiento, así como la calidad de la cementación, para que de esta manera se evite la pérdida de hidrocarburo y fallas mecánicas mayores. El análisis de la integridad de la tubería y del pozo mismo son labores que se realizan dentro de las operaciones de *cased-hole*, y a su vez, en operaciones donde se emplean *registros de producción*.

El propósito de este trabajo está orientado en mostrar las principales aplicaciones en la industria petrolera de operaciones de registros en pozo entubado, así como mostrar las distintas herramientas y técnicas ocupadas para evaluar la formación y determinar la integridad del pozo. Los registros de producción no son tema de este trabajo en cuestiones del comportamiento del fluido dentro del pozo; sin embargo, sí es de interés el uso de este tipo de registros en la evaluación mecánica del pozo.



Capítulo III. Registros en pozo entubado

II.1 ANTECEDENTES

El registro eléctrico en pozo fue introducido dentro de la industria petrolera hace más de medio siglo. El primer registro fue grabado el 5 de septiembre de 1927, en un pozo petrolero, ubicado en el pequeño campo de Pechelbronn, en Alsace, una provincia petrolera del noreste de Francia. El pozo tenía aproximadamente 500 metros de profundidad, pero únicamente fue registrado el intervalo que iba de los 130 a los 270 metros. Este registro fue adquirido bajo la supervisión de Henri George Doll y mostraba una sola gráfica de la resistividad eléctrica de la formación. *Figura 6.*

Para la adquisición de este registro se utilizó una herramienta llamada en ese entonces *sonda*, la cual se detenía en periodos cortos de un metro dentro del pozo para hacer las mediciones, aproximadamente medía 50 metros por hora. La resistividad fue calculada y graficada a mano; este procedimiento fue repetido varias veces hasta que todo el pozo fue registrado. Los hermanos Schlumberger llamaron a esta técnica como “estudio eléctrico en pozo”; sin embargo, años más tarde en E.U.A. esta técnica fue conocida por todos como “registro de pozo”.

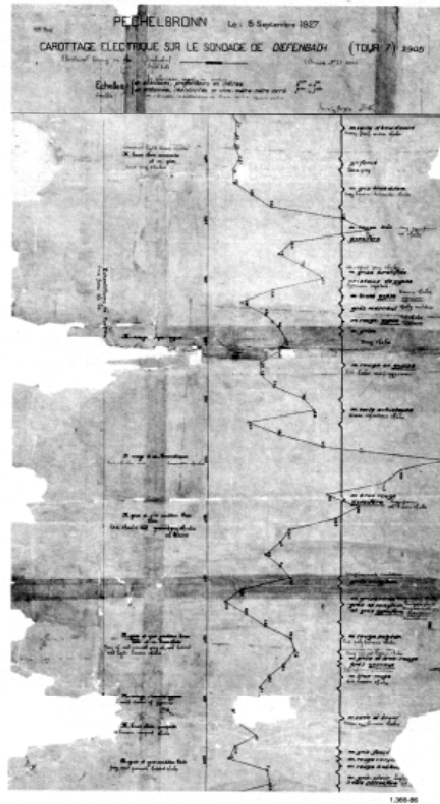


Figura 6. Primer registro geofísico de pozo adquirido por Henri Doll en 1927. Tomada de *Oil Field Review Schlumberger, Summer 2004*

En ese momento, Pechelbronn era el único campo petrolero conocido en Francia. El 28 de Julio de 1928, los propietarios de los campos petroleros firmaron un contrato con la empresa Schlumberger para realizar registros de pozo. El primer contrato fue de 12.000 francos (unos 2.600 dólares E.U.A.) por mes. Este fue el primer programa de registros geofísicos en pozo de la historia.

En 1929, el registro eléctrico resistivo fue introducido formalmente en algunas bases comerciales en Venezuela, Estados Unidos y Rusia, poco tiempo después en las Indias Orientales. La utilidad de las mediciones de la resistividad para propósitos de correlacionar datos y para la identificación de estratos potencialmente productores de hidrocarburos fue reconocida rápidamente por la industria petrolera.

Con los grandes y rápidos avances de tecnología dentro de la industria petrolera, la cementación del pozo se convirtió en pieza fundamental dentro de la producción y terminación del mismo. El procedimiento de cementación de una tubería de revestimiento en un pozo para aislar el intervalo productivo fue introducido por vez primera en 1920 por E.P. Halliburton. La cementación pronto se convirtió en la técnica de completación estándar dentro de la industria petrolera y la necesidad de tener un método para evaluar la calidad del cemento se hizo evidente. Fue de esa manera cómo surgió la necesidad de evaluar y analizar no sólo la calidad de la cementación sino la integridad del pozo en general. Los registros en pozo adomado o pozo entubado tuvieron su origen en 1933, cuando Schlumberger ofrece el registro de termómetro continuo cuya principal aplicación era la evaluación de la cementación mediante anomalías de calor provenientes del cemento.

Hoy en día y en la búsqueda de mejorar la productividad de los campos, ampliar su vida útil y aumentar las reservas, las compañías petroleras necesitan ser capaces de identificar hidrocarburos aún no detectados, monitorear los cambios en la saturación de los fluidos y detectar el movimiento de los contactos de fluidos de los yacimientos. Muchas de las reservas de petróleo y gas descubiertas y que aún existen están contenidas en campos viejos, descubiertos entre la década de 1920 y la de 1950. En aquellos días, por lo general los hidrocarburos se detectaban sólo a través de registros eléctricos obtenidos en pozo abierto; a menudo los únicos registros disponibles. Incluso hoy en día, los registros de resistividad adquiridos en pozo abierto todavía son las mediciones más comúnmente utilizadas para evaluar las saturaciones de los yacimientos y distinguir las zonas que contienen hidrocarburos de las que contienen agua. Sin embargo, el monitoreo de los cambios de saturación en yacimientos viejos requería efectuar mediciones a través del revestimiento de acero, lo que no había podido ser posible con las herramientas de resistividad convencionales.

Hasta hace poco, la evaluación de la saturación de hidrocarburos en un pozo entubado sólo era posible con herramientas nucleares. Estas herramientas tenían una reducida profundidad de investigación y su aplicación efectiva estaba limitada a altas porosidades y altas salinidades. Desde la invención de los registros de resistividad de pozo abierto, los expertos de todo el mundo se han esforzado por desarrollar una herramienta que pueda medir la resistividad detrás de la tubería.



Hoy, 60 años después de haberse concebido esta idea, la medición exacta y confiable de la resistividad de formaciones no sólo es posible en pozos entubados, sino que también ya se encuentra disponible como servicio estándar en muchas compañías petroleras. Las considerables dificultades de diseño y medición planteadas por la medición de la resistividad de la formación detrás de revestimientos de acero han sido superadas con la ayuda de innovadores dispositivos electrónicos.

Lo que vino después se convertiría en toda una ciencia, combinando nuevas y mejores técnicas para el desarrollo de nuevos métodos de adquisición. Hoy en día las operaciones de pozo entubado (*cased-hole*), abarcan un gran campo de aplicaciones, que van desde la evaluación de la formación para mostrar la existencia de hidrocarburo, mediciones para determinar la integridad del pozo y tubería, así como el análisis de movimiento de fluido dentro de un pozo. Para llegar a este propósito, actualmente muchas de las tecnologías han sido y continúan siendo desarrolladas.

II.2 IMPORTANCIA Y SU APLICACIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

A medida de que la producción disminuye en muchas provincias productoras, las técnicas usadas en pozo entubado son la clave para frenar la pérdida de hidrocarburo y restablecer la producción óptima del yacimiento.

Un pozo no necesariamente debe estar en malas condiciones o exhibir cambios en la producción para ser un candidato de ser examinado con registros en pozo entubado. De hecho, los registros son frecuentemente utilizados en la sección del *casing* o revestimiento para monitorear el yacimiento, a fin de que los cambios en la producción puedan ser previstos y planificados. Este seguimiento se realiza para detectar la circulación de los contactos agua-aceite o gas-aceite durante la producción de cada uno de los pozos y por lo tanto ayudar a evaluar la producción del yacimiento en cada uno de éstos.

A veces, los pozos viejos se registran a fin de detectar las zonas productoras inicialmente descartadas o *sobrepasadas*. Esto ocurre cuando los pozos viejos no tienen un buen conjunto de registros en agujero abierto (operaciones de *open hole*) disponibles o cuando las zonas *sobrepasadas* de producción no son detectadas por técnicas de interpretación.

Muchas veces estas zonas *sobrepasadas* son zonas superiores de gas que no fueron de gran interés al momento de iniciar la completación del pozo. La localización de cada una de estas zonas de producción *sobrepasadas* pudiera proporcionar nuevas reservas para la compañía, a partir de los activos que se creían agotados y carentes de valor.

Por otro lado, y debido al incremento del uso de operaciones LWD, los registros en pozo entubado son frecuentemente utilizados como fuentes de información complementaria sobre la litología de la formación y saturación de hidrocarburos. Los registros en pozo entubado son las herramientas de diagnóstico para una gestión eficiente del yacimiento y la producción. Prácticamente hoy en día no existen trabajos de operación o medida adoptada dentro de la industria petrolera para optimizar o mejorar la producción sin la ayuda de los registros en pozo entubado.

Como se ha venido mencionando, la utilidad de los registros en pozo entubado tiene un gran campo de aplicación dentro de la industria petrolera. Para un mejor entendimiento acerca de los tipos de servicios y las diversas aplicaciones que tienen los registros en pozo entubado, éstos se dividen en las siguientes categorías:

1. Evaluación de la Formación
2. Calidad de la cementación
3. Integridad de la tubería
4. Registros de Producción
5. Otras aplicaciones

La descripción de cada una de estas categorías se muestra a continuación:

- ▀ **Evaluación de la formación:** las herramientas de registros de esta categoría son diseñadas para evaluar las propiedades de la formación. Se incluye el contenido de arcilla en la formación, tipo de lutita y definición vertical de las zonas que estén limpias y libres de arcilla. Los servicios de registros en esta categoría también son capaces de determinar el tipo de roca (arena, limolita, etc.), el tipo de hidrocarburo; es decir, gas o petróleo y la saturación. Otra información disponible incluye propiedades mecánicas de las rocas; mineralogía; su permeabilidad; presión; fracturamiento, e inclusive, algunas muestras de fluidos de la formación.
- ▀ **Integridad del pozo:** Dentro de esta categoría se engloba tanto la *calidad de la cementación* como la *integridad de la tubería*, ambas forman la integridad del pozo. Esta categoría incluye una gran variedad de registros para evaluar la calidad de la cementación alrededor del *casing*. La ubicación del cemento, la fracción de relleno anular y el esfuerzo compresivo del cemento pueden ser medidas. La condición de la tubería en términos de profundidad y del daño extenso también puede ser evaluada. Además determinadas herramientas pueden discriminar daños internos en la tubería de producción y en la cara exterior del *casing*, así como determinar problemas de corrosión y pérdida de metal.
- ▀ **Registros de Producción:** Esta categoría incluye herramientas de detección de canales detrás de la tubería, tanto en pozos de inyección como en pozos de producción. Estas herramientas además detectan zonas de inyección de fluido y también pueden detectar direccionalmente la orientación de ciertas partículas inyectadas. Asimismo, los registros de producción nos proveen con una gran exactitud la naturaleza y el comportamiento de los fluidos del pozo durante de la etapa de producción. Sin embargo, en operaciones especiales de igual manera, los registros de producción nos pueden proveer de valiosa información que nos permitirá definir con precisión roturas de tubería, así como determinar de qué manera puede ser la pérdida de circulación de fluido durante la terminación del pozo.



Por lo tanto, los registros de producción tienen aplicación útil en dos grandes áreas:

- Evaluación y análisis del rendimiento del pozo
 - Evaluación de problemas mecánicos
- ▮ **Otras aplicaciones:** Esta categoría engloba una gama de servicios cuya aplicación no es muy usual. Por ejemplo, el registro *gravel pack* que son diseñados para evaluar la presencia de partículas sólidas en las ranuras de la línea de la tubería de producción, que afecta directamente el estado del pozo. Otro grupo de esta categoría son los registros de “punto pegado” o “punto libre”, estas mediciones nos permiten obtener la localización exacta del punto donde una tubería debe ser cortada en caso de tener una recuperación por atascamiento. Esto permite tomar medidas correctivas para resolver el problema mecánico de corte de tubería.

Lo mencionado anteriormente se muestra con mayor claridad en la *figura 7*, cabe mencionar que los registros en pozo entubado hoy en día forman parte de los servicios y productos que grandes compañías petroleras como *Schlumberger*, *Halliburton* y *Baker Hughes*, brindan para solucionar problemas en el campo petrolero; estas compañías están constantemente desarrollando nuevas tecnologías y productos que han impactado significativamente la exploración y producción de los recientes yacimientos petroleros.

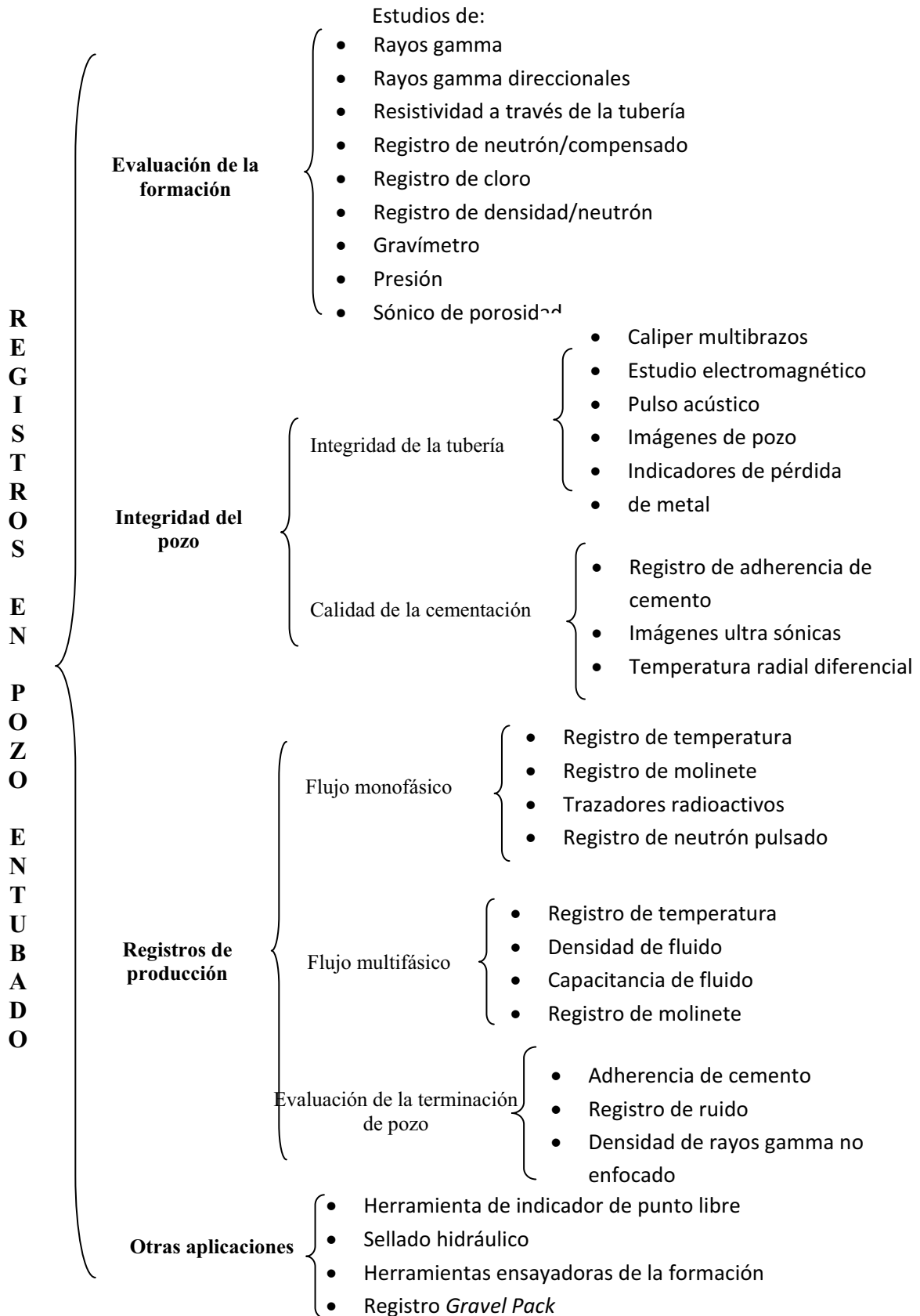


Figura 7. Clasificación de los diferentes tipos de registros en pozo entubado



Las nuevas tecnologías que se están desarrollando actualmente incluyen herramientas que permiten ver prácticamente las formaciones detrás del revestimiento sin ningún riesgo para el pozo ni para la cementación del pozo, de igual manera se están desarrollando nuevos y mejores modos acústicos simultáneos para optimizar el tiempo de adquisición de registros al igual que la utilización de la herramienta de resonancia magnética. Gracias a todo esto la adquisición de registros en pozo entubado se ha convertido en toda una ciencia que se está desarrollando constantemente con mucho éxito dentro de la industria petrolera.

II.3 TERMINACIÓN DE POZOS Y CONSIDERACIONES OPERACIONALES

Antes de bajar la tubería de revestimiento o *casing*, se efectúan las operaciones de registros en agujero descubierto. Estos registros no pueden ser repetidos después de entubar el pozo; por lo tanto, debe verificarse inmediatamente, en el momento de su obtención, que sean de buena calidad. Ellos son datos de entrada críticos para la interpretación que permitirá evaluar el potencial del yacimiento. Una vez que la tubería de revestimiento fue instalada y a su vez se ha cementado el pozo, una nueva gama de registros en pozo entubado están listos para evaluar el potencial del yacimiento y su producción.

Las herramientas de registros de pozo entubado son normalmente “corridas” mediante *wireline*. Esta línea de *wireline* es un cable eléctrico blindado que transmite los datos a la superficie y dichos datos posteriormente se mandan en tiempo real, esto es por medio de un enlace satelital que la información se manda del sitio de registro al centro de procesado.

La mayoría de las herramientas de pozo entubado se corren con un cable de un solo conductor; es decir, un mono-conductor, este tipo de cable es usado en servicios de completación de pozos, como es el caso de operaciones de disparos y en registros producción como el de temperatura y de molinete. Algunos servicios pueden ser corridos con un cable multi-conductor, no obstante, éste es utilizado de mayor manera para adquirir registros en agujero abierto.

El cable mono-conductor tienen un diámetro de 0.25 - 0.5 [in], el diámetro más pequeño de este cable es utilizado cuando se encuentra un entorno de alta presión en la cabezal del pozo. El cable multi-conductor es ligeramente más grande en diámetro y contienen los conductores aislados en el centro. Tanto la envoltura exterior del cable mono-conductor y multi-conductor están constituidos por una armadura de dos capas de alambre de acero que protegen al cable en condiciones de alta presión y alta temperatura. El cable multi-conductor puede soportar tensiones cerca de las 18 000 lb/f antes de romperse, este cable tiene un peso de 160 Kg por cada 300 metros.

El registro en sí comienza con la herramienta de registro apoyada en el fondo del pozo, para obtener el momento del despegue o “pick-up” que define la profundidad total cuando se recoge el cable, es decir, las mediciones se realizan cuando la herramienta está subiendo a la superficie. Se continúa recogiendo cable y obteniendo datos de las herramientas a una velocidad constante que depende en si del tipo de herramienta, este puede ser de 600 a 6,000 pies por hora. El registro es una presentación de los datos medidos por la herramienta, o de valores derivados de estos datos, en función de la profundidad

(ocasionalmente, en función del tiempo), impreso en forma continua en papel y grabado en medio magnético, generalmente a razón de una medición a cada $\frac{1}{2}$ pie de pozo. Pueden agregarse curvas auxiliares como, por ejemplo, la tensión en el cable. *Figura 8.*

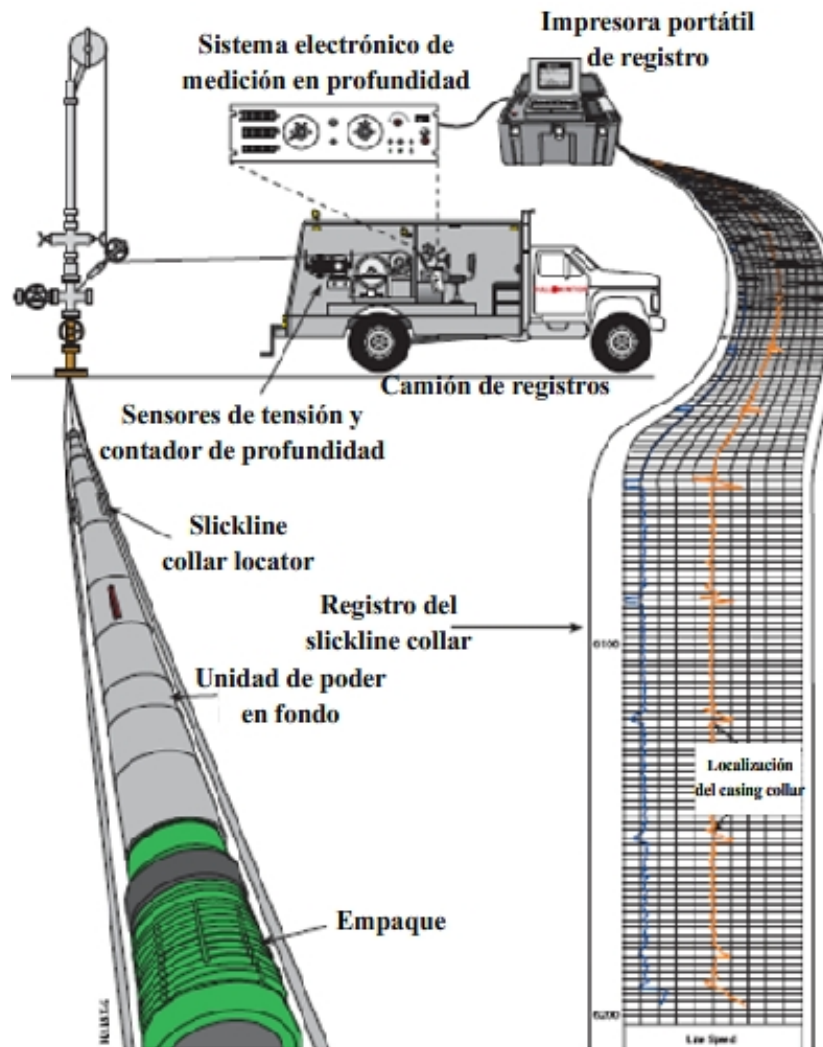


Figura 8. Esquema que muestra la adquisición típica de los registros en pozo entubado por medio de wireline. (Tomada de Halliburton Wireline and perforating service, 2008)

Para tener una idea más clara acerca de operaciones de registros en pozo entubado hay que tener en claro ciertas cuestiones. Una de ellas es el entorno típico de un pozo petrolero, la mayoría de los pozos son cementados en grandes intervalos, con el fin de proteger la formación, esto se hace para prevenir el colapso de las formaciones dentro del agujero; mantener el control de la presión en zonas donde hay grandes variaciones de presión encontradas durante la perforación; y para permitir el control de la terminación del pozo.

Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse en cuenta que la terminación mientras menos aparatosa mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al agujero



para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la terminación elegida por los costos de trabajos posteriores para conservar el pozo en producción.

La elección de la terminación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo. Si el yacimiento tiene suficiente presión para expeler el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se hará producir por medio del bombeo mecánico o hidráulico o por levantamiento artificial a gas.

Además de las varias opciones para terminar el pozo vertical como se muestra en la *figura 9*, ahora existen las modalidades de terminación para pozos desviados normalmente, los desviados de largo alcance, los inclinados y los que penetran el yacimiento en sentido horizontal.

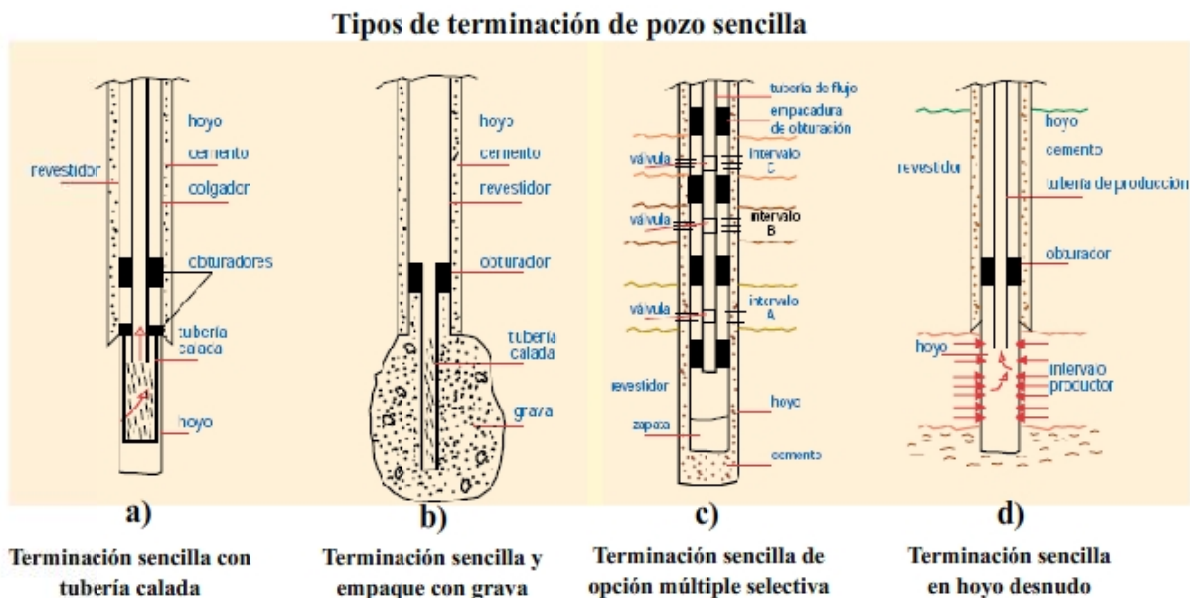


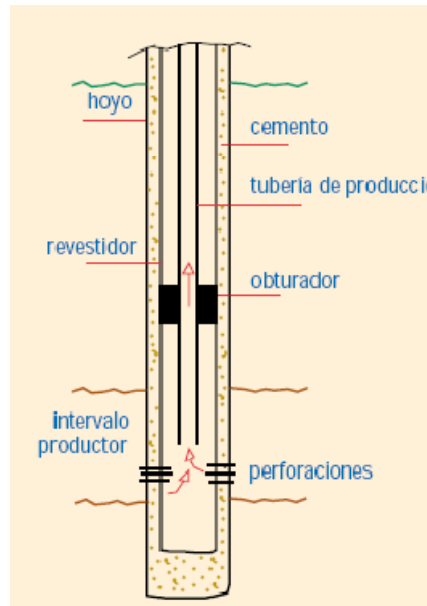
Figura 9. Diferentes tipos de terminación de un pozo petrolero, contempla generalmente la generación de un solo horizonte productor. (Tomado de *Caracterización de Yacimientos*, CEPET/PDVSA, 1997)

La terminación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de terminación sencilla. La terminación sencilla clásica, con el revestidor o *casing* cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro por metro lineal para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo.

El diámetro del cañón, que puede ser de 83 a 121 milímetros y diámetros intermedios, se escoge de acuerdo al diámetro del revestidor, que generalmente puede ser de 127 a 178 milímetros. El diámetro del proyectil comúnmente es de 6 a 19 milímetros. Como el fluido

de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial.

Así pues, durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido. Por tanto, esta etapa de terminación puede tornarse crítica. Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción, llamada también de educción. Para el caso básico de terminación sencilla, como se muestra en la *figura 10*, la tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se hinca contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo y el agua. De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo con sus características.



Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la terminación sencilla puede hacerse a hoyo desnudo *figura 9-d* o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto, tubería calada *figura 9-a*, que cuelga del revestidor de producción. Otra opción de terminación para contener arenas muy deleznable, que se emplea mucho en pozos que producen a bombeo mecánico, es la de empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido *figura 9-b*), de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la grava se traben, formando así un apilamiento firme y estable que evita que la arena fluya hacia el pozo.



Por otro lado, cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la terminación doble. Generalmente, el yacimiento superior produce por el espacio anular creado por el revestidor y la tubería de producción y el inferior sólo por la tubería de producción, cuya empacadura de obturación se hinca entre los dos intervalos productores.

Algunas veces se requiere que el intervalo productor inferior fluya por el espacio anular y el superior por la tubería de producción única que desea instalarse. En este caso se puede elegir una instalación que por debajo del obturador superior tenga una derivación a semejanza de una “Y”, que permite invertir la descarga del flujo. Otras veces se puede optar por instalar dos tuberías de producción para que los fluidos de cada intervalo fluyan por una tubería sin tener que utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo. *Figura 11.*

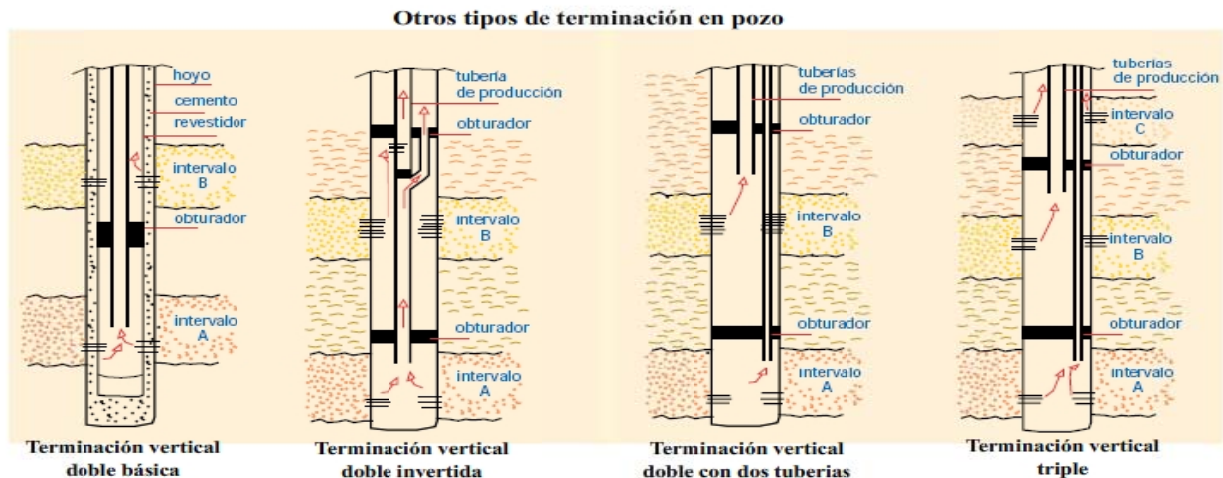


Figura 11. Diferentes tipos de terminación doble, cuando es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo. (Tomado de *Caracterización de Yacimientos*, CEPET/PDVSA, 1997)

Sin embargo, cuando se requiere la producción vertical independiente de tres estratos se opta por la terminación triple. La selección del ensamblaje de las tuberías de producción depende, naturalmente, de las condiciones de flujo natural de cada yacimiento. Generalmente puede decidirse por la inserción de dos sartas para dos estratos, y el tercero se hará fluir por el espacio anular. Otra opción es la de meter tres sartas de producción.

Al mencionar los diferentes tipos de terminación de pozos, aparece la utilización de una, dos y hasta tres sartas de producción, según el número de estratos que independientemente ameriten ser producidos. Tan importantes son las especificaciones y diseño de cada sarta de producción como las de las sartas de revestimiento. Pues, ambas por sí y en conjunto, además de representar una gran inversión para cada pozo, son el pozo mismo. Por tanto, la función eficaz y durabilidad de cada sarta son garantía de la seguridad y permanencia del pozo.

Cabe mencionar que las tuberías para revestimiento de pozos, las tuberías de producción y las tuberías caladas se fabrican sin costura, de piezas integrales o soldadas eléctricamente, de acuerdo con normas y especificaciones que rigen el aspecto químico-metalúrgico de los aceros escogidos; como también el proceso térmico empleado en la confección de las

tuberías; el control de calidad de fabricación, que incluye pruebas químicas y físicas de tensión, aplastamiento y estallido.

Así pues, una sarta de revestimiento o de *casing* típica de un pozo petrolero se ilustra en la *Figura 12*. La tubería de conducción es diseñada para que tenga un gran diámetro y evite el colapso de la formación y así establezca el pozo; la sarta de revestimiento de superficie protege dichas zonas, las cuales contienen agua dulce. Pueden requerirse en ocasiones una serie de sartas de revestimiento intermedias debido a las consideraciones de la presión de formación, o deterioro de la cubierta a medida que se van realizando perforaciones más profundas. Las sartas de revestimiento pueden ser colocadas en forma lineal, las cuales no regresan a la superficie, sino que son colgadas cercanas al fondo sobre la sarta de perforación más grande.

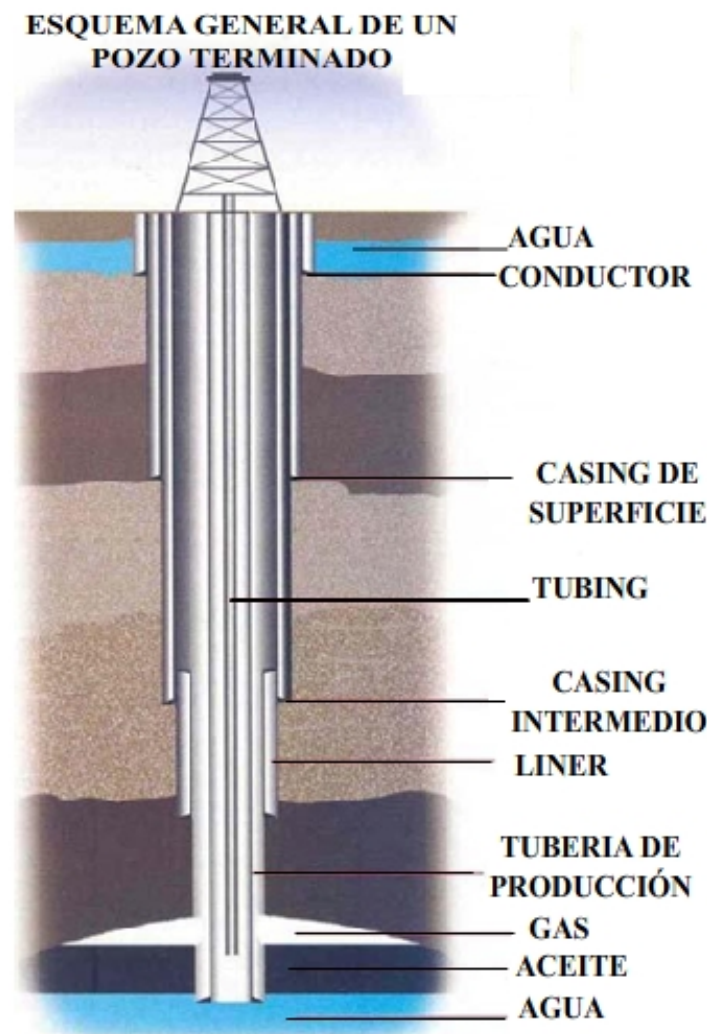


Figura 12. Esquema que muestra las diferentes sartas de revestimiento. Modificada de *Logging and Perforating, Halliburton 2002.*

Los fluidos producidos, fluyen a través de la tubería en el cabezal del pozo en la superficie y posteriormente a los separadores, líneas de flujo y tanques de almacenamiento como se



había mencionado anteriormente. La tubería contiene la presión de los fluidos que se encuentran fluyendo y protege al ademado de la corrosión y el desgaste.

Por otro lado, no hay que dejar de mencionar que en la mayoría de los casos el diámetro de la herramienta es muy importante, ya que se convierte en el factor decisivo entre operaciones *a través de la tubería* o *dentro del casing*. El primero requiere poca preparación del pozo y es mucho más caro en términos de pérdida de producción y otras operaciones requeridas. El último generalmente se hace en el momento de la completación del pozo o después.

De otra manera la terminación de un pozo, así como el tipo de tuberías y sartas que se involucran dentro de este proceso son aspectos muy importantes a considerar en el momento de adquirir el registro geofísico dentro del pozo. De tal manera que lo primero que debe realizarse en un registro de pozo entubado puede parecer obvio, pero es necesario preguntarse ¿porqué se debe correr ese registro? Para contestar esta pregunta, es necesario conocer exactamente cuál es el problema y qué necesitamos conocer para poder resolver las cuestiones pertinentes. Cuando el pozo está activo, es difícil saber cuál es el verdadero problema, por lo cual se debe emplear cualquier información que esté disponible. Para ello, se pueden considerar los datos de registros en pozo abierto tomados en zonas adyacentes; condiciones del yacimiento; historia de la producción; cualquier cambio súbito en el desarrollo del pozo; operaciones realizadas recientemente; pozos cercanos en el mismo yacimiento; entre otros.

Es necesario tener información más detallada antes de correr registros en pozo entubado. Aunque cada adquisición de un registro tiene sus requisitos específicos, la siguiente lista proporciona una idea general sobre el tipo de información que puede ser necesaria al correr un registro en pozo entubado.

1. Un esquema completo y preciso del pozo debe estar disponible y debe mostrar todos los tamaños y pesos de las tuberías y del *casing*, todas las restricciones y detalles de pozo y sus profundidades. Este esquema también puede mostrar el ángulo de desviación.
2. Anticipar las condiciones de pozo. Tener en cuenta cuál es la temperatura y la presión del pozo, saber si hay presencia de H_2S y presencia de gas en el pozo. Ya que las herramientas de registro e incluso el cable, pueden no ser adecuadas para las condiciones que serán encontradas, por lo que se requerirá de equipo especial. Es necesario trabajar con una compañía de servicios que esté relacionada con estos asuntos.
3. También es de suma importancia saber cuál es la presión del cabezal del pozo y tener en cuenta qué equipo especial se requiere, así como, conocer qué pesos serán necesarios para correr la herramienta dentro del pozo.

4. El tiempo que estará la sarta con todos los sensores necesarios, así como considerar las limitaciones por el aumento de longitud de las tuberías, la necesidad de mayor peso y el tamaño menor de la herramienta para que ésta pueda pasar a través de la tubería.
5. La configuración del cabezal del pozo debe ser conocida por la compañía de servicios, de tal forma que ellos puedan unir las tuberías sin tener algún retraso indebido.
6. A reserva de las condiciones de seguridad, es preferible correr la herramienta en el agujero con el flujo del pozo. Para ello, se debe considerar las tasas de flujo previstas en el agujero y en las tuberías. Si es necesario cerrar el pozo, se debe volver a estabilizar ahora con la herramienta contenida en él.
7. Se debe saber si las operaciones sólo se pueden realizar de día o si también se pueden llevar a cabo por la noche.

II.4 OPERACIONES DE CAMPO Y ADQUISICION DE DATOS

Las operaciones a través de cable en pozos entubados, son realizadas con ayuda de una unidad de servicios de producción. *Figura 13*. El vehículo lleva las herramientas de registros; el cable eléctrico y las poleas necesarias para bajar las herramientas al pozo; los instrumentos de superficie necesarios para alimentar las herramientas; recibir y procesar sus señales; y el equipo necesario para hacer una grabación permanente del registro.

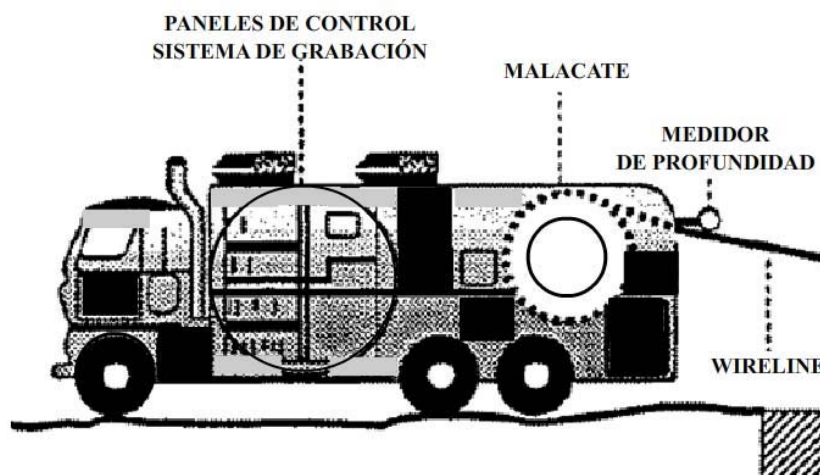


Figura 13. Camión de Registros geofísicos. (Modificado de Logging and Perforating, Halliburton 2002).

Las compañías petroleras ofrecen una variedad de distintos modelos de unidades de registros, sin embargo, cada una de ellas cuenta con las siguientes componentes básicas:



- Cable de registro.
- Un malacate que permite subir y bajar el cable de registro en el pozo.
- Un generador de 120 voltios AC, que se encuentra en el interior de la unidad y que da la energía suficiente para poner en operación las computadoras y las herramientas.
- Conjunto de paneles de control en superficie que sincronizan todas las operaciones del camión.
- Conjunto de herramientas de pozo (sondas y cartuchos).
- Computadora para procesar la información y controlar la tensión del cable y la condición de la herramienta dentro del pozo.
- Enlace satelital, las unidades de registros cuentan con una antena parabólica que permite establecer una conexión vía internet, la cual permite el envío de los datos en tiempo real al centro de procesamiento.

Los camiones de registros están montados sobre un chasis reforzado para poder soportar el peso del malacate con cable (cerca de 1000 metros de cable). El camión de registros está diseñado para albergar una cabina en donde se encuentran los paneles de control y el tablero para controlar el malacate, es el cerebro del camión y de la operación misma, desde ahí se calibran y operan las herramientas de registros dentro del pozo, se graba el registro y se manda la información vía satélite.

En operaciones costa fuera las unidades de registros son montadas sobre “patines” y atornilladas o soldadas a la cubierta de la barcaza de perforación, buque o plataforma petrolera. Algunas unidades pueden ser desmontadas en pequeños sub-elementos y son transportadas vía helicóptero a zonas remotas y de difícil acceso. Sin embargo, la mayoría de las unidades de registros en la industria petrolera operan de la misma manera.

Un buen mantenimiento de las unidades de registros es necesario para evitar problemas durante la adquisición, así que, una mala decisión durante las operaciones de registros puede ocasionar serios problemas, como por ejemplo el atascamiento de la herramienta dentro del pozo, si este fuera el caso entonces se tendría que llevar a cabo una serie de pasos para salvar la herramienta o en su defecto el cable de registros. Cada compañía tiene su propio procedimiento a seguir para solucionar problemas de atascamiento, estas medidas son indispensables para tener éxito en la operación de rescate. Otra consideración sería es contar con todas las medidas de seguridad al momento de operar, mas aun cuando se tienen fuentes radioactivas en el momento de la operación, es indispensable que se tenga un plan de actividades acerca de cada operación de campo.

Las herramientas de registros son tubos cilíndricos que contienen sensores usados para realizar las mediciones, el tipo de sensores usados depende, por supuesto, de la naturaleza de las mediciones. Por ejemplo los sensores acústicos utilizan transductores; los sensores radioactivos utilizan detectores sensibles a la radioactividad.

Aunque existen varios tipos de herramientas de registros, una herramienta típica para adquirir registros geofísicos en pozo entubado tiene un diámetro de 3 5/8 de pulgada y una longitud de 10 metros. Estas herramientas están diseñadas para soportar una presión de

20,000 psi y temperaturas entre 170 y 200 °C. Los sensores y la electrónica interna de las herramientas están diseñadas para trabajar bajo un abuso físico moderado, sin embargo, estas herramientas son tan sensibles que una mala operación más allá de dañar a la herramienta ponen en juego a la operación misma. Las herramientas permiten unirse y combinar sensores entre sí para tener una sarta de herramienta de registros, no obstante, existen limitaciones operacionales al conectar muchos sensores, ya que se dificulta el manejo de la herramienta muy larga, así como las limitaciones al transmitir los datos debido a que la tasa de transmisión a través del cable disminuye considerablemente.

Por otro lado, la transmisión de la señal mediante el cable, puede ser en forma analógica o digital, aunque las tendencias modernas prefieren la transmisión digital. El cable también es usado para transmitir la energía eléctrica de la superficie a las herramientas de pozo.

Otra componente de la herramienta de pozo es el cartucho, éste contiene los elementos electrónicos que dan potencia a los sensores, procesan las señales resultantes de las mediciones y transmiten las señales a través de cable hacia la unidad de registro. Este cartucho puede ser un componente separado atornillado a la sonda para formar la herramienta final, o puede ser combinado con los sensores de la sonda para formar una sola herramienta. Por ejemplo, una herramienta de *collar locator* (que es utilizada para detectar anomalías magnéticas causadas por un incremento relativo en la masa de la conexión del revestimiento, *casing collar*), es casi siempre incluida en cualquier sarta, independientemente de la operación. *Figura 14.*

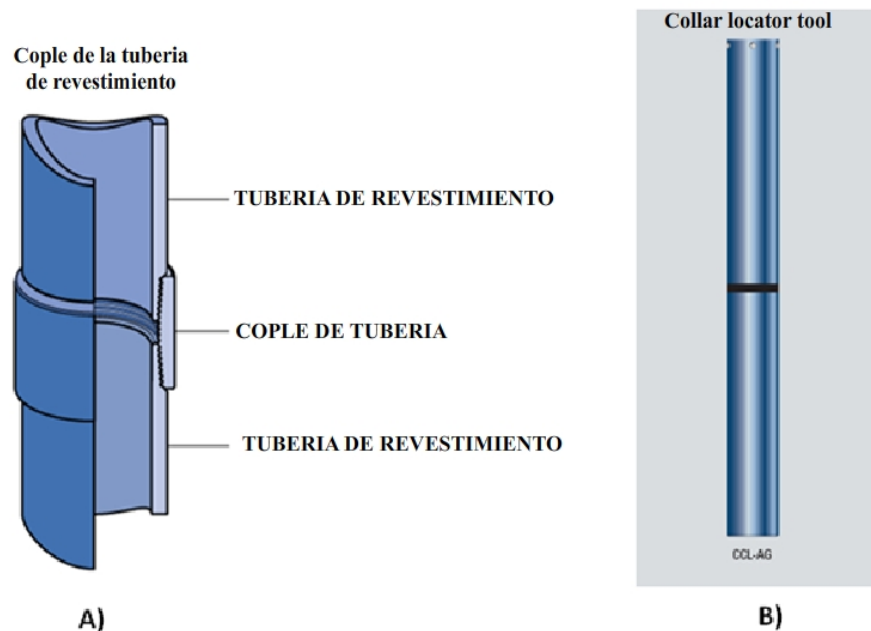


Figura 14. A) Muestra la conexión de una sarta de revestimiento por medio de un cople (*casing collar*). B) Diagrama de la herramienta *collar locator*, tiene una longitud de 0.45 a 1.07 m y un peso de 2.7 a 37 Kg. (Tomado de Casing Collar Tool brochure, Schlumberger, 2004)

Hoy en día, la mayoría de las herramientas son fácilmente combinables, en otras palabras, los sensores de muchas herramientas pueden ser conectados para formar una herramienta y por tanto, realizar muchas mediciones y registros con simple ascenso y descenso a través del pozo. Por ejemplo la herramienta de registros de producción (*PLT, production logging tool*) puede combinar ocho o más sensores dependiendo de las respuestas requeridas.



Por otro lado, la unidad de servicios de registros de producción, por lo general lleva un malacate principal y un malacate auxiliar para bajar y recuperar las herramientas a través de cable dentro del pozo. El malacate principal normalmente contiene 7 cables conductores que son requeridos por algunas herramientas de registros. El malacate pequeño contiene un pequeño cable mono-conductor para los servicios de producción de pozos bajo presión.

Los pozos profundos son medidos con un sistema de “rueda” para la calibración de las mediciones. Los registros son grabados durante el ascenso a través del pozo para asegurar la tensión del cable y tener un mejor control de la profundidad. Normalmente, en los registros de pozo entubado se graban los registros hacia arriba y hacia abajo.

Es importante mencionar que los instrumentos de superficie proporcionan la corriente eléctrica a las herramientas de pozo, y más importante aún, los instrumentos de superficie reciben las señales provenientes de las herramientas de pozo, las procesan, analizan y responden de acuerdo con la información. Las señales deseadas son registradas en forma digital y almacenadas en un disco duro, anteriormente eran grabadas en una cinta magnética en forma digital y en un tubo de rayos catódicos, o bien, en una película fotográfica en forma analógica.

La película fotográfica era procesada en la unidad de registros y se imprimía en papel, hoy en día la información viaja de manera satelital hasta el centro de procesamiento en donde se descarga el archivo directamente a una computadora y se imprime de manera directa el registro. El grabado continuo de las señales de las mediciones de pozo es conocido como registro geofísico. *Figura 15.*

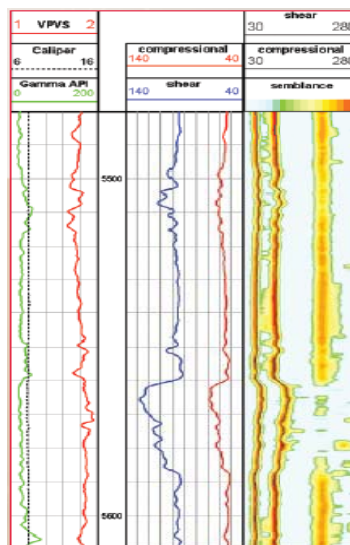


Figura 15. Ejemplo de un Registro geofísico, (Tomado de Logging and Perforating, Halliburton 2002)

II.5 PROCESAMIENTO DE REGISTROS GEOFÍSICOS

La tecnología de registros a través de cable ha estado cambiando por los rápidos avances en las señales electrónicas digitales y los métodos de manipulación, o manejo de los datos, estas nuevas tecnologías han cambiado nuestra forma de pensar acerca de las técnicas de registro existentes y han remodelado nuestras ideas sobre la dirección de los futuros avances. En este proceso se ven afectados los sensores, los componentes electrónicos de pozo, el cable, el cable de telemetría y el procesamiento de las señales en superficie. Las mediciones básicas de los registros pueden contener grandes cantidades de información. En el pasado, algunos de estos datos no eran registrados debido a la falta de sensores con tasas altas de datos y componentes electrónicos de pozo, la imposibilidad de transmitir los datos a superficie a través de cable, y la incapacidad para registrarlos en la unidad de registros.

Del mismo modo, estas limitaciones han impedido o retrasado la introducción de nuevas herramientas y mediciones de registros. Con la telemetría digital ha existido un enorme aumento en las tasas de datos que pueden ser manejados a través de cable. Las técnicas de grabación digital de las unidades de registro, proporcionan un aumento sustancial en las capacidades de grabación. El uso de señales digitalizadas también facilita la transmisión de las señales del registro a través de radio, satélite o líneas telefónicas a los centros de cómputo o a las oficinas base.

El procesamiento de los datos se puede realizar por lo menos en tres niveles: dentro de pozo; es decir, en la herramienta, en superficie, dentro del camión de registro y en las oficinas de cómputo centrales. El lugar en que se realiza el procesamiento depende de varios factores uno de ellos es que si los resultados deseados pueden ser producidos de manera más eficiente o de que se necesite principalmente la información extraída, otra más es que exista un experto en los conocimientos para tener una buena interpretación de los datos y por último que las consideraciones tecnológicas lo dicten.

Siempre parece conveniente, que la herramienta sea diseñada de tal modo que los datos sean procesados en pozo y la señal procesada sea transmitida a superficie, este es el caso cuando su uso en un futuro próximo es previsto para los datos en bruto o cuando la cantidad de datos en bruto se opone a su transmisión. Sin embargo, en la mayoría de los casos, es deseable llevar los datos crudos medidos hacia la superficie para guardarlos y procesarlos, de esta forma, los datos originales están disponibles para cualquier otro procesamiento o visualización, y se conservan permanentemente para su uso en el futuro.

Hay básicamente tres tipos de registros de pozo que son adquiridos y procesados, los registros de campo (en papel y en medio magnético), los registros transmitidos o reproducidos, y los registros procesados.

Registros de campo: Estos registros a menudo son identificados por un sello como “Copia de Campo” o “*Field-Print*”. Es el registro original obtenido e impreso en el pozo. Cuando son obtenidos por unidades de registro computadorizadas, cada archivo está numerado cronológicamente, comenzando con el número 1 para el primer archivo.



Registros transmitidos o reproducidos: Los registros transmitidos o reproducidos “*playback-logs*” son frecuentemente identificados como “Registro de Campo Transmitido” o “*Field Transmitted-Log*” para indicar que no se trata del registro original, sino que fue transmitido y luego reproducido.

Registros procesados: Estos registros incluyen los editados por la unidad de registro computarizada, aunque esta edición no necesariamente se efectúe en el pozo; estos registros tienen cada archivo numerado, comenzando con 001. Si el registro fue procesado en centro de procesamiento de datos, generalmente está identificado por el nombre del centro de procesamiento y por un número de referencia.

Cualquiera que sea el tipo de registro, siendo moderno, debe tener las características mencionadas a continuación:

1) Encabezado

En el encabezado, (*figura 16*), generalmente colocado en la parte superior, al final del registro (normalmente el final del registro corresponde a la parte más somera de la sección registrada), se identifican los datos pertinentes al registro, tales como:

- Nombre del pozo
- Nombre del registro con sus curvas
- Escala
- Ubicación del pozo
- Cotas de localización
- Datos generales del registro como:
 - a) Profundidad
 - b) Fecha
 - c) Datos de fluido de perforación
 - d) Temperatura
 - e) Nombre del responsable de toma de registro
- Observaciones de la toma de registro
- Descripción del conjunto de herramientas (sondas) para la toma de registro
- Estado mecánico del pozo (tuberías de revestimiento, equipo de perforación, unidad de registro, conjunto de preventores)
- Curvas



Figura 16. Encabezado de un registro geofísico, (Tomado de *Logging and Perforating*, Halliburton 2002)

2) Pistas (o carriles)

El registro en sí, está constituido por varias pistas, carriles o "tracks", uno de ellos dedicado a los números de profundidad. La presentación típica tiene tres pistas, conocidas como pista 1, 2 y 3 (de izquierda a derecha cuando el encabezado está para arriba). Algunas curvas pueden desplazarse fuera de su pista.

3) Escalas de profundidad

La profundidad de la medición puede estar en pies o metros, dependiendo de las unidades utilizadas por la compañía que solicitó el servicio. Una práctica común es la de presentar (o registrar simultáneamente) los registros es dos escalas de profundidad: una, más comprimida (1:500 ó 1:1,000), generalmente utilizada para fines de correlación y otra, más detallada (generalmente 1:200) utilizada para interpretación. La forma más simple de identificar (o verificar) la escala de profundidad del registro es observar cuántos metros de pozo fueron registrados en 1 m de papel; la escala se obtiene de la siguiente tabla:

Cantidad de metros de pozo registrados en 1m de papel	40	100	200	500	1,000
Escala de profundidad del registro	1:40	1:100	1:200	1:500	1:1,000

Las líneas transversales en el registro, se denominan de líneas de profundidad. En las escalas comprimidas usadas para correlación, según la escala, aparece una línea de profundidad a cada metro o a cada 5 m (si el registro está en pies, aparece una línea a cada 2 ó 5 pies); en la escala detallada usada para interpretación, generalmente aparece una línea de profundidad a cada metro (si el registro está en pies, aparece una línea a cada 2 pies).



4) Velocidad de registro

La velocidad de registro es un parámetro de gran importancia, ya que puede afectar la calidad de la información registrada, especialmente para los registros nucleares. El valor de la velocidad de registro puede ser verificada en la línea del borde de la pista 1 de cada registro, la cual es interrumpida brevemente una vez a cada minuto. Multiplicando por 200 la cantidad de metros observados entre dos interrupciones consecutivas, se obtiene el valor de la velocidad de registro en pies/hora (ft/hr).

5) Mallado

Se denomina de grillado o “*grid*” a las líneas paralelas a los bordes de las pistas; existen dos tipos de grillado utilizados en los registros modernos: el lineal (líneas con separación uniforme) y el logarítmico (líneas con separación variable según una escala logarítmica, para realzar los valores bajas y comprimir los valores altos) *figura 17*. Estos dos tipos de grillado pueden aparecer combinados en las tres pistas, dando lugar a tres presentaciones utilizadas con frecuencia:

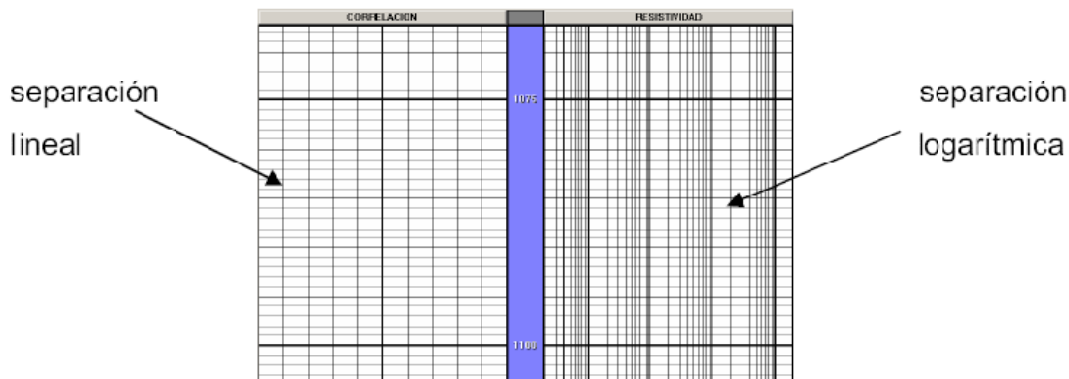


Figura 17. Tipos de mallado que están presentes en un registro geofísico, (Tomado de *Interpretación de Registros a agujero descubierto*. Viro Consultoria Ltda. 1997)

6) Curvas

Las curvas contenidas en los registros son la representación gráfica de los valores medidos por las herramientas durante la operación de registro del pozo.

Por otro lado, la escala utilizada, indicada en el encabezado directamente en unidades de ingeniería, representa el valor de la curva en cada extremo de la pista. Algunas mediciones son fracciones o números decimales, en cuyo caso no tienen unidad. Los registros simultáneos de resistividad son presentados, en la mayoría de los casos, en la misma pista y usando la misma escala para todos ellos.

Frecuentemente se utilizan curvas de relevo o "back-up" para graficar valores que se salen de la pista en la escala normal (por ejemplo, el calibrador de pozo, en una caverna); sus

escalas también están en el encabezado, generalmente con una línea más gruesa como se muestra en la *figura 18*.

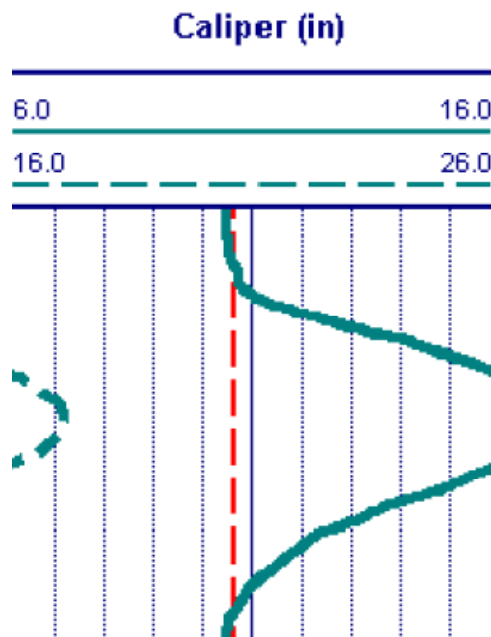


Figura 18. Registro de un *caliper* con una escala de 6 a 16 pulgadas para la curva principal y de 16 a 26 pulgadas para el relevo; la línea punteada roja en 12 " representa el diámetro de la barrena, (Tomado de *Interpretación de Registros a agujero descubierto*. Viro Consultoria Ltda. 1997)

II.6 AMBIENTE EN POZO ENTUBADO

El ambiente de un pozo entubado donde se deben operar las herramientas de registro se muestra en la *figura 18*. Por ejemplo, en el esquema se muestran cuatro zonas, A, B, C, y D, las cuales son porosas y pueden producir algún tipo de hidrocarburo. Ahora supongamos que estas zonas están separadas una de la otra mediante capas de lutitas impermeables y una vez que es colocada la tubería de revestimiento y el cemento se distribuye a lo largo del pozo, el ingeniero de campo decide que únicamente deben ser producidas las zonas A, B, y D. Para ello el pozo es terminado mediante la perforación de las zonas productoras deseadas. Esta operación de disparos que perfora las zonas productoras permite establecer una comunicación entre las zonas y el pozo mismo. A este proceso en la industria petrolera se le llama "*commingled*" o *terminación de pozo en más de dos zonas productoras*. Con este ejemplo podemos ejemplificar las condiciones típicas de un pozo entubado bajo la cual operan las herramientas de registros geofísicos.

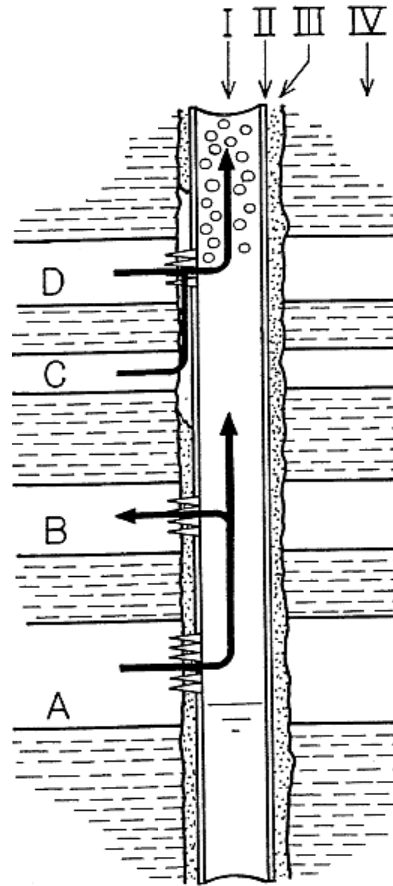


Figura 19. Ambiente de registro en un pozo entubado, (Tomado de *Cased Hole and Production Log Evaluation*, J. Smolen, 1998)

De acuerdo con la *figura 19*, los números romanos, I, II, III y IV, que se encuentran en la parte superior de la imagen, ubican las regiones de investigación dentro de un pozo entubado, muestran las regiones donde las herramientas están diseñadas para operar. De esta manera, las regiones de investigación de los registros geofísicos puede ser definida de dos formas, horizontal y vertical esta última va a depender de la herramienta utilizada para la medición.

La profundidad de investigación de una herramienta es referida a la distancia horizontal dentro de las formaciones geológicas hasta donde mide las características de la roca y es mayor cuando la separación del transmisor-receptor es grande; cuando hay un patín apoyado en la pared de la tubería tienen menores profundidades.

Por su parte, la profundidad de investigación vertical se refiere a la cantidad de mediciones realizadas por la herramienta a escalas muy pequeñas en profundidad es decir, a mayor mediciones realizadas en un intervalo de profundidad, mayor profundidad de investigación

vertical tiene la herramienta utilizada y esto permite identificar capas delgadas de litología presentes en las unidades geológicas.

Por ejemplo, las herramientas de los registros de producción miden las regiones dentro de la región entubada, región I en la imagen, mientras que los dispositivos de inspección de ademe operan en la región II, de igual manera los registros de evaluación de la cementación examinan la región III, y por último los varios servicios de evaluación de la formación, miden parámetros en la región IV.

La importancia de este tipo de clasificación se realiza cuando se considera que las herramientas son usualmente diseñadas para un solo objetivo. Por ejemplo, los registros de neutrón pulsado son diseñados principalmente para la evaluación de la saturación del agua de formación. Sin embargo, esta herramienta puede ser afectada por las condiciones del agujero, del revestimiento y del espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación.

A medida que estas herramientas se mejoran con los años, se ha notado que hay información acerca de otras regiones en los datos adquiridos. Pronto se dieron cuenta de que el movimiento del agua en el pozo puede ser detectado por la activación de oxígeno. Los ejemplos surgieron donde se detectaron canales de gas y actualmente aparece como una gama completa de equipo de neutrón pulsado, que está siendo desarrollado sólo para este tipo de información secundaria. El punto es que si se tiene un registro en el archivo de pozo, a éste se le puede agregar información sobre la relación con las regiones secundarias que no habían sido consideradas o que no se entendían.

La *figura 20* es una tabla que muestra los nombre genéricos o virtualmente todos los tipos de herramientas de registro en pozo entubado que se utilizan hoy en día. En la izquierda están las categorías de aplicación. En la parte superior están las regiones de investigación. El punto negro debajo de la región indica que la herramienta eso puede ser afectada por otras regiones que no tiene un interés primario. Por ejemplo, el registro de neutrón pulsado evalúa principalmente la formación, pero puede ser afectado por los fluidos del pozo, la tubería de revestimiento o por el espacio anular.



	Estudio	Región de investigación			
		I	II	III	IV
Mov. de Fluido	Temperatura	●	○	○	○
	Temperatura diferencial	●	○	○	○
	Ruido	●	○	○	
	Trazador Radioactivo	●	○	○	○
	Molinete continuo	●	○		
	Molinete horizontal	●	○	○	
	Identificador de flujo	●	○		
Integridad del pozo	Caliper, multibrazos		●	○	
	Electromagnéticas		●	○	○
	Pulso acústico	○	●	○	
	Cámara de pozo	○	●	○	
	Collar locator		●		
Evaluación de la formación	Rayos Gamma	○	○	○	●
	Neutron pulsado	○	○	○	●
	Densidad	○	○	○	●
	Acústico	○	○	○	●
	Gravímetro			○	●
	Presión	○	○	○	●
	Probadores de formación	○		○	●

Figura 20. Nombres genéricos de los servicios de registros en pozo entubado así como la región de investigación donde opera cada uno, (Modificado de *Cased Hole and Production Log Evaluation*, J. Smolen, 1998)

Capítulo IV: Estado del pozo: Integridad de la tubería

IV.1 INTRODUCCIÓN

La evaluación de la condición física de una tubería petrolera es fundamental para garantizar la seguridad del pozo. El estado de la tubería de producción puede ser determinada a través de métodos acústicos, electromagnéticos, o bien, por medio de herramientas de inspección interna como *calipers* mecánicos. El uso de métodos de evaluación directa de una tubería permite determinar la integridad de una tubería a través de inspecciones visuales y físicas tanto en el interior como en el exterior de la tubería.

Los registros geofísicos de pozo entubado son los métodos más utilizados en la industria petrolera para detectar anomalías dentro de una tubería de producción, también son utilizados para detectar pérdida de metal; deformaciones en la tubería; reducción en el espesor de la pared de la tubería; abolladuras; fracturas; y tipos de corrosión. Las herramientas de registros de pozo entubado no sólo evalúan la condición física de la tubería, sino también toman una gran importancia en la producción del pozo, ya que constantemente están evaluando el movimiento del hidrocarburo dentro de la tubería y por ende, el flujo y comportamiento del mismo dentro de ésta.

La importancia de la calidad e integridad de la tubería se originó con base en las necesidades de suministros rápidos y de flujos constantes de combustibles para los ejércitos aliados durante la invasión de Normandía, Francia, en junio de 1944 durante la Segunda Guerra Mundial. El servicio logrado con estos poliductos, de 76.2 milímetros de diámetro interno (3 pulgadas), fue extraordinario. Desde la costa inglesa, 23 tuberías cruzaron el Canal de la Mancha para llegar a cada playa de desembarque dominada por las tropas invasoras de la costa francesa. Individualmente, 17 tuberías alcanzaron 48 kilómetros de longitud y otras seis se extendieron 112 kilómetros tierra adentro.

De 1976 en adelante se avanzó en la técnica de fabricación de tubería de producción, y finalmente para 1980 se había logrado establecer las categorías técnicas deseadas.

Por las aplicaciones actuales de la tubería de producción y de revestimiento se pueden apreciar los adelantos que han enriquecido y ampliado la tecnología de reacondicionamiento de pozos, tarea a la que han contribuido empresas petroleras, empresas de servicio y fabricantes de material tubular, de herramientas y de equipos requeridos para las diferentes etapas de las operaciones de campo.

Hoy en día no se entiende una óptima producción del yacimiento si no se cuenta con una tubería íntegra y en buenas condiciones. Simplemente en Estados Unidos las pérdidas por corrosión de tuberías de gas natural en 1999 fueron calculadas en cerca de 840 millones de dólares por año, y en 2005 se estimó que el costo anual de todas las formas de corrosión en



la industria del gas y el petróleo fue de 13,400 millones de dólares, de los cuales la corrosión y otros daños a la tubería como fracturas representaron unos 2000 millones de dólares.

De ahí la importancia que adquiere el estudio de la integridad de las tuberías de producción y de revestimiento, así como su inspección oportuna, ya que teniendo una correcta evaluación de los datos se puede llegar a tomar decisiones acerca de la situación actual de la tubería de producción, y en general de la integridad del pozo, de encontrar problemas en la tubería habrá que asegurarse de mitigarlos antes de que pongan en riesgo la integridad del pozo mismo. Así pues, la importancia de tener un buen monitoreo de la tubería de producción, de la tubería de revestimiento tiene un impacto directo en la producción del pozo y en costos de operación y mantenimiento del mismo.

IV.2 PRINCIPALES DAÑOS EN LA TUBERIA

IV.2.1 Acumulación de arena y sólidos

La acumulación de arena y sólidos es otro de los problemas más comunes que sufren las tuberías en los pozos petroleros, éste perjudica significativamente la producción de petróleo y gas. El movimiento de la arena y la acumulación de escombros pueden producir un impacto considerable sobre el flujo de fluido. En la superficie, un río por ejemplo puede depositar un volumen tan grande de limo que llega a obstaculizar su propio flujo, modificando su curso y amenazando quizás las zonas agrícolas y las comunidades. De un modo similar, en un pozo, el influjo de arena puede afectar o detener el flujo de petróleo proveniente de un yacimiento.

El relleno de arena y los escombros no son problemas nuevos con los pozos de petróleo. Varias generaciones de ingenieros de campo han tenido que enfrentar el desafío de mantener sus pozos limpios. En el año 1901, del Pozo Clement No. 1 situado en el sudoeste de Luisiana, EUA, y perteneciente a Jennings Oil Company, salían a borbotones unos 1,113 m³/d (metros cúbicos por día) de petróleo. Lamentablemente para estos primeros pioneros de la industria petrolera, la prosperidad duró poco. Luego de siete horas de producción, la arena de formación taponó más de 305 m [1,000 pies] de tubería de revestimiento, extinguiendo la producción de petróleo y con ella todos los sueños de opulencia y riqueza. Los esfuerzos por remover la arena de este pozo, finalmente fracasaron y se procedió a abandonar el área prospectiva.

Aproximadamente para la misma época, los exploradores de petróleo de Texas comenzaron a utilizar una técnica innovadora para evitar que declinara la producción de petróleo; *el torpedo*, así lo llamaron. El método consiste, cuando un operador llamado “torpedista” baja cuidadosamente en el pozo cantidades sustanciales de nitroglicerina. Una vez que los recipientes con nitroglicerina alcanzaban su objetivo, se dejaba caer un objeto con cierto peso en el pozo, poniéndose en marcha una secuencia de eventos que culminaban con una explosión espectacular y, con un poco de suerte, estimulaban el pozo removiendo sus escombros y reiniciando el flujo de petróleo, poco tiempo después esta técnica fue abandonada.

Hoy en día, los ingenieros utilizan métodos más seguros y más eficaces para eliminar la arena y otros escombros del pozo. Algunos ejemplos de América del Norte, el Mar del Norte y Malasia demuestran cómo los procesos de limpieza de pozos cuidadosamente diseñados e integrados ahorran tiempo, reducen costos y riesgos, así como también mejoran la eficiencia operacional, permitiendo al mismo tiempo que los operadores produzcan más petróleo.

Un método de remoción de escombros que actualmente es muy usado por las compañías petroleras para el problema que inhibe la producción, se realiza normalmente a través de intervenciones con tubería flexible (*TF*). No obstante, a medida que aumenta la complejidad de los pozos y de las terminaciones y la producción de reservas se lleva a cabo en condiciones cada vez más dificultosas, se presentan ambientes en los que las técnicas de limpieza con *TF* convencionales no resultan adecuadas para una remoción efectiva del relleno. Las estimaciones globales indican que casi un 50% de las operaciones con *TF* se llevan a cabo para remover sólidos y escombros móviles, tales como arena producida o restos de apuntalante provenientes de los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

La técnica más común para la limpieza de pozos desviados utiliza una herramienta de limpieza por chorro que se baja en el pozo con *TF*. Durante el bombeo del fluido de limpieza por la tubería de producción, esta herramienta se baja o lava dentro de la arena u otros escombros, comúnmente llamados relleno. Una vez penetrado, o mordido el relleno, el movimiento descendente se detiene. Mientras se sigue haciendo circular el fluido de limpieza, la herramienta de limpieza a chorro se sube levemente y en forma lenta en un proceso que se conoce como barrido.

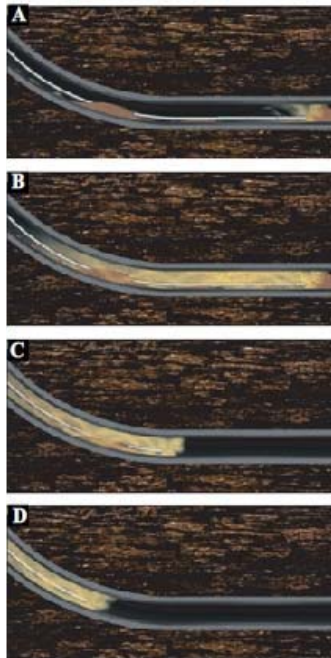


Figura 21. Pasos del proceso de limpieza, (Tomada de Oil Field Review Schlumberger, Summer 2007)



Un proceso de limpieza de pozo típico se muestra en la *figura 21* y consta de varios pasos. Primero, se baja la herramienta de limpieza con *TF* hasta el tope del relleno (A). En la imagen (B), la herramienta penetra en el relleno durante la circulación, lava y moviliza los sólidos y arranca parte del material sólido. Luego, en la imagen (C), se ha alcanzado una longitud de “bocado” previamente planificada y se está subiendo la herramienta de limpieza por chorro hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta para dar comienzo al proceso de barrido. En la imagen (D), el material sólido está siendo barrido a través de una porción de la sección angular crítica (40 a 65 grados) del pozo.

En general, una vez que los sólidos son barridos hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta, la boquilla vuelve al fondo, se toma el siguiente bocado y el proceso se repite hasta remover todos los sólidos del pozo.

Actualmente, las secciones que sufren de acumulación de escombros muchas veces son detectadas por las herramientas de registros geofísicos al evaluar un cambio en el flujo de aceite. Sin embargo, no siempre se puede determinar la acumulación de sólidos mediante estas herramientas, debido a que existen limitaciones operacionales ocasionando lecturas incorrectas, o bien, el impedimento de la toma de registro. Algunas técnicas de detección pueden variar al igual que las herramientas de pozo, estas técnicas son muy eficaces cuando se trata de identificar un cambio inesperado en la producción del pozo. Posteriormente en este capítulo se hará mención, del principio físico de algunas de estas herramientas y la forma en que suelen operar.

IV.2.2 Acumulación de sedimentos minerales

Uno de los aspectos más significativos en cuanto a daños dentro de la tubería está relacionado con la acumulación de sedimentos minerales; éste es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de campo. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de completación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones, como ocurre en los caños de agua o en las teteras de agua de todos los hogares, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectores hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien, como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. En ciertas áreas, como por ejemplo en el Mar del Norte y en Canadá, en donde existen regiones enteras con tendencia al depósito de minerales, esto está reconocido como uno de los principales problemas de la producción.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas.

Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción.

Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de completación, como las válvulas de seguridad y los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas. Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos: en un pozo del Campo Miller en el Mar del Norte, los ingenieros se sorprendieron al ver descender la producción de 30.000 B/D (Million Barrels Per Day) a cero en el lapso de 24 horas. Debemos considerar, además, que los costos pueden ser enormes: la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción.

Hasta no hace mucho tiempo, los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas. Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos.

Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO_4), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien, reemplazar la tubería directamente.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH, o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas



y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución.

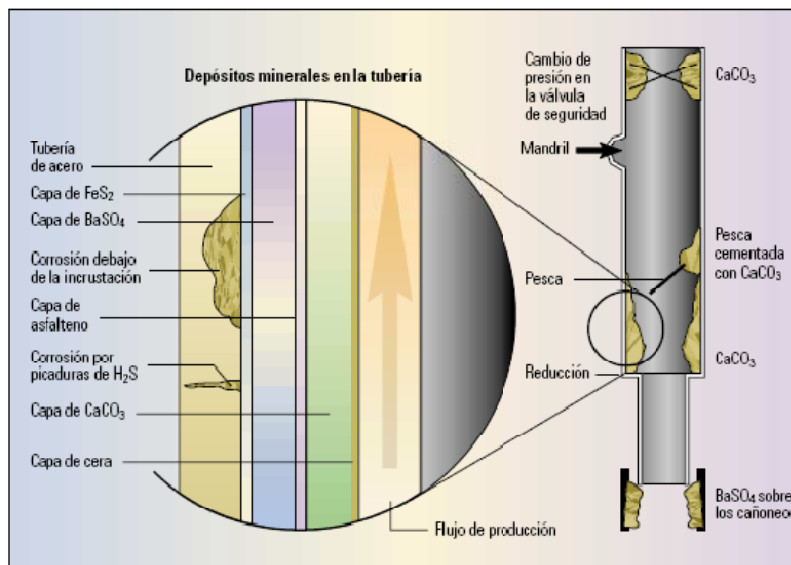


Figura 22. Incrustaciones en la tubería de producción, (Tomada de *Oil Field Review Schlumberger, Spring 2007*)

En la *figura 22* se muestra la ubicación de los depósitos minerales en las tuberías, puede variar desde los cañoneos de fondo hasta la superficie, ocasionando restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfaltenos. Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.

Técnicas químicas. La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares, donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida.

Métodos mecánicos convencionales: Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Los

métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías.

Métodos mecánicos con chorros de fluidos: Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el Hydroblast de Halliburton, o el sistema RotoJet de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y cañoneos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien, con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo.

Sistema universal de eliminación de incrustaciones minerales: En el Centro de Completaciones de Yacimientos de Schlumberger con sede en Rosharon, Texas (EE.UU.), se ha desarrollado una herramienta expulsora de chorros con cabeza rotativa y controlada por un fluido viscoso. Se conoce con el nombre de Jet Blaster, y las características de las boquillas han sido optimizadas para utilizar abrasivos Sterling Beads.

IV.2.3 Corrosión

Los efectos de la corrosión dentro de la industria petrolera producen anualmente pérdidas que en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PBI. De todos los daños que ocurren en la tubería el más importante es la corrosión con el 33% de los casos. A continuación se muestra una tabla que representa el porcentaje de daños en la tubería:

Tipos de daños	%
Corrosión	33
Depósito de sólidos	18
Incrustaciones	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

A su vez, el tipo de corrosión que ocurre se distribuye de la siguiente manera:

Tipos de corrosión	%
Por CO_2	28
Por H_2S	18
En soldadura	18
Picaduras	12
Corrosión erosión	9
Galvánica	6
Grietas	3
Impacto	3
Corrosión por <i>stress</i>	3



Uno de los mayores problemas que existe es el agua que está presente siempre que un pozo se encuentra en producción. Ésta agua es generalmente salada y por ende, sabemos lo que el agua salada suele hacerle al acero, en este caso a la tubería dentro del pozo, sufre una oxidación en un periodo de tiempo muy corto. La oxidación es un tipo de corrosión y particularmente éste es el mayor problema dentro de la industria petrolera.

El fenómeno de corrosión, ya sea de origen químico o mecánico, constituye un factor que puede reducir en forma notable el periodo de vida de un pozo. De acuerdo con las condiciones locales de producción, la corrosión se localizará eventualmente en determinados intervalos de la tubería o se generalizara en todo el pozo. La salinidad del agua de formación o de inyección, las condiciones de la cementación, los diferenciales de presión o gastos de producción son, entre otros, los factores que determinan el avance de la corrosión. Con el fin de tomar acciones preventivas es conveniente disponer de mediciones que permitan evaluar el progreso del daño con el tiempo.

La tubería del petróleo y del gas es vulnerable a la corrosión. La corrosión proviene, en parte, del uso de aceros al carbón y de baja aleación en la construcción de la tubería. Estos materiales, aunque son convenientes por económicos, muestran de manera característica una baja resistencia a la corrosión.

Una de las mejoras formas para luchar en contra de la corrosión es con el uso de productos químicos especiales llamados inhibidores. En la industria se usan inhibidores de corrosión, principalmente en las tuberías que llevan el petróleo y el gas de los pozos a las plantas de proceso.

No existe, un solo inhibidor que se adapte a todas las situaciones. La eficiencia de un inhibidor depende no solamente de la cantidad y propiedades de los líquidos producidos ni de las propiedades del inhibidor mismo, sino también de la manera en que se aplica éste y de las condiciones de operación (temperatura, velocidad de flujo y presión) que tenga el sistema.

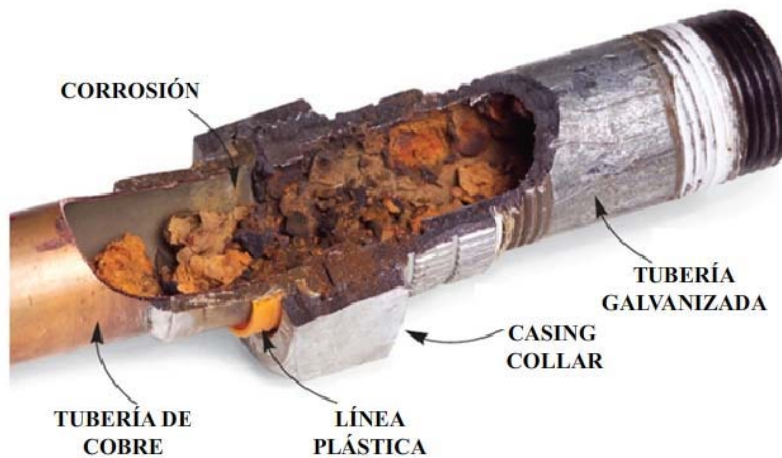


Fig. 23. Corrosión en una tubería de producción, se observa los daños internos a causa de la oxidación, Tomado de “Type of corrosion, 2002”

IV.3 TIPOS DE INSPECCION DEL CASING

Las mediciones en la inspección de la tubería de revestimiento son usadas para examinar el revestimiento o la tubería en un pozo. A no ser que la inspección sea de la tubería de producción, la evaluación de la condición de la tubería no es una operación que se realice a través de la tubería, y en dado caso sería necesario quitar el revestimiento y la tubería. Como se había mencionado anteriormente, las incrustaciones y la acumulación de sólidos en el interior de la tubería de revestimiento pueden afectar de manera considerable la respuesta de la herramienta, y por lo tanto, se requiere el uso de una barrena o un limpiatubos antes de que la herramienta se ponga en operación para cualquier estudio dentro del pozo.

La aplicación de estos estudios dentro de pozo incluye la localización de roturas, fugas, y agujeros en la tubería de revestimiento. Con algunos equipos, un agujero en el exterior la puede ser distinguido de otro que esté fuera del pozo o de la tubería. Una consideración debe tenerse en cuenta acerca de la detención de agujeros, ya que los agujeros más pequeños que 1/8 in, aproximadamente 4 cm de diámetro son difíciles de detectar con algunas de las herramientas que más adelante se mencionaran. Sin embargo, las fallas más grandes en la tubería pueden ser fácilmente detectables pero no pueden ser fácilmente distinguidos de los agujeros pequeños a través del revestimiento. Los agujeros más grandes son los más fáciles de detectar.

Estas herramientas son de gran utilidad para evaluar la condición general de la tubería, ya sea para evaluar la capacidad de la evolución de la producción del pozo, la evaluación de la condición de sartas intermedias durante las operaciones de perforación, o para determinar el valor económico de la tubería antes del taponamiento y abandono del pozo.

Generalmente hay un gran número de enfoques para la inspección de la tubería de revestimiento, todos ellos emplean tecnologías muy diferentes. Éstas son:

1. *Calipers mecánicos*, usados para examinar la superficie interior de la tubería.
2. *Herramientas electromagnéticas*, utilizadas para examinar y distinguir la superficie interior de la exterior de una tubería.
3. Los *dispositivos acústicos*, utilizados para evaluar el diámetro interno de la tubería, así como la rugosidad de la superficie y el espesor de la pared de la tubería.
4. Las *cámaras de video* de pozo proporcionan una vista real de los daños o pérdida de equipo en el pozo.
5. *Perfil del potencial del revestimiento*, sirve para evaluar una corrosión electroquímica y son la base de una protección catódica.

A continuación se describen dichas tecnologías



IV.3.1 Calipers Mecánicos

Los *calipers mecánicos* se encuentran entre las herramientas de pozo más simples que emplea dispositivos de medición de gran precisión para evaluar la condición de la tubería, además de ser de los dispositivos de inspección del revestimiento más antiguos. Las herramientas modernas tienen una excelente sensibilidad de (0.004 in) y múltiples brazos de mediciones que alcanzan una gran resolución. Por otro lado, normalmente este tipo de herramienta llega a tener de 30 a 80 brazos, dependiendo del diseño de la herramienta. La cobertura de la herramienta no es del 100 %, debido al hueco que existe entre los brazos de la herramienta y es posible tener muchas presentaciones de datos diferentes. Algunas especificaciones técnicas bajo la cual opera esta herramienta son mostradas en la siguiente tabla.

Especificaciones Técnicas		
Diámetro	13.49 cm	24.64 cm
Longitud	182.88 cm	182.88 cm
Número de brazos	60	90
Medición mínima	13.49 cm	24.64 cm
Medición máxima	34.29 cm	45.72 cm
Exactitud	± 0.127cm	± 0.127cm
Velocidad de registro	9-18 mpm	9-18 mpm
Rango de temperatura	315 °C	315 °C

Un esquema de la herramienta se muestra en la *figura 24*. La herramienta está centralizada con una gran variedad de brazos, los cuales se extienden dentro del revestimiento del pozo. Los brazos son de carburo de tungsteno usados de ese material para evitar el desgaste cuando se relaja dentro de la tubería, cuando los brazos se activan éstos aprietan contra la pared del tubo para hacer las mediciones correspondientes.



Figura 24. Caliper mecánico multibrazo. Tomado de *Multifinger Imaging Tool* brochure, Schlumberger, 2004

La herramienta es insensible a los fluidos del pozo es decir, el registro puede correrse en cualquier fluido de pozo, incluyendo gas, y el concepto de interpretación es fácil de

entender. Esta herramienta puede trabajar mediante *wireline* para lecturas de superficie en tiempo real; sin embargo, también está disponible con dispositivos de grabación dentro de pozo y para dispositivos de línea de acero.

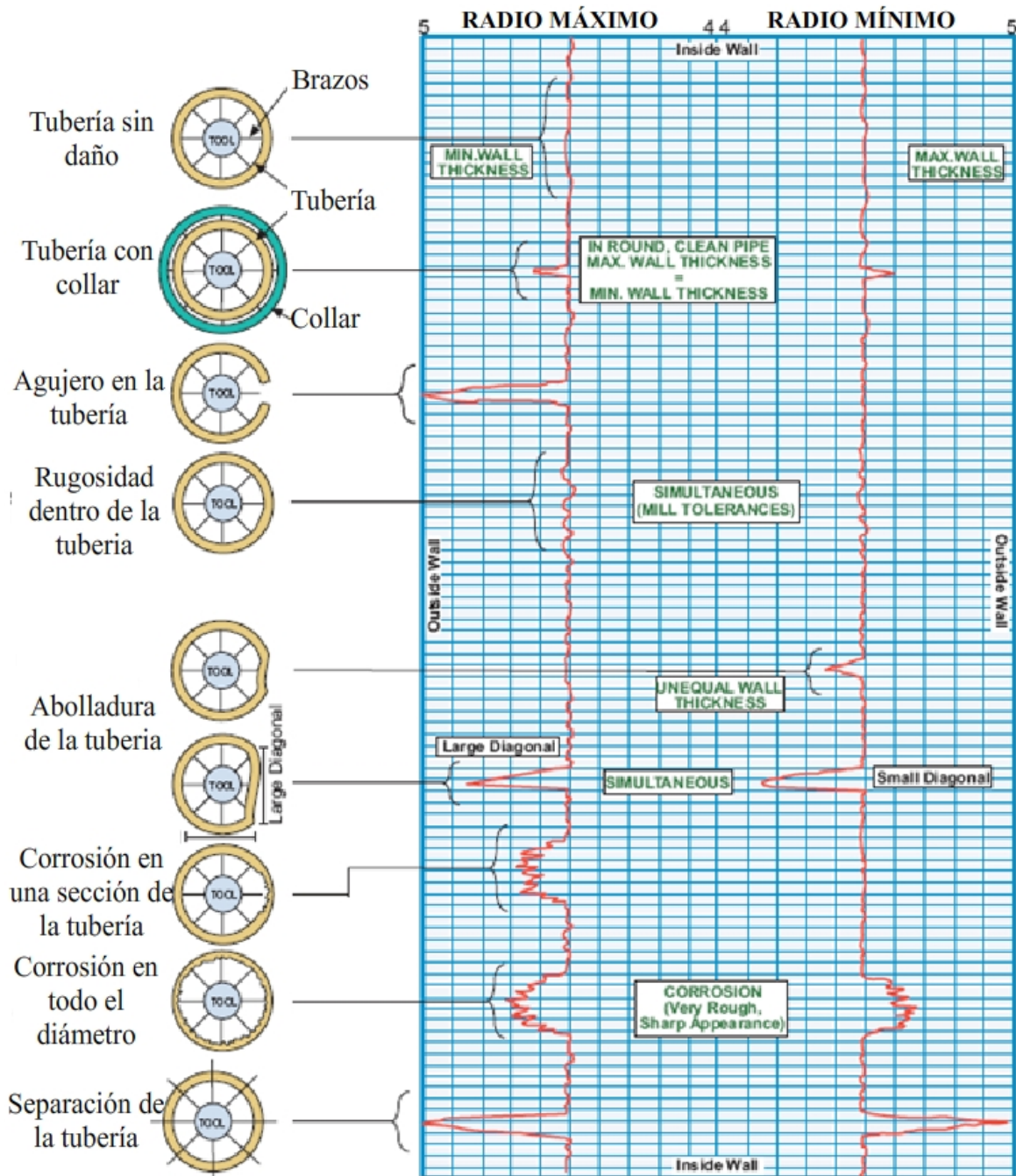


Figura 25. Muestra la sección transversal de la tubería y la representación del registro, Modificada de “Memory Multi-Finger Caliper, Brochure of Scientific Production Service, 2006”

La figura 25 muestra las secciones transversales de una tubería que presenta diversos daños, podemos observar del lado derecho de la imagen, la representación del registro con



la respuesta de la herramienta que se representa en dos curvas, una que representa el radio máximo medido (derecha) y el radio mínimo medido (izquierda), en ambas curvas podemos ver la respuesta a distintas anomalías dentro de la tubería. Analizando la curva de radio máximo podemos observar que se dispara un pico sobre el registro cuando existe algún daño en la tubería, este pico representa un cambio en el diámetro medido por los brazos del caliper. En la *figura 25* se observa que cuando existe un agujero en la tubería o la presencia de corrosión la curva se dispara de la tendencia central que representa el diámetro intacto de la tubería.

IV.3.2 HERRAMIENTAS ELECTROMAGNÉTICAS DE INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Hay tres tipos básicos de herramientas de inspección del revestimiento electromagnética disponibles. Uno de ellos es característico de *almohadilla*, los dispositivos de *tipo de cambio de fase* y los dispositivos de *evaluación de la corrosión*. Los dispositivos de almohadilla mencionados en este capítulo también suelen encontrarse en la literatura como dispositivos de *escape de flujo* y *herramientas de corriente de remolino*. Por su parte, los dispositivos de cambio de fase pueden ser referidos como dispositivos de *cambio de fase electromagnéticos*. Todos estos dispositivos pueden ser operados bajo cualquier tipo de fluido de perforación. Los nombres comerciales de algunas herramientas de compañías que cuentan con alguna de estas tecnologías se muestran a continuación:

Los dispositivos de tipo *almohadilla* se comercializan en la industria con los siguientes nombres:

Halliburton: Herramienta de inspección de la tubería (*PIT, Pipe Inspection Tool*)

Schlumberger: Herramienta de análisis de la tubería (*PAT, Pipe Analysis Tool*)

Los dispositivos de tipo de *cambio de fase* son herramientas elaboradas en la industria petrolera bajo los siguientes nombres:

Schlumberger: Herramienta de espesor electromagnética (*ETT, Electromagnetic Thickness Tool*).

Schlumberger: Espesor electromagnético de multifrecuencia (*METT, Multifrequency Electromagnetic Thickness*).

Los dispositivos de tipo de *evaluación de la corrosión* son herramientas elaboradas en la industria petrolera bajo los siguientes nombres:

Schlumberger: Herramienta de Evaluación de Protección y Corrosión (*CEPT, Corrosion and protection evaluation tool*).

IV.3.2.1 HERRAMIENTA DE EVALUACIÓN DE PROTECCIÓN Y CORROSIÓN

La corrosión electroquímica es la causa principal de daño en la tubería de revestimiento. El flujo de corrientes eléctricas en la sarta de revestimiento es el resultado de las diferencias de potencial que surjan a lo largo de su longitud por los cambios en los fluidos de formación o las propiedades de la tubería de revestimiento. Las corrientes positivas fluyen hacia el exterior de la tubería de revestimiento, hacia las zonas de alto potencial llamadas ánodos. Como resultado de este flujo de corrientes, el metal se pierde del ademado a dichos ánodos, es decir, se lleva a cabo la corrosión. La *figura 26* muestra la propagación de la corriente de un ánodo a un cátodo en la misma sarta de revestimiento.

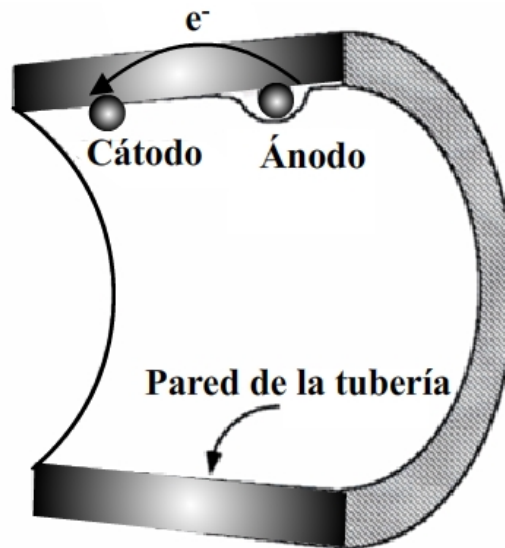


Figura 26. Corrosión electroquímica en la tubería de revestimiento. Modificada de “Degradation during offshore drilling operations, NDE Technology, Inc. 2000”

La herramienta de evaluación de corrosión y protección, tiene cuatro grupos de electrodos de medición espaciados en intervalos de 2 ft. Con cada medición de voltaje, la herramienta también mide directamente la resistencia de contacto y la resistencia de la tubería de revestimiento.

Un esquema de la herramienta se muestra en la *figura 27*. Ésta contiene cuatro grupos de tres electrodos accionados de forma hidráulica, espaciados de forma radial en intervalos de 120°. Los conjuntos de electrodos se encuentran separados de forma vertical cada 2 ft.

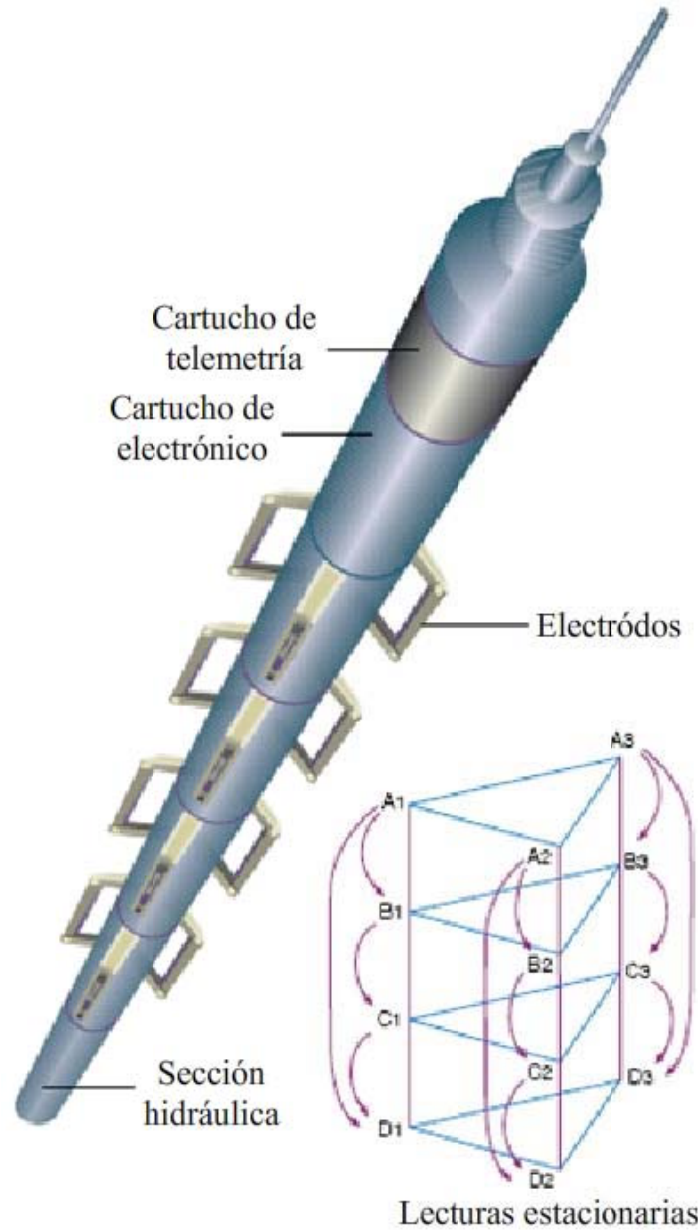


Figura 27. La herramienta tiene cuatro conjuntos de tres electrodos. Doce distintos potenciales, resistencia de la tubería de revestimiento y de contacto son las mediciones realizadas, Tomado de *Corrosion Protection Evaluation Tool CPET, Brochure of Schlumberger, 2004*

La resistencia de la tubería de revestimiento se mide haciendo para una corriente entre el conjuntos de electrodos A3-D3 y A2-D2, y midiendo la caída de voltaje entre D, C, B y A. La resistencia de contacto se obtiene inyectando una pequeña corriente entre los pares y al mismo tiempo, medir la diferencia de potencial a través de ellos. Las mediciones se realizan de forma estacionaria; por lo cual es posible realizar el levantamiento de 1800 ft de tubería de revestimiento por hora, con una resolución vertical de 2 ft.

Las mediciones in situ de la resistencia de contacto y de la tubería de revestimiento, proporciona más precisión y fiabilidad que los sistemas anteriores. Los electrodos están

diseñados para trabajar con cualquier fluido de pozo. Una rápida estabilización termal y funcionamiento hidráulico da como resultado levantamientos o estudios muy rápidos.

Un ejemplo del registro de esta herramienta es mostrado en la *figura 28*. En donde una disminución en la corriente por encima de las 5700 ft, lo que indica una corrosión activa. Un fuerte aumento en la resistencia a 5686 ft, es la prueba de que existe un agujero en la tubería de revestimiento, un hecho que fue confirmado por los registros electromagnéticos de inspección de la tubería de revestimiento. La resistencia promedio de la tubería es bastante uniforme, y muestra las uniones de las conexiones de la tubería.

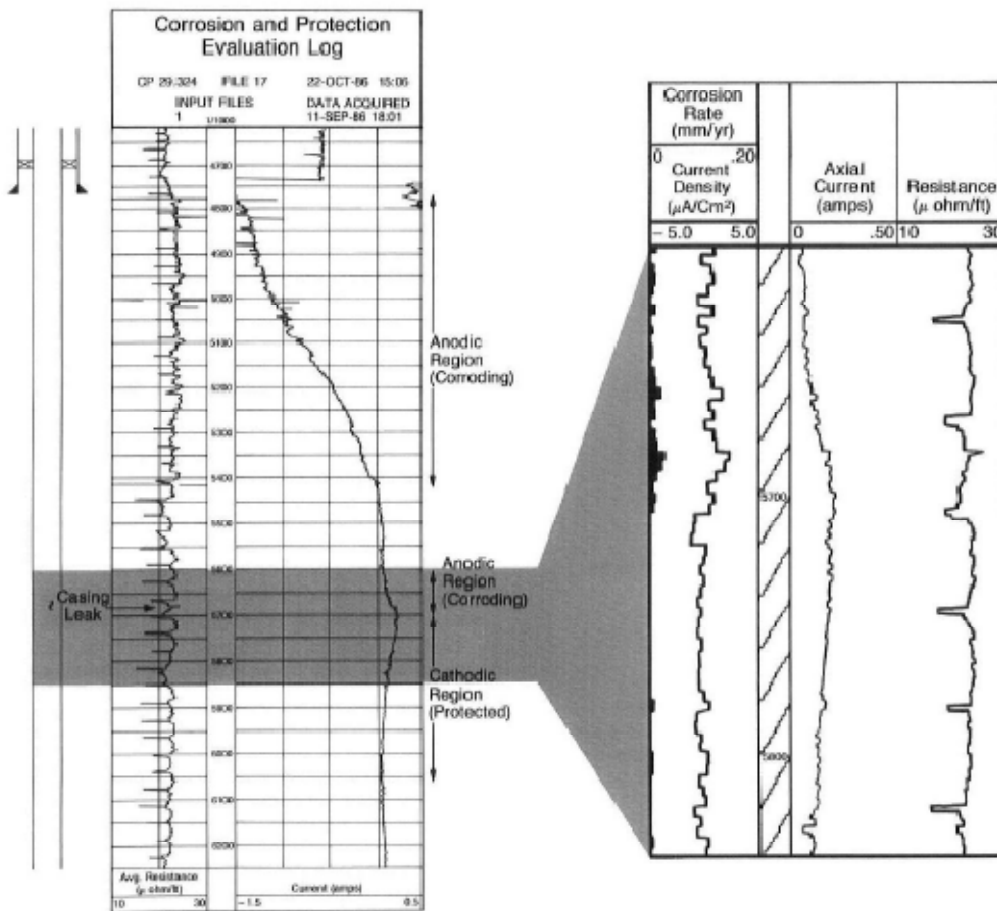


Figura 28. Registro de la herramienta de evaluación y protección de la corrosión donde muestra un agujero en la tubería de revestimiento. El registro de la derecha muestra las mediciones de estaciones individuales a través de la zona de interés, (Tomado de “*Cased Hole Log Interpretation*”, Schlumberger, 1999)

En la parte derecha de la *figura 28*, otra presentación del mismo registro muestra cada una de las estaciones de parada en el último carril. Como en el anterior, se presentan la corriente axial (medida a lo largo del eje del agujero) y la resistencia de la tubería de revestimiento. Además, se proporciona la corriente radial (entre los electrodos de un grupo). La corriente de corrosión medida, puede convertirse en pérdida de metales o tasas de corrosión. En este caso, la tasa de corrosión se muestra en milímetros de metal por año.



Con el fin de minimizar la corrosión electromecánica, los pozos pueden protegerse de forma catódica. Este procedimiento implica poner una corriente al cabezal del pozo y conducir al pozo para que sea un cátodo con respecto a los alrededores. Un ánodo de sacrificio es colocado en las proximidades del pozo.

La protección catódica no necesariamente detiene la corrosión. Otros mecanismos corrosivos pueden seguir activos. Además, la protección catódica en un pozo puede tener un efecto adverso en otros pozos o líneas de tubería de la zona, haciendo que se comporten como ánodos y sometiénolas a una corrosión anticipada mayor.

Cabe señalar que existen otras configuraciones con arreglos de electrodos de contacto para medir voltaje y resistividad del casing entre electrodos. Cuando el voltaje de la tubería de revestimiento y de la resistencia son conocidos, las corrientes pueden ser calculas usando la siguiente ecuación:

—

Donde,

= Flujo de corriente, medido en *Amperes*

= Voltaje de la tubería de revestimiento, medido en *Microvolts*

= Resistencia de la pared de la tubería de revestimiento, medido en *Microohms*

Los valores apropiados de *R* se encuentran en algunas tablas elaboradas por las compañías de servicios. Para calcular la pérdida de metal entre dos puntos de medición 1 y 2, se usa la siguiente ecuación:

—————

Donde,

= Cuentas de metal perdido, medido en ((lbs/yr)/ft)

= Distancia entre los voltajes medidos

Esta ecuación es muy útil ya que se puede calcular la cantidad de metal que se ha perdido, los datos para completar la ecuación se obtienen directamente del registro. Gracias a esta medición las compañías petroleras de servicio pueden proporcionar información acerca de la pérdida de metal, ya sea como una estimación del peso por año, o como una tasa de indicación de la penetración y pérdida de espesor por año.

IV.3.2.2 DISPOSITIVO DE ALMOHADILLA (PAD TYPE): CONFIGURACIÓN, REGISTRO Y OPERACIÓN

Las herramientas electromagnéticas de este tipo monitorean la tubería de revestimiento a través de mediciones de las anomalías magnéticas causadas por el flujo de corriente cercana a la pared del pozo con sensores colocados en una almohadilla (*Pad*). El flujo de corriente es inducida por un electroimán localizado en el centro de la herramienta.

Un esquema de esta herramienta se muestra en la *figura 29-b*. Se puede observar la sección de prueba del dispositivo de almohadilla. Esta herramienta cuenta con un arreglo superior e inferior de sensores, cada uno de éstos con seis almohadillas. La distancia vertical entre el arreglo superior e inferior de las almohadillas es aproximadamente de 1 pie (0.3 metros) para la herramienta *PAT*, y un poco menos para el diseño de la herramienta PIT de Halliburton. Las almohadillas están diseñadas de un tamaño determinado para ajustarse adecuadamente en el revestimiento además de estar acomodadas de manera que se escalonan unas con otras para tener por completo la cobertura de la pared de la tubería.

Por encima y por debajo del arreglo de almohadillas se encuentran las piezas de polo magnético al igual que el centralizador. La *figura 29-a* muestra las líneas de campo magnético creado por el paso de la corriente directa a través de la bobina.

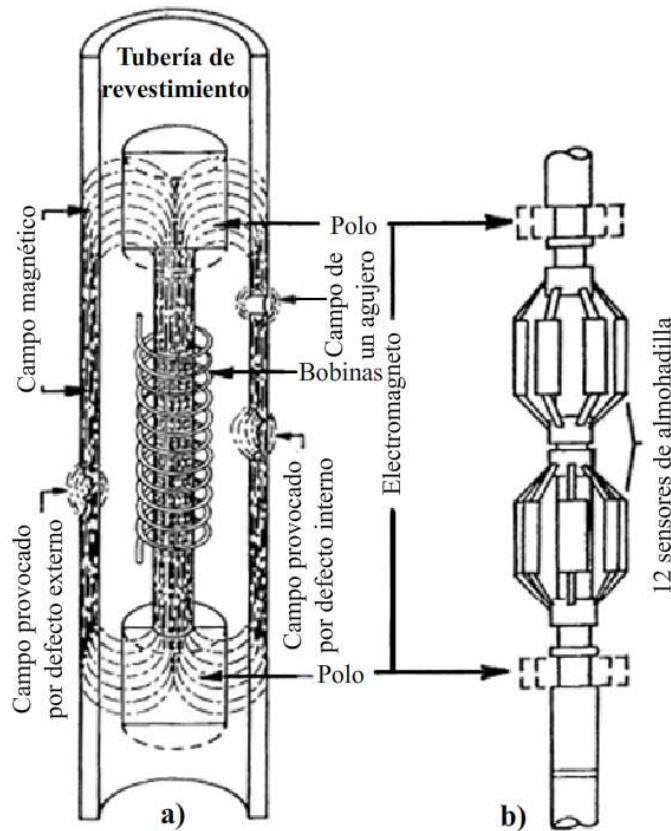


Figura 29. Esquema de la herramienta de inspección del casing de almohadillas de escape de flujo electromagnético, (PAT). Modificado de “*Cased Hole and Production Log Evaluation*”, J. Smolen, 1998



Estas líneas de flujo pasan a través de las piezas de polo hacia y a través de la tubería de revestimiento para regresar al núcleo de la herramienta. El propósito de las piezas de polo es mejorar el acoplamiento magnético de la tubería de revestimiento siendo de diferente tamaño para distintas tuberías. Estas líneas de flujo pasan a través de la tubería de revestimiento en forma paralela hacia las paredes de la tubería a menos que exista un daño, si es el caso las líneas de flujo se distorsionan mostrando una anomalía, como se muestra en la *figura 29-a*.

Cada almohadilla contiene una serie de bobinas para captar el “escape de flujo de corriente” y que posteriormente detecta las “corrientes de remolino”. En la figura anterior cuando las líneas de flujo encuentran un defecto en la tubería de revestimiento, éstas son distorsionadas tanto en el interior como en el exterior de la pared de la tubería independientemente de si el daño se encuentra en el interior o en el exterior. Como resultado, cuando una almohadilla se desliza sobre la anomalía, la bobina(s) dentro de esta almohadilla corta las líneas de flujo y una corriente eléctrica es generada. Esta corriente es la responsable de dar la respuesta que se presenta en el registro. En caso de que no exista ningún daño en la tubería, las líneas de flujo son paralelas al pozo y la almohadilla no corta ninguna línea de flujo, debido a que éstas se deslizan a lo largo de la pared de la tubería.

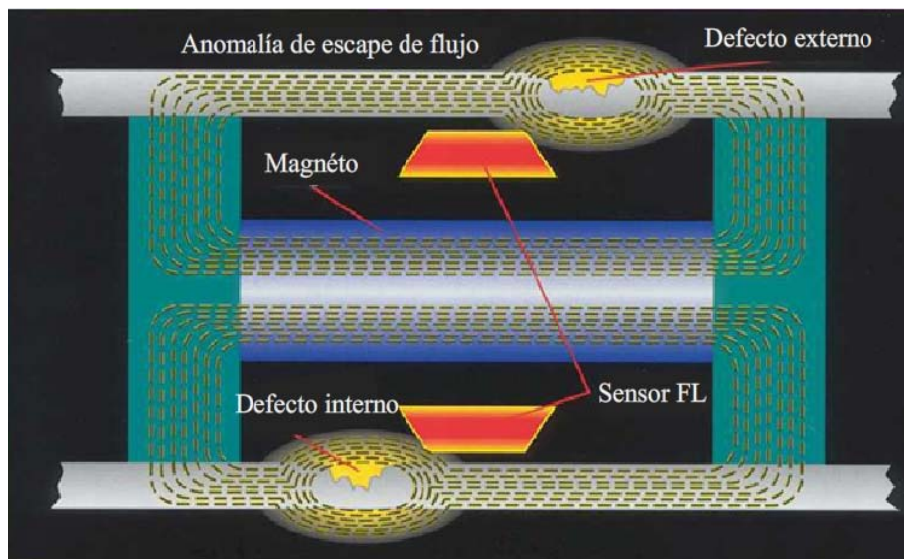


Figura 30. El principio físico de la herramienta se basa en las mediciones del escape de flujo magnético para identificar la corrosión y daños que pueden causar pérdidas en la producción y plantee riesgos en la seguridad. Modificado de “*Brochure of Microvertilog*”, Baker Hughes, 2003.

La prueba de “corrientes de remolino” examina la pared interna del pozo y por lo tanto es también llamado prueba de “pared de pozo interna”. Una corriente alterna pasa a través de una bobina en la almohadilla. Ésta causa las corrientes de remolino sobre la pared interior del pozo frente a la bobina de corriente alterna. Cuando la superficie interior es lisa, los campos generados por la bobina de corriente alterna y las corrientes de remolino entran en equilibrio. Cuando se encuentra una anomalía en la tubería, estos campos se desequilibran y una señal de corriente alterna es descubierta en otras bobinas de la almohadilla. Esta señal interior del pozo es mostrada en el registro.

Los daños descubiertos por este tipo de herramienta son cualitativos. Así pues la forma de la anomalía como su tamaño son susceptibles a la distorsión de las líneas de flujo detectados por la almohadilla. Por ejemplo, un daño áspero con cambios agudos en la penetración de la pared cedería una señal mucho más fuerte que el mismo daño después de ser reparado, aun cuando la profundidad de penetración del daño no haya sufrido cambio alguno.

La respuesta que tiene la herramienta de escape de flujo es buena; sin embargo, estas respuestas son difíciles de interpretar, ya que las respuestas producidas por la corrosión, fisuras y agujeros son muy similares. Aunque los intervalos potencialmente problemáticos pueden ser identificados, a veces no es posible determinar si existen agujeros.

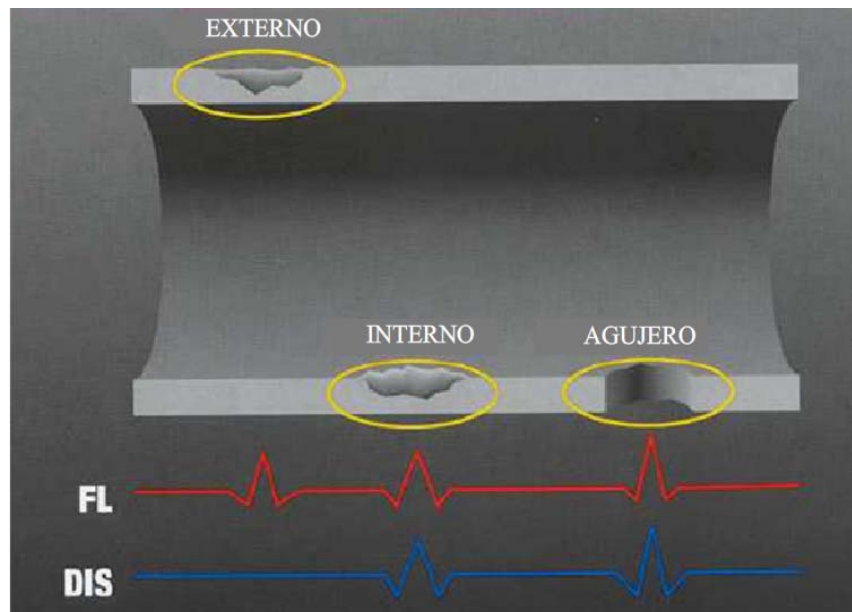


Figura 31. Respuesta de los sensores del escape de flujo (FL) y discriminador (DIS), para los distintos daños. Los sensores de FL responden tanto a anomalías en el exterior como en el interior de la tubería, mientras que los sensores del DIS responde únicamente a anomalías internas Modificado de “*Brochure of Microvertilog*”, Baker Hughes, 2003.

Inclusive, la salida responderá a la velocidad con la que se corrió el registro y a la permeabilidad magnética de la tubería de revestimiento. Un factor importante en los datos de salida depende de la permeabilidad magnética, ya que ésta varía con el tipo de acero, e incluso con la edad de los metales.

A continuación se muestra un registro en donde FL-1 y FL-2 corresponden a las curvas de escape de flujo o las pruebas totales de la pared para el arreglo de sensores superiores e inferiores, respectivamente. El análisis se realiza con las lecturas de estas dos curvas para detectar si existen daños en el interior de la tubería. Cabe señalar que si la pared interna de la tubería muestra un daño, no necesariamente significa que la pared exterior de la tubería se encuentre libre de daño. Lo que se representa es un promedio de las mediciones tomadas. Es decir, la respuesta promedio de las almohadillas. Si el daño es grande en la tubería, entonces se tiene una cobertura lateral total. Si el daño es pequeño, sólo se limita a una o



dos almohadillas. En este ejemplo, el conjunto de tubería cerca de la parte superior de registro muestra la corrosión externa, en ocasiones bastante considerable, también muestra dos breves intervalos de corrosión interna. Un poco más abajo en el pozo se muestran algunos rasguños y los centralizadores del “casing collar” con una fuerte respuesta en FL-1 y FL-2. En la parte más profunda del pozo se observan las perforaciones que se representan con una fuerte señal en el registro. Esto es ocasionado debido a que existe una gran cantidad de agujeros lo que hace que las almohadillas salten cuando se deslizan por encima de las perforaciones.

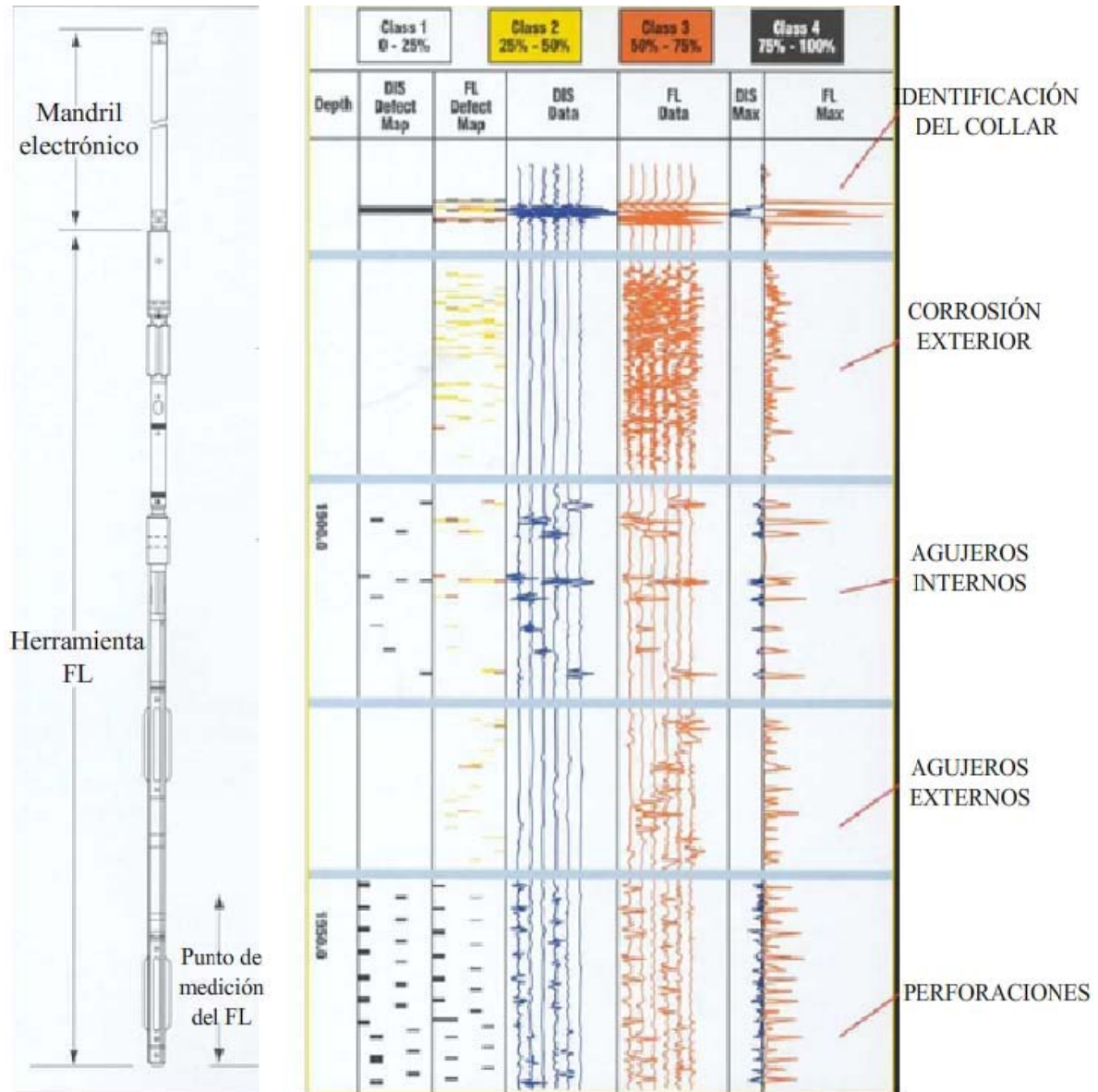


Figura 32. Esquema de la herramienta y presentación del registro, Modificado de “Brochure of Microvertilog”, Baker Hughes, 2003.

En los últimos años el dispositivo de almohadilla ha sido mejorado para monitorear la respuesta de cada sensor individualmente. De igual manera, se ha logrado aumentar la resolución de esta herramienta permitiendo detectar con más facilidad agujeros de diámetro mucho más pequeño.

IV.3.2.3 OPERACIÓN Y REGISTRO DE LA HERRAMIENTA DE DISPOSITIVO DE CAMBIO DE FASE ELECTROMAGNÉTICO.

Esta clase de herramienta es utilizada para medir la cantidad de metal que se queda en una sarta de revestimiento. Además de ser muy útil para evaluar la corrosión a gran escala en la tubería, hendiduras verticales, adelgazamiento de la tubería y agujeros de hasta 5 cm de diámetro. También puede detectar la pérdida de metales de la parte exterior de la tubería de revestimiento cuando se tienen varias sartas de este tipo. Esta herramienta puede correrse dentro del pozo bajo un lodo base agua y aceite. Cabe señalar que esta herramienta utiliza métodos de inducción que no requieren contacto para detectar las áreas donde hay pérdida de metal y cambios en la geometría de la tubería de revestimiento. *Figura 33.*



Una bobina centrada en el pozo, genera un campo magnético alterno que interactúa con la tubería de revestimiento. Una segunda bobina mide los cambios de fase del campo. Los cambios de fase están relacionados con tres propiedades de la tubería de revestimiento: permeabilidad magnética, conductividad eléctrica y el espesor. Si se conocen las dos primeras, es posible obtener el espesor.

La ecuación que relaciona a estas variables es la siguiente:

$$\Delta\phi = 2t\sqrt{\pi\mathcal{F}\mu\sigma}$$

Donde

$\Delta\phi$ = Cambio de fase (Baja Frecuencia), medido en radianes

t = Espesor de la pared de la tubería de revestimiento, medido en metros

\mathcal{F} = Frecuencia, medida en Hertz

μ = Permeabilidad magnética, medida en Henry/metros

σ = Conductividad eléctrica, medida en mho/metros



La frecuencia de operación es conocida, la fase y la permeabilidad son medidas. Una vez que la conductividad se especifica, el espesor puede ser calculado. A menudo, se utiliza un valor promedio de la conductividad. En este caso, los espesores calculados son llamados *Espesores Normalizados*.

Además, se realizan algunas mediciones con un *caliper* interno de modo que cualquier adelgazamiento pueda ser definido, ya sea dentro o fuera de la tubería. El caliper electromagnético es derivado de un campo de altas frecuencias que penetra las superficies interiores menores a 0.02 in. La salida, ya corregida por el fluido de pozo y propiedades magnéticas, es llamada Diámetro Interior de la tubería de revestimiento. A diferencia de los *calipers* mecánicos y acústicos, el caliper electromagnético no es sensible a la acumulación de minerales, siempre y cuando el material depositado sea no magnético.

Por otro lado, el espaciado de la bobina dentro de la herramienta y la frecuencia con la que se opera, determina la profundidad de investigación del campo. Una baja frecuencia proporciona una medición más profunda que con una alta frecuencia. La herramienta realiza estas mediciones electromagnéticas con diferentes frecuencias, de ahí que algunas reciban el nombre de herramientas de multifrecuencia. *Figura 34*.

La conductividad es generalmente constante, pero la permeabilidad magnética varía con el tipo de acero y cambiará dependiendo de la edad de la tubería de revestimiento. En general se derivan tres parámetros: espesor de la pared de la tubería de revestimiento, diámetro interior, y la relación entre las propiedades magnéticas (permeabilidad y conductividad).

Cada uno de estos parámetros tiene su propio sistema de medición y son promediados alrededor de la circunferencia de la tubería.

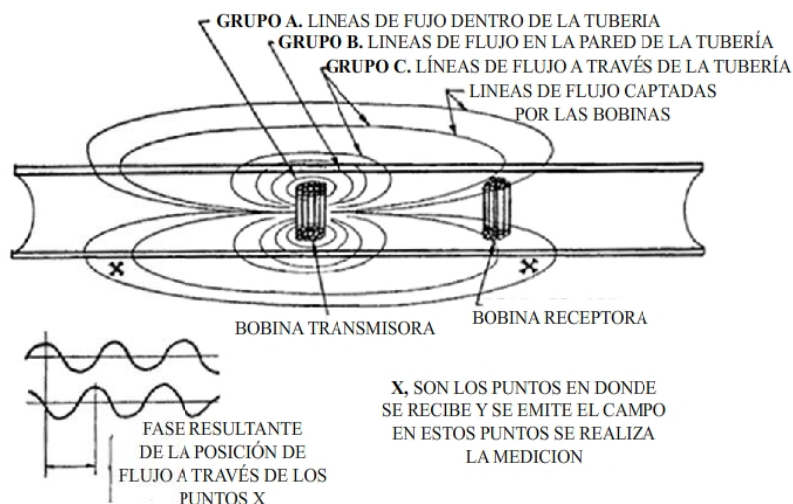


Figura 34. Esquema de la herramienta de inspección de la tubería de revestimiento de dispositivo de cambio de fase electromagnético. Modificado de “*Cased Hole and Production Log Evaluation*”, J. Smolen, 1998

Como se mencionó anteriormente, el espesor puede obtenerse de las mediciones del cambio de fase, si la permeabilidad magnética y conductividad eléctrica son especificadas. Estas dos propiedades no se presentan por separado sino como una relación, la cual es medida a tres diferentes frecuencias, representando tres profundidades de investigación. La adecuada relación entre las propiedades, profunda, media o somera, es usada para convertir los cambios de fase en espesores. La mejor respuesta viene dada por la medición de investigación más profunda que no penetra la superficie exterior de la tubería de revestimiento.

Con lo que respecta al registro, un ejemplo se muestra en la *figura 35* el cual fue tomado en una prueba de pozo e ilustra la respuesta de la herramienta esperada. En la parte izquierda del registro, el indicador de calidad del *caliper* es satisfactorio, quedando cerca de cero a excepción de los picos en los conectores de la tubería de revestimiento. El diámetro interno muestra claramente el cambio de 0.1 pulgadas de la tubería de revestimiento que tiene un peso diferente. Las relaciones de las propiedades de la tubería de revestimiento (investigación profunda, media y somera) son muy similares, y en este caso son compatibles para las tres uniones de la tubería de revestimiento mostradas.

La medición principal, cambio de fase, responde a la pérdida metal mecanizado en la unión central de la tubería de revestimiento y muestra el metal adicional de la segunda sarta de la tubería, así como una indicación de la barrera de enganche. El monitor de atenuación cae dentro de los límites aceptables.

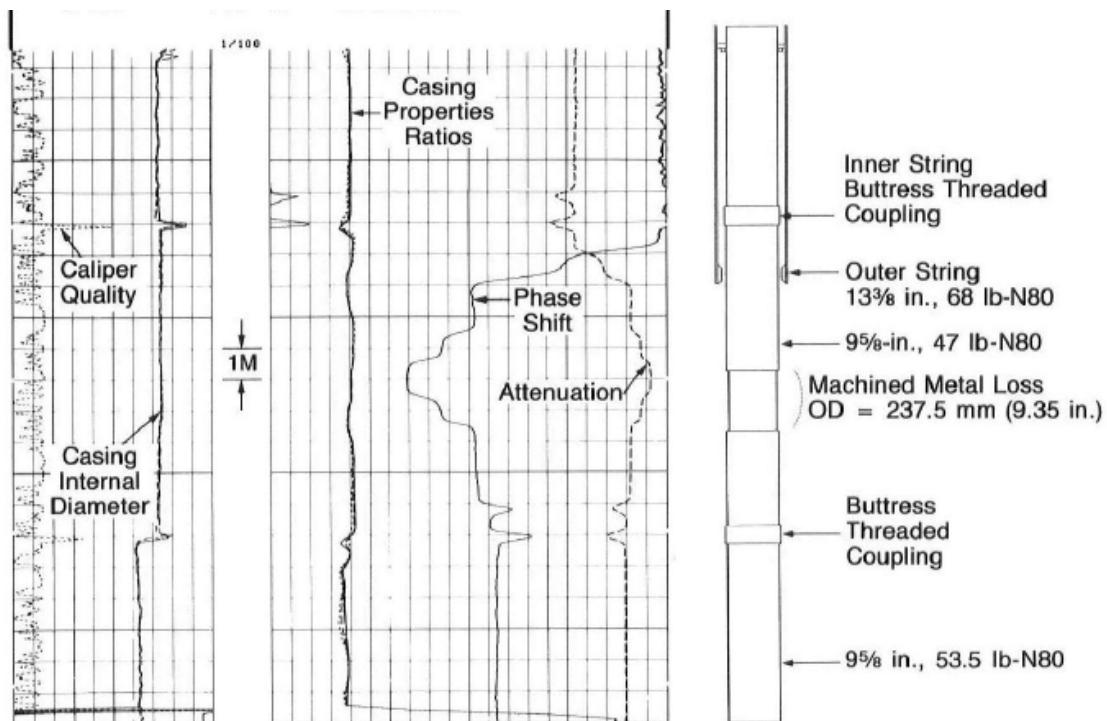


Figura 35. Registro de la herramienta de espesor electromagnético de multifrecuencia. La configuración mecánica del pozo es mostrado de lado derecho de la figura. (Tomado de “*Cased Hole Log Interpretation*”, Schlumberger, 1999)



Como ya se ha mencionado, la técnica de cambio de fase electromagnético, es la más adecuada para la detección de corrosión en grandes escalas, como el adelgazamiento en pozos mayores a dos pulgadas y fisuras verticales. Sin embargo, la conversión cuantitativa del cambio de fase medido a espesor, hace que la herramienta de espesor de multifrecuencia electromagnética sea atractiva para el monitoreo de muchos problemas generales de corrosión. A diferencia de los calipers mecánicos y acústicos, las mediciones *METT* responden tanto a la erosión externa como a la interna. Además, sólo este método puede detectar la pérdida de metal en la tubería de revestimiento exterior de múltiples sargas.

Un esquema de un registro de dispositivo de escape de flujo magnético y un registro *METT* se muestran en la *figura 36*. Se puede observar claramente las diversas respuestas que tienen cada herramienta hacia distintos daños dentro del pozo.

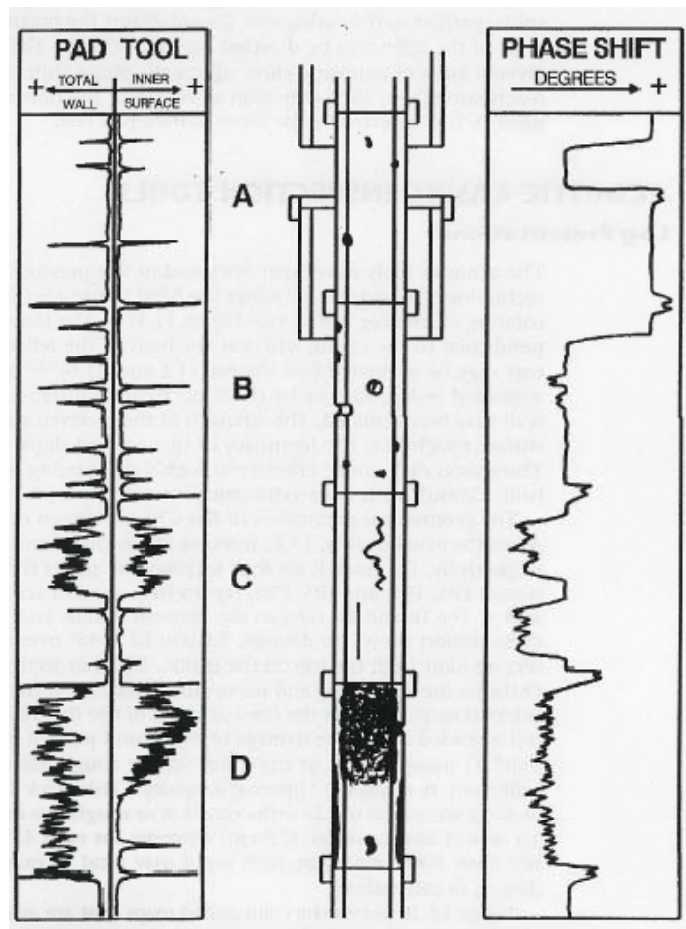


Figura 36. Respuesta de las herramientas de escape de flujo y de cambio de fase para una misma tubería de revestimiento. Tomado de “*Cased Hole and Production Log Evaluation*”, J. Smolen, 1998

IV.3.3 HERRAMIENTA DE VIDEO EN POZO

Los videos en tiempo real representa una tecnología dentro de la inspección del pozo que día con día está tomando mayor fuerza dentro de la industria petrolera. Esta tecnología no sólo permite evaluar la integridad de la tubería sino que también sirve para caracterizar el flujo de un fluido en el interior del pozo.

La primera cámara patentada relacionada con imágenes de pozo data del año 1950 y posteriormente del año 1970, donde se utilizaban con mayor frecuencia para obtener las imágenes de pozos de agua superficiales, hoy en día en la industria de pozos de agua esta tecnología sigue vigente.

Para la década de los ochenta, la tecnología de video en pozo avanzó considerablemente hasta el punto en ser utilizada en algunos pozos someros y de baja presión dentro de la industria petrolera. Algunos de estos sistemas utilizados no proporcionaban video, sino solamente una imagen fija, que se actualizaba cada periodo de varios segundos. Sin embargo, estas imágenes instantáneas tenían un uso limitado en relación con la caracterización de flujo, debido a la falta de movimiento.

Durante la década de los ochenta, de igual manera se pensaba que la entrada del aceite y del gas al pozo normalmente causaba una mezcla turbulenta de fluido que provocaba una dispersión en el pozo sin llegar a separarse. Sin embargo con el desarrollo, el despliegue y la disponibilidad de mejores sistemas de video en pozo en la década de los noventa, la industria petrolera empezó a darse cuenta de que el caso que en 1980 se sostenía era falso y que el flujo y la circulación de los diversos fluidos, gases y partículas cerca de los puntos de entrada del pozo tienden a separarse rápidamente en sus respectivos componentes, esto se logro gracias a que las partículas podían ser visualizados en tiempo real.

En ese sentido podríamos decir que los videos de pozo son la última herramienta para evaluar las condiciones del pozo. Los daños existentes en la tubería de revestimiento se pueden observar directamente sin una significativa interpretación. Sin embargo esta tecnología tiene algunas deficiencias muy significativas, como la transmisión de datos.

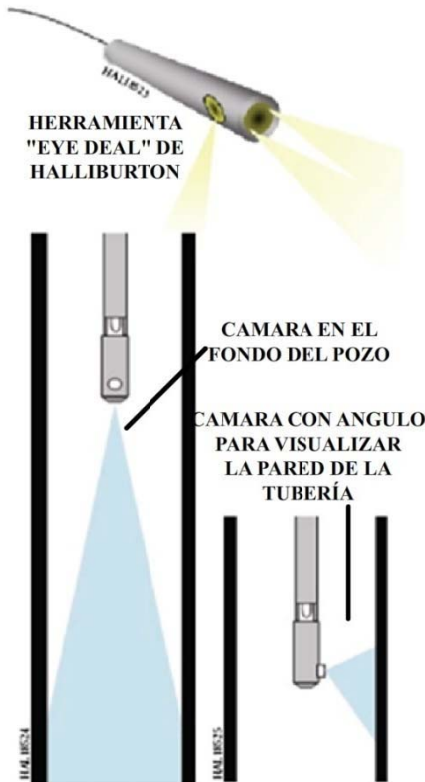
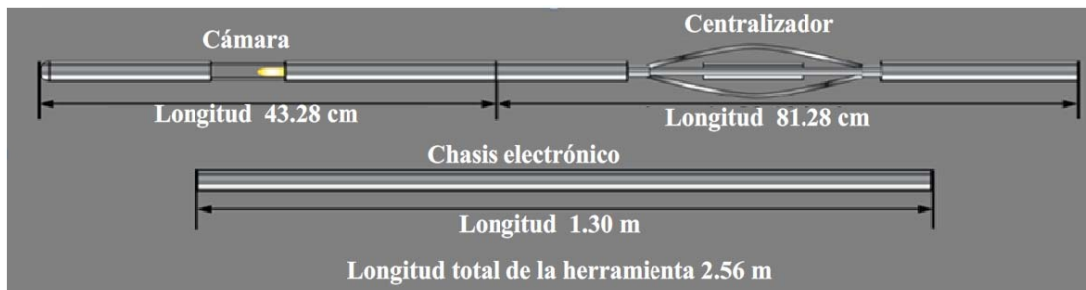


Figura 37. Esquema que ilustra la adquisición de video dentro de un pozo. Algunas herramientas como esta (Eye Deal™ de Halliburton) tienen dos cámaras, una en la “punta” de la herramienta para observar el pozo a lo largo de su trayectoria y la otra a un costado que toma a detalle la video sobre la tubería de revestimiento, inspeccionando algunos daños. Modificado de “Wireline and Perforating Services Down-Hole Camera Services”, Halliburton, 2004”

Existen dos tipos básicos de herramientas disponibles. Una de estas herramientas adquiere video en tiempo real, y la otra sólo toma fotografías con una frecuencia de varios segundos entre ellas. El diámetro exterior de estos instrumentos es de $1^{11/16}$ de pulgada y por lo tanto es lo demasiado pequeño para su uso en tuberías de $2^{3/8}$ de pulgada. Han sido utilizadas con bastante éxito entre el espacio anular de un tubo de $2^{3/8}$ y 7 pulgadas de tubería de revestimiento para visualizar la producción en perforaciones específicas.



a)



b)

Figura 38. a) Esquema de la herramienta. b) algunas especificaciones técnicas de esta. Modificado de “Wireline and Perforating Services Down-Hole Camera Services”, Halliburton, 2004”

La clara visión del movimiento de fluidos y de partículas se pueden observar gracias a que la cámara de la herramienta suele ser de muy buena calidad siempre y cuando no sea degradada por interferencia electromagnética. Una parte importante en la calidad de la imagen radica en la transmisión de datos, en el caso de videos de pozo la tasa de de transmisión de datos se hace de manera masiva para lograr la transmisión de la señal de video. La necesidad de transmitir continuamente datos de video de una manera limpia a más de 5000 metros de profundidad ha significado un reto para los ingenieros y a su vez, ha estimulado el desarrollo de la fibra óptica como uno de los sistemas de transmisión de datos de video más avanzados. Por otro lado, a esas profundidades la herramienta responde muy bien a las condiciones que alcanza en el pozo cerca de 130 °C, ya que la mayoría de los dispositivos que están disponibles operan bajo esas condiciones.

La mayoría de los videos que se han realizado hasta la fecha, son en pozos que se llenaron con agua filtrada o que se han ventilado con nitrógeno para proporcionar un fluido claro para el registro. Informes recientes indican que los fluidos de pozo pueden ser adecuados si se puede ver a través del agua producida al menos 6 pulgadas. Si el aceite y el agua son las fases del interior del pozo, generalmente siempre hay un volumen mucho mayor de agua que de aceite, por lo que las entradas de petróleo se pueden ver fácilmente. Las entradas de gas hacen que el agua se vuelva turbia.

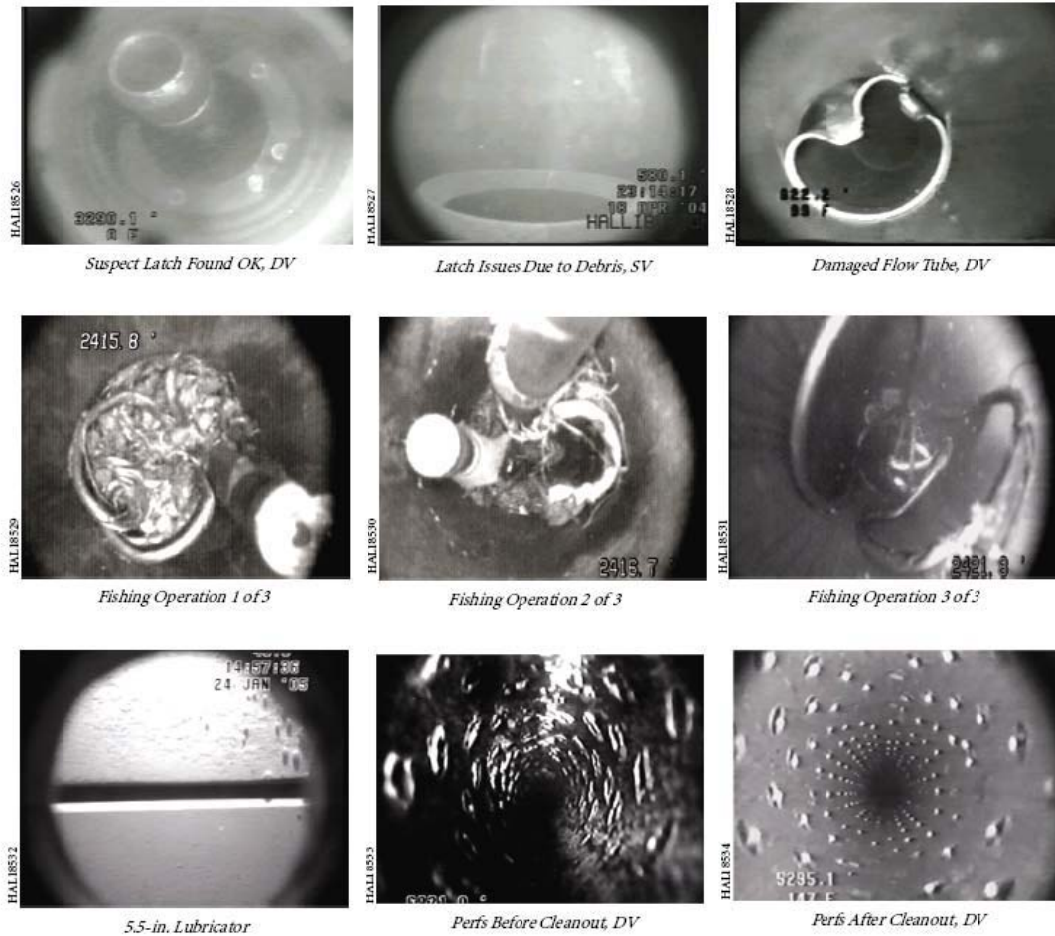


Figura 39. Ejemplos de las distintas aplicaciones de la cámara en pozo, se muestran las distintas operaciones y algunos daños detectados en la tubería de revestimiento. Tomado de *EyeDeal™*, Halliburton brochure, 2004

Existen muchas nuevas aplicaciones para este equipo. Una de ellas es en los trabajos de “pesca” de una herramienta atrapada en el pozo, es normal que se vea la herramienta atascada, y se seleccione el equipo correcto para recuperarla. Las entradas de aceite y posiblemente las de gas, pueden ser identificadas dentro del pozo. Se pueden detectar daños graves e incrustaciones. Pueden inspeccionarse las perforaciones. Cabe señalar que este equipo sólo ve el interior de la tubería de revestimiento y los daños externos no son evidentes, sin importar que éste haya avanzado a través de la tubería de revestimiento. Sin embargo, si se desea conocer la cuantificación de la pérdida de metales, o la profundidad de penetración de los agujeros, estas herramientas son de poca utilidad.

La evaluación de la integridad de la tubería es solo una parte de la evaluación total del pozo. Para lograr una evaluación total del estado del pozo hay que analizar de igual manera la calidad del cemento. En el siguiente capítulo abordare las herramientas y distintos métodos que existen hoy en día para poder realizar esta importante tarea. El Por otro lado, cabe mencionar que la herramienta acústica de inspección de la tubería de revestimiento será mostrada en el sexto capítulo como una tecnología de pulso ultrasónico.

Capítulo V: Estado del pozo: Calidad del cemento

V.1 INTRODUCCIÓN

La cementación es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una *lechada* que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento para después colocarse en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo de la tubería de revestimiento. El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.). Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás de la tubería de revestimiento.

Entre los principales propósitos de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en la tubería de revestimiento.

La cementación tiene una gran importancia en la vida del pozo, ya que los trabajos de una buena completación dependen directamente de una buena cementación.

Dentro de la industria petrolera se contemplan dos tipos de cementaciones en pozos petroleros dependiendo de las necesidades y objetivos que se tengan en consideración.

La cementación primaria se realiza al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.) durante la perforación.

Los objetivos principales de esta cementación es adherir y fijar la sarta de revestimiento; restringir el movimiento de fluidos entre las formaciones productoras y el confinamiento de los estratos acuíferos, así como proteger y reforzar la sarta contra la corrosión y el aplastamiento debido a fuerzas externas; reforzar la resistencia de la sarta a presiones de estallido; proteger la sarta durante los trabajos de cañoneo (completación); y sellar la pérdida de circulación en zonas "ladronas".

La cementación secundaria, por su parte se considera como el proceso de coacción de la lechada de cemento en el pozo, que se realiza principalmente en reparaciones



(reacondicionamientos) o en tareas de terminación de pozos. Éstas pueden ser cementaciones forzadas y tapones de cemento.

Dentro de los principales propósitos de esta cementación se encuentran: reforzar los trabajos de cementación primaria deficientes; reducir altas producciones de agua y/o gas, reparar filtraciones causadas por fallas de la tubería de revestimiento; abandonar zonas no productoras o agotadas; sellar zonas de pérdidas de circulación; y proteger la migración de fluido hacia zonas productoras.

Una cementación exitosa de la tubería de revestimiento es una operación difícil que requiere una planificación apropiada del trabajo que debe estar en función de las condiciones del pozo y del conocimiento de los mecanismos de presión que se involucran durante la cementación. Las causas de un pobre trabajo de cementación puede ser clasificado en dos amplias categorías:

- Problemas de flujo de origen mecánico originados por tuberías mal centralizadas en pozos desviados, derrumbes y un incorrecto régimen de flujo. Estas condiciones se caracterizan por una incompleta remoción del lodo de perforación en el espacio anular del cemento. *Figura 40.*

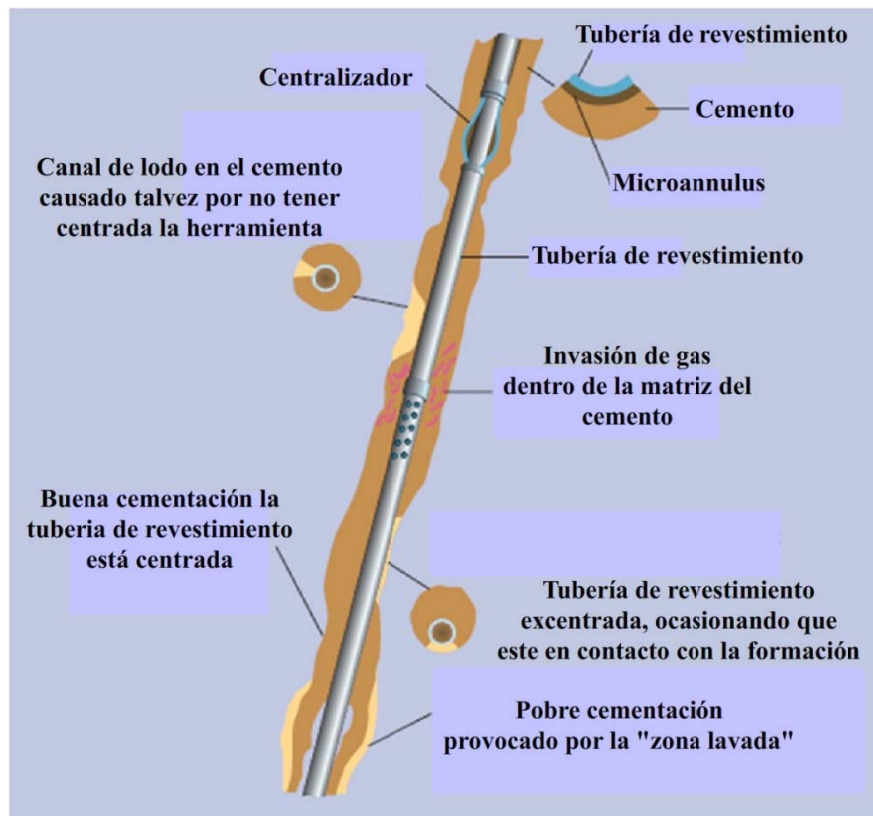


Figura 40. Problemas de desplazamiento de la mezcla de cemento, Tomado de *Cement Slurry*, Brochure of Schlumberger, 2004

- Degradación de la mezcla de cemento durante la etapa de “*secado*” del cemento. Experimentos de laboratorio han demostrado que la presión diferencial entre la presión de poro del cemento y la presión de la formación es ocasionada por varias fallas en el cemento. La *figura 41* muestra la historia de la presión de poro en el cemento durante el fraguado y demuestra como una mezcla estándar puede ser invadida por el fluido de formación o gas en el momento de la hidratación, cuando la mezcla empieza a perder agua, se empieza a encoger. La mezcla es acompañada por una pérdida de presión tal que cuando la presión de poro se hace más pequeña que la presión de la formación el cemento puede ser contaminado por fluidos de la formación o peor, por la entrada de gas.

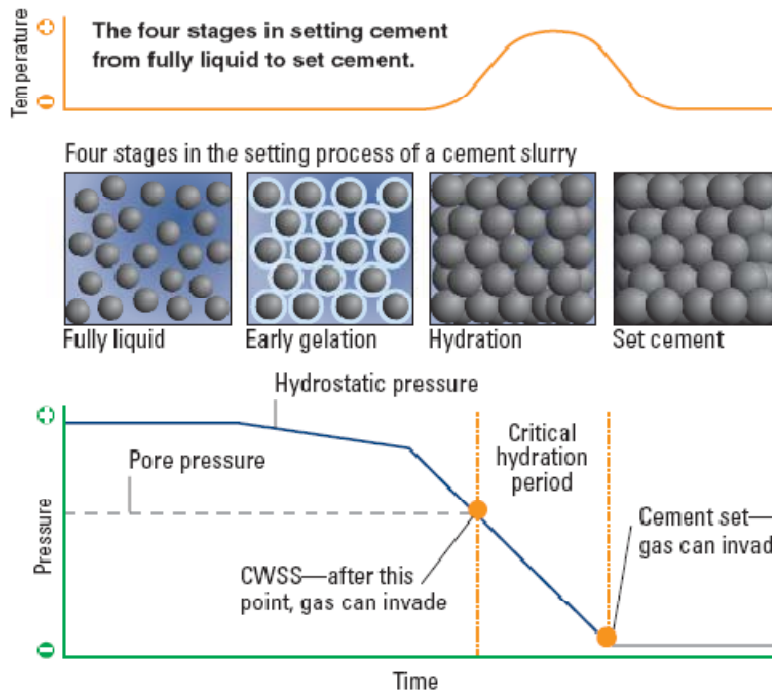


Figura 41. Caída de presión en el fraguado del cemento, Tomado de *Drilling and Completion, Brochure of Offshore* January 2004

Las pruebas de laboratorio han mostrado que una cementación típica en un pozo llega a tener una permeabilidad del orden de 0.001 md (mildarcy), con un tamaño de poro por debajo de 2μ y una porosidad alrededor del 35%. Sin embargo, cuando el gas migra dentro de la mezcla de cemento antes de completar su “*secado*”, la estructura de poro es parcialmente destruida y el gas genera una red de poros tubulares que pueden alcanzar 0.1 mm de diámetro con permeabilidades de 1 a 5 md. Este cemento “gaseoso” es el que funciona como soporte de la tubería de revestimiento; sin embargo, es incapaz de proporcionar un sello al gas de la formación. Hoy en día ciertos aditivos se encuentran disponibles para prevenir el mecanismo, y asegurar el aislamiento apropiado de la zona de intervalos que llevan gas.



Si la causa de un mal trabajo de cementación es mecánico o su origen está relacionado con la presión, el resultado afectará el aislamiento hidráulico entre formaciones, la cual como se indicó anteriormente, es la principal función de la cementación primaria.

Un buen programa utilizado para la evaluación de la cementación debe ser capaz no sólo de evaluar la calidad de la operación de cementación o la necesidad de reparar trabajos incompletos de cementación, sino analizar las causas que provocaron el fracaso en la operación, a fin de mejorar el programa de cementación en futuros pozos dentro de un mismo campo. A continuación se muestran algunos métodos empleados en la industria petrolera que permiten en gran medida realizar estos análisis.

V.2 CONTROL DE LA CEMENTACIÓN POR MEDIO DEL CBL

Hoy en día existen varios métodos para evaluar y tener un buen control acerca de la cementación; sin embargo, el método que ha funcionado de mejor manera para estos fines son las herramientas sónicas. Las distintas compañías petroleras ofrecen este servicio en diferentes presentaciones, siendo el principio físico el mismo en todas. Sin embargo, el registro de control de cementación *CBL* asociado con el registro de densidad variable *VDL*, ha sido durante muchos años uno de los métodos más eficientes para evaluar la calidad de la cementación, *figura 42*. Aunque este servicio permite obtener una respuesta clara en la mayoría de los casos, es importante recordar los fundamentos básicos del principio de estas mediciones, para entender la influencia de los diferentes parámetros de limitación y resolver los casos difíciles de interpretar

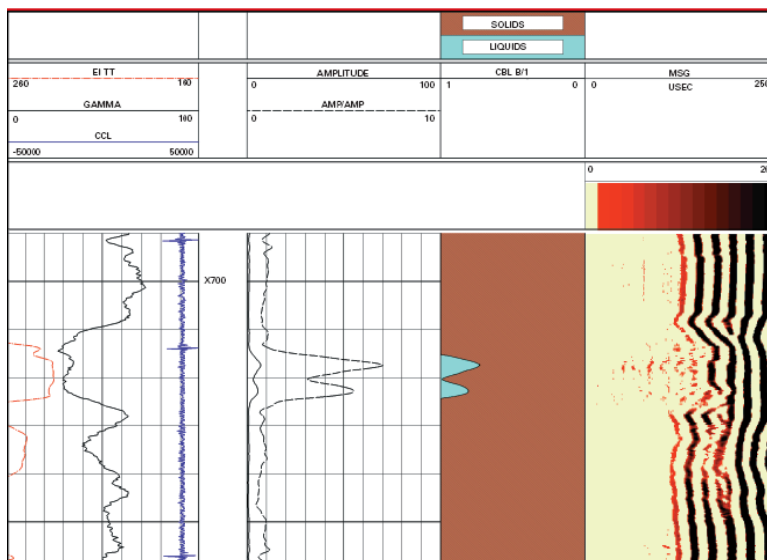


Figura 42. Este registro de adherencia del cemento (CBL) muestra una sección completa de adherencia del cemento con la formación. Se puede observar una señal de baja amplitud en el carril 2 (Aproximadamente de 1mV) y la ausencia de señal de tubería se muestra en el carril 4 del MGS. El mapa volumétrico en el carril 3 muestra materiales sólidos excepto para una sección pequeña a la mitad, donde es aproximadamente 70% a 75% adherido. Las señales de la formación en las ondículas del MGS indican adherencia del cemento a la formación. Tomado de *Wireline and Perforating Services, CBL Brochure*, Halliburton, 2003.

V.2.1 PRINCIPIO DE MEDICIÓN DEL CBL

El *cement bond log* (CBL), combinado con la forma de onda de la herramienta de densidad variable (VDL), han sido por muchos años el principal método para evaluar la calidad del cemento. El principio de medición se basa en grabar el tiempo de tránsito de un pulso acústico emitido periódicamente por un transmisor omnidireccional hacia la formación y la atenuación de la onda acústica de unos 20 kHz después de la propagación a través del fluido del pozo y de la pared de la tubería de revestimiento, *figura 43*. La medición se logra mediante dos receptores ubicados en la sonda a una distancia de 3 y 5 pies respectivamente del transmisor. Dichas mediciones dependen del grado de acoplamiento mecánico (principalmente de cizallamiento) entre el cemento y la tubería.

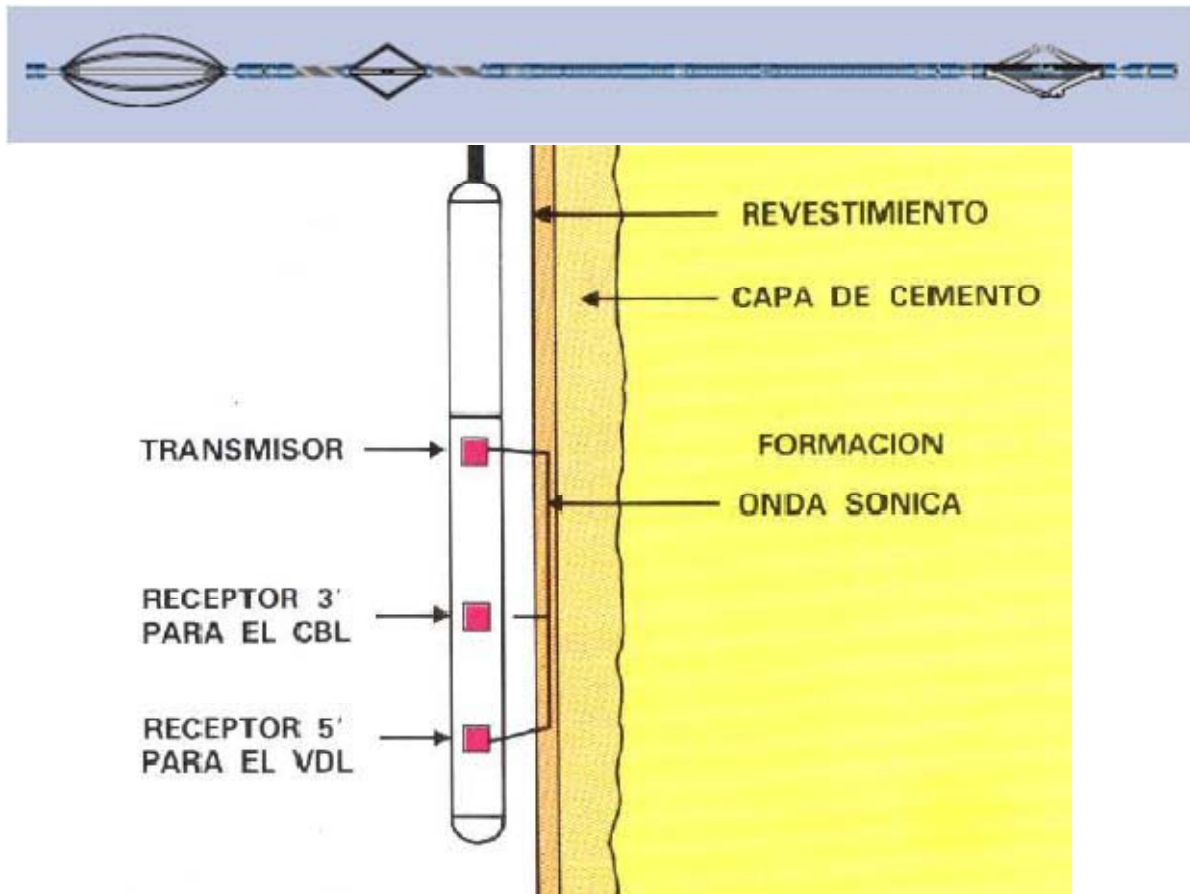


Figura 43. a) Control de la cementación con la herramienta sónico compensado b) Esquema de la herramienta *memory slim CBL tool*. Tomado de *CBL Tool, Brochure of Schlumberger, 2004*

Se ha demostrado que la cantidad de energía acústica transmitida por tubería depende de la velocidad de propagación de una onda plana en ésta, de su densidad y del espesor del cemento. La distribución del cemento alrededor de la tubería afecta considerablemente la transmisión de la energía. Por su parte la herramienta VDL es generalmente utilizada para evaluar el cemento adherido a la formación, además de ser muy útil para detectar la presencia de canales y la intrusión de gas.



El receptor ubicado a 3 pies de distancia del transmisor mide la amplitud de la primera cresta de la onda acústica recibida, así como su tiempo de tránsito. El receptor a 5 pies recibe los trenes completos de onda, para la presentación de la densidad variable VDL.

En el tren de ondas registrado por el receptor de 3 pies, el primer eco **E1** corresponde generalmente a la onda transmitida por la tubería, puesto que la velocidad de propagación es generalmente mucho mayor en el acero que en las formaciones o en los fluidos que llenan el pozo. La amplitud es máxima para una tubería sin adherencia de cemento y mínima cuando la cementación es buena. El análisis de amplitud constituye el principio fundamental de la medición. *Figura 44.*

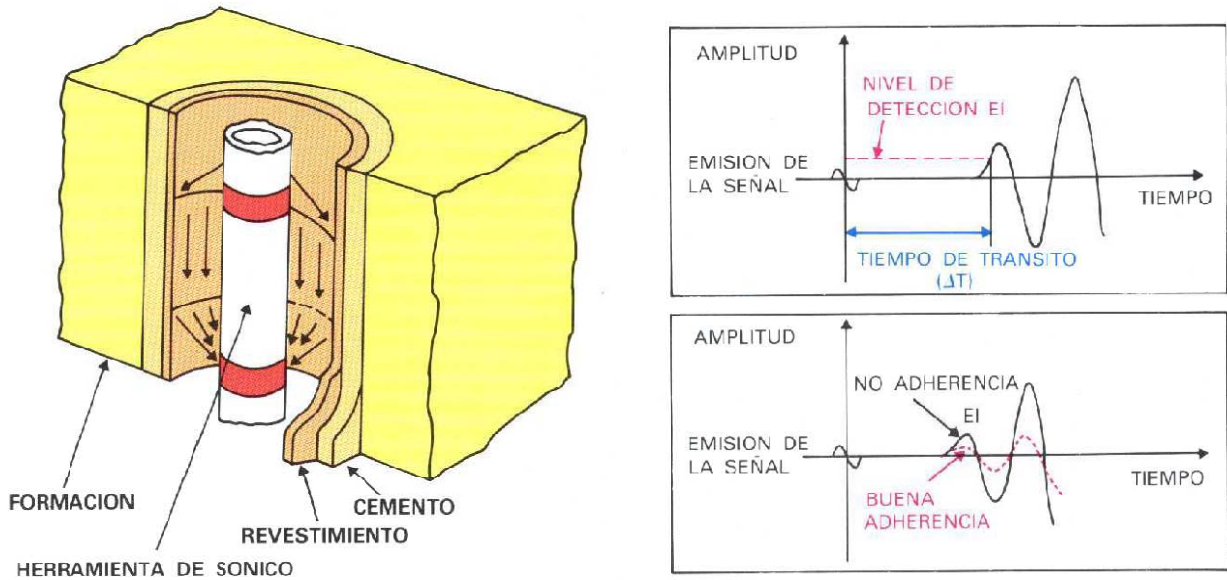


Figura 44. Análisis de la señal medición. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

A raíz de las características omnidireccionales del transmisor, se debe mantener una centralización perfecta de la sonda en la tubería, para obtener la máxima amplitud de señal. *Figura 45.* Una excentración de 1/4" reduce la amplitud aproximadamente en un 30%. La curva de tiempo de tránsito es útil para reconocer este efecto, así como las anomalías de detección que causan saltos de ciclos.

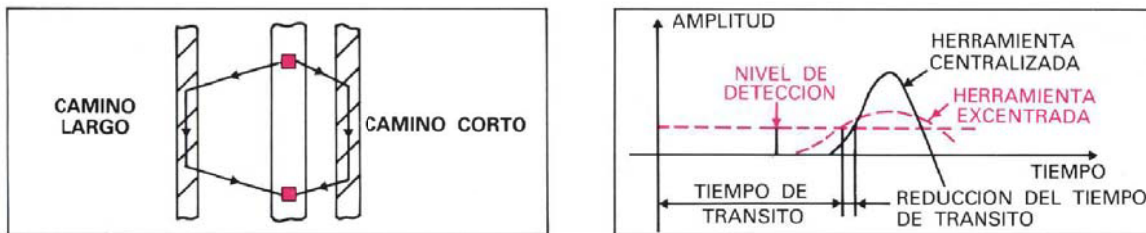


Figura 45. Efecto de excentración de la herramienta sobre la medición de la amplitud. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

El registro de densidad variable VDL es un complemento muy útil del registro CBL para reconocer las condiciones poco comunes donde la interpretación del CBL se vuelve difícil, como formaciones de alta velocidad, microanillos o canales y mal acoplamiento entre cemento y formación.

V.2.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA

Mediante graficas derivadas de fórmulas empíricas, se puede relacionar la amplitud de la onda acústica con la resistencia del cemento a la compresión. Sin embargo, es preferible expresar la amplitud en términos de atenuación de la onda (db/pie) o de “índice de adherencia”.

La grafica de la *figura 46* permite, a partir de la amplitud, calcular directamente la atenuación de la onda. El índice de adherencia (*BI*) se define como la relación entre la atenuación en un nivel considerado y la atenuación máxima calculada en un nivel bien cementado.

$$BI = \frac{\text{Atenuación al nivel considerado}}{\text{Atenuación máxima}}$$

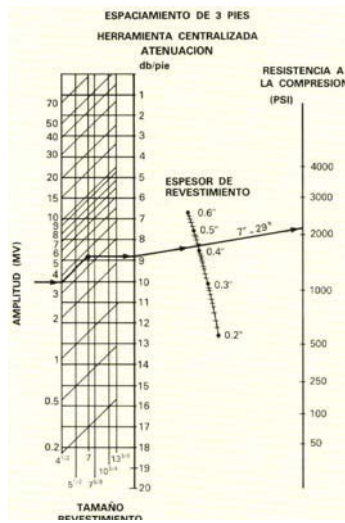


Figura 46. Evaluación cuantitativa del registro CBL, Tomado de “Cased Hole Log Interpretation”, Schlumberger, 1999

La experiencia adquirida en el mundo entero, ha demostrado que, en condiciones normales de cementación, un índice de adherencia superior a 0.8 es suficiente para asegurar un buen aislamiento, a condición de que el intervalo sea lo suficientemente largo. Se han obtenido resultados satisfactorios para un índice de adherencia de 0.8, con un mínimo de 5 pies en tuberías de 5 1/2”, 10 pies en tuberías de 7”, o 15 pies en tuberías de 9 5/8”. *Figura 47.*

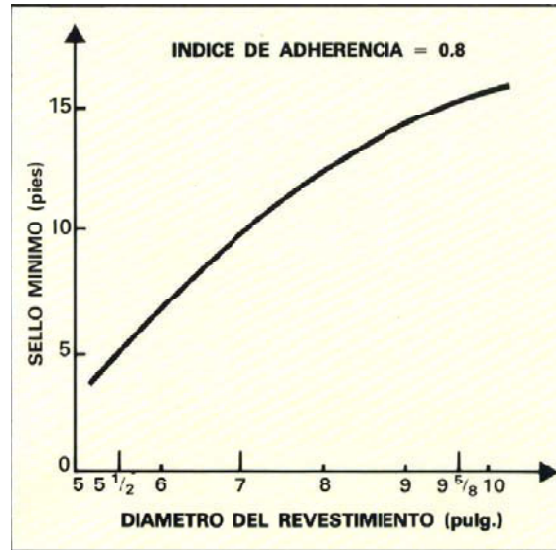


Figura 47. Longitud mínima de intervalos para formar un sello. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

V.2.3 ANOMALÍAS DEL REGISTRO CBL

Ciertas condiciones poco usuales pueden ser la causa de un comportamiento anómalo de las curvas del registro CBL. Para detectar estas situaciones, es necesario comparar cuidadosamente las curvas de tiempo de tránsito, amplitud, y registro de densidad variable.

Microanillo. En ciertas condiciones, un pequeño espacio anular logra formarse entre la tubería y el cemento. Generalmente, se provoca por la contracción de la tubería después de soltar la presión final de la cementación o después de un cambio importante de presión hidrostática en el pozo. Pero, también puede ser motivado por la condición física de la superficie de la tubería.

El efecto de microanillo aparece frecuentemente cuando se toma el registro CBL-VDL después de haber reemplazado el lodo de perforación (usado durante la operación de cementación) por un fluido más liviano (agua o aceite). El espesor del anillo así creado, es normalmente insignificante y no compromete al buen aislamiento hidráulico de los distintos intervalos productores (del orden de 0.01”).

Sin embargo, es suficiente para que cierta cantidad de energía acústica se transmita por la tubería, causando valores altos de amplitud. Por lo tanto, el registro CBL resulta pesimista ante la presencia de un microanillo. En el registro de densidad variable se pueden apreciar reflexiones moderadas de tubería y ecos de formaciones relativamente fuertes. En cambio, el registro CET que se describirá más adelante, es insensible a este fenómeno. El microanillo se podrá detectar fácilmente por medio de una corrida adicional CBL-VDL, con un aumento suficiente de presión en la tubería, a fin de cerrar el espacio anular. *Figura 48.*

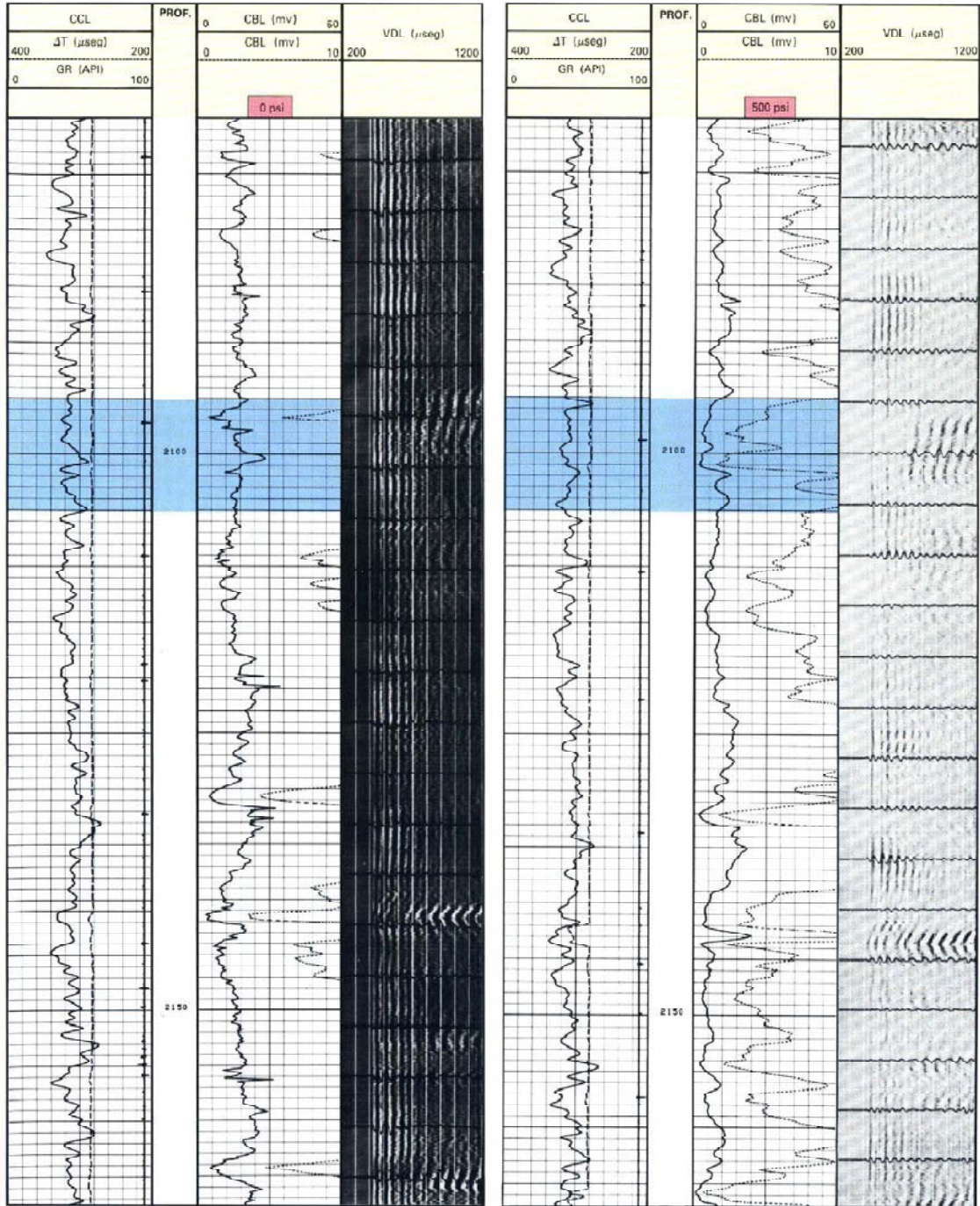


Figura 48. Efecto de microanillo sobre las mediciones del registro CBL- VDL. Registro con y sin presión. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

Formaciones de Alta Velocidad. En las formaciones cuyo tiempo de transito es inferior al tiempo de transito en el acero (carbonatos compactos, evaporitas), la medición de la amplitud del primer eco ya no es representativa de la calidad del cemento. Estas formaciones causan, generalmente, lecturas de la curva de tiempo de transito, inferiores a las del acero, fenómeno que se puede observar igualmente en la densidad variable. Las



lecturas de amplitud, en cambio, dependen del modo de detección escogido durante el registro.

Mal Acoplamiento Cemento – Formación. Aunque la curva de amplitud muestre niveles bajos que indican buena adherencia entre tubería y cemento, el registro de densidad variable puede, en ciertos casos, carecer de señales de formación. Aquí existen varias interpretaciones:

- ▮ La misma señal de formación es débil. Se puede comparar con el VDL de pozo abierto, cuando exista.
- ▮ El cemento ejerce una buena adherencia con la tubería, pero no con la conformación.

Canalización. El efecto de canalización detrás de la tubería constituye una de las limitaciones mayores del registro CBL-VDL. Eso se debe a la característica omnidireccional de los transmisores y receptores. La medición de la amplitud se relaciona con la adherencia promedio del cemento alrededor de la tubería y no permite distinguir entre un sello uniformemente pobre y un canal abierto en una masa homogénea de cemento.

Figura 49.

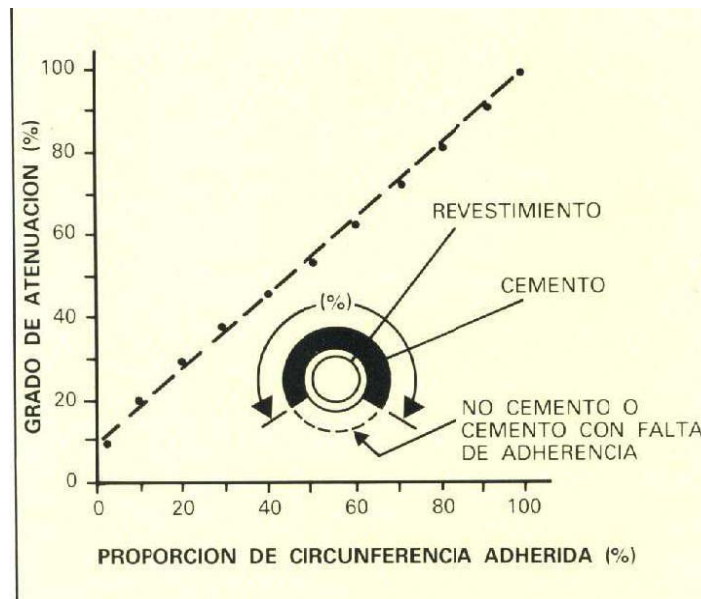


Figura 49. Efecto de adherencia no uniforme. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

Se pueden presentar las siguientes situaciones, figura 50:

- a) Canalización a lo largo de la tubería
- b) Canalización detrás del cemento
- c) Canalización dentro de la formación

En el primer caso, la curva de amplitud indicará niveles relativamente altos, mientras que el registro de densidad variable mostrará reflexiones fuertes de la formación. En el segundo caso, el canal podrá no ser detectado con el registro CBL-VDL, si el espesor de cemento es lo suficientemente grueso. En el tercer caso, no será posible detectar la comunicación con el registro CBL-VDL

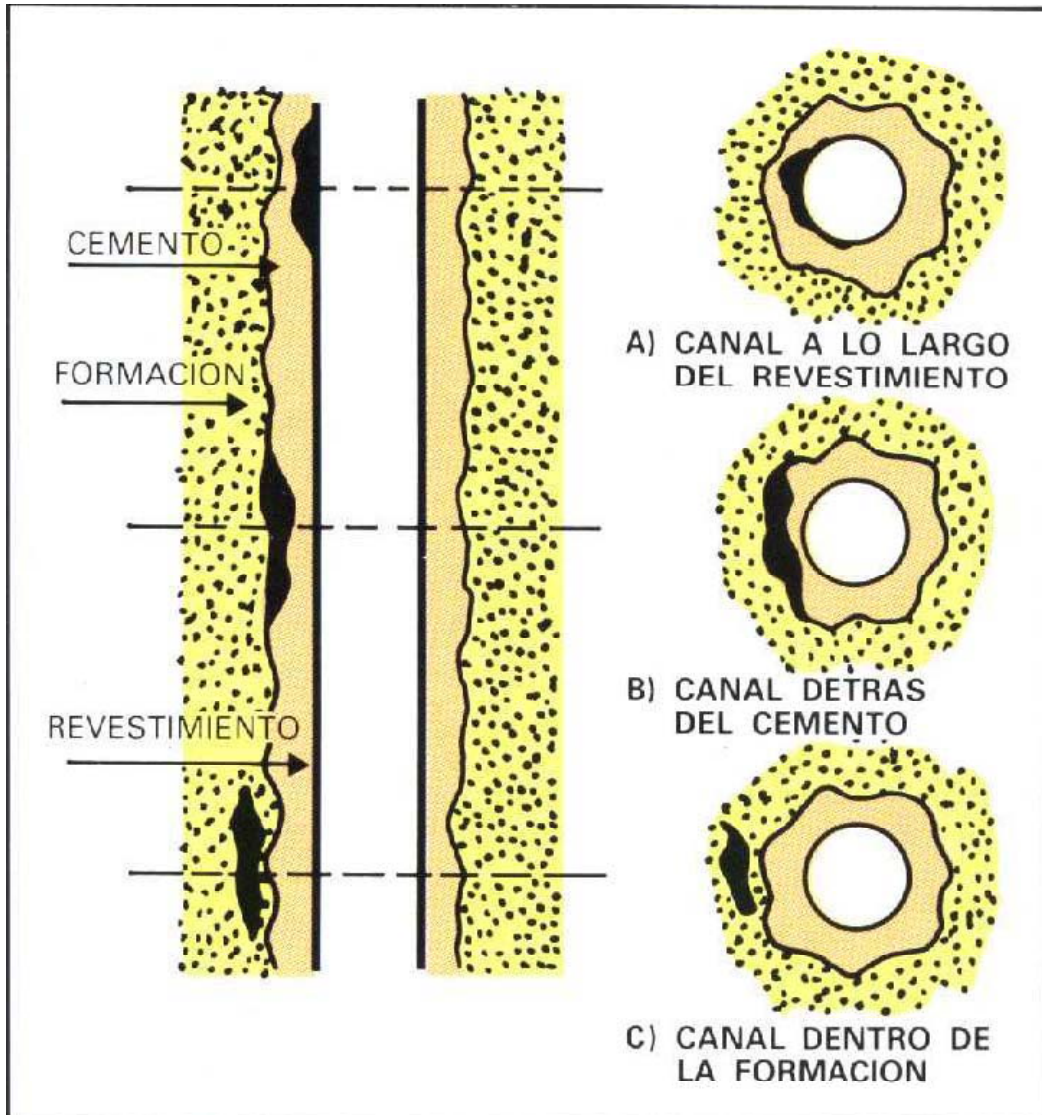


Figura 50. Configuración de canales, Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

Es importante señalar que la relación que se muestra en la figura 47, no siempre es aplicable cuando existen casos de canalización. Los canales podrán causar movimientos significativos de fluidos cuando son lo suficientemente continuos. Los métodos que permite poner en evidencia el fenómeno de canalización cuando existan dudas sobre la calidad de la cementación, son los siguientes:



- ▮ Herramienta CET, que proporciona un análisis circular de la capa de cemento alrededor de la tubería de revestimiento.
- ▮ Registro de temperatura o de ruido para detectar movimientos de fluido detrás del revestimiento.
- ▮ Pruebas de comunicación: se perforan intervalos pequeños para verificar si existe comunicación de presión entre ellos.

Las aplicaciones de los registros de temperatura se presentarán a continuación en la explicación de la herramienta CET.

V.3 EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN POR MEDIO DEL CET

La herramienta de Evaluación de Cemento CET, tiene ciertas características que permiten mejorar considerablemente la calidad de la evaluación del cemento. No solamente es insensible a los diferentes factores que limitan generalmente la interpretación de los registros CBL-VDL, tales como microanillos, formaciones de alta velocidad, tan comunes en México, sino que ofrece también la ventaja de poder detectar la presencia de canales, por medio de un análisis circular del ambiente que rodea la tubería.

El registro permite obtener curvas de resistencia del cemento a la compresión y un análisis visual de la capa de cemento detrás de la tubería se puede también evaluar mediante 4 calibres acústicos.

V.3.1 PRINCIPIO DE MEDICIÓN Y DISEÑO DE LA HERRAMIENTA CET

El concepto fundamental de la medición consiste en hacer resonar el espesor del revestimiento, mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos. *Figura 51.* La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia, mientras que la ausencia de cemento provoca un alargado periodo de atenuación.

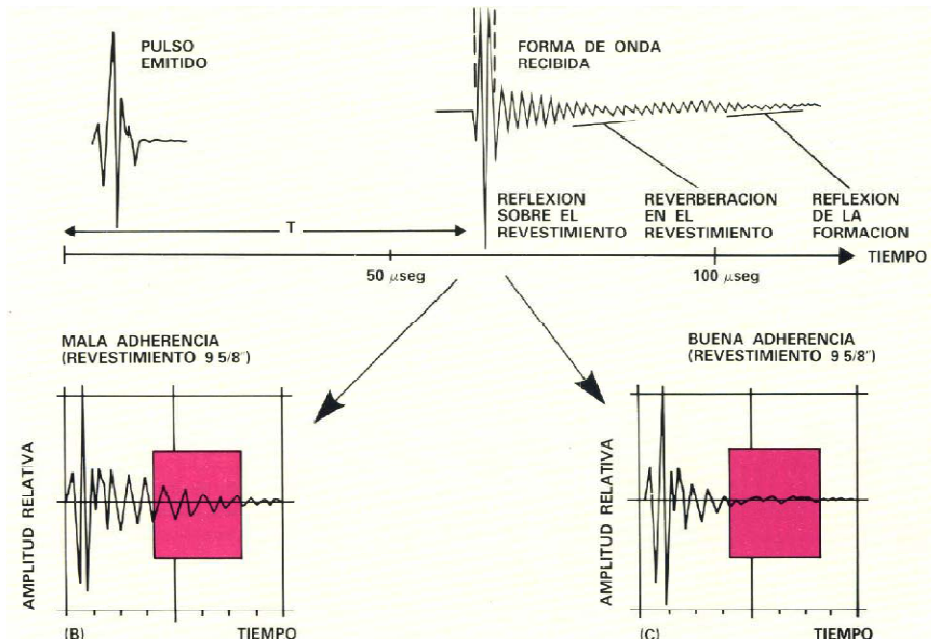


Figura 51. Principio de medición de la herramienta CET. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

La herramienta CET cuenta con ocho transductores, enfocados radialmente hacia un pequeño sector angular de la tubería. Están dispuestos en forma helicoidal sobre la sonda, a 45° uno del otro. Ocupan un espacio vertical de 2 pies aproximadamente y operan, en el rango de frecuencia de resonancia de la mayoría de las tuberías en uso. Figura 52.

La distancia que separa el transductor de la pared de la tubería es del orden de 2 pulgadas y puede ser ajustada manualmente, según las condiciones de operación. Los transductores actúan, a la vez, como transmisores de pulsos ultrasónicos y receptores del eco resultante. El eco analiza en varios intervalos tiempo, con el fin de definir la rapidez de la atenuación.

La resolución vertical de la herramienta coincide con el diámetro del rayo ultrasónico y es del orden de 2". Es posible obtener mediante la gran cantidad de pulsos emitidos por segundo, un promedio de las diferentes mediciones por cada 2 pulgadas de pozo. Por lo tanto, la velocidad del registro no debe ser mayor de 1000 m/hora.

Se utilizan sondas de 3 3/8" de diámetro para tuberías de 4 1/2" hasta 7" y sondas de 4" para tuberías de 7" hasta 10 3/4". Se pueden derivar 4 calibres acústicos a partir de los 8 tiempos de tránsito medidos con los transductores. El valor de la velocidad de propagación de las ondas acústicas en el fluido del pozo, se obtiene por medio de un transductor de referencia que mide el tiempo de tránsito sobre un intervalo calibrado.

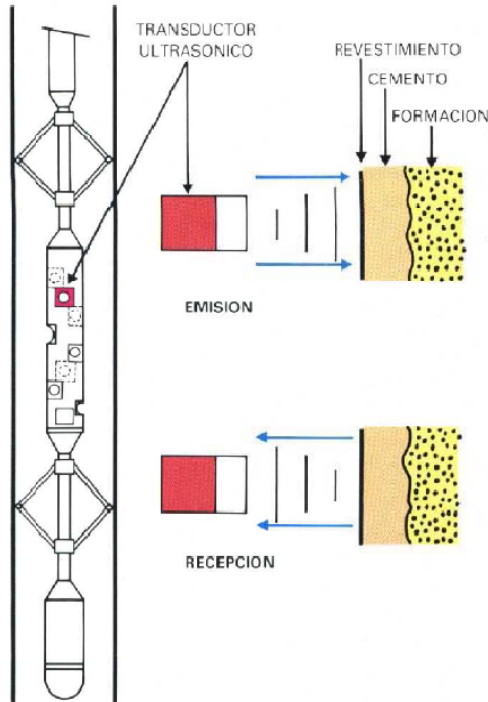


Figura 52. Esquema de la herramienta CET. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

V.3.2 ANÁLISIS DE LA SEÑAL

El pulso de energía acústica viaja radialmente desde el transductor hacia la pared de la tubería. La mayor parte de la energía se refleja directamente sobre la superficie interior de la tubería, mientras que la otra parte se transmite dentro del revestimiento, dando lugar a una segunda reflexión en la superficie exterior de la tubería. Figura 53. En cada reflexión se transmite, fuera del revestimiento, una fracción de la energía, según la magnitud del coeficiente de reflexión de la superficie de contacto.

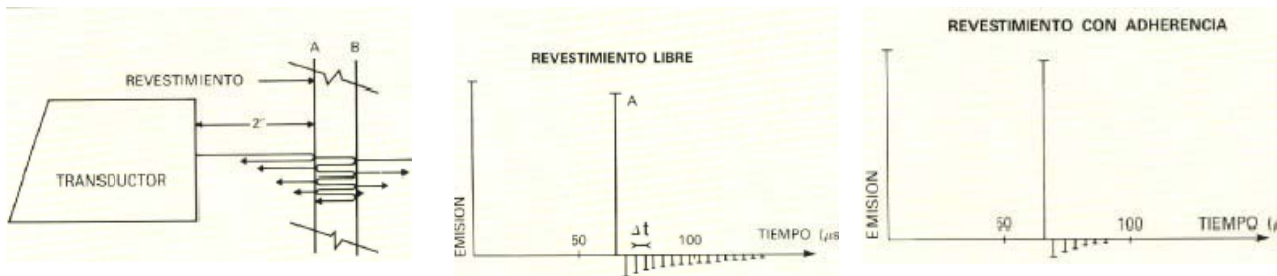


Figura 53. Modelo de reflexiones de la señal ultrasónica. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

El tren de ondas recibido por el transductor después de las sucesivas reflexiones está formado por una serie de pequeños impulsos separados por un intervalo de tiempo igual a dos veces el tiempo de tránsito en el espesor del revestimiento. La amplitud de cada

impulso es función de las impedancias acústicas de los diferentes ambientes (fluido en el pozo, acero, cemento y formación).

La amplitud de la primera cresta, que proviene de la reflexión directa del pulso que incide sobre la tubería, queda principalmente afectada por las condiciones atenuantes del fluido del pozo y del diámetro de la tubería. Una ventana de detección W_1 permite, a la vez, determinar el tiempo de tránsito de la onda acústica y ajustar la ganancia del sistema para mantener la respuesta a un nivel de referencia.

La presencia de cemento afecta considerablemente la parte posterior del tren de onda. El decaimiento exponencial, medido entre las amplitudes del primer eco y de los ecos posteriores, es función de la impedancia acústica del cemento. *Figura 54.*

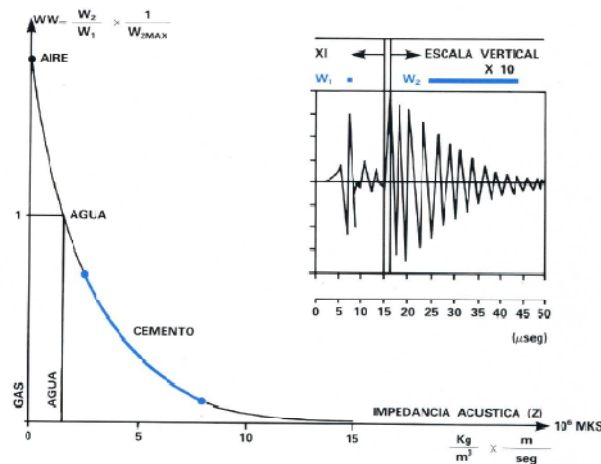


Figura 54. Respuesta física de la herramienta CET. Tomado de “*Cased Hole Log Interpretation*”, Schlumberger, 1999

La ventana de medición W_2 está posicionada en un intervalo que permite distinguir zonas bien cementadas o sin cemento. La relación de las respuestas medidas entre las ventanas W_1 y W_2 se puede relacionar con la impedancia acústica Z del medio que rodea la tubería y, posteriormente, con la resistencia del cemento a la compresión.

Sin embargo, se debe introducir un factor de corrección para tomar en cuenta las variaciones de diámetro de la tubería, espesor del metal e impedancia acústica del lodo. El factor de normalizado es igual a la cantidad W_{2MAX} , medida en la ventana W_2 frente a un intervalo no cementado. La señal normalizada WW obtenida por la herramienta CET es entonces:

$$WW = \left(\frac{W_2}{W_1} \cdot \frac{1}{W_{2MAX}} \right)$$

Experimentos en laboratorios han demostrado que la impedancia acústica Z derivada del parámetro WW varía casi linealmente con la resistencia a la compresión. Un equipo de cómputo calcula una curva de resistencia a la compresión para cada transductor y, entre éstas, selecciona la máxima y la mínima.



V.3.3 INTERPRETACIÓN

a) Detección de Gas

La cantidad WW es igual a 1, por definición, cuando se encuentra un líquido (agua) detrás de la tubería, y menor de 1 cuando hay cemento. Se ha observado que WW puede ser mayor de 1 (1.5), cuando hay canalización de gas detrás de la tubería. Los niveles probablemente afectados por la presencia de gas, donde la relación WW es mayor de 1, pueden ser fácilmente identificados mediante la aparición de una señal en forma de raya delgada, en el carril de la extrema derecha de la presentación del registro CET.

b) Reflexiones de Formación

Si viene a interferir una reflexión de formaciones con la señal de medición, el decaimiento de la onda deja de ser exponencial entre las ventanas W_1 y W_2 , lo cual podría hacer pensar que no hay cemento. En realidad, la presencia de una reflexión de formación indica que exista cierta forma de adherencia. Por este motivo, se requiere la presencia de una tercera ventana de detección W_3 , ubicada entre las ventanas W_1 y W_2 . *Figura 55*.

Se comparan entonces los niveles de energía medidos en las tres ventanas por medio de las relaciones W_2/W_1 y W_3/W_1 , lo cual permite confirmar la ausencia de decaimiento exponencial. En este caso no es posible calcular un valor de resistencia a la compresión. Se atribuye un valor mínimo, preseleccionado de 1000 psi, que toma en cuenta la probabilidad de una buena adherencia en este sector angular.

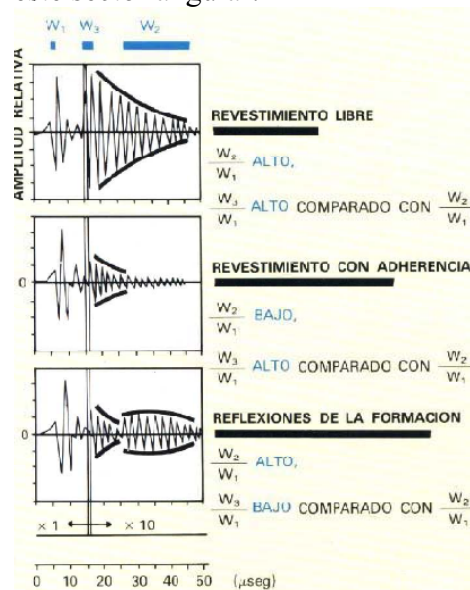


Figura 55. Criterios de la interpretación. Tomado de "Cased Hole Log Interpretation", Schlumberger, 1999

Las reflexiones de la formación están indicadas por una señal (en forma de rayas gruesas) en el carril de la extrema derecha.

V.3.4 REGISTRO CET

El registro CET incluye las siguientes curvas. *Figura 56.*

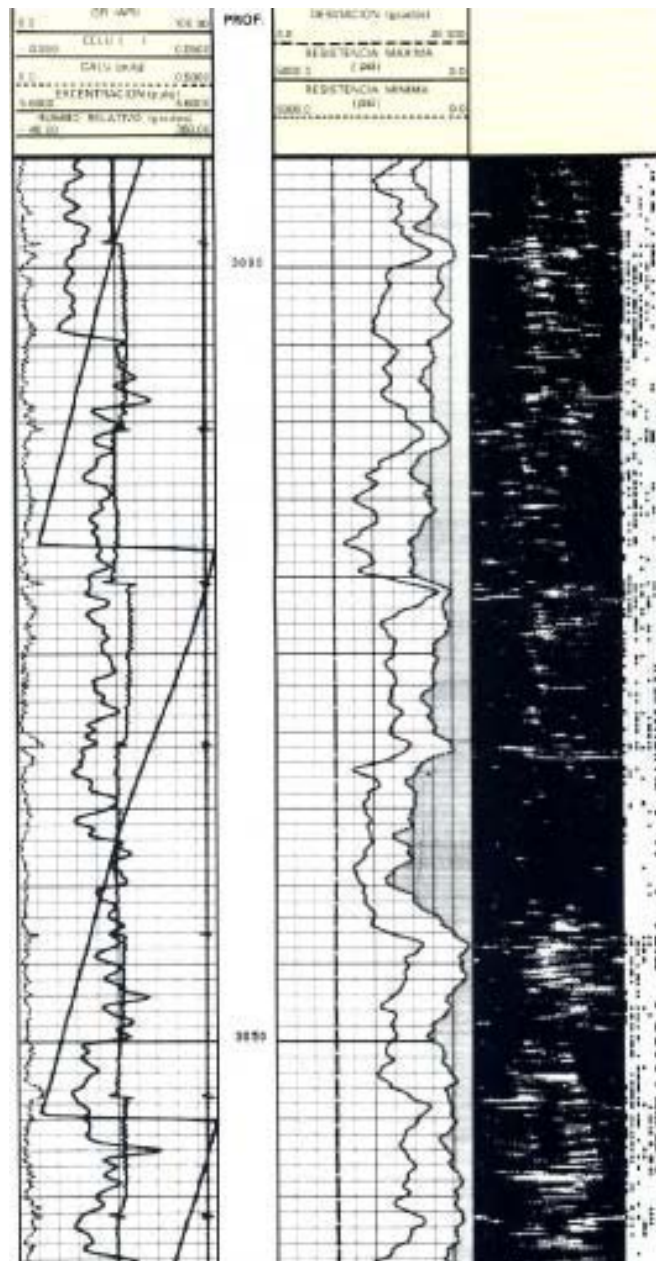


Figura 56. Presentación típica del registro CET. Tomado de “Evaluación de Formaciones México”, Schlumberger, 1994.

Carril 1. Curvas de excentración y de rumbo relativo de la herramienta y curva de diámetro promedio de la tubería. El rumbo relativo, al igual que las herramientas de echados, representa el ángulo entre el lado alto de la herramienta y una dirección de referencia definida por el transductor No. 1. Esta medición permite orientar la sonda en agujeros desviados. Normalmente se puede añadir curvas de Rayos Gamma y CCL como correlación.



Carril 2. Curvas de desviación del agujero y dos resistencias a la compresión del cemento, la máxima y mínima. La curva de resistencia mínima a la compresión se identifica por el sombreado gris.

Carril 3. Esta pista es una presentación grafica de la calidad del cemento detrás de la tubería. Está formada por yuxtaposición de las 8 trazas vistas por cada uno de los transductores. El negro significa buena adherencia, mientras que el blanco representa ausencia de cemento. De esta manera, es posible efectuar un control visual rápido de la calidad del cemento y detectar canales.

Carril 4. Esta pista de ancho reducido, permite identificar los eventos especiales de detección de gas o reflexiones de la formación. Las rayas delgadas señalan eventualmente la presencia de gas, mientras que las gruesas indican reflexiones de la formación. Las líneas verticales permiten identificar el número del transductor que está al origen del efecto representado (por orden ascendente 1 a 8, de izquierda a derecha)

V.3.5 CALIBRES ACÚSTICOS

El diseño CET permite medir para cada transductor el tiempo de tránsito entre la emisión del pulso ultrasónico y el primer eco de llegada después de la reflexión en la tubería.

Conociendo la velocidad de propagación de la onda en el fluido del pozo mediante el transductor de referencia, es posible convertir los tiempo de tránsito en distancias, con una resolución 0.1 mm. Los ocho radios aparentes, separados por un ángulo de 45° entre sí, están fácilmente convertidos en 4 calibres de tubería. *Figura 57.* Están generalmente presentados en una escala adicional, simultáneamente con la curva de diámetro promedio *CALU*. Un análisis de los 4 diámetros en cada nivel permite obtener las curvas de:

- ▶ Excentración: máxima diferencia entre los radios calculados para dos transductores opuestos, dividida por dos.
- ▶ Ovalización: Máxima diferencia entre dos diámetros.

La curva de excentración es una curva de control de la calidad. La excentración no afecta el registro, hasta que no pase de 5 mm. La herramienta que se encuentran disponibles hoy en día tiene un diseño liviano, se pueden centrar fácilmente inclusive en pozos dirigidos, hasta 60° de desviación. El registro de calibre acústico proporciona un medio importante de control del estado de las tuberías: colapso, desprendimiento, cambios de peso, entre otras.

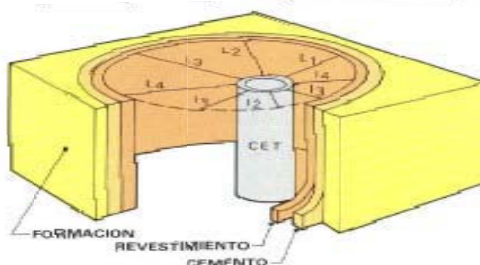


Figura 57. Configuración de calibres acústicos. Tomado de “*Evaluación de Formaciones México*”, Schlumberger, 1994.

La siguiente figura resume los diferentes aspectos de evaluación de la condición del conjunto revestimiento-cemento, ya sea el mapa de la cementación obtenido con el registro CET, la comparación entre los resultados CBL y CET, y una figuración de estado interno (rugosidad) de la tubería.

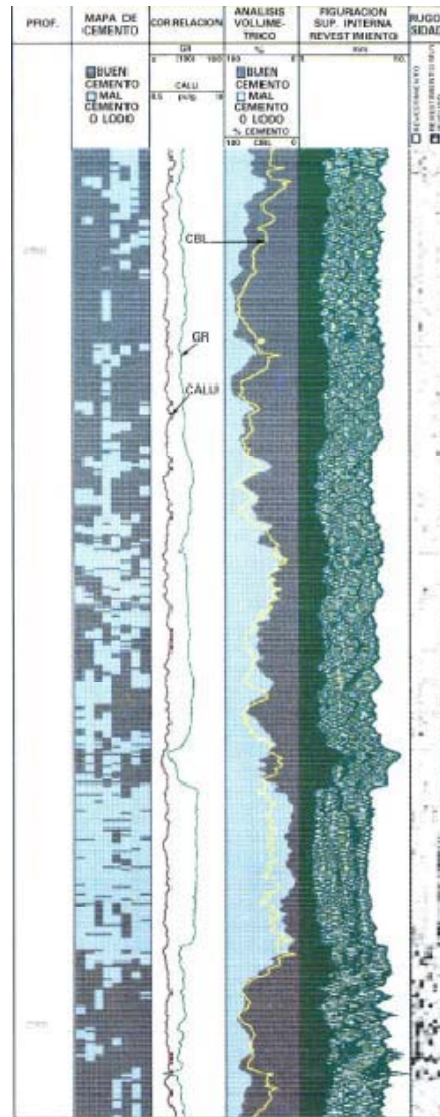


Figura 58. Presentación combinada de resultados de registros CBL y CET. Tomado de “*Cased Hole Log Interpretation*”, Schlumberger, 1999

Por otro lado, cabe señalar que el factor principal de limitaciones de la herramienta se debe a las características atenuantes de los fluidos del pozo. Las ondas de alta frecuencia (ultrasonidos) se atenúan con mayor rapidez en un medio determinado, que las ondas de baja frecuencia. Para una operación normal de la herramienta, el flujo debe de tener una atenuación inferior a 2 db/cm.

La impedancia acústica depende de la naturaleza del fluido y de su densidad. Se ha podido observar que la atenuación aumente cuando incrementa la densidad del fluido, por su alto contenido en sólidos. Por lo tanto, se considera que los fluidos con una densidad mayor de 1.6 g/cm³ no son adecuados para la operación de esta herramienta. Por el contrario, la



experiencia en México indican que los lodos base agua, con densidad entre 1 g/cm³ deben ser examinados cuidadosamente. En el caso de los lodos base aceite que tienen mayor cantidad de sólidos, el rango de operación puede ser aproximadamente de 0.8 g/cm³ a 1.2 g/cm³.

La herramienta CET contiene adelantos tecnológicos recientes, tanto en el equipo de adquisición de fondo del pozo como en el sistema de procesamiento de la información en la superficie.

Los trenes de ondas acústicas contienen una gran cantidad de información sobre las condiciones de la tubería y del medio que la rodea de la cual sólo una pequeña parte ha sido analizada hasta ahora. Se ha demostrado en pruebas recientes que mediante un moderno procesamiento de las formas de onda, se puede obtener información sobre el espesor y condición externa del revestimiento, información muy importante para el control de corrosión en tuberías. La herramienta CET ofrece un potencial que está todavía en pleno desarrollo y se espera que pronto surjan nuevas aplicaciones de la misma.

Capítulo VI: Evaluación de la formación a través de la tubería

VI.1 INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos de pozo entubado utilizados para la evaluación de formaciones emplean herramientas donde se mide principalmente la radiación, por ejemplo las herramientas de *Tiempo de Decaimiento Termal*, *Espectrómetro de Rayos Gamma*, *Neutrón Compensado*, *Rayo Gamma Estándar* y *Espectrómetro de Rayos Gama Naturales*. Además, las herramientas *Registro Sónico* o *Sonda Sónica* proporcionan información acerca de la porosidad de las tuberías bien cementadas; el registro de la densidad también es útil en casos especiales.

- El registro de *rayos gamma estándar* es el registro básico utilizado para correlación, y brinda control litológico; en particular proporciona un estimado de la litificación. En muchos pozos viejos en donde el agua producida contiene sales radioactivas disueltas, el uso del registro de rayos gamma para este propósito puede ser inestable debido a la acumulación de depósitos radioactivos en las tuberías, particularmente en el intervalo de perforación. En este caso se requiere del registro de *Espectrómetro de Rayos Gama Naturales* o registros en pozo abierto.
- Por su parte la herramienta de *Espectrómetro de Rayos Gama Naturales* puede ser utilizada para ayudar a identificar el tipo y los volúmenes de arcilla. Usualmente, las reacciones del torio y el potasio son mucho mejores indicadores de lutita que el registro total de rayos gamma. El registro de *Espectrómetro de Rayos Gama Naturales* combinado con el registro *Espectrómetro de Rayos Gamma* permite el análisis volumétrico mineral de mezclas litológicas complejas.
- El registro de *neutrón compensado* proporciona un índice de porosidad que depende principalmente del contenido de hidrógeno de la formación. Cuando las condiciones de la cementación lo permiten, el Registro Sónico combinado con el registro de neutrón compensado llegan a ser utilizados para detectar zonas con gas a lo largo de la tubería. En condiciones reales también puede ser utilizada la combinación de densidad y registro de neutrones.
- En tuberías de revestimiento el *registro Sónico* proporciona información acerca de las ondas compresionales así como de los tiempos de viaje de estas ondas dentro de la formación, la información obtenida se utiliza para calcular valores de porosidad y datos para cálculos acerca de las propiedades de rocas mecánicas.
- El registro de Tiempo de decaimiento termal proporciona la saturación del agua a través de la separación entre el agua salina e hidrocarburo. Las mediciones adicionales también proporcionan información para calcular la porosidad aparente y



la formación aparente de salinidad en el agua. En algunos casos la presencia de gas puede ser detectada. El registro Tiempo de decaimiento termal también es un excelente indicador de lutita.

- La herramienta de Espectrómetro de rayos Gamma proporciona una medición de la producción de rayos gamma de los minerales comunes correspondientes a los fluidos, porosidad y litología de la formación. La determinación de la saturación agua/petróleo es independiente de la formación de salinidad en el agua, así que la herramienta se puede aplicar en formaciones en donde la salinidad del agua es desconocida o en zonas donde las formaciones de agua son demasiado recientes para los registros de decaimiento termal.

Es importante resaltar que la información acerca de la porosidad, litología y litificación de los registros de agujero abierto o la información del núcleo siempre son útiles para interpretar los registros de pozos entubados.

VI.2 REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURAL

La herramienta de rayos gamma estándar usualmente se incluye en una sarta moderna de herramientas para registro de pozos entubados. Esta herramienta no contiene una fuente y responde tan sólo a las emisiones de rayos gamma del ambiente del pozo. Funciona para conectarse con registros de agujero abierto (control de profundidad), para proporcionar información acerca de lutita y para muchas otras aplicaciones relacionadas con materiales radioactivos colocados de forma natural o intencional en el pozo.

La radiación gamma que ocurre de forma natural en formaciones terrestres surge principalmente de tres fuentes radioactivas químicas básicas. Estas son el potasio 40 (K^{40}), el uranio 238 (U^{238}) y sus elementos descendientes; el torio 232 (Th^{232}) y sus elementos descendientes. Los descendientes son los elementos intermedios en la secuencia de decaimiento antes de llegar a un isótopo estable. Los registros convencionales de rayos gamma miden la totalidad de rayos gamma en un cierto punto dentro del pozo sin importar la fuente de energía. Los conteos altos de rayos gamma se asocian típicamente con lutitas o arcillas, ya que las series de elementos del potasio y el torio tienden a concentrarse ahí. Las formaciones limpias tienden a tener lecturas bastante bajas de rayos gamma. El uranio se encuentra típicamente en capas productoras y sales solubles.

Con lo que respecta a las herramientas y los tipos de detectores de rayos gamma, comúnmente en un yacimiento petrolífero se han utilizado dos principales tipos de detectores. El menos sensible es el detector *Geiger-Mueller* que mide rayos gamma incidentes por ionización gaseosa; este tipo de detector tiende a ser resistente y no le afectan las altas temperaturas. Sin embargo, carece de la sensibilidad de los más recientes detectores de centelleo y por lo tanto son poco utilizados por las compañías petroleras.

El detector de centelleo consta por lo general de un cristal de yodato de sodio acoplado con un tubo fotomultiplicador para detectar pequeños destellos de luz asociados con las penetraciones de cristales por los rayos gamma. Estos destellos se convierten en impulsos

eléctricos que son contados y el nivel de conteo se presenta en el registro. El nivel de conteo aparece en unidades API que son calibradas a núcleos estándar en el Pozo de Pruebas de Rayos Gamma del Instituto Estadounidense del Petróleo en la Universidad de Houston. Una unidad de API se define como 1/200 de la diferencia entre dos zonas de prueba. Por lo general las herramientas para detectar rayos gamma pueden encontrarse en todos tamaños, desde 1.0 pulgadas de diámetro (25.4 mm.) para aplicaciones en tubería hasta tamaños más grandes. Su rango alcanza al menos 350° F (177° C) y 15,000 psi (103.4 MPA) tanto para temperatura como para presión, respectivamente. *Figura 59.*

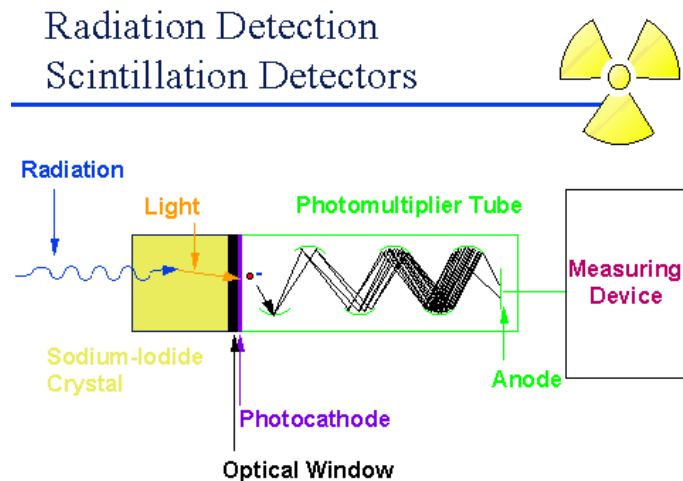


Figura59. Esquema que muestra el funcionamiento de un detector de centelleo. Tomado de “*The radiation information Network*”, 2007

Cabe mencionar que las herramientas para rayos gamma pueden utilizarse con cualquier fluido, incluyendo gas, en la perforación del pozo.

VI.2.1 APLICACIONES DE LAS MEDICIONES DE RAYOS GAMMA

Detector de rayos gamma en cople (collar) para control de la profundidad. El detector de coples en la tubería de revestimiento (CCL) es un dispositivo magnético sensible al incremento de metal en el cople de la tubería de revestimiento. Opera casi universalmente con registros para pozos entubados y es el principal registro de control de profundidad, aunque un registro de rayos gamma sólo puede utilizarse para control de profundidad en algunos casos. Sin embargo, el CCL sólo puede ser efectivo si es correctamente conectado a la información de registros de agujero abierto. La clave para lograr dicha conexión radica en la comparación de registros nucleares tanto de pozos abiertos, como de pozos entubados. Casi cualquier registro nuclear puede ser utilizado, pero el de rayos gamma y en ocasiones los registros de neutrones son los más comunes.

Dado que la tubería de revestimiento se comporta como una superficie transparente a los rayos gamma de la formación (aunque en realidad este no sucede ya que el cemento y entubamiento reducen y dispersan los conteos de formación de rayos gamma) los registros de rayos gamma en pozos abiertos y entubados deben ser similares. La correlación de los registros de rayos gamma en pozos abiertos y entubados se muestra en la *figura 60.*

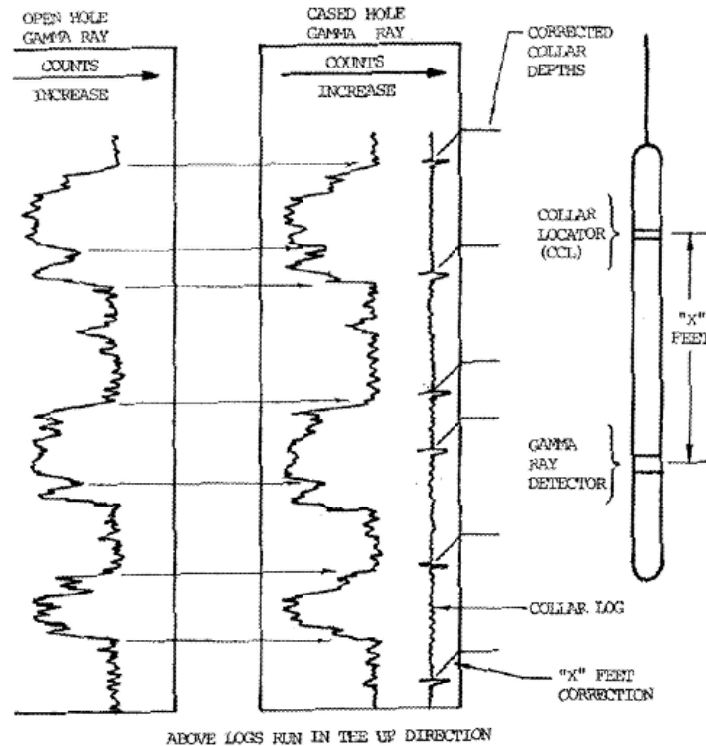


Figura 60. Registro de rayos gamma de agujero abierto y ademado de un CCL para control de la profundidad

Después de que el pozo es entubado, el detector de *collars* (CCL) se corre junto con el rayos gamma. A la derecha se muestra la configuración de esta herramienta. En este esquema, el CCL es la distancia "X" encima del sensor primario, el rayo gamma. Si se utiliza equipo computarizado moderno, se anota la sarta de herramienta y la distancia entre CCL y el GR se corrige automáticamente en donde todos los sensores se encuentran a la profundidad correcta. Por supuesto es muy importante anotar la sarta de herramientas correcta en la computadora para obtener las correcciones de profundidad debidas. En los registros viejos que se pueden encontrar en los archivos de pozos, una corrección de profundidad se debe hacer de forma manual. Cuando se registra el GR a una profundidad correcta y se detecta un *collar*, ese *collar* se localiza a una distancia "X" por encima de la profundidad del GR. En este ejemplo, la corrección de los *collars* se muestra con las líneas diagonales a la derecha del registro del *collar*, y las profundidades del *collar* corregidas están anotadas en el carril que marca la profundidad. Se recomienda ampliamente poner un empalme corto o "pup" en la sarta de tubería de revestimiento para asegurarse de que no surja ninguna incertidumbre debido a que cada empalme de tubería tiene casi la misma longitud. Una vez lograda la conexión, el encargado del registro puede determinar su posición con respecto a la formación con gran exactitud.

Definición de capas. Definición de lechos. Ya que el registro de rayos gamma estudia la formación, es útil para definir capas. Dentro de un pozo, se utiliza para definir zonas potenciales relativamente limpias y libres de lutita. Dichas zonas se caracterizan por tener niveles de conteo bajos de rayos gamma mientras que las lutitas exhiben niveles de conteo

significativamente más altos. Véase por ejemplo el registro de rayos gamma de la figura 2, que muestra tres intervalos limpios o capas entre cuatro secciones con lutita. Por lo general se continúa con el análisis de estas zonas limpias para encontrar hidrocarburos. En el interior del pozo, el registro de rayos gamma es útil para correlacionar capas productoras entre pozos y recoger marcadores de capas, es decir, capas distintivas que aparecen a lo largo o en una porción de un área geológica. Dichas correlaciones resultan útiles para determinar la estructura geológica.

Evaluación del volumen de lutita a partir del registro de rayos gamma. Es muy importante hacer notar que después de que un pozo está en producción, el registro de rayos gamma puede variar debido a la acumulación de sales radioactivas con el paso del tiempo. Estos depósitos de sales o incrustaciones usualmente se conocen como “Materiales radioactivos de origen natural” o NORM (por sus siglas en inglés). Por lo tanto si se debe realizar un análisis del volumen de lutitas, de ser posible debe utilizarse el registro inicial de rayos gamma en agujero abierto. Los registros de rayos gamma espectrales que han operado durante la vida productiva del pozo también pueden utilizarse con este propósito. Si el registro de rayos gamma en pozo entubados no ha sido afectado por dichos NORM, o si se utiliza el registro de rayos gamma en agujero abierto, las lecturas altas tienden a ser asociadas con la presencia de lutitas, mientras que las lecturas bajas son asociadas con intervalos limpios. En la *figura 3* se muestra un registro de rayos gamma. A la derecha, el conteo de rayos gamma se incrementa en una escala de 0 a 100 en unidades API. Al escanear el registro, en apariencia algunos intervalos tienden a tener lecturas “limpias” similares, mientras que otros tienen lecturas “lutíticas” similares, es decir, el registro parece variar dentro de un corredor delimitado por los valores de limpieza y lutitas promedio. Se puede trazar una línea de formación limpia y otra de lutitas para definir éste corredor como se muestra en la *figura 61*. La línea de formación limpia está en 30.0 unidades API y la línea de lutitas está en 81.0 unidades API. Se asume que la línea de lutitas es 100% lutita, mientras que la línea de formación limpia corresponde a formaciones que están libres de lutita.

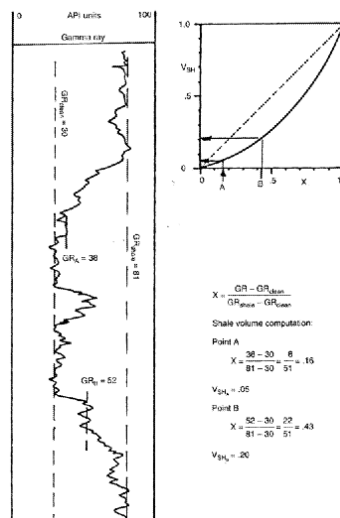
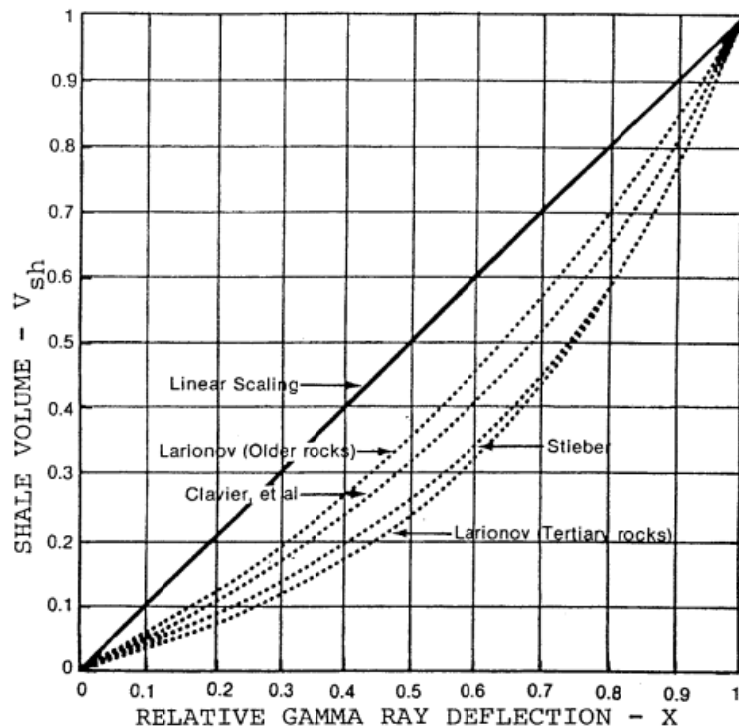


Figura 61. Técnica para determinar el volumen de arcilla a partir del rayos gamma



El volumen de lutita en un punto “i” se calcula evaluando primero la desviación relativa Xi en el punto usando la ecuación:

Estas desviaciones relativas pueden ser utilizadas como volumen de lutita en algunas áreas, pero por lo general tiende a exagerar este volumen. Por lo tanto, algunas correlaciones han sido desarrolladas para mejorar el estimado del volumen de lutita, V_{sh} . En la *figura 4* se muestran algunas de estas correlaciones. Todas son de carácter cóncavo y el V_{sh} siempre es menor a la desviación relativa X. Para obtener volúmenes de lutita precisos, deben hacerse curvas empíricamente desarrolladas como las que se muestran en la *figura 4* para áreas individuales. Las ecuaciones para las correlaciones de volumen de lutita se muestran abajo de la *figura 62*.



EQUATIONS

Linear Scaling

$$V_{sh} = X$$

Larionov, older rocks

$$V_{sh} = 0.33(2^{2X}-1.0)$$

Larionov, Tertiary rocks

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7X}-1.0)$$

**Steiber (South Louisiana
Miocene and Pliocene)**

$$V_{sh} = X/(3.0-2.0X)$$

Clavier et al

$$V_{sh} = 1.7-(3.38-(X+0.7)^2)^{0.4}$$

Figura 62. Correlación de curvas para el volumen de lutita.

Se puede notar que para el volumen de lutita, la desviación relativa entre la línea de limpieza y la línea de lutita se utiliza como punto de partida. Por lo tanto, los valores absolutos de las lecturas del registro GR son irrelevantes y se puede utilizar una escala de 0 a 100 de forma arbitraria en el registro. Lo anterior es conveniente si se deban hacer cálculos rápidos a mano del volumen de lutita. Para calcular volúmenes de lutita del registro de rayos gamma, véase la *figura 3*. El volumen de lutita se calculará para los puntos marcados como A y B. Para el punto A, GR_A es igual a 38, y para el punto B, GR_B es igual a 52. La desviación relativa para el punto A, X_A está dada por:

$$X_A = \frac{38 - 30}{81 - 30} = \frac{8}{51} = .16$$

Al poner $X_A = .16$ en el cuadro de correlación de lutita en la *figura 3*, el resultado es un valor de $V_{Sha} = .05$, es decir, 5% de la masa del volumen de la formación es lutita. Para el punto B, GR_B es igual a 52 y la desviación relativa, X_B , se convierte en:

$$X_B = \frac{52 - 30}{81 - 30} = \frac{22}{51} = .43$$

$X_B = .43$ dentro del cuadro de correlación de la lutita de la *figura 3*, se obtiene un valor de $V_{shB} = .20$.

Zonas “calientes”. La presencia de zonas “calientes” o altamente radioactivas puede detectarse algunas veces con sondeos de rayos gamma. Las zonas calientes pueden indicar la presencia de capas de roca altamente radioactiva. En un pozo, las zonas calientes también se pueden desarrollar con el tiempo. Los pozos en producción con el tiempo suelen mostrar niveles de conteo en o por encima del intervalo de producción. Lo anterior es el resultado de la precipitación de sales radioactivas fuera de la solución como fluidos de formación, especialmente agua, que fluyen hacia presiones más bajas. Las perforaciones, canales e incluso las formaciones pueden volverse “calientes”. Las incrustaciones también se acumulan en la tubería y la tubería de revestimiento y se conoce como material radioactivo de origen natural o NORM. Los cambios en el registro de rayos gamma con el paso del tiempo a menudo se utilizan como indicadores de movimiento del agua.

VI.2.2 MEDIDAS DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMAS NATURALES

Medidas de espectrometría de rayos gamas naturales. El espectro de emisión de rayos gamma tiene entre sus principales fuentes dentro de un pozo, las series del uranio 238 (U^{238}) y el torio 232 (Th^{232}), incluyendo sus elementos descendientes, y el potasio 40. A diferencia de las herramientas de rayos gamma comunes, las herramientas de espectrometría de rayos gamma naturales evalúan el espectro de energía de la radiación gamma incidente. La *figura 63* muestra el espectro de energía de los rayos gamma naturales del potasio junto a las series del uranio y el torio. La distribución de energías es de calidad, ya que los picos del Th y K pueden ser aislados con facilidad. De hecho las herramientas anteriores utilizaban de tres a cinco entradas para realizar dicha evaluación. Las herramientas más recientes tienen 100 o 256 entradas; a partir de ellas se pueden localizar grupos para aislar mejor el Th, U y K.

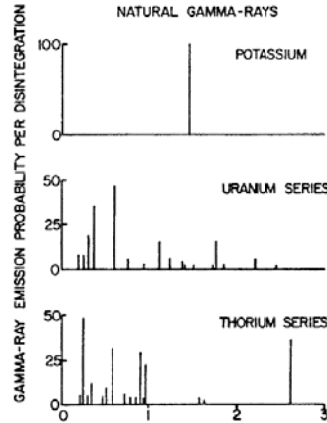


Figura 63 Espectro de energía de rayos gamma para Potasio, Uranio y Thorio

La importancia de los elementos *Th*, *U* y *K* radica en el hecho de que estos elementos por lo general se localizan en ambientes únicos y específicos dentro del pozo. La siguiente tabla resalta algunas de estas características.

Elemento	Características
Torio, <i>Th</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Insoluble en agua • Asociado con lutita y minerales pesados
Uranio, <i>U</i>	<ul style="list-style-type: none"> • No siempre se relaciona con lutita • Sales solubles, tanto en agua y en menor medida en aceite • Se encuentra en capas de roca con materia orgánica
Potasio, <i>K</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Asociada con lutitas • Tal vez esté presente en lodos de perforación

Las herramientas de rayos gamma de las diferentes compañías petroleras operan con equipo espectral de rayos gamma naturales, junto con el nombre comercial del servicio. Por lo general estas herramientas tienen un diámetro de por lo menos $3^{3/8}$ in. (85.7 mm.). Están probadas para al menos 300° F (149° C) y 20,000 psi (137.9 M Pa), figura 64. De igual manera se puede encontrar una familia de herramientas con un diámetro menor de $1^{11/16}$ in. (42.8 mm.), pero éstas fueron primordialmente diseñadas para detectar materiales radioactivos más fuertes colocados dentro del pozo como parte de alguna rehabilitación de pozo u operación de estimulación, figura 65. Debido a que estas herramientas poseen un diámetro menor, proporcionan un número menor de conteo y por lo general no se utilizan para detectar rayos gamma naturales.



Figura 64. Herramienta de Rayos Gamma. Tomada de Geosteering Resistivity Tools, 2006.

Compañía	Herramienta de Rayos Gamma naturales	Herramienta para detectar materiales radioactivos en pozo
Halliburton	CSNG. <i>Compensated Spectral Natural Gamma Log</i> SGR. <i>Spectral Gamma Ray Log</i>	Isotope Spectral Measurement. *TracerScan
Schlumberger	NGS. <i>Natural Gamma Ray Spectrometry Log</i>	MTT. <i>Multiple Tracer Tool</i>

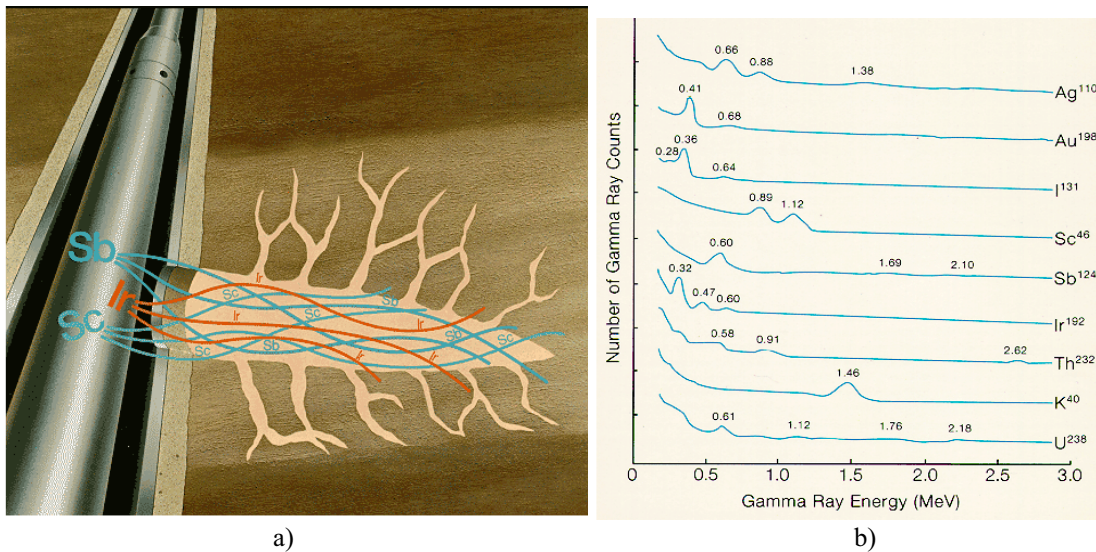


Figura 65. a) Distribución de rayos gamma de la herramienta MTT. b) Principales elementos radioactivos que la herramienta registra.



La presentación típica de un registro espectral de rayos gamma se muestra en la *figura 66*. Este es un registro Halliburton CSNG. Los carriles a la derecha muestran el Torio y el Uranio en una escala de partes por millón (ppm) con el Potasio en escala de concentración por porcentaje (%). El carril de la izquierda muestra el rayo gamma convencional (conteo total). Esta es la presentación básica utilizada por todas las compañías de servicio. Cada una tiene sus propias variables que serán mostradas en ejemplos a continuación.

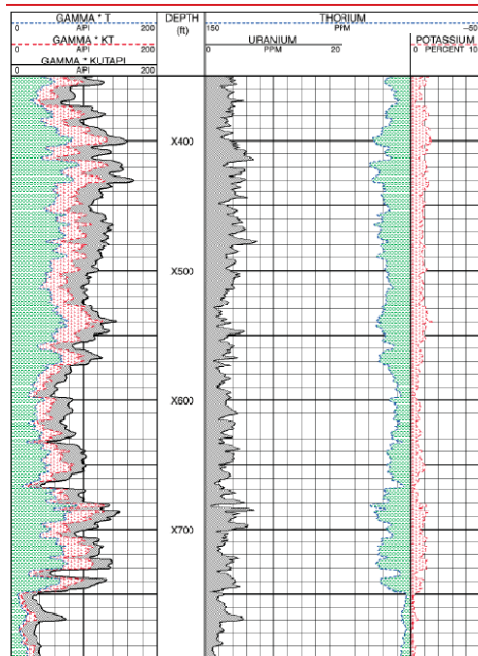


Figura 66. Registro CSNG con un Rayos Gamma con contribución de Torio, Potasio y Uranio

VI.2.3 APLICACION DE LAS MEDICIONES DEL ESPECTRO DE RAYOS GAMMA

Cálculos mejorados del volumen de lutita. Como se indicó con anterioridad, el uranio es soluble y no está necesariamente asociado con las lutitas. De ahí que los conteos de uranio puedan causar que la lectura de rayos gamma sea muy alta y, por lo tanto, se exagere el volumen de lutitas. Para corregir este problema en áreas donde se ha observado, la desviación relativa de rayos gamma, X , antes discutida puede basarse ahora en la curva de rayos gamma, restando el uranio, es decir, $Th+K$, o incluso Th o K solos. Las curvas $Th+K$, Th o K son tratadas justo como la curva GR dado que un corredor se define entre los valores de limpieza y litificación, y X se convierte en la siguiente ecuación:

Si una relación entre X y V_{sh} es conocida por sus isótopos, entonces X se utiliza para evaluar el volumen de lutita como antes.

Volúmenes e identificación de minerales y arcilla. La identificación de minerales es un trabajo muy compleja y se pueden tomar numerosas razones entre Th , K y U junto a conteos para evaluar la mineralogía, rocas ígneas, ambientes de depósitos marinos o continentales, capas orgánicas de lutita y semejantes que se encuentran en el pozo. Estas razones se pueden presentar en los registros si son requeridas.

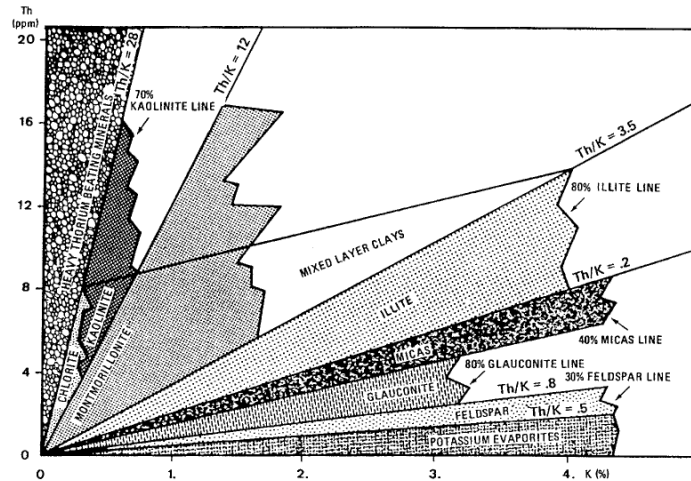


Figura 67 Identificación de minerales y arcillas a partir de las lecturas de Tolio y Potasio

La tabla en la *figura 67* muestra cómo la mineralogía puede estar relacionada con la razón y concentración Th/K . Nótese que cada línea emanada del origen corresponde a una razón Th/K constante. Por ejemplo, si $Th = 10.6$ ppm y $K = 3.9\%$, entonces la razón $Th/K = 10.6/3.9 = 2.7$, y se indica que los minerales en la arcilla son indicadores de illita. Con frecuencia ocurre que la arcilla y la lutita están mezcladas y son tratadas como la misma cosa. Este no es el caso. La lutita es una roca, ya que posee una matriz y porosidad. La arcilla es un mineral y como tal no tiene porosidad. Es el componente matriz de la lutita.

Las principales aplicaciones del registro de rayos son las siguientes:

- Identificación de rocas petrolíferas con potencial de producción
- Detección de perforaciones en el pozo que producen agua
- Incrustaciones radioactivas dentro de la roca
- Efectos de lodo. Detección de potasio en los fluidos del pozo
- Identificación de fractura natural

Identificación de rocas petrolíferas con potencial de producción. El conteo total del registro de rayos gamma muestra lo que a primera vista parecen ser dos secciones de lutita arriba y debajo de piedra caliza relativamente limpia y comprimida. La lutita de 4,218 ft. (1,285.6 m.) es una lutita verdadera. La zona superior de “lutita” por arriba de 4,122 ft. (1,256.4 m.) es, de hecho, lutita Eagle Ford, una roca petrolífera orgánica rica con potencial de producción. Esta zona posee conteos de uranio altos, mientras que la lutita que indica presencia de Th y K es baja. *Figura 68.*

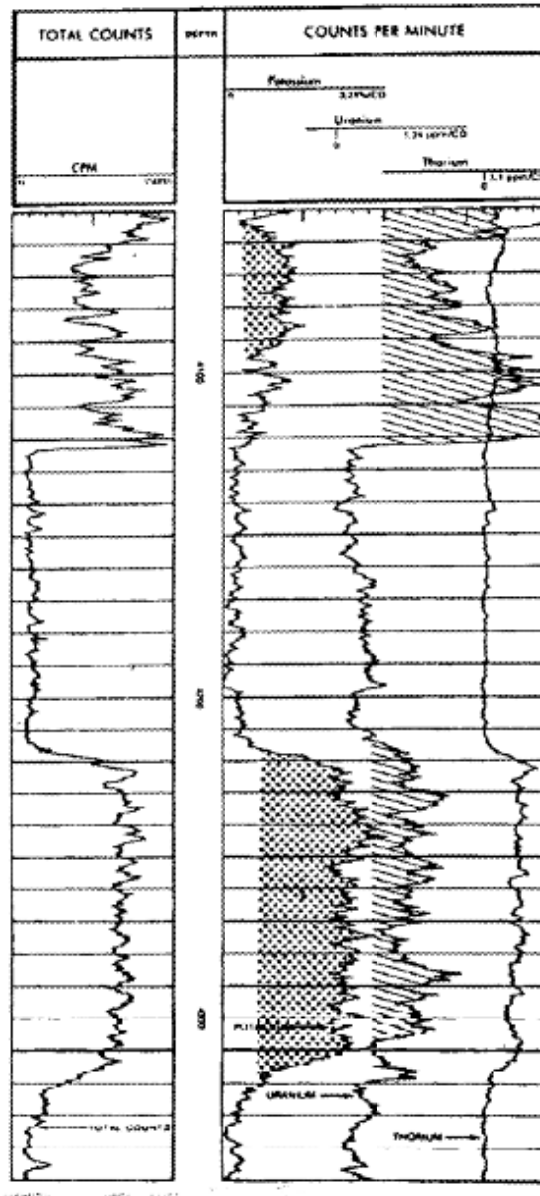


Figura 68. Registro de GR que muestra la identificación de rocas petrolíferas

Detección de perforaciones en el pozo que producen agua. El conteo total de rayos gamma exhibe picos altos sobre intervalos perforados en un pozo viejo. La curva del uranio muestra que estos picos están asociados con sales de uranio (radiobarita BaRaSO_4) depositadas sobre una sección por lo demás limpia. Estos picos son interpretados como puntos de entrada de agua. La comparación de un registro de rayos gamma actual con una base de rayos gamma en pozo abierto produciría la misma conclusión. *Figura 69.*

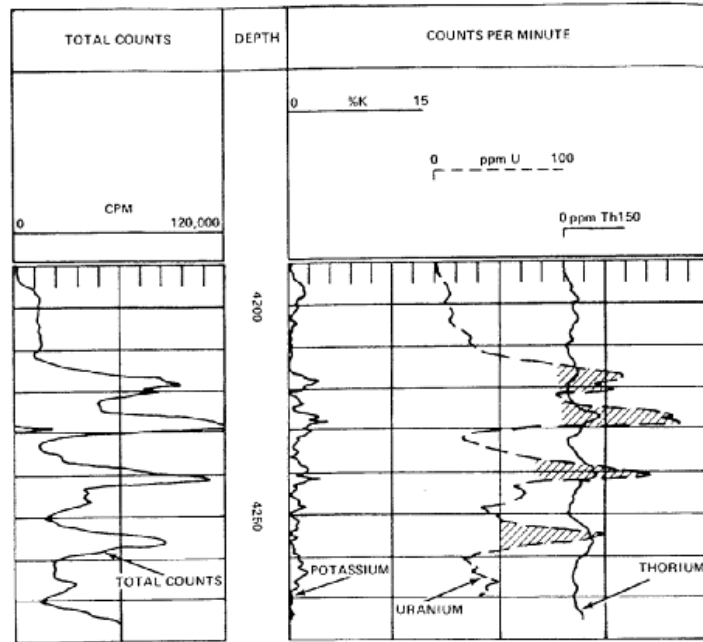


Figura 69. Detección de perforaciones en el pozo que producen agua.

Incrustaciones radioactivas dentro de la roca. Este ejemplo muestra una base GR seguida de un registro espectral posterior. Con el tiempo el incremento de conteos totales por debajo de XX670 es claramente evidente, mientras que el espectro en formación muestra que este aumento está asociado con las sales de uranio. Esta zona productiva fue creada por pozos compensadores de estructura superior. El incremento de conteos U muestran que el yacimiento ha fluido y ahora se encuentra lleno de agua. *Figura 70.*

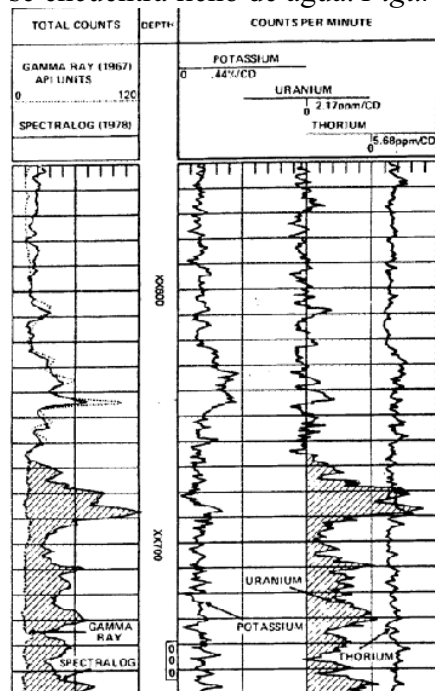


Figura 70. Incrustaciones radioactivas en el yacimiento



Efectos de lodo. Detección de potasio en los fluidos del pozo. Este registro (de pozo abierto) exhibe un porcentaje algo excesivo de potasio para el área en que operó el registro. Estos conteos excesivos de potasio son atribuidos a la potasa en el lodo. *Figura 71.*

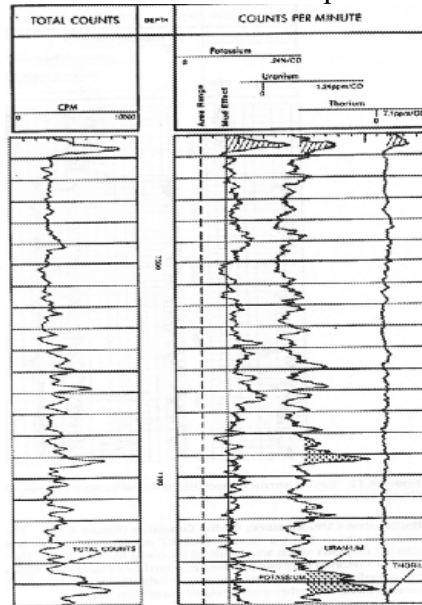


Figura 71. Efectos de lodo. Detección de potasio en los fluidos del pozo.

Identificación de fractura natural. Este ejemplo muestra una respuesta fracturada a través de una sección de roca caliza del Misisipi recubierta de lutita de Pensilvania. La fracturación se atribuye a las variaciones en el conteo de uranio y se interpreta como fracturas naturales. A través de las eras geológicas, el agua migra por el sistema de fracturas, dejando depósitos de sal en las fracturas que ahora son detectadas como espigas de conteo de uranio. Nótese que no hay manera de diferenciar las fracturas abiertas de las rellenadas. *Figura 72.*

Por otro lado cabe mencionar, que el CSNG Halliburton mide la condición de la tubería de revestimiento figura 73, se puede observar la presentación de CSNG primario evidenciando una medida de “Razón de tubería de revestimiento”. Esta es una razón de conteos en ventanas seleccionadas que son optimizadas para tubería de revestimiento en pozos entubados. Esta curva muestra una habilidad clara para responder a la tubería de revestimiento y ha sido utilizada como indicador del deterioro de dicha tubería. El CSNG también posee un grupo de registros de calidad (que no se muestran aquí) para indicar la desviación estándar de las medidas del espectro y otros parámetros relacionados con la calidad.

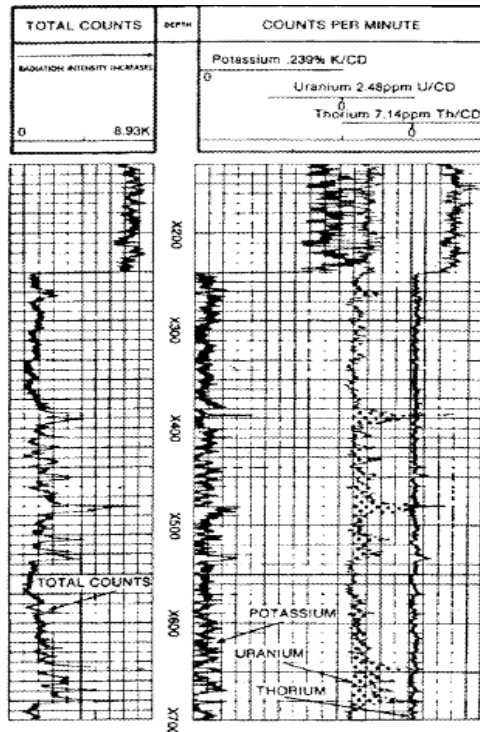


Figura 72. Espectro de rayos gamma para la detección de fracturas naturales

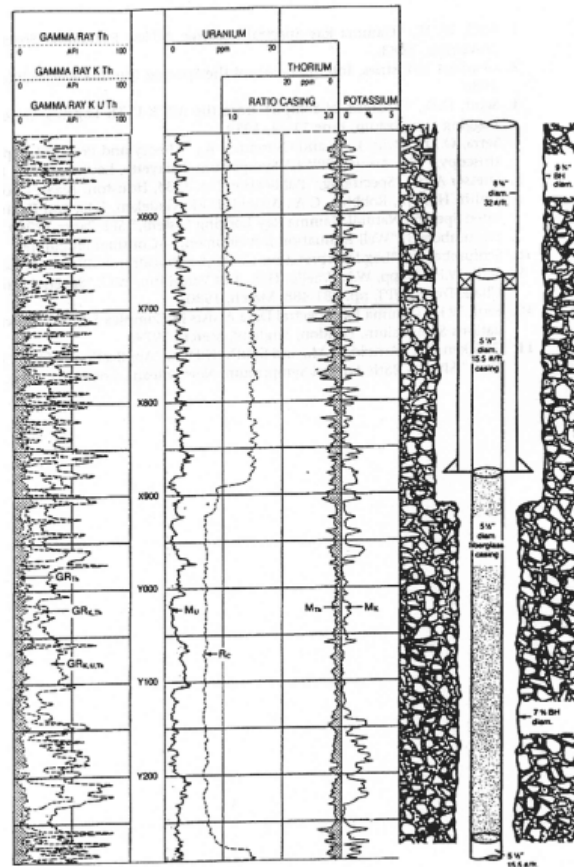


Figura 73. Mediciones de la condición de la tubería de revestimiento realizadas por la herramienta CSNG de Halliburton



VI.3 REGISTRO DE NEUTRONES

Los registros de neutrón de pozo entubado se utilizan principalmente para la delineación de formaciones porosas y la determinación de su porosidad. Responden sobre todo a la cantidad de hidrógeno en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros se llenan de agua o aceite, el registro del neutrón refleja la cantidad de porosidad que esta ocupado por un líquido. El registro del neutrón es también útil para la correlación de datos de registros en agujero abierto en áreas donde el registro del rayo gama no da una buena definición (es decir, espesores de la formación, y zonas limpias de carbonatos como se muestra en la *figura 74*).

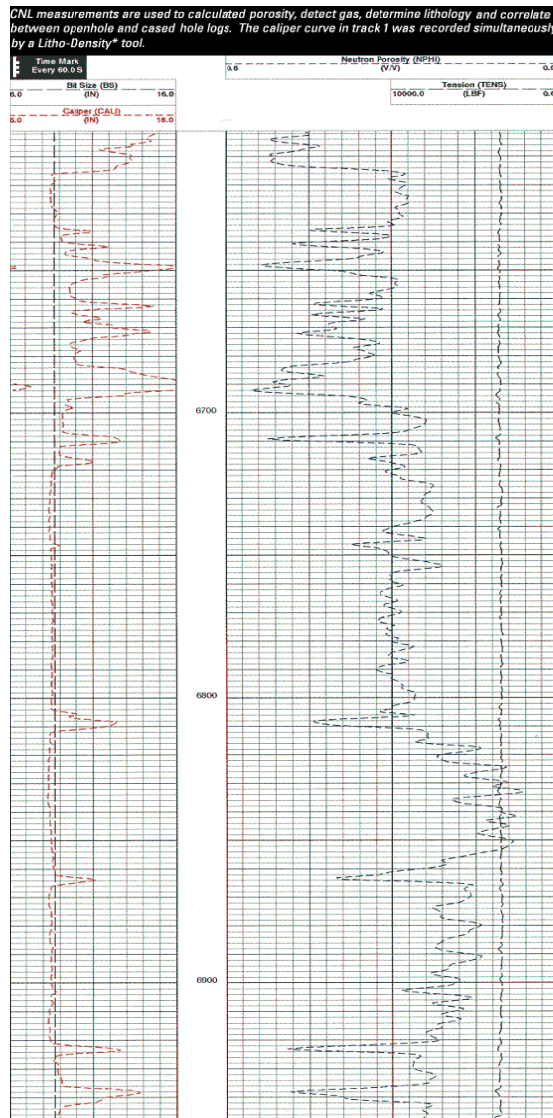


Figura 74. Registro de Neutron. Tomado de www.slb.com

Las zonas de gas pueden ser identificadas a menudo comparando el registro del neutrón con una porosidad acústica del registro o de porosidades de núcleos.

VI.3.1 Principio Físico

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, cada uno tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Los neutrones de gran energía (rápidos) se emiten continuamente de una fuente radiactiva en la herramienta. Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación ocasionando un efecto de colisión de bola de billar, cada colisión el neutrón pierde algo de su energía. La cantidad de energía perdida por la colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual el neutrón choca. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón pega con un núcleo de prácticamente igual masa en este caso un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con los núcleos pesados no retardan al neutrón mucho. Así, la reducción de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno en la formación. En pocos microsegundos estos neutrones llamados epitérmicos han sido retardados por colisiones sucesivas a velocidades térmicas, correspondiendo a las energías de alrededor 0.025 eV. Entonces se difunden aleatoriamente en la formación, sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos tales como cloro, hidrógeno, o silicio. El núcleo de captura llega a ser excitado y emite un rayo gamma de gran energía de captura. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, éstos capturan rayos gamma o bien capturan a los mismos neutrones que son contados por un detector en la sonda de la herramienta. Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es grande, la mayor parte de los neutrones están siendo retardados y capturados a una distancia corta de la fuente. En el contrario, si la concentración del hidrógeno es pequeña, los neutrones viajan más lejos de la fuente antes de ser capturados. Por consiguiente, la tarifa de cuenta en el detector aumenta para la concentración disminuida del hidrógeno, y viceversa.

VI.3.2 Equipo

Las herramientas del registro de neutrón se corren dentro de la tubería de revestimiento e incluyen una serie de herramientas de neutrón *GNT* (descontinuada) y la herramienta *CNL*. Estas herramientas utilizan fuentes de Americio-Berilio para proveer de neutrones con energías iniciales de 4.2 electrón volt. Las herramientas de *GNT* eran los dispositivos no direccionales que emplearon un solo detector sensible para la captura de rayos gamma y neutrones térmicos. Aunque las herramientas de *GNT* respondían sobre todo a la porosidad, sus lecturas fueron influenciadas grandemente por la salinidad del fluido, temperatura, presión, y por la tubería de revestimiento y el cemento. La herramienta de *CNL* está diseñada especialmente para la combinación con cualquiera de varias otras herramientas para proporcionar un registro simultáneo del neutrón, *figura 75*. La herramienta del *CNL* tiene un espaciamiento doble que aumenta la detención de neutrones térmicos en la formación. El cociente del *rate* de cuentas de los dos detectores es procesado por el equipo superficial para producir una grabación lineal escalada del índice de la porosidad del neutrón. Los efectos de los parámetros del pozo son reducidos grandemente tomando el cociente de dos cuentas de neutrones afectadas semejantemente por estas perturbaciones.



La herramienta de CNL se puede correr en agujeros llenos de fluido pero no se puede utilizar en agujeros de gas. Puesto que los neutrones termales se miden en la herramienta de CNL, la respuesta es afectada por los elementos que tienen una alta sección representativa de la captura de neutrón termal. También la herramienta es sensible a la presencia de lutita en la formación debido a los hidróxidos asociados a la estructura del mineral de la arcilla. Los valores grandes de la porosidad evidente son ocasionados en gran parte a la concentración de hidrógeno asociado con la matriz de la lutita. Este efecto puede enmascarar la respuesta de la herramienta al gas en formaciones arcillosas.

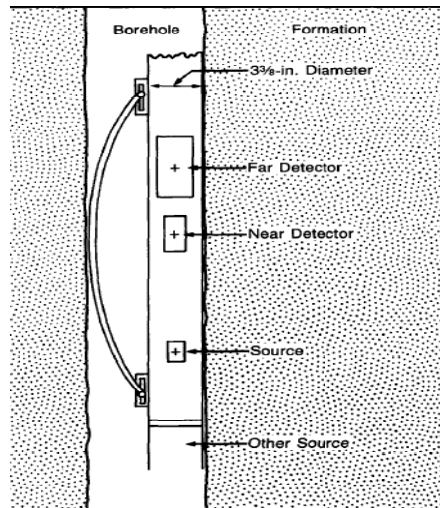


Figura 75. Configuración de la herramienta CNT

El registro de neutrón CNL se captura en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. La figura 76 es un ejemplo de un registro de la combinación CNL-GR.

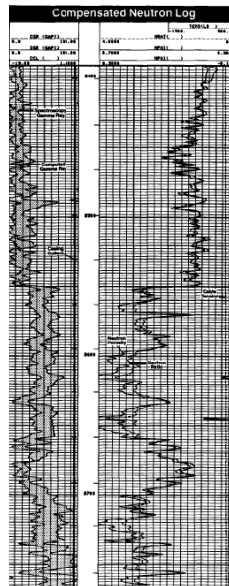


Figura 76. Registro de neutrón compensado

VI.3.3 Calibración

La calibración primaria estándar para los registros de neutrón GNT se realizaba con base al pozo prueba API en Houston. La respuesta de registro de la herramienta de un 19% de porosidad, Para una caliza saturada de agua fue definida como 1000 unidades de API. Los dispositivos de calibración secundarios (fuente radiactiva), relacionados exactamente con el pozo de prueba API, eran utilizados para la calibración de campo. Antes del procedimiento de la calibración API, los registros del neutrón eran escalados en cuentas por segundo.

Actualmente, los registros del neutrón se escalan directo en unidades de la porosidad. Actualmente la calibración estándar primaria para las herramientas de CNL se realiza con base a una serie valores de laboratorio en donde se consideran valore de saturación. Las porosidades de estas formaciones controladas se hacen dentro de unidades de la porosidad. La calibración secundaria se realiza mediante un tanque de calibración lleno de agua. El tanque se calibra con base a las cuentas de neutrón y posteriormente se calibran con base en esos datos las herramientas.

VI.3.3 Respuesta de la herramienta

Según lo indicado anteriormente, las respuestas de las herramientas del neutrón reflejan sobre todo la cantidad de hidrógeno en la formación. Desde el aceite y el agua contiene prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por volumen de unidad, las respuestas refleja la porosidad que un líquido podría llenar en formaciones limpias. Sin embargo, las herramientas responden a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo éstos químicamente combinados en minerales de la matriz de la formación. Así, la lectura del neutrón depende sobre todo del índice del hidrógeno de la formación. El índice del hidrógeno es proporcional a la cantidad de hidrógeno por volumen de unidad, con el índice del hidrógeno del agua dulce en las condiciones superficiales tomadas como unidad. El índice del hidrógeno del cloruro sódico disuelto del agua salada (*NaCl*) toma el espacio y de tal modo reduce la densidad del hidrógeno. En registros de agujero abierto, las formaciones son invadidas generalmente por el agua en la zona investigada por los registros del neutrón para ese caso se considera tener la misma salinidad que el líquido de la perforación. Para las operaciones en pozo entubado, la zona invadida generalmente desaparece con tiempo, y la salinidad del agua es la del agua de la formación



VII. CONCLUSIONES

A causa de las necesidades en la industria petrolera, actualmente la importancia de utilizar registros geofísicos en pozo entubado ha ido en aumento, dando lugar a nuevas aplicaciones que han facilitado las ejecuciones e intervenciones de nuevas herramientas de registros, como por ejemplo las nuevas sondas de resistividad y de rayos gamma que se han utilizado con mucho éxito en pozos que han presentado disminuciones en la producción o daños en la tubería.

En las operaciones de terminación y reparación de pozos fueron unas de las primeras áreas donde los registros en pozo entubado se desarrollaron con mucho éxito. Sin embargo actualmente las operaciones con registros en pozo entubado son utilizadas en áreas de producción y evaluación de pozos a nivel mundial, logrando con éxito muchas de sus operaciones, teniendo como ventajas principales el costo de las operaciones y reduciendo el tiempo de ejecución de las mismas, así como una mejoría en la resolución de los datos adquiridos.

Por lo antes mencionado en este trabajo de tesis se reúne la mayor cantidad de aplicaciones que los registros en pozo entubado han logrado abarcar hasta la actualidad en las principales áreas de: Integridad de la tubería; calidad del cemento y evaluación de la formación, así mismo se presentaron las herramientas, el principio físico bajo el cual operan y el ambiente de pozo donde se corren. Tomando en cuenta las ventajas y limitaciones que tienen los registros en pozo entubado es imposible asegurar que es capaz de resolver la mayoría de los problemas que sufre la industria pero en un futuro, con los avances tecnológicos éstas herramientas tal vez no tenga límites.

Se mencionaron los métodos de registros para evaluar la integridad de la tubería; así como las herramientas utilizadas para medir incrustaciones, pérdida de metal y corrosión dentro de la tubería de revestimiento. Se mostraron algunos ejemplos de registros donde se interpretaba el daño en la tubería y la representación de este en la medición directa del registro. De la misma manera se analizaron las ventajas y desventajas de las herramientas que evalúan la calidad del cemento, mostrando el impacto que tiene directamente una mala cementación en el registro.

Por otro lado las mediciones efectuadas por las herramientas encargadas de evaluar la formación conducen a un mejor entendimiento de las condiciones existente en el fondo del pozo y los alrededores de la tubería, los datos obtenidos con estas herramientas ayudan en gran medida a la toma de mejores decisiones con respecto a la porosidad y permeabilidad de la formación, así mismo ayuda en la detección de zonas productoras.

Las ventajas que otorgan los registros geofísicos en pozo entubado son de suma importancia en el quehacer *upstream* de las compañías petroleras ya que brindan un panorama muy certero acerca de la situación de la producción y del estado del pozo.

BIBLIOGRAFIA

1. **HILL, A. D.** "Production Logging" Society of Petroleum Engineers Texas, 1990
2. **Prat, G. Da; Pachecho, E. & Sierra, L.:** Halliburton Reservoir Services "New System for Advanced Well Test Analysis" Society of Petroleum Engineers 23613, 1992
3. **LEÓN-VENTURA, R.; GONZÁLEZ-G., G. & LEYVA-G., H.;** PEMEX-E&P "Evaluation of Horizontal Well Production" Society of Petroleum Engineers 59062, 2000
4. **ARROYO CARRASCO, FRANCISCO A.** "*Apuntes de Registros Geofísicos de Pozo*" Dpto. de Geofísica, Facultad de Ingeniería, UNAM. México, 1985
5. **JAMES J. SMOLEN, PH.D.** "Cased Hole and Production Log Evaluation". PennWell Publishing Company. 1996.
6. **CHANEY JR., P.E., ZIMMERMAN, C.W., HALLIBURTON CO.;** ANDERSON, W.L., WELEX, A DIV. OF HALLIBURTON CO. "Some Effects of Frequency Upon the Character of Acoustic Logs" Journal of Petroleum Technology. Volume 18, Number 4, April 1966.
7. H. Wang, R. Sweatman, and B. Engelman, Halliburton; W. Deeg (formerly Halliburton); and D. Whitfill, Halliburton. "The Key to Successfully Applying Today's Lost Circulation Solutions". SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas
8. **E.O.J. Bueno and I.C. Pérez,** Pemex, and G. Escamilla, H. Mesa, B. Ponce, R. Graham, C. Kessler, SPE, and J. Murillo, SPE, Halliburton Energy Services. "Applications of Artificial Neural Networks and Dipole Sonic Anisotropy in Low-Porosity, Naturally Fractured, Complex Lithology Formations in the Southern Land Region of México " First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 31 August-2 September 2006, Cancun, Mexico
9. **Gunnar DeBruijn,** SPE, Schlumberger; Andre Garnier, SPE, Total; Ronan Brignoli, SPE, Total E&P Canada Ltd.; and David Bexte, SPE, and Don Reinheimer, Schlumberger. "Flexible Cement Improves Wellbore Integrity in SAGD Wells" SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 17-19 March 2009, Amsterdam, The Netherlands
10. **HALLIBURTON,** "Logging and Perforating", Halliburton Energy Systems. 2001.
11. **American Association of Petroleum Geologist:** <http://www.aapg.org>



12. **Baker-Hughes:** <http://www.bakerhughesdirect.com>
13. **Halliburton:** <http://www.halliburton.com>
14. **OnePetro:** <http://www.onepetro.org>
15. **Schlumberger:** <http://www.slb.com>
16. **Society of Exploration Geophysicists:** <http://www.seg.org>
17. **Society of Petroleum Engineers:** <http://www.spe.org>
18. **Society of Petrophysicists & Well Log Analysts:** [http:// www.spwla.org](http://www.spwla.org)