



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONTROL DE CALIDAD EN
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA

CARLOS ARTURO TORRES CELIS

DIRECTOR DE TESIS

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



CIUDAD UNIVERSITARIA, DISTRITO FEDERAL, SEPTIEMBRE 2013.

Índice

Resumen	2
Abstract	2
1 Introducción	3
1.1 Calidad	3
1.2 Breve historia de la calidad en los registros	3
1.3 Antecedentes.....	5
2 Conceptos de Metrología y Control de Calidad.....	7
2.1 Control de calidad	7
2.2 Adquisición de datos	8
2.3 Metrología	8
2.4 Calibración	13
2.5 Consideraciones de metrología en los RGP	14
3 Control de Calidad en la Adquisición de Registros Geofísicos de Pozos	19
3.1 Planeación	19
3.2 Ejecución	33
3.3 Revisión	50
4 Control de Calidad en la Presentación de los Registros Geofísicos de Pozos..	51
4.1 Datos	51
4.2 Estructura del registro	53
4.3 Revisión de la calidad del registro.....	66
4.4 Software	67
4.5 Inconsistencias.....	71
5 Verificación de la Calidad en las Curvas de los Registros Geofísicos de Pozo	72
5.1 Comportamiento de las curvas	75
5.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores	78
5.3 Normalización.....	84
5.4 Curvas por principio de medición	85
5.5 Imágenes de pozo	105
5.6 Interpretación cualitativa.....	112
6 Conclusiones	118
6.1 Entregables	119
6.2 Curvas	119
Bibliografía	120

Resumen

Mediante conceptos básicos de calidad, metrología, necesidades y costumbres en la industria se abordan los conceptos de calidad que deben estar presentes en un registro geofísico de pozo digital o impreso. Mostrando como la calidad sigue siendo un concepto que evoluciona, y debe ser adaptado a las circunstancias. El presente trabajo aporta un panorama amplio sobre datos de calidad y los aspectos a revisar en su presentación, para poder analizar la calidad de un RGP.

En el **primer** capítulo introductorio se explica el contexto y el porqué de la necesidad de controles de calidad, en el **segundo** capítulo se abordan los conceptos de metrología y todo aquello que certifica una medida para que esta tenga calidad ("calidad intrínseca del dato").

El **tercer** capítulo explica la planeación, el factor humano y la ejecución de la toma de registros, orientado a la revisión de su calidad; mostrando de manera concisa las observaciones a las que están sujetos los registros al momento de ser adquiridos.

Ya en el **cuarto** capítulo se describe el cuerpo del registro (entregable), mencionando las partes de este y las condiciones para que sea considerado de calidad, sin profundizar en la sección de curvas e imágenes, lo cual se aborda en el **quinto** capítulo. Para cerrar finalmente el **sexto** capítulo con las principales conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo.

Este trabajo sólo incluye la revisión de la calidad del registro, es decir, su calidad en la adquisición y procesamiento para su presentación. No incluye la revisión de la calidad del procesamiento de registros (correcciones), ni de la calidad de su interpretación.

Palabras clave: Metrología, Calidad, Control, Registros, Presentación, Curvas.

Abstract

Through basic concepts of quality, metrology needs and industry customs will be addressed the quality concepts that need to be present on a digital or printed geophysical log. It is showed how the quality is a concept that evolves and must be adapted to the circumstances.

*The **first** introductory chapter explains the context and why quality controls are needed, in the **second** chapter will be established the concepts of metrology and everything that certifies a quality metric ("intrinsic quality of data").*

*The **third** chapter explains the planning, the human factor, and the execution of logs, oriented to its quality review; showing in a concise way the observations to take with the logs at the moment to be acquired.*

*Through the **fourth** chapter it is described the log (deliverable), mentioning its parts and the conditions to be considered of quality, without considering the curves and imaging section, which is addressed in the **fifth** chapter. Finally the **sixth** chapter presents the main conclusions and recommendations derived from this work.*

This work no included the analysis of quality of corrections neither the quality of interpretation, only the quality acquisition and processing for presentation.

Key words: Metrology, Quality, Control, Log, Presentation, Curves.

1 Introducción

Un Registro Geofísico de Pozo (**RGP**), son lecturas tomadas con una o varias sondas en una herramienta bajada por un cable conductor dentro de un pozo, para determinar las propiedades físicas de las rocas perforadas.

Dependiendo de los objetivos de estudio o características a investigar se emplean diversos tipos de registros, estos pueden ser clasificados por su principio de funcionamiento o por la propiedad física que determinan.

Estos datos son presentados en rollos de acetato o papel, y/o en [formato digital](#) para su análisis, a lo cual se le da nombre de “registro” que contiene la información del pozo y la representación gráfica en “curvas”.

El estudio e interpretación de estas lecturas determina *in situ* las características físicas de las rocas y de los fluidos contenidos. Y para ello se debe de contar con registros de buena calidad.

1.1 Calidad

El concepto de calidad para un registro geofísico es el conjunto de especificaciones y protocolos que logran que un registro geofísico sea útil y este refleje la característica por la cual se empleó, para así proceder a su interpretación.

La calidad establece los estándares que deben lograrse durante la adquisición y presentación de los registros geofísicos de pozos, para que la información esté completa y los datos medidos correspondan a lecturas reales de las propiedades físicas de las rocas, medidas en las condiciones y rangos establecidos para el funcionamiento adecuado de los equipos y no contengan ruido o señal no deseada.

Aun cuando se hayan adquirido datos de buena calidad, en ocasiones su presentación no es la adecuada. Demeritando la información, e incluso llegar al punto que el registro no sea de utilidad. Esto es grave debido a la importancia económica y de recursos humanos que los RGP implican.

1.2 Breve historia de la calidad en los registros

Los pozos son usados desde la antigüedad para obtener agua del subsuelo, pero los datos más antiguos que se tienen de un pozo petrolero es en China en el año 347 e.c.; y las primeras mediciones hechas en un pozo en función de la profundidad fue hasta el año 1669, cuando se midió la temperatura; es ese mismo siglo XVII inicia la industria petrolera.

El primer registro geofísico de pozo se hace en 1927 (Schlumberger, 2012) en Francia por H.G. Doll y su equipo. Donde aplicaba el método geofísico de

inyección de corriente en el subsuelo desarrollado por los hermanos Schlumberger en 1912, ahora aplicado en pozo.

Gracias al desarrollo de la mecánica y la electrónica se fueron generando mejoras a los registros geofísicos de pozo, como la grabadora de mano 1930 y diversas herramientas de medición (en constante evolución), pero la gestión de información era pobre.

Fue hasta después de los años cincuenta donde los dispositivos electrónicos de aquellos tiempos incursionaron en la interface con el operador el cual podía ver las curvas por una mirilla en una cámara y controlar los parámetros del registro (fig. 1-1).

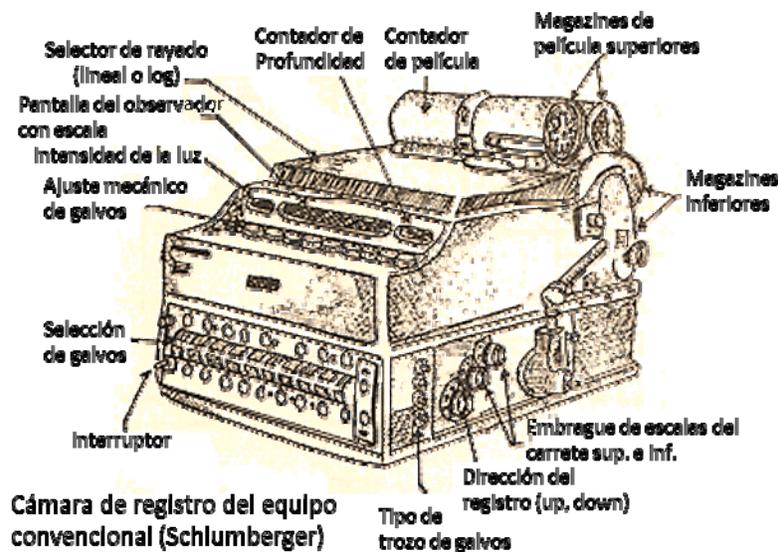


Figura 1-1. Antigua cámara de registro (Castrejon Pineda, 1986).

El registro consistía en un rollo de película en el cual por medio de un haz de luz se graficaban las curvas. Esta película podía ser revelada en el mismo lugar (cuarto oscuro) ahorrando tiempo y costos.

Es entonces que se comienza a tener una estandarización a la cual ya se le podían aplicar controles de calidad al registro, como: calidad fotográfica, buen contraste, sin manchas, pautado, etc.

A fines de los años setenta con la popularización de las microcomputadoras se inicia la llamada "era del procesamiento de los registros", debido a que se equipó a las unidades de registros con computadoras con un conjunto de nuevas aplicaciones y tecnologías, en unidades como la Cyber Service Unite (CSU) de Schlumberger, se obtuvo mayor exactitud con ahorro de tiempo. Además se

contaba con la posibilidad de enviar datos ya no por teléfono sino por satélite, Schlumberger por ejemplo utilizó ARPA net.

El uso de computadoras de campo permitió una nueva forma de presentar los registros, dejando paulatinamente la película, para ir adoptando la grabación digital y la presentación en papel, no por ahorrar costos, sino para ahorrar tiempo.

El control de calidad comenzó de manera más formal con Neinst y Knox en su publicación de 1973 (IPIMS), con aspectos como el desempeño del operador de registros, justificación de curvas anormales, tramo repetido de aproximadamente 200 pies, etc. Esto fue la base para que diez años después Richard M. Bateman publicara el libro *Log Quality Control (LQC)*, en el cual se hace un análisis sobre lo operacional para obtener registros de calidad.

Rápidamente las compañías de servicio de registros empezaron a desarrollar sus propios LQC, y este mnemónico comenzó a ser ya de uso común en la industria en los años noventa. Implementando con mayor visión formatos e informes anexos o integrados al registro. En ocasiones estos también en formato digital.

Actualmente se disponen de dispositivos cada vez más capaces, amigables y portables, es de esperarse que esto beneficie los controles de calidad. Haciéndolos más completos, visuales y veloces.

Tal pareciera que los registros impresos son una formalidad, ya que la mayor parte de la información viene en formato digital. Pero es el formato digital la información a detalle y el registro impreso el resumen de esta información.

1.3 Antecedentes

Compañías de RGP y clientes han desarrollado programas de control de calidad, sin embargo fuera de ellas no se puede tener acceso. Por otro lado muy pocos textos mencionan este aspecto ampliamente, Philippe Theys, *data quality manager* y perforador de Schlumberger ha publicado dos libros (1999 y 2011) que son los más extensos en el tema de calidad actualmente; así también la compañía Schlumberger es la que cuenta con el manual más robusto sobre calidad (*Wireline Log Quality Control Reference Manual*, 2012) cada uno cumpliendo con sus propios objetivos. Por tanto estos textos son un punto de partida debido a su reciente publicación y contenido.

1.3.1 Control de calidad

Hay diversos controles de calidad (ISO, LQC, TQM, Trilogy, etc.), el mismo nombre "control de calidad" ya ha sido empleado en la industria y acotado con ciertas características, así como también evoluciones y derivados de este.

El presente texto no emplea como tal estos conceptos ni algún otro como tal, pero si recopila el sentimiento de muchos de estos para darle forma y validez a lo que aquí se presenta como Control de Calidad y deja la puerta abierta a todo lo que ayude a mejorarlo.

Los controles de calidad llegan a ser los que definen la calidad, ya que el concepto de calidad no está definido rigurosamente para ningún producto o servicio. O visto de otra manera, la calidad es algo cualitativo que los controles de calidad procuran hacer cuantitativo.

1.3.2 ISO

Esta norma fue creada de manera general para después ser adaptada al objetivo en estudio, y ya ha incursionado en el ámbito petrolero dando resultados satisfactorios. Es el caso de la compañía Schlumberger quien ha buscado obtener esta certificación no sólo en oficinas y fábricas, sino también en campo y en los registros geofísicos.

Sin embargo el campo requiere de mayor trabajo de adecuación de la norma, por la diversidad de entornos, la especialización técnica y científica entre otras cuestiones. Pero se han tenido resultados alentadores en donde se ha logrado implementar y certificar.

1.3.3 Control de calidad de registros

Desde el punto de vista de las compañías de registros, LQC es un conjunto de métodos que analiza e identifica las desviaciones de los datos con base en estándares establecidos para generar una solución. Estos implican toda la línea del proceso desde el entrenamiento y planeación, hasta la evaluación de la calidad de los servicios prestados.

1.3.4 Prácticas incorrectas

El objetivo de cualquier estudio geofísico es obtener datos lo más reales y exactos posibles, no datos "bonitos". La industria del petróleo ha condonado la manipulación con tal de agradar al cliente. Sólo por mencionar algunos, se tiene el "filtrado estético" para hacer parecer que se tienen datos muy limpios cuando en realidad se está perdiendo información, interpolaciones para ocultar la falta de registro, acomodar datos a las expectativas del cliente, omisión de marcas de control cuando estas revelan errores y/o eliminación de zonas anómalas por creer que esta es debido a un error en el equipo. Esto puede ser mitigado si se tiene y aplican controles de calidad.

2 Conceptos de Metrología y Control de Calidad

Si bien la calidad siempre ha sido algo presente en cualquier producto y servicio, está en el siglo XX ha tenido un gran desarrollo debido a la producción en masa y a la complejidad cada vez mayor de los servicios y productos ofrecidos. Esta complejidad radica principalmente en la especialización y contenido tecnológico del producto o servicio.

Garantizar la calidad se ha convertido en algo esencial y aunque esta sea de tal importancia y siempre haya estado presente en la historia, se carece de una definición exacta. Entre tantas definiciones de calidad se sigue mencionando el rubro tradicional de satisfacción del cliente y/o "lo bien que se haga algo". Orientando después la definición al ramo en cuestión. Como es el caso de este trabajo donde la definición está orientada a los registros geofísicos de pozo.

Ahora también ha entrado al juego el factor de la competitividad internacional que viene a dar un enfoque de superación para la supervivencia, lo cual sigue presionando el desarrollo de la calidad. Y debido a ésta ahora se tiene algo más cuantitativo que resulta de la comparación con algún competidor. Por tanto la calidad no es fija y esta en constante cambio, aunado a que el cliente va generando nuevas expectativas.

En los RGP es evidente la necesidad de cada vez ir más lejos, además el tiempo juega un papel importante, no sólo económicamente sino también a nivel de riesgo. Sin embargo se debe buscar un punto justo para éste (fig. 2-1), apresurar demasiado puede inducir a equivocaciones o errores, por ello se debe buscar un tiempo óptimo.

Anteriormente la calidad en los RGP sólo era vista como la aparición y frecuencia de errores. Ahora esto se ha ampliado y no sólo se busca jerarquizar, minimizar o eliminar lo anterior, sino también se han atribuido aspectos como eficiencia, calidad de los datos y datos relevantes. Esto apegado siempre a las necesidades del cliente fundamentado en la comunicación.

2.1 Control de calidad

Contempla tener un sistema para poder cumplir y garantizar la calidad de un proceso, esto en ocasiones es dividido en seguimiento, verificación de calidad y calidad total.

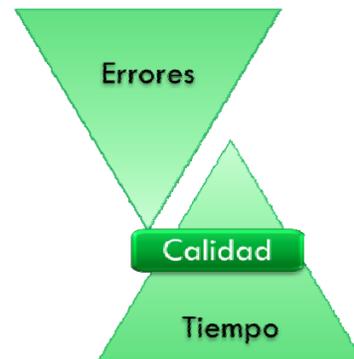


Figura 2 - 1. Calidad.

El control de calidad debe ser un proceso de retroalimentación dirigido a crecer en función de la depuración del sistema, el cual mientras tome medidas más a fondo mejores serán los resultados; como ejemplo de esto tenemos que la detección y prevención dará más resultados superiores, que el proceso de evaluación, además de ser menos costoso.

El control de calidad puede abarcar desde el momento de la elección de la compañía (si se es cliente), como la capacitación del personal, estandarizaciones, planificación, seguimiento, revisión (retroalimentación) e implementación de mejoras. Para acceder a una mejora perpetua se requiere generar textos, procedimientos, formatos, programas, evaluaciones, *software*, etc., para poder dar sustento y seguimiento a esta dinámica.

Esta dinámica tiene que contemplar todos los niveles de responsabilidad así como al mismo cliente, para impulsar a los empleados con capacitación e incentivos, concientizar al cliente al mismo tiempo que se atiende, dándole solución a sus necesidades.

2.2 Adquisición de datos

Cuando se emprende un proyecto siempre debe haber algo que lo motive, razones por las cuales se va a realizar el estudio, estos objetivos deben estar reflejados en los datos (datos relevantes). Pero esto no puede ser logrado si no se tienen datos de calidad, ya que obtener datos relevantes y no asegurar la calidad en su obtención resulta sospechoso.

Calidad en los Datos, es obedecer las normas de la metrología y tener presentes los simples conceptos que en esta se detallan, esto también es llamado: Calidad intrínseca de los datos. Los datos de calidad dejan rastro y este debe ser expresado, de no hacerlo se estará demeritando el trabajo, aun cuando se haya hecho el esfuerzo por obtenerlos y se percibirá que este obedece a prácticas incorrectas.

2.3 Metrología

Los registros geofísicos son una rama de la metrología, la cual se basa en tomar una magnitud con la mayor exactitud y cuando se habla de calidad se busca que esto se logre en el menor tiempo posible; esto rápidamente se traduce en una "lectura verdadera" y un menor costo.

Esta área de estudio junta la ciencia y la técnica a fin de poder medir una característica física; se procura medir en áreas controladas como laboratorios, sin embargo estar en lugares no tan controlados crea una falsa impresión de que no se requiere de tanto cuidado. Lo cual es falso, se puede decir que se requiere de un mayor cuidado, debido a que hay que superar más dificultades.

Se ve que todos los conceptos de metrología aquí expresados requieren ser ajustados a los objetivos de estudio y que aquí simplemente se ejemplifica con ilustraciones y fórmulas sencillas, para ser apreciados más didácticamente, dejando expresada la esencia del concepto.

2.3.1 Tipos de mediciones

De manera muy general se tienen las directas y las indirectas. Las directas son obtenidas directamente del instrumento y las indirectas que son obtenidas del instrumento y de un modelo matemático. Tener esto en cuenta establecerá el número de cifras significativas, ayudará a rastrear el error y la incertidumbre, y demás consideraciones afines.

2.3.2 Valor real

Cuando se mide, el objetivo es poder cuantificar una propiedad, aunque esta no se pueda saber exactamente. Por ello se emplean conceptos a continuación descritos, que acerquen a poder convenir según el objetivo un "valor real".

2.3.3 Error

Este es definido como la diferencia de lo medido y el valor asumido como real; esta diferencia (ec. 2.1) puede ser usada indirectamente para conocer el valor real o patrón.

$$\text{Error} = \text{valor medido} - \text{valor real}$$

Ec. 2.1

2.3.4 Tipos de errores

Es necesario identificar el tipo de error, para poderlo corregir. Dependiendo de la ventana de tiempo que se esté operando, se podrá observar si el error es de alta o baja frecuencia.

2.3.4.1 Sistemáticos

Se observan con una frecuencia relativamente alta y se tendrán casi con el mismo patrón. Como puede ser la incorrecta o nula calibración, la inducción atmosférica y/o todo aquello que afecte con "ruidos continuos".

Al valor del error sistemático que se adiciona al resultado se le denomina "corrección" y al que multiplica "factor de corrección".

2.3.4.2 Aleatorios

Esto es lo contrario de sistemático ya que estos no obedecen a un patrón o su frecuencia es relativamente baja.

Estos en caso de no poderse aminorar o eliminar durante la medición, se recurren a técnicas estadísticas para su tratamiento con ayuda de varias mediciones. Por esta razón se emplean los apilados de las señales sísmicas, tramos repetidos y demás métodos empleados principalmente para reducir "ruidos aleatorios" después de su adquisición.

2.3.4.3 Fallas

Ocasionado por equivocaciones, descuidos, negligencia o simplemente falta de capacidad. Estos son amortizados o eliminados con la aplicación de controles de calidad.

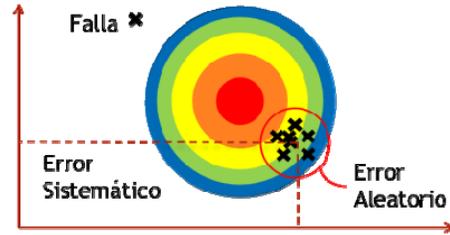


Figura 2-2. Tipos de errores (modificado de Theys, 1999).

Gracias a los controles de calidad también se evitara que fallas se enmascaren como errores y viceversa. Como son velocidad de registro incorrecta, parámetros por defecto, omisión de datos, etcétera.

En la **figura 2-2** veamos que el error sistemático (punteado) nos lleva a la parte inferior derecha y el error aleatorio es la variación de éste. Donde nuestro valor real es el centro del objetivo.

El nivel de error ayuda a calificar si un dato es de calidad, a lo cual llamamos calidad intrínseca de los datos.

2.3.5 Exactitud y precisión

Es común ocupar estos términos como sinónimos pero no lo son, mucho menos en un ámbito técnico, ingenieril o científico. La exactitud está definida como la cercanía, parecido o igualdad con el valor real. En cambio la precisión va por otro camino, ya que es el parecido, proximidad o igualdad entre los valores medidos (fig. 2-3). Las ecuaciones siguientes (ecs. 2.1 y 2.2) muestran una forma sencilla de cuantificarlas.



Figura 2-3. Exactitud y precisión.

$$Exactitud = 1 - \left| \frac{Valor\ real - Promedio\ de\ valores\ medidos}{Valor\ real} \right| \quad Ec. 2.2$$

$$Precisión = 1 - \left| \frac{Promedio\ de\ valores\ medidos - Valor\ mas\ alejado}{Promedio\ de\ valores\ medidos} \right| \quad Ec. 2.3$$

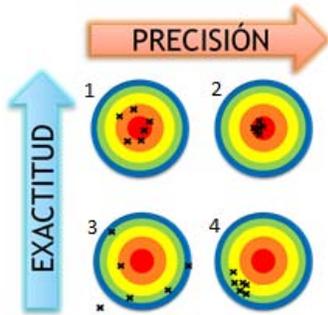


Figura 2-4. Exactitud y precisión para diferentes herramientas (modificado de Ramos et al, 2013).

En la **figura 2-4** si se asume que las marcas fueron hechas por herramientas de disparo diferentes para cada objetivo en las mismas condiciones; las diferentes tonalidades nos muestran cierta tolerancia.

Se debe observar que si se tiene una sola medición (disparo), no se puede determinar la precisión. Y en caso de estar buscando un valor real sólo se puede valer de la precisión (varias medidas) y así con ayuda de métodos estadísticos y/o modelos teóricos generar un valor real (patrón). [Ver [Calibración](#)]

Regresando a los tipos de error podemos decir que el error sistemático y el error aleatorio son casos específicos, de mala exactitud y precisión respectivamente.

2.3.5.1 Repetitividad

La precisión también es entendida como repetitividad (o repetibilidad) lo cual no es del todo cierto, ya que la repetitividad está definida como: que tanto repite el mismo valor un experimento bajo las mismas condiciones (herramienta, objetivo, operador, entorno, etc.). Lo cual deja ver un enfoque más estadístico. Siendo la repetitividad un caso cuantitativo y particular de la precisión.

Como se observa la precisión también llega a ser relativa, cualitativa o cuantitativa, por ello es tan importante comprender dentro de que contexto se está empleando.

2.3.5.2 Reproducibilidad

Al variar las condiciones experimentales se emplea el término de reproducibilidad, éste concepto es pilar en el método científico ya que permite la verificación o comprobación. La comprobación cuantitativa con ayuda de un instrumento, es comúnmente en la industria llamado reproducibilidad y si se tienen valores idénticos se habla de estabilidad en la medición.

Los métodos geofísicos por ejemplo, parten de la reproducibilidad para poder con un mismo método caracterizar diferentes medios. No se obtendrán los mismos valores pero se tendrá el mismo comportamiento¹. Esto da la posibilidad de poder correlacionar medios relativamente cercanos o con otros tipos de métodos utilizados en el mismo lugar. “La reproducibilidad busca parecerse a la repetitividad”.

¹ Comportamiento: valores esperados con distribución parecida.

2.3.5.3 Incertidumbre

La incertidumbre no debe ser interpretada como la representación del error remanente después de la corrección de una medición, sino como el porcentaje o rango asociado con el resultado corregido (sin error), mostrando así los alcances de la medición (**ec. 2.4**). Contar con valores sin error y con incertidumbre debe ser la norma, no la excepción.

Resultado de medición: Valor corregido \pm Incertidumbre

Ec. 2.4

Existen diversos tipos de incertidumbres por lo cual se aconseja un análisis dimensional para determinar las más significativas, entre estas comúnmente se encuentra la incertidumbre en función a la resolución de la herramienta de medición, teniendo para las discretas una incertidumbre igual a la resolución y las analógicas a la mitad de su resolución. De aquí se desprende que en ocasiones se malinterprete que una resolución alta implica incertidumbre baja, lo cual es cierto sólo en el rubro de la resolución, pero sesga otras posibilidades.

Por otra parte cuando a partir de una medición se opera el valor para deducir otro, éste puede generar más cifras significativas (decimales), las cuales deben ser analizadas para hacer un correcto truncamiento y no generar una falsa impresión de alta resolución.

Existen varias maneras de expresar y cuantificar la incertidumbre, teniendo principalmente la incertidumbre absoluta " \pm " en las mismas unidades que el valor (**ec. 2.4**) y la porcentual "%" (**ec. 2.5**).

$$\text{Incertidumbre [\%]} = (\text{Valor medido} / \text{Incertidumbre absoluta}) \times 100 [\%] \quad \text{Ec. 2.5}$$

Así dependiendo de las metas y/o información al respecto, se pueden definir modelos matemáticos para cuantificar la incertidumbre, como el siguiente modelo (**ec. 2.6**, Theys, 1999) expresado en función de la precisión y exactitud (normalizadas).

$$\text{Incertidumbre} = \sqrt{\text{Precisión}^2 + \text{Exactitud}^2} \quad \text{Ec. 2.6}$$

La "propagación de la incertidumbre" debe ser atendida adecuadamente. Para ejemplificar se muestra la **tabla 2-1** con fines de dar un acercamiento con operaciones básicas de cómo es su operación y por tanto su comportamiento, lo cual es entendido como la propagación de incertidumbre. Esto también incluye a los cambios de unidades.

Tabla 2.1. Incertidumbre (generado a partir de Galeano, 2013).

Incertidumbre absoluta (productos de incertidumbres se desprecian por análisis de escala)					
Operación	suma	resta	multiplicación		radical
valor	$a+b$	$a-b$	$a \cdot b$	$a \cdot b \cdot c \dots$	a^i
incertidumbre	$\Delta a + \Delta b$	$\Delta a + \Delta b$	$a \cdot \Delta b + b \cdot \Delta a$	$a \cdot b \cdot \Delta c + a \cdot \Delta b \cdot c + \Delta a \cdot b \cdot c \dots$	$i \cdot a \cdot \Delta a$

(Tabla generada a partir de Galano's, 2013)

Esto se desprende de un desarrollo algebraico para la incertidumbre absoluta. Si se emplea otro tipo de formato o definición para expresar la incertidumbre, igualmente debe hacerse el análisis algebraico respectivo.

2.4 Calibración

Para los controles de calidad la revisión de las calibraciones es fundamental para certificar que la información producto de la medición, es confiable.

La calibración de una herramienta es crear una **relación** entre el patrón y la sensibilidad² de la herramienta para determinada característica física. Si se llega a perder la relación, la medición no tendrá sentido.

Cuando esta relación varía sutilmente como resultado de las mediciones o cualquier otro factor, es común encontrar errores sistemáticos en las mediciones. Estos errores sistemáticos pueden pasar inadvertidos si la calibración no es verificada después de la medición. Pero si se detectó, los datos son salvables con un debido tratamiento y no hay grandes pérdidas sobre todo si la herramienta no perdió precisión.

También pueden realizarse calibraciones para condiciones específicas donde se conoce *a priori* las afectaciones que tendrán las herramientas y así anteponerse a estas. Contemplando así también ventanas de operación y rangos donde los valores serán adecuados. Las calibraciones no deben ser precipitadas, ya que de estas dependen los datos.

Se debe mencionar que en ocasiones (sobre todo con mediciones indirectas) las variaciones de mesurandos³, puede deberse principalmente a que la sensibilidad y la exactitud de las herramientas pueden no ser exactamente las mismas, aunque estén calibradas al mismo patrón.

² Sensibilidad: Cambio en la respuesta de un instrumento de medición dividido por el correspondiente cambio del estímulo.

³ Mesurando, en metrología: Magnitud particular sujeta a medición.

2.4.1 Ganancia

Es la relación que existe entre la señal emitida (valor real) y la recibida (valor medido), la cual obedece al cúmulo de factores geométricos (Theys, 1999), esta ganancia puede ajustarse para así obtener el valor deseado.

2.4.2 Desajuste

Es el desajuste de la herramienta el cual debe ser compensado con el “desplazamiento” del valor al “zero” (cero) de la herramienta. En la **figura 2-5** se realiza una calibración lineal para dos puntos. Donde se modifica la ganancia y se corrige el desajuste (*offset*).

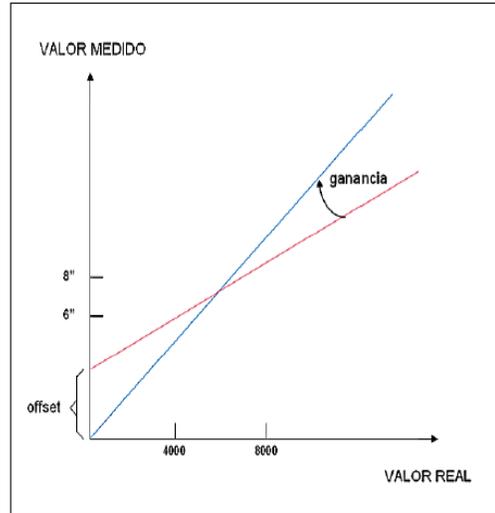


Figura 2-5. Calibración en dos puntos (Reyes Hernández, 2012).

2.4.3 Patrones de calibración

Son los dispositivos que sirven para realzar una calibración en dos puntos y ajustar el zero y el *offset*. En estos dispositivos se conoce el valor real exacto al que se deben ajustar las mediciones de los equipos.

Como ejemplos en registros geofísicos de pozos se tienen: aros para el calíper, aro de resistencias para el inducción, jigs con fuente radiactiva de calibración (cajón de Co^{60} para el neutrón y regla de Ra^{226} para rayos gamma), tanque de agua para el neutrón, bloques de Al y S para el densidad, y cajas con electrodos para las herramientas de echados e imágenes.

2.5 Consideraciones de metrología en los RGP

Generalizando, en los RGP todas las medidas son indirectas y con base en la reproducibilidad se obtienen lecturas en diferentes medios, con herramientas de medición específicas para cantidades abstractas (resistencias, voltajes, corrientes y pulsos). Describir cuales son las principales consideraciones entorno a esto es el objetivo de este apartado.

2.5.1 Volumen de investigación

Las sondas en los RGP miden las variaciones de características físicas de volúmenes de roca y fluidos implicados. Dependiendo del arreglo y principio de medición de la herramienta, se abarcan diferentes

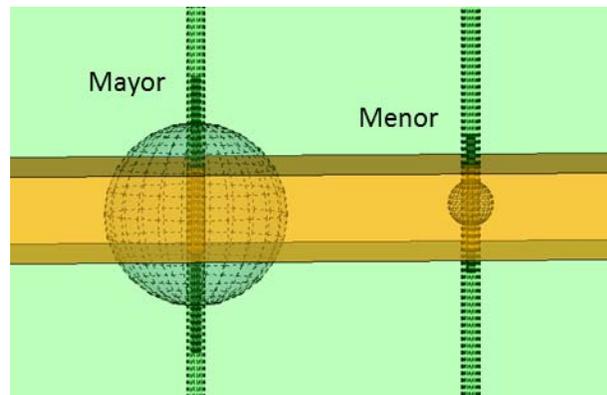


Figura 2-6. Volumen de Investigación.

volúmenes de investigación, con comportamiento (idealizado) de un sistema de coordenadas esféricas, en un medio (pozo) cilíndrico (fig. 2-6).

Por esto se orientará a la herramienta a comportarse en coordenadas cilíndricas y muchas atribuciones a estas herramientas se procuran tener en los mismos términos cilíndricos.

2.5.1.1 Resolución vertical

Es la capacidad de la herramienta de detectar capas tan delgadas como sea posible, o como el estudio lo requiera. Por ejemplo en el caso de objetivos petroleros capas de menos de 15 cm es alta resolución y más de 30 cm es baja resolución.

La resolución vertical es una simplificación de una medida volumétrica, por ello no debe sorprender que en ocasiones se emplee el mismo concepto para definir también una resolución lateral, en ocasiones dentro del mismo nombre de resolución vertical.

En los comienzos de los RGP se tenían reglas de dedo donde se decía que, una herramienta mapea adecuadamente capas de un tercio de la longitud de la herramienta (distancia fuente-receptor), mientras menor sea se tendrá mayor resolución y viceversa, entre mayor sea se tendrá menor resolución vertical. Esto se menciona para efectos ilustrativos, en el siguiente capítulo se verán las resoluciones específicamente por principio de medición de la herramienta.

2.5.1.2 Profundidad de investigación

La separación de la herramienta a la pared del pozo (*stand off*), el lodo (fluido de perforación), la invasión del lodo en la formación, el enjarre (lodo adherido a la pared del pozo) y/o el revestimiento del pozo, hacen necesario que las herramientas profundicen en la pared del pozo perpendicularmente; para superar estas irrupciones y poder caracterizar la zona virgen.

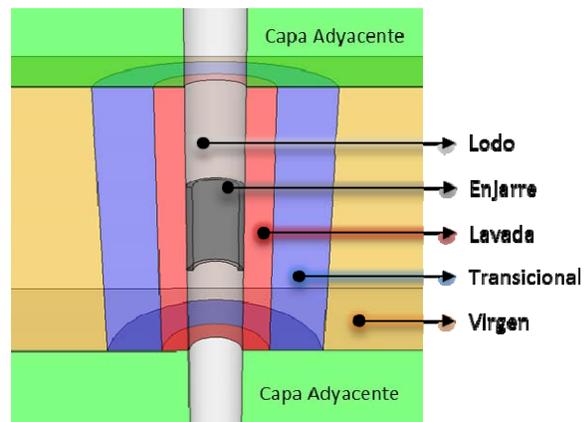


Figura 2-7. Profundidad de investigación

La figura 2-7 muestra un corte transversal del pozo lleno de lodo y las formaciones que atraviesa -de manera ideal y simétrica-, donde el enjarre sólo se tiene en la mitad del área de interés (permeable) y en la capa adyacente no se tiene invasión (impermeable).

En términos generales se dice que mientras mayor sea la separación fuente-receptor de una herramienta, mayor será su penetración en la formación. Alcanzando a profundizar más de 2m desde la pared del pozo. Y viceversa, a menor separación fuente-receptor menor profundidad de investigación.

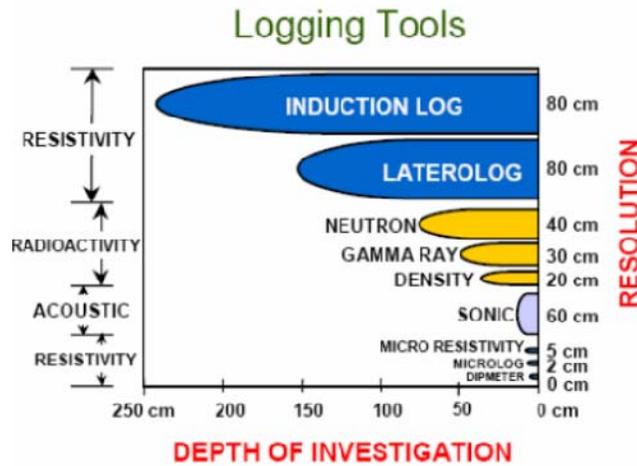


Figura 2-7. Área de investigación por principio de medición (Torres Verdin, 2007).

2.5.1.3 Relación entre resolución vertical y profundidad de investigación

Se debe observar que la resolución vertical y la profundidad de investigación provienen de la misma señal, es decir del mismo campo esférico, por tanto obedecen a magnitudes similares pero inversamente proporcionales.

Ejemplificando tenemos que una herramienta con una gran separación fuente-receptor, tendrá mayor profundidad de investigación, pero menor resolución vertical, y viceversa. Sin mencionar el principio físico implicado, el tamaño de sensor y la frecuencia de operación.

Esto se muestra en la **figura 2-8** de volumen de investigación, donde se muestran diversas herramientas de RGP dentro de un pozo en el mismo medio, con diferente capacidad de volumen de investigación (esfera), la de mayor volumen de investigación tendrá mayor contribución de capas adyacentes y mayor profundidad de investigación; lo contrario sucede para la herramienta de menor volumen de investigación.

Esta relación está dada por la distribución y separación de los sensores (transductores): fuentes, transmisores, electrodos, bobinas, receptores, detectores y demás arreglos geométricos de esos sensores en la herramienta, lo que en su conjunto se nombra "constante geométrica" referida solamente a la herramienta; que es distinto de "factor geométrico" como se verá a continuación.

2.5.1.4 Factor geométrico

Corresponde al volumen de roca por el cual está atravesando la herramienta y la forma en que se espera responda ésta. El factor geométrico es la contribución de cada volumen diferencial de roca en la señal total medida. Linealmente se describe el factor geométrico (G) como la señal (s) en cada porción (i) del medio. El factor geométrico lineal de una porción es (ec. 2.7):

$$G_i = \frac{s_i}{s} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Obsérvese que en forma discreta, la suma de los elementos diferenciales es la unidad (ec. 2.8), que corresponde al total de la señal medida.

$$\sum_{i=1}^n G_i = 1 \quad \text{Ec. 2.8}$$

También se puede analizar el factor geométrico en función de las zonas cilíndricas concéntricas de investigación: pozo (lodo), enjarre, zona invadida (contemplando la transicional) y virgen, donde a cada una de estas le corresponde un diferente factor geométrico, pero que en total deberán sumar la unidad. Entonces, el factor geométrico es como se espera que se comporte la señal a través del medio y para ello se contempla la constante geométrica de la herramienta.

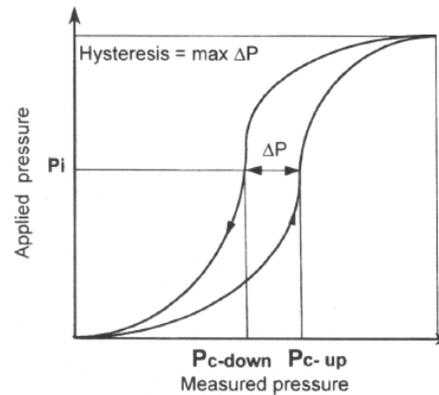


Figura 2-8. Principio de histeresis y la presión (Theys, 1999).

2.5.2 Afectaciones ambientales

Las medidas en pozo tienen una deriva⁴, a medida que profundiza la sonda debido al cambio de presión y al gradiente geotérmico, además estas cambian dependiendo de la región geográfica en donde se haga el estudio. Esto es una ventaja de los registros al medir la formación *in situ*, en cambio de no tomarse en cuenta se generan malas apreciaciones.

Por ello son muy importantes las "correcciones ambientales"; estas correcciones también contemplan el comportamiento del lodo y la cercanía de la herramienta a la pared del pozo. En el siguiente capítulo se revisará este concepto de manera general por principio de medición de cada herramienta.

2.5.3 Tiempo de respuesta

Al hacer una medición de una característica física se debe medir en las mismas condiciones que marca el principio de histeresis (fig. 2-9); y el tiempo de recuperación que necesita una herramienta para restablecerse y poder realizar otra medición. Por esta razón las herramientas contemplan ventanas de operación, como velocidad del registro. En otros casos se debe estimar cual es el número de eventos que no se pudieron medir debido al tiempo de respuesta del circuito en la herramienta, por ejemplo el tiempo muerto en un detector de radiactividad.

⁴ Deriva: Variación de una característica metrológica de un instrumento de medida.

2.5.4 Deriva

La deriva instrumental en los RGP son las variaciones en la medición, usualmente graduales y relativamente pequeñas durante la medición; este desajuste puede restablecerse por sí solo (memoria), en otros casos requiere de calibración de la herramienta o si ya se tomaron los datos, la corrección de éstos.

Una herramienta que por cada unidad medida pierde exactitud, al medir una gran cantidad de unidades se tendrá una menor exactitud del valor, que de no cuantificarse o conocerse esta deriva, no se podrá corregir el valor y aumentará la incertidumbre. Lo cual se puede prevenir con la calibración.

En la repetitividad la deriva puede ser debida principalmente al instrumento de medición y en cuanto a la reproducibilidad la deriva generalmente es debido al entorno, además del instrumento de medición.

3 Control de Calidad en la Adquisición de Registros Geofísicos de Pozos

Antes de adquirir los datos siempre debe haber una **planeación**, por mínima que esta sea, mientras esté mejor depurada se obtendrán mejores resultados. La planeación debe abarcar todo lo que sea posible modificar.

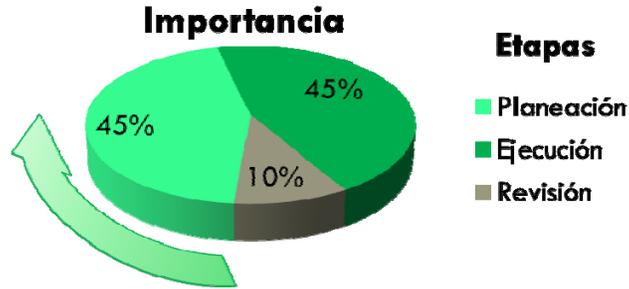


Figura 3-1. Calidad en la adquisición.
(modificado de Theys, 1999).

Analizando la **figura 3-1** se observa que la planeación debe tener igual importancia que la **ejecución**, sin embargo la **revisión** se presenta como la mínima proporción del proceso en la calidad de la adquisición con un 10%, pero no debe perderse de vista que se requiere de ésta para mejorar la planeación y por ende la ejecución. Siendo de gran valía para el usuario final de los datos, quien debe hacer una valoración (validación) de éstos antes de hacer uso de ellos.

3.1 Planeación

Es una etapa de la Administración, en este caso de administración de proyectos de exploración. En administración se define como el proceso que comienza con la visión que tiene la persona que dirige a una organización; la misión de la organización; fijar objetivos, las estrategias y políticas organizacionales.

Es la preparación para enfrentar adecuadamente las situaciones y los retos por venir, y así lograr ejecutar la misión destinada cumpliendo el objetivo del plan. La planeación es el punto de partida para una adquisición de calidad y ésta contempla desde el entrenamiento, hasta un manual de procedimientos para alcanzar los objetivos deseados.

Los objetivos del estudio deben ser plenamente descritos para poder determinar su viabilidad y alcances. Debe contemplarse que puede haber ocasiones que sea conveniente hacer estudios alternos, ya que en un futuro podría ser más

complicado o imposible hacerlos, como ejemplo tenemos que cuando se entuba un pozo se reduce la gamma de registros posibles.

Un aparente ahorro en estudios podría complicar las decisiones (más tiempo en resolver el problema o simplemente no poderlo resolver), derivar en decisiones erróneas y/o recursos tirados a la basura. La planeación es parte de un control de calidad y esta representa un ahorro no un gasto.

La planeación debe generarse con una visión amplia y flexible para poder dar posibles soluciones a las complicaciones en campo y opciones para desarrollar el trabajo (fig. 3-2). Toda desviación o desapego del plan no debiera ser sensible a los resultados, pero debe ser informada.



Figura 3-2. Planeación.

Una planeación que busque la calidad debe de poder controlar y en el mejor de los casos eliminar los errores, a continuación se presenta la **tabla 3-1** donde se muestran como los diferentes errores pueden ser tratados.

Tabla 3.1. Métodos para controlar diferentes tipos de errores (modificado de Theys, 2011).

Métodos para controlar los diferentes tipos de errores	
Aleatorio	Precisión
Sistemático	Exactitud
Fallas	Planeación
Todos (excepto malas prácticas)	Gestión de incertidumbres
Malas Prácticas	Política integral de control

En cuanto al desempeño de la herramienta en campo la exactitud es difícil mejorarla. Sucediendo lo contrario con la precisión que depende en gran medida de la manera en cómo se procure y se implementen técnicas para su mejora posterior.

Como se vió en el capítulo 2 la exactitud es la lejanía del valor medido con el real, pero cuando se desconoce el valor real, es necesario cuidar la aparición de errores sistemáticos.

Estos errores sistemáticos pueden ser inducidos debido a la respuesta de la herramienta, inferidos debido a la diferencia entre registros, el tipo de ambiente de pozo ([tabla 5-1](#)) o aseveraciones erróneas del mismo ambiente. Indudablemente podrían suscitarse más, pero comúnmente estas son las de mayor representatividad debido a su ocurrencia.

Las medidas de las herramientas de registros son indirectas debido a la complejidad de estas y a los algoritmos empleados para la obtención de la característica deseada, introduciendo así pequeños errores.

La exactitud de la herramienta sufre la mayor afectación de medición debido al ambiente del pozo, un ejemplo de esto es la importancia del registro Cáliper que ayudará a quitar el error producido por la lejanía de la herramienta a la pared del pozo. La falta de información de este tipo de datos convertirá errores en incertidumbres.

En el campo (pozo) la precisión es el control de los errores aleatorios. Varía con la velocidad de registro, tasas de muestreo, los esquemas de filtrado y la tecnología de detección.

Las **fallas**, han aparecido en mayor medida debido al desempeño del personal, lo cual indica con que orientación debe hacerse la planificación. La planificación es parte del control de calidad, y para reducir las fallas debe considerarse: el entrenamiento ([Factor Humano](#)), la simulación, manuales de procedimientos, la experiencia adquirida y estadísticas.

La experiencia y las estadísticas dan pie a la necesidad de bitácoras, formularios (formatos) y demás relativos conectados a la revisión, que deben ser elaborados en la planeación.

La **figura 3-3** muestra un formulario de control de calidad de un servicio de registros, aquí el formato indica que los datos de Dual Laterolog (DLL) se le dará una calificación de B+ lo que indica que fue tomado satisfactoriamente excepto, para los pocos intervalos con ruido. Los datos del Microesférico (MSFL) arroja una C- debido a que un intervalo tiene respuesta anómala, el signo de menos (-) es indicativo de que no se siguió el procedimiento prescrito.

PRESENTATION					COMMENTS
1. HEADING COMPLETENESS/ACCURACY	X				Company Name misspelled
2. FILM/PRINT QUALITY					
3. CURVE/PIP/SCALES/INSERTS					
4. TD/FR/CSG IDENTIFICATION					
5. STANDARD PRESENTATION					
6. IMPORTANT CONSTANTS LISTED					
7. REMARKS					
8. WELL SKETCH/TOOL SKETCH					
9. OTHERS					
CALIBRATION	DLL	MSFL			COMMENTS
1. SHOP CALIBRATION VALIDITY					
2. BEFORE SURVEY ACCURACY					
3. AFTER SURVEY DRIFT					
4. OTHERS					
OPERATING TECHNIQUE					COMMENTS
1. DEPTH MATCHING					3600 FPH + No upper centralizer No caliper check in CSG.
2. LOGGING SPEED		X			
3. CENTRALIZATION	X				
4. RESPONSE IN KNOWN CONDITIONS		X			
5. SETTING OF CONSTANTS					
6. PRESENCE OF STANDARD CURVES					
7. RELOGGING OF ANOMALIES		X			
8. TAPING QUALITY					
9. OTHERS					
DATA QUALITY					COMMENTS
1. OCCASIONALLY NOISY	3				Stuck at 9500' Did not relog anomaly
2. ANOMALOUS RESPONSE		6			
3. SERIOUS ANOMALOUS RESPONSE					
4. REPEATABILITY					
5. OTHERS					
Use the codes in the Data Quality section to explain anomalies.					
1. ROUGH HOLE	6. PAD CONTACT				
2. BOREHOLE FLUID	7. TOOL LIMITATIONS EXCEEDED				
3. TOOL STICKING	8. TOOL FAILURE				
4. ANISOTROPY/FRACTURE	9. POOR OPERATING TECHNIQUE				
5. GAS	10. OTHERS				

Figura 3-3. Formulario para el control de calidad (Theys, 1999)

Esto da la posibilidad de introducir estos datos y toda la información adquirida en una base de datos, para así generar tablas de desempeño, como se muestra en la figura 3-4 donde se tienen indicadores de control de calidad para un campo. En esta se tienen concentrados los múltiples formatos llenados durante un mes, dando la posibilidad de hacer un análisis extenso y ver el comportamiento del campo petrolero.

Cabe resaltar que tanto para el llenado de los formularios como para su comprensión se requiere de entrenamiento. Este tipo de controles abren un camino hacia la mejora pudiéndose hacer para diferentes objetivos como el cruce de datos: desempeño del ingeniero, cronología del pozo con cada registro, ubicación, etc. Una buena planeación es aquella que es fácil seguir en la práctica.

3.1.1 Detección y cuantificación del error

En la adquisición es conveniente definir diferentes etapas, cuantificando el error de cada etapa, para así poder distinguir entre sus diferentes naturalezas y no propagar los errores ya que de no ser así, será más complicado o imposible corregirlo.

La recopilación de la información: parámetros, notas, observaciones, estado mecánico, etc., y vaciado de esta en el registro debe ser completa.

La siguiente etapa en el proceso de adquisición es la medición, que está afectada por el medio ambiente del pozo y por: la velocidad de la herramienta (o velocidad de penetración en LWD), aceleración, así como de la configuración, centralización y operación de la herramienta.

Una vez generada la medición se transmite la información por cable o telemetría a través del lodo, aquí se hace una transformación de los datos de profundidad a tiempo y viceversa en superficie. Otros errores pueden generarse debido al retraso o pérdida de señal.

Esta información puede ir siendo pre-procesada en tiempo real con correcciones que compensen los movimientos de la sonda (aceleraciones de la sonda, su balanceo, giro, vibraciones, etc.). Independientemente de si se corrigió o no esto debe ser informado.

La verificación de las condiciones ambientales de pozo son monitoreadas para validar los datos previos al registro o generar nuevos parámetros, ya que si estos no son los exactos se generaran errores al hacer las correcciones posteriores que utilicen dichos parámetros.

3.1.2 Incertidumbre

La incertidumbre es algo que debe ser atendido ya que impacta las decisiones y por ende los costos. Esta es estimada por medio de modelos sintéticos, que tomen en cuenta los métodos numéricos con los cuales se generan ambos datos.

La operación, respuesta y calibración impactarán la incertidumbre. Esto depurará las expectativas del objetivo, contemplando a su vez que los datos recopilados deberán quedar en informes y formularios que faciliten la revisión.

Tanto para la incertidumbre como para la adecuada lectura de los datos es importante utilizar un sistema de unidades previamente convenido, desde las coordenadas geográficas hasta las unidades de los registros y parámetros. Además del tipo de formato digital que se verá más adelante en el cuarto capítulo.

La falta de información genera incertidumbre que no puede ser cuantificada, por tanto al hacer el análisis se debe tener esto en mente; aquí radica la importancia de comunicar las carencias en la información. Tener claro que la incertidumbre es distinta y varía con cada medición.

Los diseñadores de herramientas estiman sus propios valores de incertidumbre **tabla 3-2**, a estas hay que agregarles la incertidumbres que se tengan al momento de medir, además no pueden ser constantes ya que a lo largo del pozo van variando.

Tabla 3.2. Incertidumbre usadas en la industria SPWLA (Theys, 2011).

Incertidumbres usadas en la industria						
Registro	GR	CNL	Rt	Sónico	LDT	
Desviación Estándar	±5%	±7%	±10%	±5%	±0.015 g/cm ³	

El diseñador de la herramienta está dando valores en circunstancias específicas, como lo es la velocidad del registro y su precisión para esta. Sin embargo correcciones de velocidad también son posibles, así como para la precisión. Al modificar la velocidad y por tanto el rango de muestreo, se modifica la precisión de la herramienta, al hacer esto debemos establecer un nuevo valor de precisión como se muestra en la siguiente **ecuación 3.1**.

$$Precisión = precisión\ dada \sqrt{a/b}; \text{ donde:} \tag{Ec. 3.1}$$

$$a = \frac{velocidad}{velocidad\ de\ fabrica}$$

$$b = \frac{Rango\ de\ muestreo}{Rango\ de\ muestreo\ de\ fabrica}$$

Al variar las condiciones de medición se modifican las especificaciones; pudiendo rectificarse con base en las especificaciones de fábrica, se puede aplicar para diferentes indicadores como: valores de referencia, precisión, exactitud, incertidumbres, etc.

3.1.2.1 Propagación de errores e incertidumbres

Contar con la mayor información técnica posible, permitirá cuantificar y manejar el error, pudiendo controlar la deriva de la herramienta con la experiencia previa y hacer las correcciones necesarias.

Las correcciones más simples se desprenden de las cartas de las herramientas (*chartbook*) proporcionadas por el diseñador de la herramienta. Pero se sabe que existen limitaciones de información en comparación a la complejidad del entorno, y también las circunstancias de trabajo no son perfectamente conocidas. El usuario de los datos finales debe tener presentes estas limitaciones.

El operador de los registros puede aportar mucho si es dedicado, como lo es el detectar comportamientos anómalos del pozo y lograr reconocerlos por medio del comportamiento de la sensibilidad de la herramienta, puede dejarlos indicados o corregirlos.

La propagación del error c_x en función de la sensibilidad, dada una medida x afectada por el ambiente de pozo, con sensibilidades $s_1, s_2, s_3, etc.$, donde las correcciones son $c_1, c_2, c_3, etc.$, está dado por la **ecuación 3.2**, y debe ser corregido.

$$c_x^2 = s_1^2 c_1^2 + s_2^2 c_2^2 + s_3^2 c_3^2 + \dots \quad \text{Ec. 3.2}$$

Además, al hacer este tipo de análisis se desprende un análisis dimensional para ver qué es lo más sensible, para tener un mayor cuidado específico. Pudiendo advertir esto desde la planeación.

Los diseñadores de herramientas dan especificaciones y valores fijos para exactitud, precisión, incertidumbre, deriva, volumen de investigación, etc., lo cual en la práctica varía. Si se detectan variaciones de las especificaciones del fabricante, se opta por usar la variación detectada. Pero si se considera que las especificaciones del fabricante son hechas en el caso óptimo, muy difícilmente se podrán lograr estas en campo, por lo tanto no es factible emplear especificaciones más adecuadas que las del fabricante.

3.1.3 Equipo

Para dar rangos aceptables de valores de mediciones, exactitud, precisión, incertidumbre, velocidad del registro, volumen de investigación, tipo de lodo, calibración, etc., es necesario utilizar el tipo de herramienta adecuada, sus especificaciones y acoplamiento a las condiciones de pozo esperadas.

Las compañías llegan a proporcionar gráficas para definir la herramienta a emplear o el nivel de corrección que se manejará durante la medición. Por ejemplo en las herramientas de resistividad se proponen gráficas en función a la Resistividad de Formación (R_f) esperada, que junto con la Resistividad del Lodo (R_m) se designa la herramienta a emplear y sus afectaciones (fig. 3-5); o como método de

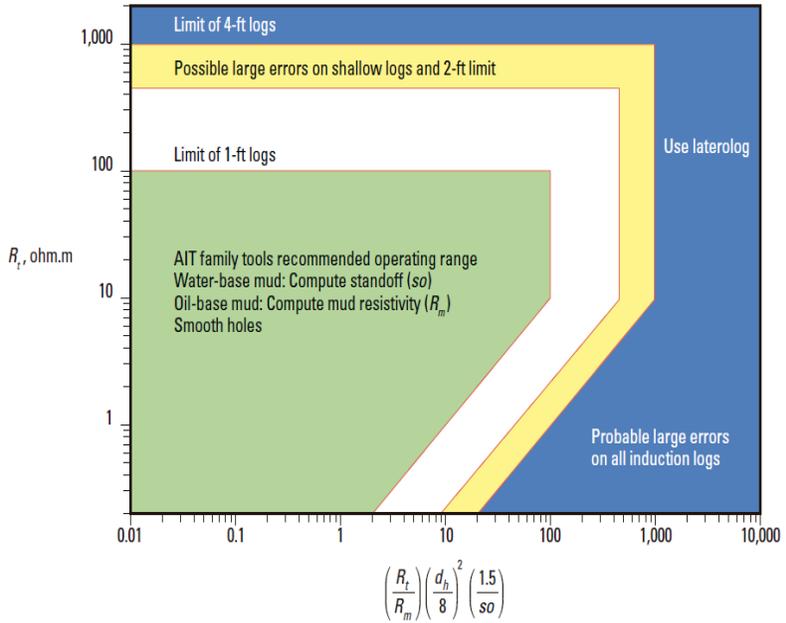


Figura 3-5. Rango de operación para herramientas de inducción (AIT) y conducción (Laterolog) en pozo abierto. (Schlumberger, 2011)

verificación para saber si la herramienta fue empleada dentro de su rango de operación. Observando las limitaciones de la herramienta de Inducción: más de 100 $\Omega \cdot m$ es el límite para resoluciones de 1 ft; 450 $\Omega \cdot m$ es el límite para resoluciones de 2 ft, y 1000 $\Omega \cdot m$ es el límite para 4 ft de resolución. Como es de esperarse si el diámetro de pozo (d_h) y/o la separación de la herramienta a la pared del pozo (so) que se ingresan son incorrectos, la exactitud disminuirá drásticamente.

Otro ejemplo es en la herramienta Sónico Dipolar donde se debe planear la frecuencia a la cual trabajará para el diámetro de pozo y el tiempo de tránsito de onda S esperado (fig. 3-6).

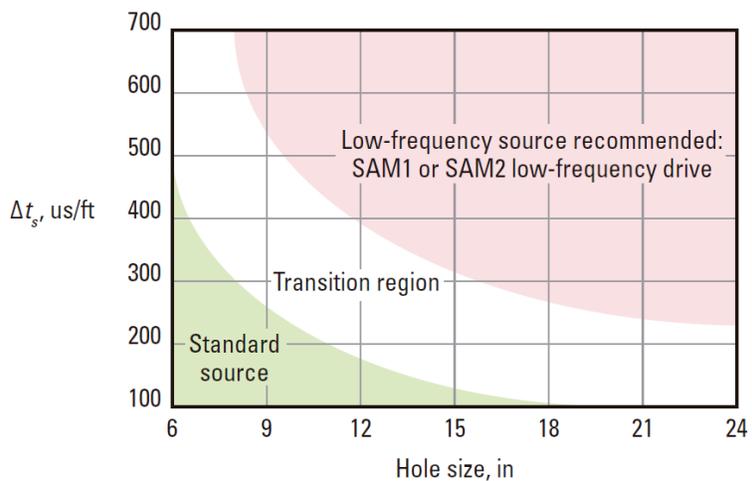


Figura 3-6. Determinación de la fuente (estándar o baja frecuencia) para la herramienta Sónico Dipolar. (Schlumberger, 2011)

como saber discernir entre las especificaciones promocionales de las herramientas y las reales.

3.1.4 Calibración en taller

La calibración ha tomado mucha importancia en los registros geofísicos de pozo, para poder asegurar mediciones reales estandarizadas, con herramientas diferentes. Estas al ser distintas varían su procedimiento de calibración, sistema de registro y la versión de *software* que se está utilizando.

Se definen tres etapas de calibración en los registros, las de fábrica están relacionadas con las normas del *American Petroleum Institute* (API) llamadas "primarias". Las calibraciones de taller o maestra, que emulan las circunstancias de fábrica y que no son posibles hacer en campo son llamadas "secundarias". Y finalmente los ajustes o verificaciones de calibración en campo llamadas "terciarias". Cada una de estas tienen sus propios patrones físicos que van desde instalaciones dedicadas a la calibración, hasta dispositivos que se integran a la herramienta llamados "JIG".

Verificar la calidad de la calibración corresponde a tener un seguimiento desde fábrica, que tanto se logró emular estas condiciones en taller o que ajustes se le tuvieron que hacer, y que cambios se hicieron para el estudio en particular. Para finalmente re-calibrar o corroborar la calibración en campo. Otras calibraciones se pueden hacer con *software* dando así un ajuste electrónico, su ganancia y *offset* por medio de este.

Si se optimizan las calibraciones para el estudio que está por realizarse, conociendo las condiciones de operación, se podrá controlar mejor el ambiente de pozo, intensidad de la señal, etc. (fig. 3.7). Si se modifica la ganancia deberá modificarse el *offset* (volver a calibrar).

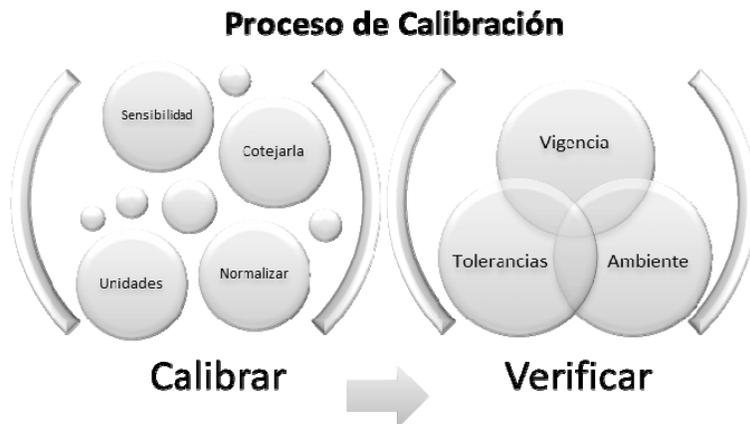


Figura 3-7. Consideraciones para la calibración, que al verificar se tendrá un proceso de calibración completo.

La calibración maestra o de taller se debe realizar cada 2 a 3 meses en la base de la compañía de servicios de registros de pozo, ajustándose las variaciones de fábrica. Sirve para comprobar que la herramienta está funcionando bien y está lista para utilizarse en cualquier momento.

Como ejemplos de patrones de calibración maestra se tienen: aros para el calíper, aro de resistencias para el inducción, jigs con fuente radiactiva de calibración (cajón de Co^{60} para el neutrón y regla de Ra^{226} para rayos gamma), tanque de agua para el neutrón, bloques de Al y S para el densidad, y cajas con electrodos para las herramientas de echados e imágenes.

3.1.5 Factor humano

Si bien es cierto que existen fallas no intencionales en el proceso de adquisición mencionadas a lo largo del texto, también existen las fallas intencionales que son fundamentadas principalmente en satisfacer al cliente manipulando los datos, o simplemente por miedo de aceptar que se ha cometido una equivocación o falla.

Indiscutiblemente esto debe ser analizado por un sistema justo de premios y recompensas, ya que cuando este ocultamiento de los datos es por supervivencia o beneficio, ambos traen intrínsecamente el hecho de que no se logró el objetivo deseado.

El hecho de que se oculte la falla es grave, es mejor que ésta sea comunicada para ver si otro especialista puede darle solución y no pasarla por alto. En diversas áreas de compañías de registros han empleado políticas de gratificación para el operador de registros, que detecte y comunique las fallas encontradas o tenidas, al superior previamente identificado para esta causa, usualmente el encargado de control de calidad o planeación. Una vez revisada la falla, la gratificación consiste en llamar al que reportó para agradecerle la aportación.

En un principio esta política no tuvo gran éxito hasta que el personal se dió cuenta que no se tomaban represalias y en algunos casos hasta se hacían bonificaciones; entonces se tuvo una mayor aportación y se empezaron a descubrir fallas no aisladas, en ocasiones ya no inherentes al personal sino de logística o de equipo, pasando de fallas a errores no propios del personal. Abriendo así la posibilidad de mejorar la planeación y entrenamiento, producto de una sana comunicación vertical.

Cuando se manipulan los datos o informes para obtener un bono, encubrir una mala práctica (doble falla) o satisfacer al cliente, en ocasiones dejado pasar por alto o consentido por la misma compañía, el mayor perjudicado es el cliente. Interpretando mal uno de los principios máximos "la satisfacción del cliente", aunado a la reticencia y/o recelo a dar "malas noticias".

En general la compañía petrolera no debe descuidar la verificación de la calidad y aspectos referentes de los productos y servicios que compra. Debido a es poco probable que los fabricantes de productos, los perforadores de pozos, los ingenieros de adquisición de datos, intérpretes, etc., informen de manera espontánea de un problema si no es evidente para el cliente o se tenga la impresión de que no lo puede asimilar.

Por ello las compañías petroleras deben tener su propio módulo de control de calidad con conocimientos necesarios, para verificar que el registro cuente con la planeación, adquisición, tratamiento y presentación adecuados. Donde todo este texto es de ayuda para lograrlo, ya que de este hecho nace su motivación de realizarlo. Argumentando que los datos de calidad dejan rastro.

También el mismo cliente llega a incurrir en errores al elegir o pedir soluciones a la medida, en vez de las más apegadas a la ciencia y tecnología, por convenir a sus intereses.

Técnicamente se tienen casos donde se obliga a los datos a correlacionarse de manera inadecuada. Un ejemplo de esto es la fe otorgada a un núcleo forzando al registro a acoplarse a este, sin tomar en cuenta las "discrepancias" debidas al volumen de investigación e incertidumbres de ambos.

En ocasiones los estudios tienen diferentes expectativas para las diferentes áreas de acción, como un ejemplo de esto se llega a tener que los registros definen el área de producción y reservas dando así a la compañía petrolera expectativas de lucro, si estas son altas que mejor; en cambio el área de producción esperarían siempre un cálculo bajo para mostrar lo bien que explotan.

Se debe de tener cuidado de no incurrir en prácticas ilegales, algunas de las mencionadas anteriormente en muchos países lo son, ya que los recursos energéticos son estratégicos para las naciones. El objetivo de la empresa es la adquisición de datos cumpliendo con los requisitos de calidad, no las expectativas de los usuarios de datos.

Existen tres tipos de clientes en función a la forma de proceder con la información, los que desean los datos crudos, los que los solicitan ya procesados y los que contratan a otra empresa para procesarlos, interpretarlos y decidir.

Los registros geofísicos son un insumo de gran trascendencia, de uso a largo plazo, ya que sirven de archivo histórico de la zona estudiada.

Como muestra se tienen registros de hace 80 años que se siguen estudiando para caracterizar zonas, en otros casos para ver si pueden volverse a reactivar pozos ya abandonados, o buscar yacimientos no convencionales que pueden ser

caracterizados a partir de los registros que en un inicio sólo tenían como objetivo los yacimientos convencionales, esperando así solamente la tecnología para poderlos explotar. Así como para tomar las medidas necesarias para evitar factores de riesgo a largo plazo.

3.1.5.1 Motivación

Todo ser humano requiere de motivación para un buen desempeño. La motivación viene dada por las condiciones de trabajo a las cuales este sujeto, si bien es difícil lograrlo en campo, es necesario procurar el bienestar físico y mental del operador. A fin de lograr esto le debe ser posible el descanso profundo y todo aquello que le permita prepararse físicamente, y que cuente con toda la información necesaria en un ambiente de camaradería.

Algo que han pasado por alto textos de control de calidad es el tema de las condiciones del trabajador, que pueden ir desde prestaciones, área de trabajo, proyección, etc. Destacando que si un control de calidad promueve la ganancia y ahorro, estas deben ser reflejadas como parte de un todo a los trabajadores mismos. Ya que exigir más sin compartir las ganancias producto de estas exigencias, hará que el trabajador se sienta poco involucrado con la empresa y su motivación será minada.

Esta carta de buenos deseos pareciera poco factible, pero muchos operadores han contrastado tratos entre diferentes compañías y pueden dar fe de que esto se cumple más en unas que en otras. No es el mismo desgaste llegar a una plataforma marina en lancha que en helicóptero, o tener un lugar donde descansar, comer y prepararse; que tenerlo que improvisar o no tenerlo. Otro desgaste es el no contar con la información preliminar o una planificación acoplada a su trabajo, lo cual puede generar altos niveles de estrés. Finalmente y pareciera más importante, es la buena disposición y camaradería del equipo, la cual es producto de lo anterior.

3.1.5.2 Cualidades del Ingeniero de campo

El ingeniero de campo debe tener buenos conocimientos de geociencias, electricidad, mecánica y dinámica de fluidos, además del dominio en la computación. Para lograr resolver problemas a los que nunca se ha enfrentado y hacerlo de la manera más lógica, sin alterarse. Anteriormente era indispensable que el operados pudiera reparar por sí mismo el equipo, incluso cambiar piezas con soldadura. Actualmente con los sistemas de registro automatizados, en donde el mismo software checa la tarjeta electrónica que debe cambiarse y que se lleva por duplicado, es preferible que el operador tenga mayor conocimiento de la Geología del subsuelo, para lograr una mayor calidad en los datos.

Debe tener las facultades para saber capturar los acontecimientos ocurridos en campo y describirlas, para que aun décadas más tarde se entienda el flujo de

trabajo y lo que se logró. El operador de registros conoce de primera mano los datos, teniendo la posibilidad de notificar a la compañía de algo relevante, teniendo que decidir si esperar alguna decisión de los que están a distancia en un lugar controlado o decidir el mismo que es lo más conveniente.

Debe ser firme en las posturas para las que fue destinado, teniendo la capacidad de ser lo suficientemente amable y convincente para poder lograr los objetivos, en los cuales no sólo él está de acuerdo sino que es por lo que está en el pozo. Por ejemplo al definir el tipo de herramientas que se va emplear al perforar o pedir que se haga la perforación con lodo base agua, para tener una mayor calidad de registros. Lo cual puede estar dado por geólogos y petrofísicos de planeación, pero en plataforma no son del agrado por las complicaciones que esto tiene. Otro caso sucede cuando existen anomalías y se debe repetir una corrida lo cual requiere de más tiempo, entonces se debe pedir la comprensión de los compañeros para poder llevarlo a buen término.

No debe permitir que se alteren los datos, superando la tentación de ocultar problemas causados por él mismo. Siendo así, la empresa deberá respaldarlo, otorgándole también la facultad de auditar a su equipo y el ambiente de trabajo en lo referente a la seguridad.

3.1.5.3 Software

Se tiene conocimiento de que en el pasado la mayor contribución de errores o fallas fueron debidos a personas, por encima de las limitaciones operativas y complicaciones de las herramientas. Pero esto se ha venido reduciendo gracias a la ayuda de la computación, donde se aminora la carga y optimiza el desempeño de la persona. También se puede tener un mayor control de la calidad de los datos y evitar su manipulación en sistemas automatizados.

Los sistemas computarizados dan espacio para poder ir a comprobar la configuración y estado de la sonda, comunicarse con los demás contratistas para lograr una mayor coordinación, comunicarse con la compañía petrolera para aclarar cualquier duda o informar de un posible problema, etc.

No existe software libre de errores, por tanto se debe detectar si el software no está realizando la operación adecuada o no está contemplando todas las condiciones variables presentes en el pozo (error que se puede generalizar), haciendo comprobaciones manuales.

Los datos son introducidos manualmente en la computadora, por lo tanto las unidades y magnitudes deben estar en el formato adecuado, y toda la información debe estar completa y con observaciones. Se debe indicar el *software* con el cual se registró y cualquier cambio de constante o falla de la computadora durante el registro.

Al comienzo de los sistemas computarizados se creyó que estos iban mantener datos crudos y sin modificaciones humanas, esto podía creerse debido a que en ese entonces los programas no eran tan manipulables. Actualmente los programas son muy flexibles con muchos grados de libertad, pero no por ello deben ser ocupados para ocultar o falsear, sino para ajustar y darles un mayor aporte de realidad a los datos.

3.2 Ejecución

En la práctica en ocasiones no se puede cumplir exactamente lo planeado, pero estas diferencias no deben tener ninguna consecuencia importante, de ser así estas deben ser comunicadas. Las decisiones en el sitio de pozo son cruciales, estas serán mejor tomadas si se llevó a cabo una planeación del trabajo. Ya que ofrece un mapa mental al operador dándole confianza y seguridad, evitando así la toma de decisiones en condiciones de estrés.

Justo cuando se comienzan a tomar los datos, **inicia el control de calidad de los datos**, ya que a estos ya se les puede evaluar en función al objetivo al confirmar lo esperado; al ser cualitativa la información se les puede dar el mismo tratamiento -ya se puede evaluar-, poniéndose a prueba la teoría.

En una auditoria⁵ se detectó que del total de disconformidades presentadas, sólo la tercera parte de estas había sido detectada en el pozo. Donde las mayores causas eran atribuidas a la operación. La disconformidad en general es definida como un defecto de calidad que puede deberse a fallas humanas o también referentes al equipo de pozo y su entorno; o dicho de otra manera: lo que se esperaba lograr y que no se logró.

3.2.1 Perforación

La perforación ha evolucionado, haciéndose más compleja para obtener mayores beneficios, donde se encuentra involucrada la mejora en la calidad y sus controles para lograrla. Actualmente se han desarrollado tecnologías para poder perforar en menor tiempo a mayor profundidad, horizontalmente, multilateral y con una perspectiva en tres dimensiones; con información en tiempo real. Lo anterior ha sido posible gracias no sólo a la tecnología de medición durante la perforación (MWD), sino a los registros durante la perforación (LWD) y el control de calidad de estos.

La información en tiempo real ha permitido modificar el plan previo durante la perforación, a medida de las circunstancias y depurando el modelo geológico previo.

⁵ Theys, P., "Quality in the logging industry," *The Log Analyst*, Vol. 35, No. 5, 9-1994.

A partir del año 1980 se comenzó a implementar la **perforación horizontal**, teniendo gran aceptación una década después (**tabla 3-3**). La ventaja económica se presenta cuando gracias a este tipo de perforación horizontal se logra reducir la cantidad de pozos necesarios para la explotación.

Tabla 3.3. Perforación horizontal (Sperry Sun, Theys, 2011).

Cambio de vertical a horizontal: número de pozos horizontales											
Año	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Número	6	40	63	145	270	1063	1325	1475	1625	1765	1950

Esto impulso las **perforaciones direccionales**, con la posibilidad de seguir la capa de interés, desarrollando tecnologías que pudieran dar apoyo a estas perforaciones, como barrenas direccionales, tuberías más flexibles, geo-localización, mapeo en 3D, entre otros. Cada uno con diferentes controles y medios para poderlos desarrollar.

Tal es el caso de la **geonavegación (geosteering)** que cuenta con tecnología de perforación que permite en tiempo real direccionar el pozo, haciendo modificaciones al plan previo durante la perforación, esto gracias a que la barrena va acompañada de la herramienta rayos gamma y otros registros LWD, que mandan información al momento de la capa que está siendo atravesada y de las capas adyacentes.

La **figura 3-8** muestra como puede ser conducida la perforación para lograr mayor productividad. En el caso (a) se entra en lutitas y debe de corregirse la dirección yendo hacia arriba; en (b) se sabe que se cruzara una falla y para ello es preferible mantenerse en la parte baja de las arenas; para (c) se ha confirmado la proyección geológica y debe de mantenerse el curso; en (d) la herramienta rayos gamma indica que se ha entrado en las lutitas nuevamente y se debe corregir la dirección, en este caso hacia abajo.

Para lograr lo anterior se han diseñado infinidad de procedimientos⁶, que ayudan a **controlar y mejorar la calidad** de la perforación de pozos. Como lo son el NPT (*non productive*

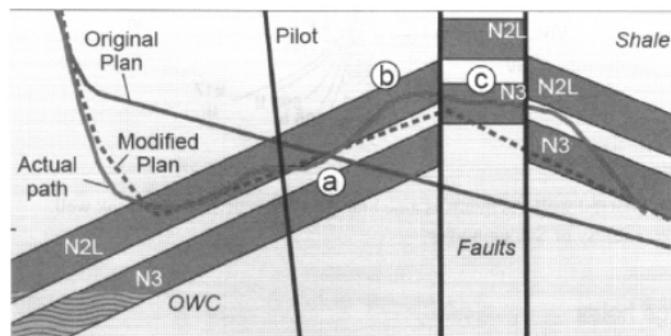


Figura 3-8. Geonavegación (Theys, 2011).

⁶ FAST drill, ExxonMobil.

time) y el ILT (*invisible lost time*), que apoyan el desempeño y generan indicadores para mejorar la calidad en la perforación, con resultados muy alentadores ya que han llegado a cuadruplicar la eficiencia. Con conceptos métricos tradicionales de perforación y comparando trabajos pasados para analizar y cuantificar la ineficiencia que no se percibe a simple vista, dando soluciones que implementan tecnologías nuevas o actuales, mejorando las prácticas de operación.

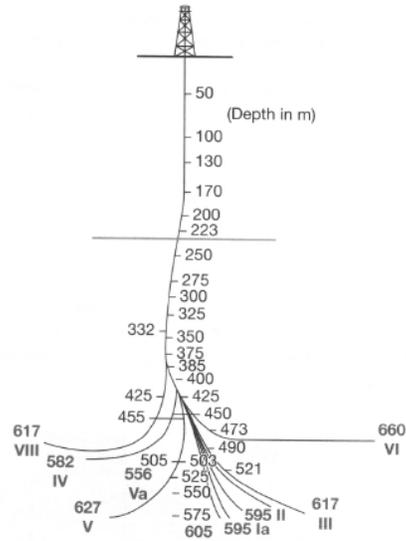


Figura 3-9. Pozo multilateral (Theys, 2011).

Un ejemplo de esto es la auditoría que se hizo Schlumberger con el objetivo de detectar las mayores pérdidas de recursos durante la perforación, identificadas como tiempos no productivos (NPT), dando como principales causas las referentes al ambiente de pozo, mecánica de fondo, colisiones con pozos vecinos y pérdida de trayectoria, ésta última con un 33%. Lo cual derivó en desarrollar un control de trayectoria computarizado⁷, añadido a la librería de Petrel⁸ con la posibilidad de manejar incertidumbres, rangos tolerables de error de trayectoria y cercanía con otros pozos.

Dando un mejor apoyo durante la perforación a los ingenieros de campo se aumenta su capacidad de monitoreo y respuesta. Abonando así a la calidad de la perforación y su eficiencia, ya que ahora se tienen con frecuencia trayectorias menos suaves (para superar fallas y deformaciones) y más extensas.

Otra tecnología que se espera sea más común en el futuro es la **perforación multilateral** (fig. 3-9) donde un pozo (*well*) puede tener diversas ramificaciones o agujeros (*borehole*), lo cual dificulta los registros por la complejidad para controlar el pozo.

Un pozo moderno multiplica varias veces la complejidad, por tanto se requieren de mayor información y controles para poder hacer uso adecuado de la información.

Implicaciones de la perforación en los registros

⁷ Vigilancia de la Trayectoria del Pozo en un Modelo 3D, 2013.

⁸ Software de modelación geológica (derechos reservados Schlumberger).

En pozos en agujero descubiertos verticales, el diámetro de pozo puede variar de 3 a 4 pulgadas adicionales, si se tiene una herramienta con un *standoff* de 1.5 pulgadas (**fig. 3-10**) esto puede hacer que la herramienta no pueda medir adecuadamente al quedar lejana de la pared del pozo. Aumentando así la cantidad y/o magnitud de correcciones, lo cual aminora la calidad de los datos.

En pozos verticales es más sencillo controlar los esfuerzos al perforar, generando un cilindro, pero cuando los pozos son horizontales o no se cuidan bien, estos esfuerzos generan un "serpenteo" en la perforación dejando elipses (**fig. 3-11**), los ejes de esta elipse hacen un diámetro de pozo mayor y discontinuo lo cual complica demasiado la toma de registros y la profundidad de investigación, hasta ser imposible de corregir esta ovalización.

Si se tiene un pozo con formas muy irregulares estas afectarán no sólo a las mediciones sino que requerirán más tiempo del necesario e implicará riesgos.

Si se encuentran protuberancias estas provocarán que la herramienta se golpee, atore o gire, afectando principalmente a registros orientados, siendo más difícil el posicionamiento adecuado de la herramienta. Las desviaciones de pozo muy agudas (pata de perro) provocarán que la sonda no pueda pasar, sobre todo si es muy larga o va combinada con otras herramientas. En circunstancias donde ambas complicaciones estén presentes será improbable compensar los distintos diámetros y su posicionamiento, sobre todo para herramientas que requieran ir excentradas. Teniendo así curvas de mala calidad. Además se corre el riesgo de doblar, arruinar la herramienta o que se atore y rompa el cable (pescado).

Lo anterior siempre debe ser revisado ya que se dice poco acerca de los requisitos de perforación o el plan de ésta. Al igual es necesario que los informes de perforación sean detallados y que cuenten con información completa en los cuales deben venir las especificaciones de las herramientas empleadas, el rendimiento del equipo, tipos de fluido de perforación, aisladores de vibración, fallas mecánicas, condiciones de la barrena, el tiempo no productivo, etc. Lo anterior permitirá un mejor control de calidad de los registros geofísicos de pozos con cable (*wireline*) y LWD.

3.2.2 Fluido de perforación

Ha sido constantemente modificado para mejorar la perforación, reducir derrumbes, las cavidades de la pared de pozo y el hinchamiento de las rocas (lutitas hidrófilas). Pero muchos de estos afectan las lecturas de los registros. Como son los lodos con barita, potasio, cesio, el lodo *Petrofree* o lodos base aceite. Se consideran lodos dulces

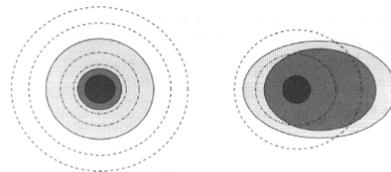


Figura 3-11. Ovalización del pozo (Theys, 2011).

aquellos que cuenta con una concentración de sales menor a 15 kppm y salado aquel que está por encima de 30 kppm (kilo partes por millón).

Por ello la información del lodo debe estar plenamente documentada para que sus efectos puedan compensarse. A continuación se describen lodos que han sido muy controvertidos con el fin de ejemplificar las implicaciones al utilizar lodos "nuevos", ya que siempre que se tenga un lodo diferente habrá que modificar las ganancias de la herramienta y documentar sus efectos.

Lodo CsK. Los lodos con Cesio-Potasio son utilizados para reducir el daño de la formación, además de facilitar su manejo al ser más estable su densidad. Este tipo de lodo se comporta muy diferente a los tradicionales lodos base agua o aceite, siendo incierto su comportamiento en las condiciones de pozo particulares. Afecta en la reducción en exactitud y precisión en las herramientas eléctricas y nucleares, si este genera enjarre considerable provocará pérdida de sensibilidad en áreas con hidrocarburos.

Lodo Petrofree. Está hecho a base de éster sintético, provocando que los registros de neutrón-densidad den una respuesta anómala de efecto de gas, esto debido a que este tipo de lodo es capaz de absorber gas en las circunstancias PVT del pozo. No obstante lo anterior, estas respuestas no son sistemáticas lo cual complica aún más su tratamiento.

Elección del lodo

Lo expuesto anteriormente indica que la decisión del lodo a emplear no debe recaer sólo en el ingeniero de perforación (o del encargado de controlar el pozo y no fracturarlo), sino de todo un grupo que analice los registros a emplear y su acoplamiento con el lodo a utilizar, así como los recursos económicos. Un ejemplo de ello puede ser el invertir en un lodo costoso y que no se obtengan mediciones claras y de calidad a causa del lodo, generando una gran pérdida económica, independientemente del costo del lodo.

3.2.3 Calibración en campo

En el sitio del pozo antes de bajar las herramientas y realizar un registro, debe verificarse que las herramientas estén calibradas y acopladas al *software* de adquisición con todos los valores de calibración correctos (**fig. 3-12**).

Los patrones de calibración de campo (JIG) simulan las condiciones a las que fueron calibradas en taller, realizando en campo un ajuste a los valores tomados en taller, Por lo que generalmente en campo no se realiza una calibración sino una verificación de que la herramienta siga midiendo dentro de las tolerancias. Como ejemplos de patrones de campo se tienen: aros para el calíper, cajón de Co⁶⁰ para el neutrón y regla de Ra²²⁶ para rayos gamma.

Aun cuando no se calibren en el sitio de pozo ciertas herramientas, deben verificarse para corroborar su funcionamiento y tolerancias, debido a que pueden estar o haber sufrido desajustes (tiempo, reinicio de *software*, transportación, afectaciones en pozo, etc.)

En el caso de algunas herramientas de resistividad con este dispositivo JIG integrado, donde la herramienta puede calibrarse en el fondo del pozo, antes de medir.

Antes de iniciar el registro se hace la verificación, a lo cual se le llama "**calibración antes**" (tabla 4-7), con la que se verifica que la herramienta no se haya descalibrado por los movimientos durante el transporte y cambios de presión, temperatura y humedad. Al haber acabado la corrida debe verificarse nuevamente la calibración en la boca del pozo para detectar alguna variación de la herramienta o su deriva en la "**calibración después**" (tabla 4-8), con la que se verifica que la herramienta no se haya descalibrado por golpes en el pozo y cambios de presión, temperatura y humedad. Si la herramienta se sale de tolerancia, se deben ajustar los valores de verificación de la calibración y repetir la toma del registro.

Un registro será confiable si su calibración está dentro de los márgenes de tolerancia de la planeación-calibración y especificaciones de herramienta (tabla 4-4 y fig. 4-3). Si se tienen capas perfectamente conocidas y ubicadas, estas pueden ser empleadas para corroborar la calibración de la herramienta. ([Ver tramo repetido](#)).

3.2.4 Control de profundidad

Se debe hacer una distinción entre la profundidad alcanzada y la longitud del pozo (profundidad desarrollada). Es común emplear la profundidad en registros como la longitud del pozo y a la real llamarle "**profundidad vertical verdadera**" o por sus siglas en ingles TVD.

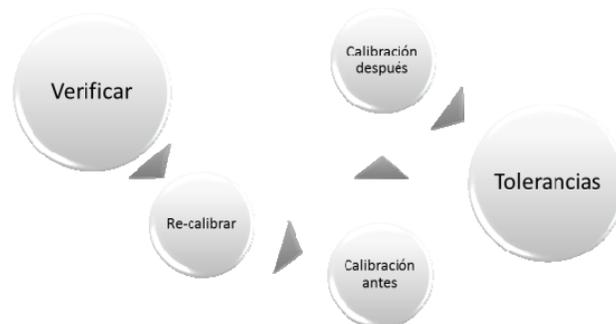


Figura 3-12. Calibración en campo.

La TVD puede ser inferida por diversos métodos geofísicos, entre ellos los registros, pero mientras no se necesiten migrar estos datos, se puede emplear la longitud del pozo como la profundidad en la adquisición de registros. La cual debe ser muy bien controlada para no generar desfases en las curvas de registro y tener certeza en la ubicación de lo medido.

Para ello se debe tener una medida de referencia desde la superficie para a partir de ahí comenzar a calcular la profundidad, esto es de primordial importancia y todos los registros deberán tomar esta como referencia (puede ser la elevación de: la mesa rotaria RT ó el Kelly Bushing KB y el nivel del terreno GL ó nivel del mar en plataforma SL) y de ser posible alguna capa que este bien identificada con registros de correlación. Esto permitirá un mayor control de la profundidad (longitud del pozo), como de la TVD.

Ya que con respecto a la profundidad se graficaran las curvas es de suma importancia el control del carrete, el estado del cable y el monitoreo del contador.

Carrete. Al contar las vueltas y por ende la cantidad del cable que se ha desplegado se tendrá la primera aproximación de la profundidad, la velocidad también es monitoreada para evitar el barrido del cable que pudiera provocar un desfase en la cuenta, así como la tensión del cable la cual también puede ser graficada como curva de control de calidad.

Cable. El saber su tensión, dará la posibilidad de hacer correcciones por elongación del cable. Lo mismo para la temperatura, la sinuosidad del pozo y la tensión derivada por la densidad del lodo. El cable va marcado magnéticamente cada 50m ó 25m para ser leído por el contador y hacer correcciones en la profundidad.

Contador. Este dará un conteo fino ya que entregará pulsos cada 0.25cm, provocados por el paso del cable entre las poleas y su contador laser o magnético que percibe las marcas del cable. Las poleas deberán estar bien ajustadas para evitar que el cable resbale con el lodo.

Con el equipo de registros se deben lograr así exactitudes que van de ± 1.5 m cada 3,050m y repetitividad de ± 0.6 m cada 3,050m en pozos verticales.

A su vez se cuentan con parámetros de corrección como el "estiramiento" (S) del cable esperado, empleándose la ecuación 3.3.

$$dl = dl_0 (1+S)$$

Ec. 3.3;

donde d_l es la longitud de referencia del cable, para obtener la longitud real d . La corrección por estiramiento o elongación también se puede realizar en forma gráfica (**fig. 3.13**).

Esto aunado a la posibilidad de usar los registros de correlación y capas bien definidas; así como registros direccionales dando otro incremento a la depuración de la profundidad, además de permitir convertir los datos a profundidad real. El tramo repetido y las diferentes corridas de sartas (*strings*) de herramientas también ayudarán a detectar los desfases y mejora la valoración de la medición.

El sistema de profundidad se debe calibrar cada seis meses, cada 50 pozos ó cada 154,400m sumados por el contador. Los medidores de tensión se deben calibrar cada 6 meses.

Siendo entonces la profundidad y la temperatura lo que más afecta a la longitud del cable. Para lo cual se tienen tablas de corrección de la profundidad por estiramiento (**fig. 3-13**). Donde se asume la temperatura de pozo como gradiente uniforme.

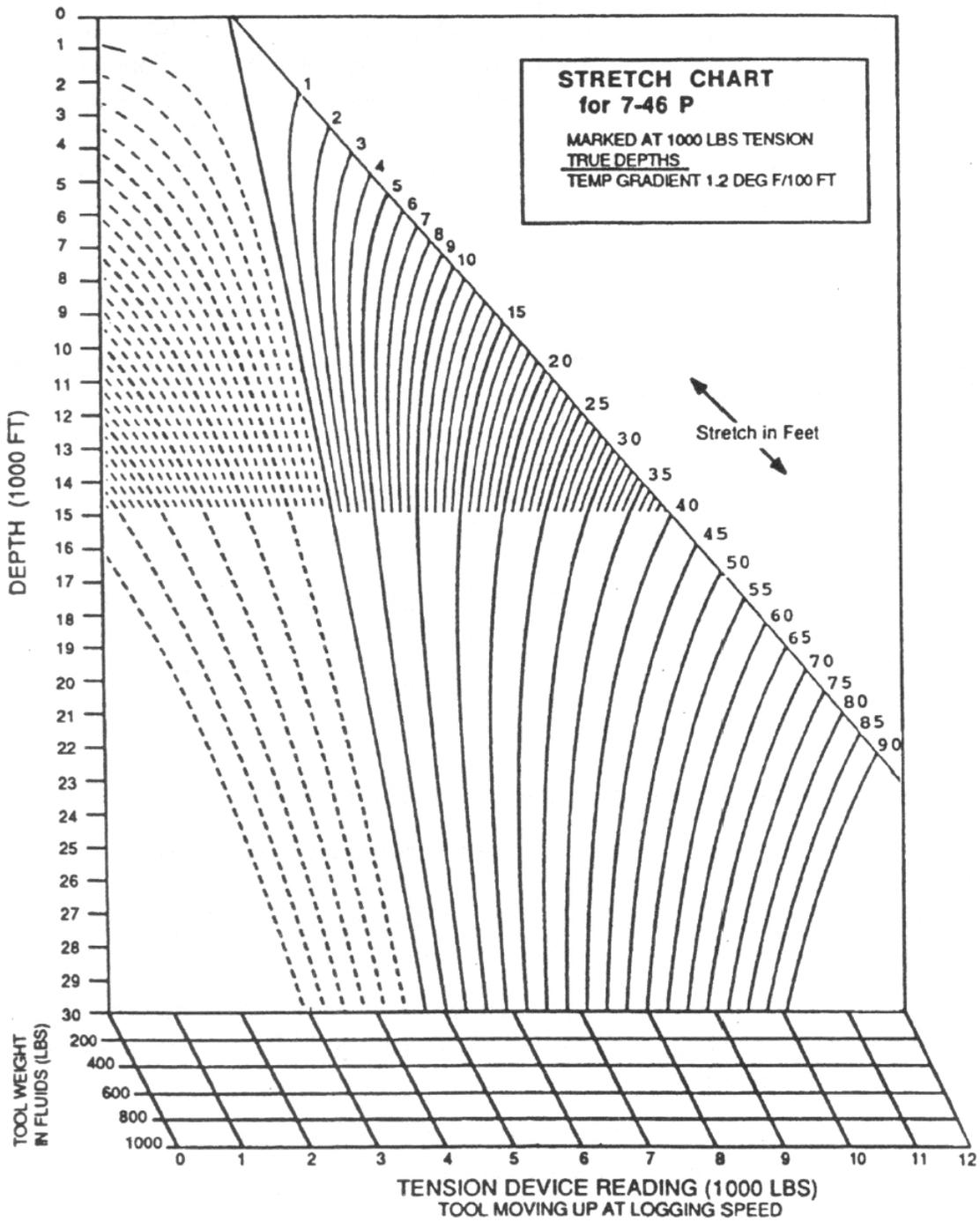


Figura 3-13. Carta de corrección por elongación (Theys, 1999).

3.2.5 Tramo y sección repetida

Para la validez de las lecturas de los registros es necesario tener repetitividad. Debido a que es muy costoso repetir mediciones completas, se emplean técnicas de análisis que permitan mediante mediciones clave valorar el registro.

Tramo repetido. Este es implementado como curvas de control de calidad y deben **practicarse siempre**; generalmente se toma en la parte superior (*top*) del intervalo registrado o en la parte inferior del intervalo registrado (fondo del pozo). Tal es su importancia que es incluido en el registro impreso. Su utilidad es vasta y en diferentes áreas, algunos ejemplos son: en adquisición, para verificar la calibración y comportamiento de la herramienta; en taller, para saber puntualmente donde está fallando la herramienta; en diseño, para proponer mejoras; en interpretación, para precisión del registro; y para el cliente, en análisis de calidad.

Debe registrarse un intervalo de entre 30 m y 50 m y no necesariamente pegado al fondo del pozo o a la parte superior, ya que pueden elegirse zonas conocidas y así tener una correlación más controlada. La velocidad de este debe ser la misma del registro (**fig. 4.1**).

Sección repetida. Esta debe practicarse cuando se detectan **zonas** con respuestas **anómalas**, si no representa riesgo. Antes de tomarla debe valorarse si se requiere de algún cambio, como la velocidad para mejorar la profundidad de investigación, la resolución vertical o dejarse igual para simplemente corroborar dicha respuesta; revisar el tramo repetido ayuda a decidir si es necesario repetir la sección.

Cuando es un intervalo de interés no suele llamarse sección repetida, porque se considera un registro por sí solo.

Tanto en el tramo repetido como en la sección repetida (zona anómala), si no se modifica ninguna condición (velocidad, muestreo, herramienta, lodo, etc.) esta debe analizarse como toda curva, con sus rangos de precisión, exactitud, incertidumbre. Y comparar con el registro en la misma zona; las curvas deben ser parecidas pero con variaciones -precisión- dentro de los rangos permitidos de exactitud, por ejemplo, la incertidumbre debe estar incluida en ambos registros.

Si las lecturas se salen de los rangos establecidos (planeación, calibración y/o diseño) puede provocarse la anulación del registro. Por ello no está de más tomarse unos minutos cuando se puede corroborar, sin riesgos. Con una correlación en profundidad no mayor a 0.5 m de desfase en pozos verticales y de 1 m en pozos desviados.

3.2.6 Velocidad del registro

Es la velocidad con la cual la sonda se desplaza dentro del pozo, debe ser **constante durante la medición**. El “comportamiento” de la respuesta obtenida dependerá de esta, afectando de diversas maneras a cada herramienta.

Normalmente los registros en agujero descubierto se toman subiendo en el pozo, en este caso para minimizar los tiempos, la herramienta con los patines y brazos cerrados se baja en caída libre por su peso, pero se debe cambiar a muy baja velocidad para evitar golpear las sondas, cada vez que se modifica el diámetro del pozo, ya sea en intervalos ademados o cuando cambia el diámetro de barrena, también cuando cambia en forma severa el ángulo de desviación, y al fondo del pozo para evitar atascar la barrena en el lodo denso asentado al fondo por el cese de circulación. En agujeros entubados los registros se pueden tomar en corridas bajando y/o subiendo.

Generalizando se puede decir que una mayor velocidad dará una menor resolución vertical y menor profundidad de investigación. Impactando directamente a la precisión ya que a mayor velocidad se podrán hacer menos mediciones (# muestras) por capa y al tener menos precisión las correcciones serán más complicadas y poco robustas.

Aproximadamente la velocidad máxima promedio de las herramientas están alrededor de los 1,097 m/h (3,600 ft/h). En los registros de correlación es común encontrar velocidades muy altas como la anterior (baja resolución), pero si se quiere detalle, la velocidad máxima es reducida a la mitad aproximadamente para un registro de buena calidad, o a un cuarto de la velocidad máxima aproximadamente para alta resolución. Si el pozo es rugoso, una mayor velocidad generará atorones y mayor número de vueltas de la herramienta, en detrimento de la calidad del registro.

Los registros radiactivos por su parte llegan a manejar una constante de tiempo (TC, por sus siglas en inglés) que está en función de las variaciones estadísticas, por esto las herramientas radiactivas se deben correr a una velocidad máxima de 1,800 ft/hr; dicha constante de tiempo puede ser de 1, 2, 3 ó 4 segundos, dependiendo si la formación es muy porosa o menos porosa, respectivamente. Para que la herramienta no pase más de 30 cm durante el tiempo correspondiente a la constante de tiempo elegida (**ec. 3.4**).

$$\text{velocidad} = 1100 / \text{TC} \qquad \text{Ec. 3.4}$$

Es decir, con la constante de tiempo se busca que la herramienta promedie distancias iguales en tiempos iguales a TC en segundos. En la **ecuación 3.5**, h_c es el espesor promediado (en ft), y v es la velocidad (en ft/s).

$$h_c = v \cdot TC \qquad \text{Ec. 3.5}$$

Cuando la herramienta esta armada con varias sondas lo más común es optar por la velocidad de la más lenta, si ésta no va a ser de correlación no debe ir a su máxima velocidad. Se debe considerar que no necesariamente lo común es lo óptimo.

Las velocidades publicadas generalmente son las máximas, por tanto no se recomienda el uso de la velocidad máxima en ningún caso ya que estar fuera de rango anularía el registro y perjudicaría la calidad intrínseca de los datos. Cabe mencionar que para lograr estas velocidades en forma constante se tiene el caso de un pozo completamente vertical, sin protuberancias, con la herramienta correctamente posicionada durante toda la medición.

Los avances tecnológicos en las herramientas están enfocados en poder dar una medida lo más real posible y a una mayor velocidad de registro, sin embargo se promociona la velocidad en vez de la precisión o exactitud, debido a que es más complicado describirlas, por ello se debe tener cuidado al seleccionar una herramienta que muestre mayor velocidad de registro y hacer una comparación enfocada a otros objetivos.

3.2.7 Herramientas

Cada herramienta tiene sus propias especificaciones y controles de calidad, su control y funcionamiento no se abordan en este texto, debido a la extensa gama de tipos y modelos, dando sólo un panorama de las herramientas más representativas por principio de medición.

Los valores aquí mostrados son aproximados, no deben emplearse como sustituto de las especificaciones del diseñador de la herramienta, aquí se muestran con el objetivo de tener una idea de las magnitudes de estos.

En cuanto a la calibración sólo se presentan los rasgos generales, comentando las principales verificaciones y/o cuidados.

Antes de tomar el registro se debe hacer una prueba de resistencia y aislamiento entre los conductores del cable, para evitar fallas de las señales en el cable cuando esté en el pozo.

3.2.7.1 Registros de correlación

3.2.7.1.1 Potencial Natural

Mide la diferencia de potencial eléctrico con la profundidad, al tener un electrodo en superficie y el otro en la sonda, que al recorrer el pozo va detectando ligeros cambios dando valores en milivolts [mV] en una escala sin cero absoluto. El lodo debe ser conductor pero no demasiado (lodo duce) para

que tenga respuesta, dicho de otra manera el lodo debe ser base agua, no muy salado (de 15 a 100 [kppm] NaCl). Su curva debe colocarse en el carril 1 del registro.

Con este registro es posible calcular R_w y hacer análisis por ambientes de depósito, otros de sus principales usos es la correlación y por ende el control de la profundidad, con buena sensibilidad a los límites de capas (interfaces). La permeabilidad que puede determinarse es cualitativa y necesita de la ayuda de otros registros para determinar litologías, también cualitativamente. Su resolución es de 0.25 mV.

Puede tener afectaciones por: magnetismo (cable magnetizado) debido al choque del cable con el pozo presentando picos en la curva, corrientes en el pozo por bimetalismo, y corrientes inducidas en el cable en superficie (líneas de alta tensión, electrodo de superficie en lugar inadecuado, etc.)

Calibración. Se efectúa automáticamente por computadora, por tanto sólo resta verificar que se haya realizado antes de tomar el registro.

3.2.7.1.2 Rayos Gamma Naturales y Espectroscopía

Esta herramienta es sensible a los elementos Uranio, Torio y Potasio que se encuentran comúnmente en las arcillas. Detectando los rayos gamma naturales por medio de un contador (Geiger Müller o contador de centelleo). En unidades del API entre 0 a 100 o hasta 200 GAPI. Puede ir centralizado, pero ofrece mejores lecturas pegado a la pared del pozo. Ésta medición debe ir en el carril 1.

La velocidad debe ser constante para que las “variaciones estadísticas” (fenómeno inherente a la radiactividad) puedan ser promediadas fácilmente y a una velocidad adecuada, ya que este tipo de herramienta requiere de un tiempo muerto para que el contador pueda reestablecerse y medir sin efecto de la medición anterior.

Tiene las siguientes especificaciones: su velocidad máxima es de 1,097 m/hr para correlación, una velocidad de registro óptima de 549 m/hr (1,800 ft/hr) y para una alta resolución una velocidad de 274 m/hr (900 ft/hr), ó hacer su análisis en función de la constante de tiempo C.T. Tiene una resolución vertical de 30 cm, una exactitud $\pm 7\%$, profundidad de investigación de 60 cm, soporta temperaturas de 150 °C (300 °F) y algunos modelos de hasta 260 °C. (500 °F).

Es muy útil ya que las afectaciones por el tipo de lodo son pocas (ver tipo de lodo, lodos sin potasio), usándose como sustituto del Potencial Natural, sin embargo ofrece una resolución menor respecto del potencial natural. Y al igual que el potencial natural es usado para hacer correlación, estimación cualitativa de permeabilidad, cálculo de volumen de arcilla (donde es mejor) y control de

profundidad. Con espectroscopía permite determinación de mineralogía y contenido de Uranio, Torio y Potasio. Además de otras utilidades en pozos entubados como la detección de coples para control de profundidad en disparos.

Calibración. No presenta calibración maestra y debe verificarse antes de registrar con el JIG (normalmente la "regla" de Ra²²⁶), para corroborar valores entre 150 a 160 GAPI.

3.2.7.2 Registros de resistividad

Estos se enfocan en ofrecer mayor profundidad de investigación y por ende una menor resolución vertical, con el fin de determinar la resistividad de la zona virgen. Teniendo dos principales tipos de herramientas, las de conducción y las de Inducción. Presentadas en unidades ohm por metro [$\Omega \cdot m$] en escala logarítmica de 0.2 a 2000 $\Omega \cdot m$. Sus curvas son colocadas en el carril 2.

Estos registros ayudan a la detección rápida de hidrocarburos; determinan el diámetro de invasión, espesor de capas, saturación del agua y su resistividad (Rt y Rxo para determinar movilidad de fluidos).

Calibración. Es automatizada ya que trae incorporado su dispositivo de calibración, que también le permite calibrar en el pozo y solo resta ver que este dentro de los valores permitidos para el respectivo modelo de herramienta.

3.2.7.2.1 Conducción

Este método inyecta corriente por electrodos, y en otros detecta la diferencia de voltaje generada en la formación para medir su resistividad, manteniendo constante una y midiendo otra, por ello requieren estar en lodos conductivos donde la formación sea menos resistiva que el lodo.

Investigación Profunda. Son herramientas con una relación de distancia mayor entre electrodos para lograr superar las áreas de invasión del lodo y medir la zona virgen. Midiendo así la resistividad de la formación.

Sus especificaciones son las siguientes: la velocidad aproximada es de 500 m/hr, aunque en la mayoría de los casos puede correrse a 300 ft/hr, con una resolución vertical de 20 a 40 cm, con una exactitud de $\pm 5\%$. Esto en lodos con una resistividad menor a los 5 $\Omega \cdot m$ y una temperatura menor a los 160 °C.

Investigación Media. Con una menor distancia entre electrodos se procura medir la zona transicional de invasión de lodo. Sus especificaciones son muy parecidas a las de la investigación profunda.

Micro registros. Miden la resistividad de la zona lavada, a través del enjarre. A diferencia de los anteriores los electrodos van pegados a la pared del pozo en un patín por medio de un brazo (cuando se baja la herramienta estos deben ir cerrados). Estos registros manejan una resolución vertical de 2 a 5 cm.

En general su velocidad máxima es la mitad de los registros de resistividad. Casi siempre los tres registros de resistividad se corren al mismo tiempo.

3.2.7.2.2 Inducción

Estas herramientas miden por inducción de corriente, por lo cual en vez de electrodos utilizan bobinas para generar un campo magnético variable y así inducir la corriente en la formación; por lo cual pueden correrse en pozos sin fluidos, con lodos base aceite ó espumosos (aereados). Su resolución vertical y precisión es menor a las conductivas. Utilizan arreglos enfocados de bobinas con diferentes separaciones para lograr así la profundidad de investigación deseada, desde 25 cm hasta 300 cm. Y una resolución vertical que puede ir desde 120 cm hasta 30 cm.

3.2.7.3 Registros de porosidad

Usualmente estos registros son graficados en el carril 3, en ocasiones también en el carril 2, y se pueden obtener varias curvas como en el caso del registro espectroscopía de rayos gamma.

3.2.7.3.1 Sónico

Por medio de impulsos acústicos (transmisor en la herramienta) se generan ondas mecánicas a una frecuencia entre 20 KHz y 50 KHz, las que interactúan con la formación y regresan a la sonda son detectadas por los receptores de la herramienta, midiendo los tiempos de tránsito en micro segundos por cada pie ($\mu\text{s}/\text{ft}$) llamado "alentamiento (*slowness*)" ó inverso de la velocidad de la roca. Los parámetros para calcular la curva de porosidad sónico (Ø_s) deben de ser exactos y adecuados.

Sus especificaciones son: resolución vertical de 60 cm, profundidad de investigación de 7.62 cm, con una exactitud y repetitividad del $\pm 2\%$. Debido a la gran cantidad de información (20 mil mediciones por segundo) se opta por grabar una cada 15 cm (1/2 pie), definiendo así su velocidad de registro, con una máxima de 1,097 m/hr.

Es utilizado para medir la velocidad de la formación, determinar módulos elásticos, calcular la porosidad, determinar la dirección de esfuerzos (mínimo: *breakout* y máximo: fracturas); calcular la porosidad secundaria (fracturas), calibrar secciones sísmicas y verificar la calidad de la cementación (en pozo entubado).

Calibración. Es automática y no se puede calibrar en campo, sólo verificar con el programa de calibración que esté dentro de los rangos de operación adecuados.

3.2.7.3.2 Densidad

Porta una fuente radiactiva de rayos gamma y detectores de centelleo, aprovechando la interacción de los rayos gamma por efecto fotoeléctrico, dispersión Compton y producción de pares (de menor a mayor energía respectivamente).

Proporciona dos curvas directas: densidad de la formación (ρ_b) con escala de 2 a 3 [g/cc], la corrección automática por enjarre ($\Delta\rho_b$) la cual es considerada una curva de control de calidad., esta curva $\Delta\rho_b$ no debe salirse del carril (-0.25 a 0.25 [g/cc]) para que los datos ρ_b obtenidos sean válidos. También proporciona una curva calculada: porosidad densidad \emptyset_D con escala de 45 a -15% [p.u.], y en herramientas de litodensidad el factor fotoeléctrico (Pe) en [barns/electrón].

Las especificaciones son: su velocidad debe ser lenta 550 m/hr ó 225 m/hr, tiene una resolución vertical de 25 cm, y una profundidad de investigación de 5 cm. Este tipo de medición es afectada por lodos con contenido de barita.

Calibración. Debido a que ni su calibración de fábrica, ni la de taller con bloques de aluminio y azufre son posibles en campo, solamente se verifican los detectores en campo con un JIG de calibración (normalmente una cubierta de Cs^{137}), que no tengan variaciones mayores del 4% a las de taller, al finalizar la medición se vuelven a verificar los valores (calibración después) teniendo que para el detector cercano sólo se permite una variación de ± 22 cps y para el lejano ± 14 cps.

3.2.7.3.3 Neutrón

Cuenta con una fuente radiactiva de neutrones, y con detectores proporcionales de He^3 que responden al índice de Hidrógeno de la formación (ya que el Hidrógeno atenúa y captura los neutrones), obteniendo la relación de conteos [cps] entre los detectores cercano y lejano, y la curva calibrada normalmente en calizas de porosidad neutrón (\emptyset_N), con escala de 45 % a -15 %.

Por ser un registro radiactivo sus especificaciones son: la velocidad debe estar en función a su constante de tiempo por lo general de "2" (TC=2; 550 m/hr), la cual puede ser reducida a la mitad (TC=4) para una alta resolución 225 m/hr ó si está entubado el pozo. Su profundidad de investigación va de 15 a 25 cm aproximadamente y su resolución vertical es de 25 cm aproximadamente.

Como todas las herramientas con fuentes radiactivas su exactitud, repetitividad y precisión sufren un decremento al aumentar la magnitud de los valores medidos, siendo la precisión la más afectada, con un comportamiento exponencial.

Puede ser usado en pozos descubiertos como entubados, pero este último disminuye su exactitud, la herramienta normalmente va pegada a la pared del pozo. Esta herramienta si proporciona una medición directa de la porosidad, pero desafortunadamente es muy sensible al ambiente de pozo y requiere muchas correcciones. En intervalos con gas los valores se ven afectados por efecto de "excavación", disminuyendo la porosidad medida.

Calibración. La calibración de fábrica (normalmente en calizas) y taller no son posibles hacerlas en campo, pero si con un dispositivo secundario de calibración (JIG) que emplea una fuente radiactiva (en cajón de Co^{60}), con la cual se pueden llevar a cabo ciertos ajustes para obtener la misma relación de conteo que en el tanque de agua de calibración del taller ($2.16, \pm 0.25$). Así con ayuda de la computadora se ajusta la ganancia, verificando que la calibración no difiera de la de taller en ± 0.3 .

Debe verificarse con el dispositivo (JIG) antes y después de la medición para cerciorarse que no hay cambios o que estos están dentro del rango de ± 0.4 .

3.2.7.3.4 Resonancia Magnética Nuclear

Esta es una herramienta de alta resolución que permite calcular la permeabilidad, funciona generando un campo magnético que provoca que los protones del Hidrógeno de la formación se alineen a este, generando un movimiento de precesión que es detectado con la antena de la herramienta.

Los parámetros de adquisición son: tiempo de espera, número de ecos, espaciamiento de ecos, opciones de secuencia de pulso, ruido esperado o precisión, velocidad de registro, resolución, y número de medidas crudas a ser apiladas.

Sus especificaciones son: profundidad de investigación de hasta 10 cm, resolución vertical de 6 in a 45 in, velocidad máxima de 1,097 m/hr aunque esta depende de la profundidad de investigación que se quiera lograr y del tipo de antena que se porte (ec. 3.6). Otras especificaciones son: gradiente magnético creado 17 gauss/cm, la precisión es de 0.5, 1 y 2 p.u.

$$v \text{ [ft/hr]} = 300 \cdot (\text{intervalo de muestreo [in]}/\text{tiempo de medida [s]}) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Calibración. Debe ser calibrada en taller cada tres meses y verificar que los rangos de tolerancia se mantengan antes y después de registrar.

3.2.7.4 Registros mecánicos

3.2.7.4.1 Cáliper

Mide el diámetro de agujero a lo largo del pozo por medio de centradores o excentradores de la herramienta: flejes, patines y brazos (1, 2, 4 y 6), midiendo uno, dos o tres diámetros independientes. Haciendo posibles las correcciones por diámetro de pozo de la mayoría de los registros. Ayuda a determinar la dirección de esfuerzos, consolidación de la roca, espesor de enjarre y ofrece información para la terminación de pozos. A este también se le ha añadido otros dispositivos para medir el azimut, la desviación del pozo y el rumbo relativo para obtener una geometría de pozo más completa.

Calibración. Se realiza con dos anillos (de 6" y 12") para calibrar el zero y la ganancia.

3.2.7.4.2 Echados

Por medio de electrodos colocados en cuatro patines, es posible determinar la inclinación del echado de las rocas, además tiene implementado cartuchos mecánicos que le permiten obtener la desviación del pozo (DEV), el azimut (AZIH) y el rumbo relativo del pozo (RB). Definiendo ángulo y rumbo del echado de las formaciones, ayudando a localizar fracturas, estructuras geológicas, ambientes de depósito y geometría de pozo.

Calibración. Con una resistencia se verifica la respuesta de cada electrodo, se compara y se ajusta. Para la orientación del sistema se coloca la herramienta en diferentes posiciones de manera que se logre verificar que las medidas DEV, AZIH y RB, sean correctas.

Las imágenes de pozo se tratarán en la sección 5.5.

3.3 Revisión

La revisión se abordara en los siguientes capítulos enfocándose en los registros, sin embargo para la adquisición, la revisión no debe ser entendida como aquella que sólo se hace al final del estudio ya en gabinete; sino el seguimiento y cuidado del flujo de datos durante la adquisición. Y este ha sido el enfoque del presente capítulo.

4 Control de Calidad en la Presentación de los Registros Geofísicos de Pozos

Como se analizó en los capítulos anteriores, para que un registro tenga calidad deben de tomarse consideraciones previas, así como el desarrollo de un plan para la adquisición del registro.

Pero hasta que se toma el registro se tiene algo tangible para revisar la calidad en el mismo. Es aquí donde a partir de la presentación del registro se analizará su calidad y en caso de encontrar inconsistencias, se recurrirá a verificar su planificación e información relativa y anexa de su adquisición.

La prioridad para un control de calidad será tener la información completa, esto en ocasiones implica su recolección en diferentes áreas. Si se llegara a encontrar ausencia de información, esta podrá ser mejor superada si se detecta y trata con anticipación.

El control de calidad del registro puede aplicarse a la película (en registros antiguos), al registro en papel, al archivo digital y su manipulación en el *software*. El control de calidad del registro debe ser efectuado antes de hacer cualquier tipo de interpretación, para no malgastar recursos trabajando con datos que no han sido ponderados, ni ocupar datos que podrían no tener sentido.

4.1 Datos

El primer paso en el control de calidad es verificar que la información haya sido tomada correctamente y se encuentre íntegra, **completa, sin campos vacíos** o apartados sin llenar como los del encabezado, comentarios, equipo y anexos; así como una buena organización de éstos.

El **sistema de unidades** empleado debe de ser claro y uniforme durante todo el estudio. En caso de que se requiera un cambio de unidades éste debe obedecer a las reglas de truncamiento e incertidumbre. El hacer muchas conversiones puede inducir error (ver [Incertidumbre](#)). Algunas compañías manejan conversiones específicas, principalmente para el truncamiento o para el adecuado tratamiento informático. Por ejemplo: un pie es 0.38048 m y se suele escribir 0.38048000 m.

Prefijos de **magnitud** deben estar perfectamente establecidos y tener en cuenta que el sistema inglés tienen singularidades donde se establece que billón (B) es 10^9 y no 10^{12} (Sistema Internacional). Cuestiones parecidas pueden surgir y deben verificarse con base en el año del registro y el sistema métrico empleado.

Es necesario estar familiarizado con los tipos de unidades, las compañías proveen de cartas con estas equivalencias, conversiones, **nomenclatura**, sistemas de unidades y abreviaturas. Para poder detectar si se repite algún símbolo que genere conflicto, debido a que la escritura científica/tradicional, ingenieril (SPE & SPWLA) e informática (*SPE Letter and Computer Symbols Standard, 1986*) se expresan de manera diferente. Igualmente debe haber homogeneidad en los símbolos.

Es común en la industria utilizar reglas nemotécnicas o **mnemónicos** para referirse a herramientas, rutinas de trabajo, mantenimiento, servicios, equipos e instrumentos. Éstas obtenidas a partir del nombre en idioma inglés, las reglas más utilizadas para construir estas abreviaturas son:

1. Abreviaturas, se procuran de 3 ó 4 caracteres.
 - a) Si el nombre es una sola palabra se emplearan sus 4 primeros caracteres.
 - b). Si es de varias palabras se usa el primer carácter de cada palabra.
 - c) Si el nombre son dos palabras se emplea el primer caracter de la primera palabra y los tres primeros caracteres de la segunda palabra.

2. Los símbolos o subíndices.
 - a) Los símbolos griegos se deletrean. Ejemplo: PHI para referirse a \emptyset de porosidad.
 - b) Los subíndices se escriben tal como se leerían. Ejemplo: \emptyset_s quedará como SPHI.

3. Anteposiciones.
 - a) Para los datos "crudos" o sin modificación, se antepone una "R" (*raw*).
 - b) Para datos provenientes de un detector cercano o lejano se antepone "N" (*near*) o "F" (*far*), respectivamente.

4. Para los datos asociados a una herramienta debido a modelos o equipos particulares de herramientas o registro se indican con un carácter que lo defina. En la **tabla 4-1** se muestran otros ejemplos.

- a) Se le antepone la primera letra que identifica a la herramienta. Ejemplo: SPHI, porosidad (PHI) obtenida con el sónico (S).

Tabla 4.1. Mnemónicos de los equipos (Theys, 1999).

Letra	Tipo	Ejemplo
S	Sonde	IRS, SLS
C	Cartridge	IRC, SLC, CNC
M	Module	DLM, NLM
H	Housing	PDH, HDH
T	Tool	SHDT, DLT

b) Mediante un guion al final y una letra se indica el modelo respetando el orden alfabético. Ejemplo: CNT-D y CNT-E, donde la CNT-E es más nueva.

c) Para diferenciar el registro de la herramienta se indica con una letra al final, para el registro con una "L" (*log*) y para la herramienta una "T" (*tool*). Ejemplo: CNL registro, CNT herramienta.

No deben encontrarse nombres o símbolos iguales que indiquen cosas distintas.

4.2 Estructura del registro

Se compone de: encabezado, comentarios, diagrama de herramientas, estado mecánico del pozo, tabla de parámetros, escala e información dinámica (registro), tramo repetido, calibraciones (maestra, antes y después) y control de calidad (no todas las compañías lo implementan en la tira de registro). La **figura 4-1** muestra una presentación usual del registro. A continuación se describe brevemente cada apartado.

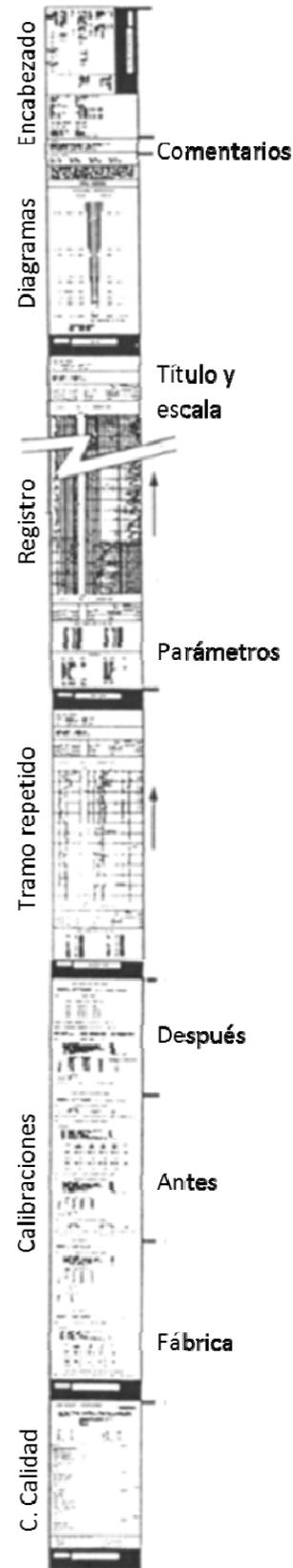
4.2.1 Encabezado

Encabezado, es llamada a la parte superior de la tira de registro (sea en película o papel), donde están los datos más importantes y representativos. Dicho nombre se ha seguido utilizando aún cuando se refiere al formato digital ya que se siguen presentando los datos en el inicio del archivo digital. Este contiene datos principales que no pueden faltar como:

4.2.1.1 Ubicación

La ubicación del pozo en coordenadas geográficas debe presentarse, con completa certeza de bajo qué tipo de coordenadas y proyección geográfica se está expresando la ubicación.

El nombre de registro debe ser en función al número de pozo, al campo petrolero, la localidad y el país. La fecha debe ser plenamente identificable ya que en ocasiones se tienen diversos conflictos derivados de las diferentes nacionalidades, si se utilizan sólo números para identificar cuál es el día y cuál el mes.



Courtesy of Schlumberger

Figura 4-1. Registro impreso (modificado de Theys, 1999).

4.2.1.2 Perforación

Datos obtenidos de la perforación son de relevancia para saber el estado del pozo, como cambios en las dimensiones y todo aquello detectado que pudiera modificar la adquisición de los registros.

Información acerca de la perforación como tasa de perforación, torque, velocidad de rotación, nivel de flujo, volumen de lodo, presión de bomba, etc. Ayuda al que tomó el registro y al usuario final de los datos, a hacer inferencias y aclarar dudas.

Profundidad del pozo, debe estar presente tanto la del perforador, la del intervalo del registro y la detectada por la herramienta de registros, que es la más exacta. Es importante especificar si son metros o pies. Se debe indicar cual es el nivel de referencia: nivel del terreno GL, nivel del mar SL, mesa rotaria RT y/o *Kelly Bushing* KB.

En ocasiones para la especificación de profundidad de ± 25 cm de exactitud cada 3,000m, en la práctica se tiene ± 50 cm de exactitud para esa profundidad.

Diámetro de la barrena, está dado por el tipo de barrenas empleadas para cada etapa en pulgadas; sin este dato tan sencillo se tendrán complicaciones para saber el comportamiento del calíper y a su vez comprometerá las correcciones por ancho de pozo y enjarre. Es necesario que estén expresadas los diferentes tamaños de barrenas empleadas para no perder tiempo en descifrar si es enjarre en una reducción del radio del pozo o es derrumbe en una expansión.

Entubado, deberá advertirse en que etapas el pozo está ademado al correr el registro y describir sus características, principalmente su diámetro, tipo de tubería y ademe. Esto no excluye a los datos anteriores.

Aunque la perforación y/o entubado la haya hecho otra compañía, la compañía de registros debe nuevamente plasmar dichos datos en el encabezado del registro, además de comentar sus observaciones y discrepancias.

4.2.1.3 Lodo de perforación

Se debe especificar el tipo de lodo, su densidad estar debidamente reportada y no dejar que por medio de esta se infiera el tipo de lodo, ésta debe ser reportada individualmente en gr/cm^3 ó en lbs/gal .

Es muy importante incluir los datos medidos de las resistividades del lodo, su enjarre y el filtrado del lodo. Deben reportarse en $\text{ohm}\cdot\text{m}$ junto con las temperaturas medidas (que corresponderán a la temperatura de superficie T_s), e indicar si estas son en $^{\circ}\text{C}$ ó en $^{\circ}\text{F}$. No debe faltar la temperatura máxima del fondo del pozo BHT, que será indispensable para determinar el gradiente de temperatura del pozo.

Otros parámetros del lodo que deben estar presentes son: viscosidad, pH y salinidad. Estos deben ser expresados en función de las condiciones en la boca del pozo (superficie), de no ser así se debe informar en que condiciones se obtuvieron dichos parámetros y no esperar que se infieran por la temperatura ambiente o cualquier otra suposición.

Todo el tiempo el lodo está cambiando su composición, de ser sensible dicho cambio debe estar indicado. Usualmente esto es debido a la recirculación o pérdida de lodo, lo cual ayuda a inferir el grado de invasión en la formación o la formación de enjarre.

En pozos entubados se toma un registro de temperatura, y en los pozos abiertos de no tener tal registro debe encontrarse la temperatura de fondo (BHT) y de superficie (Ts). Si se realizaron varias corridas se tienen que anotar la temperatura de fondo y superficie para cada una.

Se pueden esperar cambios entre valores de temperatura debido al tiempo transcurrido entre cada medición, si la medición se hace dentro de una cabina con aire acondicionado y a la recirculación del lodo; de hecho medidas idénticas de temperatura pueden ser sospechosas.

La mayoría de las herramientas tienen su límite de temperatura y presión en 175°C (350°F) y 20,000 psi, respectivamente, arriba de estas condiciones las herramientas pueden estar afectadas y no medir bien, o descomponerse. Sin embargo hay herramientas de ambientes hostiles que soportan mayores condiciones como 260 °C (350 °F) y 25,000 psi.

4.2.1.4 Comentarios

Aquí debe reportarse cualquier tipo de situación que considere el operador de registros pertinente y aspectos como: fallas del equipo, defectos del registro, condiciones del pozo que pueden haber afectado, problemas de operación, cambios de parámetros, explicaciones no contempladas en el formato actual, etc.

4.2.1.5 Herramientas empleadas

Deben incluirse los números de las herramientas empleadas y sus características como: núm. de corrida, núm. de serie, diámetro de la sonda, centradores y adaptadores empleados, etc. Cada herramienta cuenta con campos particulares y especificaciones distintas, siendo poco probable encontrar las mismas especificaciones entre diferentes modelos. Ya que entre los mismos modelos puede haber variaciones a éstas. Comprender y analizar las especificaciones es una necesidad para poder realizar un adecuado control de calidad.

4.2.2 Diagrama del pozo

Es el estado mecánico del pozo, se muestra para corroborar de manera gráfica las profundidades del pozo, la ubicación de las zapatas, la altura de la mesa rotaria y el *kelly bushing*, entre otros. Aquí también es posible encontrar la ubicación del pozo en coordenadas geográficas.

4.2.3 Diagrama de herramientas

En este se puede verificar como esta armada la sonda, lo cual le servirá al intérprete para tener datos de *standoff*, diámetros de herramienta, articulado, separación y distancias entre herramientas, combinación adecuada de herramientas, etc. (fig. 4-2). Por ejemplo la herramienta Rayos Gamma debe ir encima de la de Neutrón para no afectar la medición de rayos gamma.

4.2.4 Información dinámica (registro)

Se les nombra carriles o pistas donde se grafican las curvas del registro, esta información dinámica está en función a la profundidad o al tiempo, éste último ocupado para calibración. El registro debe estar limpio, con buen contraste, sin manchas, rejilla clara, valores de **profundidad** en escala y con marcas de velocidad.

Los **carriles** deben respetar la escala de profundidad y la escala horizontal, acorde a las curvas de su mismo carril, en intervalos lineales o logarítmicos. Logrando una geometría adecuada para que se aprecie la curva y de preferencia esta pueda ser comparada con otra. Si se cambia la

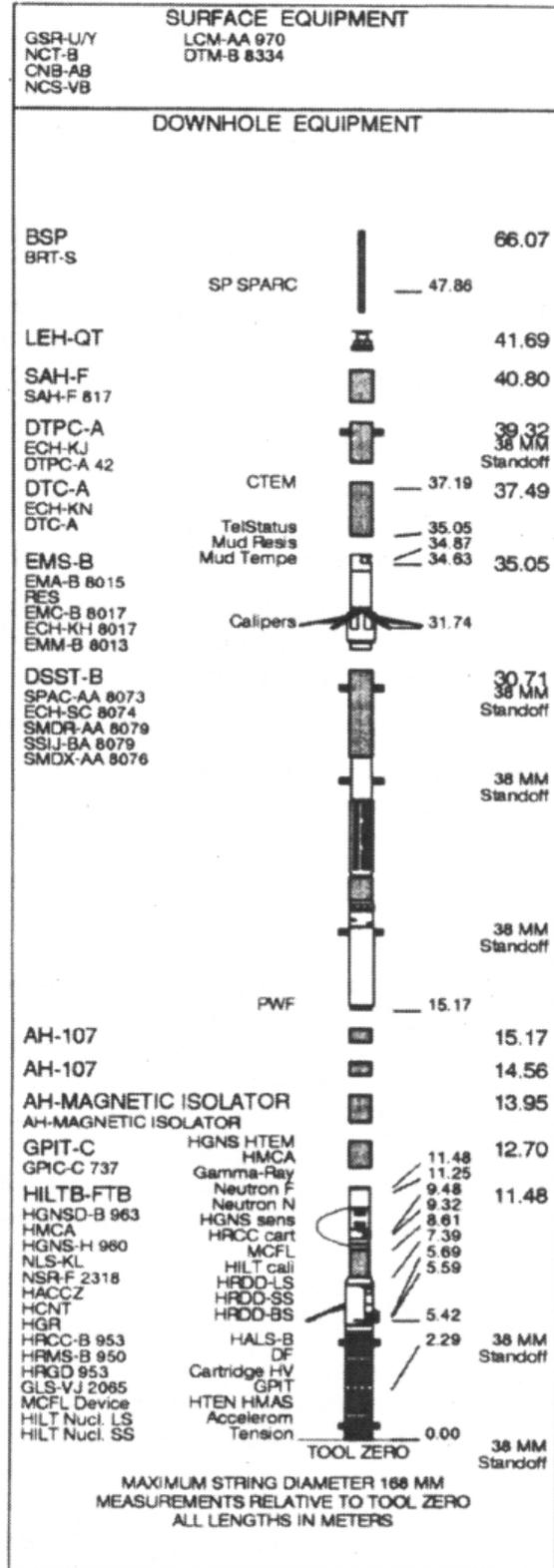


Figura 4-2. Diagrama del string de la herramienta de registros (Theys, 1999).

escala esta debe estar indicada.

La presentación estándar para los registros combinados es: en el primer carril en escala lineal se tiene al Cáliper (CALI), Potencial Natural (SP) y Rayos Gamma Naturales (GR); a continuación se grafica la profundidad en un carril sin número, ni retícula; los registros resistivos en el segundo carril en escala logarítmica; en el tercer carril los de porosidad en ocasiones se pueden agregar en otra combinación de carriles como registros especiales, tratando de jerarquizar su importancia, acomodados por el tipo de medición. La distribución puede variar si se presentan las corridas por separado, graficándose en los carriles II y III las curvas de resistividad ó las curvas de porosidad.

Verificar que **todas las curvas estén graficadas** en la escala adecuada; por ejemplo las escalas de porosidad (densidad y neutrón) deben ser compatibles, la curva de densidad y la curva de calidad $\Delta\rho$ debe estar en las mismas unidades. Se debe respetar la dirección convencional en que se incrementan las curvas, de acuerdo a las mismas condiciones geológicas; por ejemplo la densidad debe aumentar a la derecha y la porosidad a la izquierda, es decir, si la densidad aumenta la porosidad debe disminuir y viceversa.

Cualitativamente las curvas deben observarse con un comportamiento característico al tipo de herramienta empleada. Si se detectan curvas que parezcan “dientes de sierra”, con “saltos”, “periódicas”, planas, etc. serán calificadas de mala calidad. Lo cual deberá ser analizado como se verá en el [siguiente capítulo](#).

El color y **tipo de línea** con el cual se representan las curvas deben obedecer a una configuración o convención establecida, sobre todo cuando haya varias curvas sobre un mismo carril.

En general se ocupan colores oscuros y líneas continuas para las lecturas someras, y las lecturas profundas con colores claros contrastantes y tipo de línea discontinua, con mayor espaciamiento en la medida que la curva represente mayor profundidad de investigación. Principalmente esta convención es utilizada para las herramientas de resistividad.

En particular en el carril, para la curva de cáliper (CALI) se codifica punteada y de color negro, su escala más común es de 6 a 16 pulgadas; el rayos gamma (GR) con guiones y de color verde, su escala más común es de 0 a 100 [API] y el potencial natural (SP) de color azul y con línea continua, su escala más común es de -100 a 100 mV. En los carriles II y/o III las curvas de resistividad se codifican de acuerdo a a su profundidad de investigación: la somera continua, la media punteada y la profunda con guiones, en colores generalmente rojos de diferente tono, la escala más común es de 0.2 a 2,000 [$\Omega\cdot m$]. En los carriles II y/o III, las

curvas de porosidad: la densidad (RHOB) se codifica continua en color rojo, su escala más común es de 2 a 3 [gr/cm³], la corrección (DRHO) punteada en color negro, en escala de -0.25 a 0.25 [gr/cm³], la curva de porosidad neutrón (NPHI) discontinua con guiones de color azul marino, su escala más común es de 0.45 a -0.15; y la curva de tiempo de tránsito (DT) punteada de color negro, su escala más común es de 140 a 40 [μs/ft]. Adicionalmente si se tiene la curva de factor fotoeléctrico, se codifica discontinua con guiones de color café oscuro, no tiene una escala común. Para otras curvas no comunes, como las curvas de espectroscopía, no se tiene alguna indicación estándar.

4.2.4.1 Escala

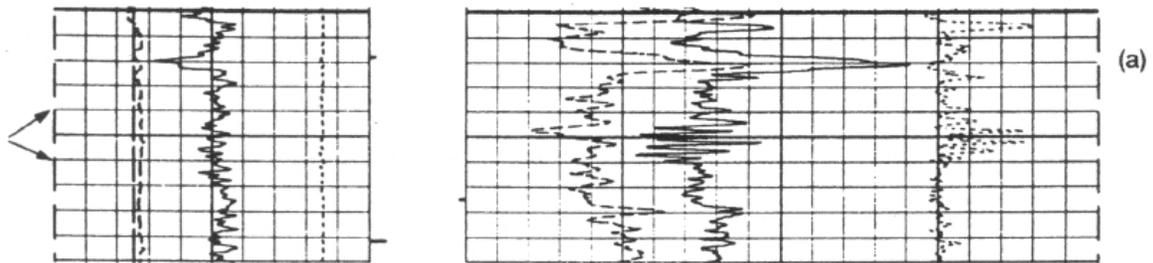
La revisión de la escala es importante para ubicar para ubicar en que dimensión se procederá a hacer el análisis de calidad de las curvas, las observaciones deben ser a estas son realizadas en una escala 1:240, considerada la óptima. Si es otra diferente a 1:240 ó 1:200 tendrán que hacerse las consideraciones correspondientes. Los objetivos pueden ser distintos y dependiendo de este, puede haberse elegido otra escala desde la planeación y esta debe ser verificada al revisar el registro. A continuación se presentan los tipos de escala (tabla 4-2) comúnmente usadas, con diferentes objetivos:

Tabla 4.2. Escalas utilizadas en registros

Nivel	Escala	Objetivo
Regional	1:1000	Estructural
Medio	1:500	Estratigráfico
Detalle	1:200	Yacimientos
Imágenes	1:40	Sedimentológico

4.2.4.2 Marcas de velocidad

Son indicadores colocados en los márgenes del carril para poder verificar la velocidad a la cual la medición se realizó. Estas marcas pueden ser puntos, salientes o discontinuidades como se muestra en la figura 4-3. Estas marcas son periódicas en todo el registro, ya que están localizadas a cada minuto respecto a la profundidad, para así obtener la velocidad del registro o sus variaciones a lo largo de éste o por intervalos.



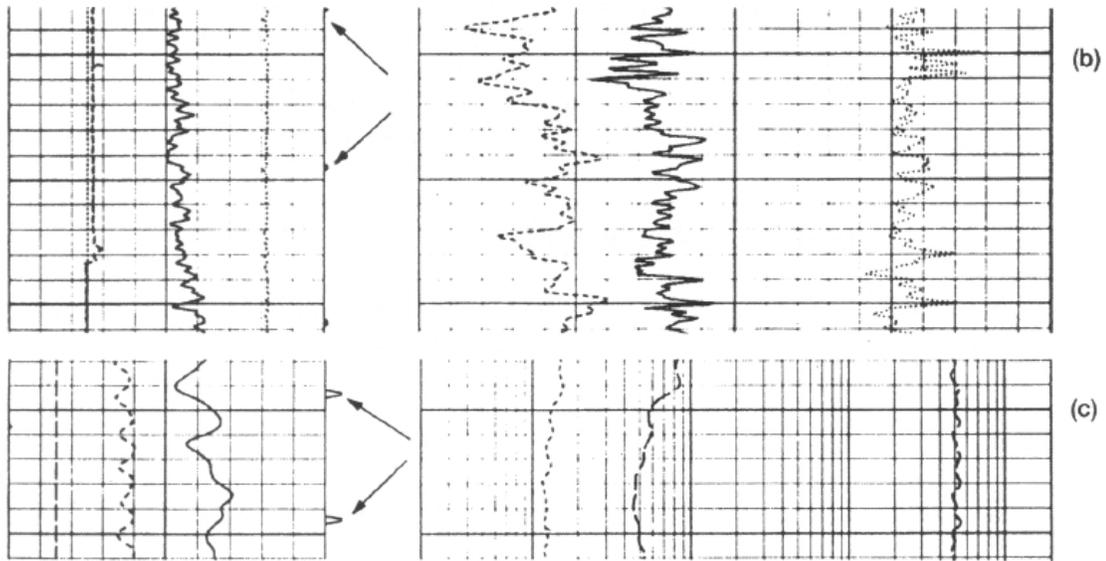


Figura 4-3. Diferentes tipos de marcas de velocidad un registro (Theys, 2011).

En ocasiones se tienen varias corridas presentadas en un mismo registro (presentación combo ó sabana), entonces cada corrida debe de presentar sus marcas de velocidad. Una manera rápida de verificar la velocidad es en 50m contar cuantas marcas hay, no deben ser menos de 3, ya que se tendrían velocidades mayores a 1,000 m/hr y esta velocidad es la máxima, para la mayoría de las herraminetas.

En la **tabla 4.3** se presenta para apreciar las diferentes velocidades dependiendo de del registro y no como las velocidades recomendadas. Lo cual se abordó en el capítulo anterior (ver [velocidad del registro](#)).

Tabla 4.3. Velocidades de las herramientas de registro (modificado de Viro, 1997).

Herramienta:	Inducción	Inducción-GR	Densidad-Neutrón	Sónico	Dipmeter	Micro-resistividad
m/min	30	18	9	18	18	12
m/h	1800	1080	540	1080	1080	720
ft/min	100	60	30	60	60	40
ft/h	6000	3600	1800	3600	3600	2400

Las marcas de tiempo también pueden ser utilizadas con herramientas de adquisición de datos no continuos donde a cada levantamiento de datos, simultáneamente registran el tiempo.

4.2.4.3 Curvas de control

Para cada herramienta existen curvas de control que sirven de **diagnóstico** para comprender el estado de la herramienta y su acoplamiento durante el trayecto del pozo, sin embargo estas no siempre pueden estar presentes, esto depende de

la exigencia expresa del cliente o condiciones de la compañía ya que estas son utilizadas por los especialistas en mantenimiento y diseño. Pero pueden ser entregadas en el formato digital o anexos.

Otras curvas también pueden ser generadas cuando se sabe de antemano que formaciones podemos esperar para así tener un rango de posibles valores, los cuales indican los límites donde las curvas sean válidas.

Las **curvas indispensables** para el control de calidad son: Tensión, Cáliper, diámetro de barrena (BS) y en el caso de emplear el registro densidad la $\Delta\rho_b$.

Derivadas de esas curvas indispensables pueden ponerse marcas o indicadores cuando las herramientas se pueden llegar a deslizar, girar, atorarse o perder contacto en estos casos el operador lo puede detectar por la falta de tensión o tracción. Para tal circunstancia se acostumbra cambiar de color la curva en ese intervalo o indicar con un símbolo su comienzo y fin.

4.2.5 Tabla de Parámetros

La lista debe contener las constantes y parámetros empleados para generar el registro, con su descripción, mnemónico, valor o rango y sus unidades. Por ejemplo en caso de tener curvas calculadas de porosidad (como NPHI y DPHI) deben aparecer los valores de matriz y fluido utilizados para generarlas.

Los comentarios y observaciones deben coincidir con la tabla de parámetros, en caso de no coincidir usualmente se le da mayor jerarquía a la tabla de parámetros, porque estos son los datos con los que la computadora operó finalmente.

Remarks section			
→	5.	Spectral Gamma Ray corrected for hole size and potassium.	
	6.	Maximum recorded temperature is 166 DegF from temperature sensor in logging head.	
Parameter summary listing			
	HNGS-BA: Hostile Natural Gamma Ray Sonde		
BAR1	HNGS Detector 1 Barite Constant	0.981705	
BAR2	HNGS Detector 2 Barite Constant	0.964037	
BHK	HNGS Borehole Potassium Correction Concentration	0	←
BHS	Borehole Status	OPEN	

Figura 4-4. Inconsistencia entre comentarios y tabla de parámetros (Theys, 2011).

La **figura 4-4** muestra, un comentario de corrección a la curva de espectroscopía de rayos gamma, por diámetro de pozo y Potasio (arriba); la corrección por Potasio no es reflejada en la Tabla de Parámetros (abajo), por lo tanto se presume que sólo se comentó y no se realizó. Teniendo aquí una inconsistencia.

4.2.6 Tramo repetido

Debe contar con la escala, la fecha y hora, así como el intervalo donde fue tomado. Como se mencionó en el [capítulo anterior](#), éste intervalo cuando menos debe tener 30 m pudiendo ser aproximadamente en el fondo del pozo o en la parte superior del pozo, usualmente es tomado el de la parte superior ya que implica menos riesgo. En caso de no estar presente el tramo repetido en el registro será calificado como una falta deliberada.

En el tramo repetido en el fondo del pozo se pueden llegar a observar al principio “curvas aplanadas”, por efecto del “despegue de curvas” debido a que las herramientas están configuradas con cierto retraso de información para poder emparejarse y graficar el valor a la misma profundidad.

En el tramo repetido en la cima, en ocasiones se entra en la tubería y esto aparece como un comportamiento errático de las curvas. Tanto el comportamiento errático como el despegue de curvas no debe ser contabilizado para completar los 30 m del tramo.

4.2.7 Secciones repetidas e intervalos

La presentación de esta sección es opcional, pero es recomendable.

Cuando se detectan zonas anómalas o intervalos de interés es común repetir esta sección para poder ser analizada de mejor manera. Cuando se tienen corridas por intervalos, el siguiente intervalo debe contener cuando menos 25m del intervalo anterior.

Tanto en el tramo repetido como en las secciones repetidas puede verificarse las especificaciones de desempeño (precisión, exactitud e incertidumbre) de la herramienta, si se corroboran se tendrá una buena medición.

4.2.8 Calibraciones

Usualmente las calibraciones se ubican en lo que es llamado la “cola del registro”, donde se ubican los resúmenes de calibración (maestra, antes y después) y especificaciones de desempeño de las herramientas. Todas las calibraciones deben contener la fecha, el nombre del responsable (ingeniero), el nombre de la herramienta, el nombre del software, versión y la fecha de la calibración de referencia.

Por otro lado veamos que puede hacerse un monitoreo del trabajo realizado cronológicamente a partir de los resúmenes de calibración. Como saber con qué anticipación se planeó (calibración maestra). Ya que la cronología del flujo de trabajo no llega a proporcionarse como tal o no se registra en ocasiones detalladamente, las calibraciones antes y después dan la posibilidad de saber en qué intervalos de tiempo se tomó el registro.

Tabla 4.4. Tolerancias

Clasificación	Principio	Curvas	Unidad	Baker Hughes	Halliburton	Schlumberger
Correlación	SP	SP	V	-	-	-
	GR	GR	API	± 10	± 9	± 15
	NGT	Th	cps	-	-	± 8.7
		Na	cps	-	-	± 45
Resistividad	Conducción	Somera-Profunda	[Ω·m]	-	± 0.8	± 5.5
	Inducción	Profunda	*	± 0.2 [KHz]	± 20 [mmho/m]	± 0.5 [V]
		Media	*	± 0.1 [KHz]	± 0.2 [mmho/m]	± 0.5 [V]
		Somera	*	± 0.1 [KHz]	± 0.8 [mmho/m]	± 0.5 [V]
Porosidad	Sónico	Δtv	μs/ft	-	57 ± 0.1 (maestra)	-
	Densidad	ρb	*	± 5 [cps]	± 0.015 [g/cm³]	± 0.1 [g/cm³]
		Δρb	*	± 5 [cps]	± 0.015 [g/cm³]	± 0.1 [g/cm³]
		Pe	*	± 100 [cps]	± 0.3 [g/cm³]	± 0.1 [g/cm³]
	Neutrón	Ratio	1	± 0.5	± 0.22	± 0.21
		Ø _N	*	± 2 [p.u.]	± 0.9 [p.u.]	± 17.5 [cps]
Mecánicos	Cáliper	Cáliper	in	± 0.5	± 0.5	± 0.5
		Cáliper echados	in	± 0.5	± 0.25	± 0.25
Para este estudio se puede ver que las tolerancias (Maestra, Antes y Después) son las mismas y que la tolerancia está en función del valor anterior. (Tabla creada a partir de la tablas de Reyes Hernández, 2012)						
* No hay convergencia en la unidad de medida a emplear entre compañías para las tolerancias.						

(Tabla generada a partir de Reyes Hernández, 2012)

Las calibraciones no son exactamente iguales para cada compañía, aquí se presentan como ejemplos la **tabla 4.4**. Donde estas variaciones en calibración provocan tener diferentes unidades para sus tolerancias.

Los valores obtenidos en las calibraciones deben estar dentro de las tolerancias, la manera de verificar que se esté dentro de la tolerancia de calibración es que la diferencia de la calibración con la de calibración subsiguiente tenga un valor dentro de la tolerancia especificada. Ejemplificando si se tiene una herramienta rayos gamma con una lectura con calibrador de 120 GAPI y después con la siguiente calibración se obtiene 125 GAPI, existe una diferencia de 5 GAPI. Si la tolerancia es de ± 9 , se está dentro del rango.

Los rangos de las tolerancias difieren de unas compañías a otras, de acuerdo a la sensibilidad de los transductores de las sondas en las herramientas de registros

4.2.8.1 Calibración maestra

Esta debe ser vigente, para ello debe verificarse la fecha para ver si no ha caducado o si existen nuevas actualizaciones. Si no es vigente podrá asumirse como una falla deliberada, ya que la mayoría de estos estándares las compañías de registros los definen y son controlados en taller (**tabla 4.5**).

H A L L I B U R T O N					TOLERANCIA
Clasificación	Principio	Patrón	Curvas	UNIDAD	Parametro de Medición
CORRELACIÓN	SP	Electrodos	SP	V	N/A
	GR	JIG de 4µcuries de Torio-232	GR	API	± 9 API
	NGT	JIG de 4µcuries de Torio-232	K	CP5	X
			Th	CPs	X
			U	CP5	X
			GR	API	± 9 API
RESISTIVIDAD	CONDUCCIÓN	Resistor interno LLD	PROFUNDA	ohmm	± 0.8 ohmm
		Resistor interno LLS	SOMERA	ohmm	± 0.8 ohmm
	INDUCCIÓN	Resistor interno	PROFUNDA	mmho/m	± 20 mmho/m
			MEDIA	mmho/m	± 0.20 mmho/m
			SOMERA	mmho/m	± 0.8 mmho/m
POROSIDAD	SONICO	Velocidad(casing check)	Δt_i	µseg/ft	57 ± 0.1 µseg/ft
	DENSIDAD	Bloque verificador de aluminio	DENSIDAD DE BULK (pb)	g/cm ³	± 0.015 gm/cm ³
			CORRECCION DENSIDAD (Δpb)	g/cm ³	± 0.015 gm/cm ³
			pe	g/cm ³	± 0.30 gm/cm ³
	NEUTRON		Ratio	adimensional	± 0.22
			Φ_n	pu	± 0.90
MECANICOS	CALIPÉR		CALIPER (1)	"	± 0.50 "
			CALIPER (2)-ECHADOS	"	± 0.25 "
	ECHADOS		INCLINOMETRO	º	± 10 mv
			MAGNETOMETROS	º	± 10 mv
			CALIPER	"	± 0.25 "

Tabla 4.5. Tolerancias de Halliburton para la Calibración Maestra (Reyes Hernández, 2012).

Las calibraciones deben estar ajustadas al parámetro de fábrica (calibrador) el cual debe venir anotado. De no ser así se reduce la fiabilidad de los datos recabados y las calibraciones antes y después. En ocasiones no se presentan parámetros o tolerancias para ciertas herramientas, ya que se ocupa el valor leído directamente y con este se trabaja en lo subsiguiente.

CN PRIMARY VERIFICATION SUMMARY

TOOL #:		2446XA 10481572		DATE/TIME PERFORMED:			Thu Jul 23 19:17:59 2009	
UNIT #:		3882TD HL6666		ICE BLOCK #:		NARANJ 8034NN		
	MEASURED	DEADTM	CORR	DTC	CORRECTION	DTC CORR	POROSITY	
	CPS	CPS		SSN/LSN	FACTOR	SSN/LSN	(pu)	
LSN	2033.48	2157.84						
SSN	4750.67	5249.53						
RATIO				2.45553	1.05214	2.60941		
CN							19.358	

Figura 4-1. Presentación Baker Huges neutrón, calibración MAESTRA (Reyes Hernández, 2012).

4.2.8.1.1 Especificaciones de desempeño

Es necesario entender las especificaciones de las herramientas para poder hacer un control de calidad. En ocasiones se dice poco de su desempeño y sólo se mencionan sus dimensiones y condiciones de operación como se muestra en la siguiente tabla 4.6.

Item	Unit	Specification
Minimum hole size	in	5 7/8
Pressure	kpsi	20
Temperature	°C	150
Length	ft	32
Sonde diameter	in	5
Total weight	lbf	1,200
Logging speed	ft/h	250 to 3,000
DOI	in	1.5 to 2.7

Little is said about how accurate the measurement is.

Figura 4-2. Especificaciones mostradas de una herramienta, sin exactitud (Theys, 2011).

Teniendo así poca información comparativa como la exactitud, que “mañosamente” pudo haber sido omitida, o en otro caso pueden encontrarse especificaciones iguales a otra herramienta lo que es muy poco probable, debiendo checar que no hayan sido copiadas.

Desde la planeación se debió haber limitado los objetivos y con estos poner mayor interés en el tipo de desempeño de la herramienta seleccionada,

entonces aquí deberá verificarse esto. En la **tabla 4.7** se muestran las especificaciones que hay que considerar para nuestros objetivos, para así dar prioridades, que de cumplirse se podrá aspirar a lograr los objetivos.

Prioridades:	Pozo exploratorio	Pozo en desarrollo	Capas delgadas	Pozo antiguo
Exactitud	5			
Repetitividad		4		
Reproducibilidad		4		
Resolución Vertical			5	
Profundidad de investigación	4	4	2	4

Tabla 4.6. Ejemplo de diferentes prioridades, para diferentes condiciones (modificado, Theys, 2011).

4.2.8.2 Calibración antes

Deben coincidir los valores de la calibración maestra y comprobar la diferencia con la calibración antes, verificando que esté dentro de la tolerancia, así como el tiempo (fig. 4-5).

CN BEFORE LOG VERIFICATION SUMMARY

TOOL #: 2446XA 10481572 DATE/TIME PERFORMED: Thu Jul 30 00:42:42 2009 DAYS SINCE CAL: 6

UNIT #: 5753XD 10453075 ICE BLOCK #: NARANJ 6034NN

	MEASURED CPS	DEADTM CPS	CORR SSN/LSN	DTC SSN/LSN	CORRECTION FACTOR	DTC CORR SSN/LSN	POROSITY (pu)
LSN	2048.83	2154.84					
SSN	4783.14	5284.79					
RATIO			2.44324	1.06214	2.59628		
CN						19.175	17.588 21.358

Figura 4-3. Presentación Baker Huges neutrón, calibración ANTES (Reyes Hernández, 2012).

CN AFTER LOG VERIFICATION SUMMARY

TOOL #: 2446XA 10481572 DATE/TIME PERFORMED: Fri Jul 31 01:25:56 2009 DAYS SINCE CAL: 7

UNIT #: 5753XD 10453075 ICE BLOCK #: NARANJ 6034NN

	MEASURED CPS	DEADTM CPS	CORR SSN/LSN	DTC SSN/LSN	CORRECTION FACTOR	DTC CORR SSN/LSN	POROSITY (pu)
LSN	2008.60	2108.18					
SSN	4737.51	5233.44					
RATIO			2.48245	1.06214	2.63811		
CN						19.758	17.178 21.178

Figura 4-4. Presentación Baker Huges neutrón calibración DESPUÉS (Reyes Hernández, 2012).

4.2.8.3 Calibración después

Se verifican los datos de la calibración antes y la diferencia con la calibración después, revisando que esté en tolerancia. En ocasiones es empleado otro rango de tolerancia con base en el parámetro que se midió y en función al tipo de JIG ó calibración (fig. 4-6).

4.2.8.4 Otras presentaciones

En ocasiones las compañías generan un resumen para una revisión aún más rápida con los valores más representativos, también se emplea el término aprobado o términos similares para indicar que la herramienta a pasado el chequeo satisfactoria o insatisfactoriamente y se han empleado gráficos para una lectura intuitiva sin dejar de agregar los valores (fig. 4-7), para no perder la capacidad de gestionar cuantitativamente.

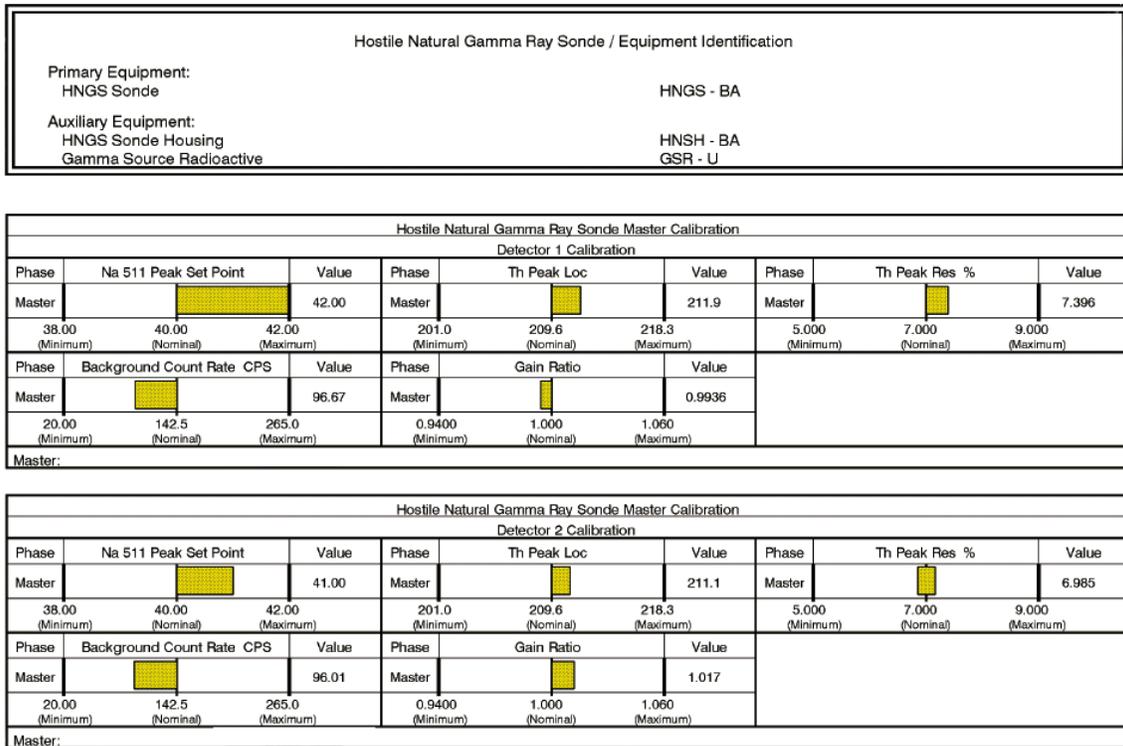


Figura 4-7. Calibración Maestra de la herramienta Rayos Gamma (Schlumberger, 2011).

4.3 Revisión de la calidad del registro

Algunas compañías han integrado formatos de controles de calidad, el cual es presentado en anexos o como parte final del registro, este es un gran paso a la validación de la calidad del registro. El formulario está diseñado para que el operador del registro califique su trabajo o su superior, en comparación con el que aquí se presenta que es para que tanto el operador, supervisor y/o cliente verifiquen la información generada.

Usualmente se opta por dividir en tres secciones: datos, presentación y curvas. A continuación se muestra la **tabla 4.10** como guía para desarrollar y hacer una revisión de la calidad del registro. Teniendo en cuenta lo que se ha mencionado a lo largo de este texto.

La **figura 4-8** muestra un control de calidad antiguo para la unidad computarizada CSU (Schlumberger) de 1981, donde cada característica tiene su propio porcentaje, para poder calificar cuantitativamente, dándole mayor utilidad, ya que podrá ser comparado bajo un mismo criterio y saber que registro es mejor que otro.

	Sin campos vacíos	Encabezado y Observaciones
Datos	Equipo	Especificaciones por herramienta
	Parámetros	Tabla con unidades y descripción
	Calibraciones	En tolerancia, hora y especificaciones
	Pozo	Diagrama: profundidad, <i>Kelly bushing</i> , ubicación...
	Herramientas	Diagrama: arreglos, <i>standoff</i> , diámetros...
Presentación	Contraste	Impresión o revelado
	Limpieza	Sin manchas
	Codificación de curvas	Color, estilo y etiquetas
	Pautado	Rango del registro
	Escala profundidad	Nivel adecuado
	Velocidad	Marcas periódicas (cuando menos 3 cada 50 m)
Curvas	Coherencia	Principio de medición.
	Tramo repetido	Precisión y Exactitud
	Curvas de control	Respetadas
	Ruido o variaciones anómalas	Impulsos aislados, indican una respuesta no formacional.
	Zonas anómalas	Indicadores/curvas de calidad, Sección repetida, ...

Tabla 4.7. Lista de aspectos a revisar para control de calidad de registros geofísicos de pozo.

4.4 Software

Los conceptos anteriores de revisión de calidad también deben transferirse al análisis de los archivos digitales y su *software*. Ya que estos no se les califica y están adoleciendo de información, aun cuando son capaces de incluir más información que los impresos.

Schlumberger		CSU Log Quality Control						
BASE/RIG	CUSTOMER	FIELD/WELL	DATE OF SURVEY	ENGINEER	DATE OF LOC			
WHEN QUALITY CHECK DOES NOT MEET STANDARD. WRITE DOWN THE FULL INDICATED PENALTY			LOG TYPE					
MAJOR INFORMATION	DIRECTLY AVAILABLE							
	INDIRECTLY AVAILABLE	15						
	PARTIALLY UNAVAILABLE	30						
	NOT AVAILABLE	50						
TECHNICAL	RECENT MASTER CALIBRATION ATTACHED	6						
	SONIC/SHOOT TABLES AND CAL BEFORE AND AFTER SURVEY ATTACHED	6						
	CALIBRATIONS ACCURATE	6						
	CORRECT CAL. FILE NO. SEQUENCE	6						
	REPEAT ATTACHED-REPEATABILITY	12						
	NOISE-SPURIOUS VARIATIONS	6						
	DUBIOUS SECTIONS REPEATED	10						
	RECORDING SPEED	6						
	DEPTH ACCURACY	12						
	CHOICE OF SCALES	3						
	AUXILIARY CURVE MISSING	15						
	REAL TIME FILM AVAILABLE	12						
	PRESENTATION	HEADING COMPLETENESS, REMARKS	12					
		SCALE IDENTIFICATION/INSERTS	6					
FILM EXPOSURE AND DEVELOPING		3						
TRACECODING, WEIGHT		3						
GRID LINES		3						
FILM, CURVE, LABELLING		3						
PRINT QUALITY	3							
LOG RATING = 100 - TOTAL POINTS								
SUPERVISOR'S NAME	DATE	SUPERVISOR RATING						
REMARKS								
FLIC RATING ATTACH COPY TO LOGS SENT TO FLIC								

White: With Logs, Yellow: Locn., Pink: Engineer.

Sole Trykkeri A/S

Figura 4.8. Formato para control de calidad de unidad CSU (Schlumberger, 1981).

4.4.1 Formatos

Desde la planeación debe haberse acordado el tipo de formato a emplear, para tener compatibilidad entre el software de adquisición con el software de procesamiento de datos para la interpretación. Si bien estos pueden ser aceptados no siempre logran ser totalmente compatibles con los programas de procesado, lo cual resulta en una carga parcial de los datos, teniendo el usuario que verificar que no haya habido omisiones de datos, dejando nuevas puertas para los errores. Los formatos más comúnmente usados son ASCII, LAS, LIS y DLIS.

El formato ASCII (*American Standard Code for Information Interchange*) requiere 7 bits en binario para representar un carácter, teniendo así una directa conversión del BCD (*Binary-Coded Decimal*). El código ASCII requiere de definir el número de columna o columnas de datos, que separador se emplea para separarlas, el número de dígitos para cada valor, etc.

Lo anterior derivó en la necesidad de estandarizar el formato para la industria de los registros y se creó la derivación basado en ASCII llamado formato LAS para darle una estructura definida a los archivos digitales. Algunos beneficios de este formato actualmente han pasado al olvido, ya que eran para sobrellevar las limitaciones de aquellas máquinas y unidades de almacenamiento de finales del siglo pasado.

Así se fueron depurando distintos formatos para acoplarse a la variedad de registros (LIS) y nuevos registros digitales (DLIS), con su posibilidad de utilizar trenes de onda o trazas sísmicas e imágenes (TIF) encapsuladas en estos archivos. Sin embargo los archivos LAS siguen siendo el estándar mayormente empleado en la grabación digital de información de registros geofísicos de pozos.

Debido a estas exigencias de escrituras es de donde se ha derivado la necesidad de ciertos mnemónicos y escritura informática para describir y poner nombre a los archivos. También que se observe en estos archivos digitales el valor -999.2500 ó cualquier otro definido como el cero, cuando no se obtuvo registro o hubo un error, como pueden ser saltos en las lecturas y este sea reconocido por el software para evitar tomar en cuenta estos sesgos de información.

Algunos ejemplos de formatos para registros especiales son: El formato DLIS empleado para trazas sísmicas, los VSP utilizan formato SEG-Y y los escáner ópticos requieren del formato de imagen TIFF⁹.

⁹ TIFF (*Tagged Image File Format*), antiguamente TIF debido a la convención "8.3".

4.4.2 Ventajas

Si bien la relación ventajas/desventajas de los registros impresos sobre el *film* es clara, lo mismo sucede con los archivos digitales que ofrecen una gamma mayor de posibilidades sobre todo en la manipulación de estos. Donde la ventaja principal del registro impreso es la posibilidad de visualización en escala del registro y en digital se requieren de mayores conocimientos para su manipulación.

Tenemos entonces que los registros impresos tienen un limitado espacio para presentar las curvas, por esta razón usualmente no se presentan las curvas completamente crudas sino ya reciben un tratamiento para superar ciertos problemas, que pudieran o no estar bien logrados, perdiendo así la posibilidad de observar dicho efecto. En cambio en los archivos digitales se pueden tener ambas curvas la corregida y la directa.

Las herramientas cuentan con docenas de receptores y transmisores las cuales son limitadas a presentar un resumen de estas o un promedio a presentar en el registro, con los archivos digitales pueden tenerse por separado cada una de estas curvas si la herramienta lo permite. Esto abarca a curvas como las de control de calidad y calibración de la herramienta.

La posibilidad de asignarle nombre a los registros muchas veces ya es derivado del archivo digital, debido que el registro impreso es una derivación del digital o en su caso la referencia a éste archivo con su ubicación informática. Teniendo una **codificación** para asignarle el nombre o en ocasiones seleccionar el nombre de una lista agregando sólo algunos caracteres (un nombre o número consecutivo) evitando que se repitan archivos por la conmutatividad de referencias y/o uso de abreviaturas, ejemplo: país-campo-pozo-número o pozo-letra-país-campo, etc.

La impresión aminora la posibilidad de la resolución ya que si se requiere hacer un acercamiento a la curva esta será limitado por la capacidad de impresión de la impresora y de la escala elegida, y no de la herramienta, sobre todo si esta es de alta resolución. O tener una escala impresa que no está acorde con los nuevos objetivos derivados del registro mismo. En los archivos digitales es posible presentar la escala deseada en la sección deseada, limitada por el tamaño del monitor.

El reto de la visualización de los registros digitales es la abstracción o familiarización al hacer cambios de escala, ya que esto puede crear confusión y percibir una mala calidad de una curva, cuando probablemente esto es apreciado así por una mala selección de escala.

En resumen la capacidad de agregar información, manejarla y presentarla es muy superior en archivos digitales y su resguardo resulta más sencillo pero debe

tener las mismas exigencias con sus respectivas adaptaciones que los registros impresos.

4.5 Inconsistencias

Si bien las compañías de servicios de registros presentan una cláusula de no responsabilidad por precisión de curvas, tipo de rocas y gastos resultantes de los mismos, sí hay una responsabilidad cuando no se presenta información necesaria, o se encuentran, malas prácticas lo cual es fácil de detectar pero no siempre es posible probar. Por ello el único documento que se tiene para demostrar esto es el registro, con base a este se puede demostrar las inconsistencias.

Estas son: velocidad del registro inadecuada, especificaciones superiores que las expresadas por el fabricante, falta de información (campos vacíos), daños a la integridad del registro, curvas anómalas sin sección repetida o sin comentar.

Y debieran ahora y cada vez con más interés tener énfasis en la información que porta el archivo digital, ya que comúnmente se encuentra menos información en éste que en el impreso, como encabezado incompleto, sin tramo repetido, arreglo de herramientas, equipo, calibraciones, curvas crudas y de control de calidad. Y todo aquello referente al registro que gracias al espacio digital actual ya no hay porque limitarse en la información ofrecida.

5 Verificación de la Calidad en las Curvas de los Registros Geofísicos de Pozo

Aquí se abordan las curvas de registro para poder verificar que éstas estén respondiendo de manera adecuada, siendo un paso ineludible para posteriormente poder interpretarlas. Enfocándonos en el comportamiento de las curvas desde el punto de vista de su calidad y no de la interpretación. Si la persona designada para realizar el control de calidad es el mismo intérprete, debe tener claro que debe dejar juicios previos, para analizar la calidad del registro a evaluar, ya que pudo haber pasado mucho tiempo analizando datos antiguos, generado ciertas expectativas, que deben ser apartadas en un primer momento al revisar datos nuevos. La gran aportación de un análisis de calidad para el intérprete o usuario final de los datos es que puede jerarquizar la información.

Si bien se puede realizar un control o validación de una interpretación, esto no es abordado en este texto, solamente se aborda la interpretación cualitativa para verificar la calidad de las curvas.

Por otra parte algunas curvas ya vienen corregidas por la misma herramienta (correcciones automáticas) o por el operador; en este caso se habla de que la curva tiene ya algún tratamiento, y no en el sentido de interpretación. Es preferible tener las curvas lo más "crudas" posible y que todo cambio pueda ser visto paulatinamente o en su defecto ver el estado de variación que guardan las curvas, para lo cual los indicadores de calidad también pueden proporcionar esta información.

Cuando se trabaja con curvas directas (datos crudos) debe de saberse el tipo de afectaciones ambientales que pueden presentarse, esto con ayuda de las observaciones del operador podrá conocerse de antemano que curvas estarán mayormente afectadas, como se muestra en la **tabla 5.1** y no juzgar fuera de contexto la calidad de las curvas.

Tabla 5.1. Correcciones ambientales de pozo.		
CARACTERÍSTICA:	EFFECTO:	OBSERVACIONES:
Diámetro de pozo	Diferente al diámetro de barrena	Afecta un mayor diámetro al GR, Resistividades y NPHI

	Desmoronamiento, hinchamiento	Se puede determinar la formación de enjarre y su espesor
Forma de pozo	Cavernoso	Mucha variación afecta a la RHOB
	Forma de "limón" (<i>break out</i>) y "ojo de llave"	Indica la dirección de esfuerzo mínimo
	Rugosidad y agujero en espiral	Genera mayor rotación de las herramientas. No permite buen contacto de los patines
Trayectoria del pozo	Profundidad aparente	Afectan los cambios de ángulo fuertes. Se debe obtener TVD y TVT
	"Pata de perro"	Afecta introducción de tubería y herramientas
Composición del lodo	Lodo base aceite	Reducirá la gama de registros que se pueden tomar
	Sólidos	Afecta a los registros de densidad
	Potasio	Afecta al GR
	Salinidad	Afecta mayor salinidad. Se debe corregir NPHI
	Barita (densidad del lodo)	Afecta al densidad (corrección automática de columna y costillas), a Pe y se debe corregir GR
Distribución del lodo	No homogénea	Aumentando la densidad en profundidad

	Invasión	Esta no tiene la misma forma en todo el pozo. Se debe corregir el SP En pozos muy desviados no es simétrica
Espesor de enjarre	Mayor a 1/2"	Afecta mayor espesor. Se debe corregir los Microregistros y NPHI
Espesor de capa	Resistividad de capas adyacentes	Afecta un mayor contraste con respecto a la capa estudiada
	Menor a 3 m	Afecta menor espesor. Se debe corregir el SP y Resistividades
Salinidad en la formación	Salinidad del agua de formación	Afecta mayor salinidad. Se debe corregir NPHI
Excentricidad (<i>stand off</i>)	Herramienta centrada o excentrada	Afecta la excentricidad. Se debe corregir NPHI y resistividades
Presión	Aumenta con la profundidad	Afecta mayor presión. Se debe corregir NPHI
Temperatura	Los gradientes siempre serán distintos para cada pozo	Afecta mayor temperatura. Se debe corregir NPHI
	El gradiente varía con la conductividad térmica de la roca	
Modificado de Theys, 2011.		

5.1 Comportamiento de las curvas

Actualmente se han empleado diversas formas de control y verificación de las curvas, en los registros desde el análisis del **comportamiento**; aquí se emplea dicho término como la manera en que varía la curva con base en la fuente o naturaleza de la medición, que aquí se procura describir.

Para observar la calidad de las curvas se debe verificar en una escala de detalle de 1:200.

El razonamiento anterior abarca a las **curvas directas y derivadas** (calculadas, corregidas y filtradas) las cuales tendrán comportamientos distintos debido a su génesis. Las calculadas podrán aparentar tener mayor resolución, las corregidas no deberán distar mucho de la directa y disminuirán sus dispersiones o picos y las filtradas acentuarán los objetivos (altas o bajas frecuencias, cambios de capas, etc.). En la **figura 5-1**, podemos observar un registro de espectroscopía de rayos gamma sintético, al lado a) se le aplicó un filtro sencillo "mínima cuadratura" y al b) un filtro adaptado el cual reduce demasiado las variaciones.

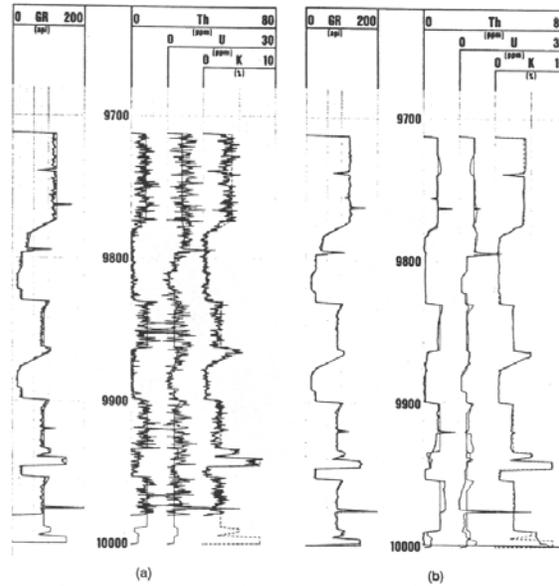


Figura 5-1. Uso de filtros en registro GR (Thevs. 1999).

Por otra parte tenemos que las curvas al ser afectadas por los efectos ambientales tienen ciertos rangos de funcionamiento adecuado para proporcionar datos confiables, para que las correcciones puedan aplicarse como se muestra en la **tabla 5.2**, ocupando dicha tabla también como un control de calidad.

Tabla 5.2. Rangos de Correcciones Ambientales (* Schlumberger).

Registro	Afectaciones	No afecta	Se puede corregir	No se puede corregir	
Cáliper	-	No presenta correcciones			
Correlación	SP	h [m]	> 10	1 ≤ h ≤ 10	< 1
		di [in]	< 10	10 ≤ di ≤ 100	> 100

	GR	Wm [lb/gal]	< 9	$9 \leq Wm \leq 20$	> 20
		dh - ds [in]	≈ 0	$0 \leq dh - ds \leq 5$	> 5
Resistividad	Micro	hmc [in]	≈ 0	$0 < hmc \leq 1$	> 1
	Macro conducción	h [m]	> 30	$1 \leq h \leq 30$	< 1
		dh [in]	< 6	$6 \leq dh \leq 30$	> 30
	Macro inducción	h [m]	> 8	$1.2 \leq h \leq 8$	< 1.2
		dh [in]	< 4	$4 \leq dh \leq 20$	> 20
	Porosidad	Sónico	-	No presenta correcciones	
Densidad		$\rho_{form} - Wm$ [gr/cc]	-	$2.2 \leq pf \leq 2.6$	$2.2 > pf > 2.6$
		dh [in]	< 9	$9 \leq dh \leq 15$	> 15
Neutrón		dh [in]	= 8	$4 \leq dh \leq 24$	> 24
		hmc [in]	= 0	$0 < hmc \leq 1$	> 1
		S.H. [kppm]	= 0	$0 \leq S.H. \leq 250$	> 250
		Wm [lb/gal]	≈ 8	$8 \leq Wm \leq 18$	> 18
		Ti [°F]	= 75	$50 \leq Ti \leq 300$	> 300*
		P [kpsi]	= 0	$0 \leq P \leq 25$	> 25*
		S.F. [kppm]	= 0	$0 \leq S.F. \leq 250$	> 250
NOTAS: Para nuevas tecnologías como Resonancia Magnética no se revisaron sus afectaciones.					
* Hay modelos de herramientas como los de "Hostile Enviroments" o cartucho como "Dewar Flask" que permiten mayores temperaturas y presiones.					
S.H.: salinidad en el pozo.					
S.F.: salinidad en la formación.					

Para detectar si las deflexiones de la curva son debidas a la formación estas deben ser comparadas con las otras, si estas también están respondiendo a los mismo impulsos entonces las **deflexiones** si son **formacionales**; en cambio si esta presenta un impulso y las demás curvas no, se asume que la respuesta a este no es debido a la formación.

Estos impulsos aislados o **comportamientos indeseados** pueden ser debidos a la operación, instrumentación o producto del ambiente de pozo. A continuación se presentan ejemplos de cada aspecto:

Es de **operación** el hecho de que el registro presente atorones¹⁰, lo cual puede deberse a una **perforación deficiente** y derrumbes en ciertos intervalos, en estos casos lo que debe hacer el operador es tratar de atenuar estos tirones bajando la velocidad del registro y si la herramienta lo permite disminuir la presión de los patines (centralizadores/excentralizadores) con la pared del pozo.

En el caso del **ambiente de pozo** es aquella información registrada que no es de interés y por lo tanto se clasifica como "ruido", un caso muy claro de este hecho es la comparación de la curva cáliper contra las demás curvas.

Para el caso de la **instrumentación** lo cual es debido a la herramienta, como el caso de salto de ciclo (registro sónico) este en particular sí se puede observar en la curva misma pero en otros casos no, donde para tales circunstancias se han desarrollado curvas de control de calidad e indicadores ya que muchas de estas inconsistencias pueden darse sin ser percibidas claramente en las curvas.

¹⁰ En registros el tirón es cuando la sonda es obstaculizada (detenida) y después liberada; generando un alto, seguido de un resorteo en la sonda.

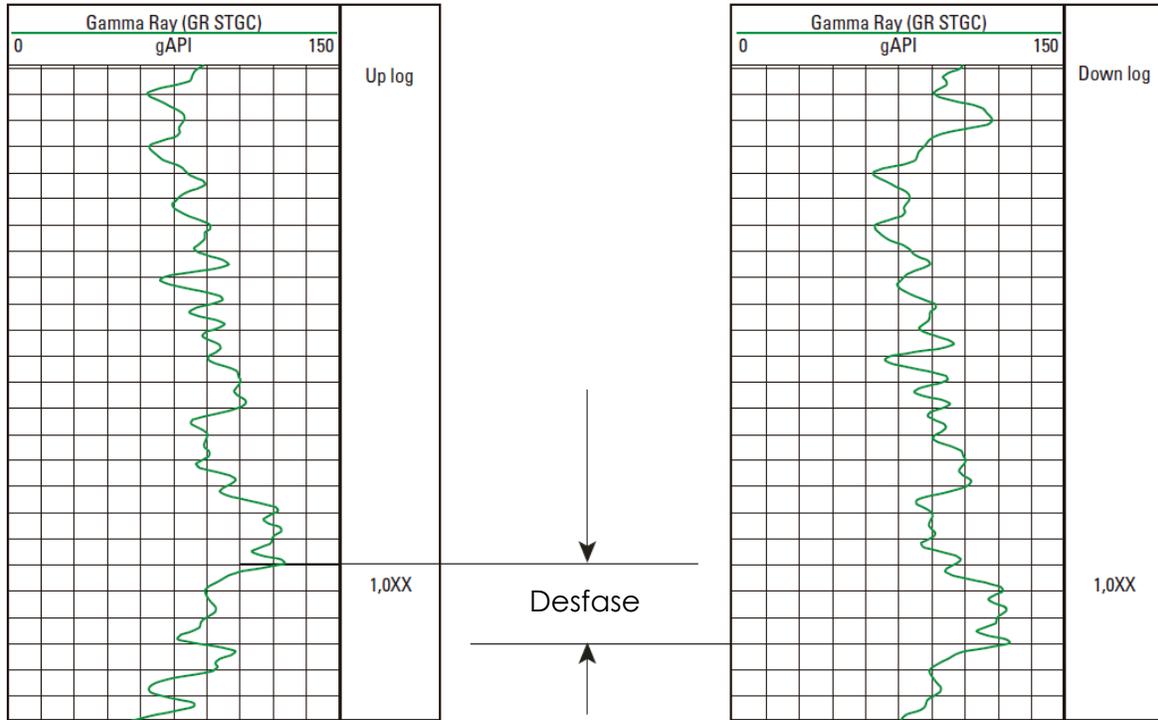


Figura 5-2. Desfase en profundidad (modificado de Schlumberger, 2011).

Por otra parte cuando se han tomado las curvas en diferentes corridas o se han tenido cambios drásticos en la tensión del cable o deslizamiento de este no detectado, las deflexiones de las **curvas del registro se desfasan** en profundidad (fig. 5-2), entonces deberá verificarse que las curvas midan lo mismo y que en el fondo del pozo también presente el desfase, ya que con respecto al fondo del pozo se corregirán. Si el desfase es producto de cambios abruptos en la tensión entonces la calidad de estas curvas será pobre, ya que aumentará la incertidumbre tanto de profundidad, como de la medición de formación.

5.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Curvas convencionales como la de tensión y cáliper son utilizadas como curvas de control de calidad (*quality curves*) para todas las curvas de registros. La curva de tensión es la más empleada debido a que ofrece la posibilidad de corroborar el movimiento de la herramienta (sin atorones y tirones o resorteos), esto combinado con las marcas de velocidad ofrecen certidumbre en la operación del registro. Se debe verificar que la variación de las curvas no corresponda a los cambios en la tensión (atorones). La de cáliper da la posibilidad de ver si el "ruido" en la curva es debido a la lejanía del transductor con la pared del pozo; también se debe verificar que las variaciones en las curvas de registro no coincidan con los cambios bruscos en el diámetro del pozo.

5.2.1 Cáliper

Dependiendo del tipo de herramienta se tendrán medidas de mejor calidad ya que un cáliper de tres brazos puede ser más difícil de analizar, por ello si se tienen diferentes mediciones de

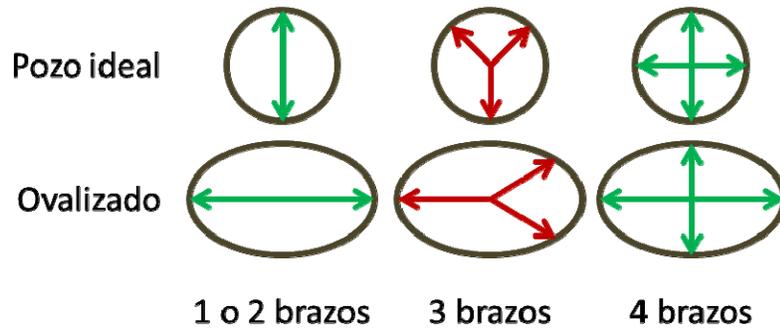


Figura 5-3. Acomodo de los brazos del Cáliper en el plano horizontal.

diámetro de pozo con diferentes herramientas se debe escoger la que arroje mayor veracidad, como lo es un cáliper de 6 o 4 brazos, aun un cáliper de 1 o 2 brazos tendrá mejor resolución que el de tres debido a la ovalización del pozo (*break out*) y rugosidad (fig. 5-3). Esta medida es preferible que esté graficada con el diámetro de la barrena (*bit size*).

5.2.2 Tensión

La curva de **tensión** es de suma importancia para todas las curvas ya que aquí se podrá ver si los comportamientos anómalos son debidos a tirones o al mal funcionamiento de la herramienta. Como se aprecia en la figura 5-4 donde debido al arreglo se puede ver como la tensión afecta a diferentes curvas a diferentes profundidades lo cual con ayuda del [diagrama de sonda](#) se podrá determinar adecuadamente. La curva de tensión es sensible a los efectos de presión, temperatura y peso. Afectando la elongación, encogimiento y deslizamiento del cable, la rotación de la herramienta durante el registro afecta la tensión así como la igualmente fricción, deslizamiento de la herramienta respecto de la pared y tortuosidad del pozo.

Estos efectos suelen dividirse en **estáticos y dinámicos**. Cuando las afectaciones suceden sin que la herramienta este en movimiento se observan los efectos estáticos (efectos hidrostáticos, temperatura, presión, etc.) y cuando se pone en movimiento y se detectan otras contribuciones en las lecturas las cuales son nombrados efectos dinámicos (algunos de los ejemplos anteriores varían al cambiar la temperatura).

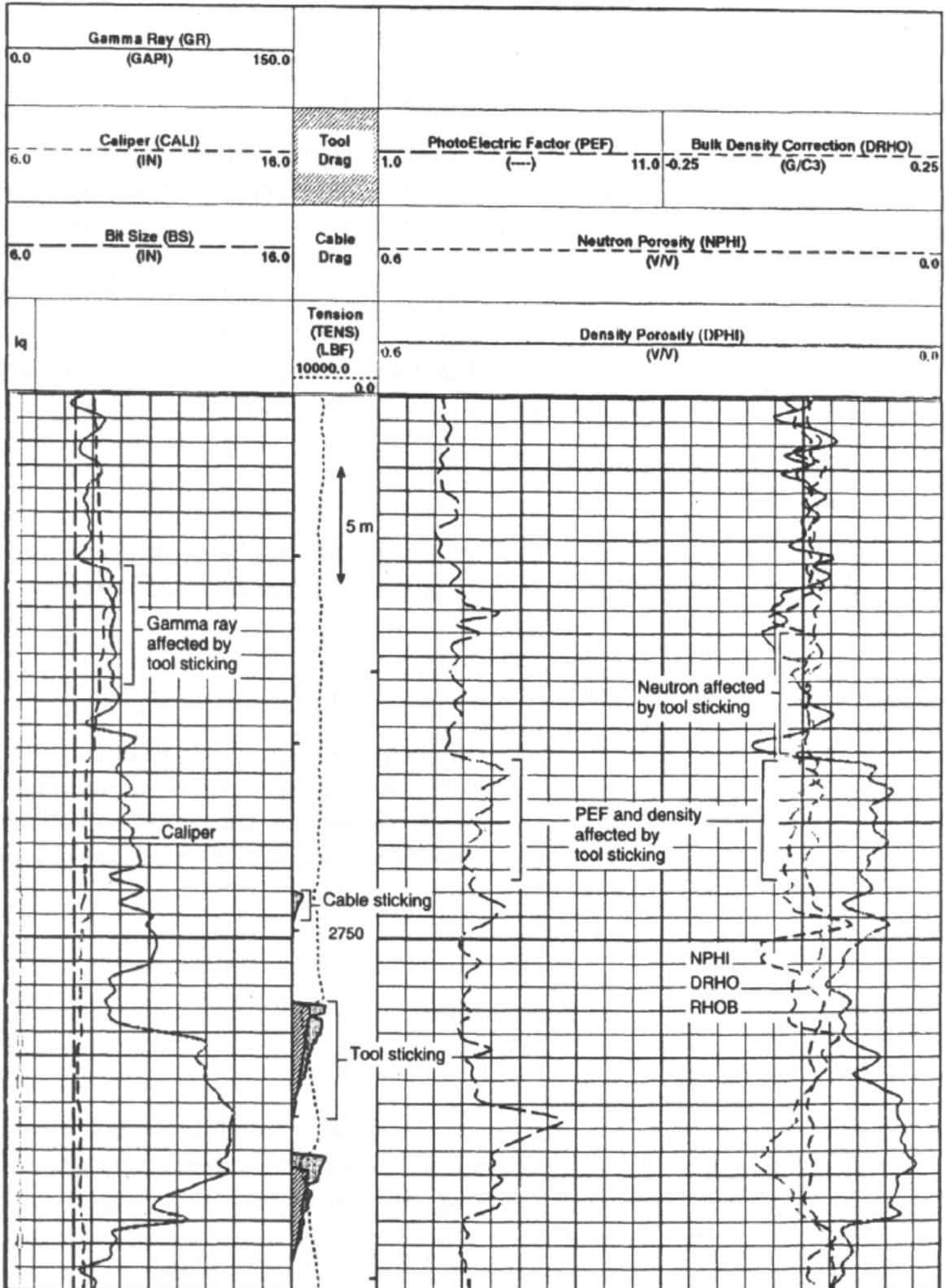


Figura 5-4. Efecto de tirón en las curvas de registros (Theys, 1999).

Principalmente los efectos dinámicos tienen que ver con la interacción de la herramienta con el pozo y/o la forma del pozo. Efectos reconocidos ampliamente es el efecto "yoyo" y "atorar y soltar" (*stick & slip*). El efecto "yoyo" puede ser causado por la diferencia de tensión entre el cable y los patines que tienen contacto con la pared del pozo (fig. 5-5) o por la variación del diámetro del pozo (fig. 5-6); "atorar y soltar" (fig. 5-7) sucede cuando la pared del pozo (posiblemente debido al enjarre o lodo) esta "pegajosa" lo cual no detiene por completo la herramienta, pero almacena tensión que al alcanzar el umbral ocurre un deslizamiento abrupto, este efecto es más grave ya que al deslizar de esta manera la herramienta se pueden alcanzar velocidades de sonda de 2 a 5 veces mayor a la que se está empleando, generando un gran peligro en la toma de registro y una baja calidad de las curvas sobre todo en las que se requiere baja velocidad (alta resolución).

En cuanto a la profundidad, a una profundidad de 3'050[m] se puede tener una diferencia de 0.6 [m] en el efecto yoyo mientras que en *stick & slip* hasta 12 [m]. Este tipo de situaciones pueden ser prevenidas con los mencionados controles de

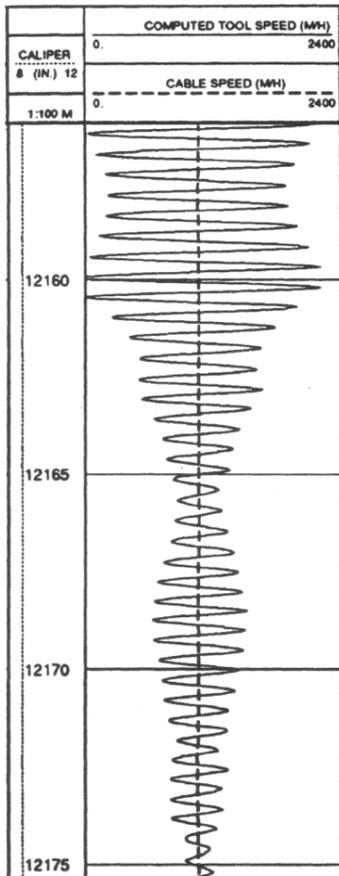


Figura 5-5. Efecto "yoyo" en la velocidad de la herramienta (Theys, 1999).

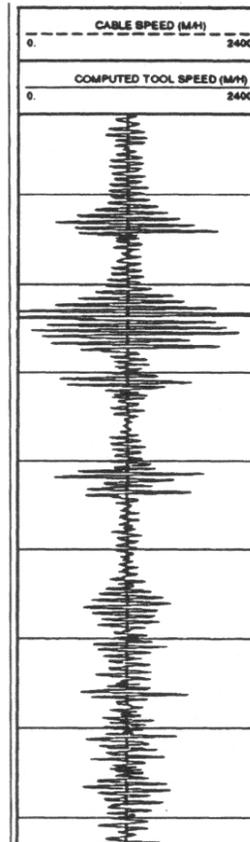


Figura 5-6. Efecto "yoyo" debido a variaciones en el diámetro de pozo. (Theys, 1999).

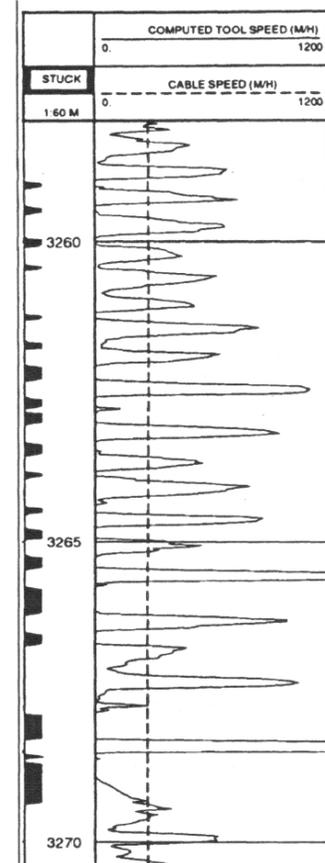


Figura 5-7. Efecto "Stick & Slip" (Theys, 1999).

profundidad (Cap. 3.2.4).

5.2.3 Rapidez y aceleración

Como ya se mencionó en los capítulos anteriores cada tipo de registros se deben correr a **velocidades específicas**. El efecto de medir una curva a una velocidad mayor a la recomendada, será la pérdida de resolución vertical, es decir, la curva aparecerá como promediada. Para controlar más minuciosamente la velocidad también pueden generarse curvas de velocidad y aceleración. En la **figura 5-8** en

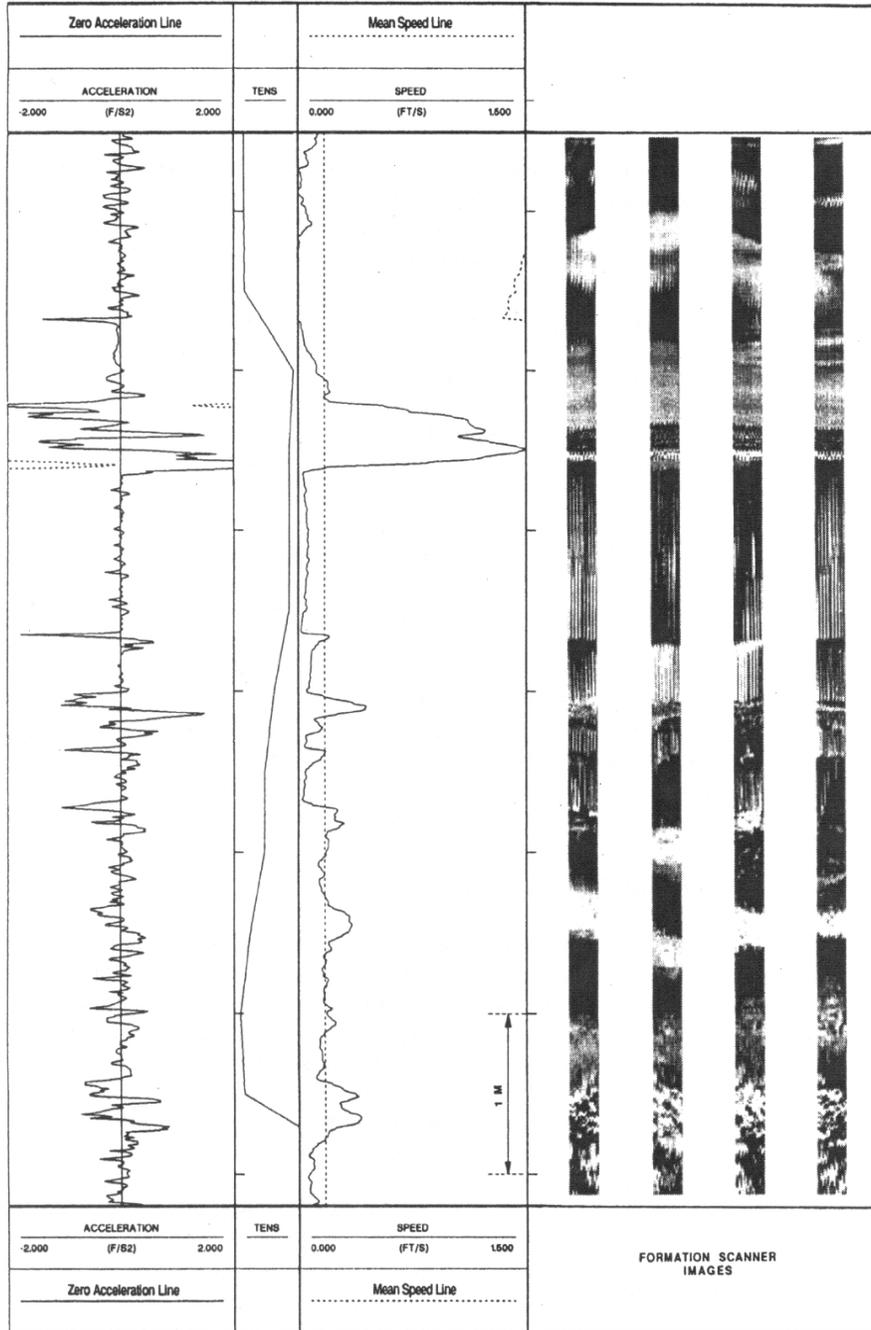


Figura 5-8. Efectos de aceleración, tensión y velocidad en registros de imágenes de pozo (Thevs. 1999).

el primer carril se muestra la aceleración en el segundo carril la tensión, en el tercero la velocidad y en el cuarto un registro de imagen.

Otras curvas como $\Delta \rho_b$ son graficadas exclusivamente para verificar la confiabilidad de los datos, en este caso de la densidad medida (ρ_b), la cual indica la corrección automática por enjarre. Otras verificaciones pueden ser métodos estadísticos como los histogramas para ver la distribución de los datos.

5.2.4 Factores que aminoran la calidad de las curvas

Pueden ser debido a la **magnetización**, la cual puede estar dada por el carrete y/o el cable generando un ruido de baja amplitud y frecuencia específica que se llega a superponer a la señal afectando principalmente al **potencial natural**. Siendo necesario poner a tierra el carrete o cable, en otros casos es necesario desmagnetizarlos por separado.

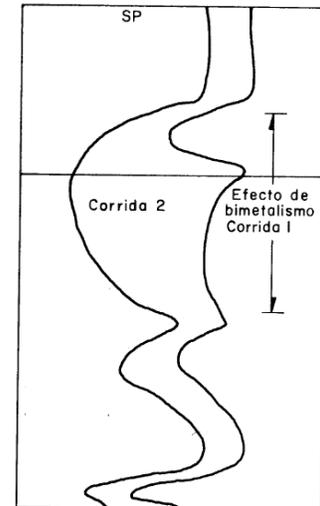


Figura 5-9. Efecto de bimetalismo (HILCHIE, 1978).

En otros casos ciertos componentes pueden no estar debidamente aislados y al estar en presencia de un medio conductor como un fluido electrolítico, generan una corriente directa, este fenómeno llamado **bimetalismo** afecta la señales principalmente de los registros de inducción y sónico (**fig. 5-9**).

El comportamiento de las curvas de registros pueden ser verificados, pero para mejorar este monitoreo y se tenga constancia de la validación se han diseñado indicadores para el **control de calidad**, divididos esencialmente en: efectos formacionales (mediciones en la roca), efectos instrumentales de la herramienta (ejem. error de diodos en el registro de inducción), efectos ambientales debidos a la perforación (**Tabla 5.1**), efectos de operación por la adquisición (ejems. la tensión, salto de ciclo en registro sónico por error del operador), errores y ruido (ejems. bimetalismo y magnetización del cable o tubería de revestimiento).

En este sentido muchas compañías generaron indicadores, Schlumberger por su parte generó la decodificación "*stripes*" que consta de líneas de colores como se aprecia en la **figura 5-10** donde cada línea representa diferentes anomalías: verde para ambiente de pozo, magenta para la herramienta y azul para otros factores. Cuando se presenta alguna anomalía esta también se rotula, para dar una explicación.

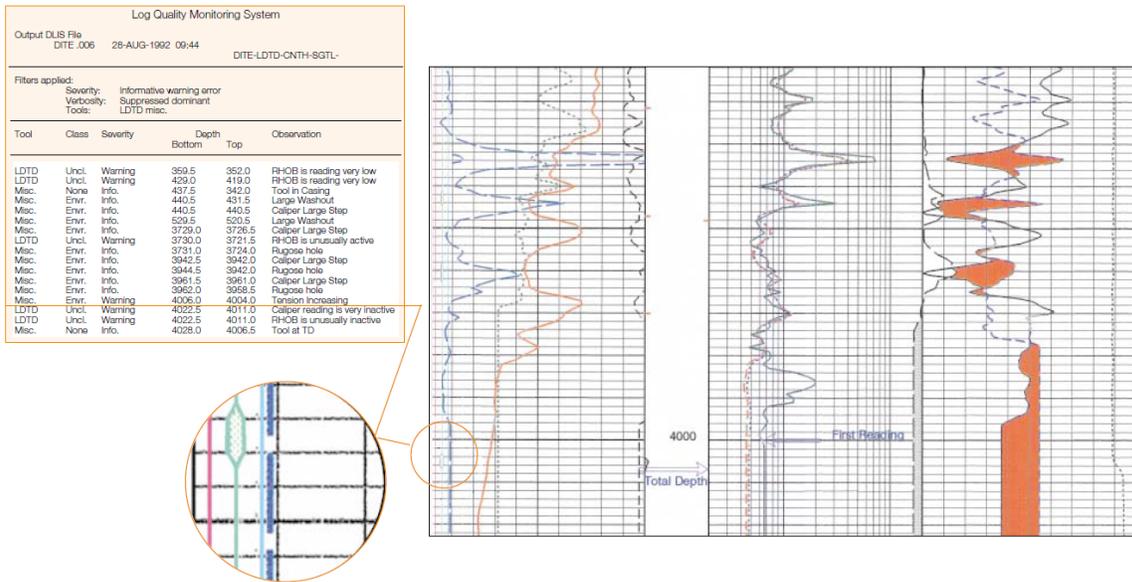


Figura 5-10. Codificación de "stripes" (Quality, 1993).

Teniendo ahora gran diversidad de **indicadores** como banderas, iconos y/o carriles exclusivos para estas curvas y sus indicadores, como se verá más adelante. Estos indicadores no sólo nos pueden indicar la calidad que guardan los datos sino también saber qué tipo de manipulación o tratamiento han sufrido, para poder apreciar mejor las curvas, y al ser grafico es más fácil la revisión.

5.3 Normalización

Cuando varias compañías toman los registros o con diferentes modelos de herramientas, normalmente tienen diferente sensibilidad. Las curvas obtenidas tendrán diferentes deflexiones para las mismas formaciones, por lo que deben ser normalizadas para poder ser correlacionadas. Para lograr la normalización se emplean histogramas (para una sola curva) o gráficas cruzadas (crossplots, para dos o más curvas) en los cuales se puede ver claramente en qué proporción se debe modificar la sensibilidad, tomando como base una curva o pozo que tenga la mejor calidad en las mediciones.

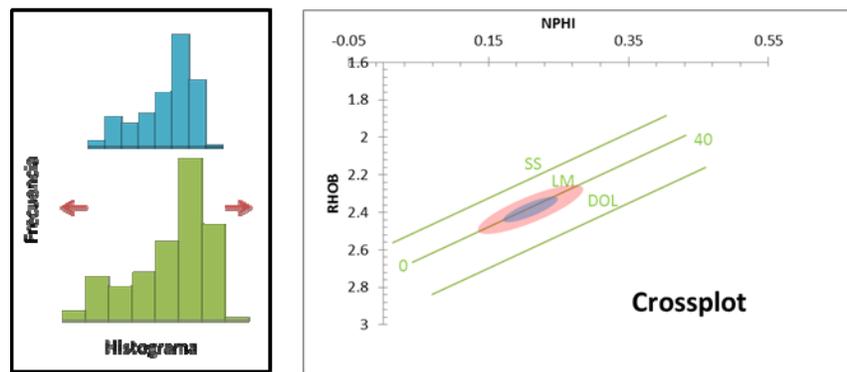


Figura 5-11. Esquema de normalización con histogramas y crossplot.

La **figura 5-11** muestra de manera resumida un ejemplo de normalización, que busca ampliar o reducir el histograma o área del crossplot en cuestión, para hacerla coincidir en sensibilidad con la deseada, tomando como base una curva o pozo que tenga la mejor calidad.

En la **figura 5-12** se muestran 3 curvas (continuas) de diferentes herramientas o pozos, las cuales son normalizadas respecto a la central (punteado con su color de origen). A la derecha observamos el histograma empleado para dicho propósito en el cual se observan sus diferentes frecuencias y desplazamientos.

5.4 Curvas por principio de medición

Se tienen: **a) curvas Medidas**, con las propiedades físicas medidas directamente por los sensores de las sondas en las herramientas de registros geofísicos de pozos, **b) curvas e indicadores de Control de Calidad**, para verificar la calidad de los datos medidos, **c) curvas Calculadas**, obtenidas mediante fórmulas a partir de curvas medidas. Las curvas procesadas e interpretadas ya no se están incluyendo en este trabajo.

Aquí se emplean términos cualitativos (principalmente) y cuantitativos con el fin de describir las curvas, como es el caso del comportamiento de la curva.

La repetitividad de la curva se refiere principalmente a si ésta es capaz de

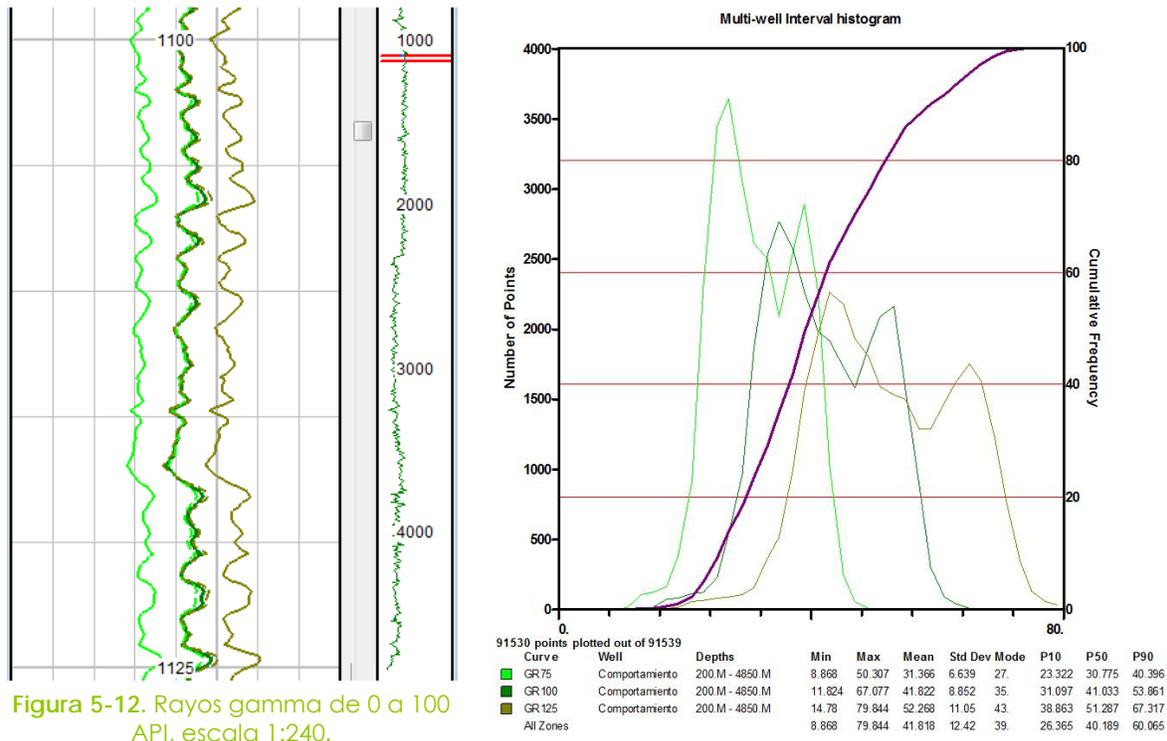


Figura 5-12. Rayos gamma de 0 a 100 API, escala 1:240.

utilizarse para correlación y de que depende ello; en otros casos se procura

mostrar el nivel de precisión que logra dicha curva.

Las curvas por lo general presentan siempre una pendiente negativa (en el formato descrito) debido a los cambios de presión y temperatura a lo largo del pozo, lo cual es referido como aquí como **deriva** de la curva donde se comentan sus causas. Además de la deriva de la herramienta en caso de ser evidente.

El ruido es indicado aquí como la parte de la señal que no es de interés y por tanto que se desea evitar a fin de visualizar la característica lo más claramente posible.

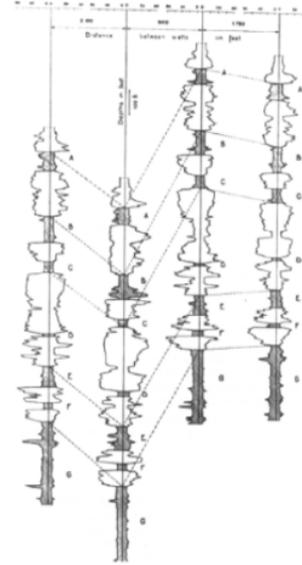


Figura 5-13. Correlación (Theys, 2011).

5.4.1 Correlación

En este grupo de registros se incluyen Potencial Natural (SP), Rayos Gamma Naturales (GR) y Espectroscopia de Rayos Gamma Naturales (NGS). Como su nombre lo indica estas curvas sirven para hacer correlaciones ya sea en el mismo pozo o entre varios pozos (**fig. 5-13**)

5.4.1.1 Potencial Natural

5.4.1.1.1 Curvas medidas

Este registro **presenta** una curva de diferencia de voltaje en el pozo en miliVolts [mV]. La escala puede ser absoluta o relativa (mV por división), pero en ambos casos es mejor medir el SP a partir de la línea base de lutitas.

El **comportamiento** de la curva de SP tiene variaciones suaves, normalmente se observa claramente el límite de la línea base de lutitas y en muchos casos de la línea base de arenas.

Para observar la calidad de la curva de SP, se debe ver las deflexiones de la curva; es decir una curva que no tiene variación en un gran intervalo, normalmente no es debido a que sea una formación homogénea, sino que no se está generando una diferencia de voltaje. Por lo que se deben observar claramente las líneas bases de lutitas y arenas (**fig. 5-14**).

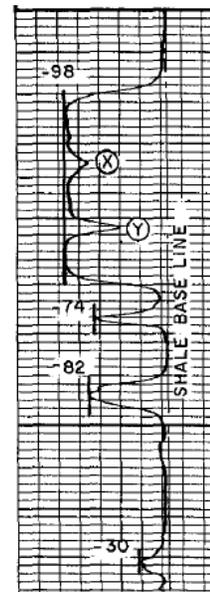


Figura 5-14. Línea base de Lutitas (Bassiouni, 1994).

Otra forma de verificar que el SP está respondiendo es con la curva de Rayos Gamma naturales, revisando que las curvas tengan el mismo comportamiento (se sigan) en la mayoría de las capas, sólo siendo diferentes en los casos de: formaciones permeables con Uranio (**fig. 5-15**), materia orgánica o tobas ígneas, cuando el SP responde al tamaño del grano y cuando el SP se hace positivo.

La curva de SP **repite** muy bien, salvo en algunas excepciones como diferencias debidas al cambio de la resistividad del filtrado del lodo (Rmf) para diferentes corridas (**fig. 5-16**) o pozos cercanos. Dichas diferencias pueden ser apreciadas como atenuación o amplificación en la sensibilidad de la curva.

Cuando el lodo es muy salado o simplemente cuando $R_{mf} \approx R_w$, la curva no responde adecuadamente quedando inservible esto podría considerarse como una inconsistencia ya que la curva de SP no será de utilidad (**fig. 5-17**).

Efectos ambientales tales como el cambio de polaridad del potencial, debido a un cambio en el contraste entre la resistividad del filtrado de lodo (Rmf), haciéndose menor a la resistividad del agua de formación (Rw), desplazando positivamente a la curva.

La **tendencia** presentada en la línea base de lutitas es normal, mientras ésta sea gradual, normalmente aumentando con la profundidad (pendiente negativa). Sin embargo la mayoría de los programas tratan de compensar este efecto y por ello se tienen curvas sin tendencia. Así la línea base de lutitas de ser indicada deberá obedecer a secciones de lutitas y no a las intercalaciones de lentes.

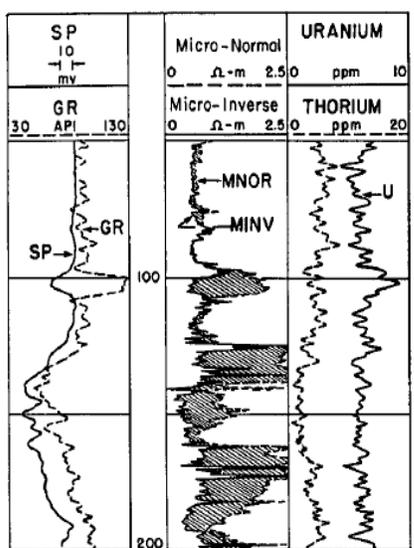


Figura 5-15. comparación de SP y GR (Bassiouni, 1994).

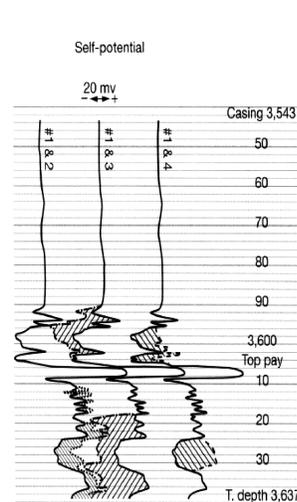


Figura 5-16. Lecturas del mismo pozo en procesos distintos (modificado de Theys, 2011).

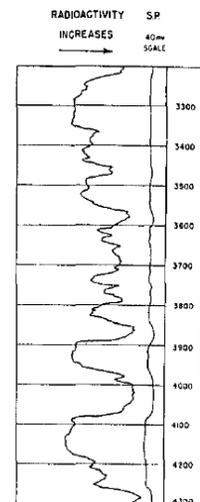


Figura 5-17. SP Inservible. (Bassiouni, 1994).

El **ruido** que pudiera presentarse en las curvas de potencial natural, pueden ser debidas a diversos factores como lo son el magnetismo, bimetalismo, corrientes telúricas y/o cualquier otra "interferencia" eléctrica. Magnetismo que se visualiza en la curva como cierta ondulación periódica (**fig. 5-18**).

Los efectos de bimetalismo¹¹ pueden estar presentes cuando no se tiene un aislado correcto de los componentes, lo cual es apreciado como una superposición de potencial de corriente continua a la curva. Las corrientes telúricas ocasionadas por el Sol y las auroras boreales, son observadas como derivas aleatorias lentas, para corregir esto el operador pudo haber efectuado un registro de potencial espontaneo diferencial de retorno de fondo de pozo (SP Sparc).

Ruidos aleatorios pueden ser generados por la mala ubicación del electrodo de superficie y por diversas fuentes como soldaduras eléctricas, generadores, malas conexiones a tierra o cualquier otra anomalía eléctrica. Muchas de ellas reflejadas como picos en la curva.

5.4.1.1.2 Curvas de control de calidad

En este registro no se tiene una curva de control de calidad exclusiva.

En este registro no se tienen **curvas calculadas**. Solo en el caso de llevar una cubierta protectora se llega a colocar la curva medida y la curva corregida por la funda protectora.

5.4.1.2 *Rayos Gamma Naturales y de Espectroscopia*

5.4.1.2.1 Curvas Medidas

El registro de rayos gamma naturales (GR) **presenta** una curva GR en unidades API; adicionalmente el registro de espectroscopia de rayos gamma naturales presenta las concentraciones radiactivas de los elementos Torio (en ppm), Uranio [ppm] y Potasio [%], teniendo así cuatro curvas en vez de una.

Respecto al **comportamiento** de la herramienta si va centrada presentará un decremento en su medición, derivado de las bajas tasas de conteo debido a las

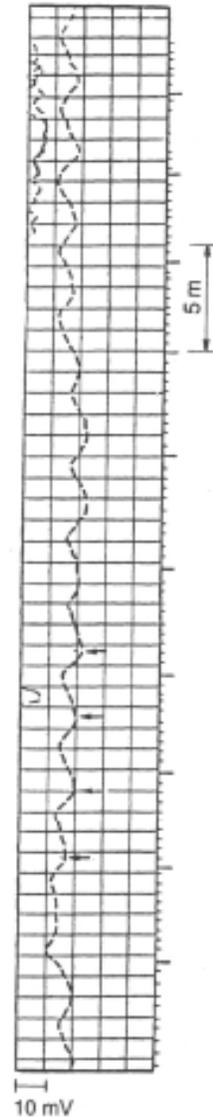


Figura 5-18.
Magnetismo en
la curva SP (Theys,
1999).

¹¹ Diferentes metales en solución electrolítica

afectaciones ambientales por el lodo que detiene los rayos gamma, por lo tanto tendrá mayores valores una curva tomada con la herramienta excentrada.

Si se cuenta con la curva SP esta puede ser comparada con la curva GR para encontrar semejanzas (se siguen), sobre todo en las zonas con lutitas; pero debido a la naturaleza de la medición, la curva GR presenta un comportamiento más errático debido a sus variaciones estadísticas y pérdida de coincidencia en capas radiactivas (tobas ígneas, con alto contenido de materia orgánica), además de tener menor resolución que el SP (fig. 5-19).

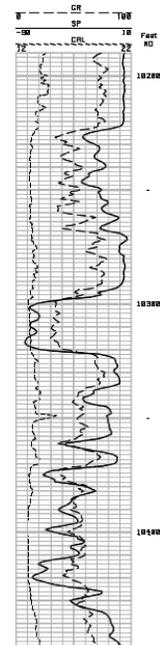


Figura 5-19. Registros GR y SP (Bassiouni, 1994).

En ocasiones la curva GR es corregida por Uranio (curva CGR), la cual no debe ser negativa, ni mayor a la de GR totales. Del mismo modo también se llega a corregir dicha curva por ambiente de pozo y se presentan ambas para ver cualquier disparidad, ya que deben ir siguiéndose (fig. 5-20).

En el tramo **repetido** habrá pequeñas diferencias debido a las

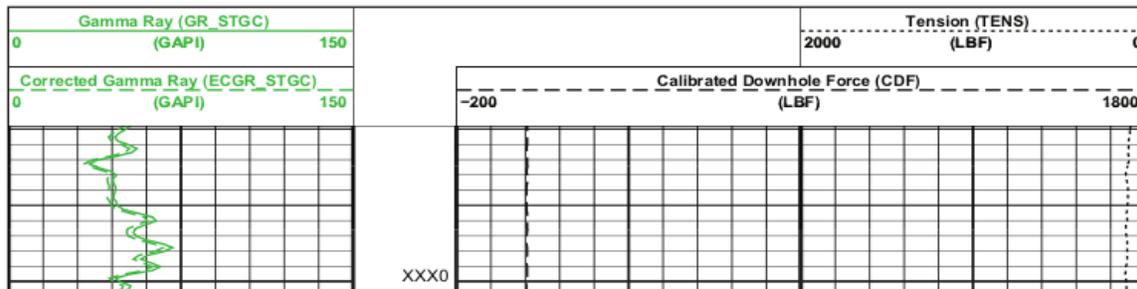


Figura 5-20. Presentación estándar de un registro de Rayos Gamma (Schlumberger, 2011).

variaciones estadísticas. Si se cuenta con otras corridas o curvas GR de pozos cercanos, estas pueden emplearse para verificar repetibilidad y comportamiento.

Es claro que cuando un registro es tomado a mayor velocidad, su curva se ve atenuada en su resolución, esto resulta ser muy evidente en la curva GR como lo podemos apreciar en la figura 5-21 donde vemos una medición a 720 ft/h (izquierda) y otra a 2'700 ft/h (derecha).

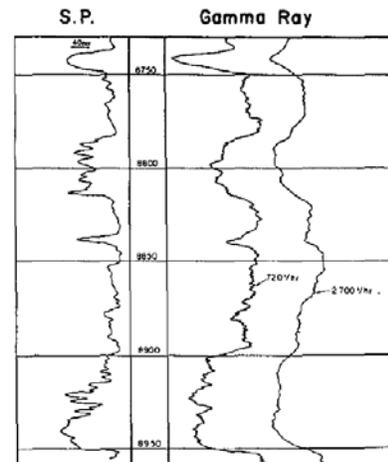


Figura 5-21. Mayor velocidad menor resolución (Bassiouni, 1994).

pendiente negativa de la línea base con la profundidad.

La curva GR no presenta **ruido** y no debe confundirse con las variaciones estadísticas.

5.4.1.2.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Se pueden emplear diversos cálculos para ponderar la calidad de la curva GR como curva corregida por concentración de Uranio (CGR), además de ciertos filtros para reducir el efecto de variaciones estadísticas, curvas o indicadores para ver el nivel del error, el ruido, la desviación estándar, etc. como se ilustra en la **figura 5-22**.

5.4.2 **Resistividad**

Estos registros se dividen en principio de generación de corriente en la formación (conducción e inducción) principalmente debido a las exigencias de los lodos.

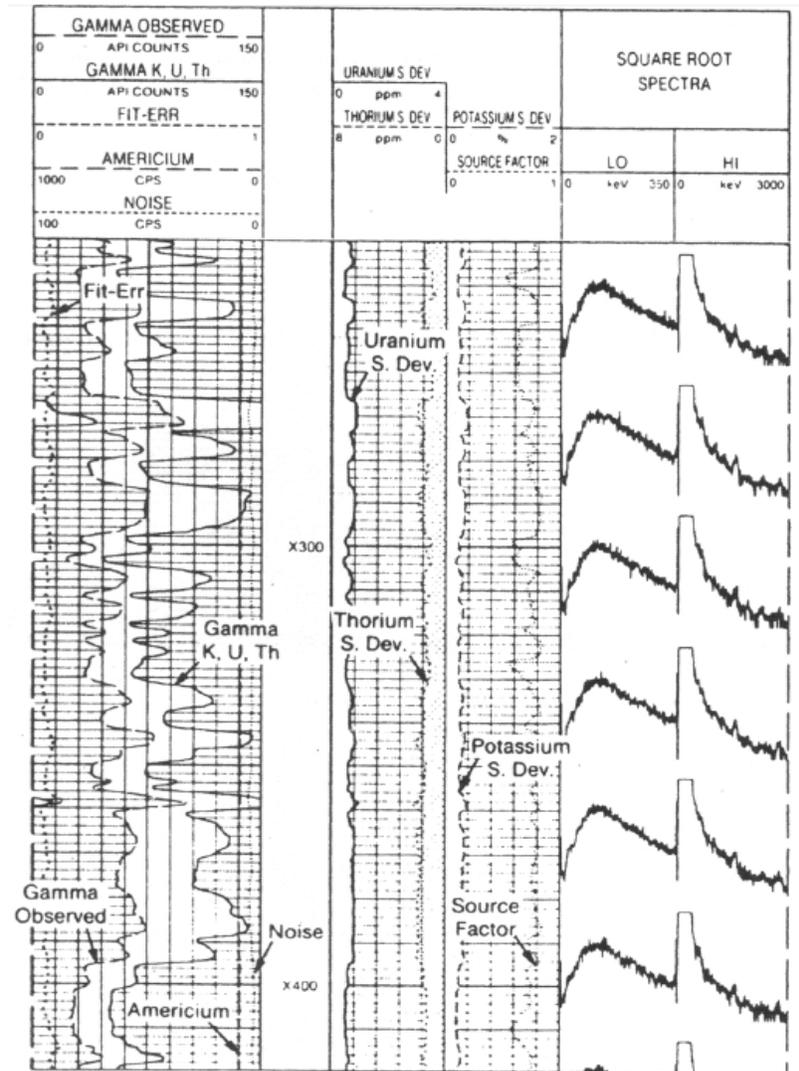


Figura 5-22. Espectroscopía de Rayos Gamma (Theys, 1999).

Donde a su vez se dividen en profundidad de investigación somera, media y profunda, a su vez se tienen las herramientas enfocadas para una mejor detección de capas y los no enfocados con menor resolución.

Todas las curvas de resistividad se **presentan** en escala y pautado logarítmico de 0.2 a 2000 [$\Omega \cdot m$], debido al amplio rango de resistividades y para una mejor apreciación de contrastes de resistividades. Por esta razón el comportamiento de la curva se aprecia de una forma "suave".

5.4.2.1 Microregistros

Los micro registros (Micro) reciben su nombre ya que los electrodos van en un patín y por ello su separación es muy pequeña teniendo por objetivo una profundidad de investigación no mayor a 5 cm.

5.4.2.1.1 Curvas Medidas

Su **comportamiento** debe ser congruente con las demás curvas de resistividad principalmente con las de conducción (**fig. 5-23**), es decir deben seguirse y solamente separarse debido a efectos de pozo o invasión. Pero a comparación con estas curvas de resistividad, las de los Micro registros presentan más variaciones y valores menores debido a que están en función a la cercanía y enjarre en el pozo. La curva puede presentar "rayados esporádicos" debido a las fracturas y el relleno de estas con lodo.

Para que el micro pueda **repetir** adecuadamente debe de orientarse respecto al pozo.

La **tendencia** en profundidad de las curvas de resistividad son debido a la compactación de las rocas sedimentarias. Si cambia la tendencia de la pendiente negativa (normal) a una positiva, es un indicador de presión anormal alta.

Este tipo de medición depende de una buena perforación debido a que si se generan muchas cavidades en el pozo en estas cavidades aumentara el enjarre haciendo oscilar las lecturas, además de que afectará el contacto del patín. Cuando el patín no hace buen contacto el **ruido** ambiental se maximiza, no siempre la mala calidad es producto del

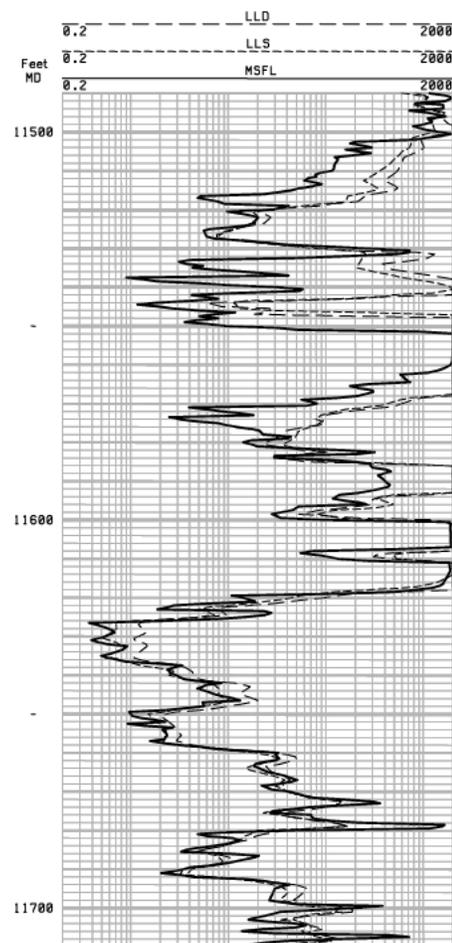


Figura 5-23. Curvas de conducción (modificado de Krygowski, 2004).

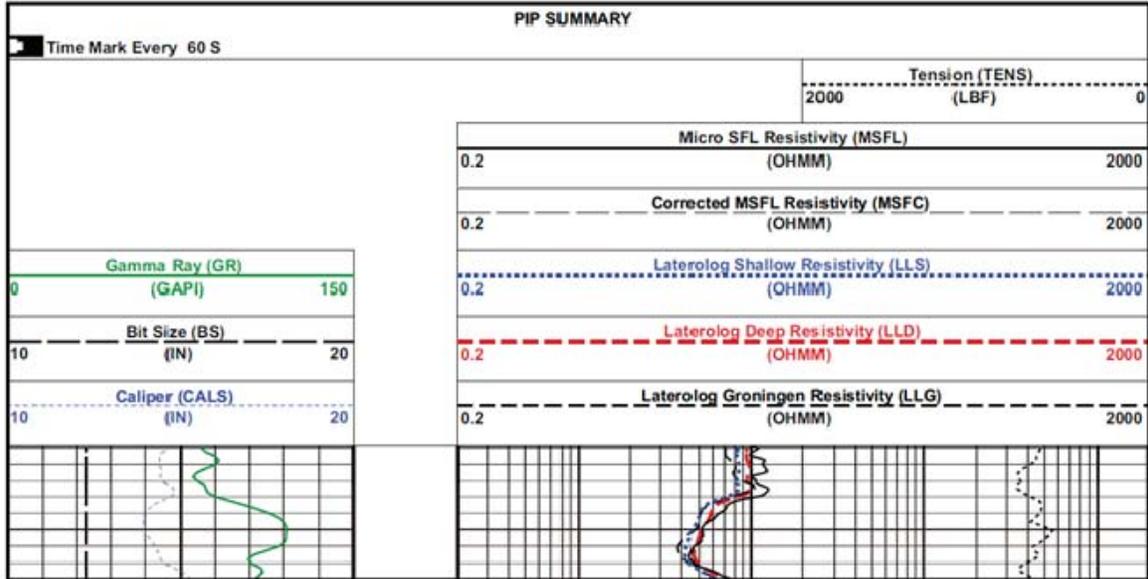


Figura 5-24. Microesférico Enfocado (Schlumberger, 2011).

operador de registros, sino de la calidad de la perforación, pero aun así el operador puede tomar medidas para aminorar este efecto (velocidad, presión del patín, etc.).

5.4.2.1.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Este tipo de registros no tienen indicadores exclusivos, pero en ocasiones se emplean curvas corregidas para analizar su calidad como en el caso del esférico enfocado (MSFLC) figura. 5-24. Las curvas de calidad rigurosamente necesarias para valorar la calidad de las curvas Micro son las de Cáliper, Diámetro de Barrena y Tensión.

5.4.2.2 Conducción

Este tipo de curvas están enfocadas a medir resistividades de formación a diferentes profundidades y en diferentes direcciones, las curvas de cada electrodo o de cada dirección, abordadas aquí como una sola curva. Debiendo hacerse el análisis específico por curva dependiendo de la herramienta empleada.

5.4.2.2.1 Curvas Medidas

Aparte de la resistividad de la zona invadida o transicional y la resistividad de la formación, algunas herramientas van midiendo la resistividad del lodo a lo largo del pozo como la herramienta HRLA (*high resolution laterolog array*, de Schlumberger) facilitando así la lectura de las curvas principales y las correcciones ambientales posteriores. Herramientas más avanzadas miden también la resistividad vertical y horizontal, para determinar así también la anisotropía resistiva.

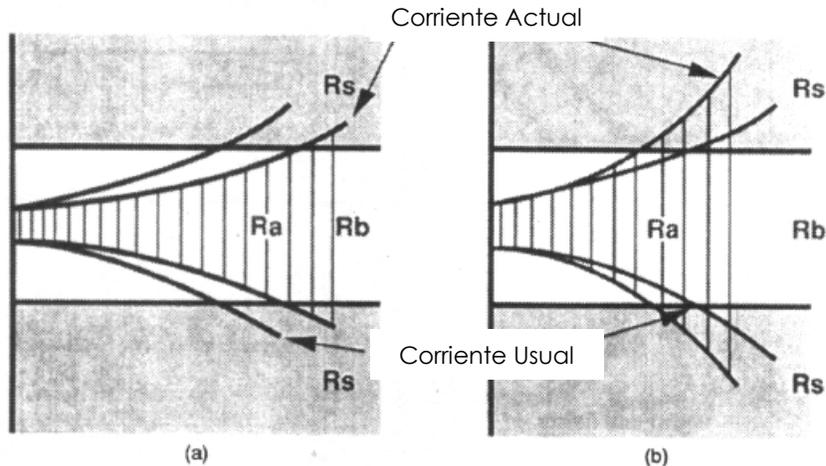


Figura 5-26. Efecto Emparedado: (a) $R_s > R_b$ sobrenfoque; (b) $R_s < R_b$ desenfoque (modificado de Theys, 1999).

El **comportamiento** de este tipo de registros son afectados por el efecto Gröningen, inclinando (gradiente) la curva antes de llegar a la capa alto resistiva (fig. 5-25), este gradiente se puede apreciar aproximadamente 30 metros (dependiendo de las circunstancias) antes de llegar a dicha capa. Así también se tiene el efecto delaware y anti-delaware los cuales ya son compensados por las herramientas automáticamente los cuales presentaban un comportamiento parecido al ir de baja a alta resistividad. El efecto emparedado “squeeze” se da cuando se tienen capas delgadas alta, baja y alta resistividad o viceversa, obteniendo resistividades bajas o altas respectivamente como se muestra en la figura 5-26.

Este tipo de curvas **repite** lo suficientemente bien para hacer correlación, sobre todo con la curva de investigación profunda y excentrada. Debido a que por lo general estas herramientas van acompañadas o se complementan con otras similares pero de diferente profundidad de investigación, las curvas deben ser parecidas “seguirse” pero no siempre, deben tener discrepancias sin ser “picos”.

La **tendencia** que se presenta en la curva es con pendiente negativa debido a la compactación de las capas.

El **ruido** que afecta a la curva principalmente es debido a los dispositivos eléctricos que pudieran no estar bien aislados, si la curva va a un lado al otro periódicamente (“dientes de sierra”) es claro que la herramienta presenta ruido. Pero a comparación de las herramientas de inducción, las de conducción presentan menos ruido. Los minerales que puedan encontrarse, como la pirita

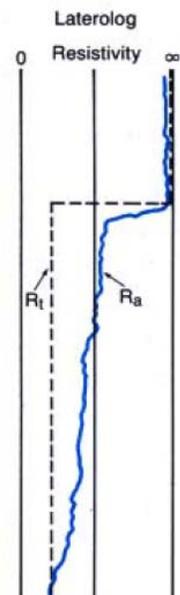


Figura 5-25. Efecto Gröningen (Modificado de Schlumberger, 1990).

ocasionaran distribuciones menos homogéneas en las capas y disminuirán las lecturas de resistividad. En este tipo de registros la curva no debe de ir de un lado al otro del carril ("bandazos") ya que esto es un indicativo de pésima calidad (inservible).

5.4.2.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Este tipo de registros emplean la curva de efecto Gröningen para detectar dicho efecto. Por otra parte indicadores de estado del equipo, control de voltaje, curva de resistividad del lodo a lo largo del pozo y control de autocorrecciones (indicador del nivel de autocorrección y congruencia), son empleados para el control de calidad donde se puede ver el nivel de corrección hecha a la curva por el equipo al momento de tomar el registro y así también tener un control del tratamiento que ha sufrido la curva.

Algunas compañías han implementado correcciones o cálculos para poder interpretar mejor los datos como lo es el caso de la inversión donde está también porta sus propios indicadores de calidad para mostrar cuando es exitosa o cuando esta es dudosa.

5.4.2.3 Inducción

Este tipo de curvas proceden de una inducción de corriente en la formación la cual es medida con otra bobina, entonces este tipo de registros presentan menos resolución que los de conducción, debido a que la herramienta va centrada, requiriendo un buen control de dicha centralización, para poder manejar adecuadamente la contribución del ambiente de pozo. Donde también se manejan diferentes profundidades de investigación.

5.4.2.3.1 Curvas Medidas

El **comportamiento** de estos registros es similar al de conducción pero "atenuado" debido a la lejanía con la pared del pozo, teniendo así menores valores por lo general menores a 125 [$\Omega \cdot m$].

Este tipo de curvas **repiten** adecuadamente para lograr hacer correlación y al igual que el de conducción se puede verificar que las curvas a diferente profundidad de investigación se sigan en la mayor parte del trayecto excepto cuando se tienen diferentes resistividades respecto a la profundidad de investigación.

Igualmente que en el registro de conducción presenta **tendencia** respecto a la profundidad teniendo así la ya mencionada pendiente negativa.

El **ruido** que puede presentar es debido al ambiente de pozo pero principalmente debido a corrientes por materiales metálicos en el lodo, que pueden generar una magnetización en el mismo. Ahora, cuando se tienen resistividades mas altas de 500 [$\Omega \cdot m$] en la formación las lecturas pueden no ser viables (si se midió con una

herramienta estándar). Y cuando la resistividad es mayor a 1'000 [$\Omega \cdot m$] se pueden presentar "bandazos".

5.4.2.3.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Para lograr controlar la magnetización del lodo o detectar alguna corriente externa o generada algunas herramientas llevan electrodos para detectar esto, ofreciendo un indicador de dichas magnetizaciones y/o corrientes estén presentes.

Además se pueden manejar indicadores de radio de penetración, relación señal/pozo, control de autocorrecciones, voltaje y estado del equipo "hardware". En la **figura 5-27** observamos en **a)** el indicador de magnetismo en el lodo donde blanco es sin magnetismo en el lodo, amarillo magnetismo detectado y rojo magnetismo detectado y no corregido/procesado. En **b)** se tiene el indicador por falla electrónica de la herramienta donde blanco es sin falla, azul advertencia de posible falla y rojo cuando ha fallado el equipo. Hasta aquí podemos ver que los indicadores usualmente ocupan el color blanco para describir situaciones ideales y diferentes colores de advertencia para no confundir los indicadores como puede ser el caso del color rojo que pudiera confundirse como en el caso a) y b). Por otra parte el indicador de valor central **c)** indica que tanto se aleja del valor ideal (en este caso 1), dado un rango de coherencia de las auto-correcciones de todas las bobinas, su radio de penetración y correcto posicionamiento de la herramienta; teniendo una tonalidad amarilla mientras más deficiente sea la corrección, en la medida de la deficiencia de la auto-corrección.

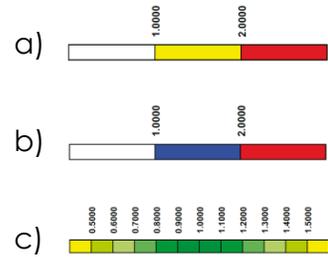


Figura 5-28. Indicadores tipo semáforo, tomados de la herramienta AIT de Schlumberger. (Schlumberger, 2011).

Al igual también se pueden tener curvas de calidad, como pueden ser el

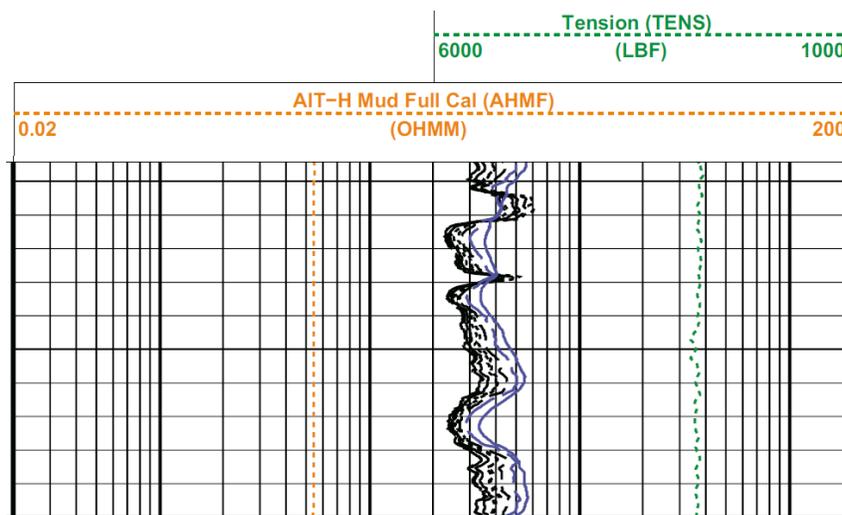


Figura 5-27. Curvas de inducción y curva de control (tensión y calibración) (modificado de Schlumberger, 2011).

monitoreo de la calibración donde dicha curva (AHMF, **Figura 5-28**), debe ser una línea sin cambios para que los valores tengan mayor credibilidad.

5.4.3 Porosidad

Aquí se abordan los tipos de curvas enfocadas a determinar la porosidad de la formación, abordando así los registros Neutrón, Densidad, Sónico y Resonancia Magnética.

5.4.3.1 Neutrón

5.4.3.1.1 Curvas Medidas

Mide la cantidad de hidrogeno con una relación inversamente proporcional a los conteos por segundo [cps,] para resolver un algoritmo que da la porosidad de la formación, **presentándose** la curva en una escala de 0.45 a -0.15 unidades de porosidad [pu] del API.

La curva neutrón debe mostrar un **comportamiento** parecido a la curva de porosidad densidad, comparada con esta, la neutrón tiene valores de porosidad mayores (desplazada a la izquierda) y presenta una mayor resolución, lo que se puede apreciar como amplitudes mayores.

La curva no **repite** para hacer correlación, pero en pozos entubados ciertas herramientas llegan a emplearse para correlacionar. En la **tabla 5.3** se aprecia como una misma herramienta tiene considerables diferencias entre sí y con sus símiles.

Tabla 5.3

Porosidad Neutrón	Repetitividad	Reproducibilidad
Valor medido	3 mediciones	Herramienta a herramienta
\varnothing_N [pu]	Desv. Est.	Desv. Est.
25	0.45	0.62
14	0.14	0.30
4	0.07	0.17
11 herramientas, calibradas con 6 equipos diferentes		
Porosidad neutrón termal 2435 CN, Western Atlas. SPWLA, (modificado de Theys, 1999).		

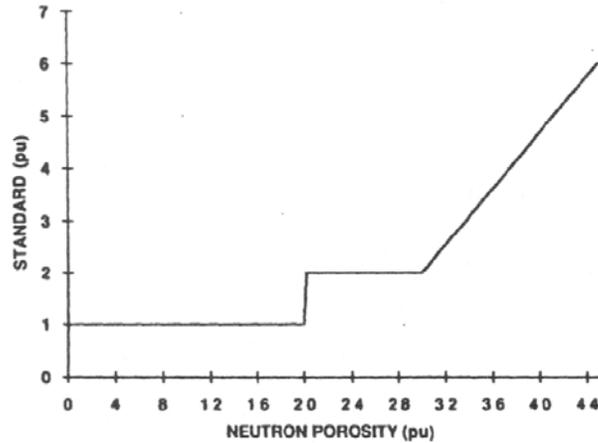


Figura 5-29. Repetibilidad de la herramienta de porosidad neutrón termal, Schlumberger.. (Theys, 1999).

En esta curva como en la de densidad no se aprecia una tendencia marcada, pero se puede apreciar en la **tabla 5-3** que la herramienta tiene una desviación estándar mayor en la medida en que el valor es más grande mostrando así una **deriva fig 5-29**, que suele apreciarse con amplitudes más grandes en la curva. Esto aunado a que a mayores profundidades se tiene mayores temperaturas y la temperatura afecta al detector como se muestra en la **figura 5-30** (para la herramienta CNT).

La curva de densidad es muy sensible a gases, por lo cual dependiendo del objetivo este puede ser determinado como **ruido** (señal no deseada) encubriendo el objetivo que en este caso puede ser el aceite del hidrocarburo y no su gas.

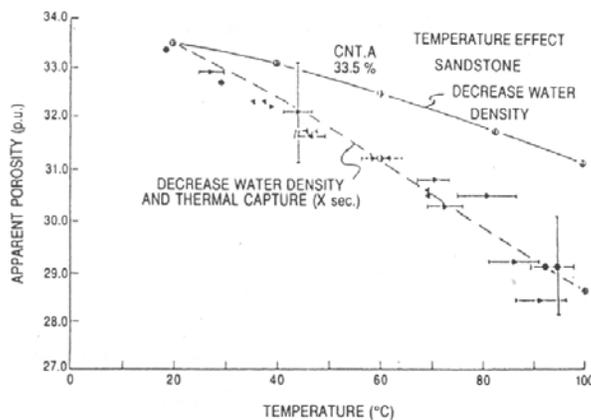


Figura 5-30. Variación de la porosidad neutrón con la temperatura (Theys, 1999).

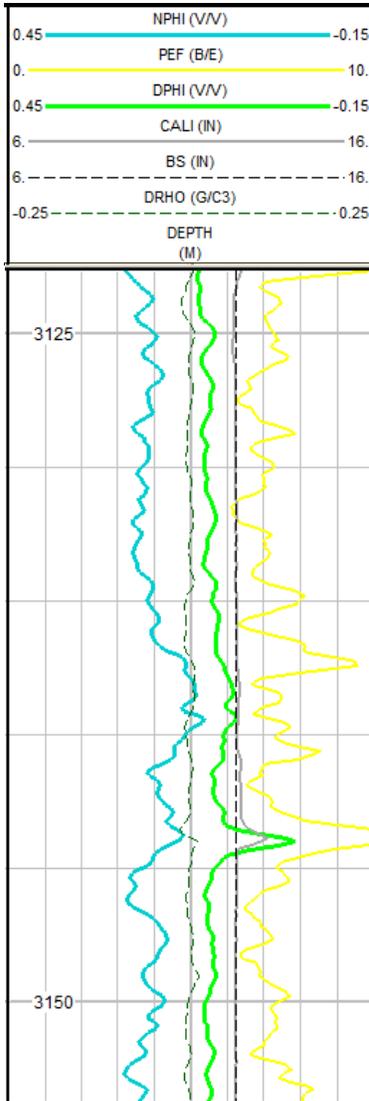


Figura 5-31.
Curvas neutrón y densidad.

en tiempo real, junto con la validación de los datos de entrada como longitud del pozo, tipo de lodo, velocidad, standoff, etc.

Otras curvas del estado de la interpretación también pueden ser mostradas como la convergencia o no de los algoritmos y la detección de afectaciones como enjarre, cloruro de potasio u otros factores que aminoren la calidad de los valores de entrada.

Otros factores pueden interferir con la señal, debido a que se requiere buena cercanía con la pared del pozo y al no ser así el lodo puede interferir considerablemente, además de otros elementos como cloro que pueden arrojar valores aún más altos de porosidad. Este tipo de registro es muy afectado por el ambiente de pozo, como temperatura y presión, pero esta menos afectado que el Densidad en pozos con cavidades (fig. 5-31).

5.4.3.1.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Las curvas de control de calidad son muy variadas ya que pueden ir desde la medición real de conteos por segundo hasta las diferentes curvas obtenidas por herramientas de espectroscopía y sus derivadas para determinar materiales.

Estas curvas pueden estar acompañadas de sus indicadores de calidad donde por cada característica se tiene un carril y así este en cada punto tiene un indicador del estado que guarda (fig. 5-32). Estas características para esta curva pueden ser problemas electrónicos, estado de los detectores (temperatura), conteos anómalos y calificadores de calidad basados en las curvas auto-corregidas e interpretadas



Figura 5-32.
Semáforo por carriles.
Modificado (Schlumberger, 2011).

En resumen este tipo de curvas al ser afectada por diversos factores y requerir una propiedad secundaria de la medición directa ofrece en su mayoría curvas calculadas.

5.4.3.2 Densidad

5.4.3.2.1 Curvas Medidas

La curva densidad, **presenta** la densidad media de la formación (ρ_b) en una escala de 1.95 a 2.95 [g/c³], la cual por lo general va acompañada de la curva factor fotoeléctrico (P_e) de 0 a 10 [barns/electrón]. Calculando así la curva porosidad (\emptyset) de la formación en este caso la porosidad a partir de la herramienta densidad (\emptyset_D) en escala de 0.45 a -0.15 [p.u.], los valores negativos de ésta curva aparecen cuando la densidad de la matriz asumida para calcular la porosidad es menor a la actual.

Como se menciona en la curva neutrón, la curva porosidad densidad tienen **comportamiento** similar, las curvas deben seguirse, siendo la curva densidad más atenuada y con menos variaciones, sin embargo a esta herramienta le afectara mayormente el tipo del lodo y enjarre en estos casos podrá verse una sobre respuesta de esta como se aprecia en la **fig. 5-31**. Al igual la curva porosidad densidad debe seguirse con la curva $\Delta\rho$.

Estas curvas no **repiten** para hacer correlación. Un intervalo de muestreo mayor perderá resolución y un intervalo de muestreo menor detecta mejor las pequeñas capas repitiendo mejor. En ocasiones el que la curva densidad o neutrón no repitan adecuadamente puede ser producto de una velocidad irregular producto de los "tirones" que paran momentáneamente la herramienta esto puede también aparentar presencia de gas. Para ejemplificar e identificar esto se muestra la **figura 5-33** donde se aprecia truncadas las curvas donde se ve que la herramienta neutrón midió antes (arriba de la densidad), donde se trunca la curva hay retención y la variación posterior es el resorteo.

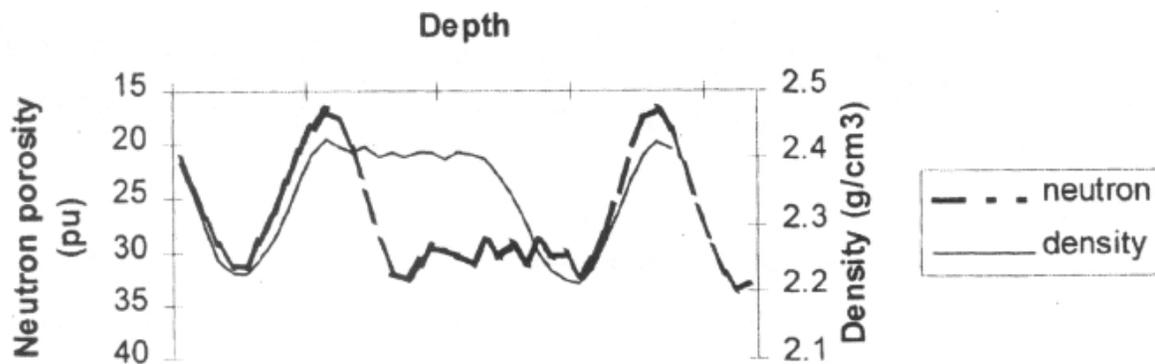


Figura 5-33. Curvas neutrón y densidad con efecto de "tirón" (atorar y resbalar).

Como se dijo anteriormente su **tendencia** no es muy marcada, pero en cambio sufre de cierta deriva ya que a valores mayores la curva pierde exactitud.

Las causas de las inexactitudes que afectan a este registro "**ruido**" son debidas principalmente a la densidad del lodo, masas metálicas en la herramienta, rugosidad y diámetro de pozo, etc. Todo esto puede arrojar valores mayores a los debidos en la curva $\Delta\rho$. Otro aspecto a considerar es que los gases en la formación también pueden generar falsos valores de porosidad, pero no necesariamente es ruido ya que esta herramienta también es utilizada para detectar gas (usualmente cuando sobrepasa la curva neutrón).

5.4.3.2.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Como se mencionó anteriormente la curva porosidad densidad es acompañada de la curva $\Delta\rho_b$ la cual es una curva de control de calidad ya que analizando la diferencia de respuesta de los detectores, da una medida de que tan buena es la medición respecto al enjarre. Esta curva ($\Delta\rho_b$) debe ser lo más cercana a cero y "plana" (sin variaciones) dependiendo de la invasión del lodo, si esta curva llegara a salirse del carril (-2.5 a 2.5 [g/c³]) la medición no será útil. Así tenemos que para la curva $\Delta\rho_b$, valores mayores a 0.05 se presume esta ocurriendo pérdida de contacto del patín, valores mayores a 0.1 los valores comenzaran a ser dudosos y valores negativos pueden ser debidos a un lodo pesado. Si se presenta un desplazamiento de la curva (valores mayores) y el pozo no presenta rugosidad (cáliper), es probable que el patín de la herramienta este desgastado, poniendo en riesgo la validez de los datos.

Si se observan picos de disminución de la curva ρ_b y están a la profundidad donde hay un incremento en el CALI, la curva está afectada por el lodo. De hecho si el lodo de perforación tiene alto contenido de barita (>13lb/gal) la densidad de ρ_b no es confiable, pues tiene mucho efecto del lodo.

Como en todas las herramientas de espectroscopia las curvas de otras características o materiales pueden ser de ayuda para verificar la calidad de la medición, observando a detalle el impulso de la curva y analizando que lo motivo. En este caso la curva de factor fotoeléctrico (P_e) mayor a 5 [Barns/electrón] nos indica que el lodo es denso, lo cual repercutirá en toda la medición (mayores afectaciones por enjarre, cavidades y diámetro de pozo) ya que no es confiable en lodos pesados.

Recordemos que la velocidad como el intervalo de muestreo, son fundamentales para la precisión de la curva densidad y neutrón debido al tipo de fuentes que portan, las cuales requieren un tiempo muerto. Esto se ilustra con la **tabla 5.4**.

Tabla 5.4.

Variación de la precisión con la velocidad y el intervalo de muestreo

Imprecisión	Velocidad	Intervalo de Muestreo	Desv. est. ϕ_N	Desv. est. ρ_b
Factor	[m/min]	[in]	[p.u.]	[g/cm ³]
0.707	4.5	6	1.2	0.012
1.000	9	6	1.7	0.017
1.291	3	1.2	2.19	0.022
1.414	18	6	2.4	0.024
1.581	4.5	1.2	2.68	0.027
2.236	9	1.2	3.8	0.038

(modificado de Theys 1999)

Los indicadores de control de calidad para la curva densidad también incluyen nivel de voltaje para cada detector analizando donde dichas curvas no deberán tener deriva ni variaciones para que la corriente. Las curvas de tensión, diámetro de pozo y barrena son fundamentales para un análisis de calidad en este tipo de registros.

5.4.3.3 Sónico

5.4.3.3.1 Curvas Medidas

Esta curva **presenta** el tiempo de tránsito (Δt) de la onda generadas por las fuentes a través de la formación, a partir de esta se calcula la porosidad de la formación, su escala es variable dependiendo del tipo de fuente empleada con una escala de 140 a 40 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] usualmente y la porosidad sónico de 0.45 a -0.15 [p.u.]. También pueden presentarse las trazas de los diferentes detectores y sus amplitudes para cada profundidad como muestra la **figura 5-34**, lo cual es más comúnmente usado para los registros con fuente en superficie.

Ya que la curva Δt es resultado de un apilado esta su **comportamiento** se aprecia suavizado y aún más a la porosidad sónico (ϕ_s) la cual sufre varios filtrados en tiempo real para ser

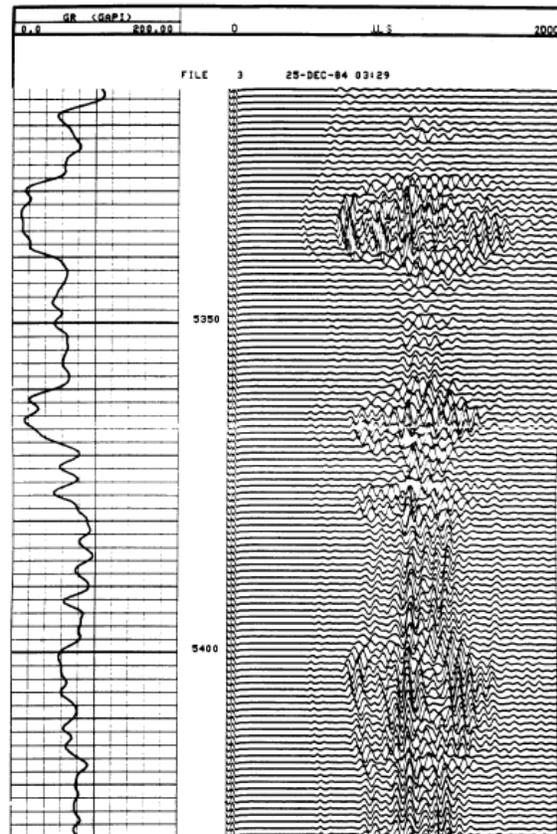


Figura 5-34. GR (carril 1) y formas de onda de Sónico (carril 2 y 3) (Krygowski, 2004).

calculada y esta corresponder con las demás curvas de porosidad y ser validada respecto a los impulsos de la curva Δt . Indistintamente ambas curvas no deben tener interrupciones ni picos.

Siempre que se **repita** con esta herramienta se deben verificar si se hizo bajo las mismas condiciones (muestreo, frecuencia, velocidad, etc.) para obtener una mejor coherencia, siendo en este caso más importante la configuración de operación de la herramienta que la velocidad de la misma.

La **deriva** se aprecia con pendiente negativa en el orden de escala descrito, ya que en profundidad se tendrá mayor compactación de la roca y por lo tanto mayores velocidades (menor alentamiento). Si la pendiente cambia abruptamente y se hace positiva, indica el inicio de presión anormal alta.

El **ruido** en este tipo de herramientas es manejado con el nivel de energía necesaria para activar los detectores y medir, si el nivel es bajo se estará midiendo ruidos del ambiente de pozo y no el impulso de la fuente, y si se suben demasiado podría no cerrarse el circuito ya que la energía detectada no alcanza el nivel fijado. Otro tipo de inconveniente relacionado es el "salto de ciclo" (**fig.5-35**) provocado por algún atenuador (gas, fracturas, cavidades, etc.) provocando que no llegue el nivel de energía esperado, apreciándose en la curva una deflexión y desplazamiento abrupto.

El golpeteo y/o velocidad alta en el registro puede provocar oscilaciones en la curva teniendo así ruidos debido a la mala operación o perforación.

5.4.3.3.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Para este tipo de curvas como en las anteriores se pueden emplear formaciones (salinas, carbonatos, algunas arenas, etc.) como parámetros de calidad o zonas conocidas con porosidad nula (ejem. tubería 57 [$\mu\text{s}/\text{m}$]).

La variedad de herramientas con sus distintas formas de hacer mediciones dan una gran variedad de posibles indicadores de calidad (curvas y marcas). Así como las mismas presentaciones las formas de onda. Sin dejar de lado todas aquellas curvas e indicadores "clásicos" de calidad (velocidad, diámetro de pozo, tensión, etc.) donde la velocidad es cuidada con mayor resolución para detectar cualquier ruido (cada segundo en vez

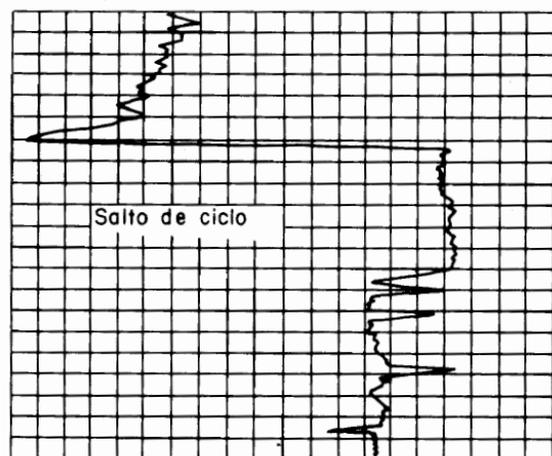


Figura 5-35. Salto de ciclo (Hilchie, 1978).

de cada minuto).

La curva de coherencia es también empleada como curva de control de calidad de hecho en ocasiones se presenta como curva LQC ("Log Quality Control", Schlumberger). Debido a que la coherencia se encarga de analizar que los tipos de ondas asumidas se encuentren dentro de los rangos y con el menor ruido posible, para cada uno de los arribos (compresional, corte y stonley).

Dicha coherencia puede ser afectada por la calidad de la toma del registro ya que una velocidad inadecuada no permitirá la correcta solución/convergencia

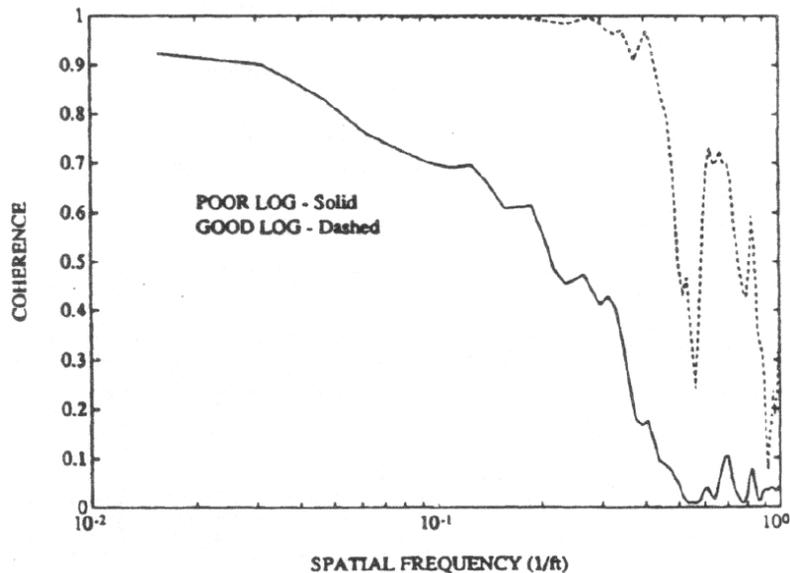


Figura 5-36. La curva continua se ve afectada por saltos de ciclo mientras que la punteada casi no debido a que fue medida a una velocidad menor (modificado de Theys, 1999).

del algoritmo, además de que una alta velocidad propicia mayores saltos de ciclo como se muestra en la **figura 5-36**, donde se muestran dos mediciones en un mismo intervalo con el mismo longitud de onda (0.3 [m]) a diferentes velocidades: la curva continua a 30 [m/min] y la discontinua a 12 [m/min]. También al utilizar longitudes de onda bajas se mejora la coherencia, teniendo por lo general un límite superior de 0.6 [m].

Debido a que este tipo de registros se hacen en pozos entubados para verificar el estado o la buena cementación los indicadores son curvas que al salirse del rango suele marcarse de algún color esa sección del carril. Por ejemplo la herramienta CBL contiene una curva con una escala de 5 a 15 [mV] donde menor a esto es buena cementación y mayor a 15 [mV] es mala cementación.

5.4.3.4 Resonancia magnética nuclear

5.4.3.4.1 Curvas Medidas

Las herramientas de resonancia magnética no tienen una escala específica pero las herramientas actuales **presentan** una escala de tiempo de decaimiento transversal (T_2) de 0.3 [ms] hasta 3 [s] donde se grafican los "ecos", de los cuales se calcula la porosidad de 0 a 1 (V/V). Al igual que en otros registros llega a estar ausente el carril de tiempo y solamente se asienta la curva de porosidad con sus curvas de control de calidad.

El **comportamiento** de la curva porosidad debe verse coherente con la distribución de T_2 y las demás porosidades (de contar con ellas) como se muestra en la **figura 5-37**. Las amplitudes de T_2 deben ser graduales al igual que las variaciones en los tiempos. Un diámetro de pozo muy grande al grado de salirse de su volumen de investigación sera apreciado como un alineamiento falso.

Variaciones de velocidad, secuencias de pulsos y ambiente de pozo como temperatura salinidad y rugosidad, no permiten que la curva **repita** adecuadamente.

No se aprecia una **deriva** marcada considerablemente para observarla a simple vista (sin métodos estadísticos).

Cuando se optan por velocidades altas en la

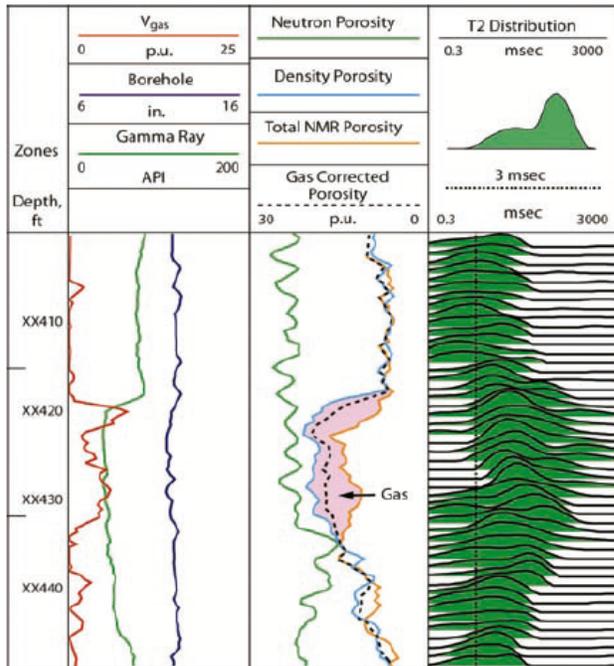


Figura 5-37. Registros de porosidad y NMR (Freedman, 2006).

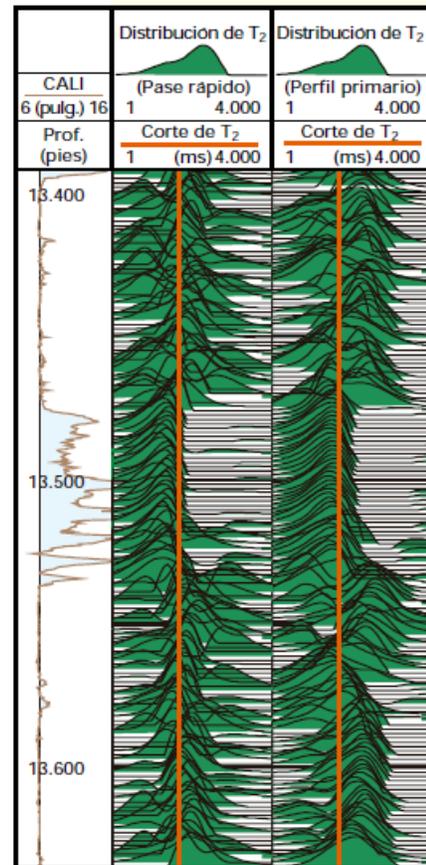


Figura 5-38. Diferentes velocidades en CMR (modificado de Kruger, et al, 1997).

CMR DEPTH LOG REPORT			
PARAMETER SUMMARY			
Tool Type: CMR-Plus	Cart. Number: X	Sonde Number: X	
Kit Number: X	DHC Version : 16.4	DSP Version : 13	SP Version : 2062001
Mode: Sandstone Depth Log – B Mode		LFST Freq(khz) : 2213	LFST Temp(degC) : 40.39
Log Direction: Up	Polarization Correction: On	EPM: No	
Despiking: Off	High Res: Off	KBFV: Off	DMRP: Off
Echo Spacing(us):	(200)		
Polarization Times(sec) for:	T1=1s: (2.X)	T1=3s: (2.X)	T1=5s: (2.X)
Number of Echoes:	(1200)		
Repetition:	(1)	Duty Cycle (highest): 0.0351	
Regularization:	Auto		
T2 Min(msec): 0.3	T2 Max(msec): 3000	T2 Cutoff(msec): 33	T1/T2: 2
Number of Components: 30	Downhole Stacking: 3	Uphole Stacking: 1	First Echo Used: No
Multiple T2 Cutoffs(msec):	(0.3 1 3 10 33 100 300 1000 3000)		
Sample Int.(in): 7.5	Req Log Speed (#/h): 2700		

Figura 5-39. Reporte de registro CMR (modificado de Schlumberger, 2011).

toma de este registro se aprecia **ruido**, generando trazas desordenadas como se aprecia en la **figura 5-38** el perfil primario se realizó a 9 [m/min] con un tiempo de espera de 4 [s] y 1'200 "ecos", mientras que el pase rápido fue a 550 [m/min] con un tiempo de espera de 0.31 [s] y 600 "ecos". Cuando se aumenta la velocidad baja la porosidad, ya que no detectan los T₂ tardíos. En la figura como no se tienen casi T₂ prolongados no se observa mucha disparidad. Los pozos irregulares provocaran campos magnéticos heterogéneos en la formación mermando la calidad de la medición.

5.4.3.4.2 Curvas de Control de Calidad e Indicadores

Esta herramienta al igual que el sónico llega a portar una curva de velocidad del cable para tener un mejor control, indicadores de estado del pozo, curva de ruido, temperatura, voltaje, frecuencia, diferencias en el campo (ΔB_0) entre otros. Por lo general se toma con registros de porosidad pero de no ser así es común que se tome la curva GR como curva de control de calidad además de las curvas calíper, diámetro de barrena y tensión.

Debido a las variaciones y configuraciones posibles para este tipo de curva, debe venir acompañado por un resumen de los parámetros que se asignaron a la herramienta, como se muestra en la **figura 5-39**.

5.5 Imágenes de pozo

Las imágenes de pozo han recibido muy buena aceptación debido a que son más intuitivas y compiten más directamente con los núcleos de pozo siendo más fáciles de asimilar para los ingenieros geólogos. Pero su mayor aportación es que permiten detectar mejor el estado de la pared del pozo, que al ser de alta

resolución permiten detectar capas delgadas donde los registros convencionales no. A su vez a partir de las imágenes de pozo se generan curvas o indicadores para resaltar estas y otras características.

Las imágenes de pozo deben ser claramente reconocidas y no confundirse con otras representaciones o interpretaciones gráficas (pseudo-imágenes) del pozo, esto es claro de reconocer ya que las imágenes de pozo buscan mostrar la pared del pozo (sin enjarre) en la medida de lo posible.

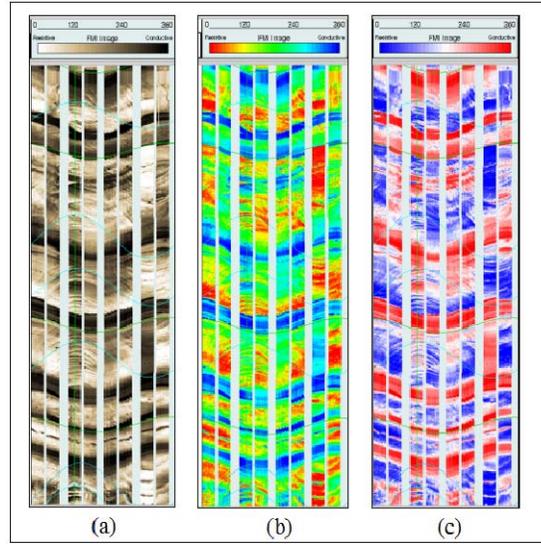


Figura 5-40. Tres tipos de escalas de colores: (a) marrón, (b) arcoíris y (c) tricolor alto contraste.

Las imágenes de pozo usualmente portan **colores** dependiendo del tipo de registro empleado, esto es con colores comúnmente empleados en el área geofísica para cada método, como se muestra en la **figura 5-40**. Siendo las resistivas en escala de marrones, las magnéticas en arcoíris y las sónicas en tricolor (azul, blanco y rojo).

Las imágenes no deben parecer **sobre expuestas** lo cual es debido a una mala configuración en la elección de número de tonalidades (colores, para fines informáticos), por tanto una amplia gama de tonalidades nos permitirá apreciar mejor la imagen (**fig. 5-41**).

5.5.1 Adquisición

En la adquisición como en las curvas se debe tener perfectamente calibrada la herramienta, monitorear las curvas e indicadores de la herramienta. De no tener un correcto cuidado en ello se perderá **resolución** de la imagen.

Dependiendo de la **cobertura** del patín, la cantidad de ellos y la circunferencia del pozo se podrá cubrir la pared del pozo. La aparición de **zonas borrosas** en la imagen puede ser debido a que la herramienta se ubicó de forma oblicua

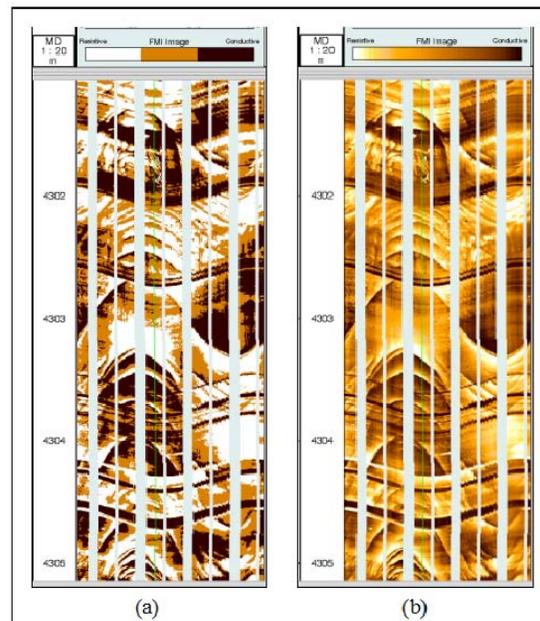


Figura 5-41. Número de colores: (a) Imagen con 3 colores (b) Imagen con 32 colores.

respecto al pozo. Lo cual en los pozos verticales si se presenta dicho caso debe verificarse la desviación del pozo ya que si este excede los 10 [°] de pendiente es muy probable se presente esta situación.

El **movimiento** de la herramienta debe ser mucho más cuidadoso que en los registros de curvas ya que los registros de imágenes son de alta resolución, por lo tanto son susceptibles a los cambios de velocidad (acelerones), tensión (efecto "yoyo" y "slip & stick") y como en las curvas se perderá la veracidad de los datos.

5.5.2 Condiciones de pozo

Las condiciones del pozo como el espesor de enjarre, ovalización del pozo (*break out*), los tipos, la desviación del pozo, son factores que pueden generar ruidos o respuestas dudosas en las imágenes que deben ser detectadas. Como por ejemplo la ovalización de pozo puede generar franjas verticales (opuestas entre sí) aparentemente sobre expuestas (**fig.5-42.**).

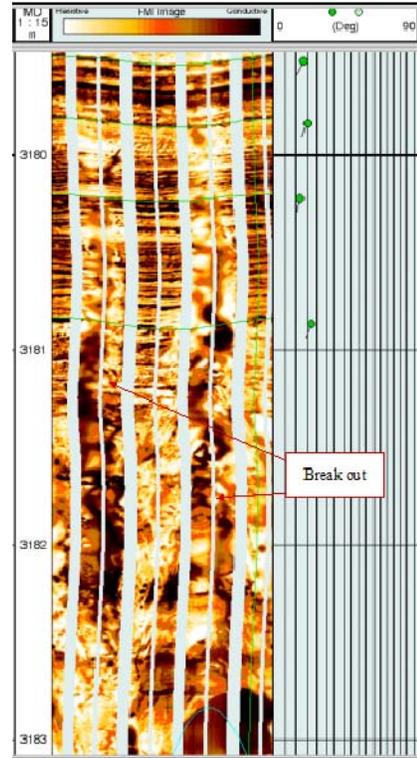


Figura 5-42.
Break out con orientación E-W.

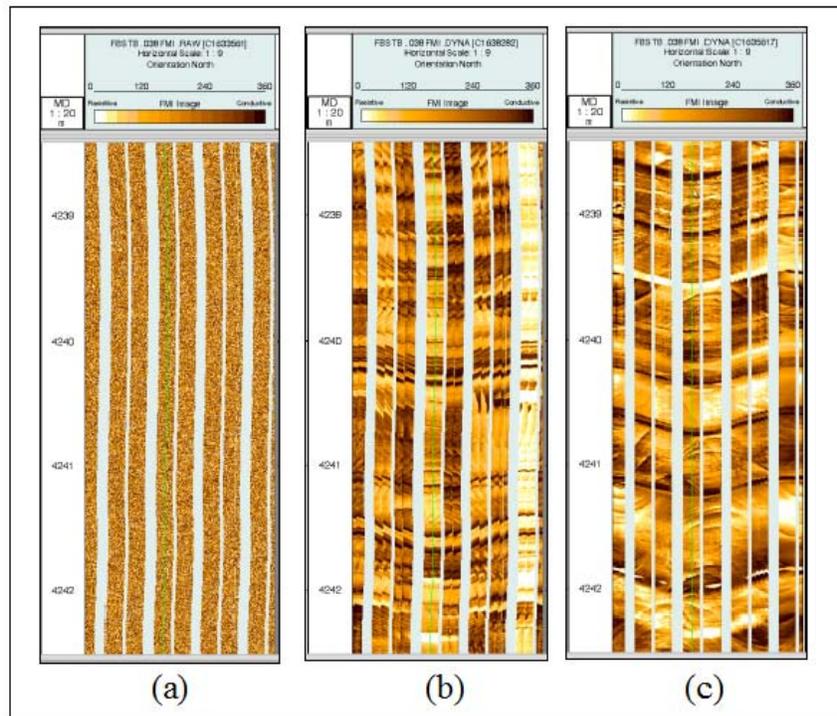


Figura 5-43. Procesamiento:
(a) Datos crudos. (b) Ecuilización. (c) Correída Completamente.

5.5.3 Procesamiento

El procesamiento de las imágenes a diferencia de las curvas de registros geofísicos de pozo es un paso inevitable ya que se requiere de este para su presentación en el registro, como se verá a continuación la aplicación correcta de estos determinara la calidad final de la imagen (**fig. 5-43**).

En el procesamiento, si a la imagen no se le realiza ecualización, las imágenes aparecerán “**desfasadas**”, debido a que la ecualización busca superar las inestabilidades de los electrodos contra la pared del pozo corrigiendo las lecturas por inclinometría y orientación esto con la obtención de la media de la corriente y desviaciones estándar de las lecturas.

Cuando no se realiza la corrección por velocidad es común encontrar “**corrimientos verticales**” en la imagen, si estos no son demasiado grandes se pueden corregir con la ayuda de los acelerómetros, como se muestra en la **figura 5-44**.

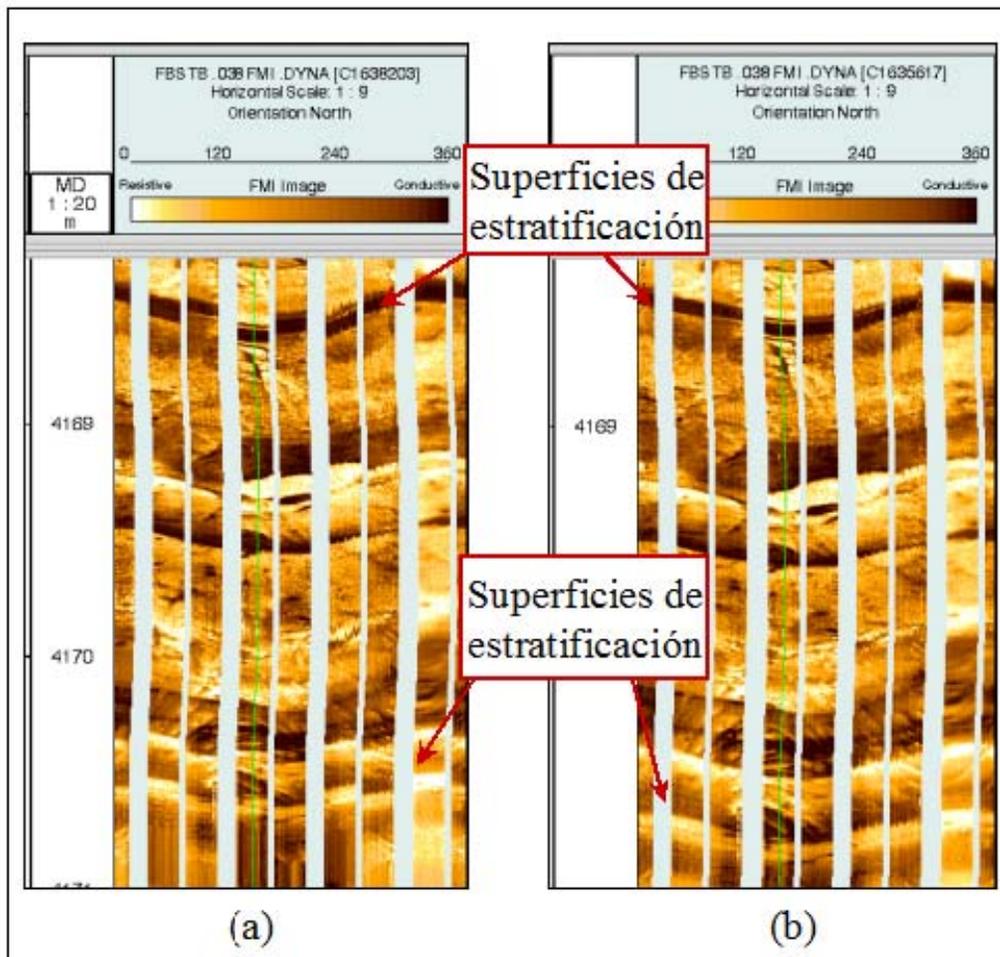


Figura 5-44. Corrección de velocidad:
(a) Sin corrección y (b) Con corrección.

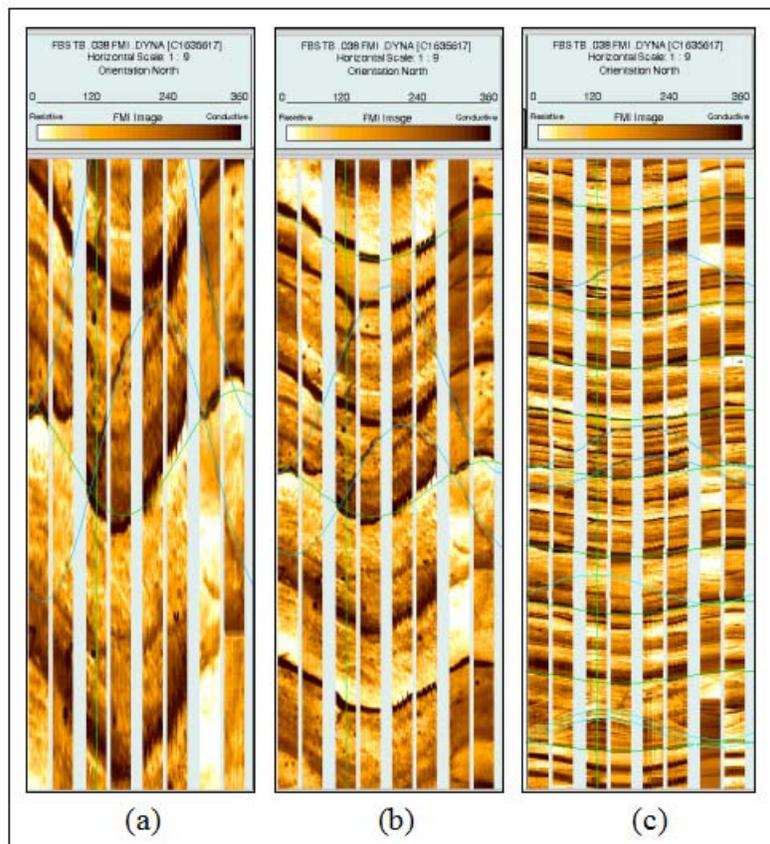


Figura 5-45. Escala de la imagen: Imagen a una misma escala horizontal (1:9) y a diferentes escalas verticales, (a) 1:4, (b) 1:9, (c) 1:40.

El escalamiento de datos debe ser adecuada dependiendo de los objetivos del estudio donde para el control de calidad debe venir claramente expresada la escala horizontal y vertical. En la **figura 5-45** se muestra una comparativa entre escalas. Donde se puede presumir que la escala más adecuada es la cuadrada, en este caso el inciso (b).

La normalización es un proceso que son necesario para poder apreciar adecuadamente los contrastes, debido a que establece una correspondencia discreta entre intensidades de corriente y los colores presentados en **escala de unidades** adecuada.

Debido a que a lo largo del pozo se pueden tener variaciones por efectos de deriva de la herramienta o cambios en las condiciones al recorrer el pozo se emplean dos tipos de normalizaciones, donde para intervalos pequeños se emplea una normalización estática (**fig. 5-46 a**) donde la correspondencia es aplicada a todo el intervalo; en cambio si el intervalo es grande es recomendable hacer una normalización dinámica (**fig. 5-46 b**) la cual creara una división del intervalo para ajustar mejor la correspondencia (corriente/tonalidades).

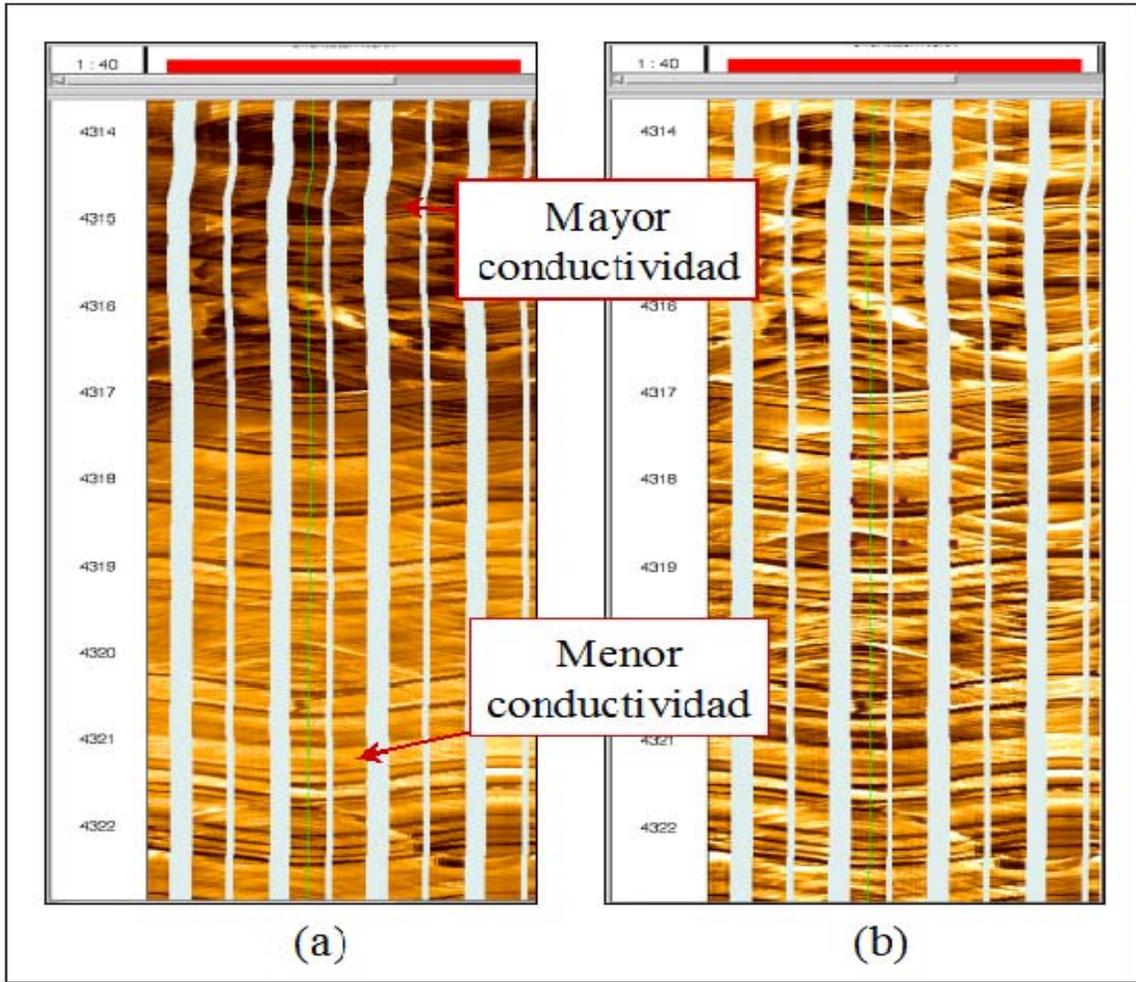


Figura 5-46. Normalización: (a) Imagen estática, (b) Imagen dinámica.

Evidentemente la determinación de la ventana de procesamiento es un paso crucial para tener una buena calidad de imagen, lo cual se puede ver en la figura 5-47 la cual presenta en una imagen estática una zona muy oscura en la parte superior dejando hasta el punto en que la imagen no es de utilidad, presentándose una escala de color dinámica. En resumen una imagen de pozo debe siempre mostrar estructuras geológicas, sin saturación de color.

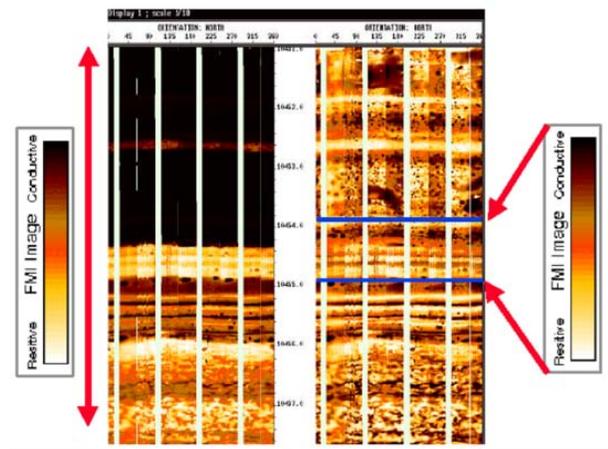


Figura 5-47. Ventana de procesamiento: izquierda, imagen estática, derecha, imagen dinámica.

Un efecto de “rayado vertical” se puede dar debido a lo que se conoce como “electrodos malos” y para ello existe una corrección (fig. 5-48), si dicho rayado está presente deberá verificarse si se hizo la corrección y hacer las observaciones pertinentes.

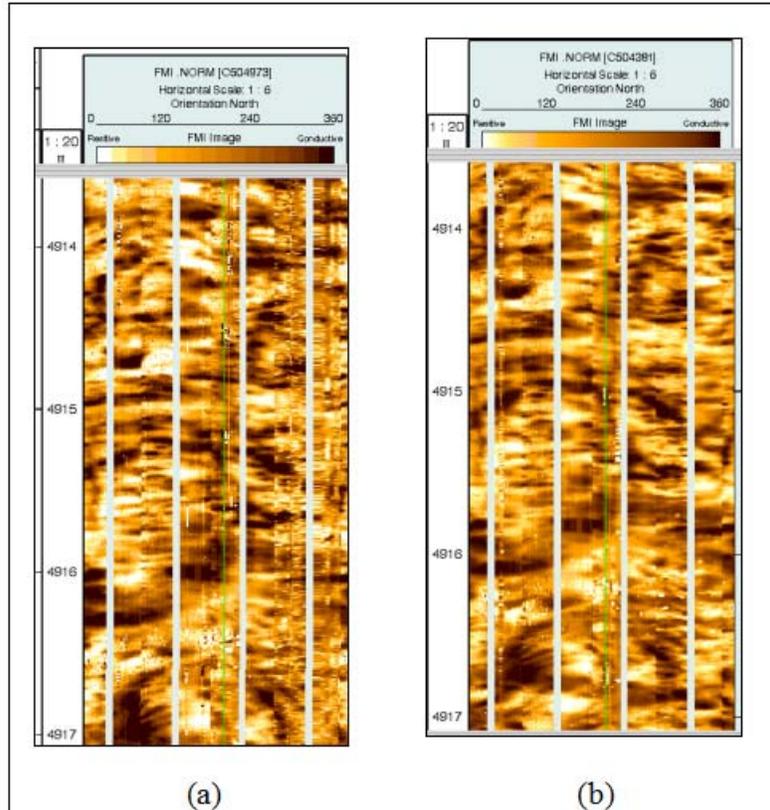


Figura 5-48. Corrección de electrodos malos:
(a) Sin corrección, (b) con corrección.

5.5.4 Curvas e indicadores de control de calidad

En general todos los registros de imagen (resistivas, ultrasónicas y densidad) debido a que son los más modernos, cuentan con curvas e indicadores de calidad como son el monitoreo de los calíper, orientación, desviación del pozo, tensión y atoramiento, presión en los patines, voltaje para cada patín, rotación de los detectores y reconocimiento y corrección de detector malo. En la **figura 5-49** se muestran las curvas consideradas de control de calidad para la herramienta FMI (*Formation Micro Imager, Schlumberger*) donde se pueden apreciar dichas curvas.

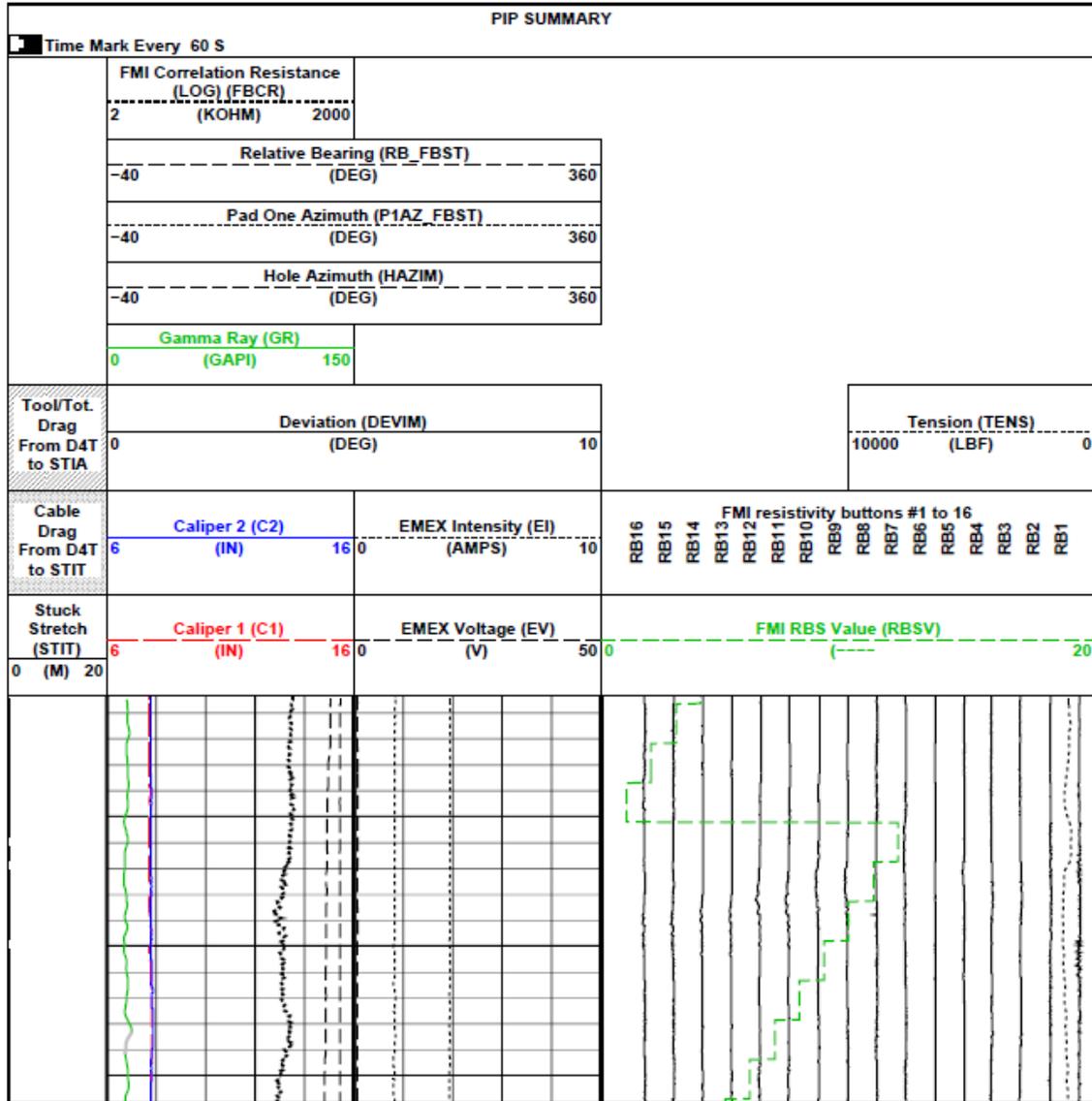


Figura 5-49. Presentación de las curvas de calidad para la herramienta FMI (Schlumberger, 2011).

5.6 Interpretación cualitativa

La interpretación cualitativa ayuda a determinar la calidad de las curvas, para finalmente decidir si dichas curvas son de utilidad.

5.6.1 Potencial Natural

Se debe observar alineamientos entre capas permeable e impermeable, izquierda y derecha respectivamente. Aplanamientos en forma vertical (fig. 5-14).

5.6.2 Rayos Gamma

Cuando la curva se encuentra corregida por Uranio (CGR) se puede determinar zonas permeables e impermeables alineadas a la izquierda y derecha respectivamente y semipermeables. También utilizando la curva GR pero esta puede dejar duda en los intervalos de radiactividad (fig. 5-15). Los "picos" (no

variaciones estadísticas) en la curva GR pueden ser indicativos de fracturas debido a que en estas hay una alta concentración de sales de Uranio por el movimiento de los fluidos.

5.6.3 Resistividad

Regularmente la **distribución de las curvas** de resistividad en el mismo carril es debido al filtrado del lodo (R_{mf}), si éste es mayor a la resistividad del agua (salada $>30\ 000$ [ppm]) de formación (R_w), la curva de investigación somera debe ir a la derecha (con valores más altos a las demás), si $R_{mf} < R_w$ en lodos muy salados, entonces la curva somera debe ir a la izquierda de las otras curvas de resistividad.

Cuando se perciben picos seguidos (no periódicos) en los Microregistros y las curvas profundas no, es un indicador de **intervalos fracturados**.

La **permeabilidad** se puede detectar con las curvas de resistividad y estas deben verificarse con las de correlación y porosidad. Cuando las curvas de resistividad (profunda media y somera) se separan indicara un intervalo permeable y viceversa. En los registros de inducción esta regla no es tan cierta ya que si se combinan con las curvas SFL, LL8 o SN, como curva somera es común que esta se separe un poco en formaciones impermeables, debido a que estas herramientas están diseñadas para lodos conductores donde su profundidad de investigación es mayor.

Como el **diámetro de invasión** está relacionado con la permeabilidad de la formación, si las curvas de resistividad en un intervalo permeable, la somera y media están juntas y la profunda se separa se tiene un filtrado de lodo grande (>75 [cm]); así mismo si las curvas de investigación profunda y media están más juntas y la somera se separa se asume un diámetro de invasión pequeño (<75 [cm]). Lo cual con un mayor número de profundidades de investigación como puede ser un registro de inducción de 5 o 6 curvas, lo anterior expresado se puede ver más claramente.

En una capa donde las curvas de resistividad se juntan indicando impermeabilidad y la resistividad medida está entre 1 y 3 Ωm , se trata de **lutitas**.

La curva de resistividad profunda tiende a tener un valor muy cercano a la **resistividad verdadera** (R_t) horizontal de las capas, si estas tienen un espesor individual mayor a 5 metros, en registros de inducción enfocados.

Si el registro Rayos Gamma y/o Potencial Natural que indican permeabilidad y la curva de resistividad profunda baja su resistividad parecido al de una formación impermeable, es muy probable que se tenga **agua salada** en esa capa; si en cambio aumenta en ese intervalo puede contener **hidrocarburos**, cotejando esto con la curva de tiempo de tránsito y densidad, para discernir que esto no sea

producto de la compactación: disminución en el tiempo de tránsito y aumento en la densidad. Por lo general en una capa permeable la curva de investigación media estará entre la somera y la profunda, pero si su resistividad se hace menor que las otras, es un efecto de anillo lo cual es un indicador de que la capa contiene hidrocarburos.

En una capa permeable, si la resistividad profunda es baja en la parte inferior y aumenta en la parte superior se tiene un **contacto agua-hidrocarburo**; si no se trata de un intervalo compacto, como se dijo anteriormente.

Para hacer una estimación rápida de la **saturación de agua (Sw)**. Se identifica un intervalo permeable saturado con agua (resistividades separadas y bajas) y se lee directamente en la curva de resistividad profunda (la de inducción da mayor certidumbre) el valor de la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua salada (R_o) y la resistividad verdadera de la formación (R_t) en la capa a evaluar su saturación con: $Sw=(R_o/R_t)^{1/2}$.

5.6.4 Neutrón

Si no fuera por el nivel de afectaciones ambientales que sufre la curva porosidad neutrón (\varnothing_N) sería la ideal para obtener los valores de porosidad, por otra parte como curva calculada requiere saber qué tipo de litología se tiene, ya que esta calibrada en calizas por de facto y si esta litología es distinta se requiere corregir dicha curva a la litología en cuestión. En resumen si se tienen calizas y no se tienen afectaciones ambientales o han sido corregidas, la porosidad ofrecida por la curva \varnothing_N será muy cercana a la **porosidad real** (\varnothing_T).

En litologías sencillas la determinación de la porosidad se puede utilizar cualitativamente para inferir **litologías** sencillas (un sólo mineral principal con mayor porcentaje, no complejo con varias matrices), como se presenta en la **figura 5-50**. Y un valor promedio entre la porosidad neutrón (\varnothing_N) y densidad (\varnothing_D) es una buena aproximación de la porosidad total (\varnothing_T).

Con registro de neutrones antiguos (tomados con la herramienta GNT), se debe tener cuidado de cual tipo de radiación está graficada, normalmente en unidades API. Si la radiación son neutrones, la porosidad aumentará a la izquierda donde se tienen menos API. Si la radiación medida son rayos gamma de captura, la porosidad aumentará hacia la derecha donde se tienen más API. Se puede determinar la porosidad ajustando el ancho del carril a una escala de porosidad para ese tipo de rocas (por ejemplo en terrígenos las máximas porosidades de 30% y en carbonatos de 8%; las porosidades mínimas de 7% en terrígenos y 1% en carbonatos), pero se deberá hacer un ajuste particular para cada área; si se calibra con datos de núcleos es mejor.

5.6.5 Densidad

Al igual que la curva de **porosidad** neutrón, la de densidad no representa porosidades reales mientras no se tenga el tipo de litología ya que la matriz y fluidos asignados para calcular dichas curvas pueden diferir. Independientemente de esto, cualitativamente pueden servir para detectar que intervalos son más porosos que otros.

Como se dijo anteriormente la curva densidad puede ser ocupada junto con la de neutrón para determinar **litologías sencillas** de manera cualitativa **figura 5-50**, utilizando \varnothing_N o \varnothing_D , pero de preferencia ambas ($\varnothing_T = \varnothing_N + \varnothing_D / 2$), \varnothing_N y \varnothing_D deben de haber sido calculadas para la misma litología. En caso de no contar con la curva \varnothing_D se puede emplear la curva ρ_b .

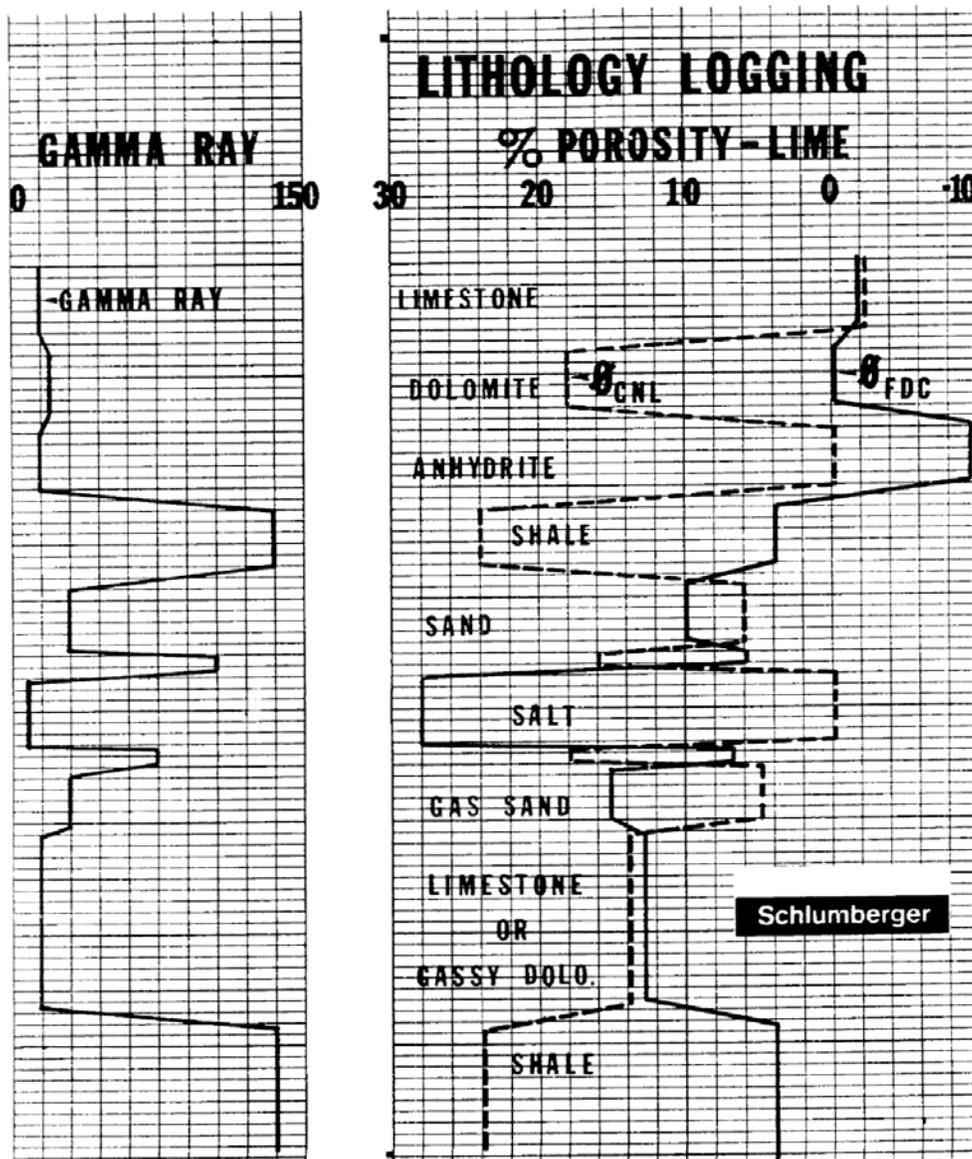
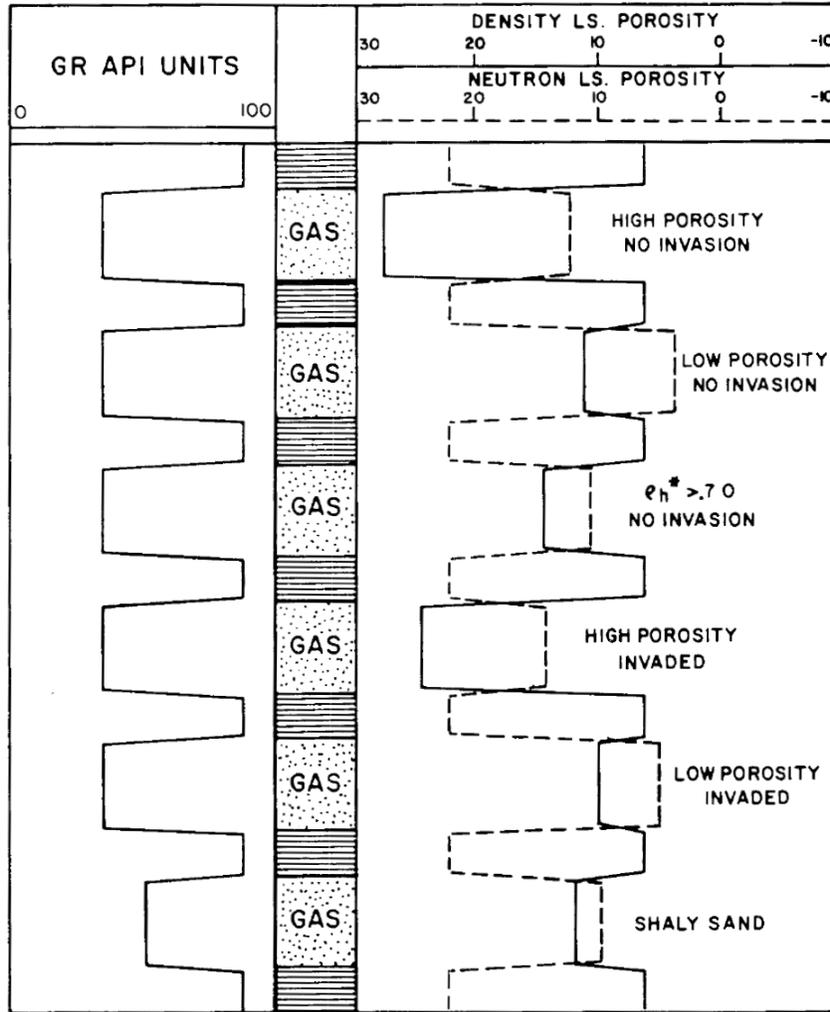


Figura 5-50. Interpretación cualitativa de litología (Asquith, 1982).



* e_h HYDROCARBON DENSITY

Figura 5-51. Generalización de la respuesta de los registros \varnothing_N y \varnothing_D respecto al gas y el diámetro de invasión (Asquith, 1982).

Cuando las curvas \varnothing_N y \varnothing_D se cruzan "cruce de curvas" en una capa permeable teniendo $\varnothing_N < \varnothing_D$, es indicador de una capa con **gas** (fig. 5-51). Si no se percibe este cruce puede ser debido a que no utilizo matriz de caliza (litología donde esta calibrado \varnothing_N y donde está calculada \varnothing_D En caso de no contar con la curva \varnothing_D o esta estar calculada con otra litología, se puede emplear la curva ρ_b manejando la escala adecuada.

5.6.6 Sónico

Para la curva de tiempo de tránsito (Δt) se analiza con las de correlación donde las más compactas serán las menos porosas y con mayores valores de Δt . Con la curva calculada (valores de matriz y fluidos asumidos) de **porosidad** sónico (\varnothing_s) requiere de saber qué tipo de litología se tiene ya que solo así la porosidad podrá ser real. Si no es así sirve solo para saber que intervalos son más porosos cualitativamente.

Las formaciones conocidas son ideales para verificar la respuesta de las curvas, con la porosidad sónica podemos detectar **evaporitas** ($\phi_s=0$ [p.u.]), que con ayuda de la curva Δt podemos saber si tiene una capa de **sal** ($\Delta t=67[\mu s/ft]$) o **anhidrita** ($\Delta t=50 [\mu s/ft]$).

Los saltos de ciclo (incremento abrupto de Δt) pueden ser empleados como indicadores de **gas** en la formación.

6 Conclusiones

- El correcto manejo de la **incertidumbre** al operar o cambiar de unidades aportará valor agregado a la medición, el no hacerlo genera malas apreciaciones
- La evaluación del trabajo final traerá siempre **retroalimentación** y se entrará en un ciclo de **mejoría** para cualquiera de las partes implicadas. El no hacerlo sentencia al estancamiento y pérdida de perspectiva a largo plazo.
- Toda la **información** es importante para apreciar correctamente el registro, por tanto toda aquella de la que se disponga debe ser **recopilada**, sobre todo cuando ya se tiene y no implica un gasto, pero si una pérdida cuando no se asienta o anexa en el informe (entregable).
- Los **diseñadores** de herramientas procuran satisfacer las necesidades del cliente en la medida de lo posible, sin embargo los **vendedores** hablan "milagros" de estas y de "retos superados" (limitaciones físicas), soslayando en ocasiones las recomendaciones del diseñador y/o limitaciones de las herramientas.
- Las especificaciones de las herramientas, que proporcionan los vendedores son simplistas, no se pueden utilizar directamente. La **adaptación** de esas especificaciones a las condiciones exactas del trabajo es necesaria.
- Los errores pueden ser reducidos con una **distribución adecuada de las tareas** entre el ingeniero de campo y el sistema.
- La decisión del **lodo** a utilizar debe tener una visión integral y siempre preferir lodos ampliamente documentados, especialmente lodos base agua, para tener más registros de mayor calidad.
- El control de calidad aquí abordado es aplicable tanto a **pozo descubierto como entubado**.
- El **cliente** debe interesarse en la validación de la calidad del estudio por complicado y complejo que sea.
- Las **compañías** llegan a cobrar un costo extra por la entrega de curvas de calidad, lo cual es de esperarse ya que no estarán muy cómodas de mostrar que deficiencias tiene su registro.
- Debe haber un **control de correcciones**, independientemente de que se tengan las curvas crudas sin tratamiento, esto aminora tiempos y costos.
- No realizar controles de calidad implica grandes **pérdidas**.
- El control de calidad del registro debe ser efectuado **antes** de hacer cualquier tipo **de interpretación**, para no malgastar recursos trabajando con datos que no han sido ponderados, ni ocupar datos que podrían no tener sentido.

6.1 Entregables

- Los informes (**entregables**) deben ser estandarizados.
- Los controles de calidad deben **facilitar las lecturas** de los datos.
- El uso de **formatos gráficos** (en calibraciones, indicadores de calidad, parámetros, rangos, diagramas, etc.) mejorara la velocidad de vaciado y lectura de datos.
- Se requiere de una mayor estandarización en las curvas de los **archivos digitales**. En la práctica llegan a portar menos información de la que trae el registro impreso, por ello debe de exigirse cada vez con mayor interés el que porten los encabezados completos, calibraciones, tramo repetido, equipo, especificaciones de las herramientas y mejor aún todas las curvas crudas, calculadas y de calidad.
- Las curvas pueden ser corregidas no obstante la **calidad** de inicio puede ser mala, lo cual debe ser analizado.
- Los criterios de calidad y control de calidad aquí empleados son útiles para los registros (entregables) tanto **impresos como digitales**.
- Las curvas de calibración deben preservarse en el formato digital, así como los datos crudos u otros datos que resulten "**estorbosos**" en el registro impreso. Esto se debe considerar al editar los archivos de campo.
- La **interpretación** cualitativa puede emplearse como un control de calidad, y no sólo los datos de calidad son interpretables. No obstante se pueden hacer controles de calidad a la interpretación final, lo cual no se aborda en este trabajo.
- Se tiene información cuantitativa y por ello se puede hacer un análisis de **calidad cuantitativo** (calificando el registro), para así poder tener indicadores que después puedan ser comparados con otros registros bajo los mismos parámetros y poder jerarquizar la información.

6.2 Curvas

- La evaluación de control de calidad en las curvas se observa mejor a **escala 1:200**.
- La curva densidad ofrece buenos valores de litologías como pueden ser las evaporitas. Para el caso de no tener identificado el **efecto Gröningen** para los registros de resistividad, se puede emplear la curva densidad para advertir dicho efecto en el caso de la anhidrita.
- Se debe verificar la velocidad, principalmente en las herramientas radiactivas ya que no se puede **configurar la fuente** y los detectores requieren de un tiempo muerto.
- Las curvas y datos que sirven para evaluar la calidad de **todas las curvas** son: las curvas calíper, tensión, diámetro de barrena y velocidad de la herramienta.

- Actualmente cada registro posee curvas o indicadores de calidad **específicos de la herramienta**, donde los más comunes resultan ser la orientación, estabilidad y correcto posicionamiento (inclinómetro) de la sonda y la curva de calidad de cada transductor.
- Algunas curvas de calidad son complicadas y difíciles de entender, para ello se requiere **documentarse** en su metodología y generar experiencia, lo cual rara vez sucede. Por lo que se requiere que quien realice el control de calidad sea un profesional con experiencia en el área.

Bibliografía

Álvarez Ramos, Mario et al. 2013. Departamento de Física. [En línea, citado en Septiembre de 2013]

<http://www.fisica.uson.mx/manuales/mecyfluidos/mecyflu-lab001.pdf>

Ayala Velázquez, María de los Dolores. *Instrumentos, mediciones e incertidumbres* : Departamento de Física, División de CBI.

Arroyo Carrasco, Alejandro. 1996. *Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos.* México, D.F. : Facultad de Ingeniería, UNAM.

Asquith, B. George y Gibson, C. 1982. *Basic well log analysis for geologist.* Tulsa, OK : The American Association of Petroleum Geologists.

Bassiouni, Zaki. 1994. *Theory, measurement and interpretation of well logs.* Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers.

Burnett, Neil et al. 1993. *Quality : Efficiency Drivers.*

Castrejon Pineda, Héctor Ricardo. 1986. *Operación de registros geofísicos de pozos.* Tesis profesional. México, D.F. : Facultad de Ingeniería, UNAM.

Cengel, Yunus A. 2008. *Termodinámica.* Sexta ed. : McGraw-Hill.

Cordova Q., Arturo. 1981. *Control de calidad de los registros efectuados con el CSU.* México, D.F. : Schlumberger.

Freedman, Robert. 2006. *Advances in NMR logging* : Schlumberger Oilfield Services.

Galano's, Annia. 2013. [En línea, citado el 18 de Febrero de 2013]
<http://agalano.com/Cursos/MetExpl/Incertidumbres.pdf>

González Arias. 2009. *El abc de las mediciones en el laboratorio docente.* La Habana : Universidad de La Habana, Dpto. Física Aplicada.

Kimminau, S. 1994. "Traceability- making decisions with uncertain data" *The Log Analyst*. Schlumberger.

Kruger, C. et al. 1997. *Evaluación de pozos, WEC*. Venezuela : Well evaluation conference.

Krygowski, Daniel A. 2004. *Guide to petrophysical interpretation*. Austin, TX : The American Association of petroleum Geologists.

Maldonado, Noé. 2013. *Vigilancia de la trayectoria del pozo en un modelo 3D*. Conferencia. Ciudad Universitaria, D.F. : Schlumberger. 1ª Jornada Estudiantil de Ciencias de la Tierra, FI UNAM.

Mousatov, Aleksandr. 2008. *Petrofísica, parte 2*. Apuntes. Ciudad Universitaria, D.F : Facultad de Ingeniería, UNAM.

Muñoz, Marco V. y Rojas, Jhymer. 2004. *Metrología e Instrumentación: Manual de laboratorio*. San José : Universidad de Costa Rica.

Neinast y Knox. 1973. International petroleum industry multimedia system. IPIMS. [En línea, citado el 4 de Marzo de 2013]
<http://ipims.com/data/fe11/G4317.asp?UserID=&Code=29987>

Reyes Hernández, Isaías. 2012. *Calibración de herramientas de registros geofísicos de pozos*. Tesis preprofesional. Ciudad universitaria, D.F. : Facultad de Ingeniería, UNAM.

Schlumberger. 2011. *Logging quality control reference manual*. Sugar Land, TX : Schlumberger.

—. **1990.** *Principios y aplicaciones de la interpretación de registros* : Schlumberger Educational Services.

—. **2012.** [En línea, citado el: 25 de Diciembre de 2012]
<http://www.slb.com/about/history/1920s.aspx>

Theys, Philippe P. 1999. *Log data acquisition and quality control*. Paris : Editions Technip.

—. **2011.** *Quest for quality data*. Paris : Editions Technip.

Torres Verdín, Carlos. 2007. Presentaciones del curso Petrofísica en Facultad de Ingeniería, UNAM.

Viro, Eduardo. 1997. *Interpretación de Registros a Pozo Abierto*. Viro Consultoría Ltda. Río de Janeiro : s.n.