



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN INTEGRAL DE
CEMENTACIONES DE POZOS MEDIANTE HERRAMIENTAS ACÚSTICAS**

TESIS

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presenta:

REY MANUEL ALVARADO VÁZQUEZ

DIRECTOR: Dr. Néstor Martínez Romero



Ciudad Universitaria, México D.F 2011.

**PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN INTEGRAL DE CEMENTACIONES DE POZOS MEDIANTE
HERRAMIENTAS ACÚSTICAS**

ÍNDICE

Página

Capítulo I

INTRODUCCIÓN

I.1	Justificación del trabajo	1
I.2	Objetivo de la tesis	1
I.3	Planteamiento	2
I.4	Estado del arte	3
I.5	Utilidad y beneficios	4
I.6	Alcance y limitaciones	4
I.7	Referencias Capítulo I	5

Capítulo II

CEMENTACIÓN DE POZOS

II.1	Definición	6
II.2	Tipos de cementación	6
II.2.1	Cementación primaria	6
II.2.2	Cementación forzada	9
II.3	Composición y caracterización del cemento Portland	11
II.3.1	Introducción	11
II.3.2	Notación química	12
II.3.3	Manufactura del cemento Portland	12
II.3.4	Clasificación de los cementos	13
II.4	Propiedades físico-químicas de las lechadas de cemento	14
II.4.1	Rendimiento	14
II.4.2	Densidad	14
II.4.3	Esfuerzo compresivo	14
II.4.4	Pérdida de fluido	15
II.4.5	Tiempo de espesamiento	16
II.4.6	Agua libre	17
II.4.7	Permeabilidad	17
II.4.8	Reología	18
II.4.9	Propiedades tixotrópicas	19

II.5	Fenómeno de hidratación del cemento	21
II.5.1	Hidratación de las fases de silicatos	21
II.5.2	Período de pre-inducción	22
II.5.3	Período de inducción	23
II.5.4	Períodos de aceleración y desaceleración	24
II.5.5	Período de difusión	24
II.5.6	Hidratación de las fases de aluminatos	25
II.5.7	Hidratación de los cementos Portland; el sistema multicomponente	27
II.5.8	Factores que modifican el proceso de hidratación	28
II.6	Cambios físico-químicos durante el fraguado	31
II.6.1	Cambios de volumen	31
II.6.2	Cambios de presión hidrostática durante el fraguado	32
II.7	Factores críticos en la adherencia	34
II.7.1	Remoción del lodo	34
II.7.2	Otros factores	35
II.8	Sistemas de cemento especiales	35
II.9	Integridad del cemento en el tiempo	37
II.10	Referencias Capítulo II	39

Capítulo III

FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS SÓNICOS

III.1	Importancia y necesidad	40
III.2	Aspectos de acústica	42
III.2.1	Términos básicos de acústica	43
III.2.2	Tipos de ondas	44
III.2.3	Propiedades elásticas de las rocas	46
III.2.4	Velocidad de una onda sonora	48
III.2.5	Impedancia acústica	49
III.2.6	Intensidad acústica	49
III.3	Fenómenos físicos en la propagación de ondas sonoras	50
III.3.1	Reflexión y refracción	50
III.3.2	Interferencia	53
III.3.3	Difracción	54
III.4	Atenuación	54
III.4.1	Causas teóricas de la atenuación	55
III.4.2	Medición de la atenuación	57
III.5	Referencias Capítulo III	59

Capítulo IV

REGISTROS SÓNICOS DE CEMENTACIÓN

IV.1	Introducción	60
IV.2	Propagación de ondas acústicas en un pozo	60
IV.3	Principio de medición de las herramientas	62
IV.4	Configuración y operación de las herramientas	64
IV.4.1	Curva de amplitud del CBL	65
IV.4.2	Curva de tiempo de viaje del CBL	67
IV.4.3	Registro VDL	69
IV.4.4	Presentación del registro CBL	72
IV.5	Interpretación	73
IV.5.1	Interpretación cualitativa	73
IV.5.2	Interpretación cuantitativa	79
IV.5.3	Índice de adherencia y sello hidráulico	83
IV.6	Factores que afectan el desempeño de las herramientas	85
IV.6.1	Micro-canales	85
IV.6.2	Formaciones rápidas	87
IV.6.3	Centralización	89
IV.6.4	Tiempo previo a la adquisición	92
IV.7	Recomendaciones	93
IV.8	Otras herramientas sónicas	94
IV.8.1	Registros compensados	94
IV.8.2	Registros segmentados	97
IV.9	Referencias Capítulo IV	102

Capítulo V

HERRAMIENTAS ULTRASÓNICAS

V.1	Introducción	103
V.2	Principio de medición	103
V.3	Clasificación de las herramientas	106
V.3.1	Herramientas con transductores fijos	106
V.3.2	Herramientas con transductor de rotación constante	111
V.3.3	Herramientas ultrasónicas de tercera generación	116
V.4	Presentación e interpretación	122
V.4.1	Requerimientos mínimos	128
V.5	Referencias Capítulo V	130

Capítulo VI

PROGRAMACIÓN PARA LA ADQUISICIÓN DE LOS REGISTROS DE ADHERENCIA

VI.1	Introducción	131
VI.2	Factores que afectan la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo	132
VI.3	Importancia del perfil de temperatura	135
VI.4	Valor de esfuerzo compresivo suficiente para la adquisición	137
VI.4.1	Requerimientos de esfuerzo compresivo para herramientas sónicas	137
VI.4.2	Requerimientos de esfuerzo compresivo para herramientas ultrasónicas	140
VI.5	Los costos de no programar los registros de adherencia	142
VI.5.1	En la producción	142
VI.5.2	En las reservas	142
VI.5.3	En seguridad e impacto ambiental	143
VI.6	Recomendaciones	144
VI.7	Referencias Capítulo VI	145

CONCLUSIONES	146
---------------------	-----

APÉNDICE A: Propiedades acústicas de materiales comunes	149
--	-----



1.1 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La cementación de pozos es una de las actividades fundamentales en la extracción de hidrocarburos y su práctica consume billones de dólares anualmente a la industria petrolera. Sin embargo, parte importante se malgasta como resultado de:

- a. Evaluación inapropiada del cuerpo de cemento: sin adquisición de registros.
- b. Recomendaciones equivocadas: basadas en conceptos erróneos de interpretación de los registros acústicos.

Por lo tanto, conscientes de que el diseño y ejecución son facetas trascendentales para materializar el sello hidráulico necesario durante la explotación, una herramienta indiscutible para la aprobación y mejora continua de las tecnologías y técnicas de cementación es la evaluación precisa de la cementación. Para lograrlo, es indispensable la adquisición de los registros sínicos de adherencia.

Una valoración acertada del cuerpo de cemento en un pozo, que sea útil como directriz en la decisión de los trabajos de cementación forzada, exige entender y analizar a fondo todos los parámetros y variables propios del diseño y ejecución de las operaciones primarias; así mismo, es necesario comprender las limitaciones de las herramientas acústicas empleadas. Además, la evaluación del sello existente en el espacio anular no se debe resumir a la interpretación de los registros de adherencia.

Las técnicas de registro y/o cementación inadecuadas dan lugar, con frecuencia, a interpretaciones engañosas de la adherencia entre tubería, cemento y formación, lo que deriva en trabajos de reparación innecesarios o en la terminación de pozos con comunicación hidráulica en el espacio anular.

El costo de este tipo de registro es reducido en comparación al que implican las operaciones de cementación forzada infructuosas, re-terminación, perjuicios en la producción o incluso la pérdida del pozo. El valor agregado que esta herramienta ofrece es notorio; sin embargo, para hacerlo efectivo se necesitan establecer lineamientos de control de calidad.

1.2 OBJETIVO DE LA TESIS

Este trabajo pretende proporcionar un nuevo procedimiento y una fuente de consulta para la evaluación eficiente de los trabajos de cementación en pozos petroleros, incluyendo aspectos determinantes para precisar el éxito alcanzado en este tipo de operaciones.

Se propone iniciar la implementación de una nueva filosofía en la evaluación de cementaciones en nuestro país con la finalidad de que la integridad del cuerpo de cemento sea un aspecto de valuación sistemática, para asegurar que estas prácticas lleguen a alcanzar los estándares de calidad dictados por las mejores prácticas internacionales y con ello favorecer la explotación eficiente de los hidrocarburos.

1.3 PLANTEAMIENTO

Cada pozo perforado, aun siendo pozo de desarrollo, presenta condiciones de diseño y ejecución diferentes; por ello debemos evaluar de manera particular todos los trabajos de cementación. Mediante el control de las variables que afectan a la respuesta de las herramientas acústicas y con la aplicación del proceso recomendado, la compañía operadora puede monitorear y mejorar las operaciones de cementación.

Se propone un procedimiento nuevo para la evaluación de los trabajos de cementación, basado en la respuesta secuencial a las siguientes preguntas:

1. ¿El trabajo de cementación se efectuó bajo el procedimiento adecuado?
2. ¿El registro sónico de cementación se adquirió apropiadamente?
3. ¿El cemento colocado **aisló** las formaciones?

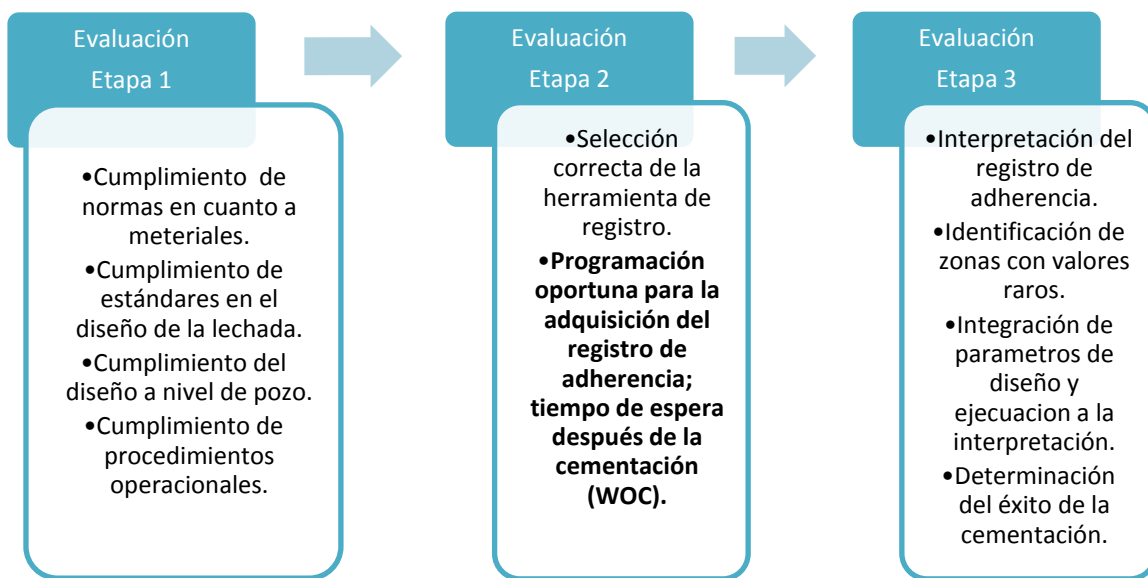


Figura 1.1 Proceso propuesto para la evaluación integral del cuerpo de cemento.

El Capítulo II proporciona los elementos para responder la primera pregunta, los Capítulos III, IV, V y VI brindan los fundamentos para la realización de la evaluación de las etapas 2 y 3; del procedimiento propuesto para la evaluación integral de cementaciones, Figura 1.1. Es necesaria información adicional a los registros de adherencia durante el proceso, lo cual se especifica en el desarrollo del trabajo.

La identificación de valores raros, implica la realización de un pronóstico de la respuesta del registro a partir de la evaluación de las etapas 1 y 2, así como de la simulación del trabajo de cementación, siempre que esté disponible. La divergencia entre dicho pronóstico y el comportamiento real del registro, se debe esclarecer con la integración de los parámetros de diseño y ejecución observados.

1.4 ESTADO DEL ARTE

Actualmente en nuestro país, la evaluación de cementaciones es una fase separada por completo de las fases de diseño y ejecución, la cual inicia cuando se concluye la cementación y se fundamenta en los reportes de la ejecución de las operaciones, con adquisiciones esporádicas y no programadas de los registros de adherencia. Esto principalmente por dos razones:

- a. Falta de credibilidad en los registros, por una adquisición imprevista.
- b. Necesidades de producción que exigen el disparo apresurado de los pozos.

El eludir los registros acústicos para la evaluación de las cementaciones puede tener resultados catastróficos; sin embargo, esta operación muchas veces se obvia por aspectos económicos, principalmente en pozos costa afuera, por los costos elevados de la renta de los equipos de perforación. Al conjugar por un lado la necesidad de su adquisición y por otro las limitantes económicas, en la última década se ha orientado el desarrollo de tecnologías nuevas hacia la generación de herramientas con capacidad de adquisición acelerada, hasta cinco veces más rápidas que las herramientas tradicionales¹. No obstante, los fundamentos de interpretación siguen siendo los convencionales, debido a que el principio de medición es análogo.

Recientemente, una compañía operadora de Oriente Medio en conjunto con alguna prestadora de servicios, realizó una investigación para determinar crítica y sistemáticamente el grado de efectividad de los registros; es decir, de sus interpretaciones de la calidad del cemento para evitar comunicación hidráulica entre estratos diferentes en un pozo. El criterio que se utilizó fue la comparación directa de la interpretación, con los resultados de las pruebas físicas de comunicación, obteniendo una efectividad del 89% en 28 pozos que se analizaron. Una de las conclusiones más importantes fue: “un control de calidad riguroso de los registros de adherencia es obligatorio para su correcta interpretación”.²

En México, se adquieren registros de adherencia en un porcentaje muy bajo de todos los trabajos de cementación. Sin embargo se realiza un número importante de trabajos de cementación forzada anualmente, para reparar cementaciones primarias deficientes, y un buen número de ellos se ejecuta después de la identificación de problemas en la producción y/o en los procesos de inyección de los pozos. Los costos de una cementación forzada, son aún mayores cuando el equipo de perforación se ha desalojado; por ello, debemos evaluar las cementaciones primarias de manera oportuna.

Ante la declinación de la producción de hidrocarburos en nuestro país, y a nivel mundial, junto con el descubrimiento escaso de yacimientos nuevos, es fundamental aumentar el grado de efectividad en las operaciones de la industria; para lograrlo es indispensable asegurar la integridad de los pozos; de lo contrario, los pozos no podrán alcanzar su producción máxima, con la divergencia consecuente de los pronósticos de producción y las consecuentes pérdidas económicas.

Las condiciones de explotación actuales exigen requerimientos más rígidos en cuanto a la calidad del sello hidráulico en el espacio anular. Pozos más profundos y la aplicación cada vez más frecuente de tratamientos de inyección de todo tipo, requieren cuerpos de cemento que soporten diferencias de presión muy elevadas. Sobre todo, en aquellos pozos que serán empleados para la implementación de algún método de inyección térmica; cualquier falla en estos procesos representa grandes pérdidas económicas, desde el punto de vista del costo de los fluidos inyectados y eficiencia de la operación.

1.5 UTILIDAD Y BENEFICIOS

Los aportes de la tesis presente se dividen en:

- a. A la universidad

Este trabajo será de utilidad en la formación académica y desarrollo profesional de los ingenieros petroleros, sin importar el área de especialización, ya que la integridad del cuerpo de cemento de un pozo es fundamental y factor limitante para el éxito de los proyectos en la explotación de hidrocarburos; por ello, la evaluación de los trabajos de cementación es una competencia necesaria en el egresado.

- b. A la industria

Con el nuevo procedimiento para la evaluación de cementaciones, se plantea la necesidad de crear una norma en la materia, para las prácticas que se realizan en nuestro país, así como reformar los esquemas de contratación. Con ello se pretende que todos los trabajos que se realizan, proporcionen una garantía razonable de éxito; además de permitir el monitoreo y evaluación de los procedimientos operativos y técnicas existentes, motivando a la mejora continua de los mismos.

El conocimiento del grado de aislamiento antes de disparar la zona de producción permite aprobar o modificar las operaciones de terminación, lo cual posibilita la programación oportuna de actividades, impactando positivamente en el rendimiento económico de los pozos petroleros.

1.6 ALCANCE Y LIMITACIONES

El trabajo es una investigación analítica-longitudinal, que incluye publicaciones desde la aparición de esta herramienta de registro hasta las más recientes. Con ello se logró entender el principio de funcionamiento y limitaciones básicas de las mediciones; así como los problemas cruciales en las cementaciones, para enfatizar su supervisión durante la evaluación de dichas operaciones.

En el desarrollo de esta tesis, la falta de acceso directo a esta herramienta se juzga como la limitante principal; sin embargo, el análisis que se realizó se considera suficiente para efectuar nuestras propuestas. Para continuar con esta investigación se necesita implementar el uso de la herramienta y realizar pruebas de la efectividad de los registros, mediante un trabajo conjunto de Pemex y las compañías que brindan este servicio.

I.7 REFERENCIAS CAPÍTULO I

1. "Cement Bond Evaluation", Eddie H. Shook, Gary J. Frisch, Tony Lewis, artículo SPE 108415, presentado en la Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, (Marzo 31-Abril 2, 2008).
2. "Reliability of Cement Bond Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations", Douglas Boyd, Salah Al-Kubti, Osama Hamdy Khedr, et. al., artículo SPE 101420, presentado en la Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, (Noviembre 5-8, 2006).

II.1 DEFINICIÓN

Cementación de pozos es el proceso de colocar cemento en el espacio comprendido entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo, con el fin de aislar perfectamente dicha zona e impedir la comunicación hidráulica entre las formaciones perforadas.

Si se logra su objetivo, se obtiene un sello hidráulico entre la tubería y el cemento, entre el cemento y la formación y al mismo tiempo se previene la formación de canales con fluidos en el cuerpo de cemento. Sin un aislamiento pleno de las zonas en el agujero, el pozo nunca alcanzará su potencial de producción. Por ello, la cementación primaria es la operación de terminación más importante a realizar en un pozo. Una intervención remedial para reparar un trabajo de cementación defectuoso podría ocasionar un daño irreversible en la zona productora y con ello la posible pérdida de reservas, gastos de producción reducidos y producción diferida. Pueden surgir otros problemas, tales como limitaciones en los trabajos de estimulación, así como restringir las recuperaciones secundaria y terciaria en la zona de interés.

II.2 TIPOS DE CEMENTACIÓN

II.2.1 Cementación primaria

La cementación primaria es el proceso de colocar cemento en el espacio anular, entre el revestimiento y las formaciones expuestas en el agujero, después de haber perforado hasta la profundidad de interés y antes de poner en producción por primera ocasión el pozo en cuestión. Desde sus principios en 1903, el objetivo principal de la cementación primaria siempre ha sido el proporcionar aislamiento entre las zonas diferentes del agujero; que contienen a los fluidos: aceite, gas y agua¹. Para evitar la entrada de gas y/o agua en la zona con aceite o bien prevenir la pérdida de producción de hidrocarburos hacia la superficie y/o formaciones vecinas.

Una vez que se ha colocado el cemento en el espacio anular, el cuerpo ya solidificado forma un sello hidráulico en el agujero, impidiendo la migración de los fluidos de la formación detrás de la tubería de revestimiento. La cementación primaria es una de las fases más críticas durante la perforación y terminación de un pozo, ya que únicamente existe una oportunidad para realizar el trabajo exitosamente, por lo que debe ser planeada y ejecutada de manera cuidadosa.

Además de proveer el aislamiento de las zonas, el cuerpo de cemento debe anclar y soportar la sarta de la tubería de revestimiento, al mismo tiempo que debe protegerla contra la corrosión ocasionada por los fluidos de la formación. El acero de la tubería sin cementar se puede corroer rápidamente cuando se expone a las salmueras calientes de la formación, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. La erosión es otro problema que se presenta en las tuberías de revestimiento sin un respaldo de cemento, ocasionado por las partículas sólidas que son transportadas en la corriente de los fluidos.

De igual manera, una cementación pobre puede ocasionar fallas en las tuberías, tales como: baloneo, pandeo e incluso puede llegar hasta el colapso total de la tubería. Estos fenómenos se pueden presentar cuando la tubería se pone en contacto directo con el yacimiento después de haber sido cementada y disparada, ya que la presión de los fluidos tiende a abrir la tubería, efecto que se contrarresta por el cemento en el espacio anular, por lo tanto la ausencia de cemento en la periferia de la tubería será una situación crítica debido a que no se tiene esa presión de respaldo en el exterior considerada precisamente en el diseño del programa de las tuberías de revestimiento.

En principio, las técnicas de cementación primaria son las mismas independientemente del propósito de la tubería de revestimiento y del tamaño.

Son necesarias una serie de sarta de revestimiento para terminar un pozo y producir los fluidos exitosamente. El diseño del programa de tuberías de revestimiento está supeditado a varios factores:

- a. Profundidad.
- b. Tamaño del agujero.
- c. Presión diferencial (columna de lodo/cemento - presión de formación).
- d. Características de la formación.
- e. Objetivos de perforación.
- f. Necesidades a futuro de Sistemas Artificiales de Producción y/o Métodos de Recuperación Secundaria o Mejorada.

La sarta de revestimiento se debe diseñar para soportar las condiciones mecánicas y químicas propias del agujero. A continuación se describirán las funciones de cada sarta de revestimiento, las profundidades a las cuales son colocadas normalmente y otras consideraciones especiales.

Tubería Conductora

La tubería conductora es la primera y normalmente la más corta. Su propósito es proteger los acuíferos someros, para no ser contaminados por los fluidos de perforación y ayudar a prevenir los deslaves que pueden ocurrir cerca de la superficie por las formaciones deleznable presentes en esta zona. La tubería conductora también sirve como un medio para el retorno del lodo de perforación junto con los recortes. De igual manera, se utiliza para fijar el arreglo de preventores (*Blowout Preventer*, BOP, por sus siglas en inglés).

En instalaciones costa afuera o en operaciones con barcazas en zonas pantanosas, introducir la tubería conductora dentro del sedimento superficial es una práctica complicada, que consiste en bombear fluido de perforación a gran gasto, para provocar que la potencia hidráulica de las toberas de la barrena genere un Jet, el cual permita la entrada de la conductora a través de los sedimentos; dicha técnica se conoce como "jeteo". La profundidad de asentamiento para esta tubería normalmente es menor a 91 m (300 ft) y comúnmente se cimienta hasta encontrar alguna formación firme.

La cementación de la conductora o cualquier otra sarta de revestimiento se realiza mediante una cabeza de cementación, la cual es un niple de longitud y diámetro variable dependiendo de la tubería y número de tapones a utilizar, que se enrosca a la cima del conductor mediante un tubo colgador. Se bombea la lechada de cemento a través de la cabeza de cementación y por el interior de la tubería. Debido a que la longitud de esta etapa es muy corta, los volúmenes del espacio anular e interiores son relativamente pequeños; la lechada de cemento se bombea hasta observar su retorno en superficie y se desplaza del interior de la tubería sin el uso de baches.

En trabajos de cementación someros, los deslaves y pérdidas de circulación impiden frecuentemente que el cemento alcance la superficie; por ello, se debe realizar un trabajo de re-cementación por el tope del anular "top up". Cuando ocurre alguna pérdida de circulación, generalmente se bombean grandes cantidades de cemento en la zona problemática y al final se desplaza con un volumen igual al de la capacidad de la tubería.

Tubería Superficial

Además de mantener la integridad del agujero, la tubería superficial evita la contaminación de acuíferos subterráneos de agua dulce por los fluidos de perforación, salmueras, aceite o gas. Dependiendo del país, normalmente existen regulaciones gubernamentales que estipulan los requerimientos mínimos de la tubería y establecen las propiedades del cemento. En México, existe una norma de referencia elaborada por Petróleos Mexicanos, **NRF-069-PEMEX-2006**, que establece los parámetros de control de la calidad del cemento clase H, por ser este el de mejor calidad para la cementación de pozos petroleros. Es de aplicación general y de observancia obligatoria para la adquisición del material objeto de la misma, a través de empresas de servicio o por administración.²

Frecuentemente, la tubería superficial es la primera sarta a la cual se conectan los BOP's. Por lo tanto, la tubería seleccionada debe ser lo suficientemente resistente para soportar los BOP's y para resistir las presiones del gas o los fluidos que se pueden encontrar. Además la tubería superficial debe tener la fuerza para sostener sartas de revestimiento y de producción adicionales, así como proveer un anclaje sólido para el cabezal de producción cuando el pozo se ponga a producir. Las dimensiones de la tubería superficial varían considerablemente, el rango de diámetros va de 7 a 20 pg. y las profundidades de asentamiento pueden alcanzar hasta 1520 m (5000 ft).

El problema principal asociado a la cementación de esta etapa es colocar la altura del cemento requerida en el espacio anular, comúnmente hasta la superficie, debido a que la presión hidrostática puede llegar a superar la presión de fractura de la formación. Por ello el uso de lechadas de baja densidad e incluso lechadas de cemento espumoso se está convirtiendo en una práctica común bajo tales circunstancias.

Los deslaves son otra dificultad frecuente, que resultan en tamaños de agujero que a menudo sobrepasan la capacidad de las herramientas calibradoras (caliper), lo cual consecuentemente impide determinar de manera exacta el volumen del agujero.

Frecuentemente, en la etapa superficial se debe lidiar con hinchamiento de lutitas y cuerpos de gas someros. Por otro lado, las bajas temperaturas de formación prolongan los tiempos de espesamiento de las lechadas de cemento. Además las grandes áreas del espacio anular en esta etapa, aun considerando agujeros calibrados, dificultan alcanzar el régimen de flujo turbulento necesario para una remoción del lodo de perforación eficiente. En efecto, después de la cementación de una tubería corta de explotación (*liner*), es probablemente la etapa más difícil a cementar correctamente.

Tubería Intermedia

La tubería intermedia es necesaria para mantener la integridad del agujero conforme se alcanzan mayores profundidades. En la mayoría de los pozos, esta sarta es la sección de tubería más larga. Normalmente se corre hasta la superficie y al igual que la conductora proporciona el anclaje y conexión de los BOP's para la perforación de la etapa subsecuente. Las dimensiones típicas de esta tubería van de 6 5/8 pg. a 13 3/8 pg. y las profundidades de asentamiento varían de 305 a 4570 m (1000 a 15 000 ft).

Generalmente la tubería intermedia se emplea para sellar zonas con presiones anormalmente bajas que pueden fracturarse con lodo de densidad elevada, a menudo necesario para perforar las etapas más profundas y con ello evitar pérdidas de circulación. En algunas ocasiones formaciones de sal o anhidrita pueden contaminar el fluido de perforación, incluso filtrarse a tal medida que ocasione la pegadura de la tubería de revestimiento. La cementación de esta etapa se puede realizar mediante una operación de una sola etapa, pero muchas veces se realiza en varias etapas, para evitar que la presión hidrostática de la lechada sea mayor que la presión de fractura de la formación.

Tubería de Explotación

La colocación de esta sarta de revestimiento es uno de los principales objetivos cuando perforamos un pozo, ya que sirve para aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas perforadas por el pozo. Otra función muy importante es proteger a la tubería de producción y equipos utilizados en el interior del pozo. Específicamente en la cementación de esta sarta de tubería es objeto de especial atención asegurar una adherencia del cemento entre la formación y la tubería de revestimiento y que sea resistente a la presión (sello hidráulico). Las dimensiones de esta tubería comúnmente varían entre 4 ½ y 9 5/8 pg. y las profundidades de asentamiento pueden variar de 460 a 7620 m. (1500 a 25 000 ft).

Normalmente esta tubería se cementa hasta la zona productora y posteriormente en dicha zona se realizan perforaciones a la tubería y al cemento; operación conocida como “disparar la zona de producción”. Pero en algunas ocasiones, cuando se requiere de una terminación en agujero descubierto, esta tubería de revestimiento se asienta y se cementa por arriba de la zona de producción.

La tubería de explotación es la última sarta que se coloca y las condiciones de presión y temperatura a las que se somete son las máximas para cada pozo, por lo que se debe diseñar para resistir tales condiciones. Las conexiones roscadas también deben ser las apropiadas para soportar las presiones, de lo contrario una fuga pequeña puede generar un descontrol total del pozo. Además, los sistemas de cementación se deben seleccionar para manejar la presión hidrostática necesaria para mantener la zona bajo control en todo momento. Los tapones, dardos y espaciadores que se corren en el interior del pozo durante la operación también deben ser probados antes de su utilización.

El aislamiento de las zonas es imperativo para proteger a la formación productora de la migración de fluidos (flujo cruzado) y proporcionar el sello hidráulico necesario para el éxito de cualquier tratamiento de estimulación futuro. Además, la lechada de cemento debe tener un manejo adecuado de “pérdida de fluido” para minimizar la invasión de filtrado a la formación, ya que un buen control de los fluidos evita el posible daño a la roca productora y también previene la deshidratación prematura de la lechada en el espacio anular, lo cual podría resultar en tapones de cemento indeseados y por ende un mal trabajo de cementación. Las tasas API de pérdida de fluido nunca deben sobrepasar los 100 ml/30 min. y se debe tratar de mantener valores de 50 ml/30 min. Aunque en algunas situaciones especiales tales como: presencia de zonas permeables por arriba de una zona de gas o para lechadas de densidad muy alta, se han sugerido tasas de 20-40 ml/30 min³.

Particularmente alrededor de la zona productora, la resistencia al esfuerzo compresivo y la permeabilidad son propiedades del cuerpo de cemento muy importantes para prevenir la invasión de fluidos. Una regla de campo para un aislamiento adecuado de las zonas perforadas, establece valores de 1000 psi (7.0 MPa) de resistencia al esfuerzo compresivo como mínimo y 0.1 md de permeabilidad absoluta como máximo. Cuando la temperatura de fondo cerrado sobrepase los 110°C (230 °F) se debe considerar la “regresión de la resistencia a la compresión”, fenómeno que se analizará posteriormente.

II.2.2 Cementación forzada

La cementación forzada se define como el proceso de forzar una lechada de cemento, bajo presión, a través de cavidades en el espacio anular. Un diseño adecuado del trabajo de cementación forzada, logra que el filtrado de cemento resultante obture los espacios entre el revestimiento y la formación. Dicho enjarre, una vez fraguado forma un sólido casi impenetrable¹.

La cementación forzada tiene muchas aplicaciones tanto en las etapas de perforación como en la terminación y reparación de pozos. Algunas de las más comunes son las siguientes:

- a. Reparar un trabajo de cementación primaria que fracasó debido a la canalización por la presencia de lodo de perforación o por altura del cemento insuficiente en el espacio anular.
- b. Eliminar la intrusión de agua de alguna formación ajena a la roca productora.
- c. Reducir la Relación Gas- Aceite en superficie (RGA) por el aislamiento de zonas de gas adyacentes al intervalo de aceite.
- d. Reparar fugas en el revestimiento debido a la corrosión o grietas en la tubería.
- e. Abandono de una zona depresionada o no productiva.
- f. Taponar total o parcialmente una o más zonas en un pozo de inyección múltiple para dirigir la inyección hacia el intervalo deseado.
- g. Sellar zonas de pérdida de circulación.

Durante mucho tiempo la cementación forzada ha sido una operación común, una gran cantidad de trabajos de cementación forzada son desarrollados diariamente bajo una variedad extensa de condiciones, por lo que se ha acumulado una experiencia amplia en esta técnica.

Independientemente de la técnica utilizada durante un trabajo de cementación forzada, la lechada de cemento se somete a una presión diferencial contra un filtro de roca permeable, pierde parte del agua que fluye hacia el medio poroso y se forma un enjarre de cemento parcialmente deshidratado. Los fenómenos físicos resultantes son filtración, formación del enjarre y en algunos casos fracturamiento de la formación.

El enjarre de cemento, formado en las zonas permeables, tiene una permeabilidad inicial alta. A medida que las partículas de cemento se acumulan, el espesor del enjarre y la resistencia hidráulica aumentan; por ende, la tasa de filtración disminuye y la presión requerida para la deshidratación de la lechada de cemento aumenta drásticamente.

La tasa de construcción del enjarre es una función de cuatro parámetros:

- a. Permeabilidad de la formación.
- b. Presión diferencial aplicada.
- c. Tiempo.
- d. Capacidad de la lechada para perder fluido a las condiciones del agujero.

Cuando forzamos el cemento contra una formación de una permeabilidad dada, la velocidad a la cual la deshidratación de la lechada disminuye está directamente relacionada a su tasa de pérdida de fluido. Si bombeamos lechadas con tasas de "pérdida de fluido" bajas contra formaciones de permeabilidad reducida, la deshidratación ocurre lentamente y la duración de la operación podría ser excesiva. En formaciones con permeabilidad alta, una lechada con una tasa de pérdida de fluido elevada se deshidrata rápidamente, consecuentemente, el agujero se podría estrangular por el enjarre y por otra parte los canales que aceptaran el cemento serían puenteados. En la Figura 2.1 podemos observar como una tasa de pérdida de fluido muy alta, 800 ml/30 min., podría obturar el interior de la tubería y por otro lado una tasa muy reducida de 15 ml/30 min. resultaría en un enjarre demasiado delgado y débil que podría ser desprendido fácilmente. Por ello, una lechada se debe diseñar para permitir un llenado completo de las cavidades, dejando una convexidad mínima dentro de la tubería. Estos valores no se pueden generalizar debido a que la tasa de construcción del enjarre depende de varios factores, sin embargo, lechadas con tasas de pérdida de fluido elevadas no se utilizan normalmente en los trabajos de cementación forzada.

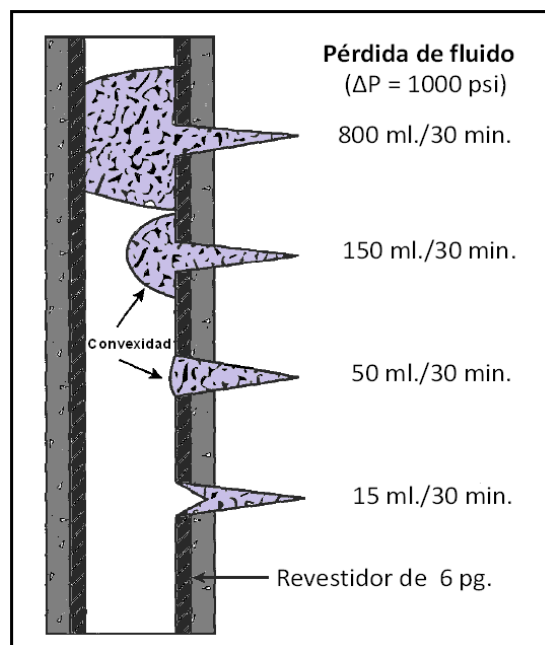


Figura 2.1 Enjarre construido después de 45 minutos de bombeo, empleando lechadas con diferente tasa de pérdida de fluido.⁴

En consecuencia, una lechada ideal para una cementación forzada debe ser adaptada para controlar la tasa de construcción del enjarre y permitir un crecimiento uniforme de este mismo sobre superficies permeables.

II.3 COMPOSICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CEMENTO PORTLAND

II.3.1 Introducción

El cemento Portland es por mucho el material de cementación más importante en términos de cantidad producida; de hecho, es posible que este sea el material manufacturado más ubicuo, debido a que se utiliza en casi todos los trabajos de cementación de pozos. Las condiciones a las cuales los cementos Portland se exponen en un pozo difieren significativamente de aquellas encontradas en las operaciones de la industria de la construcción. En consecuencia, los cementos Portland se fabrican de manera particular para ser empleados en el ramo petrolero. Existen otros cementos especiales que se utilizan en una medida mucho menor, únicamente para la solución de problemas peculiares en los pozos.

El cemento Portland es el ejemplo más común de un *cemento hidráulico*. Este tipo de cementos fragua y desarrolla resistencia a la compresión como resultado de su hidratación, lo cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento; no es un proceso de desecado. El fraguado y el endurecimiento no sólo ocurren si la mezcla de agua/cemento se mantiene en contacto con el aire, sino también si se coloca en el agua. El desarrollo del esfuerzo compresivo es predecible, uniforme y relativamente rápido. Una vez fraguado, el cemento tiene baja permeabilidad y es casi insoluble en agua, por lo tanto, la exposición con el agua no destruye la dureza del material. Estas características son esenciales para que un cemento alcance y mantenga un aislamiento hidráulico zonal.

II.3.2 Notación química

Las fórmulas químicas de muchos de los componentes del cemento se pueden expresar como una suma de óxidos; por ejemplo, silicato tricálcico, Ca_3SiO_5 , se puede escribir como $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$. Además se cuenta con algunas abreviaciones para los óxidos encontrados más frecuentemente, tales como C para CaO y S para SiO_2 . Así Ca_3SiO_5 se convierte en C_3S . A continuación se presenta una lista de las abreviaciones:

Tabla 2.1. Abreviaciones usadas en la industria petrolera.¹

C = CaO	F = Fe_2O_3	N = Na_2O	P = P_2O_5
A = Al_2O_3	M = MgO	K = K_2O	f = FeO
S = SiO_2	H = H_2O	L = Li_2O	T = TiO_2

Estas abreviaturas fueron adoptadas como un simple método para describir aquellos componentes cuyas formulas moleculares completas ocupan bastante espacio.

II.3.3 Manufactura del cemento Portland

El cemento Portland está compuesto principalmente por:

- a. Silicato tricálcico (C_3S)
- b. Silicato dicálcico (C_2S)
- c. Aluminato tricálcico (C_3A)
- d. Aluminoferrito tetracálcico (C_4AF)

Estos componentes se forman en un horno por una serie de reacciones a temperaturas tan altas como 1500°C entre cal, sílice, alúmina (óxido de aluminio) y el óxido de hierro.

En el proceso de manufactura las materias primas seleccionadas se muelen en un polvo fino, en proporciones específicas, de tal manera que la mezcla tenga la composición química deseada. Después de mezclarlos, la combinación de los materiales se suministra a un horno de donde se obtiene un compuesto llamado “*Clinker* de cemento”. El *Clinker* se enfría y se le agrega una cantidad pequeña de yeso (3%-15%) para finalmente pulverizarlo. El producto atomizado es el cemento Portland.

Las materias primas para la elaboración de los cementos Portland pueden obtenerse de fuentes naturales y artificiales, estas últimas regularmente corresponden a los desechos de los hornos de la industria siderúrgica y las cenizas de las centrales eléctricas de carbón. Cuando se seleccionan es muy importante considerar las impurezas que contienen, ya que pueden tener efectos significantes sobre las propiedades del cemento terminado. Algunas de las impurezas encontradas son: magnesio, compuestos de flúor, fosfatos, óxido de plomo, óxido de zinc y álcalis. Después de la clinkerización en el horno estas sustancias están en solución sólida dentro de las fases principales del cemento, resultando en un *cambio de reactividad*. Excesos de magnesio mayores al 5 % pueden causar una expansión final del cemento fraguado, lo cual se conoce como “insonoridad”. La presencia de más de 0.1 % de flúor, normalmente como fluoruro de calcio, origina una disminución significativa en la resistencia del cemento. Los fosfatos pueden beneficiar la resistencia al esfuerzo compresivo a niveles de concentración de 0.2% a 0.25%, sin embargo, a niveles mayores de 0.5% pueden ser contraproducentes. Los óxidos de plomo y zinc son perjudiciales, a cualquier escala, sobre las cualidades del cemento. El contenido de álcalis, generalmente óxido de sodio, no debe sobrepasar un 0.6%.

Aunque cada planta de cemento tiene su método específico, existen dos procesos generales para producirlo:

- a. Método seco.
- b. Método húmedo.

II.3.4 Clasificación de los cementos

Las especificaciones para los cementos empleados en la industria petrolera son establecidas por el Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*, API, por sus siglas en inglés). Actualmente existen ocho clases de cementos Portland API, designados de la A a la H. Estos se clasifican de acuerdo a tres variables principalmente:

- a. Profundidad máxima de colocación.
- b. Presión de exposición máxima.
- c. Temperatura de exposición máxima.

Las 8 diferentes clases de cemento (de A a H) difieren en sus propiedades, dependiendo de la proporción de los cuatro componentes químicos fundamentales; los cuales se establecen en la tabla siguiente:

Tabla 2.2 Composición y finuras típicas de los cementos API.¹

Clase API	Tipo ASTM	Composición típica de la fase potencial (%)				Finura típica (cm ² /g)
		C ₃ S	β-C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF	
A	I	45	27	11	8	1600
B	II	44	31	5	13	1600
C	III	53	19	11	9	2200
D		28	49	4	12	1500
E		38	43	4	9	1500
G	(II)	50	30	5	12	1800
H	(II)	50	30	5	12	1600

Otro sistema de clasificación de los cementos es el de la sociedad americana para pruebas y materiales (*American Society for Testing and Materials*, ASTM, por sus siglas en inglés), que clasifica a los cementos en tres tipos, cuya equivalencia con las ocho clases API se muestran en la tabla anterior.

En la Tabla 2.3 se resumen las características principales de las ocho clases de cementos Portland API:

Tabla 2.3 Características principales de los cementos API.^{1,5}

Clase API	Profundidad [m]	Temperatura [°F]	Característica
A	0 - 1,830	80 – 170	Ordinario
B	0 - 1,830	80 – 170	Resistencia ligeramente alta a los sulfatos
C	0 - 1,830	80 – 170	Alta resistencia temprana
D	1,830 - 3,050	170 – 230	Retardado
E	3,050 - 4,270	170 – 230	Retardado
F	3,050 - 4,880	230 – 320	Retardado
G	0 - 2,440	80 – 200	El más utilizado
H	0 - 2,440	80 – 200	Mejor retraso que el G

II.4 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LAS LECHADAS DE CEMENTO

II.4.1 Rendimiento

El rendimiento del cemento en pies cúbicos por saco, es el volumen que será ocupado por el saco de cemento, el agua de mezcla y los aditivos una vez que la lechada esté preparada.

II.4.2 Densidad

El valor de la densidad se debe controlar cuidadosamente durante las operaciones de mezclado para obtener un comportamiento apropiado del cemento, debido a que otras propiedades tales como: el tiempo de espesamiento, resistencia a la compresión, entre otras, se afectan fuertemente por la relación agua/cemento. Por ello, este parámetro se debe monitorear constantemente y calibrar en intervalos de tiempo regulares durante todo el trabajo. Su valor nunca debe ser menor que la densidad del fluido de perforación por razones de control del pozo y de remoción del lodo. Además debe ser lo suficientemente bajo para no fracturar a las formaciones débiles y tan alto para controlar las presiones de formación (presión de poro).

El procedimiento operacional para la determinación de la densidad de la lechada se debe apegar al descrito en la práctica recomendada API-10B "Recommended Practice for Testing Well Cements" ó equivalente. El método utiliza una balanza de lodos presurizada, que además de su uso en laboratorio, se utiliza frecuentemente en los pozos para verificar la exactitud de los dispositivos automatizados.

Una mezcla estándar que comprenda 5 galones de agua y 94 libras (1 saco) de cemento clase G, creará una lechada con una densidad de 15.8 lb_m/gal (ppg). Este valor se puede ajustar ya sea, variando la proporción del agua de mezclado o mediante aditivos. Normalmente el valor de esta propiedad se encuentra en un rango de 11-18.5 ppg.

Se consideran lechadas ligeras aquellas que presentan un valor igual o menor a 12 ppg. y su desarrollo es uno de los retos más importantes en los últimos años, debido a la optimización de los tiempos de operación, ya que se evaden los trabajos en dos etapas. Sin embargo, el tiempo mínimo de espera para la adquisición de un registro de cementación válido suele aumentar.

II.4.3 Esfuerzo compresivo

Las especificaciones y procedimiento del Instituto Americano del Petróleo para determinar el esfuerzo compresivo se encuentran en la sección 7 del apéndice D de la especificación API-10A "Specification for Cements and Materials for Well Cementing". El método se debe apegar al descrito en la práctica recomendada API-10B y en la norma ASTM C 109 ó equivalentes. Las lechadas de cemento para la prueba se preparan de acuerdo al procedimiento de mezclado API, vertidas en moldes cúbicos de dos pulgadas y curadas por varios periodos de tiempo a presiones y temperaturas específicas. Los cubos de cemento son retirados de los moldes y colocados en una prensa hidráulica, mediante la cual una presión uniaxial en aumento se ejerce sobre cada uno hasta el rompimiento. El esfuerzo compresivo se calcula dividiendo la presión a la cual ocurrió el rompimiento entre el área seccional de la muestra. Los procedimientos API están dados para presiones de curado que van desde la atmosférica hasta 3000 psi., dichos programas prescritos de calentamiento y presurización se derivan de datos de campo y gradientes de temperatura de algunos pozos.

Un desarrollo relativamente reciente es el cálculo del esfuerzo compresivo a partir de la velocidad ultrasónica, mediante un analizador ultrasónico de cemento⁶. Este aparato mide el tiempo de tránsito de la energía ultrasónica a través de una muestra de cemento mientras esta se cura bajo condiciones de presión y temperatura simuladas a las del agujero. La velocidad ultrasónica mide directamente la compresibilidad total de la muestra, pero a partir de esta se correlaciona el valor del esfuerzo compresivo.

Las mediciones del esfuerzo compresivo están diseñadas para proporcionar algún indicio de la capacidad de un cuerpo de cemento para proveer un aislamiento de las zonas, al mismo tiempo que proteger y soportar la tubería. Sin embargo, los valores del esfuerzo compresivo que se obtienen empleando tanto la prueba de aplastamiento API, como el analizador ultrasónico de cemento únicamente son indicativos de la integridad del cemento bajo cargas uniaxiales. En el pozo, el cemento está sujeto a cargas triaxiales, por lo que el esfuerzo de falla puede llegar a ser substancialmente diferente de aquellos observados en las pruebas estándar para determinar el esfuerzo compresivo. Además, la medición del esfuerzo compresivo no provee una guía de la resistencia al esfuerzo de tensión en el enlace tubería/cemento o en la unión cemento/formación. Empero, estas pruebas son útiles para establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir los materiales empleados en la cementación de pozos y en este trabajo los valores de dicho parámetro son la base para determinar el tiempo de espera mínimo necesario para la adquisición de un registro de cementaciones válido, lo cual se analizará posteriormente.

II.4.4 Pérdida de fluido

Las pruebas de pérdida de fluido son diseñadas para medir la deshidratación de la lechada durante e inmediatamente después de terminar la cementación. Los procedimientos de las pruebas operacionales para determinar la tasa de pérdida de fluido están contenidos en el apéndice F de la especificación API-10A. A grandes rasgos, para esta prueba se coloca la lechada de prueba en una celda caliente filtro-prensa y se mide la pérdida de filtrado, ya sea a 100 psi o 1000 psi de presión diferencial; a través de un medio de filtración estándar (una malla de 325 soportada sobre otra de 60) durante 30 minutos (F_{30}). Si todo el filtrado pasa a través de la malla en menos de 30 minutos, se utilizará la siguiente ecuación para calcular un F_{30} hipotético:

$$F_{30} = F_t \frac{5.477}{\sqrt{t}}, \quad (II.1)$$

en donde,

F_t = volumen de filtrado [ml].

t = tiempo para recolectar F_t [min].

El Instituto Americano del Petróleo recomienda mantener un valor menor a 50 ml./30 min., sin embargo existen autores que recomiendan tasas tan bajas como 10 ml./30 min. para evitar problemas de bloqueo en el espacio anular⁷. Se debe tener un control adecuado de este parámetro en el diseño de las lechadas, ya que se reconoce como el segundo más importante que influye en la migración de gas en los pozos⁸.

Esta prueba se realiza bajo condiciones estáticas, por lo que si se requiere conocer el comportamiento de la pérdida de fluido bajo condiciones dinámicas se puede consultar el trabajo publicado por Bannister C. E. en el año de 1978 "Evaluation of Dinamic Fluid- Loss Behavior of Cement Slurries" (SPE 7592).

II.4.5 Tiempo de espesamiento

Es el período de tiempo durante el cual una lechada de cemento permanece en estado líquido, es decir, en condiciones bombeables, bajo las condiciones de presión y temperatura del agujero. Las especificaciones y procedimientos operacionales para determinar el tiempo de espesamiento de una lechada de cemento están contenidos en la sección 8 del Apéndice E de la Especificación API-10A. Las pruebas para determinar esta propiedad se realizan en un aparato llamado *consistómetro*.

La bombeabilidad o consistencia de la lechada se mide en unidades de Bearden (Bc), una cantidad adimensional que no tiene factor de conversión directo a unidades de viscosidad más comunes. El final de una prueba de “tiempo de espesamiento” se define cuando la lechada de cemento alcanza una consistencia de 100 BC, sin embargo, generalmente se considera que 70 Bc es la consistencia máxima bombeable. En la siguiente gráfica se muestra el resultado de una prueba típica de tiempo de espesamiento:

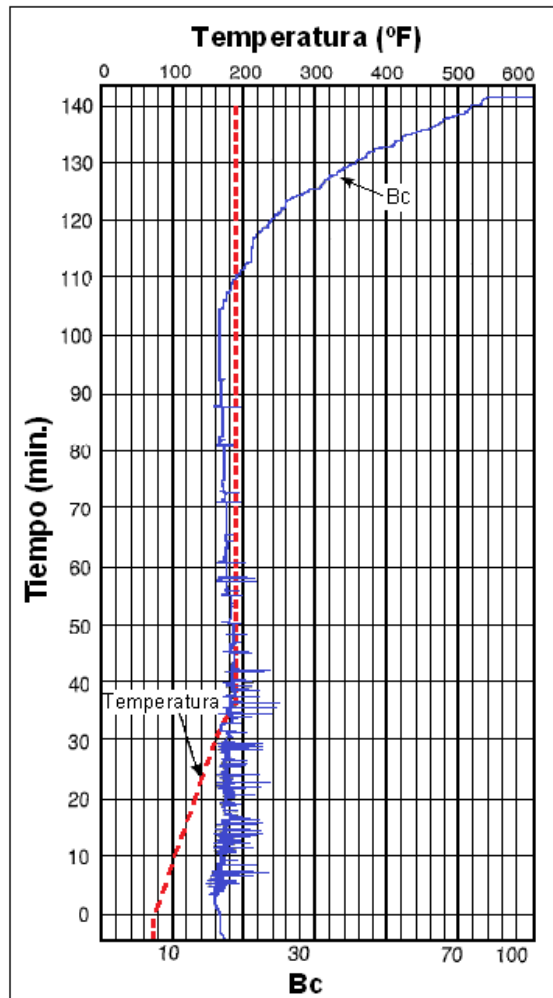


FIGURA 2.2 Resultados de una prueba típica de tiempo de espesamiento¹.

El Apéndice E contiene los programas en los que especifica la relación a la cual se debe aumentar la presión y temperatura, así como la presión y temperatura final de la prueba. Estos programas se derivan de datos de campo de pozos con diferentes profundidades y gradientes de temperatura. Se proporcionan los programas tanto para trabajos de cementación primaria como para cementación forzada. En el Apéndice K de la misma especificación API, se presentan métodos especiales para probar sistemas de cemento que serán colocados en ambientes árticos.

Durante los trabajos de cementación, un flujo de lechada de cemento se somete a cambios continuos de presión y temperatura. Por otra parte, la temperatura más alta y la presión más alta a la cual se expone la lechada de cemento podrían no presentarse en el mismo punto del agujero, consecuentemente, podrían no ocurrir al mismo tiempo. En la actualidad, ninguno de estos factores se considera en los procedimientos oficiales API, pero debido a que la temperatura y la presión juegan un papel muy importante en la medición del tiempo de espesamiento, ya se encuentran revisando la posibilidad de crear modificaciones en los procedimientos y mejoras en los equipos para hacer posible la realización de evaluaciones de laboratorio más realistas del comportamiento de las lechadas de cemento.

II.4.6 Agua libre

Cuando una lechada de cemento permanece estática por un período de tiempo antes de fraguar, el agua puede separarse de la lechada, migrar hacia arriba y acumularse ya sea en huecos o en la cima de la columna. Esta decantación puede resultar en un aislamiento de las zonas incompleto, particularmente en pozos altamente desviados. La prueba de agua libre se diseñó para evaluar esta tendencia de segregación en el laboratorio, empleando un cilindro de 250 ml. para simular el agujero. La duración de la medición es de 2 horas y su procedimiento operacional se encuentra en la sección 6 del Apéndice M de la Especificación API-10A. En dicha especificación se establece que el porcentaje de agua libre para los cementos de las clases "H" y "G" no debe exceder 5.50 %. Las otras clases de cemento no tienen requerimientos de agua libre.

Debido a que el interés en los pozos desviados está en aumento, muchos operadores están evaluando el desarrollo de agua libre mediante la orientación del cilindro a un ángulo de desviación. Típicamente en esta situación, se observa un aumento en la cantidad de agua libre.

Con la formación de agua libre, cuando la lechada permanece en condiciones estáticas por un período de tiempo antes del fraguado, los sólidos en suspensión pueden tender a separarse de la lechada y asentarse hacia el fondo de la columna del cemento, fenómeno que es evidente particularmente en lechadas que contienen agentes densificantes. Tal "sedimentación" puede producir un cambio en la densidad de la lechada, desembocando en invasión en el espacio anular y posiblemente pérdida del control del pozo.

II.4.7 Permeabilidad

La permeabilidad de un cuerpo de cemento es un parámetro vital que afecta al aislamiento de las zonas en las cementaciones de pozos. Un procedimiento operacional para determinar la permeabilidad absoluta del cuerpo sólido, está contenido en el Apéndice G de la Especificación API-10A. Esta prueba consiste en inyectar agua a través de una muestra de cemento fraguado con una presión diferencial de 20 a 200 psi. El agua pasa a través del espécimen por un período máximo de 15 minutos o hasta que se acumule un mililitro en el tubo de medición.

Para calcular la permeabilidad se utiliza la ley de Darcy:

$$k=14700 \frac{Q\mu L}{AP} , \quad (II.2)$$

en donde,

k= permeabilidad (md)

Q= gasto (ml/seg)

μ = viscosidad del agua (cp)

L= longitud de la muestra (cm)

A= área transversal de la muestra (cm²)

P= presión diferencial (lb/pg²)

II.4.8 Reología

La reología se encarga del estudio del flujo y deformación de los fluidos cuando se someten a un esfuerzo. Las ecuaciones para describir el flujo de cualquier fluido son ecuaciones de conservación de masa, momento y energía, que no se pueden resolver sin suponer una o más ecuaciones constitutivas, que relacionan la deformación de un fluido con las fuerzas impuestas (esfuerzo). La mayoría de estas ecuaciones relacionan el tensor del esfuerzo cortante τ con el tensor de tasa de corte γ .

El entendimiento oportuno de la reología de las lechadas de cemento es muy importante para diseñar, ejecutar y evaluar una cementación primaria. Una caracterización reológica adecuada es necesaria por muchas razones, incluyendo:

- a. Evaluación de la miscibilidad y bombeabilidad de la mezcla.
- b. Determinación de la relación presión vs profundidad durante y después de la colocación del cemento.
- c. Predicción del perfil de temperatura al colocar el cemento en el agujero.
- d. Diseño de la tasa de bombeo requerida para lograr una remoción óptima del lodo de perforación.

A pesar de una gran cantidad de estudios realizados en los últimos 50 años, no se ha alcanzado una valoración reológica completa de las lechadas de cemento debido a la complejidad de su comportamiento, el cual depende de muchos factores, tales como:

- a. Relación agua-cemento.
- b. Tamaño y forma de los granos del cemento.
- c. Composición química del cemento, así como la distribución relativa de los componentes en la superficie de los granos.
- d. Presencia de aditivos.
- e. Procedimientos de prueba y de mezclado.

II.4.9 Propiedades tixotrópicas

Tixotropía es un término empleado para describir la propiedad mostrada por un fluido sometido a un esfuerzo de corte, que desarrolla una estructura de gel y se auto-soporta cuando está en reposo.

Las propiedades reológicas de las lechadas de cemento no pueden ser consideradas dependientes únicamente de la velocidad de cizallamiento, sino también del tiempo debido a la tixotropía, viscoelasticidad y envejecimiento. Todos los líquidos con micro-estructura pueden mostrar tixotropía, ya que esto únicamente refleja el tiempo finito necesario para cambiar de cualquier estado de micro-estructura a otro y regresar a su condición original, así sea de una situación de flujo o de una de reposo⁹.

Como una regla, los fluidos tixotrópicos se comportan de acuerdo al modelo plástico de Bingham, por consiguiente, presentan un punto cedente. Para fluidos no tixotrópicos, el valor del punto cedente es el mismo si la velocidad de cizallamiento se está incrementando o disminuyendo, ya que no existen cambios en su estructura física durante el período estático y la fuerza necesaria para poner al fluido en movimiento no cambia con el tiempo. En el caso de los fluidos tixotrópicos, el punto cedente sólo se presenta en el retiro del esfuerzo de cizalla, esto porque después de un lapso de tiempo, se requerirá una fuerza mayor que la indicada por el punto cedente, conocida como “fuerza de gel”, para ponerlo en circulación nuevamente. La diferencia entre la fuerza de gel y el punto cedente nos brinda una medida del “grado de tixotropía” de los fluidos. En la siguiente gráfica se muestra dicho fenómeno:

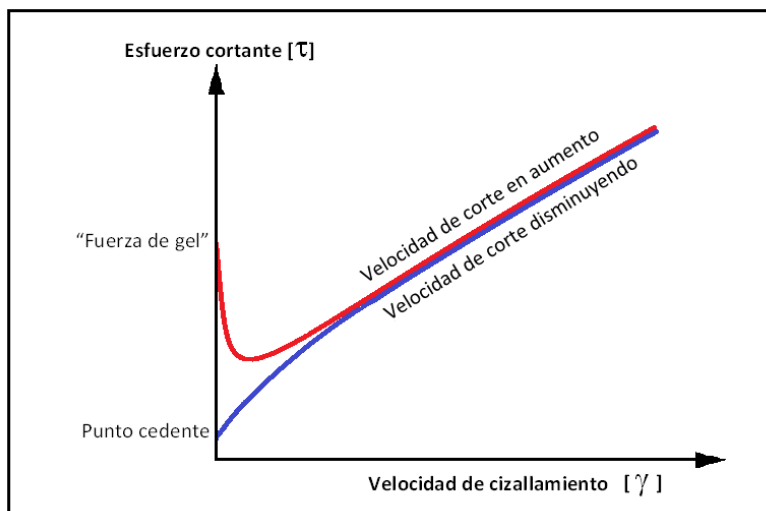


FIGURA 2.3 Comportamiento reológico generalizado de los fluidos tixotrópicos¹.

En la ejecución de las operaciones de cementación se debe determinar la viscosidad plástica y el punto cedente del primer barril de la lechada de cemento que se bombeará en el pozo y compararlos contra los valores de diseño del laboratorio. Mediante un viscosímetro rotacional, viscosímetro Fann 35, con el que se obtienen lecturas de esfuerzos a la torsión a diferentes velocidades de giro y haciendo uso del modelo de Bingham. El procedimiento a seguir se debe apegar al descrito en la práctica recomendada API-10B.

A continuación se resumen los requerimientos que debe cumplir el cemento para cualquier operación de cementación primaria en nuestro país.

Tabla 2.4 Especificaciones químicas y físicas para el cemento clase “H” en México².

Análisis Químico	ESPECIFICACIONES	
	Unidades	Contenido
Óxido de Magnesio (MgO)	% en peso	2 máximo
Trióxido de azufre (SO ₃)	% en peso	3 máximo
Pérdida por Ignición (PIgn)	% en peso	1.5 máximo
Residuos insolubles (RI)	% en peso	0.5 máximo
Cal libre (CaO L)	% en peso	0.5 máximo
Contenido de Alcalis Totales (Na ₂ O eq)	% en peso	0.6 máximo
Mineralogía		
Silicato Tricálcico (C ₃ S)	% en peso	58 mínimo 65 máximo
Aluminato Tricálcico (C ₃ A)	% en peso	3 máximo
Aluminoferrito Tetracálcico (C ₄ AF)	% en peso	15 máximo
Análisis Físico		
Densidad específica	(g/cm ³)	3.14 ± 0.03
Área de superficie específica (Finura)	(cm ² /g)	2700 ± 50
Tamaño promedio de partícula	µm (micras)	15 mínimo 25 máximo
Requerimiento de agua	(%)	38
Propiedades Reológicas		
Viscosidad Plástica	(cp)	35 mínimo 60 máximo
Punto de Cedencia	kN/9.29 m ² (lb _f /100 pie ²)	0.293 (65) máximo
Densidad de la lechada	(g/cm ³)	1.98 ± 0.01
Agua libre	(%)	5.9 máximo
Tiempo bombeable en cédula 5	(min)	90 mínimo 120 máximo
Resistencia a la compresión		
8 h a temperatura de 311 K (38°C) y presión atmosférica	MPa (lb/pulg ²)	2.07 (300) mínimo
8 h a 333 K (60°C) y presión atmosférica	MPa (lb/pulg ²)	10.34 (1500) mínimo

Las especificaciones de la tabla 2.4, definen los requerimientos mínimos para una lechada estándar de cemento clase H. Cuando se modifica alguna propiedad reológica por exigencias de diseño mediante el uso de aditivos, se deben establecer los límites correspondientes para cada parámetro. Por ejemplo, para la cementación de pozos HP/HT (High Pressure/High Temperature) forzosamente se necesitan establecer nuevos lineamientos, que no están dentro del propósito de este trabajo, sin embargo, se recomienda al lector interesado consultar la referencia número 10. Un pozo con una temperatura de fondo superior a 121°C (250°F) y un gradiente de presión equivalente a 2.28 gr/cm³ de densidad del lodo de perforación se considera pozo HP/HT.

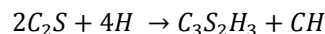
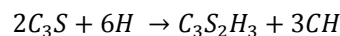
II.5 FENÓMENO DE HIDRATACIÓN DEL CEMENTO

Los componentes presentes en el cemento Portland son anhídros que cuando entran en contacto con el agua son atacados o descompuestos, formando compuestos hidratados, sobresaturados e inestables. Gradualmente se va depositando el exceso de sólidos. Dado que la solubilidad de los elementos anhídros originales es mucho más alta que la de los propios productos de reacción, una hidratación completa podría ocurrir.

Los estudios orientados en el proceso de hidratación del cemento, se han enfocado principalmente en el análisis del comportamiento individual de los componentes del cemento en un ambiente acuoso, correlacionando los resultados encontrados con la actuación del sistema multicomponente, el cemento Portland. Las fases principales del cemento (C_3S , C_2S , C_3A y C_4AF) muestran diferente cinética de hidratación y los productos de reacción que forman son diferentes.

II.5.1 Hidratación de las fases de silicatos

Las fases de silicatos son las más abundantes en el cemento Portland, comprendiendo más del 80% del material total. El silicato tricálcico es el constituyente principal con una concentración de hasta 70% y la cantidad de C_2S normalmente no excede el 20 %. Para ambos componentes los productos de la hidratación son silicato de calcio hidratado e hidróxido de calcio, lo cual se muestra en las siguientes ecuaciones idealizadas:



El silicato de calcio hidratado no tiene una composición exacta de $C_3S_2H_3$, de hecho las relaciones de C:S y H:S son variables dependientes de algunos factores, tales como: concentración de calcio en la fase acuosa, temperatura, presencia de aditivos y el envejecimiento. El material es casi amorfo, por lo que comúnmente se le conoce como "gel C-S-H". El gel C-S-H comprende aproximadamente el 70% del cemento hidratado a condiciones del medio ambiente y se considera como el principal aglutinante del material endurecido. Por el contrario, el hidróxido de calcio es muy cristalino, se presenta en forma de placas hexagonales y representa normalmente del 15-20% del cemento solidificado.

Después de una brusca pero breve hidratación inicial, cuando hacen contacto con el agua, las fases de silicatos experimentan un período de poca reactividad conocido como "período de inducción". Por lo tanto, estos no influyen significativamente en la reología de la lechada. Eventualmente se reanuda una hidratación substancial, como se observa en la Figura 2.4, cuya tasa de reacción es mucho mayor para el silicato tricálcico (C_3S). Además, debido a su abundancia y formación masiva del gel C-S-H, el C_3S es responsable en gran medida del comienzo del fraguado y del desarrollo de la resistencia temprana del cemento, por lo que el C_2S sólo tendrá un efecto considerable en términos de la resistencia final del cuerpo sólido.

El modelo de hidratación de los silicatos (dicálcico y tricálcico) es muy similar, por lo tanto, únicamente se describirá el mecanismo del silicato tricálcico, que también es el modelo considerado para conocer el comportamiento de hidratación del cemento Portland. La hidratación del silicato tricálcico es un proceso exotérmico, por lo tanto, la tasa de hidratación tendrá asociada una calorimetría correspondiente, que arbitrariamente se define en cinco etapas:

- I. Período de pre-inducción.
- II. Período de inducción.
- III. Período de aceleración.
- IV. Período de desaceleración.
- V. Período de difusión.

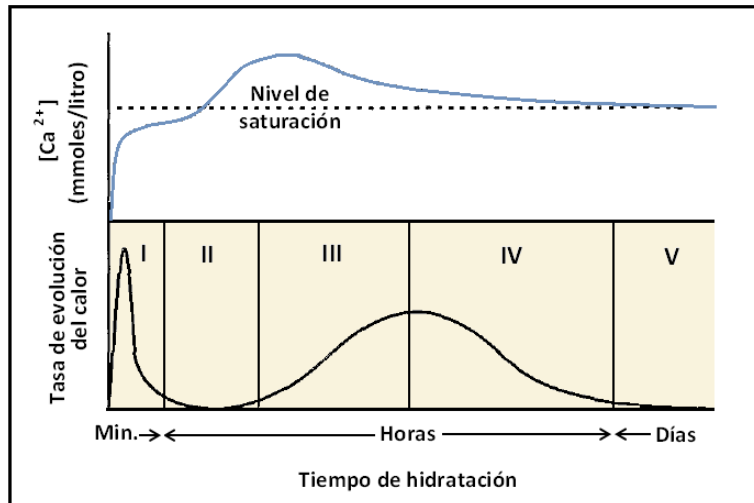
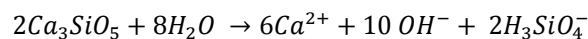


FIGURA 2.4 Representación esquemática de los cambios presentes en el sistema C_3S -agua¹.

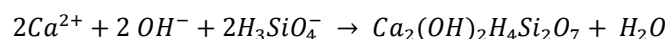
II.5.2 Período de pre-inducción

Este período ocurre durante e inmediatamente después del contacto del cemento con el agua, con una duración de pocos minutos (tiempo de mezclado). Como resultado de la humectación del polvo y la rapidez de la hidratación primeriza, se observa un gran desprendimiento de calor. Desde un punto de vista físico, se forma una capa inicial del gel sobre la superficie del anhidro C_3S . Un mecanismo químico generalmente aceptado, es el propuesto por Barret en 1986¹, el cual está basado en un modelo de disolución/precipitación.

Cuando el C_3S entra en contacto con el agua, ocurre una protonación superficial que conduce a la transformación de los iones O^{2-} y SiO_4^{4-} , en la primera capa de la red cristalina, a los iones OH^- y $H_3SiO_4^-$. Esta reacción casi simultánea, es seguida inmediatamente por la disolución congruente de la zona protonada, de acuerdo con la siguiente ecuación:

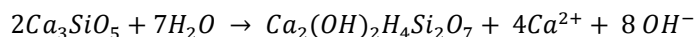


La solución se sobresatura muy rápidamente con relación al gel C-S-H, por lo que ocurre su precipitación, como se describe en la siguiente ecuación:



La ecuación anterior asume que el gel inicial C-S-H tiene una relación de C:S de casi 1.0, además que los aniones de silicato en el gel son diméricos, en los primeros instantes de la hidratación. La precipitación del gel, provoca la presencia de una interfase C_3S /solución, en donde las concentraciones iónicas son las más altas, por consiguiente se deposita una capa delgada en la superficie del silicato.

Durante el período de pre-inducción, no se alcanza la sobresaturación crítica con respecto al hidróxido de calcio (cal hidratada o *cal muerta*), por lo que la concentración de cal aumenta conforme continúa la hidratación. Como se indica en la siguiente ecuación:



II.5.3 Período de inducción

Como se mencionó anteriormente, durante esta etapa se observa poca actividad de hidratación y la tasa de desprendimiento de calor cae dramáticamente, además, el gel C-S-H se precipita lentamente y las concentraciones de Ca^{2+} y OH^- continúan incrementándose. Finalmente, cuando se alcanza la sobresaturación crítica, se deposita el hidróxido de calcio. Se observa una reanudación de la hidratación, que consecuentemente representa el final del período de inducción. La duración de esta etapa es de pocas horas a temperatura ambiente.

El mecanismo de terminación del período de inducción aún es objeto de debate entre los químicos de cementos. Se han propuesto muchas teorías, sin embargo, lejos de ser contradictorias son complementarias entre sí. De manera general estas caen en una de las dos hipótesis más amplias: la de la capa protectora y la del retraso de la nucleación.

De acuerdo con la teoría de la capa protectora la permeabilidad del gel C-S-H inicialmente es muy baja, por lo tanto, se inhibe la hidratación y ocurre un período de inducción. Dentro de esta teoría, se proponen dos mecanismos de terminación. El primero se basa en el desarrollo de fuerzas osmóticas dentro de la capa de gel C-S-H conforme la hidratación continúa. Eventualmente la capa de gel irrumpe, resultando en una gran liberación de silicatos en la solución y una formación masiva de gel C-S-H. El otro mecanismo sostiene que la capa de gel sufre un cambio morfológico, lo que provoca en un aumento de la permeabilidad y por consecuencia el agua penetra más fácilmente a la capa, acelerando la hidratación.

La teoría de la capa protectora trata la precipitación del hidróxido de calcio, meramente como consecuencia del incremento de la tasa de hidratación. De acuerdo con la hipótesis del retraso de la nucleación, la precipitación del hidróxido de calcio actúa como disparador para la aceleración de la reacción. Dentro de esta teoría se han propuesto un número de diferentes mecanismos con respecto a la consumación del período de inducción. Uno de ellos considera que se trata de una disolución lenta del C_3S , los iones de Ca^{2+} y OH^- pasan a la solución y el grado de sobresaturación con respecto al hidróxido de calcio continúa en aumento, por consecuencia la rehidratación del silicato tricálcico es retardada por la alta concentración de Ca^{2+} en la región de la interfase. Eventualmente, se alcanza suficiente sobresaturación (1.5 o 2 veces el valor de saturación) para formar núcleos estables de $Ca(OH)_2$ y comenzar a sedimentarse, terminando así el período de inducción. Otros autores en desacuerdo con esto, proponen un mecanismo que involucra una absorción química rápida de agua sobre zonas preferenciales de la superficie del C_3S . Los productos de la hidratación nuclean sobre las zonas activas y cuando alcanzan un tamaño crítico comienza la hidratación acelerada.

II.5.4 Períodos de aceleración y desaceleración

Al final de la etapa de inducción, únicamente se ha hidratado un porcentaje pequeño de silicato tricálcico. Los períodos de aceleración y desaceleración, que en conjunto también se conocen como “período de fraguado” representan el intervalo de la hidratación más rápida. Durante la aceleración, el hidróxido de calcio sólido cristalizado de la solución y del gel C-S-H se deposita en los poros con agua disponibles. Los hidratos se expanden, forman una red cohesiva y el sistema comienza a desarrollar resistencia.

La porosidad del sistema disminuye como consecuencia de la deposición de los hidratos, que con el tiempo el transporte de los iones y el agua a través de la red de gel C-S-H queda obstaculizado y la tasa de hidratación desacelera. A condiciones ambientales, este evento ocurre dentro de un período de varios días.

II.5.5 Período de difusión

La hidratación continúa a un ritmo lento debido a la porosidad cada vez menor del sistema, la red de los productos hidratados se convierte más y más densa y la resistencia aumenta. No hay evidencia de cambios estructurales mayores, sin embargo, se ha observado la polimerización de los aniones de silicio del gel C-S-H. La duración de este período es indefinida a condiciones ambientales. Cristales de portlandita (hidróxido de calcio) continúan creciendo y rodean los granos de C_3S hidratantes; como consecuencia, nunca se alcanza una hidratación total.

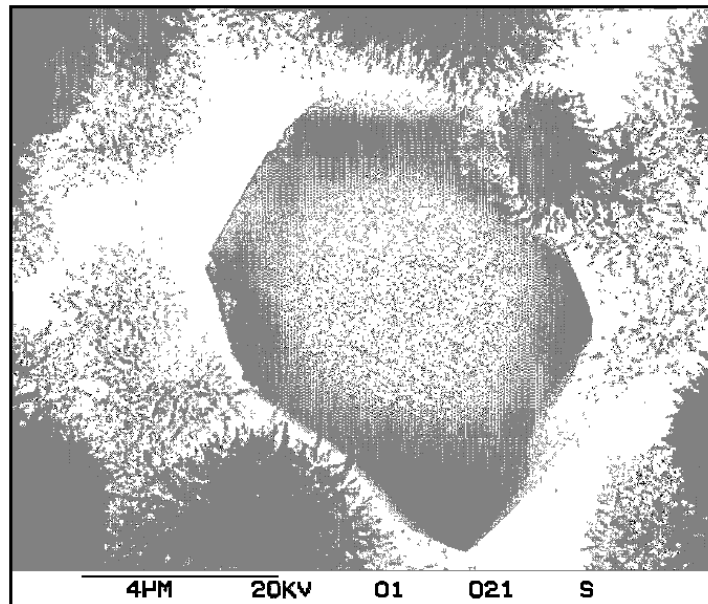
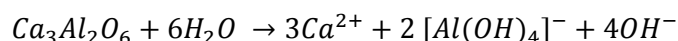


FIGURA 2.5 Fotografía del $Ca(OH)_2$ precipitado en la matriz del gel C-S-H.¹

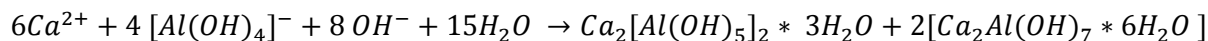
II.5.6 Hidratación de las fases de aluminatos

Las fases de aluminatos, en especial el aluminato tricálcico (C_3A), son las más reactivas en los primeros instantes de la hidratación. Aunque su presencia en el cemento Portland es considerablemente más baja que la de los silicatos, tienen una influencia significativa sobre la reología de la lechada y el desarrollo de la resistencia temprana del material fraguado. Enfatizaremos en la hidratación del C_3A debido a que la del C_4AF es muy parecida, pero mucho más lenta.

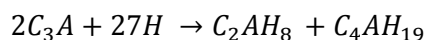
Como con el C_3S , la primera etapa de hidratación del C_3A es una reacción interfacial entre la superficie del anhidro sólido y el agua. Este proceso irreversible provoca la hidroxilación de los aniones someros de AlO_2^- y O_2^- en aniones $[Al(OH)_4]^-$ y OH^- , resultando en una disolución del área protonada.



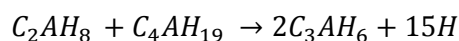
La solución se sobresatura rápidamente con respecto a los hidratos de aluminato de calcio, provocando su precipitación.



Sumando las dos ecuaciones anteriores, obtenemos (empleando la notación de la química del cemento):



Los hidratos de aluminato de calcio de la ecuación anterior, son metaestables y se producen como cristales hexagonales que eventualmente se convierten en cristales cúbicos más estables, C_3AH_6 , como se muestra en la siguiente ecuación.



A condiciones ambientales, esta reacción ocurre en varios días.

A diferencia de los hidratos de silicato de calcio, los hidratos de aluminato de calcio no son amorfos y no forman una capa protectora en la superficie del C_3A , en consecuencia, no se observa un período de inducción y la hidratación va a terminar muy rápido, como se observa en la Figura 2.6.

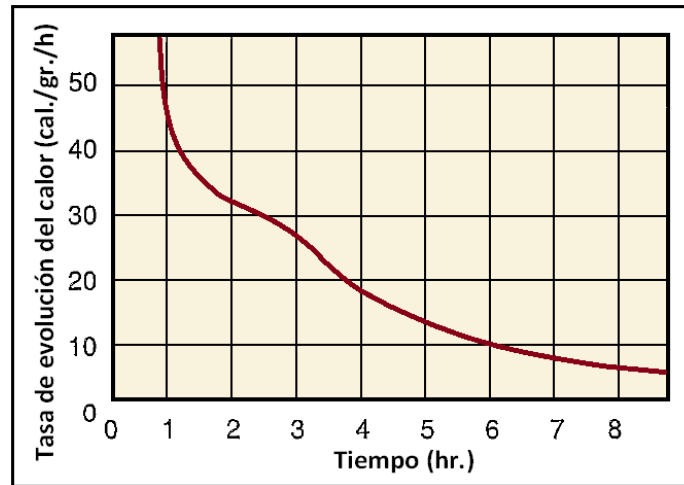
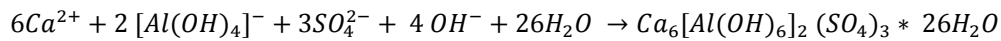


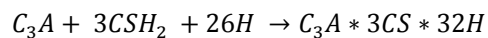
FIGURA 2.6 Termograma de la hidratación del C₃A (25°C)¹.

Si se permite que ocurra esta hidratación descontrolada en una lechada de cemento Portland, se experimentan varias dificultades reológicas. Por ello, la hidratación del C₃A se contiene con la adición de 3 a 5% de yeso al clinker de cemento antes de la molienda. Al entrar en contacto con el agua, parte del yeso se disuelve. Los iones de calcio y sulfato liberados en solución, reaccionan con el aluminato y los iones hidroxilo liberados por el C₃A para formar un hidrato de tri-sulfoaluminato de calcio, conocido como etringita mineral.



Etringita

Que puede escribirse como:



Etringita

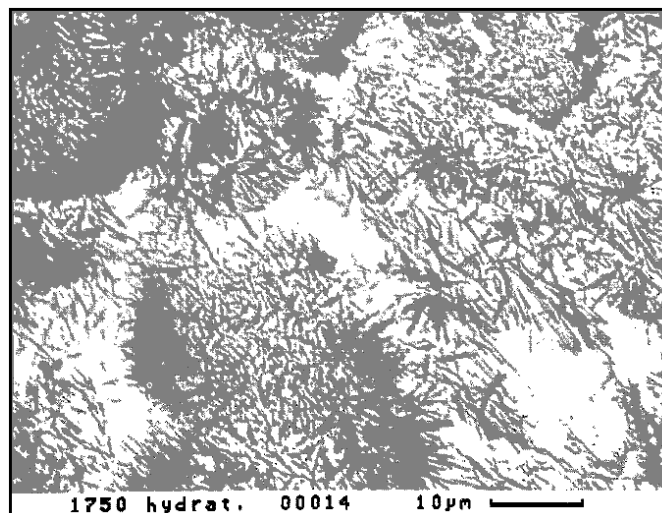


FIGURA 2.7 Fotografía de los cristales de etringita¹.

En la figura anterior se ilustra como la etringita se presenta en forma de cristales con punta sobre las superficies del aluminato tricálcico, impidiendo la hidratación más rápida. De esta manera se crea artificialmente un “período de inducción”, el cual se puede observar en la Figura 2.8. Durante este momento, el yeso se consume gradualmente y se continúa precipitando etringita. Cuando el suministro de yeso se agota, el retraso de la hidratación del C_3A cesa y se reanuda la hidratación impetuosa. La concentración del ión sulfato cae bruscamente, la etringita se vuelve inestable y se transforma en un hidrato de monosulfoaluminato de calcio laminar.

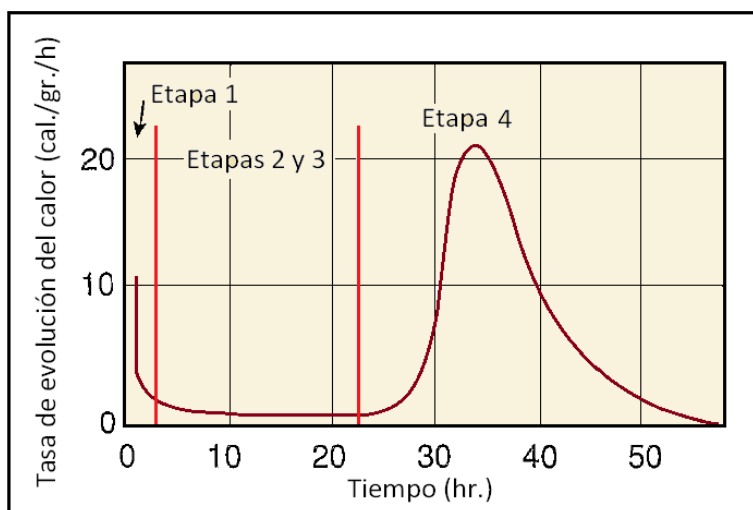
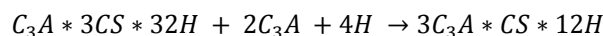


FIGURA 2.8 Termograma de la hidratación del C_3A con yeso ($25^{\circ}C$)¹.

II.5.7 Hidratación de los cementos Portland; el sistema multicomponente

La hidratación del cemento Portland es una secuencia de reacciones químicas superpuestas entre los componentes del Clinker, sulfato de calcio y agua, que conducen al espesamiento y endurecimiento continuos de la lechada de cemento. Aunque muy a menudo se utiliza el mecanismo de reacción del silicato tricálcico como el modelo de hidratación del cemento Portland, se debe tener en mente que muchos parámetros adicionales están involucrados.

Desde un punto de vista químico, la reacción de hidratación del cemento es un proceso de disolución/precipitación complejo, diferente al de sus fases puras, debido a que las diversas reacciones de hidratación avanzan simultáneamente a ritmos particulares, además de la influencia mutua entre las mismas. Por ejemplo, la hidratación del aluminato tricálcico (C_3A) se modifica por la presencia de C_3S hidratante, debido a que la producción de hidróxido de calcio refuerza el efecto retardante del yeso.

Por otra parte, debemos recordar que ninguno de los minerales del Clinker es puro, dependerá de la composición de las materias primas, cada fase contiene óxidos externos disueltos, los cuales alteran su reactividad. Los productos de la hidratación también son imprecisos, el gel C-S-H incorpora cantidades significantes de aluminio, hierro y azufre; mientras que la etringita y el monosulfoaluminato contienen silicón. El hidróxido de calcio también contiene cantidades pequeñas de iones ajenos, principalmente silicato.

Un termograma esquemático típico de la hidratación del cemento Portland se muestra a continuación, que a groso modo se puede describir como la adición de los termogramas para C_3S y C_3A , ajustado por la concentración relativa.

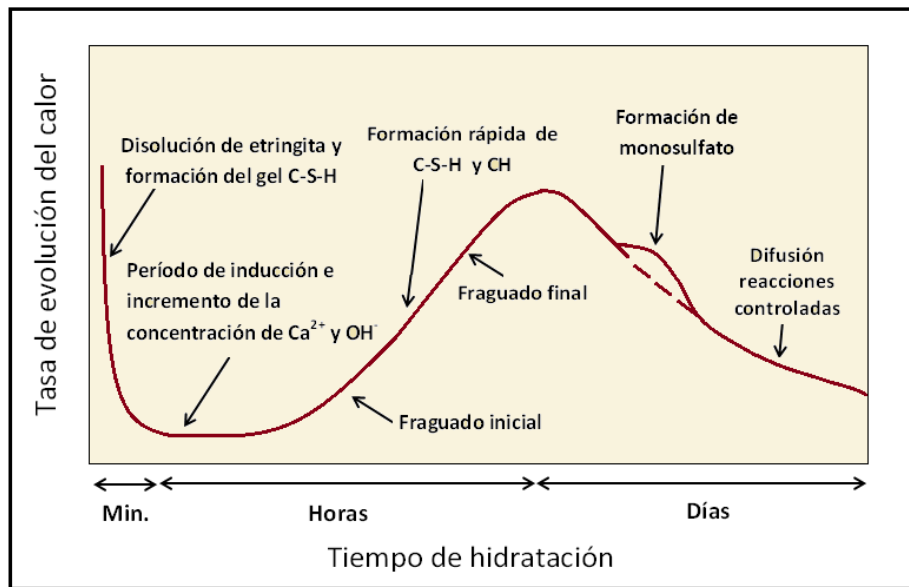


FIGURA 2.9 Representación esquemática de la hidratación del cemento Portland¹.

II.5.8 Factores que modifican el proceso de hidratación

a. TEMPERATURA

La temperatura es uno de los principales factores que afectan al proceso de hidratación del cemento Portland, ya que la velocidad de reacción, así como la naturaleza, estabilidad y morfología de sus productos dependen fuertemente de este parámetro. Temperaturas de hidratación elevadas aceleran la evolución del cemento, acortando la duración de los periodos de inducción y de fraguado.

Los productos de la hidratación son los mismos para un rango de temperatura relativamente muy corto, que va desde la temperatura ambiental hasta los 40°C. A temperaturas más altas ocurren ciertos cambios en la microestructura y morfología del gel C-S-H: el material se convierte más fibroso y se observa un mayor grado de polimerización de los silicatos. A temperaturas de curado que rebasan los 110°C, el gel C-S-H ya no es estable y eventualmente se forman hidratos de silicato de calcio cristalinos.

La conversión de los hidratos de aluminato hexagonales a la forma cúbica se acelera fuertemente por la temperatura y por encima de los 80°C el C_3AH_6 se forma directamente. El comportamiento de los sulfoaluminatos de calcio también es dependiente de la temperatura, por encima de los 60°C la etringita ya es inconsistente¹. Sin embargo, existen otras investigaciones que registran límites de estabilidad más altos, hasta los 110°C¹.

Por ello, los pozos de alta temperatura representan retos en el diseño de sistemas de cementos especiales, ya que sin una modificación cuidadosa del diseño de la lechada, se obtendrían pérdidas de resistencia y aumento en la permeabilidad del cemento fraguado. Este fenómeno, se conoce como “regresión de la resistencia a la compresión” y el resultado final es una deficiencia en el aislamiento de las zonas.

Este fenómeno se debe a que el gel C-S-H a temperaturas mayores de 110°C se convierte en una fase llamada “hidrato de silicato dicálcico alfa (α -C₂SH).” El α -C₂SH es altamente cristalino y mucho más denso que el gel C-S-H, en consecuencia la contracción química es más severa, lo cual es deletéreo para la integridad del cemento fraguado. En la Figura 2.10, se muestra el comportamiento de la resistencia al esfuerzo compresivo y de la permeabilidad a través del tiempo, de 4 muestras de cemento Portland curado a 230°C.

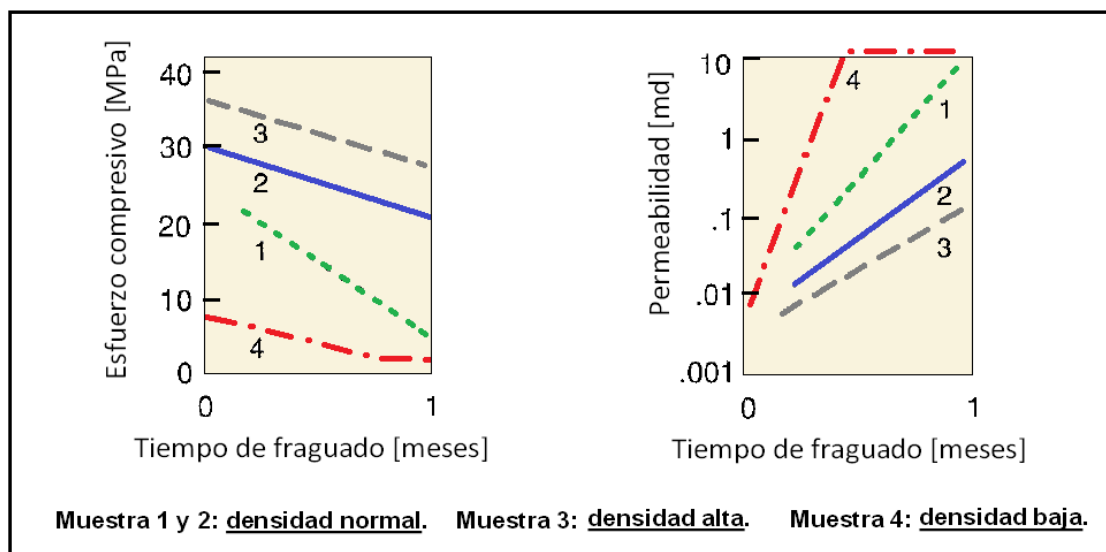


FIGURA 2.10 Comportamiento de la resistencia al esfuerzo compresivo y permeabilidad de sistemas de cemento Portland puro a 230°C¹.

La reducción de la resistencia al esfuerzo compresivo no se considera el problema real, ya que los valores a los que cae son suficientes para sostener a la sarta de revestimiento. La gran dificultad es el aumento tan drástico de la permeabilidad, ya que puede superar hasta 100 veces el valor de permeabilidad máximo para prevenir la comunicación hidráulica, que es de 0.1 md.

Las cementaciones térmicas se pueden presentar para tres tipos de pozos:

- Pozos de aceite y de gas muy profundos.
- Pozos geotérmicos.
- Pozos para recuperación mejorada mediante algún método térmico.

Debido a que no es raro encontrar zonas de agua corrosiva y formaciones deleznable en pozos térmicos, otros de los parámetros que también requieren atención relevante son las propiedades físicas y químicas de la formación con la cual estará en contacto el cemento.

En la actualidad se han creado materiales y aditivos especiales para cementaciones térmicas, entre ellos se encuentran: cemento tipo J, sistemas de cal-sílice y cementos con alto contenido de alúmina. Pero el diseño de las lechadas dependerá del tipo de pozo en particular, debido a que el análisis de la química y cinética de hidratación es diferente para cada uno de ellos.

b. OTROS FACTORES

La exposición a la atmósfera y/o a altas temperaturas durante el almacenamiento en sacos o silos afecta significativamente el desempeño del cemento Portland. Los principales efectos sobre los cementos incluyen lo siguiente:

- a. Mayor tiempo de fraguado.
- b. Menor resistencia al esfuerzo compresivo.
- c. Disminución del calor de hidratación.
- d. Mayor viscosidad de la lechada.

Estos efectos se deben principalmente a la carbonatación de los hidratos de silicato cálcicos y a la hidratación parcial del óxido de calcio libre. La velocidad a la que ocurre este proceso se encuentra directamente relacionada con la humedad relativa del ambiente de almacenamiento. Cuando el cemento Portland se conserva en regiones calurosas, las temperaturas en el silo puede ser lo suficientemente altas para provocar la deshidratación del yeso. Los cementos bajo estas condiciones son más propensos a presentar el fenómeno de "falso fraguado", es decir un endurecimiento prematuro y anormal del cemento.

La distribución del tamaño de partícula es otro parámetro muy importante con respecto a la reactividad del cemento y reología de la lechada. La relación agua-cemento requerida para hidratar sus partículas y preparar una lechada bombeable está directamente relacionada al área de la superficie de los granos. Algunos estudios demuestran que cementos con una distribución estrecha del tamaño de partícula tienden a desarrollar mayor resistencia al esfuerzo compresivo. Otras investigaciones presentan una correlación directa entre el tiempo de espesamiento y la finura Blaine de unas muestras de cemento. Como se ilustra en la figura siguiente:

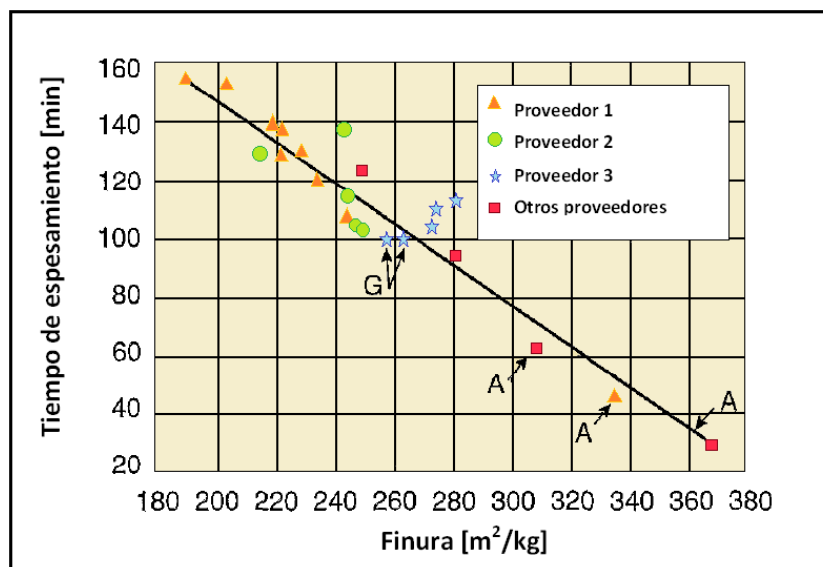


FIGURA 2.11 Regresión lineal del tiempo de espesamiento y la finura Blaine de cementos clase A y G¹.

Diferentes lotes de cemento del mismo fabricante llegan a tener un cambio drástico en el tiempo de espesamiento. Por ello es recomendable aislar el material que será utilizado para un trabajo específico en silos separados y realizar todas las pruebas de laboratorio con muestras de la misma porción.

II.6 CAMBIOS FÍSICO-QUÍMICOS DURANTE EL FRAGUADO

II.6.1 Cambios de volumen

Cuando el cemento Portland se incorpora con el agua y durante el período de aceleración, el sistema agua-cemento, experimenta una disminución del volumen debido a las reacciones de hidratación, dicho fenómeno se conoce como “contracción química del cemento” y se encuentra documentado en literatura de ingeniería civil. Se trata de una reducción del volumen de la matriz del cemento, ya que la densidad absoluta del material hidratado es mayor que la de los reactantes iniciales y la masa únicamente se transforma. A pesar de la reducción del volumen absoluto, las dimensiones externas del cemento fraguado o el volumen bulk permanecen igual o disminuyen ligeramente, por lo que la porosidad interna del sistema aumenta necesariamente. En el ambiente confinado de un pozo, esto puede afectar la transmisión de presión hidrostática a la formación y reducir la capacidad de la lechada para prevenir la migración anular de los fluidos.

La Tabla 2.5 muestra los cambios del volumen absoluto de cuatro muestras diferentes de cemento Portland a través del tiempo.

Tabla 2.5 Disminución del volumen absoluto (%) del cemento Portland.¹

	No.	1 día	7 días	28 días	100 días
Cemento Portland	1	2.8	4.8	6.0	6.9
	2	1.7	4.4	-	6.3
Cemento Portland Sin yeso	3	2.7	8.0	8.6	8.7
	4	2.6	6.3	7.5	7.6

El encogimiento de las fases puras fue objeto de estudio de Powers en 1935, quien encontró una serie de valores que van desde 1% para el C₂S hasta 16% para el C₃A; además determinó que la contracción absoluta (*Absolute Shrinkage*, SH, por sus siglas en inglés) de las pastas de cemento Portland varía de 2.3 a 5.1% de acuerdo con la siguiente relación:

$$SH = a[C_3S] + b[C_2S] + c[C_3A] + d[C_4AF] \quad (II.3)$$

En donde los valores de los coeficientes dependerán de cada muestra. El ritmo y magnitud de la contracción química aumenta ligeramente con la relación agua/cemento, pero la reducción final del volumen disminuye con el incremento de la temperatura de curado¹.

La contracción química total, depende de la composición del cemento¹¹ y se divide en:

- a. Contracción externa o bulk, que es menor al 1%.
- b. Contracción interna de la matriz, que va de 4-6% del volumen de lechada de cemento.

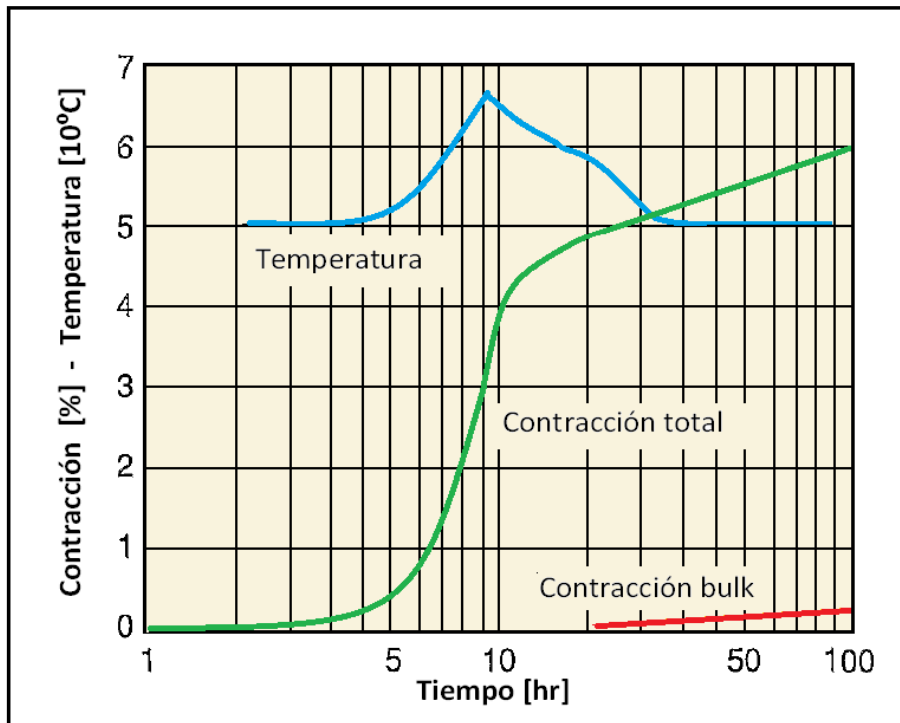


FIGURA 2.12 Comportamiento típico de la contracción química y encogimiento externo¹¹.

Para evaluar las consecuencias que pudieran ocasionar estos cambios de volumen en la adherencia del cemento con cualquiera de sus interfases, es muy importante reconocer la diferencia entre ambos tipos de contracción, dado que la única que provoca una falla en la calidad del sello es la externa y generalmente no excede el 1% del volumen de la lechada. Para ejemplificar su efecto, podemos considerar que en un pozo de 7 - 8 ½ [pg], empleando una lechada con una contracción bulk de 0.5% resultaría en un encogimiento del cuerpo de cemento de 20µm, que es casi la magnitud promedio de su tamaño de partícula. Por lo que dicha reducción sería demasiado pequeña para originar un microanillo significativo y continuo sobre cualquiera de las fronteras. No obstante, este fenómeno si puede causar defectos locales, pero se pueden contrarrestar con un incremento en la rugosidad de la tubería.

II.6.2 Cambios de presión hidrostática durante el fraguado

A principios de 1970, Carler y Slagle se percataron de que la tixotropía o gelificación de los fluidos era relevante con respecto a la reducción de la carga hidrostática, pero no fueron capaces de fundamentarlo. Fueron varios los intentos por demostrar que la presión hidrostática disminuía durante el fraguado, pero fue hasta 1979, cuando Levine evidenció que el gradiente de presión ejercido por el cemento, decrece gradualmente con el paso de las horas, como se muestra en la Figura 2.13.

En el retroceso de la presión se delimitan tres fases:

- Reducción de la presión hidrostática de la lechada de cemento a la presión hidrostática del agua de formación (presión de poro).
- Disminución del gradiente de la columna de agua a un gradiente ligeramente menor.
- Descenso del gradiente de presión hasta a un gradiente de presión atmosférica o menor.

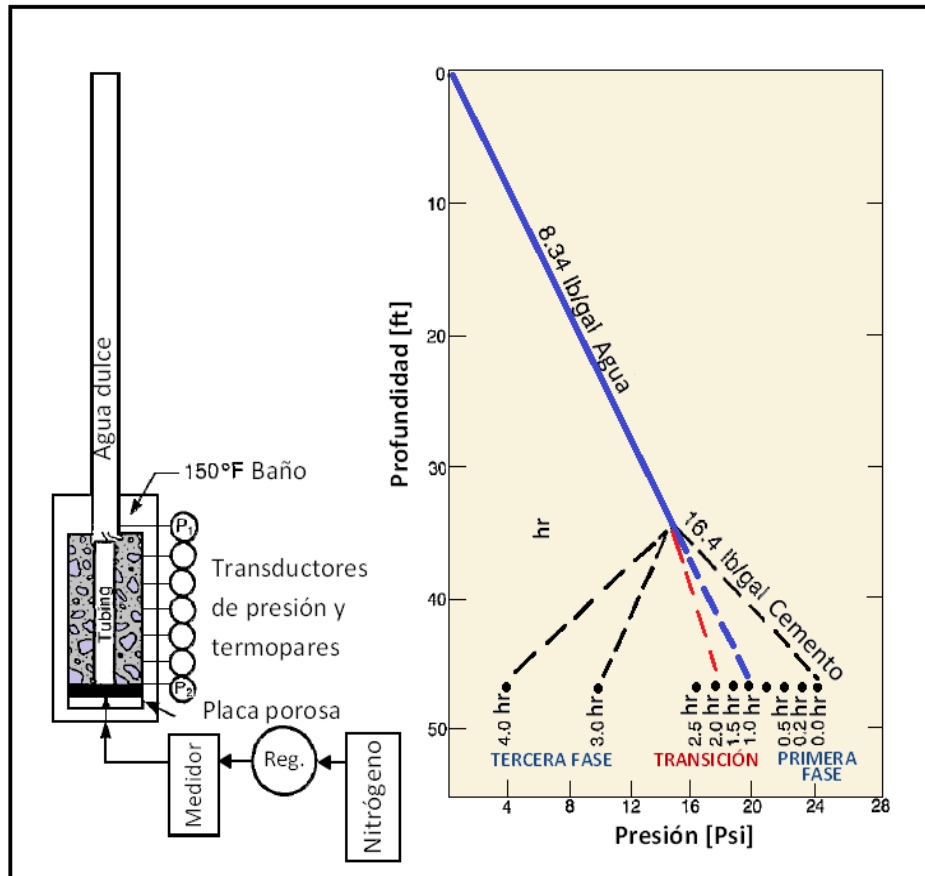


FIGURA 2.13 Diagrama esquemático del aparato utilizado para medir la transmisión de la presión hidrostática de lechadas de cemento¹².

La primera fase está gobernada por el ritmo de reacción entre el cemento y el agua, durante los dos primeros períodos del proceso de hidratación. Y la presión hidrostática que ejerce la lechada sobre los fluidos de la formación es suficiente para mantenerlos bajo control.

La fase de transición corresponde al período de fraguado, en el que la permeabilidad de la matriz puede llegar alcanzar valores de hasta 300 md, por lo que el gas podría filtrarse a través de los poros del cemento cuando la presión de poro sea ligeramente mayor a la presión que soporte el cemento.

La tercera fase de esta reducción de presión, atañe al período de difusión de la hidratación del cemento. El agua queda inmóvil en los poros del cuerpo de cemento por las fuerzas físico-químicas y capilares. Debido a que en la etapa de endurecimiento el cemento sólido tiene una permeabilidad muy baja, al nivel de microdarcy's, es muy complicado que el gas se pueda infiltrar a través del cuerpo del cemento.

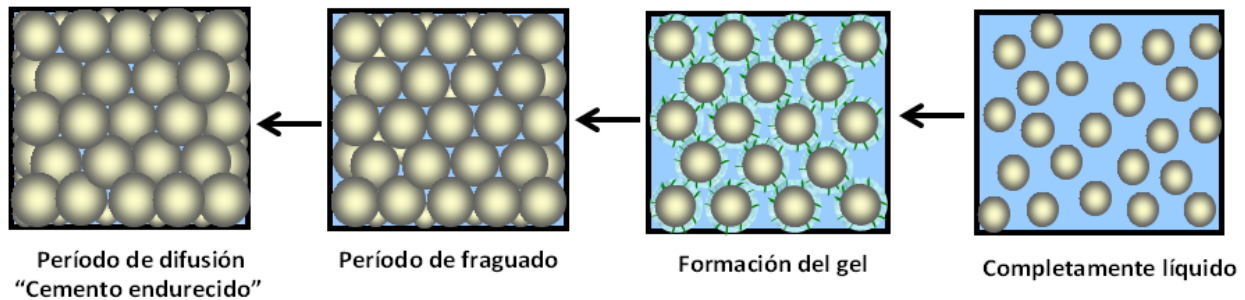


FIGURA 2.14 Evolución idealizada de la permeabilidad.

II.7 FACTORES CRÍTICOS EN LA ADHERENCIA

El estudio de los factores involucrados en la adherencia del cemento con sus dos interfases, tubería y formación, es un fenómeno muy complicado por todos los cambios físicos que sufre la lechada de cemento dentro del agujero, como se describió anteriormente, durante el fenómeno de hidratación del cemento.

II.7.1 Remoción del lodo

Se han descubierto muchas causas que pueden resultar en una adherencia pobre del cemento, pero una de ellas que no es objeto de debate y que es necesario controlar para alcanzar un sello hidráulico, es la "remoción del fluido de perforación".

Existen varias técnicas y mecanismos de desplazamiento para desprender adecuadamente el lodo de perforación de las paredes del agujero, lo cual no es objeto de estudio de este trabajo, pero que todos sus análisis se relacionan con lo siguiente:

- Acondicionamiento del lodo.
- Centrar la tubería de revestimiento.
- Rotación de la tubería de revestimiento durante la circulación del lodo de perforación y del cemento, tanto como sea posible.
- Selección apropiada de los fluidos lavadores y espaciadores, en términos de compatibilidad con el lodo y el cemento, densidad, reología, control de pérdida de fluido y control de sólidos.
- Cálculo adecuado del volumen de los fluidos (tiempo de contacto).
- Determinación del gasto óptimo de bombeo, de acuerdo a las condiciones del agujero, buscando alcanzar flujo turbulento.

El uso de simuladores aumenta fuertemente la probabilidad de alcanzar una remoción adecuada del fluido de perforación y de que el cemento logre una cobertura total alrededor de la tubería, siempre y cuando los modelos numéricos de estas herramientas contemplen todos los aspectos arriba mencionados.

II.7.2 Otros factores

Se han realizado bastantes estudios para determinar las fuerzas que rigen la adherencia del cemento con ambas interfases. A continuación se resumen los resultados:

- a. La adherencia es directamente proporcional a la resistencia a la tensión, la cual está gobernada por la composición del cemento, las condiciones de presión y temperatura así como por el tiempo.
- b. La adherencia se reduce significativamente si la superficie se encuentra mojada por aceite.
- c. La adherencia se ve afectada principalmente por la expansión y contracción de la tubería.
- d. Las fuerzas adhesivas dependen de la mojabilidad de las superficies y del grado de hidratación del cemento.
- e. La viscosidad del fluido presurizado influye fuertemente en la adherencia.
- f. La adherencia no es función de la resistencia al esfuerzo compresivo.
- g. Los cementos con mayor capacidad para deformarse, proporcionan mejor adherencia.
- h. La rugosidad de la tubería influye positivamente para alcanzar una buena adherencia.

Hasta el momento hemos discutido los fenómenos que afectan la calidad de la adherencia a corto plazo, pero sin duda existen muchos esfuerzos posteriores al fraguado, cuando el cemento ya está endurecido, que se presentan de manera cotidiana en las operaciones de los pozos y dañan su integridad. Los esfuerzos excesivos pueden ser de tres tipos:

- a. Esfuerzos térmicos.
- b. Esfuerzos hidráulicos.
- c. Esfuerzos mecánicos.

Cualquier operación que involucre cambios exagerados en alguno de estos esfuerzos se traducirá en deformaciones físicas para la tubería, expansión y contracción, que podrían estropear la unión e integridad del cuerpo de cemento. En efecto, los resultados de algunos estudios demuestran que estas alteraciones constituyen la causa principal de las canalizaciones de gas en los pozos. Estos factores, que generalmente no se toman en cuenta hoy en día, se deben considerar cuidadosamente para asegurar el éxito duradero de los trabajos de cementación primaria, de lo contrario el empeño en el desarrollo de materiales novedosos para mejorar la adherencia de los cementos, podría resultar improductivo.

II.8 SISTEMAS DE CEMENTO ESPECIALES

La tecnología de la cementación de pozos ha presentado grandes avances, debido a que se han desarrollado sistemas de cemento especiales para ciertos problemas que suelen encontrarse en pozos con alguna característica particular, que impide la utilización de cualquier cemento API estándar. Las problemáticas más comunes, para las cuales debe modificarse alguna propiedad y/o característica de los cementos estándar, son las siguientes:

- a. Pérdidas de circulación.
- b. Cementación en formaciones salinas.
- c. Cementación en ambientes corrosivos.
- d. Pozos con alta temperatura.
- e. Migración de gas en el espacio anular.

Los cementos creados para minimizar los problemas en la cementación de pozos con alguna de estas peculiaridades se clasifican de la siguiente forma:

- a. Cementos compresibles.
 - Cementos espumosos.
 - Generadores de gas in situ.
- b. Cementos tixotrópicos.
 - Sistemas enriquecidos con arcilla.
 - Sistemas de sulfato de calcio semihidratado.
 - Sistemas con polímeros de celulosa.
- c. Cementos expansivos.
 - Sistemas con Etringita.
 - Lechadas preparadas con agua saturada de sal.
 - Polvo de aluminio.
 - Oxido de magnesio.
- d. Sistemas de cemento de látex modificado.
- e. Cementos para ambientes corrosivos.

Todos estos sistemas ayudan a prevenir la migración temprana de fluidos, pero no proveen ninguna protección contra los riesgos a largo plazo. Por ello, en la última década los estudios se han orientado hacia la creación de cementos de auto-remediación, cuyas propiedades permitan sellar microcanales en el cuerpo de cemento, al entrar en contacto con los fluidos del yacimiento; ya sea líquidos^{13, 14} o gases¹⁵. El uso de estos cementos no excluye la necesidad de diseños y prácticas de cementación adecuadas, pero podría mejorar la oportunidad de éxito en donde se anticipan riesgos de falla del cemento a largo plazo.

Los cementos especiales tienen la capacidad de modificar alguna propiedad del cemento estándar para combatir algún problema en específico, pero puede provocar efectos contradictorios en alguna otra característica. Además, antes de implementar cualquier sistema, debe considerarse que su limitante principal será la temperatura. Por lo que para llegar a un diseño óptimo de este tipo de lechadas se debe considerar lo siguiente:

- a. Identificar perfectamente la problemática.
- b. Identificar los posibles sistemas de cemento convenientes.
- c. Conocer la química y cinética de la reacción de hidratación del sistema a la temperatura que será expuesto.
- d. Identificar los efectos contradictorios para alguna de las otras propiedades, principalmente pérdida de fluido y tiempo de espesamiento.
- e. Conocer su integridad y estabilidad en el tiempo.
- f. Seleccionar la mejor opción técnica-económica.

II.9 INTEGRIDAD DEL CEMENTO EN EL TIEMPO

Se ha mostrado en el laboratorio que existen dos mecanismos que pueden provocar la pérdida de integridad del cuerpo de cemento: degradación mecánica y degradación química. El peor de los casos es cuando ambos se presentan al mismo tiempo o uno después del otro. En los pozos, el cemento está sujeto a ser atacado químicamente por ciertas formaciones que contienen agua con alta salinidad o CO₂. Se debe poner atención especial, en el aspecto de la degradación química, en trabajos de cementación de pozos que serán empleados para la inyección de CO₂ en los proyectos de recuperación mejorada o simplemente para el almacenamiento geológico de CO₂, en donde se tiene que garantizar la seguridad y eficiencia para una conservación duradera y estable en formaciones del subsuelo, tales como: campos de aceite o gas agotados, formaciones permeables profundas saturadas con aguas salinas, yacimientos de carbón no explotables y en formaciones de basalto.

Y es precisamente, como parte de un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ que actualmente existe un modelo mecanístico⁹ que considera varios factores de pérdida de integridad del cemento después de haber sido colocado; a corto, mediano y largo plazo, entre ellos los siguientes:

- a. Cambios de volumen del cemento durante la hidratación debidos a la contracción química.
- b. Cambios de volumen del cemento durante la hidratación debidos a la liberación de calor.
- c. Contracción/dilatación de la tubería de revestimiento debida a la disminución/incremento de densidad del lodo o de la temperatura.
- d. Disminución del volumen del cemento debido al colapso de sus poros.
- e. Ciclo térmico.

Dicho modelo considera cinco formas de daño mecánico que pueden ser inducidas al cuerpo de cemento durante la vida del pozo, las cuales se ilustran en la Figura 2.15.

- a. La falta de adherencia en la interfase interior se puede presentar por la contracción de la tubería de revestimiento, ya que esto puede crear una brecha si el cemento no tiene la capacidad de seguir las deformaciones inducidas.

- b. La falta de adherencia en la interfase externa, puede existir de dos formas, cuando el cemento está en contacto con la formación o con otra tubería externa. Y ocurre por la contracción del cemento e incapacidad de la tubería externa o de la formación para responder a esta deformación.
- c. Daño por cizallamiento, se puede presentar cuando el cemento se encuentra entre dos tuberías o bien entre una tubería y una formación rígida, ya que esto exige que el cemento se someta a un amplio estado de tensión desviadora.
- d. El agrietamiento radial ocurre por la contracción del cuerpo de cemento sobre una tubería de revestimiento, cuando la presión en la interfase interior es mayor que la presión en la interfase exterior del cemento.
- e. El daño por discoeo ocurre por la contracción axial del cuerpo de cemento cuando el cemento no puede deslizarse sobre las superficies que lo limitan (interna/externa).

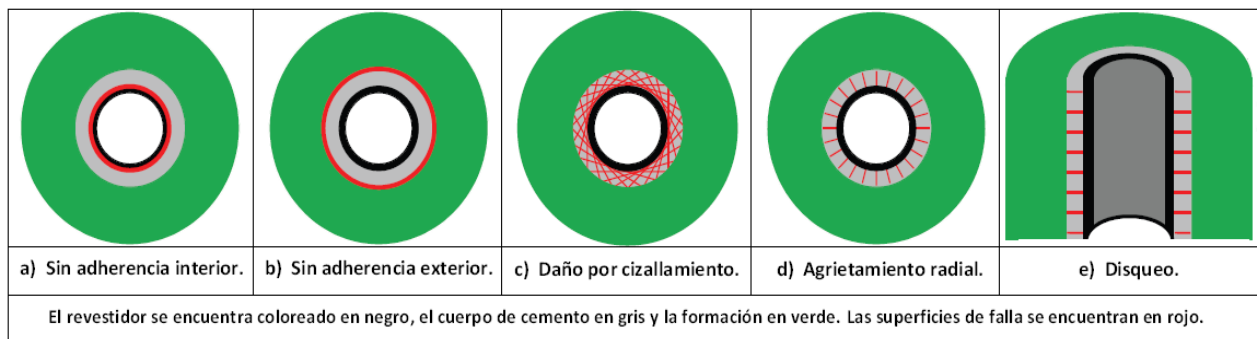


FIGURA 2.15 Daños mecánicos en el cuerpo del cemento⁹.

Para entender y modelar estas deformaciones del cemento endurecido es necesario realizar varios análisis, basados en modelos de mecánica de materiales, que no están al alcance de este estudio. Pero que deben ser considerados durante la vida productiva de cualquier pozo y estar conscientes de que la única forma de comprobar la existencia de alguno de estos problemas en pozos con este riesgo, es mediante la adquisición e interpretación de los registros sísmicos de cementación.

“El cuerpo de cemento es el elemento clave para mantener la integridad del pozo” y debe ser de importancia principal, no solo en términos de perforación, terminación y reparación de pozos; sino también desde una perspectiva de administración de yacimientos. Por ello debemos diseñarlo, colocarlo y **evaluarlo** con éxito. Este trabajo tiene como objetivo proporcionar los elementos necesarios para la evaluación de cementaciones, incorporando nuevas consideraciones a los métodos actuales de interpretación de los registros sísmicos, con el fin de hacerlos más confiables y facilitar la toma de decisiones operativas en la vida productiva de los pozos.

II.10 REFERENCIAS CAPÍTULO II

1. "Well Cementing", Erik B. Nelson, Schlumberger Educational Services (1990).
2. "Cemento clase H empleado en pozos petroleros", NRF-069-PEMEX-2002.
3. "Gas Leakage in Primary Cementing- A Field Study and Laboratory Investigation", W.W. Christian, J. Chatterji y G. W. Ostroot, JPT (Noviembre 1976) 1361-1369.
4. "Obtaining Successful Squeeze Cementing Results", J. L. Rike, artículo SPE 4608-MS, presentado en la 48th Annual Fall Meeting, Las Vegas, Sept. 30-Oct. 3, 1973.
5. "Tecnología de perforación", Drilling School, Schlumberger, Sección 8.
6. "An Ultrasonic Device for Nondestructive Testing of Oilwell Cements at Elevated Temperatures and Pressures", P.P. Rao y D. L. Sutton, JPT (Noviembre 1982) 2611-2616.
7. "Why are Cement Fluid-Loss Additives Necessary", J. F. Baret, artículo SPE 17630-MS, presentado en la International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China, Noviembre 1-4, 1988.
8. "A Study of Completion Practices to Minimize Gas Communication", L.G. Carter y K.A. Slagle, JPT (Septiembre 1972) 1170-1174.
9. "Use of a mechanistic model to forecast cement-sheath integrity for CO₂ storage", A. P. Bois, A. Garnier, G. Galdiolo, J. B. Laudet, artículo SPE 139668, presentado en la 2010 SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage and Utilization, New Orleans, Noviembre 10-12.
10. "Cementing under Extreme Conditions of High Pressure and High Temperature", Mansour Shaheen, Jo Schulz, Gaby S. Haddad y Husam Helou, artículo SPE 57582, presentado en la SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, Abu Dhabi, EAU, 8-10 Noviembre, 1999.
11. "Cement Shrinkage and Elasticity: A New Approach for a Good Zonal Isolation", P. A. Parcevaux y P. H.Sault, artículo SPE 13176-MS, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Septiembre 16-19, 1984.
12. "Annular Gas Flow After Cementing: A look at Practical Solutions", D.C. Levine, E. W. Thomas, H.P. Bezner y G.C. Tolle, artículo SPE 8255-MS, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Septiembre 23-26, 1979.
13. "Self-Healing Cement- Novel Technology to Achieve Leak-Free Wells", P. Cavanagh, C.R. Johnson, S. Le Roy-Delage, G. DeBruijn, I. Cooper, D. Guillot, H. Bulte-Loyer y B. Dargaud, artículo SPE 105781-MS, presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Febrero 20-22, 2007.
14. "Overcoming the Weak Link in Cemented Hydraulic Isolation", N. Moroni, N. Panciera, C. Johnson, S. Le Roy-Delage, H. Bulte-Loyer, S. Cantini, E. Belleggia y R. Illuminati, artículo SPE 110523-MS, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, Noviembre 11-14, 2007.
15. "Self-Healing Cement System – A Step Forward in Reducing Long – Term Environmental Impact", S. Le Roy-Delage, A. Comet, A. Garnier, J.L. Presles, H. Bulté-Loyer y I.U. Rodriguez, artículo SPE 128226-MS, presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, Febrero 2-4, 2010.

III.1 IMPORTANCIA Y NECESIDAD

Los registros sónicos de cementación constituyen una herramienta clave de diagnóstico para evaluar la integridad del cuerpo de cemento, ya que pueden proporcionar una idea precisa de su aspecto en el interior del pozo, ayudando a tomar decisiones acertadas antes de: a) disparar la zona productora, en pozos nuevos; b) inyectar fluidos, en pozos operando. Y así coadyuvar a la administración de yacimientos mediante la producción eficiente de los hidrocarburos y la planeación de la reparación de pozos oportuna.

En pozos nuevos, estos registros se adquieren para establecer si el trabajo de cementación primaria se ejecutó adecuadamente. Para ello debemos responder lo siguiente:

- ¿Existe cemento a través del intervalo terminado?
- ¿Este cemento es suficiente para sustentar una garantía razonable de aislamiento zonal?
- ¿La integridad del pozo es la adecuada para realizar la operación de terminación como se planeó?
- ¿Es necesario un trabajo de cementación forzada? ¿En dónde se debe realizar?

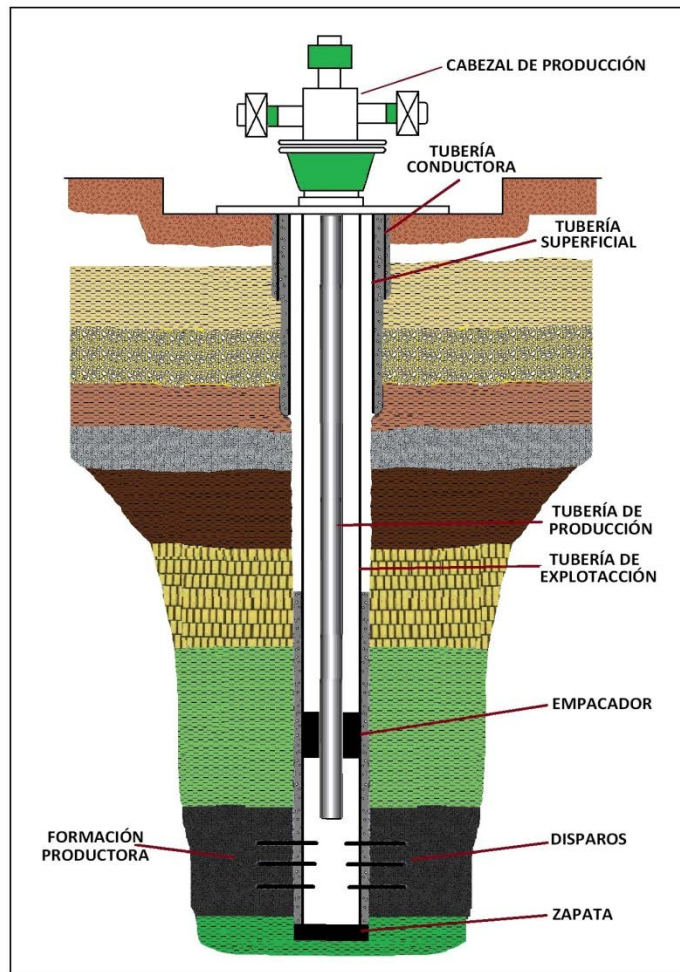


Figura 3.1 Configuración típica de un pozo terminado.¹

En la Figura 3.1, se ilustra como a lo largo de un pozo existen intercalaciones de formaciones permeables e impermeables, estas últimas son sellos naturales que separan diversos cuerpos que contienen fluidos diferentes a condiciones de presión y temperatura distintas. Después de perforar un pozo, se debe cementar cada etapa para mantener dicho sello.

Sin embargo, muy a menudo el cuerpo de cemento no cumple exactamente con lo planeado. Se pueden presentar algunas de las fallas siguientes:

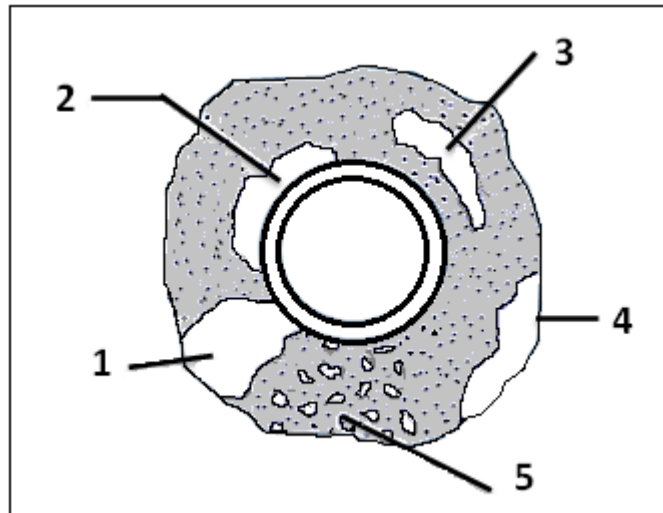


Figura 3.2 Fallas posibles en el cuerpo de cemento.¹

1. Ausencia total de cemento.
2. Sin adherencia tubería/cemento.
3. Canalización del cemento.
4. Sin adherencia cemento/formación.
5. Efecto del gas.

Por ello, se debe evaluar la integridad del cemento previo a la ejecución de los disparos y evitar la producción de fluidos indeseados, como se muestra en la Figura 3.3. El tener un cuerpo de cemento con alguna falla que comprometa el sello hidráulico entre zonas y no detectarla inmediatamente después de la operación de cementación, originará una serie de problemas complejos cuya reparación resultará más costosa en el futuro.

En el aspecto técnico, podría generarse disidencia entre las áreas de producción, yacimientos y recuperación mejorada, dado que sus análisis para incrementar la productividad de los campos se realizan con la consideración de que el cemento en los pozos se encuentra 100% integro, porque para eso se cementan. Cualquier cambio inesperado en los volúmenes y/o composición de los fluidos en superficie podría propiciar la especulación del fracaso de sus tareas.

Fallas en el cuerpo de cemento de las etapas someras suscitarán problemas serios en el ámbito legal y regulatorio por la contaminación de acuíferos y liberación de gases de efecto invernadero al medio ambiente, principalmente metano (CH₄).

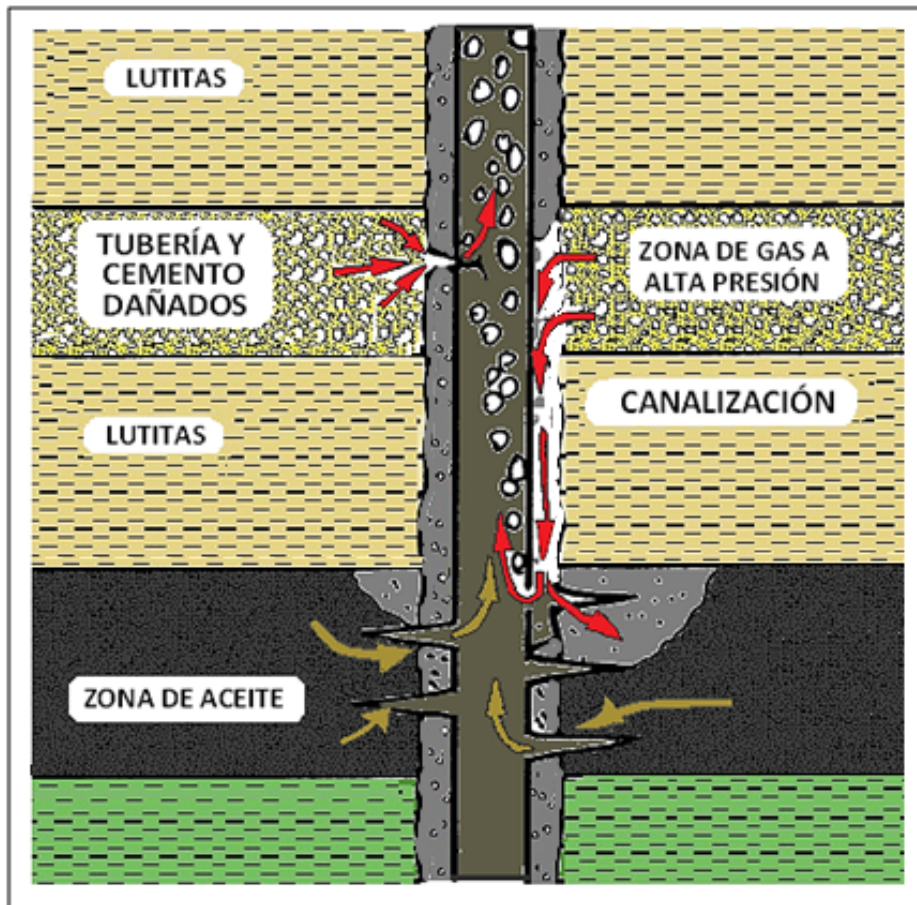


Figura 3.3 Producción de fluidos indeseados por falla en el cuerpo de cemento.¹

III.2 ASPECTOS DE ACÚSTICA ²

Es necesario entender algunas generalidades de acústica para entender el principio físico de lo que las herramientas realizan, además del cómo y por qué lo hacen.

Los registros sínicos graban algún parámetro asociado con la transmisión de ondas sonoras a través de un medio de propagación. Estos parámetros son principalmente:

- a) Velocidad de propagación de una onda, calculado a partir del tiempo que tarda en viajar a través de cierto espesor de formación. Principio de medida del registro sínico.
- b) La amplitud de la primera o segunda onda de la señal en el receptor, ya sea la llegada de una onda compresional o de cizalla. Principio de medida del registro sínico de amplitud, para evaluar cementaciones (*Cement Bond Log*, CBL, por sus siglas en inglés).

- c) La amplitud y posición de las secciones positivas de la señal recibida. Principio de medida del registro de densidad variable (*Variable Density Log*, VDL, por sus siglas en inglés).

III.2.1 Términos básicos de acústica

a. Señal acústica

Es la onda sonora resultante de la liberación de energía acústica.

b. Periodo (T)

El periodo de una onda se define como la duración de un ciclo y se mide normalmente en microsegundos. Este corresponde al intervalo que separa a dos picos positivos (o negativos) consecutivos, midiendo cada tiempo correspondiente para un mismo valor de amplitud en la misma dirección.

c. Frecuencia (f)

Corresponde al número de ciclos completos por segundo y se mide en Hertz (Hz). 1 Hert = 1 ciclo/segundo.

La frecuencia es el inverso del periodo, por lo tanto:

$$f=1/T \quad (III.1)$$

d. Longitud de onda (λ)

Es la distancia recorrida en un ciclo por un frente de onda. Es igual a la relación de la velocidad de propagación (v) y la frecuencia (f):

$$\lambda=v /f \quad (III.2)$$

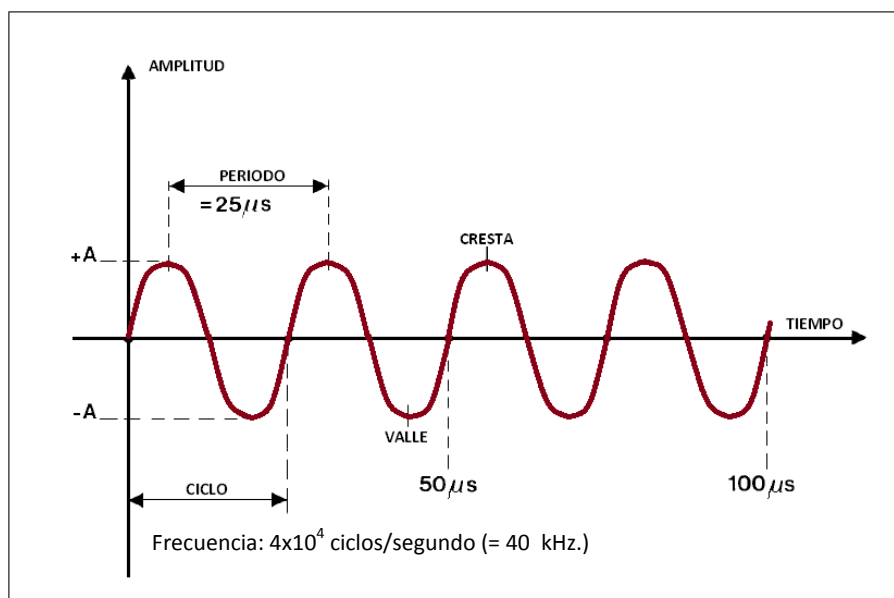


Figura 3.4 Elementos de una onda.

III.2.2 Tipos de ondas

Una onda sonora es la propagación de una perturbación a través de un medio material elástico. Una onda transporta energía paso a paso mediante el movimiento de partícula, pero no transporta materia. Existen varios tipos de ondas sonoras, cada una se caracteriza por el tipo singular de oscilación que genera en el medio de propagación.

a. Ondas compresionales o longitudinales (Onda P)

En este tipo de ondas las partículas se mueven en una dirección paralela a la de propagación de la onda, produciendo compresiones y dilataciones en el medio. Su velocidad de propagación es mayor comparada con la de cualquier otra, por lo tanto, es la primera en llegar a cualquier punto y en ser detectada por el receptor. Además estas son las únicas que se propagan en un medio líquido.

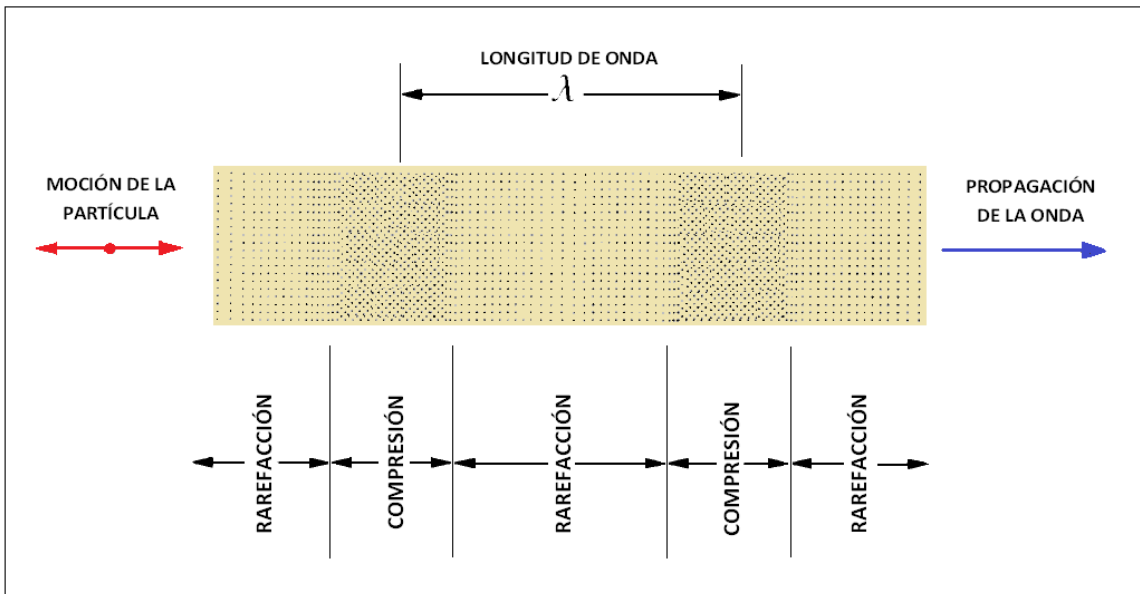


Figura 3.5 Onda compresional.

b. Ondas de cizalla o transversales (Onda S)

El movimiento de las partículas es en una dirección perpendicular a la dirección de la onda. Su velocidad de propagación es menor que la de las ondas P con una relación de $1/\sqrt{3}$. Estas ondas no se transmiten en los líquidos ni gases, ya que para la transmisión de esta moción deben existir grandes fuerzas de atracción entre moléculas adyacentes, las cuales son muy pequeñas en esos medios.

La energía que se propaga por las ondas de cizalla es mucho más grande que la transmitida por las ondas compresionales, del orden de entre 15 y 20 veces. En los patrones de onda que se reciben podemos identificar la onda de cizalla por esta característica, como se muestra en la Figura 3.7.

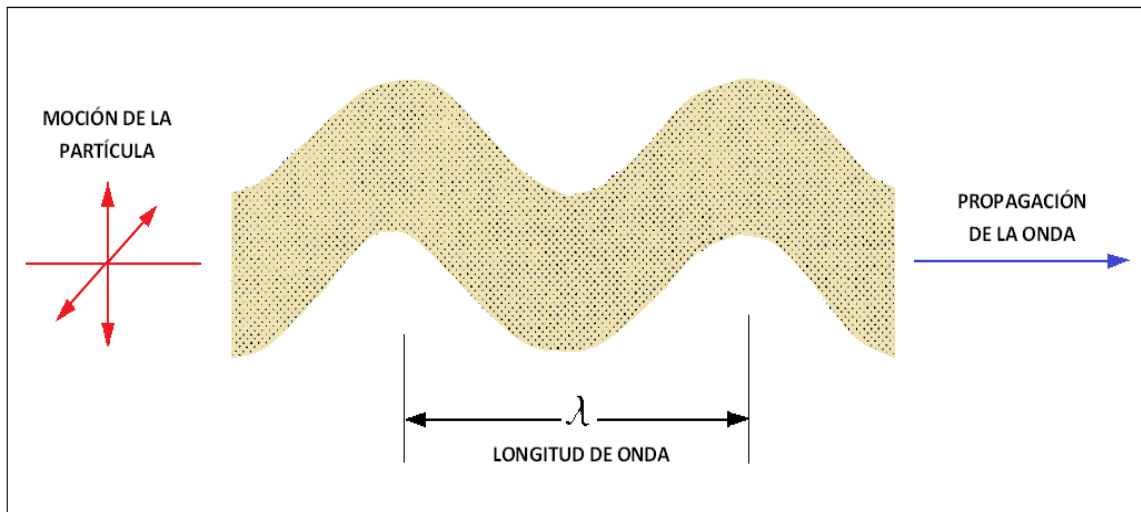


Figura 3.6 Onda de cizalla.

En la formación, la energía sonora se transmite tanto por ondas compresionales como por ondas de cizalla, pero en el lodo de perforación se transmite únicamente por las de tipo longitudinal. Debido a que las lutitas son menos rígidas estructuralmente, no transmiten las ondas S muy bien.

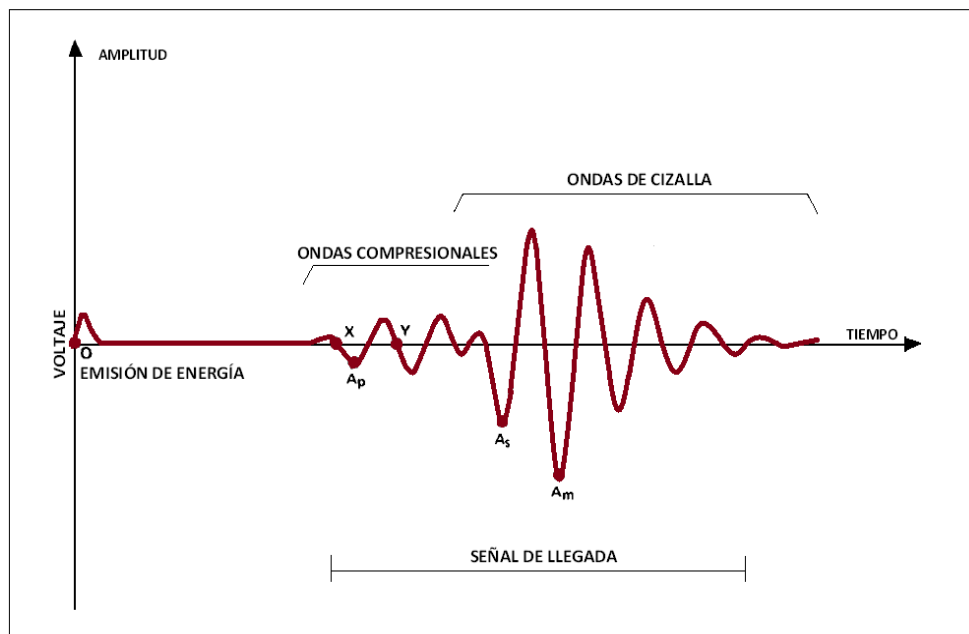


Figura 3.7 Separación de ondas por su tiempo de llegada y amplitud.

c. Ondas superficiales

Estas ondas se transmiten sobre la superficie dentro de una capa cuyo espesor es igual a la longitud de onda, se dividen de la forma siguiente:

- Ondas Rayleigh: en estas la partícula se mueve en forma elíptica retrógrada con respecto a la dirección de propagación, no se transmiten en los líquidos y su velocidad es de casi el 90% del valor correspondiente en las ondas transversales.
- Ondas Love: en las cuales la moción de partícula es transversal a la dirección de propagación, pero sin ningún movimiento vertical. Son más rápidas que las ondas Rayleigh.
- Ondas acopladas: el movimiento de partícula es diagonal y son las más rápidas de las ondas superficiales.
- Ondas hidrodinámicas: la trayectoria que describen las partículas del medio al propagarse la onda es elíptica, pero simétrica a la de las ondas Rayleigh.
- Ondas Stoneley: son el resultado de la interacción de la onda compresional en el líquido y la onda de cizalla en el sólido, que se presenta en la interfase formada. Por definición, las ondas Stoneley tienen una longitud de onda más pequeña que el diámetro del agujero. La velocidad de esta será menor que la velocidad de las ondas que la originan.

III.2.3 Propiedades elásticas de las rocas

Las propiedades elásticas son las que definen la habilidad de un cuerpo para resistir la deformación producida por fuerzas suficientemente pequeñas. Todos los cuerpos sólidos siguen la Ley de Hooke, incluyendo las rocas, la cual establece una relación entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante. Para describir estas propiedades de los materiales sólidos bajo condiciones donde dicha relación es lineal, como es el caso que se presenta por la transmisión de vibraciones en la propagación de ondas acústicas, se utilizan los módulos elásticos.

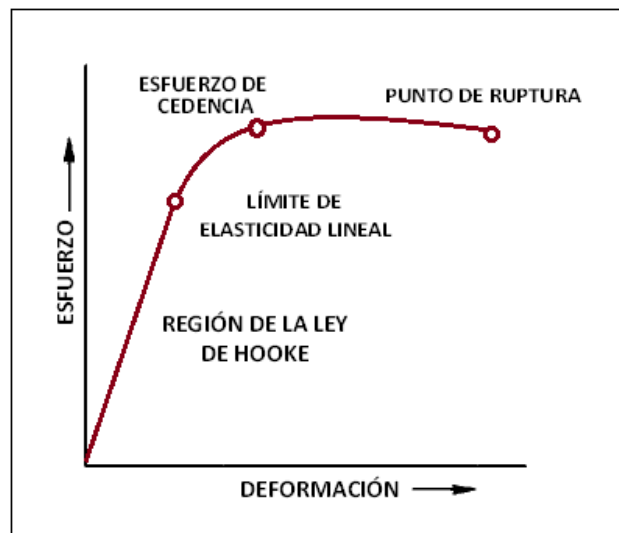


Figura 3.8 Diagrama esfuerzo-deformación para un material elástico.

- a. Módulo de Young (E): esta relación es una medida de la resistencia a la tensión o compresión cuando el material se somete a esfuerzos uniaxiales.

$$E = \frac{F/A}{dL/L} = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \quad (\text{III.3})$$

En donde:

F: es la fuerza aplicada.

A: es la superficie de aplicación.

dL: es la elongación o contracción.

L: es la longitud inicial.

σ_x : es el esfuerzo.

ϵ_x : es la deformación.

Un material más rígido presenta menor deformación, por lo que su número de Young será mayor.

- b. Módulo volumétrico (K): es la relación del esfuerzo hidrostático (σ_p) con respecto a la deformación volumétrica (ϵ_v).

$$K = \frac{\sigma_p}{\epsilon_v}, \quad (\text{III.4})$$

en donde ϵ_v , es el cambio de volumen por unidad de volumen bajo el efecto de la fuerza.

$$\epsilon_v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z \quad (\text{III.5})$$

- c. Módulo de corte (G): describe la relación de la deformación bajo una fuerza de cizalla o una que se aplica en forma tangencial a la superficie desplazada, también conocido como módulo cizallante y se define a continuación:

$$G = \frac{\tau}{\Gamma} \quad ; \quad \Gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \quad ; \quad (\text{III.6})$$

en donde,

τ : es el esfuerzo de corte.

Γ : es la deformación de corte, que es el cambio de ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales (ψ).

A estos módulos se debe agregar:

- d. Relación de Poisson (ν): es otro parámetro elástico, el cual es una medida de los cambios en la forma, que relaciona la expansión lateral relativa a la contracción longitudinal.

$$\nu = - \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad (\text{III.7})$$

En donde,

ϵ_y : es la elongación lateral.

ϵ_x : es la contracción longitudinal.

- e. Constante elástica de Lamé (λ): es equivalente al módulo de Young bajo condiciones de carga triaxial y se define a continuación:

$$\lambda = \frac{1/3(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{\epsilon_v} \quad (\text{III.8})$$

Todos los parámetros de elasticidad descritos previamente son dependientes y cualquiera de ellos se puede expresar en términos de otros dos, por ejemplo:

$$E = \frac{9KG}{3K+G} \quad ; \quad \nu = \frac{3K-2G}{2(3K+G)} \quad (\text{III.9})$$

III.2.4 Velocidad de una onda sonora

La velocidad de propagación de una onda sonora depende de las características del medio en el que viaja y no de las características de la onda o de la fuerza que la genera, es decir, es una propiedad fundamental del material. Su valor es constante para un material dado y se determina mediante los módulos elásticos y la densidad del mismo.

La velocidad para una onda longitudinal en un cuerpo sólido, v_p , se expresa por:

$$v_p = \left(\frac{K + 4/3G}{\rho_b} \right)^{1/2} = \left(\frac{E}{\rho_b} \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \right)^{1/2} \quad (\text{III.10})$$

En los líquidos:

$$v_p = \left(\frac{K}{\rho_b} \right)^{1/2} \quad (\text{III.11})$$

Donde ρ_b , es la densidad.

Y la velocidad de propagación de una onda de cizalla, v_s , se determina por:

$$v_s = \left(\frac{G}{\rho_b} \right)^{1/2} = \left(\frac{E}{\rho_b} \frac{1}{2(1+\nu)} \right)^{1/2} \quad (\text{III.12})$$

En un líquido $v_s=0$.

En la Tabla 3.1, se presentan los valores de las velocidades de propagación de las ondas compresionales y de cizalla, en materiales sólidos de baja porosidad. En la tabla, se observa que la mayoría de los materiales de este tipo presentan una velocidad acústica mayor que la velocidad del acero; a partir de esto, en la interpretación de registros sísmicos surge el concepto de "formación rápida", el cual es de uso común en la evaluación de cementaciones. Además, se reconoce que la velocidad acústica de un tipo de roca, puede cambiar de una zona a otra. Finalmente, se identifica que el cemento tiene una velocidad menor a la del acero.

Tabla 3.1 Velocidad de las ondas compresionales (v_p) y ondas de cizalla (v_s) para diferentes materiales de baja porosidad a una presión de confinamiento de 100 MPa.³

Material	v_p (Km/s)	v_s (Km/s)
Arenisca (Catskill, N.Y.)	5.3	
Lutita	5.3	
Serpentinita	5.7	2.8
Caliza Solnhofen	5.7	3.1
Grauvaca (Nueva Zelanda)	5.8	
Granito de oeste	5.8	3.4
Granito (Stone Mountain, Georgia)	5.9	3.5
Pizarra	5.9	3.3
Monzonita de cuarzo	6.0	3.6
Granito (Barre, Vermont)	6.1	3.5
Grauvaca (Checoslovaquia)	6.2	3.6
Mármol	6.3	
Diorita de cuarzo	6.5	3.7
Albitita	6.6	3.6
Dolomita	6.7	3.4
Norita	7.1	3.8
Dunita (Webster, Carolina del Norte)	7.5	4.2
Dunita	8.2	4.7
Silimanita	9.6	5.1
Acero	5.9	
cemento	2.7 - 4.9	

III.2.5 Impedancia acústica

Cada medio sólido, líquido o gaseoso, ofrece una facilidad más o menos grande para la propagación del sonido, la cual se define mediante el producto de la densidad de un medio por la velocidad del sonido en el mismo:

$$Z = v \cdot \rho \quad , \quad (III.13)$$

en donde, Z es la impedancia y se mide en Ohmios Acústicos, $g/(s \cdot cm^2)$, o en Rayls ($Pa \cdot s/m$). La unidad utilizada comúnmente en los registros acústicos es el mega Rayl (MRayl) o 10^6 Rayls.

III.2.6 Intensidad acústica

La intensidad acústica es una magnitud que proporciona una idea de la cantidad de energía que está fluyendo en el medio por consecuencia de la propagación de la onda. Se define como la energía acústica que la onda sonora transfiere por unidad de área normal a la dirección de propagación en un segundo. La intensidad es proporcional al cuadrado de su frecuencia y al cuadrado de su amplitud y disminuye con la distancia al foco.

Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2), aunque la unidad más común es el decibelio (dB).

III.3 FENÓMENOS FÍSICOS EN LA PROPAGACIÓN DE ONDAS SONORAS

III.3.1 Reflexión y refracción

Se proporcionará únicamente una descripción cualitativa de la propagación de una onda elástica. Si bien, la teoría del rayo solo es una aproximación cuando describimos a las ondas en una geometría cilíndrica, esta es suficiente para la aplicación y el estudio de estas herramientas con los fines de nuestro interés. No obstante, para la valoración cuantitativa de las propiedades petrofísicas de las rocas mediante los registros sísmicos, se requiere la descripción exacta de este fenómeno por medio de un análisis de la ecuación de onda.

Alrededor de 1860 el físico holandés Huygens propuso un mecanismo simple para trazar la propagación de ondas electromagnéticas, pero su construcción es aplicable para las ondas mecánicas en un medio elástico.

El principio de Huyghens establece que cada punto alcanzado por una onda de oscilación actúa como una fuente nueva de oscilación que irradia ondas esféricas.

Un frente de onda es una superficie que pasa por todos los puntos del medio alcanzados por el movimiento ondulatorio en el mismo instante. La perturbación en todos esos puntos tiene la misma fase.

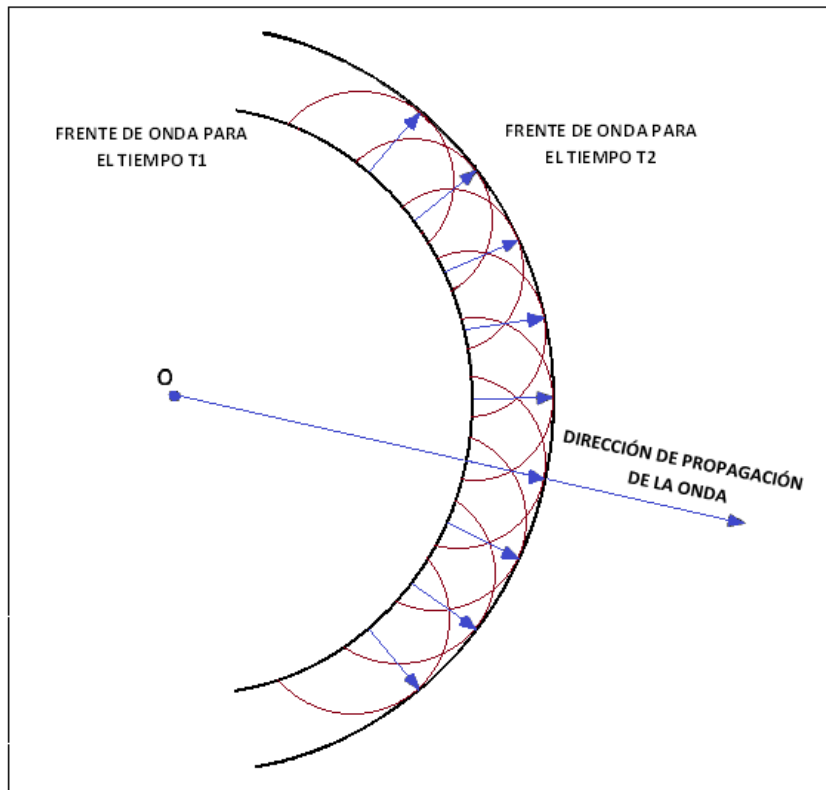


Figura 3.9 Propagación de una onda.

Cuando una onda alcanza la superficie que separa a dos medios de distinta naturaleza se producen dos fenómenos: reflexión y refracción. En el primero, se presenta un cambio de dirección en la propagación de la onda dentro del mismo medio, es decir, la onda retrocede hacia el elemento de partida. Mientras que en el segundo, la onda atraviesa la superficie límite y se propaga en el medio subalterno.

Suponiendo dos medios homogéneos, isotrópicos e infinitos con velocidades v_{p1}, v_{s1} y v_{p2}, v_{s2} ; separados por una superficie plana, de acuerdo a la Ley de Snell-Descartes:

Cada onda P que incide en un punto sobre una superficie, formando un ángulo i_1 con una línea imaginaria I, da origen a cuatro ondas: dos reflejadas y dos refractadas. De las que se deben a la reflexión, una es de tipo compresional P_r a un ángulo r_1 y otra transversal S_r a un ángulo r_2 ; de la misma forma para las ondas originadas por la refracción, una es longitudinal P_R a un ángulo R_1 y otra de cizalla S_R a un ángulo R_2 . Como se muestra en la figura siguiente:

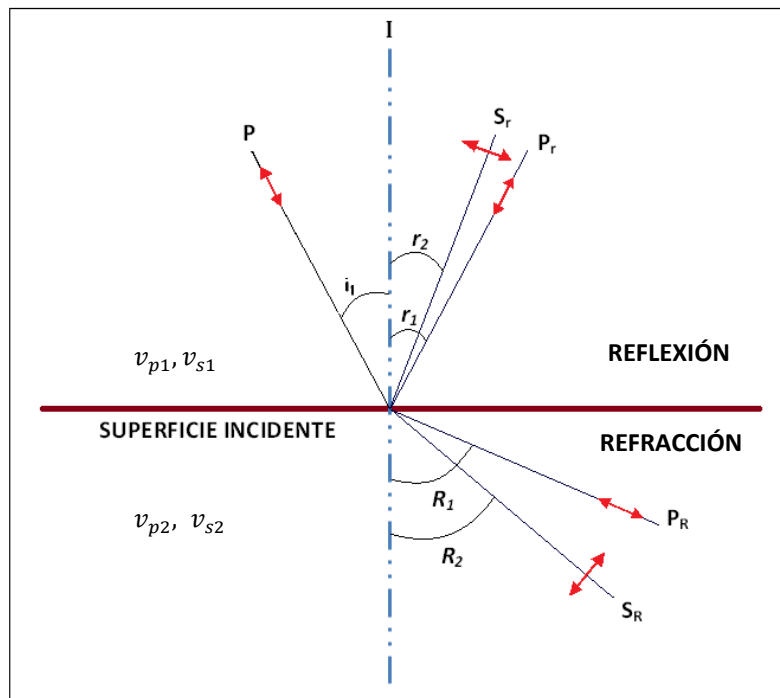


Figura 3.10 Reflexión y refracción de una onda.

a. Ley de la reflexión

Para las ondas compresionales:

$$i_1 = r_1, \tag{III.14}$$

en donde, i_1 es el ángulo de incidencia.

Para las ondas de cizalla:

$$\frac{\sin i_1}{v_{p1}} = \frac{\sin r_2}{v_{s1}} \quad (III.15)$$

Sin embargo, para las aplicaciones en la industria petrolera, debido a que en el interior de un pozo el medio de propagación es un líquido, las ondas secundarias no existen dentro del pozo. Es decir, únicamente se reflejan las ondas compresionales.

b. Ley de la refracción

Para ondas compresionales se define como:

$$\frac{\sin i_1}{v_{p1}} = \frac{\sin R_1}{v_{p2}} \quad (III.16)$$

Para las ondas transversales:

$$\frac{\sin i_1}{v_{p1}} = \frac{\sin R_2}{v_{s2}} \quad (III.17)$$

c. Reflexión total

Si $v_{p2} > v_{p1}$, cuando el ángulo de incidencia se incrementa llega a un valor crítico, l , en el cual R_1 es igual a 90° , por lo tanto, no hay transmisión de energía acústica al otro medio. El ángulo de incidencia crítico se determina por la siguiente relación:

$$\sin l = \frac{v_{p1}}{v_{p2}} \quad (III.18)$$

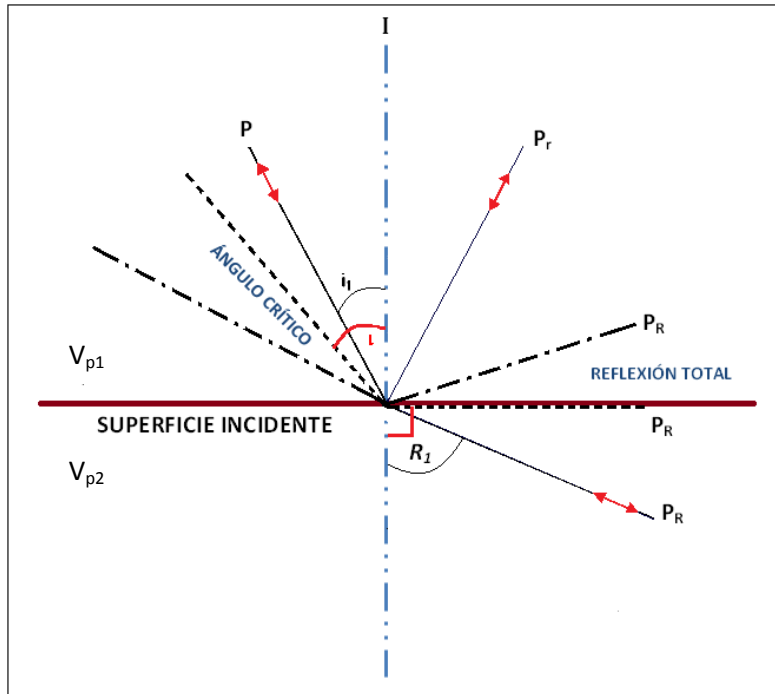


Figura 3.11 Reflexión total de una onda.

d. Coeficiente de reflexión

Este coeficiente es una relación de la energía reflejada entre la energía incidente, para una onda incidente normal a una superficie se define como:

$$R'_{1-2} = \frac{1 - Z_1/Z_2}{1 + Z_1/Z_2}, \text{ para ondas p} \quad ; \quad R''_{1-2} = \frac{1 - Z_2/Z_1}{1 + Z_2/Z_1}, \text{ para ondas s} \quad \text{(III.19)}$$

cuando el ángulo de incidencia varía, esta relación cambia y depende de i_1 , v_{s1} y v_{s2} .

III.3.2 Interferencia

La interferencia ocurre cuando ondas con la misma frecuencia arriban a un punto en común. Debido a que las partículas se someten a dos fuerzas distintas al mismo tiempo, dependiendo de la diferencia de fases, estas se pueden reforzar o tender a neutralizarse. La amplitud de la onda resultante, es la suma algebraica de las amplitudes de las dos que la originan.

Dicho fenómeno puede ocurrir en un pozo, debido a que este no es perfectamente cilíndrico y el eje de la herramienta pocas veces coincide con el eje del agujero.

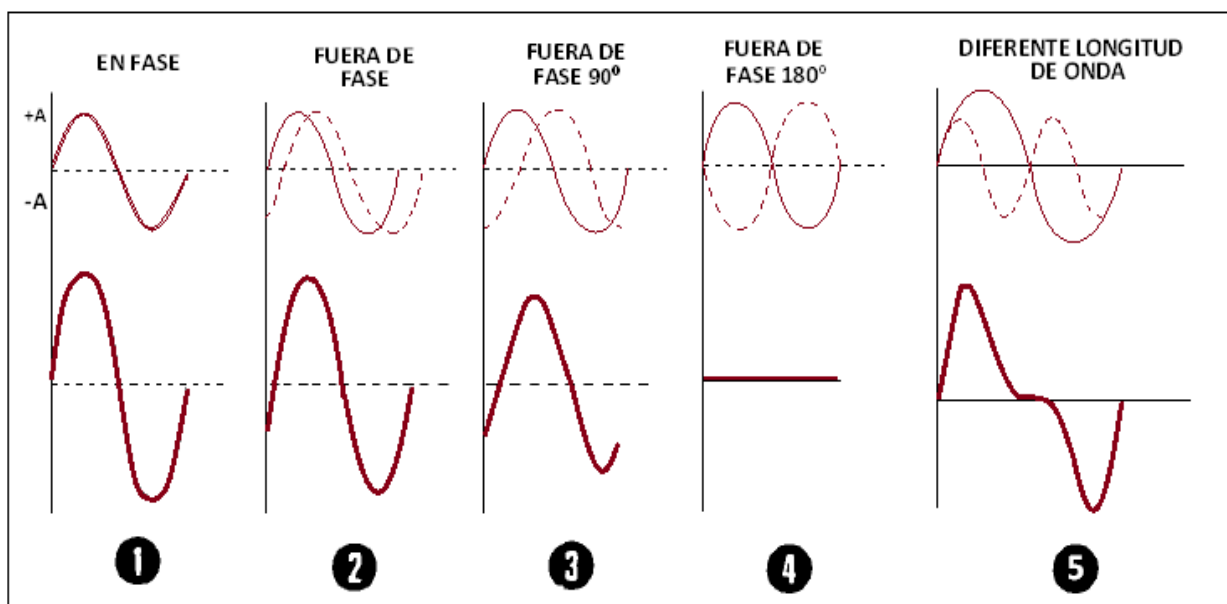


Figura 3.12 Fenómeno de interferencia para ondas con las misma frecuencia; 1, 2, 3 y 4 son de la misma longitud de onda.

III.3.3 Difracción

Cuando una onda sonora se encuentra con partículas u obstáculos cuyas dimensiones son menores a la longitud de onda, la energía se dispersa en todas direcciones sin importar la forma de la superficie de reflexión. Este fenómeno es más común para frecuencias bajas.

III.4 ATENUACIÓN

La amplitud de una onda acústica disminuye conforme se propaga a través de un medio, dicho decremento se conoce como atenuación y se ilustra a continuación:

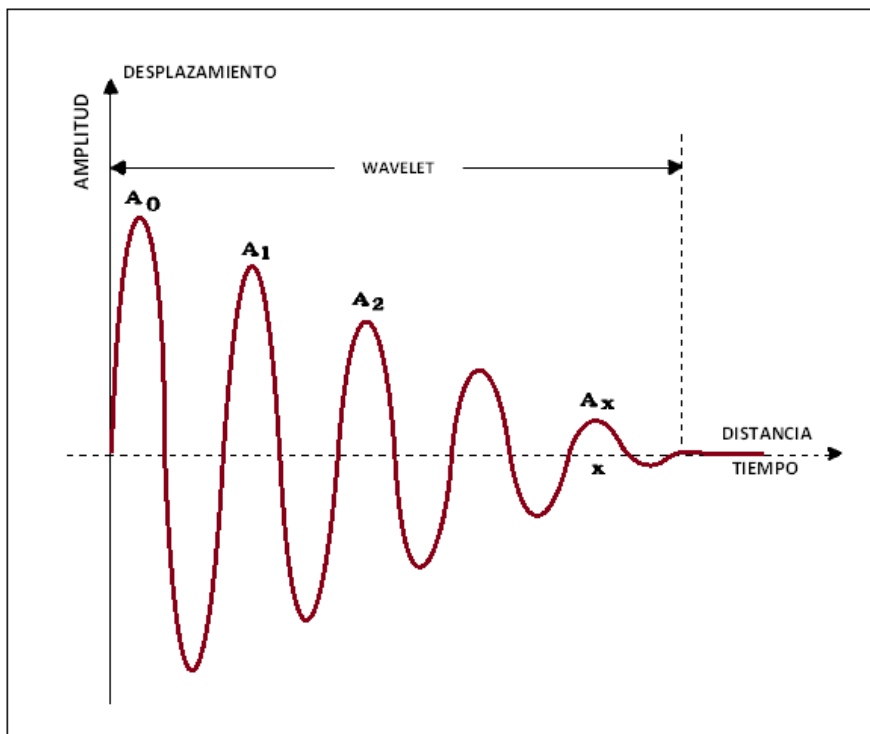


Figura 3.13 Atenuación de una onda acústica en función de la distancia.

La atenuación de una onda que se mueve a través de la formación depende de varios factores, principalmente:

- a) Longitud y tipo de onda (compresional o de cizalla).
- b) Textura del material, así como porosidad, permeabilidad y superficie específica.
- c) Fracturas o fisuras presentes.

En todos los pozos con revestimiento la atenuación depende principalmente de la calidad del cuerpo de cemento alrededor de la tubería. Lo cual se puede medir indirectamente mediante el registro de la amplitud sónica.

III.4.1 Causas teóricas de la atenuación

Existen fundamentalmente dos mecanismos:

a. Absorción: pérdidas de energía por calor

- Fricción sólido-sólido

La vibración provocada por el paso de una onda acústica causa que los cristales o granos de la roca se muevan de manera imperceptible uno contra otro. Este movimiento minúsculo genera calor y por lo tanto, pérdida de energía mecánica. Este parámetro se debe considerar principalmente en la formación.

- Fricción líquido-sólido

Las fuerzas que actúan sobre los granos sólidos y los fluidos causan cantidades de movimiento diferentes, por ello se generan fuerzas de fricción en sus límites, perdiendo energía en forma de calor. Esto se presenta en las formaciones porosas y en el fluido de perforación.

- Fricción líquido-líquido

Cuando la formación contiene dos fluidos inmiscibles (agua y aceite), en su interfase, las fuerzas de onda promueven fricción entre ellos; con la pérdida de energía acústica que esto implica.

b. Redistribución o propagación geométrica de la energía

- Transferencia de energía a lo largo de los límites del medio (radiación)

De acuerdo con la Figura 3.14, se considera el ciclo de una onda longitudinal plana que se mueve en un sólido M_1 , el cual presenta un límite vertical con un líquido M_2 y además $v_2 < v_1$. El ciclo se limita por los frentes de onda FF' y BB' . La dirección de propagación es dada por la flecha H . La región bajo compresión es C y la de rarefacción es R ; ambas se separan por NN' .

La compresión en la región C provoca que el medio M_1 se abulte en el medio M_2 , dado que el líquido es más compresible que el sólido. De igual manera, la rarefacción en R le permite a M_2 expandirse ligeramente. Esta ondulación en la frontera, se mueve hacia el fondo con la onda primera y genera en el medio M_2 una onda compresional, cuyos frentes se muestran por $F'F''$ y $B'B''$. Esta onda secundaria de propaga en la dirección de P , formando un ángulo igual al ángulo crítico de incidencia con respecto a la dirección original H .

La energía de la onda secundaria proviene de la onda original, por lo tanto, parte de la energía inicial en el medio M_1 se transfiere al M_2 .

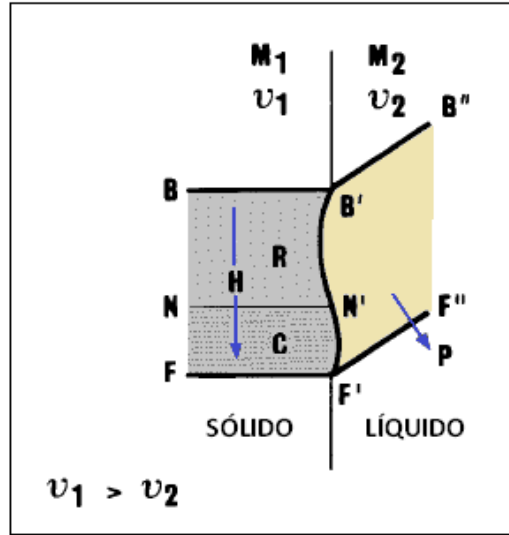


Figura 3.14 Mecanismo de transferencia de energía acústica por radiación a lo largo de su límite.

Para el caso de una onda de transversal propagándose en el medio M_1 también transmite parte de su energía a M_2 en forma de una onda compresional. Este tipo de transferencia ocurre a lo largo de la pared de un agujero sin revestimiento, en el límite lodo-formación; o bien en un pozo con un revestimiento mal cementado.

- Transferencia de energía a través de los límites del medio (refracción y reflexión)

Cuando una onda atraviesa los límites entre dos medios M_1 y M_2 de diferentes impedancias acústicas, dependiendo del ángulo de incidencia se tiene reflexión total de la onda, o bien, una onda refractada en el medio M_2 y otra reflejada de regreso dentro de M_1 .

En el segundo caso, existe atenuación de la energía de la onda original. La relación de amplitudes de las ondas, transmitida e incidente, se nombra coeficiente de transmisión de amplitud, T_c .

$$T_c = A_0 / A_x \quad (III.20)$$

Para una incidencia normal de ondas, tanto para ondas s como p, se tiene:

$$T_C = \frac{2}{\left(\frac{Z_1}{Z_2}\right)^{1/2} + \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^{1/2}} \quad (III.21)$$

Este fenómeno de transferencia de energía se presenta, en las fronteras de formación-lodo de perforación, entre estratos de diferentes litologías o en planos de fractura; cuando las fracturas están cementadas o llenas de fluido. En el caso de agujeros con revestimiento, este ocurre en los límites tubería-cemento-formación cuando se presenta una buena adherencia.

Se han presentado de manera general los diferentes mecanismos de atenuación que sufren las ondas acústicas que viajan a través de un medio elástico. Posteriormente, se puntualizará en aquellos que afectan fundamentalmente a las ondas de nuestro interés.

III.4.2 Medición de la atenuación

Para medir las propiedades acústicas de cualquier material a nivel de laboratorio, se utilizan aparatos equipados con dos transductores (un emisor y un receptor), como el del diagrama de la Figura 3.15. En donde, el emisor genera pulsos que viajan a través de la muestra hasta alcanzar el receptor. Mediante la información en el receptor; tiempo de viaje y amplitud de la onda, es posible calcular la atenuación por absorción y la velocidad acústica características de cada material.

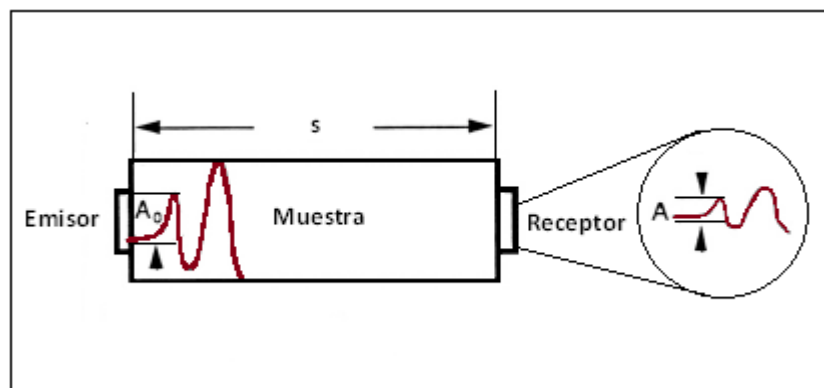


Figura 3.15 Esquema del equipo experimental para medir la atenuación.⁴

Por definición, el decremento en la intensidad debido a la absorción, se obtiene mediante:

$$I = I_0 e^{-2\alpha s}, \quad (\text{III.22})$$

en donde,

I_0 : es la intensidad acústica en la fuente.

I : es la intensidad a una distancia, s , de la fuente.

α : es el coeficiente de absorción.

Además, la intensidad acústica es proporcional al cuadrado de la amplitud, por lo tanto, la amplitud de una onda a una distancia, s , de la fuente es:

$$A = A_0 e^{-\alpha s}. \quad (\text{III.23})$$

Por ello, para determinar el coeficiente de absorción (atenuación), experimentalmente se miden dos muestras de un mismo material, pero longitudes diferentes. Suponiendo que la amplitud de la señal en el receptor para el espécimen de longitud L_1 es A_1 y para el ejemplar de longitud L_2 es A_2 , y además, que las amplitudes en el emisor son proporcionales, la energía en el receptor en ambos casos se expresa como:

$$A_1 = A_0 e^{-\alpha L_1} \tag{III.24}$$

$$A_2 = A_0 e^{-\alpha L_2} \tag{III.25}$$

Por lo tanto, el coeficiente de absorción, en nepers/cm, se obtiene de:

$$\alpha = \frac{1}{L_2 - L_1} \ln \frac{A_1}{A_2} \tag{III.26}$$

La atenuación dada en decibeles por unidad de longitud, unidades más comunes, se define como:

$$\alpha = \frac{20}{L_2 - L_1} \log \frac{A_1}{A_2} \tag{III.27}$$

Lo anterior, originó la creación de herramientas acústicas para su aplicación ingeniosa en los pozos. Actualmente, existen varios métodos para medir velocidad y atenuación, con variantes continuas y pulsadas; los cuales tienen diferentes aplicaciones en la industria petrolera (ver Tabla 3.2). En los capítulos siguientes, se puntualizará en los mecanismos que miden las herramientas que se utilizan para los fines que son de nuestro interés, ya que las formas de medición tienen sus particularidades dependiendo de la naturaleza del material que se desea analizar.

Tabla 3.2 Clasificación y aplicación de los métodos de propagación y medición de las ondas acústicas en los pozos.⁴

PROPIEDAD	APLICACIÓN	
TRANSMISIÓN		
<i>Velocidad de las ondas P y ondas S</i>	Porosidad.	
	Litología.	
	Saturación de hidrocarburos.	
	Detección de geopresiones.	
<i>Atenuación de las ondas P y ondas S</i>	Propiedades mecánicas de las rocas.	
	Calidad de adherencia del cemento.	
	Localización de fracturas.	
	Grado de consolidación de las rocas.	
REFLEXIÓN	Indicación cualitativa de permeabilidad.	
	REFLEXIÓN	
	<i>Tiempo de tránsito y amplitud de ondas reflejadas</i>	Orientación de fracturas y cuerpos impermeables.
		Canalización y microanillos.
Calidad de la tubería.		

III.5 REFERENCIAS CAPÍTULO III

1. *"Cased Hole and Production Log Evaluation"*, James J. Smolen, PennWell, Tulsa, Oklahoma, 1996.
2. *"Fundamentals of Well-Log Interpretation"*, Oberto Serra, Elsevier Science Publishers, Amsterdam - New York, 1984.
3. *"Well Logging for Physical Properties"*, Hearst, R. Joseph, Nelson, H. Philip, Paillet, L. Frederick, Wiley, 2000.
4. Howard, B. Bradley, *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1987.

IV.1 INTRODUCCIÓN

Los registros de adherencia (*Cement Bond Log*, CBL) se comenzaron a utilizar en el sur de Louisiana y el oeste de Venezuela en 1959¹; estos fueron la primera herramienta disponible para analizar la columna completa situada detrás del revestimiento. Los métodos de inspección previos, registros de temperatura y trazadores radiactivos, se enfocaban únicamente a la cima del cemento (*Top of Cement*, TOC).

La evaluación de cementaciones mediante el CBL debe seguir dos líneas de estudio:

- a. Determinación precisa del éxito de la operación en intervalos específicos asociados con las zonas productoras.
- b. Calidad general, grado y porcentaje de adherencia a través de toda el área cementada.

La primera nos concierne en la valoración individual de un trabajo, lo cual es el propósito principal de correr un CBL. La segunda constituye las bases con las cuales podemos comparar los resultados de un pozo con otro, para propósitos de apreciar las variaciones entre distintas prácticas y técnicas de cementación.² Por ejemplo, el uso de raspadores, centradores, cementación en etapas, régimen de flujo conveniente para desplazar los fluidos, por mencionar algunas.

Además, estos registros son inherentes para inferir el resultado de una cementación forzada: 1) cerró los canales de flujo en el espacio anular o 2) dañó la adherencia existente.

IV.2 PROPAGACIÓN DE ONDAS ACÚSTICAS EN UN POZO

La propagación de ondas acústicas en un pozo se clasifica en dos grupos: transmisión y reflexión. En los registros sónicos de adherencia se miden las propiedades de las ondas por transmisión, ya que se emiten series de pulsos sonoros mediante un transductor a una tasa de repetición constante, los cuales viajan a través de un medio elástico y se detectan por uno o más receptores.

En la figura 4.1, se ilustra la geometría general de la transmisión de ondas acústicas mediante una sonda de registro que cuenta con dos transductores separados y aislados acústicamente en el mismo cuerpo, el superior genera ondas compresionales en el fluido del pozo y el inferior capta las ondas que lo alcanzan. En donde, θ_p y θ_s son los ángulos de incidencia críticos de las ondas compresional y de cizalla, respectivamente.

Para la transmisión de una onda compresional (p), en la trayectoria emisor-receptor, se distinguen tres etapas: la primera es a través del fluido en el interior del pozo, desde el emisor hasta que el frente de onda arriba en el revestimiento; posteriormente, la onda que incide en el ángulo crítico se refracta a lo largo de la pared de acero, y finalmente la onda compresional que se genera en el líquido dentro del pozo, producto de la radiación (ver figura 3.14), llega al receptor de la herramienta.

En la transmisión de una onda de cizalla (s), esta se transmite como onda compresional entre el transmisor y la tubería, se refracta como onda de cizalla en el revestimiento y nuevamente alcanza al receptor como onda longitudinal a través del fluido.

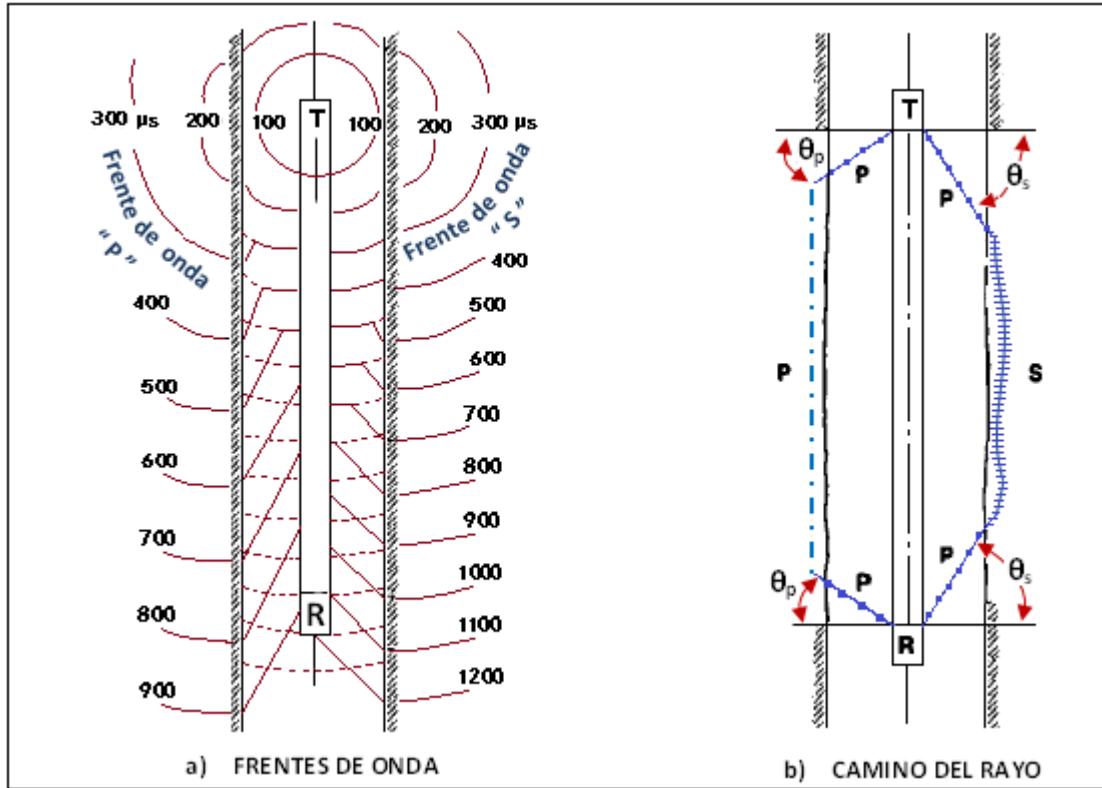


Figura 4.1 Propagación de ondas en un pozo con fluido.³

La señal en el receptor, tren de ondas, se compone por varias ondas acústicas y se presenta en la figura 4.2. Para el caso ordinario de un pozo revestido lleno de fluido de terminación, se propagan dos ondas cuerpo y dos ondas guiadas. De acuerdo con su tiempo de llegada al receptor, son las siguientes: onda compresional, onda de cizalla, ondas Pseudo-Rayleigh y ondas Stoneley. Las dos últimas se conocen como ondas guiadas debido a que requieren de la presencia del agujero para su existencia.

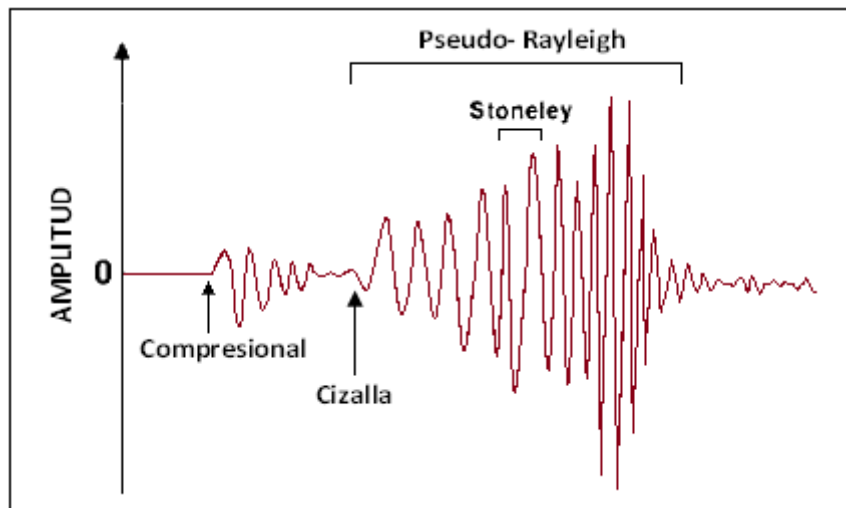


Figura 4.2 Tren de ondas en el receptor.

IV.3 PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

Se describió anteriormente que un tren de ondas acústicas es muy rico en información, ya que puede tener cuatro ondas componentes: compresionales, de cizalla, pseudo-Rayleigh y Stoneley. Cada una de ellas tiene cuatro propiedades medibles: velocidad, amplitud, atenuación y frecuencia.

Además, la señal que llega al receptor puede provenir de cuatro caminos diferentes (si existe un buen acoplamiento entre el cemento y sus fronteras), cada trayectoria corresponden a un material distinto con una velocidad acústica característica: fluido en el pozo, tubería de revestimiento, cemento y formación. Como se muestra en la figura 4.3.

Las técnicas de registros sínicos que nos permiten evaluar los trabajos de cementación, se basan en la medición de la atenuación y tiempo de tránsito únicamente de las ondas compresionales que se propagan a través de la tubería, es decir, de la primera onda que alcanza al receptor. Estos registros se fundamentan en la premisa de que la pérdida de energía de la señal acústica que se monitorea está relacionada directamente con la fracción del perímetro del revestimiento cubierto por cemento, lo cual involucra ciertas consideraciones que se discutirán más adelante.

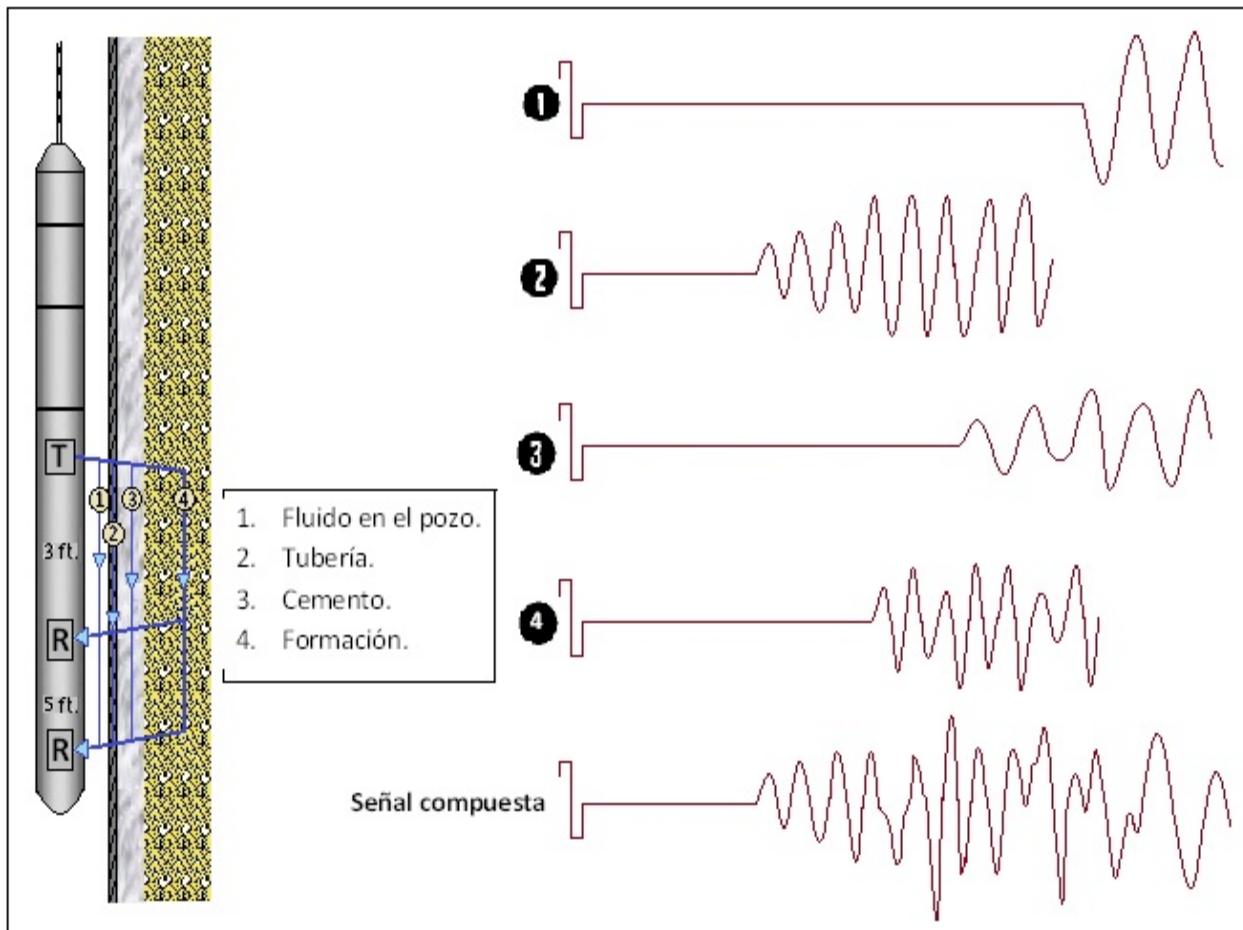


Figura 4.3 Trayectorias de las ondas compresionales y diferenciación de los arribos en función de su velocidad en cada material.⁴

En el capítulo anterior se explicó que existen fundamentalmente dos mecanismos de atenuación, en cuanto a la absorción de las ondas de nuestro interés a lo largo de su trayectoria, se tiene:

- a. En el fluido de perforación, será dependiente de las características del mismo y del tamaño del agujero; así como del diámetro de la sonda.
- b. En la tubería, dependerá del espesor de la pared de acero y separación entre emisor y receptor.

Para el agua a condiciones de presión y temperatura estándar la tasa de atenuación es del orden de 3×10^{-5} db/pie a una frecuencia de 20 kHz, este ritmo disminuye a medida que la temperatura y la presión aumentan. Para una salmuera o aceite es mayor. Para los fluidos de perforación convencionales la tasa de atenuación es de 0.03 db/pie a la misma frecuencia, este valor es notablemente mayor con respecto al del agua por el efecto de dispersión que ocasiona el contenido de partículas sólidas. Debido a que en los gases este efecto es mucho más grande, se vuelve imposible cualquier medición de las propiedades acústicas.⁵

La atenuación por absorción es independiente del grado y calidad del acoplamiento entre materiales, sin embargo, la redistribución de energía está sujeta totalmente al contacto y soporte del cemento con ambas interfases. La resistencia al cizallamiento, provista por la adherencia cemento-tubería, provoca que la potencia acústica en el acero se disipe hacia la formación. Si la unión es pobre o no existe, no se presenta dicha sujeción sobre el revestimiento y la señal se atenúa muy poco (únicamente por la absorción).⁶

Un estudio teórico-experimental de los factores que afectan la tasa de atenuación a través de la interfase tubería-cemento, se presenta en el artículo publicado por Pardue G. H. y Morris R. L. "Cement Bond Log-A Study of Cement and Casing Variables" (SPE 453-PA). En el cual se presenta la siguiente ecuación:

$$\frac{db}{pie} = \frac{52.2 * (\rho_1 / \rho_2)^{1/2} * (1/t_w)}{\left[\left(\frac{V_{pa}}{V_{pc}} \right)^2 - 1 \right]^{-1/2} + \left[\left(\frac{V_{pa}}{V_{sc}} \right)^2 - 1 \right]^{+1/2}} \quad (IV.1)$$

En donde,

ρ_1 = densidad del cemento [lb/gal].

ρ_2 = densidad del acero [lb/gal].

t_w = espesor de la tubería [pg].

V_{pa} = velocidad compresional del acero [pie/seg].

V_{pc} = velocidad compresional del cemento [pie/seg].

V_{sc} = velocidad de cizalla del cemento [pie/seg].

A partir de un análisis de la ecuación anterior, se concluye lo siguiente:

- a. La atenuación es directamente proporcional a la densidad del cemento e inversamente proporcional al espesor de la tubería.
- b. Se requiere un acoplamiento de cizalla para producir la atenuación máxima.
- c. La atenuación es independiente de la frecuencia, para cuerpos de cemento suficientemente gruesos.

En el caso de una tubería rodeada de lodo de perforación, tubería libre, esta vibra sin restricciones y el coeficiente de transmisión de amplitud (T_c) hacia la formación es bajo, por lo que la señal en el receptor es alta. Si el revestimiento está dentro de un cuerpo de cemento, adherido a sus dos interfaces, las partículas del acero no oscilan libremente; por lo tanto, la amplitud de las mociones es mucho más pequeña que cuando no se cuenta con un soporte de cizallamiento y el factor de T_c es mayor. En la ecuación para calcular el coeficiente (T_c), ecuación (III.21); se observa que entre menor sea la impedancia acústica del material situado detrás de la tubería, el contraste con respecto a la impedancia del acero es mayor y por lo tanto, el coeficiente de transmisión es menor; tal es el caso de la presencia de fluido de perforación en el espacio anular, en lugar de cemento.

En la siguiente figura, se muestra la disparidad entre ambas condiciones:

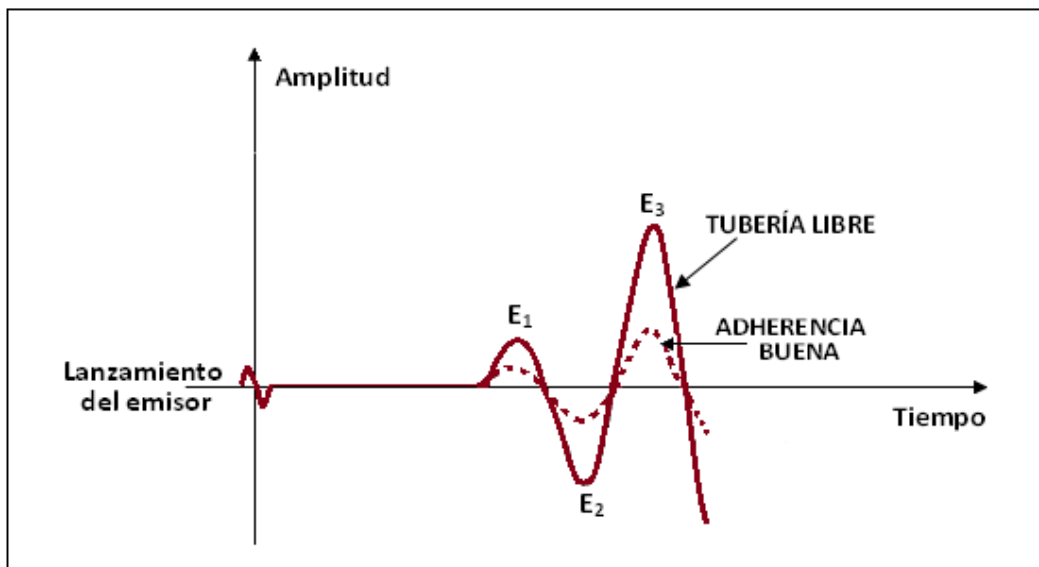


Figura 4.4 Contraste de amplitud para condiciones de adherencia distintas.⁵

En la nomenclatura estándar, se refiere al primer pico positivo (cresta) como E₁, con los subsecuentes positivos denotados como E₃, E₅, E₇, etc. El primer pico negativo (valle) se indica como E₂ y los posteriores se señalan como E₄, E₆, etcétera.

IV.4 CONFIGURACIÓN Y OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA

En la figura 4.3 se muestra un esquema de la sonda de registro, la cual tiene un solo transmisor omnidireccional y dos receptores (uno a 3 pies y otro a 5 pies); este arreglo es el resultado de modificaciones importantes a la sonda desde su primera aparición. Pueden existir otras variantes, incluyendo equipos con un solo receptor a 4 pies del emisor. La señal en el receptor es un promedio de toda la energía alrededor de la tubería, es decir, no se tiene diferenciación azimutal. Los transmisores empleados para adquirir el CBL normalmente operan en un rango de 15 a 30 kHz y vibran a tasas de 15 a 60 pulsos por segundo, dependiendo de cada dispositivo y de la compañía que brinda el servicio.⁴

Un CBL comprende conjuntamente tres mediciones diferentes en el mismo registro. Las lecturas son: tiempo de viaje y amplitud de la señal de la tubería, así como la presentación del tren de ondas. La curva del tiempo de viaje (*Travel Time*, TT) se utiliza para asegurar que los datos de amplitud corresponden a la señal de la tubería (E_1 o E_2). La curva de amplitud se emplea para calcular el porcentaje del espacio anular lleno de cemento. Finalmente, la señal acústica completa, ya sea como tren de ondas o como VDL (*Variable Density Log*), contiene información bastante útil para inferir la adherencia con la formación y puntualizar en algunos de los factores que afectan tanto al tiempo de tránsito como a la amplitud.

IV.4.1 Curva de amplitud del CBL

La curva de amplitud se mide en el receptor a 3 pies del emisor. Esta separación es inamovible, por ello, si la herramienta permanece en una posición transversal constante con respecto al eje del pozo, la longitud de la trayectoria de las ondas de nuestro interés no varía a lo largo del intervalo de registro. Debido a que la velocidad acústica es una propiedad intrínseca de la materia, se puede calcular fácilmente el tiempo en el cual debe arribar la señal de la tubería y si no existen cambios en el fluido dentro del pozo ni en el diámetro interno del revestimiento, entonces el receptor detecta siempre esta señal al mismo tiempo posterior a la emisión del pulso. Monitorear las variaciones en la amplitud únicamente de una onda en específico permite inferir la presencia o ausencia de cemento en el anular.

Por ello, la medición de la amplitud de la señal no es continua, se emplea instrumentación con un circuito de activación periódica, es decir, se coloca una ventana electrónica en el receptor, que abre durante el tiempo en que las ondas de la tubería deben arribar y detecta la amplitud máxima dentro del intervalo de monitoreo. El objetivo de este sistema fundamentalmente es:

- Permitir el ingreso de la señal transmitida por la tubería únicamente.
- Asegurar el escaneo de la misma parte específica del tren de ondas de cada pulso.

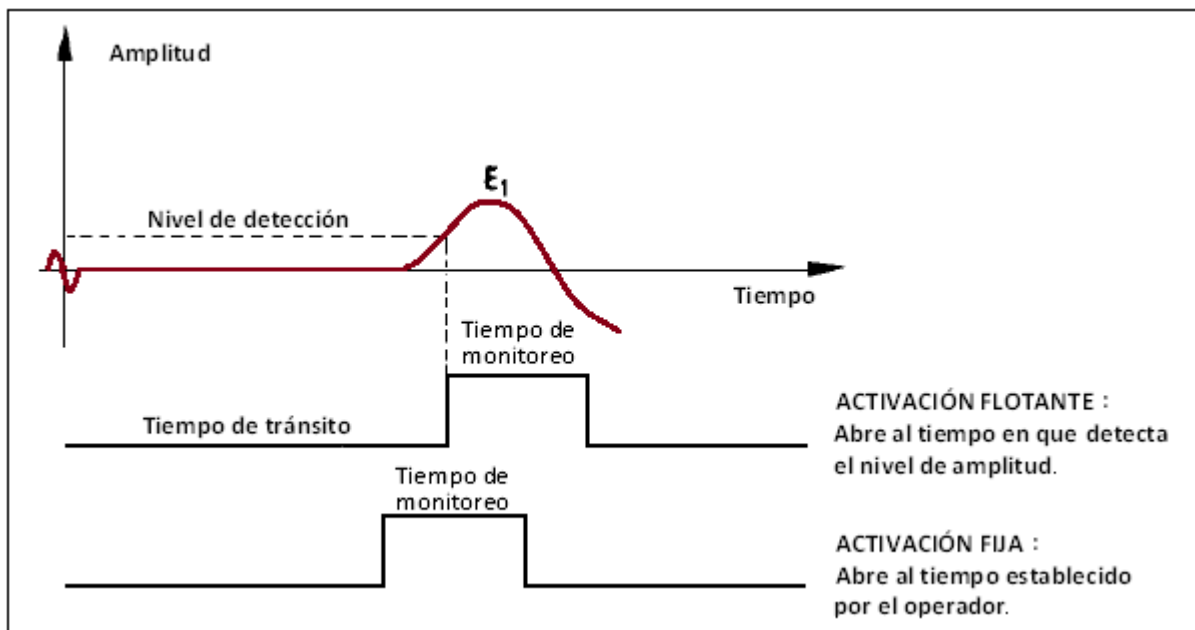


Figura 4.5 Sistemas de activación.⁵

La figura 4.5, presenta un esquema de la operación de los dos tipos de ventanas electrónicas existentes para la medición de la amplitud:

- a. *Ventanas fijas*: estas se activan a un instante en específico después de que el transmisor emite la onda y permanecen abiertas por un periodo preestablecido, dicho tiempo de monitoreo se puede ajustar para medir la amplitud de una onda particular, ya sea la primera llegada positiva o negativa o hasta E_3 . En algunas ocasiones los dispositivos se calibran para operar por intervalos un poco más amplios y se perciben más componentes del tren completo. Sin embargo, en este sentido centrarse en valorar E_1 o E_2 resulta mejor, ya que se minimiza la contaminación de las señales de la tubería por los arribos de la formación.
- b. *Ventanas flotantes*: estas no se ajustan para abrir en un momento en específico, sino que se activan cuando se detecta un nivel de amplitud mínimo establecido, registrando simultáneamente el tiempo al cual se acciona la ventana; al igual que en los sistemas fijos, el tiempo de monitoreo se puede ajustar.

Aún cuando los principios básicos de registro son los mismos, la instrumentación varía entre las diferentes compañías de servicios, particularmente en cuanto al procedimiento de activación periódica y el punto de conversión de señal sónica a eléctrica.⁷ El sistema de activación puede incidir en la interpretación adecuada y el uso del CBL hasta cierto punto. Sin embargo, corresponde al operador involucrarse y seleccionar el mecanismo de activación de la herramienta, así como conocer su influencia sobre la respuesta en la curva de amplitud.

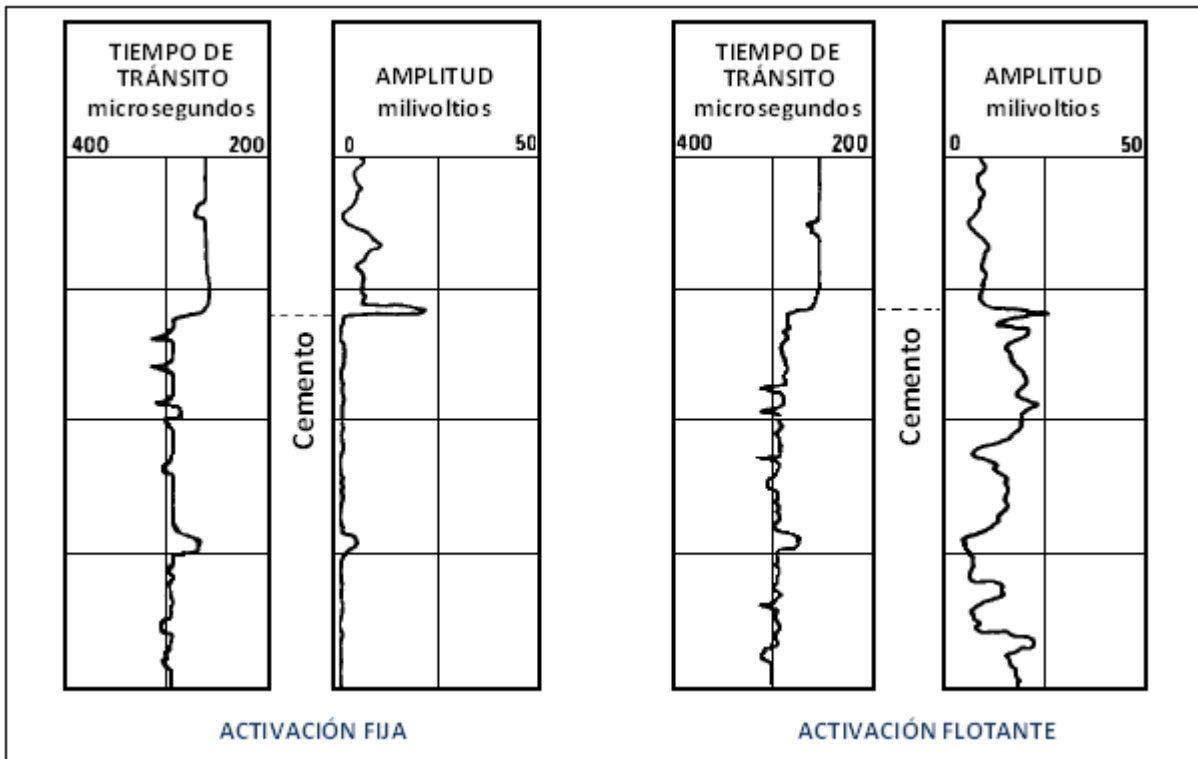


Figura 4.6 Influencia del sistema de activación en la medición.⁵

En la figura anterior, se presenta el efecto de ambos sistemas de activación en un pozo muy bien cementado. Se observa que para un sistema flotante, se puede interpretar de forma incorrecta una cementación deficiente, pero en realidad el valor de amplitud relativamente alto se debe al efecto de "salto" (ver figura 4.8). Dicho efecto se puede mitigar disminuyendo el nivel de detección. No obstante, en la sección de tubería libre establecer niveles de activación muy bajos, puede resultar en la medición de las ondas precursoras (conocidas como ruido), obteniendo consecuentemente valores bajos, aún por arriba de la cima del cemento.⁷

IV.4.2 Curva de tiempo de viaje del CBL

Registrar el tiempo que la señal tarda en viajar desde el emisor, a través del fluido y la tubería, hasta el receptor; de manera simultánea con la curva de amplitud, es muy importante para tener un control de calidad sobre los datos empleados en la determinación de la cobertura del cemento. Cualquier variación en el tiempo de viaje es motivo para cuestionar la validez de la información. Sin embargo, en el pasado muchas compañías de servicios no presentaban esta curva, por lo que la medición y presentación del CBL era muy inexacta. Además, frecuentemente surgían dilemas en la interpretación, sin argumentos para su análisis por falta de la curva TT. El resultado fue la falta de credibilidad y confianza en el registro CBL por parte de las compañías operadoras.

Por más de 20 años, la adquisición del CBL se realizó convencionalmente mediante sistemas de activación fijos y para adquirir el registro con un sistema flotante era necesario retirar la herramienta para cambiar el transductor y volver a correr la sonda en el interior del pozo, lo cual consumía mucho tiempo y por ende muy pocas veces se adquiría. En 1985, los avances tecnológicos en la capacidad de almacenamiento de datos a nivel de pozo permitieron utilizar sondas con ambos dispositivos de activación simultáneamente, posibilitando el desarrollo de técnicas de control de calidad de los datos que lograron incrementar su confiabilidad y eficacia.⁸

En la adquisición de la curva de tiempo de viaje mediante el sistema flotante, cuando el transmisor pulsa, un reloj comienza a registrar y se detiene cuando percibe un nivel de amplitud mayor que el preestablecido; este valor se mide en microsegundos (μs). Debido a que el fluido es camino obligado de las ondas, en dos de las tres fases de la trayectoria emisor-receptor, es congruente detectar la descentralización de la sonda con esta medición, y además, una manera fácil de hacerlo.

Para el uso adecuado de la curva de tiempo de viaje en el control de la centralización de la sonda, la compañía de servicios debe atender estrechamente ciertas condiciones:

- a. Registrar el tiempo en una escala que proporcione una resolución amplia, del rango de 2 a 4 μs . Por ello, normalmente se emplea una escala que abarca 100 μs /carril.
- b. Determinar el tiempo de viaje en el que las señales de la tubería deben arribar, el cual se denomina "tiempo de viaje crítico".

Con la finalidad de concretar el tiempo de viaje crítico, se recomienda adquirir 200 pies (61 m.) del registro por arriba de la cima del cemento⁹. Si no existe tubería libre del mismo diámetro, caso de un líner, las compañías de servicios cuentan con tablas y datos de este valor para su herramienta particular en un diámetro de tubería específico.

En el caso de tubería libre, los únicos factores que causan variación en esta curva son los coples del revestimiento y la descentralización de la herramienta. La magnitud del tiempo de viaje crítico debe estar en un rango de 10 μ s. del valor especificado en las tablas de la compañía; variaciones mayores se deben cuestionar aun cuando sean en línea recta.

Por debajo de la cima del cemento, varios factores pueden afectar el tiempo de viaje y se dividen en dos categorías:

- a. *Factores que provocan valores mayores al tiempo de viaje crítico:* su presencia se asocia con la existencia de una adherencia buena o excelente.

Tiempo de viaje extendido o “alargamiento”

Cuando en una onda la amplitud máxima es baja, el nivel de detección se alcanza un poco después en comparación con la misma señal para el caso de tubería libre. Algunos equipos calculan el tiempo de tránsito en el cruce con cero para evitar este fenómeno, ya que la frecuencia es la misma. Este efecto de alargamiento en la medición de la curva TT se ilustra en la siguiente figura:

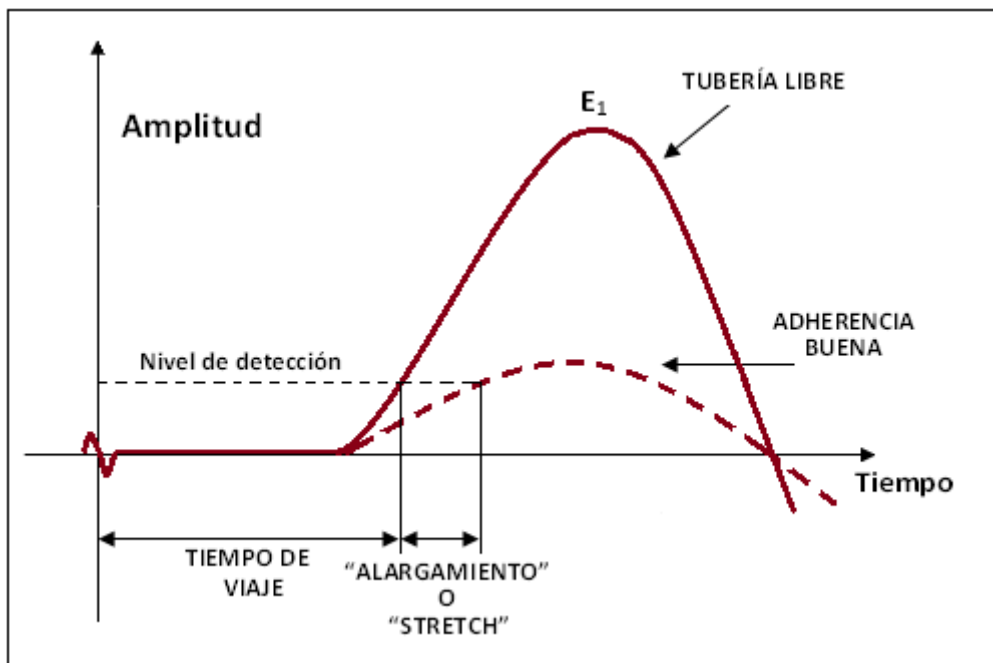


Figura 4.7 Efecto de alargamiento en el tiempo de viaje.⁴

Ciclo de salto

Cuando la adherencia del cemento es muy buena, el acoplamiento acústico en la interfase tubería-cemento es excelente, por ello, la amplitud de la señal en el receptor es muy baja y el nivel de detección podría no alcanzarse en E_1 , sino hasta E_3 , ver figura 4.8.

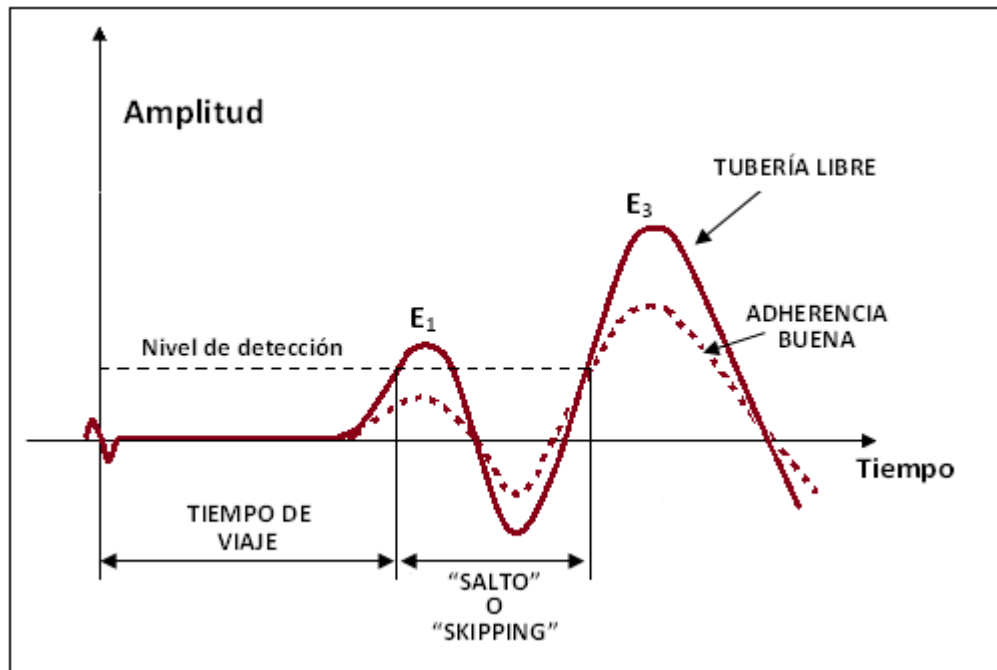


Figura 4.8 Efecto de salto en el tiempo de viaje.⁴

- b. *Factores que resultan en valores menores al tiempo de viaje crítico:* siempre que estos se presentan, los datos de amplitud de la señal de tubería no serán representativos del porcentaje del espacio anular cubierto por cemento. Tales decrementos en el tiempo se deben a la descentralización de la herramienta o a la presencia de formaciones rápidas, es decir, litologías con una velocidad acústica mayor que la del acero, tales como los de la Tabla 3.1.

Para determinar si se trata de alguna formación rápida, se puede utilizar el VDL o el registro de tiempo de tránsito en agujero descubierto, si éste existe. Cuando no se tiene una formación rápida, el problema es una centralización deficiente, por lo cual se debe retirar la sonda e incrementar el número de centradores.

IV.4.3 Registro VDL

El Registro de Densidad Variable se incorporó al CBL de forma comercial en la década de los 70's por su gran utilidad para una interpretación mejorada de la calidad del cuerpo de cemento.¹³

Este se deriva directamente del tren de ondas registrado en el receptor a 5 pies en un intervalo de 1000 μ s. (200-1200 μ s). El VDL se registra a este espaciamiento para permitir mayor separación en tiempo de las señales de la tubería y de la formación, dicho efecto se muestra en la figura 4.9; por la experiencia en campo, este espaciamiento brinda los resultados óptimos. Este registro también se conoce como Registro de Intensidad/Tiempo.

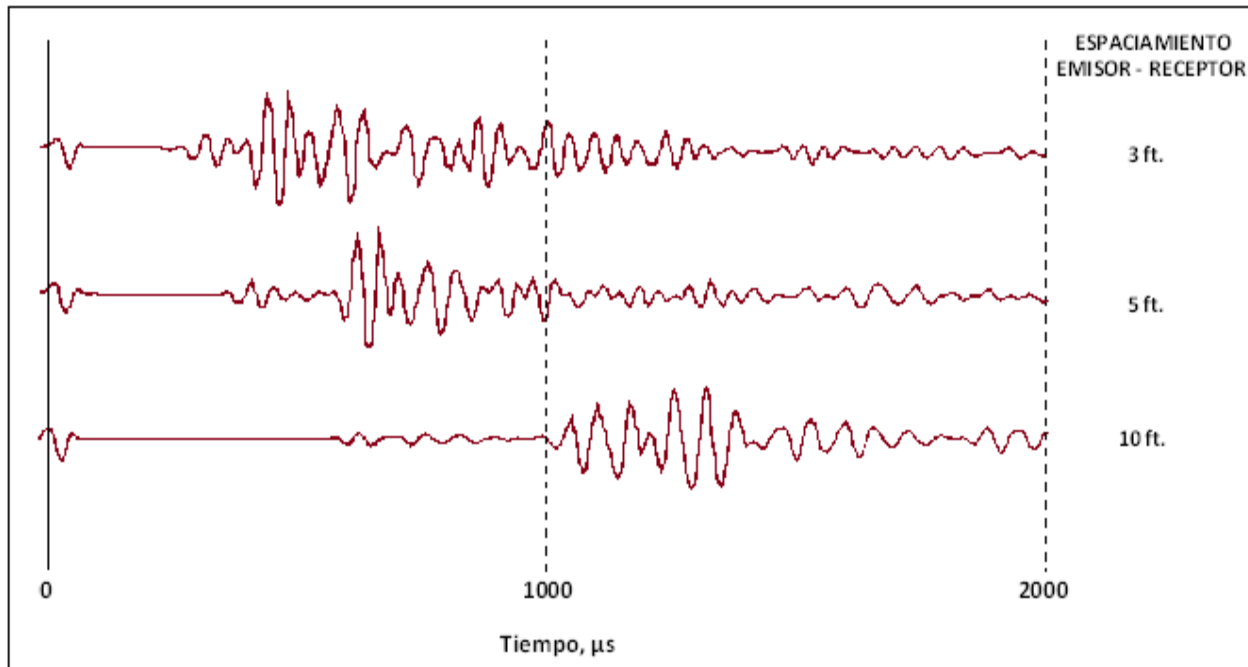


Figura 4.9 Tren de ondas adquirido en un mismo pozo a la misma profundidad con diferentes espaciamentos.³

El VDL se creó para presentar un registro continuo del tren de ondas de uso sistemático y cómodo. En su construcción cada tren de ondas se reduce a una serie de rayas de diferente ancho e intensidad; dependiendo de su frecuencia y amplitud, respectivamente. Este proceso se visualiza en la figura 4.10, en donde las porciones del tren de ondas con valores de amplitud positivos se graban como una serie de guiones, dejando los fragmentos negativos como espacios en blanco.

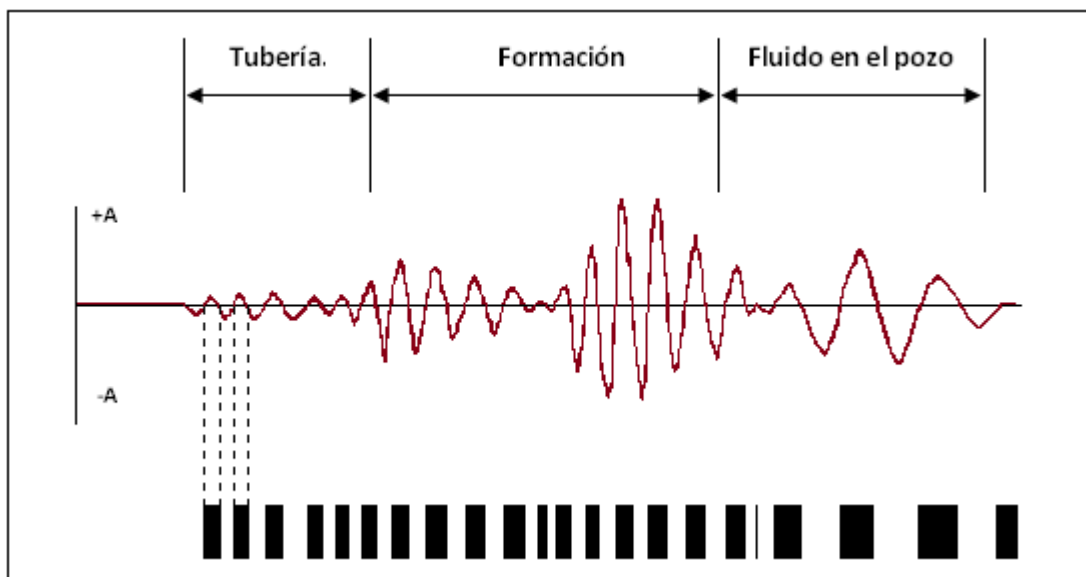


Figura 4.10 Principio para la construcción del VDL .³

El registro de Intensidad/tiempo se obtiene por el apilamiento de estos guiones, de manera correspondiente a cada profundidad. La mayoría de las herramientas adquiere cada tren de ondas discreto a intervalos de $\frac{1}{2}$ pg. La secuencia de guiones procesada crea un mapa continuo de los picos positivos del tren de ondas, como se observa en la figura 4.11. La presentación sin procesar, inciso (a) de la misma figura, también se conoce como registro Amplitud/tiempo o “modo X-Y”.

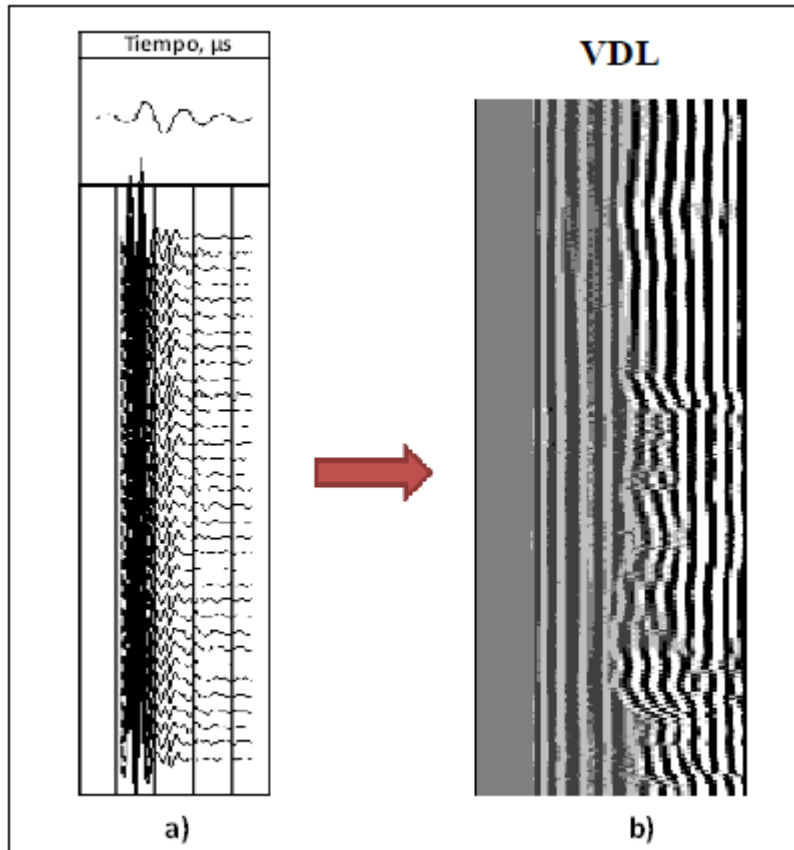


Figura 4.11 Presentaciones del tren de ondas.^{3,10}

El VDL se incluye en el servicio que brindan la gran mayoría de las compañías, la única variante es el espectro de colores que emplean para los valores de amplitud y que generalmente se incluyen en el encabezado de los mismos. De manera convencional, los colores más oscuros corresponden a los picos positivos (crestas) y los más claros para los negativos.

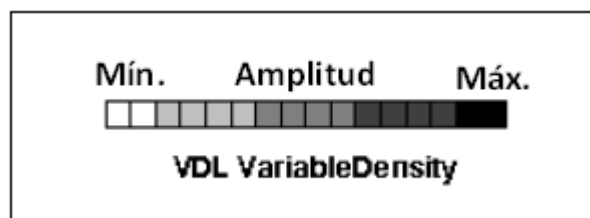


Figura 4.12 Ejemplo del espectro de colores empleados en el VDL.¹¹

En el VDL, la señal de la tubería corresponde a los primeros arribos y se identifica fácilmente como líneas rectas. Sin embargo, las ondas provenientes de la formación deben pasar a través de espesores de cemento variados y litologías cuyas propiedades acústicas cambian con la profundidad. El fenómeno de interferencia acústica en las llegadas de la formación resulta en un conjunto de trazos irregulares sobre el despliegue del VDL. Las marcas del fluido se observan como rectas, normalmente en la parte final del periodo de interés o incluso después de que este concluye.

Cuando existe buen acoplamiento entre el revestimiento y la formación (adherencia del cemento con ambas interfases), los arribos de la tubería desaparecen en el registro de Intensidad/tiempo debido a su baja energía, por la tasa atenuación elevada, que se debe a dos factores:

- a. Gran transferencia de energía a la formación.
- b. Mayor espaciamento emisor-receptor.

Por lo tanto, no se presenta una marca adecuada en el receptor, suficiente para obscurecerla. Sin embargo, las señales amorfas de la formación llegan claras y con fuerza.

Un error común en la interpretación del CBL es inferir que existe una cobertura absoluta de cemento en el espacio anular, a partir de la identificación de los arribos de la formación en el VDL. No obstante, los receptores del CBL convencional son omnidireccionales, por lo que se requiere únicamente una porción pequeña con cemento adherido al acero y a la roca, buen acoplamiento acústico, para observar las señales distintivas de la formación.

Además, si la tubería se encuentra recargada sobre la pared del agujero, los trazos irregulares característicos serán evidentes en el VDL aun cuando no exista cemento en el anular; lo cual es muy común en pozos direccionales con un programa carente o deficiente de centradores de la T.R..

IV.4.4 Presentación del registro CBL

La presentación del CBL de la figura 4.13 es una forma típica de este registro, con variaciones ligeras dependiendo de la compañía prestadora del servicio. En el primer carril se presentan las curvas de rayos gama (*Gamma Ray*, GR) y tiempo de viaje de los arribos de la tubería (TT). La señal del GR se utiliza para propósitos de conexión de los registros en agujero entubado con los de agujero descubierto, por lo que se conoce como carril de correlación. En este caso, el tiempo de tránsito presenta una escala de 200 a 300 μ s; para leer 100 μ s a lo largo del carril, lo cual es altamente recomendable. Posteriormente, se encuentra el carril de profundidad que incluye al localizador de coples (Casing Collar Locator, CCL). El carril central contiene la curva de amplitud en dos escalas: en escala normal de 0 a 100 mV y la amplificada de 0 a 10mV (10x); en algunos casos se presenta la curva amplificada 5x, por lo que la escala va de 0 a 20 mV. La curva amplificada tiene como objetivo proporcionar una resolución más detallada de la adherencia de la tubería y únicamente se activa cuando los valores de amplitud son lo suficientemente bajos. En el tercer carril se muestra el registro VDL, con la escala del tiempo de monitoreo y espectro de colores descritos previamente en la sección IV.4.3.

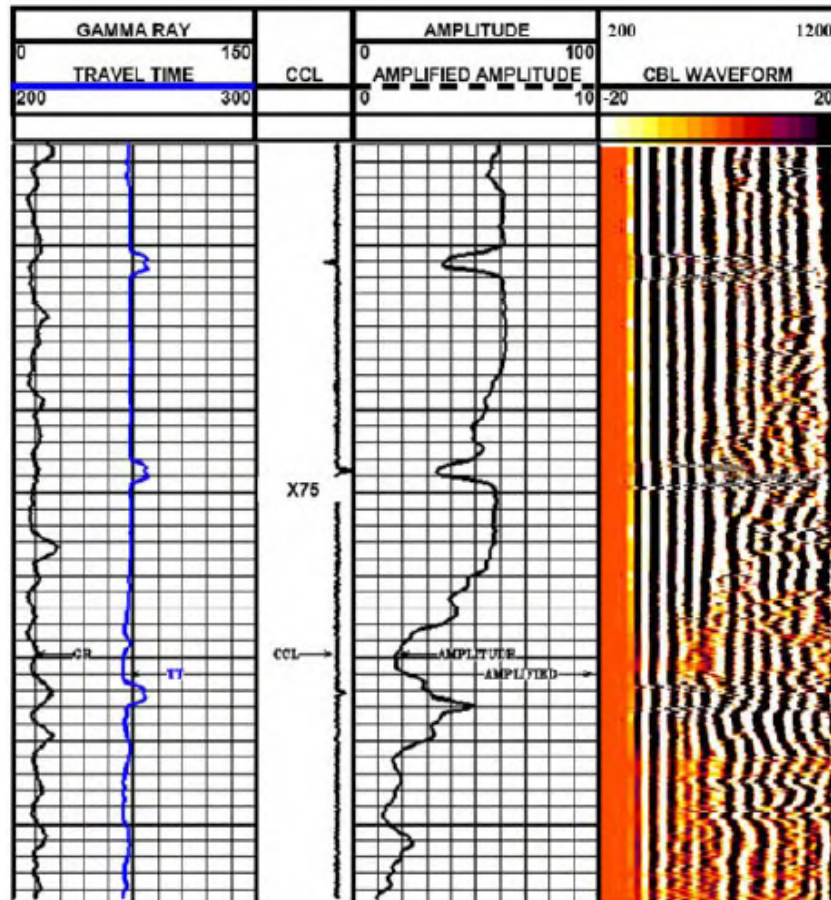


Figura 4.13 Presentación típica del registro CBL.¹⁵

IV.5 INTERPRETACIÓN

La interpretación del registro de adherencia se resuelve cualitativamente y cuantitativamente, de manera relativamente sencilla, si se cuenta con los conceptos previos bien definidos. Enfatizando y reconociendo que la experiencia en esta práctica es fundamental y de gran ayuda para el éxito de la misma.

IV.5.1 Interpretación cualitativa

a. TUBERIA LIBRE

Cuando la tubería se encuentra libre, la energía se confina en el acero y en el fluido del pozo. La señal en el receptor presenta las siguientes características:

- La amplitud del tren de ondas es alta.
- Se muestra una frecuencia uniforme a través de todos los arribos.
- El nivel de energía es persistente.
- El VDL manifiesta líneas rectas (ver figura 4.15).

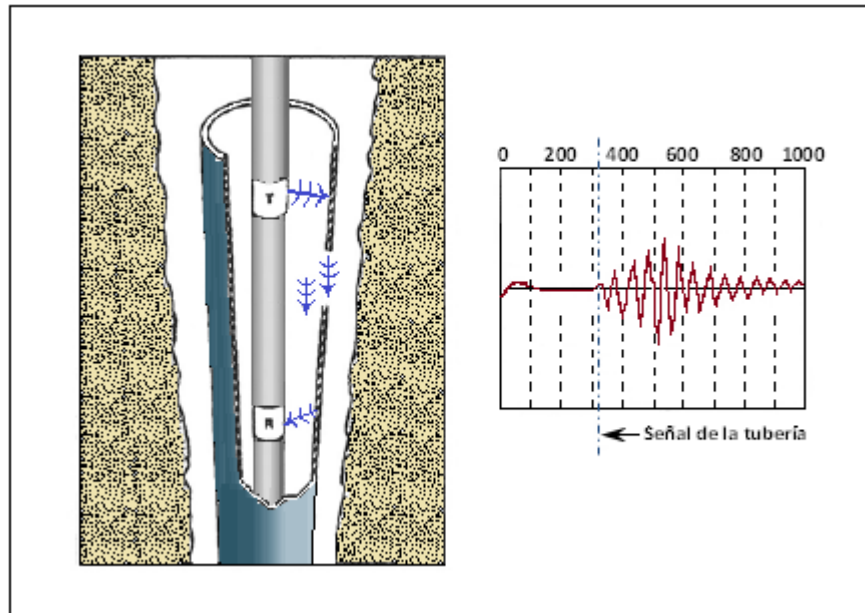


Figura 4.14 Tubería libre.³

En una sección de tubería libre las curvas de TT y amplitud, así como los arribos del VDL, deben ser constantes; únicamente con el efecto de los coples. El tiempo de viaje se incrementa ligeramente debido a que la trayectoria es más larga a través de estos y el VDL presenta reflexiones que se conocen como patrones “w” o “chevron”.

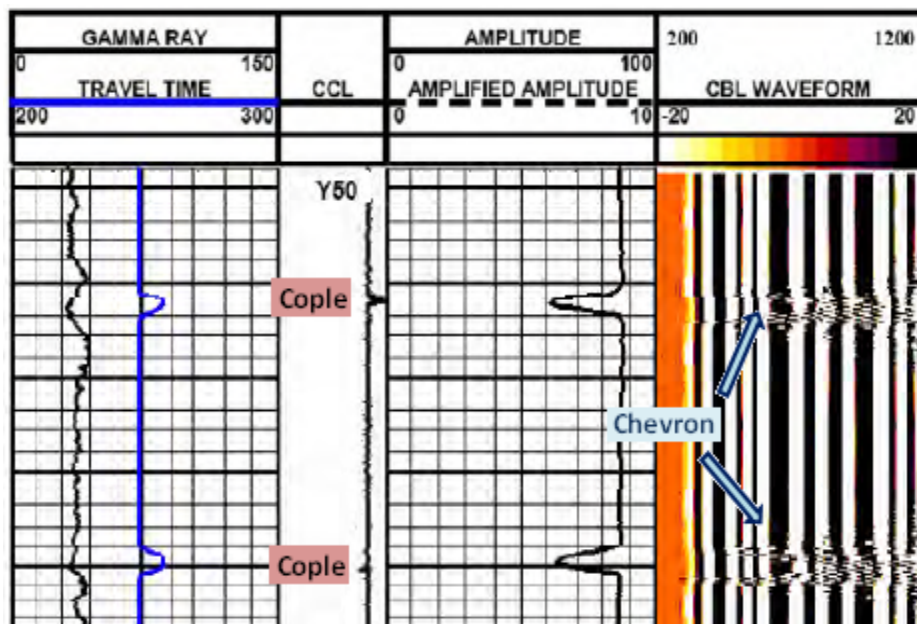


Figura 4.15 Respuesta del CBL en una sección de tubería libre.¹⁵

b. ADHERENCIA TUBERIA-CEMENTO-FORMACIÓN

Cuando existe una adherencia perfecta del cuerpo de cemento con la tubería y la formación, se desarrolla un acoplamiento acústico favorable, como consecuencia:

- La energía contenida en la tubería es pequeña.
- El coeficiente de transferencia de amplitud es máximo.
- El tren de ondas no presenta arribos de la tubería.
- En el VDL únicamente se observan arribos de la formación.

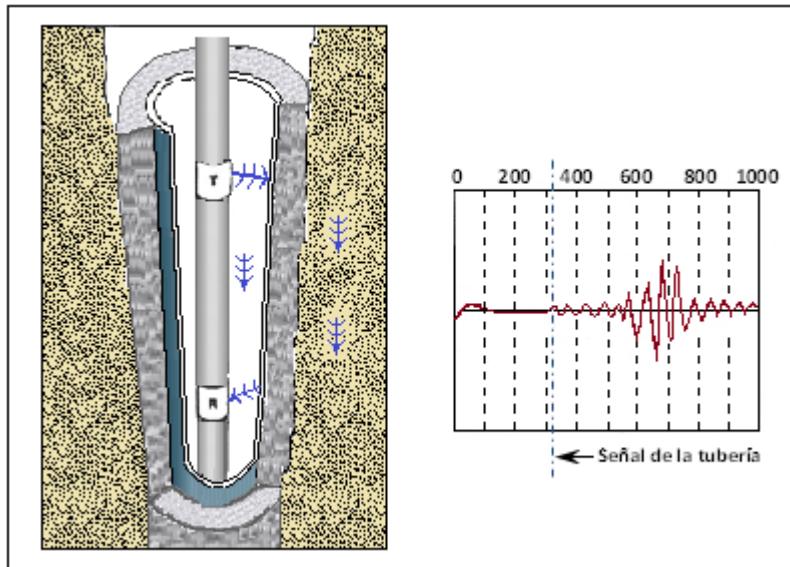


Figura 4.16 Cemento con adherencia en ambas interfases.³

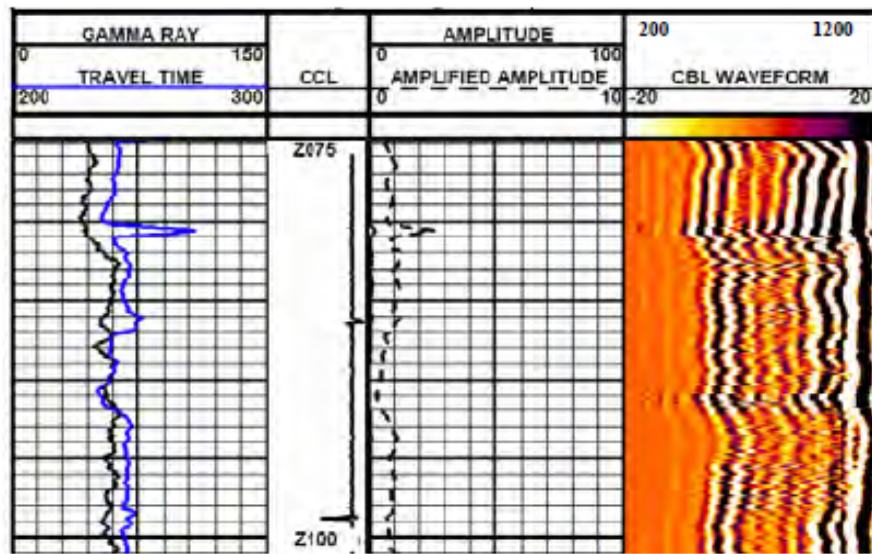


Figura 4.17 Respuesta del CBL en una sección cementada correctamente.¹⁵

c. CEMENTO SIN ADHERENCIA CON LA FORMACIÓN

Esta condición ocurre comúnmente en formaciones poco consolidadas con una remoción de lodo deficiente, debido a que el enjarre se seca y contrae, alejándose del cuerpo de cemento. Bajo esta circunstancia se observa lo siguiente:

- La energía que se transmite en la tubería se atenúa drásticamente, si el cuerpo de cemento es suficientemente grueso (mayor a 3/4 pg.).^{6,12}
- No se transfiere energía a la formación, por el acoplamiento escaso entre el cuerpo de cemento y la formación.
- El tren de ondas (VDL) exhibe poca energía hasta la llegada de las ondas del fluido en el pozo.

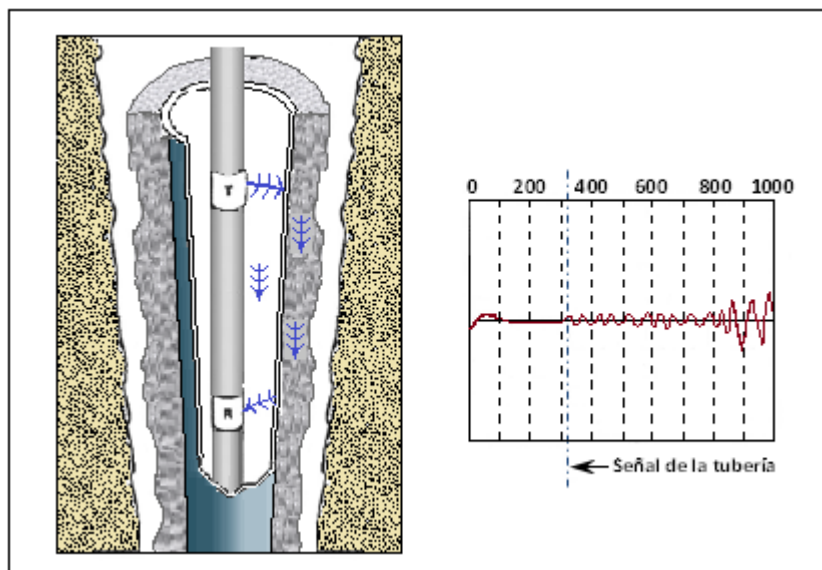


Figura 4.18 Sin adherencia con la formación.³

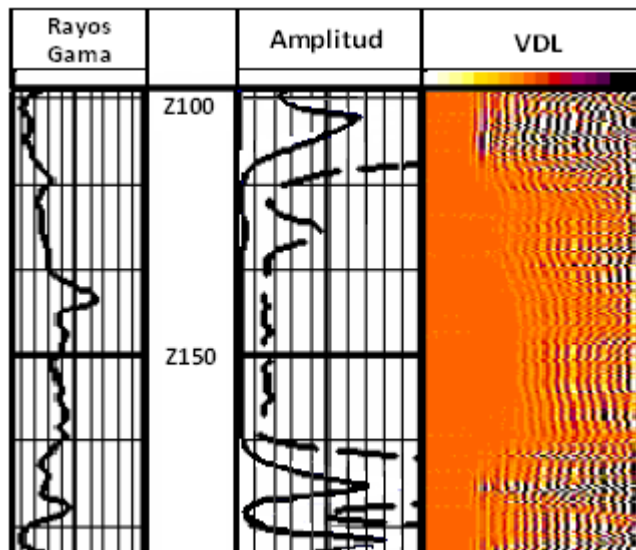


Figura 4.19 Respuesta del CBL en una sección sin adherencia con la formación.¹⁶

En la figura 4.19, se presenta un ejemplo de la respuesta del CBL ante una sección con un acoplamiento excelente entre el revestimiento y el cuerpo de cemento (valores de amplitud bajos, 2mV, entre las profundidades de z110 y z160); sin embargo, el tren de ondas luce completamente atenuado hasta los arribos del fluido en la parte final del tiempo de monitoreo, lo cual es indicativo de la ausencia o desperfectos en la unión con la formación. Se debe asegurar que no exista gas en el fluido del pozo, ya que este origina una respuesta similar en la curva de amplitud y en el VDL.

d. ADHERENCIA PARCIAL

La adherencia parcial es la situación más difícil cuando se evalúa la calidad del sello detrás de la tubería. Debido a que parte de la tubería vibra libremente y otra permite el acoplamiento acústico con la formación, la señal en el receptor presenta las características siguientes:

- La señal de la tubería es moderadamente fuerte.
- La señal de la formación es de módica a vigorosa.

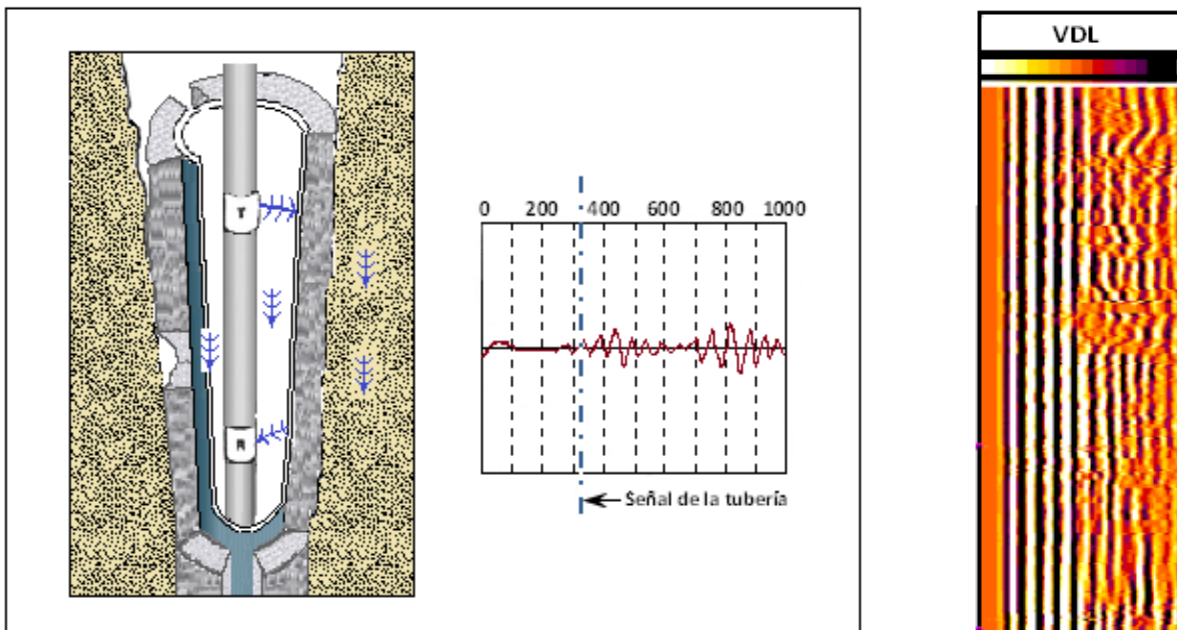


Figura 4.20 Respuesta del CBL en una sección con adherencia parcial.^{3,16}

Este comportamiento del tren de ondas es típico de micro-anillos o de canales en el cemento. Normalmente, con la presencia de una micro-separación existe aislamiento hidráulico, pero no así cuando se trata de un canal en el cemento. Una manera de diferenciarlos es observando la longitud de la sección con esta apariencia; en el primer caso el efecto tiende a manifestarse sobre un intervalo extenso, ya que es provocado por la condición de la superficie externa de la tubería, por ejemplo: presencia de grasa, películas de barniz, etcétera. La canalización ordinariamente ocurre en tramos más cortos.¹³

A continuación se presenta un resumen de la respuesta de la curva de amplitud y del tren de ondas bajo situaciones diferentes que se pueden presentar en un pozo.

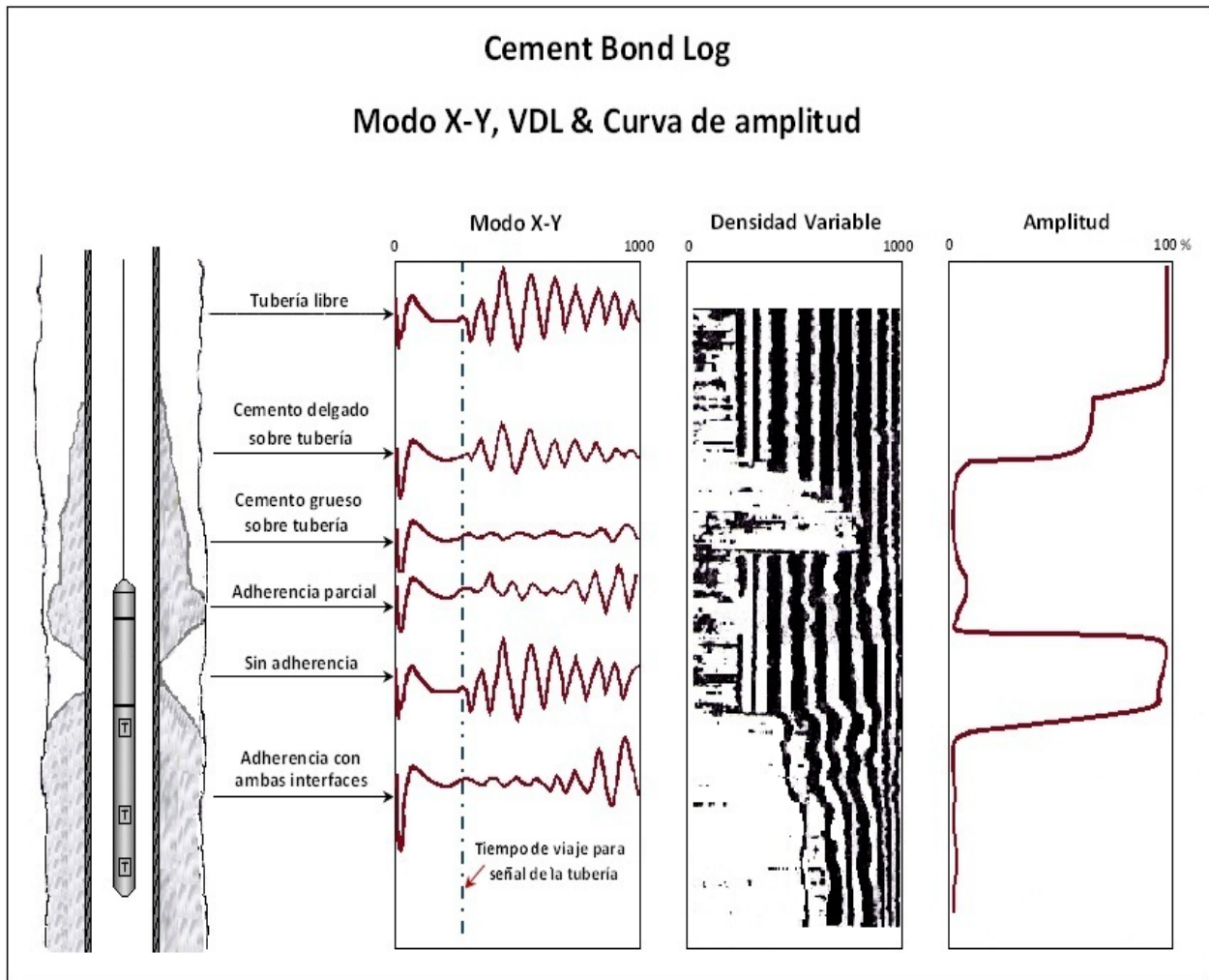


Figura 4.21 Resumen de respuestas en el CBL ante situaciones diferentes.⁴

En la figura anterior se observa la importancia de incluir el VDL y la curva de amplitud conjuntamente, para distinguir cada condición a lo largo de un intervalo registrado. Las respuestas de la imagen anterior, consideran que se trata de una formación en la que la señal acústica viaja a una tasa mayor de $57 \mu\text{s}/\text{pie}$; por ello el primer arribo siempre corresponde a la tubería. Es muy importante comprender los comportamientos diversos, ya que la información de estos se incluye tanto en el registro CBL convencional como en las herramientas más recientes. Las presentaciones de las técnicas de registro modernas son el resultado de interpretaciones realizadas por software propio de las compañías de servicios, que utiliza como parámetros de entrada la información de amplitud y atenuación en varios receptores para crear mapas del cuerpo de cemento en el espacio anular; los cuales son útiles y fáciles de visualizar. Sin embargo, se considera conveniente complementar la información de los mapas de cemento con interpretaciones personalizadas.

IV.5.2 Interpretación cuantitativa

La interpretación cuantitativa se realiza mediante el cálculo del Índice de Adherencia (*Bond Index*, BI, por sus siglas en inglés), el cual normaliza los valores de atenuación del intervalo registrado con el correspondiente a la tasa de atenuación máxima y se define a continuación:

$$BI = \frac{\text{Tasa de atenuación en la zona de interés } \left(\frac{db}{pie}\right)}{\text{Tasa de atenuación en la zona con la mejor adherencia } \left(\frac{db}{pie}\right)} = \frac{\alpha_x}{\alpha_{100}} \quad (IV.2)$$

La interpretación con el BI asocia que cualquier variación en la tasa de atenuación a través del intervalo de registro se debe únicamente a cambios en el porcentaje del perímetro anular cubierto con cemento y se consideran constantes las propiedades del cemento siguientes:

- Densidad.
- Espesor.
- Módulo de cizallamiento.
- Impedancia acústica.

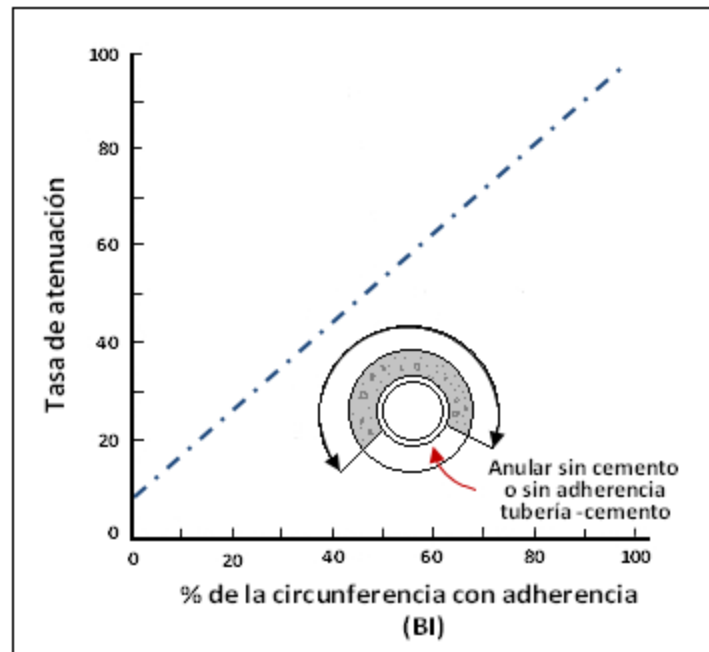


Figura 4.22 Porcentaje de atenuación contra porcentaje de circunferencia adherida.⁶

El CBL proporciona datos de amplitud a lo largo del intervalo que se registra. Por ello, para conocer el valor del índice de adherencia se debe calcular mediante alguno de los dos métodos que se describen a continuación.

a. GRÁFICO DE INTERPRETACIÓN

Emplear gráficas de interpretación como la que se muestra en la figura 4.23, es una práctica común para convertir la lectura de amplitud (mV), del CBL convencional, a su tasa de atenuación equivalente (db/pie). Cada compañía de servicios edita una de estas, por lo que se debe ser congruente y utilizar la correspondiente a la del proveedor de la herramienta.

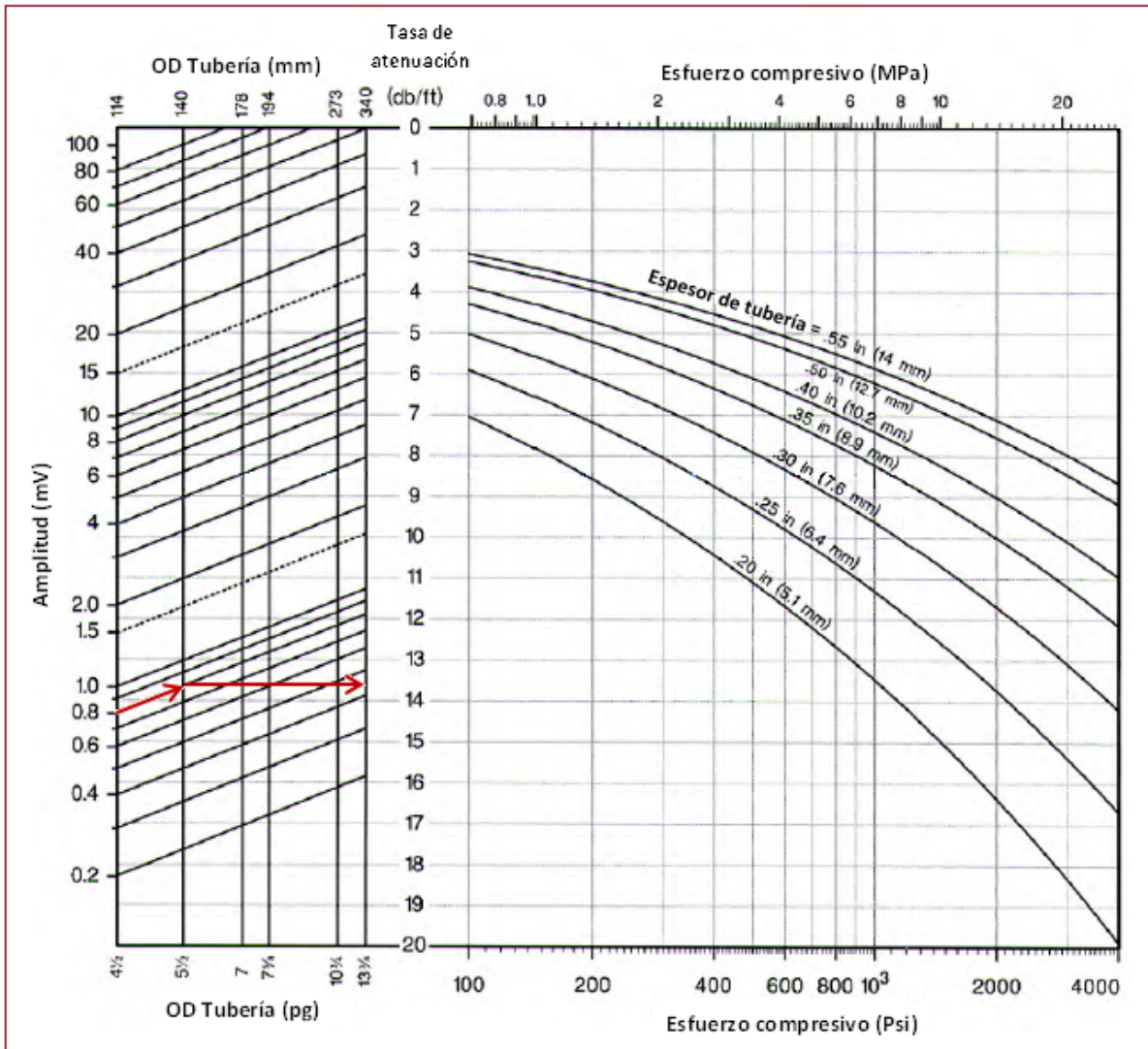


Figura 4.23 Gráfica para la interpretación del CBL.¹⁵

El primer paso es identificar en el registro un intervalo cementado correctamente, con argumentos suficientes para su confiabilidad, marcarlo como BI=1 y obtener el valor de amplitud estable más bajo (A_{100}).

Posteriormente, con el valor de amplitud que se obtuvo en el registro (A_{100}) y el diámetro externo de la tubería (*Outside Diameter*, OD), se ingresa a la figura 4.23. Por ejemplo, si consideramos $A_{100} = 0.8$ mV y una tubería con OD= 5 ½ pg, la atenuación correspondiente es de 13.6 db/pie.

En la interpretación del registro CBL es común establecer un criterio de aislamiento zonal, en el cual se establece un valor de BI mínimo necesario para proveer una garantía razonable de sello hidráulico. En el campo, durante muchos años se ha concluido que un valor de 0.8 es un criterio aceptable y coherente. De la ecuación (IV.2), se despeja:

$$\alpha_x = BI * \alpha_{100} \tag{IV.3}$$

Lo siguiente es determinar la atenuación correspondiente al valor de BI seleccionado. Continuando con el ejemplo anterior, para BI=0.8 se obtiene una tasa de atenuación de 10.9 db/pie (α_{80}). Con este valor se ingresa a la gráfica de interpretación y se realiza el proceso en retroceso, para encontrar el valor de amplitud que se debe leer en el registro, resultando $A_{80} = 2.2$ mV. En el registro se traza una línea vertical correspondiente a A_{80} , de esta manera es fácil identificar zonas con valores de amplitud muy elevados, que podrían ser consecuencia de una cobertura deficiente de cemento en el espacio anular.

La tasa de atenuación que se determina considera que el cuerpo de cemento ha desarrollado cierto valor de resistencia a la compresión, de referencia constante. No obstante, valores mayores o menores a este resultarán en desplazamientos del rango de amplitud. Por ejemplo, considerando una tubería de 7 pg con 0.41 pg de espesor de acero; para una amplitud de 3 mV, se obtiene una atenuación de 9.2 db/pie con un valor de esfuerzo compresivo de 2350 lb/pg² como referencia (empleando la figura 4.23). Para observar el efecto de variaciones en el esfuerzo compresivo, se realiza el proceso inverso en el gráfico de interpretación. A continuación se resumen los resultados:

Tabla 4.1 Efecto de variaciones en el esfuerzo compresivo sobre la interpretación del CBL .⁴

Esfuerzo compresivo (lb/pg ²)	Atenuación (db/pie)	Amplitud (mV)
4000	10.8	1.8
2350	9.2	3
1000	7.3	6.0

Por ello, en la interpretación resulta ambiguo diferenciar entre porcentaje de cobertura del perímetro de la tubería y cambios en el esfuerzo compresivo. Si bien un valor 6 mV puede corresponder a una cobertura del 80% (BI=0.8), también puede atribuirse a un 100% de cobertura con un cemento de 1000 lb/pg² de resistencia al esfuerzo compresivo. Teóricamente, en el primer caso, para un BI=0.8 se puede interpretar que el 80% de la circunferencia de la tubería está perfectamente cementada y el 20% restante no tiene cemento detrás de la pared de acero. Esta circunstancia equivale a un canal que cubre 72° del perímetro, lo cual representa un buen camino para el movimiento de los fluidos en el espacio anular, existiendo una probabilidad considerable de comunicación hidráulica; mientras que en la segunda condición el aislamiento zonal es casi seguro.

Este es el problema más crítico con el concepto de índice de adherencia y los registros CBL, una situación en dónde existen dos factores principales que afectan a una medición y no podemos diferenciar el efecto de uno y de otro. Conociendo la inexactitud de esta herramienta en este sentido, se debe tener un control de calidad riguroso en la adquisición del registro y un conocimiento de los parámetros que afectan la tasa de desarrollo al esfuerzo compresivo, para determinar el grado de aplicabilidad del BI.

b. TÉCNICA TENNECO-FITZGERALD

Esta técnica es más reciente, se comenzó a emplear por Tenneco Oil E&P en la década de los 80's, y se puede aplicar en los registros CBL's de casi cualquier compañía⁹. El único requisito es que la señal no se procese u opere antes de su presentación. Consiste en realizar una gráfica semi-logarítmica; en el eje horizontal se coloca el BI en escala lineal de 0-100%, mientras que la amplitud se asigna en el eje vertical logarítmico con unidades de mV. Del CBL, se obtiene el valor correspondiente a A_{100} y se localiza el punto en la gráfica, posteriormente el valor de A_0 se extrae de la sección de tubería libre conocida y se ubica en el plano. Se unen ambos puntos mediante una línea recta, la cual servirá de referencia para conocer la amplitud correspondiente a cualquier valor de BI. La figura 4.24, muestra el proceso considerando: $A_{100}=0.8$ mV y $A_0=90$ mV.

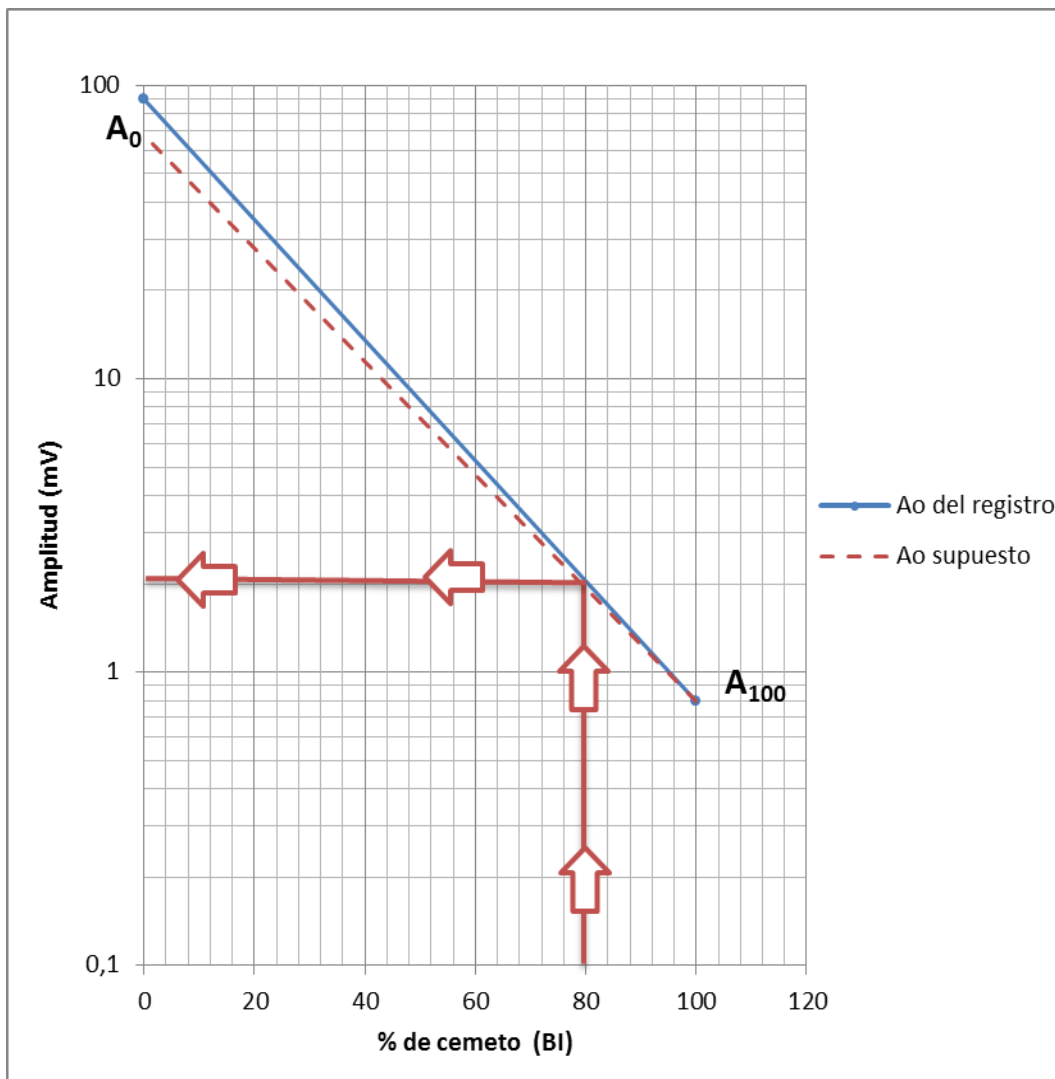


Figura 4.24 Técnica Tenneco/Fitzgerald para la interpretación del CBL.⁴

Cuando no se cuenta con una sección de tubería libre, se debe pedir a la compañía de servicios que proporcione el valor de amplitud que su herramienta muestra comúnmente para las dimensiones de la tubería de interés. Aun cuando el valor propuesto no sea exactamente el correspondiente para las condiciones particulares, el efecto en la determinación de la amplitud para BI=0.8 es mínimo. Por ejemplo, suponiendo un valor de amplitud de 68 mV para la sección de tubería libre (A_0), A_{80} cambia de 2.1 a 2.0 mV, (figura 4.24).

La ventaja principal de esta técnica es que elimina errores debidos a los fluidos en el pozo, calibración y factores en general que afectan sistemáticamente a la amplitud, además de ser independiente de la compañía que corre la herramienta.

Por otro lado, este método permite calcular fácilmente el valor de BI para todos los datos registrados, a partir de la siguiente ecuación:

$$BI = \frac{\log A_{fp} - \log A_m}{\log A_{fp} - \log A_{100}} = \frac{\alpha_x}{\alpha_{100}}, \quad (IV.4)$$

en donde,

A_{fp} : amplitud de la tubería libre.

A_m : amplitud en la sección de interés.

A_{100} : amplitud en la sección mejor cementada (100% de cemento en el espacio anular).

IV.5.3 Índice de adherencia y sello hidráulico

El concepto del índice de adherencia frecuentemente es mal entendido en la evaluación del sello hidráulico. Debemos tener muy claro que el BI únicamente es el porcentaje de la señal medida (amplitud o atenuación) con respecto a los valores teóricos para tubería libre y tubería bien adherida. Esta relación es una indicación razonable del perímetro de tubería cubierto por cemento. Sin embargo, determinar la presencia de un canal es coherente, solo si se cuenta con argumentos para concluir que el nivel de atenuación bajo, en la zona de interés, no se debe a alguna de las siguientes causas de valores de amplitud elevados:

- a. Micro-anillo, causado por cambios de presión/temperatura.
- b. Contaminación del cemento por fluido de perforación.
- c. Espacio anular estrecho.
- d. Desarrollo heterogéneo del esfuerzo compresivo a través del intervalo cementado.

Para descartar o detectar la presencia de alguno de estos factores es necesario supervisar la cementación durante la ejecución y no interpretar el CBL de manera "inocente", sin incorporar los antecedentes de la operación. Se debe recordar que el principio de medición de este registro se basa en el contraste de impedancia acústica del material situado detrás de la tubería de revestimiento, por lo cual es fundamental observar variaciones en la densidad de la lechada bombeada, así como los factores que alteran su valor; tales como, pérdida de fluido y sedimentación. Conscientes de que estos últimos influyen tanto en la calidad de efectividad del trabajo como en la respuesta del registro.

CRITERIO DE AISLAMIENTO HIDRÁULICO

La discusión anterior no significa que el CBL y el “índice de adherencia” son ineficientes, diferentes compañías de servicios han realizado estudios con la finalidad de recomendar un criterio razonable para asegurar el aislamiento zonal. La forma más empleada consiste en establecer un valor de índice de adherencia de 0.8 como mínimo y en función del diámetro de la tubería, determinar la longitud ínfima de una columna continua de cemento que se requiere con un valor de BI mayor o igual a 0.8, para proporcionar un sello suficiente en el espacio anular. Para ello se emplea la siguiente gráfica:

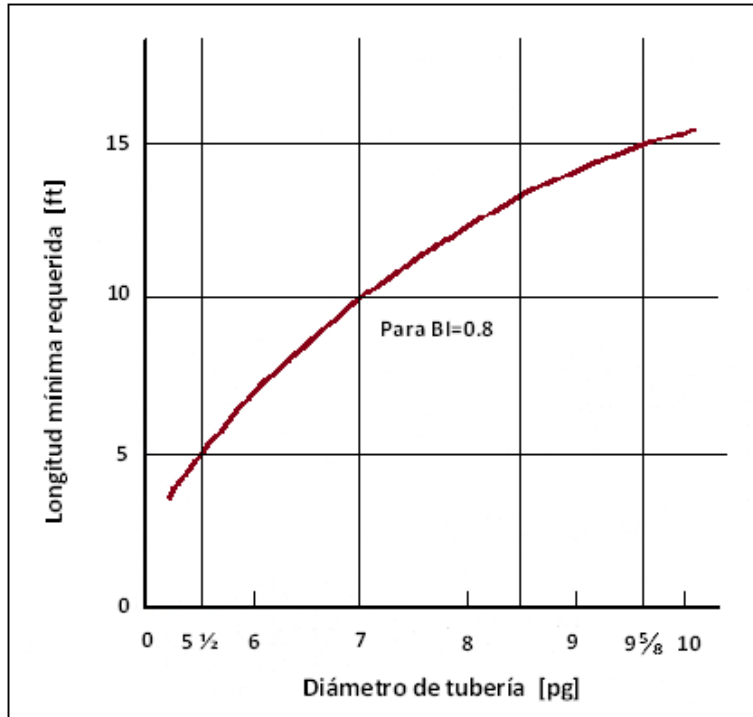


Figura 4.25 Intervalo mínimo requerido para alcanzar el sello con BI=0.8.¹³

A partir de la figura anterior, se determina que para prevenir el flujo detrás del revestimiento se requiere un intervalo continuo de cemento de 10 pies para una tubería de 7 pg. y de 15 pies para una tubería de 9 5/8. Sin embargo, la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (*Environmental Protection Agency*, EPA) recomienda 33 y 45 pies, respectivamente. En ambos casos el criterio es más estricto para el diámetro mayor, pero es notablemente más severo cuando se trata de la emisión de un ente regulador para la protección de acuíferos de agua potable.¹⁴

La experiencia tan basta con los registros de adherencia, en la industria petrolera alrededor del mundo, acepta que para valores de BI menores a uno la adherencia no es perfecta; pero es posible alcanzar un sello hidráulico. En algunas áreas geográficas, en secciones de lutitas se llega a permitir un BI de 0.6, ya que estas tienden a hincharse y provocar el aislamiento aun cuando el trabajo de cementación sea marginal. Sin embargo, se debe tener cuidado en la correlación entre la litología y la profundidad, para evitar que el sello se considere satisfactorio de manera incorrecta. En zonas de calizas o areniscas, el peso del aislamiento recae fuertemente en la integridad del cemento, por lo tanto, el criterio de BI=0.8 es más apropiado.

La gran mayoría de las empresas modifica el criterio del BI con base en su experiencia, cuando éste se emplee como base para determinar la realización de los trabajos de cementación forzada. Si se utiliza un valor de 0.8 y se descubre que muy frecuentemente las reparaciones no eran necesarias, debido a que el cemento no se pudo desplazar en los canales (ocasionando pérdidas económicas por las operaciones superfluas); se determina que el criterio era muy riguroso y se reduce el límite a 0.7 o 0.6 lo cual será congruente para contrarrestar dichas fugas de dinero. Sin embargo, la calidad general del trabajo de cementación será cuestionable, y deberán revisarse los procedimientos empleados.

IV.6 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE LA HERRAMIENTA

Se discutió que las propiedades acústicas del cemento deben ser constantes a lo largo de la columna que se evalúa para el éxito de la interpretación. Sin embargo, existen condiciones externas al cemento que también afectan considerablemente a las lecturas de amplitud en el receptor y se describen a continuación.

IV.6.1 Micro-canales

Cualquier procedimiento o fenómeno que aumente o disminuya la presión en el interior de la tubería de revestimiento, después de que el cemento se colocó, genera esfuerzos sobre el sistema tubería-cemento. Cuando estos son lo suficientemente grandes, la adherencia entre el cemento y la tubería se rompe.

Se puede presentar una micro-separación parcial o total a lo largo de la tubería y su presencia reduce o elimina la capacidad del cemento para soportar a la tubería en cizallamiento, por lo que la señal acústica se propaga libremente a través de la pared del revestimiento, con escasa pérdida de energía a los alrededores.

Las causas más comunes que provocan cambios físicos en la tubería son:

- a. Reducción de la densidad de fluido en el pozo.
- b. Disminución del nivel de fluido.
- c. Presión sostenida en la TR durante el fraguado.
- d. Expansión térmica del revestimiento durante el fraguado y la contracción posterior por el retorno a temperaturas normales.
- e. Circulación de fluidos fríos poco antes de la adquisición del registro.
- f. Prueba físicas de presión después del fraguado del cemento.

Debido a la cotidianidad de estas operaciones, se ha reportado que aproximadamente el 90% de los pozos nuevos presenta algún efecto de micro-separación⁴. Un consenso general establece que a pesar de la presencia de este tipo de daño, el aislamiento hidráulico permanece. Sin embargo, cuando el gradiente de presión en el espacio anular es elevado y/o el fluido de la formación es gas, se requiere un nivel de atención mayor.

El problema principal con un micro-anillo es que el registro de adherencia indica ausencia de cemento en el espacio anular, aun cuando se encuentre totalmente lleno. Las anomalías de este tipo no se pueden reparar con técnicas convencionales, ya que la cementación forzada implica incrementos de presión en los fluidos del pozo que expanden la tubería y cierran las grietas en la interfase. Por lo tanto, el cemento no se bombea dentro de las fisuras, sino dentro de la formación y cuando se concluye la operación, la tubería se contrae y el micro-anillo retorna.⁹

Para reconocer este problema en el CBL, el registro se debe adquirir aplicando presión en el interior del pozo con el objetivo de expandir la tubería hasta su posición durante el fraguado, logrando de esta manera que el CBL realmente sea representativo de la cobertura del cemento en el espacio anular.

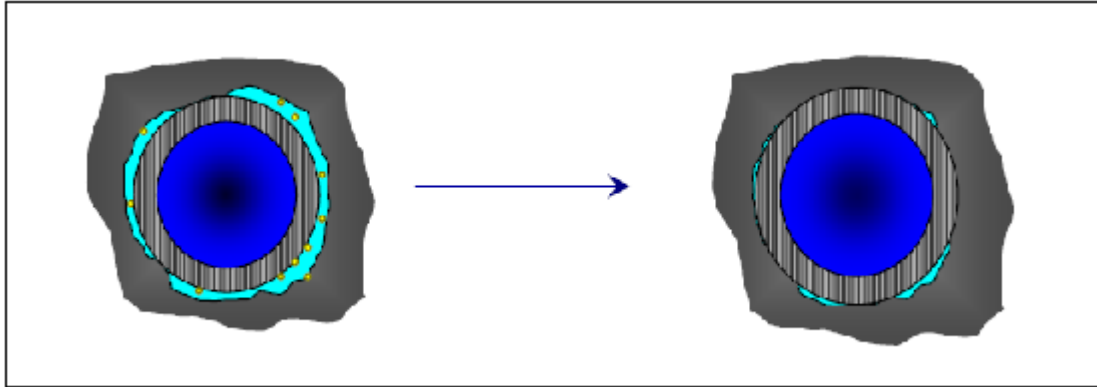


Figura 4.26 Efecto de expansión de la tubería por la presión interna.

Los programas para adquirir el registro bajo presión varían entre las compañías, sin embargo, un procedimiento ideal se describe a continuación:⁹

- a. Buscar en la historia del pozo, la presión máxima (P_{max}) en el interior de la tubería desde que el cemento fraguó.
- b. Instalar un equipo de control en la cabeza del pozo, para una presión de trabajo de $P_{max}(lb/pg^2) + 1000$.
- c. Adquirir el registro completo sin presión en la cabeza.
- d. Incrementar la presión en la cabeza hasta P_{max} y adquirir 200 pies de registro.
- e. Si los valores de amplitud disminuyen, incrementar la presión $500 lb/pg^2$ y registrar todo el intervalo a evaluar.

Algunas compañías obtienen el registro dos veces de manera estandarizada, la primera sin presión y la segunda con $1000 lb/pg^2$ en cabeza. Otro criterio es adquirir el registro sin presión y posteriormente incrementar la presión en múltiplos de $500 lb/pg^2$, hasta adquirir curvas similares.⁴

Si el segundo registro en comparación con el primero presenta: amplitud baja, la señal de la tubería en el tren de ondas es moderada y la curva del tiempo de viaje (TT) manifiesta alargamiento o salto; de manera consistente se determina la presencia de una micro-separación. El siguiente aspecto importante a analizar es su dimensión, mediante los datos de la tubería, la presión requerida para restablecer el contacto con el cemento y empleando la siguiente ecuación:

$$\Delta r = \frac{\Delta p \cdot r^2 \cdot 2}{t_w \cdot E} \quad (IV.5)$$

En donde,

r = radio de la tubería de revestimiento [pg].

p = presión [lb/pg^2].

E = módulo de Young para el acero (30×10^6) [lb/pg^2].

t_w = espesor de la tubería [pg].

A continuación se muestra un ejemplo de dos registros del mismo intervalo en un pozo, que revelan la presencia de una micro-separación:

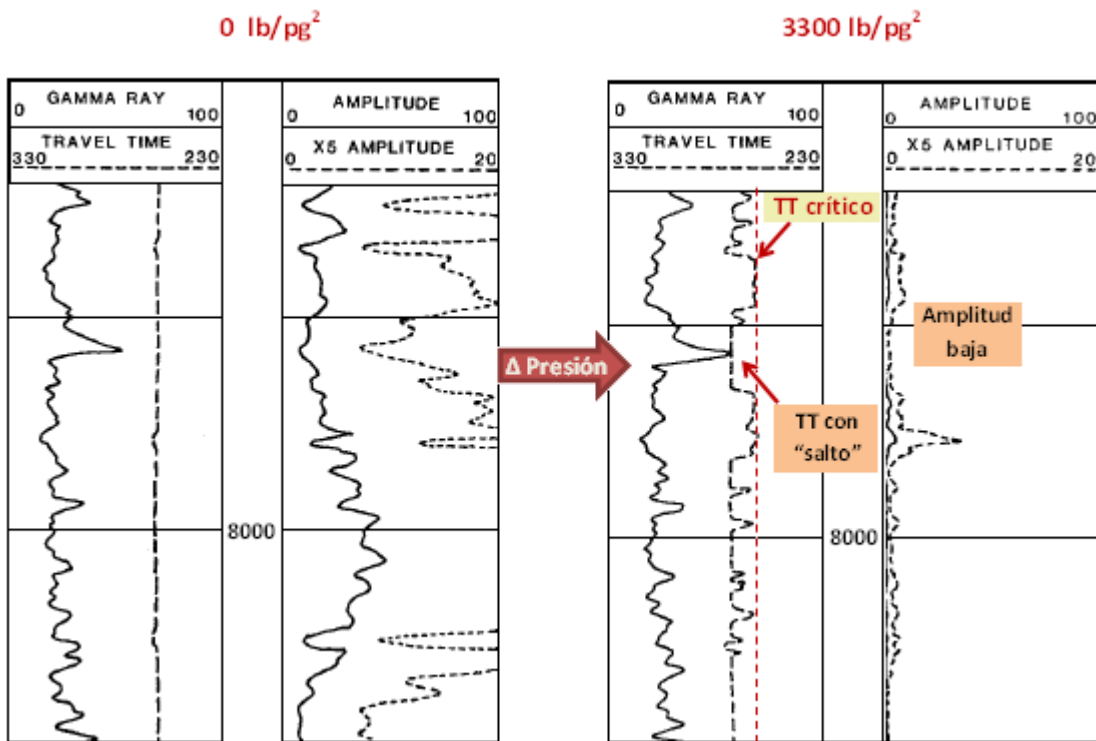


Figura 4.27 Efecto de micro-separación en la respuesta del CBL.⁹

IV.6.2 Formaciones rápidas

Cuando la velocidad de propagación acústica de alguna formación es mayor que la velocidad del sonido en el acero, la señal que se propaga a través de la tubería no es la primera en alcanzar el receptor, condición presente normalmente en formaciones de calizas o dolomitas densas, afectando de esta manera el principio de medición del CBL. La curva TT se reduce debido a que la compuerta de activación se dispara anticipadamente. La amplitud es alta, aún cuando la adherencia sea bastante buena, esto porque el nivel de energía de E_1 no corresponde a la tubería, sino a los arribos de la formación.

Una formación rápida se puede identificar sistemáticamente, cuando se presenta una reducción en la curva TT, la amplitud aumenta y en el VDL las señales de la formación arriban primero. Si se determina la existencia de un cuerpo con tales características, no se podrá evaluar cuantitativamente el grado de adherencia. No obstante, con la premisa de que la señal de la formación únicamente se puede presentar cuando el cuerpo de cemento se encuentra adherido tanto a la tubería como a la formación muchas veces no se considera un problema en la calidad del cuerpo de cemento. Sin embargo, se debe recordar que solo se requiere un camino para que una señal de la formación arribe; cuando existe cemento sobre un lado de la tubería exclusivamente, aun cuando la cobertura es menor al 100%, se detectan los arribos de la formación. Por ello, solo una afirmación es válida: la amplitud de la señal de la tubería es igual o menor a la del registro.

A continuación se presenta un ejemplo de la respuesta del CBL con un intervalo de litología rápida:

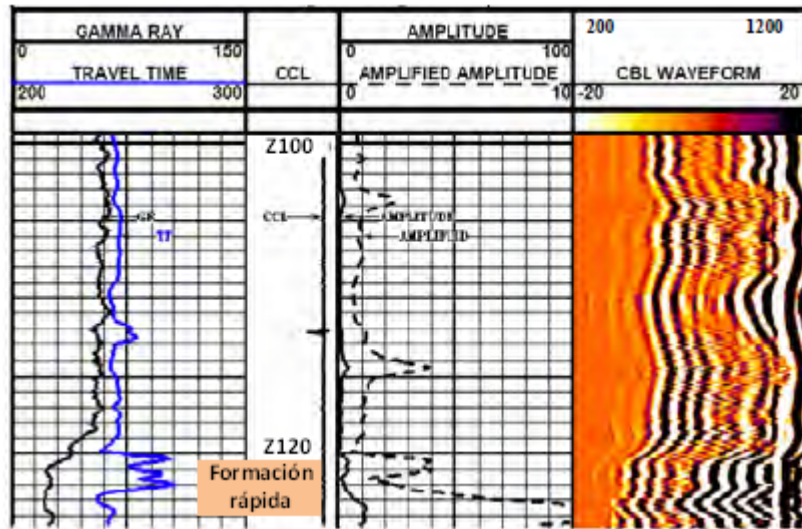


Figura 4.28 Efecto de una formación rápida en la respuesta del CBL.¹⁵

En la figura anterior, se presenta buen acoplamiento acústico del cemento con ambas interfases a través de todo el intervalo registrado. Sin embargo, a partir de Z120, los arribos del VDL y la curva de amplitud manifiestan los cambios característicos de una formación rápida, descritos anteriormente. Es importante resaltar, que la curva de tiempo de viaje a través de la formación rápida, presenta un aumento irregular; contrario a la disminución mencionada previamente. Esto se debe al sistema de activación fijo que se utilizó para adquirir dicha curva, (ver figura 4.30).

A continuación se presenta un ejemplo del CBL adquirido por otra compañía de servicios, en una formación rápida:

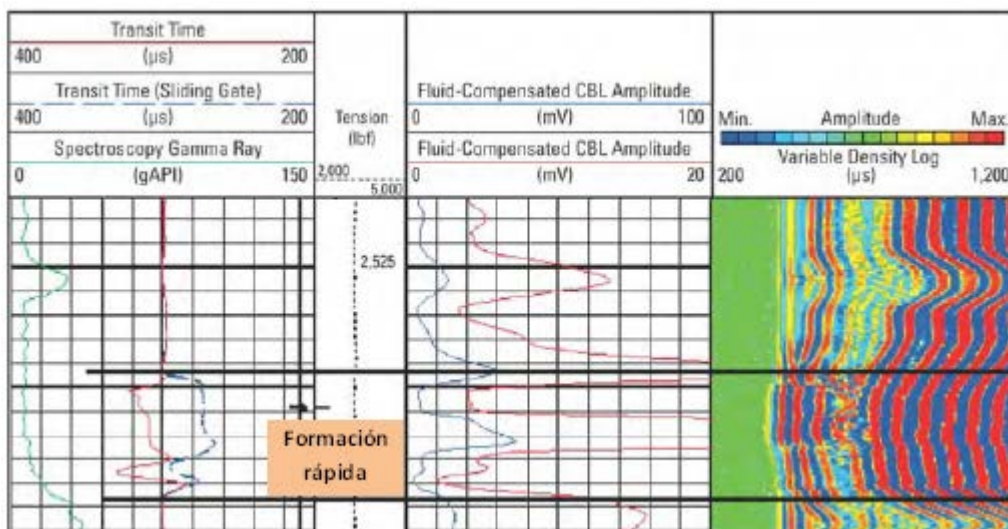


Figura 4.29 Efecto de una formación rápida en la respuesta del CBL con ambos sistemas de activación.¹⁵

El ejemplo anterior enfatiza el efecto del sistema de activación que emplean las herramientas. Actualmente los avances tecnológicos permiten la adquisición simultánea con ambos sistemas, sin embargo, es necesario que las compañías muestren ambas curvas o bien especifiquen el sistema del cual proviene la curva mostrada.

La adquisición simultánea con ambos sistemas de activación permite, al personal encargado de la adquisición del registro, calibrar los tiempos de apertura y de monitoreo de los sistemas fijos para proporcionar los datos de amplitud y tiempo de viaje de E_1 , de tal manera que siempre que la velocidad acústica de la formación sea menor a la del acero, ambos sistemas proporcionarán una curva TT similar. Sin embargo, en formaciones rápidas la lectura del sistema de activación flotante (E_1), no corresponde a la señal que se propaga a través de la tubería; y la medición con el sistema fijo dependerá de la rapidez de la formación, por lo que no se podrá monitorear la misma porción de una onda específica y la curva TT tendrá un comportamiento irregular con un valor mayor al tiempo de viaje crítico.

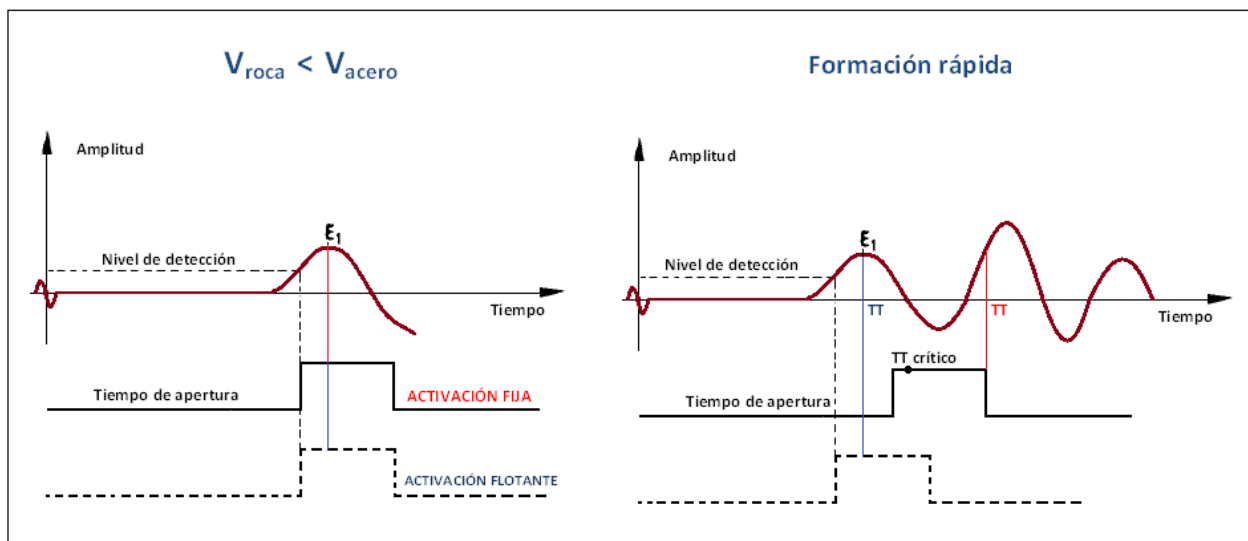


Figura 4.30 Efecto de una formación rápida en la medición de ambos sistemas de activación.

IV.6.3 Centralización

El aspecto de la centralización es crítico para determinar el grado de confiabilidad y utilidad del registro CBL en cada operación. Esta variable se debe supervisar en dos niveles:

- Centralización de la tubería de revestimiento.
- Centralización de la sonda de registro.

La centralización del revestimiento es importante para alcanzar una remoción eficiente del fluido de perforación y monitorear el espesor del cuerpo de cemento (con ayuda del registro calibrador del agujero). Desde los años 60's, se realizaron estudios^{6, 12} para analizar el efecto del espesor del cuerpo de cemento sobre la tasa de atenuación de la señal acústica de la tubería, el comportamiento resultante se muestra en la figura siguiente:

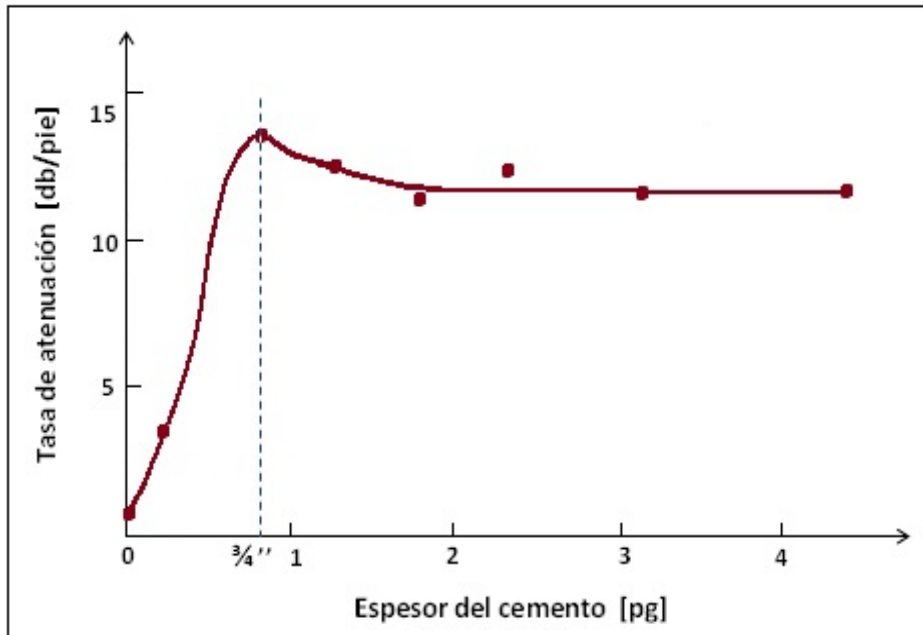


Figura 4.31 Efecto del espesor de cemento en la tasa de atenuación.⁶

A partir de la figura anterior, se determinó que un espesor de $\frac{3}{4}$ de pg. es suficiente para alcanzar la tasa de atenuación máxima. Dado que la mayoría de los pozos para la explotación de hidrocarburos tiene al menos esta magnitud entre la tubería de revestimiento “centrada” y la pared del agujero, la dimensión del cuerpo de cemento se ignora normalmente. Sin embargo, se debe mantener en mente que situaciones como: un enjarre cuantioso o una centralización deficiente, pueden provocar un espacio anular estrecho.

De manera subsecuente, la centralización inadecuada de la sonda es una de las razones principales que dan origen a registros deficientes. La figura 4.32, pone en perspectiva este parámetro; en ella se observa como una excentricidad de solo $\frac{1}{4}$ de pg. es suficiente para reducir la lectura de amplitud hasta 50% del valor que se debe leer cuando la herramienta se encuentra centrada, provocando la posibilidad de determinar equivocadamente la existencia de adherencia.

La centralización de la sonda dentro de la tubería de revestimiento es el aspecto más importante para obtener información confiable de cualquier herramienta sónica o ultrasónica, lo cual es más difícil de lograr en pozos con ángulos de desviación severos y en pozos horizontales.

A principios de 1990 surgieron las herramientas de tipo patín (las cuales se describirán más adelante) para contrarrestar esta deficiencia en las lecturas de amplitud¹⁷; sin embargo, la centralización de la sonda continúa siendo de gran importancia para la calidad del registro VDL.

En las herramientas ultrasónicas la calidad de la centralización es fundamental, y en pozos direccionales el problema principal lo presentan las herramientas con un solo transductor de rotación constante, debido a que la trayectoria del mismo a través de la zona desviada es elipsoidal.

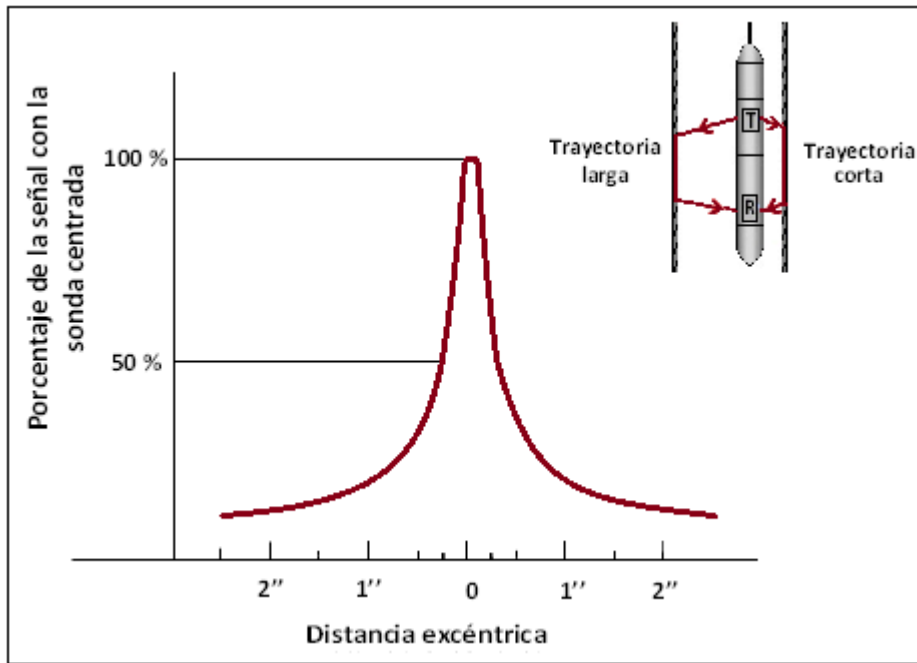


Figura 4.32 Efecto de la descentralización de la herramienta en la respuesta de amplitud.⁴

En la siguiente figura, se muestra el fenómeno de reducción simultánea en las lecturas de tiempo de viaje y amplitud de la señal de la tubería, ocasionado por la disminución de la longitud de la trayectoria de las ondas cuando la herramienta se encuentra excéntrica en el agujero (ver figura 4.32, parte superior derecha).

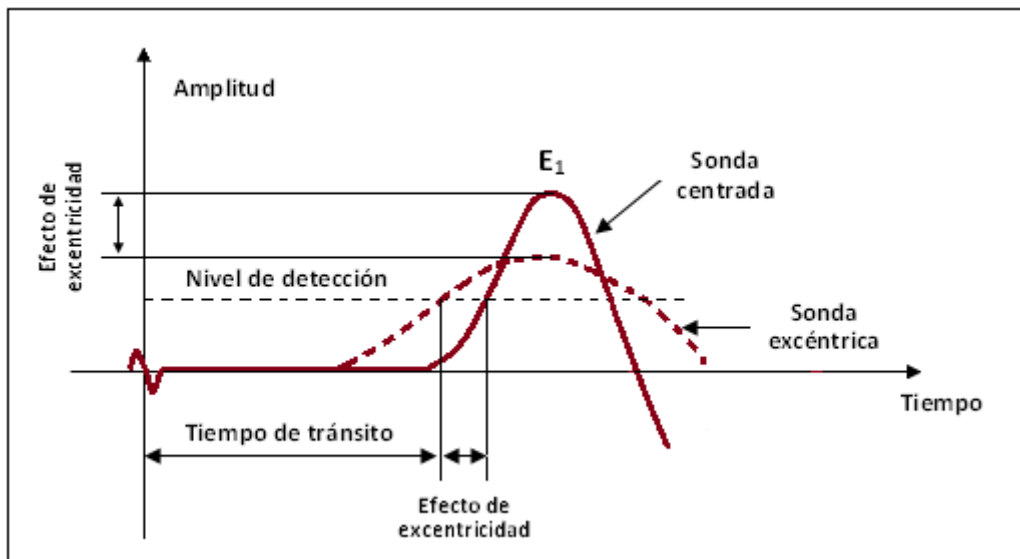


Figura 4.33 Efecto de la descentralización de la herramienta en la medición.⁵

Se debe monitorear la centralización de la sonda mediante la medición del tiempo de viaje, para evitar la asociación equivocada de valores de amplitud bajos con una adherencia adecuada. En la figura 4.34, se muestran los efectos de la excentricidad en un registro; los datos del mismo, se adquirieron en tres corridas por separado con diferente grado de centralización, en la misma sección de un pozo. La curva C corresponde a la adquisición con la sonda centrada, esta presenta un tiempo de viaje de 312 μ s y una amplitud de 78 mV. Para una descentralización de 4 μ s (TT=308 μ s), se reduce la amplitud a casi 50-60 mV, lo cual representa una pérdida de energía del 23-25% (curva B). Cuando la sonda alcanza un grado de excentricidad mayor, casi 12 μ s, los valores de energía caen a menos de 20 mV, es decir, existe una disminución del 75% de la señal (curva A). A partir de esta información, como criterio para la aceptación de un registro CBL de calidad, se estableció que el tiempo de viaje nunca debe ser menor a 4 μ s que el TT crítico.

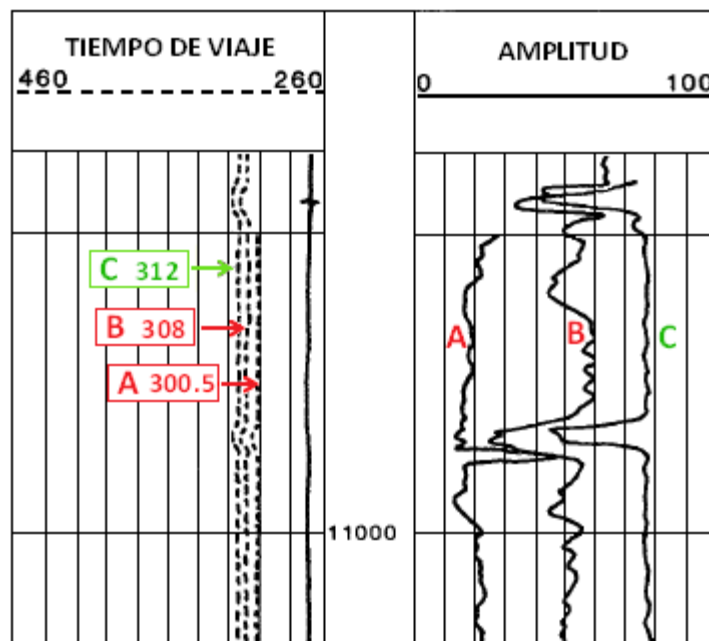


Figura 4.34 Efecto de la descentralización de la herramienta en el registro.⁹

IV.6.4 Tiempo previo a la adquisición

Desde los primeros estudios^{1,2}, en el proceso de prueba e implementación en campo del CBL, se observó la dependencia de la respuesta del registro con respecto al tiempo. El cemento sin fraguar es esencialmente líquido y no ofrece soporte de cizallamiento al revestimiento; por lo tanto, su presencia alrededor de la tubería aparenta ausencia del mismo, en la respuesta del registro.

Durante mucho tiempo, se adoptó como regla de campo aguardar 72 horas antes de adquirir cualquier registro de adherencia, tiempo de espera posterior al bombeo del cemento (*Waiting on Cement*, WOC, por su siglas en inglés). El WOC necesario para la adquisición de un registro válido y confiable, es un aspecto importante en el control de calidad del registro. Por ello, lo trataremos específicamente en el capítulo VI.

En la siguiente figura, se presenta la respuesta de la herramienta a través del tiempo, con el objetivo de ilustrar el efecto del WOC, en la curva de amplitud del CBL convencional.

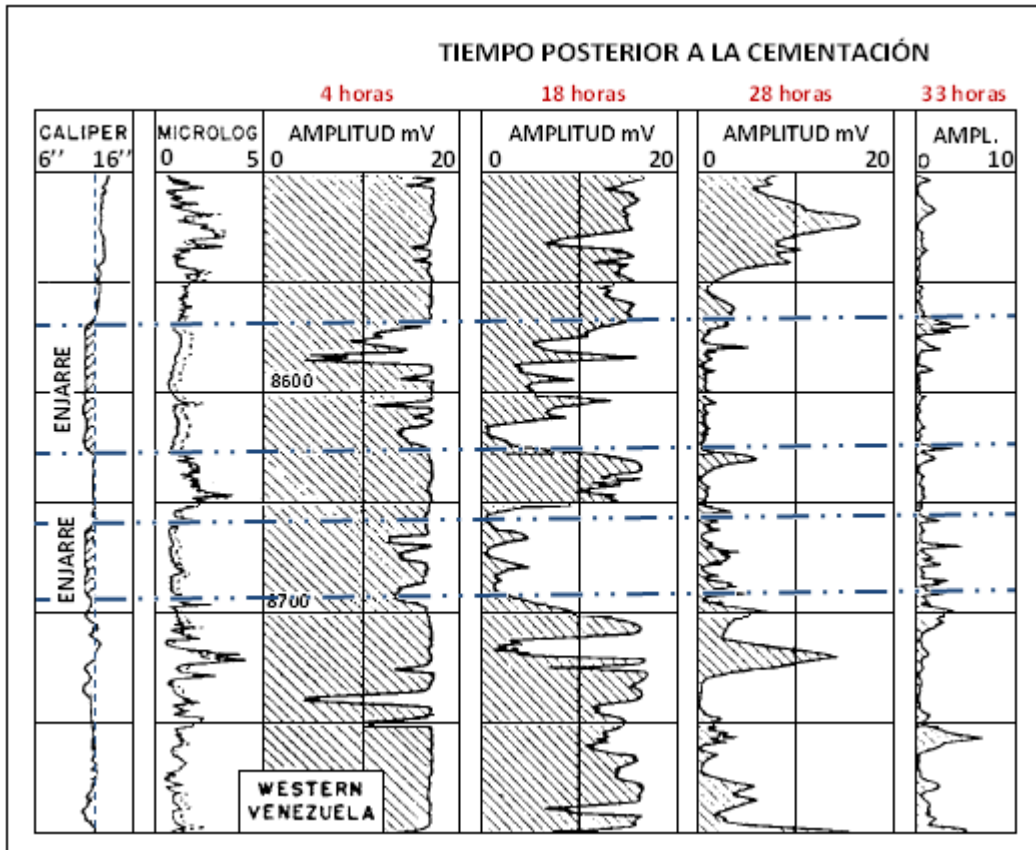


Figura 4.35 Efecto del tiempo de espera en la respuesta del registro.¹

IV.7 RECOMENDACIONES

Es evidente que los registros sónicos de cementación no miden la resistencia que el cuerpo de cemento ofrece ante la comunicación hidráulica, en realidad miden el nivel de energía de E_1 en el receptor, lo que permite calcular una tasa de atenuación y su vez esta pérdida de energía se relaciona a la fracción del perímetro de tubería cubierto por cemento. Variaciones en las condiciones del cemento, en sus fronteras, así como en el entorno de medición; provocan efectos en el registro que se deben entender para una interpretación adecuada de los CBL's, lo cual se discutió y analizó a lo largo de este capítulo.

Monitorear las operaciones a través de sus etapas de diseño y ejecución es fundamental para alcanzar el éxito en la evaluación del cuerpo de cemento. De esta forma, el evaluador tendrá los argumentos necesarios para predecir el comportamiento del registro e identificar las zonas posibles con "valores raros". Posteriormente, mediante un análisis integral que considere los elementos y principios descritos en este capítulo, deliberar la calidad de la cementación y del sello hidráulico.

“La mejor práctica en la evaluación del sello hidráulico, es aquella que asiste a la interpretación del registro de adherencia con un análisis de predicción de la calidad del cuerpo de cemento”.

Para realizar dicha predicción se necesitan:

- a. Registro de tiempo de tránsito en agujero descubierto, para identificación de formaciones rápidas.
- b. Registro calibrador del agujero, para identificación de zonas lavadas o zonas estrechas.
- c. Estado mecánico del pozo.
- d. Programa de centradores, efectivamente instalados en el pozo.
- e. Gráfica de la tasa de desarrollo de resistencia a la compresión de la lechada bombeada.
- f. Reporte de las propiedades generales y características de la lechada durante todo el bombeo.
- g. Historia de los cambios de presión en el interior de la tubería, desde el bombeo hasta la adquisición del registro.

Para obtener un registro de calidad se debe:

- a. Eliminar burbujas de gas en el interior del pozo.
- b. Asegurar la centralización de la herramienta.
- c. Remover el cemento y/o incrustaciones de la pared interna de la tubería.
- d. Respetar el tiempo de espera mínimo necesario antes de adquirir el registro.

Para monitorear la calidad del registro se debe:

- a. Incluir en el registro una sección conocida de tubería libre, siempre que sea posible.
- b. Repasar algún intervalo, para calibrar la herramienta.
- c. Adquirir la curva de tiempo de viaje (TT) de E_1 .

Debemos recordar que datos de amplitud que se registran con una sonda excéntrica no son útiles ni representativos para determinar el grado de cobertura del cemento en el espacio anular.

IV.8 OTRAS HERRAMIENTAS SÓNICAS

Las innovaciones en la tecnología de los registros de adherencia desarrollaron diseños de herramientas nuevas para la evaluación del cuerpo de cemento, con el objetivo de reducir las deficiencias de los arreglos convencionales.

IV.8.1 Registros compensados

El CBL compensado (*Borehole Compensated CBL*, BCCBL), se compone por dos emisores acústicos omnidireccionales (T_1 y T_2) separados por tres receptores (R_1 , R_2 , R_3). El receptor R_1 se encuentra a 5 pies del emisor inferior para adquirir el registro VDL y los otros dos (R_2 y R_3) están colocados simétricamente entre los emisores; separados por una distancia de 1 pie uno del otro, para medir directamente la atenuación de la señal de la tubería, (ver figura 4.36).

La mayoría de las empresas de servicios ofrece esta herramienta y a pesar de que los nombres comerciales son diferentes, todas las herramientas son similares. A continuación se muestra el esquema de la sonda:

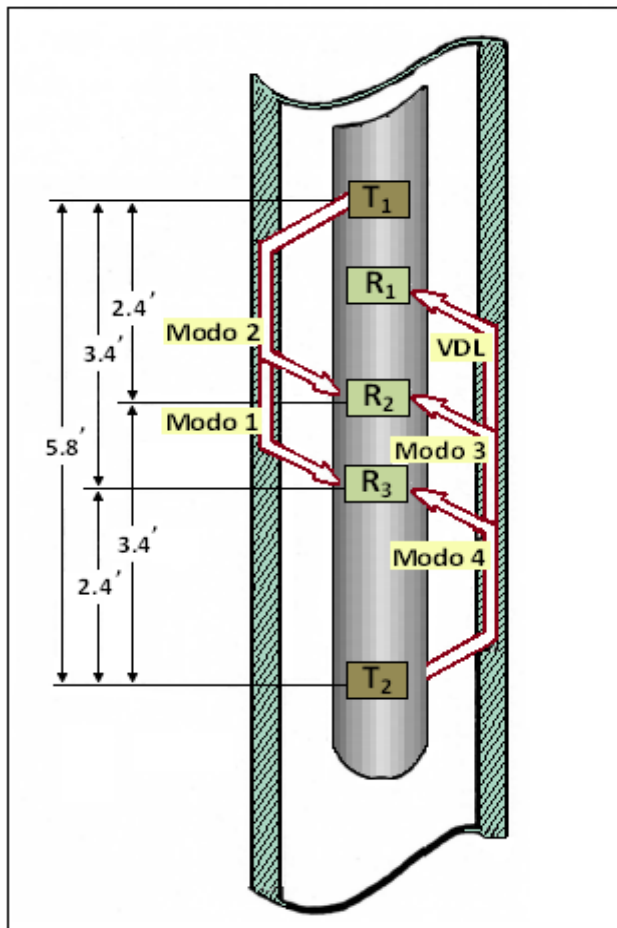


Figura 4.36 Diagrama de la herramienta para adquirir el CBL compensado.⁴

Durante el proceso de registro, se disparan los emisores en secuencia y se detectan las amplitudes en R₂ y R₃. La atenuación entre ellos se mide directamente en una distancia de 1 pie. El valor de atenuación se vuelve proporcional, mediante las amplitudes de las señales en ambas direcciones, con la ecuación siguiente:

$$\text{Atenuación (db/pie)} = \left(\frac{10}{s}\right) * \log \left[\frac{(AUR3 * ALR2)}{(AUR2 * ALR3)} \right], \quad (\text{IV.6})$$

en donde,

s= distancia entre receptores R₂ y R₃, (1 pie).

AUR3= amplitud en R₃ de la señal de T₁, (modo 1).

ALR2= amplitud en R₂ de la señal de T₂, (modo 3).

AUR2= amplitud en R₂ de la señal de T₁, (modo 2).

ALR3= amplitud en R₃ de la señal de T₂, (modo 4).

En este sistema, se reduce considerablemente la sensibilidad de la herramienta a variaciones en la intensidad de la señal del emisor o en el receptor, al considerar una proporción de amplitudes en el cociente para determinar la tasa de atenuación. Además, debido a que cada receptor se expone al mismo ambiente y reducción de la señal, este diseño es menos sensible a problemas de centralización de la sonda.

Las ventajas principales de esta herramienta son:

- a. La medición de la tasa de atenuación (db/pie) es independiente del tipo y características del fluido en el pozo.
- b. No es susceptible a variaciones en la fuerza de la señal del transmisor, ni a la sensibilidad del receptor.
- c. Se mejora la calibración significativamente.
- d. La tasa de atenuación se mide directamente dentro de un intervalo de 1 pie.

Sin embargo, este sistema al igual que el CBL convencional aún presenta algunos inconvenientes, ya que es dependiente a:

- a. Microanillos.
- b. Formaciones rápidas (en menor medida; por la separación reducida de 0.8 pies, entre T_1 y R_1).
- c. Tiempo de fraguado.
- d. Cualquier variable que dificulte el desarrollo homogéneo del esfuerzo compresivo.
- e. Recubrimientos del revestimiento.
- f. Cuerpos de cemento delgados.

En formaciones rápidas, es posible registrar en R_1 la curva de amplitud correspondiente al pulso que emite T_1 . En este caso, la señal de la tubería alcanza a R_1 antes que la proveniente de la formación; lo que permite monitorear E_1 para los fines de nuestro interés. Dicho beneficio funciona para tuberías de revestimiento de hasta $7\frac{1}{2}$ pg de diámetro.

La figura 4.37 es una representación del registro que proporciona esta herramienta. El carril izquierdo o de correlación contiene las curvas de GR y TT. El carril central exhibe la curva de atenuación en una escala de 0 a 10 (db/pie) y la curva del BI; es común que las compañías señalen la zona con un BI igual o mayor a cierto valor (en este caso $BI=0.6$, zona sombrada de color amarillo), para referirla como zona con adherencia buena. Sin embargo, esta información se debe complementar con la discusión que se presenta en la sección IV.5.3. Algunas ocasiones, se presenta la curva de amplitud en escala normal y amplificadas (5x), proveniente de alguno de los receptores R_2 o R_3 en el modo 2 o 4, respectivamente (para una separación de 2.4 pies). Finalmente, el carril tercero corresponde al registro VDL, grabado a partir de la información en el receptor R_1 .

La interpretación de este registro es similar a la de los CBL's convencionales; únicamente debemos recordar que las curvas de atenuación y de amplitud, presentan comportamientos opuestos. Por otro lado, debido a que la tasa de atenuación se mide directamente, el BI se calcula de manera puntual mediante la ecuación IV.7.

$$BI = \frac{\alpha_{fp} - \alpha_m}{\alpha_{fp} - \alpha_{100}} \quad (IV.7)$$

En donde, α es la atenuación proporcional que brinda esta herramienta (a partir de la ecuación IV.6).

Otra ventaja importante de este diseño, es que anula los efectos de las variaciones de una herramienta a otra; lo cual permite la comparación de los resultados de cualquier compañía prestadora de este servicio. Las recomendaciones para obtener un registro de calidad y realizar una interpretación certera, son las mismas que se realizan para el CBL convencional, sección IV.7.

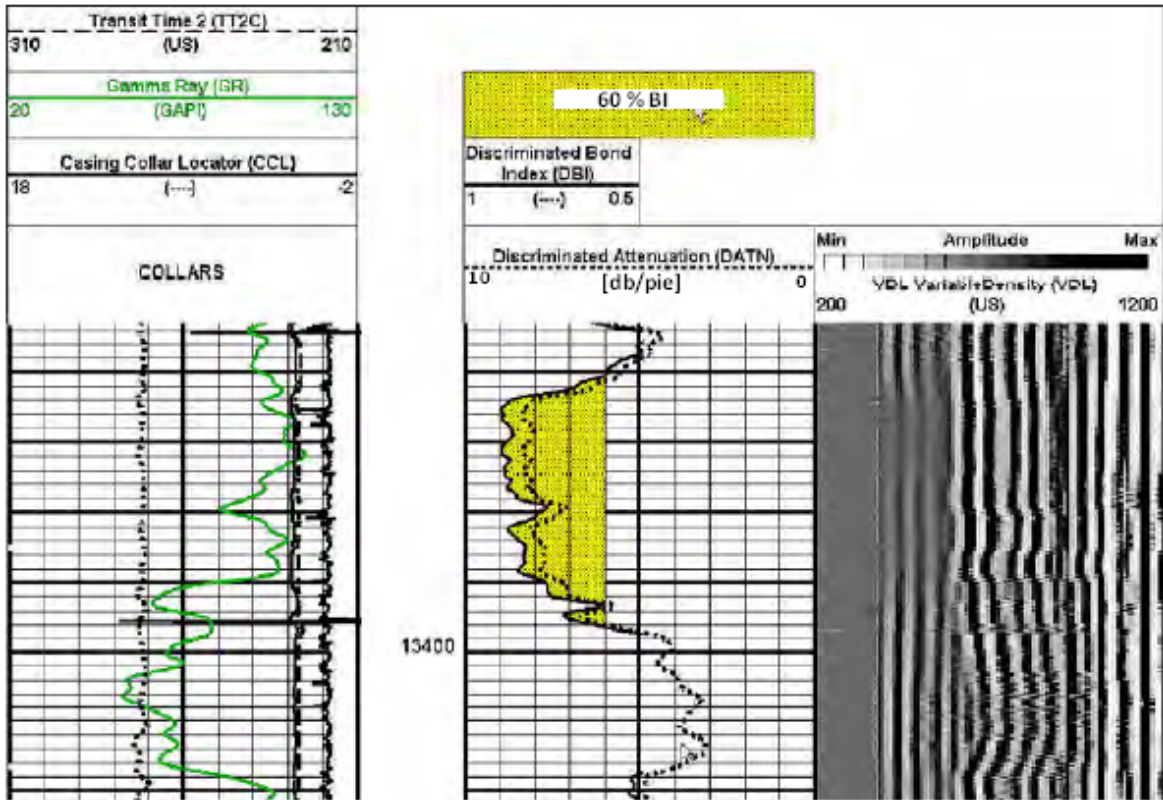


Figura 4.37 Presentación típica del registro CBL compensado.¹⁵

IV.8.2 Registros segmentados

La herramienta segmentada (*Segmented Bond Tool*, SBT) es un diseño que consta de seis estaciones de tipo patín (designadas del 1 al 6), las cuales se mantienen contra la pared del revestimiento durante la adquisición del registro.

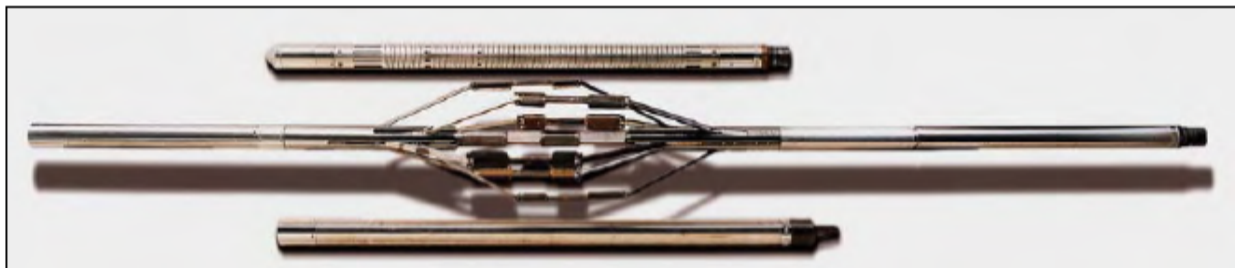


Figura 4.38 Herramienta SBT.¹⁵

El SBT es una herramienta que emplea la misma tecnología de los registros compensados, para medir la tasa de atenuación en cada sector. Cada brazo contiene un emisor acústico (T) y un receptor (R), todos ellos distribuidos en la circunferencia de la tubería. La figura 4.39 presenta el despliegue en dos dimensiones de cada estación del SBT sobre la tubería de revestimiento, para apreciar la operación de este sistema.

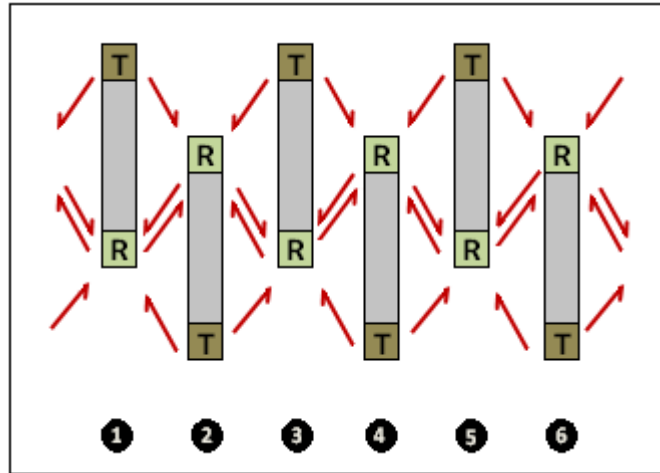


Figura 4.39 Esquema de la transmisión de las ondas en el arreglo del SBT.⁴

Cuando un transmisor emite una señal acústica, esta se propaga a lo largo de la pared de la tubería y se detecta por los receptores de los 4 patines más cercanos. Por ejemplo, si T_4 irradia un pulso, este se registra por R_3, R_2, R_5 y R_6 . Mediante el disparo de los pulsos en una secuencia cíclica y la sincronización apropiada en cada estación, esta configuración permite medir la atenuación de manera similar a la de las herramientas compensadas, en donde la señal acústica pasa en direcciones opuestas a través de dos receptores. Con la ventaja principal, de que mediante este diseño se puede examinar cada uno de los seis sectores de 60° , lo cual ayuda a eliminar en gran medida la incertidumbre inherente a las herramientas convencionales, para diferenciar entre desarrollo heterogéneo del esfuerzo compresivo y cobertura del cemento en el espacio anular.

Durante el proceso de registro, para calcular la tasa de atenuación proporcional entre cada sector, se realiza un proceso análogo al de los registros compensados. Por ejemplo; para la zona que se localiza entre las estaciones 2 y 3, se emplea la ecuación IV.8. Posteriormente, se mide la tasa de atenuación de las regiones restantes de manera similar; hasta iniciar nuevamente el ciclo de medición.

$$\alpha_{2-3}(\text{db/pie}) = \left(\frac{10}{s}\right) * \log \left[\frac{(1A_3 * 4A_2)}{(1A_2 * 4A_3)} \right], \quad (\text{IV.8})$$

en donde,

s: es la distancia física entre los receptores R_2 y R_3 .

xAy : es la amplitud de la señal en el receptor "y", de la señal que irradia el emisor "x".

Mediante la información de cada sector, las compañías de servicios generan mapas del cuerpo de cemento que proporcionan una idea de la distribución del mismo alrededor de la tubería de revestimiento. Sin embargo, esta interpretación gráfica está sujeta a ciertos datos de entrada por un usuario.

Por ello, el intérprete debe entender cómo se construyen dichos mapas e identificar si se emplearon datos de entrada razonables en su elaboración. Para el caso del mapa SBT, este consta de seis regiones correspondientes a las seis mediciones individuales de atenuación, asignando los colores más oscuros para los valores de atenuación más altos (buen acoplamiento acústico entre la tubería y el cemento). Los parámetros de entrada son el espesor de la tubería y el valor del esfuerzo compresivo; en la figura 4.40, se describe la relación entre ellos.

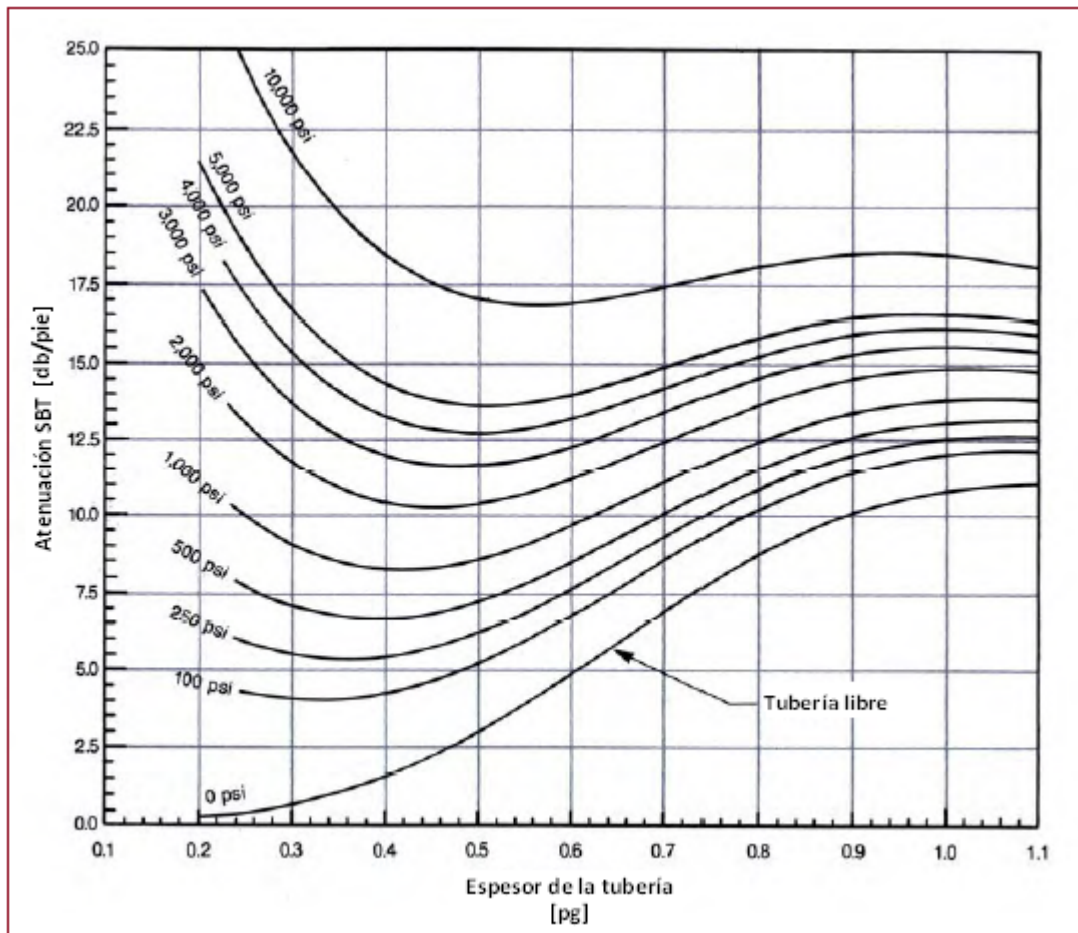


Figura 4.40 Gráfica para la interpretación del SBT.¹⁵

Mediante el análisis de la figura anterior, resulta importante señalar que en los mapas del cuerpo de cemento, el valor de atenuación al que se asigne el color más claro (tubería libre) dependerá del espesor de la tubería; por lo que los límites para el código de colores son variables. Por ejemplo, para una tasa de atenuación de 10 (db/pie), se aplica algún color oscuro por la presencia de un cuerpo de cemento con una resistencia a la compresión de 500 lb/pg², detrás de una tubería de 0.7 pg. de espesor. Y por otro lado; si el espesor de la tubería es de 0.9 pg., al mismo valor de atenuación (10 db/pie) se le deberá asignar el color más claro (sin adherencia cemento-tubería).

En la presentación del registro SBT (ver figura 4.41), se incluye la información primaria (de los registros convencionales) y los datos de cada sector, además de la interpretación gráfica.

En el primer carril, se encuentra la curva de GR, así como las curvas del tiempo de tránsito mínimo (DTMN) y máximo (DTMX), en una escala de 40 a 140 ($\mu\text{s}/\text{pie}$). Estas dos últimas son indicadores excelentes de la integridad de la instrumentación; ya que si alguno de los transductores falla, las curvas de DTMN y DTMX saldrán del comportamiento estándar (alrededor de $57 \mu\text{s}/\text{pie}$).

En el segundo carril, se muestra el conjunto de datos segmentados, en donde se visualiza la atenuación correspondiente a cada sector; con una escala de 0 a 21 (db/pie) para cada sub-carril. En el quinto sub-carril (de izquierda a derecha), la línea roja que se observa (*Relative Bearing*, RB, por sus siglas en inglés) es el *azimut* de la herramienta e indica la ubicación de la parte baja del agujero. Esta última es útil únicamente en pozos desviados, ya que permite detectar si las anomalías del cuerpo de cemento se correlacionan con el costado alto o bajo de la pared del pozo.

En el carril tercero, se presentan las curvas de atenuación promedio y mínima (ATAV y ATMN, respectivamente). La línea azul, corresponde al promedio aritmético del valor de atenuación en los seis sectores. La curva verde, es la tasa más baja que se registra en alguna de las zonas. Estas dos líneas normalmente manifiestan una separación reducida bajo dos condiciones: tubería libre y tubería cubierta por cemento con características uniformes a través de la circunferencia completa. Cuando existe canalización, estas se separan notablemente. Sin embargo, si la atenuación es bastante alta en todos los sectores, dicho alejamiento podría indicar la presencia de una micro-separación.

Posteriormente se localiza el mapa del cuerpo cemento, algunas veces llamado registro de atenuación variable (Variable Attenuation Log, VAL), el cual se sombrea de acuerdo a los niveles de atenuación. Este mapa hace evidentes todos los intervalos mal cementados; siempre que los datos de entrada para generarlo sean correctos.

Finalmente, como parte del servicio se presenta el registro VDL estándar, para así poder ejecutar el análisis completo descrito a lo largo de este capítulo e integrarlo con las observaciones de las curvas anteriores.

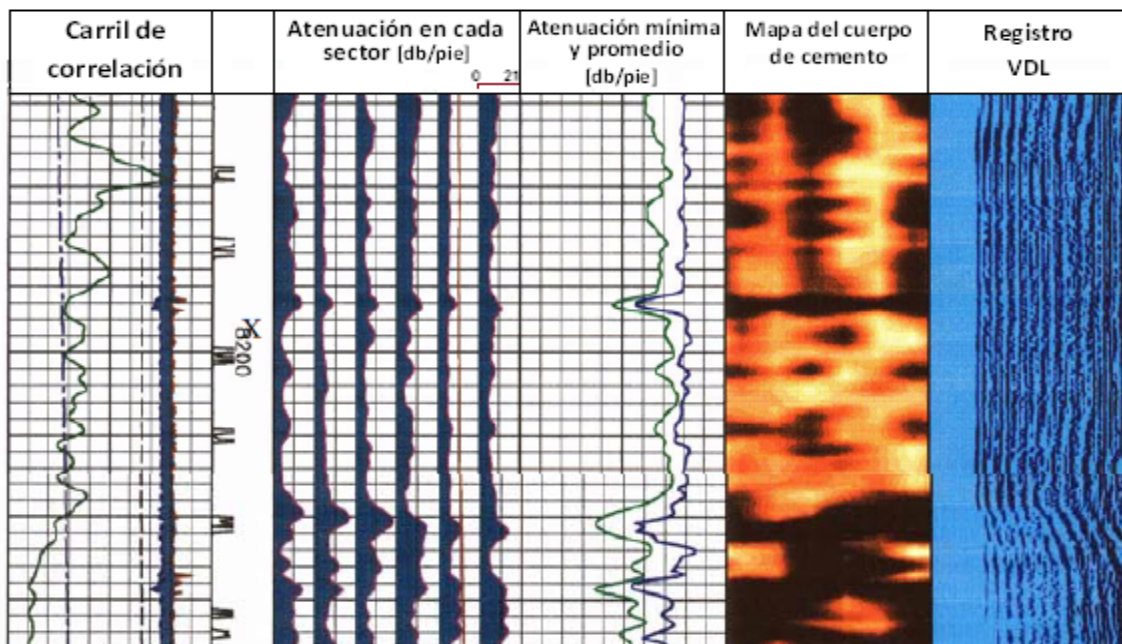


Figura 4.41 Presentación típica del registro CBL segmentado.¹⁸

El SBT incluye las ventajas del BCCBL y además:

- a. Distingue entre desarrollo heterogéneo del esfuerzo compresivo y ausencia de cemento en el espacio anular.
- b. Elimina la incertidumbre, en gran parte, de la interpretación con el BI.
- c. No se afecta por formaciones rápidas, debido a la distancia muy corta entre los receptores, siempre que el espacio anular sea mayor a $\frac{3}{4}$ pg.
- d. No se afecta por burbujas de gas en el interior del pozo, ya que es un dispositivo de tipo patín.
- e. Se reducen en gran medida los problemas de centralización de la herramienta en pozos desviados (excepto para la parte del VDL).

Sin embargo, el registro SBT aún es sensible a:

- a. Microanillos.
- b. Tiempo de fraguado.**
- c. Recubrimientos en la cara externa de la tubería.
- d. Excentricidad de la tubería de revestimiento.

Esta herramienta representa grandes avances en la técnica de medición, que le permiten superar varios problemas inherentes de los registros CBL's convencionales. La susceptibilidad a micro-separaciones, se puede mitigar mediante el procedimiento descrito en la sección IV.6.1. Mientras que la fiabilidad relacionada con el tiempo de fraguado, se debe eliminar mediante la programación y adquisición oportuna del registro, lo cual se profundiza en el capítulo VI.

IV.9 REFERENCIAS CAPÍTULO IV

1. "A Sonic Method for Analyzing the Quality of Cementation of Borehole Casings", M. Grosmanjin, F.P. Kokesh y P. Majani, artículo SPE 1512, 35th Annual Fall Meeting, Denver, Octubre 2-5, 1960.
2. "Fiel Observaciones on the Use of the Cement Bond Log and Its Application to Evaluation of Cementing Problems", R. M. Flournoy, Lake Charles y J.H. Feaster, artículo SPE 632, 38th Annual Fall Meeting, New Orleans, Octubre 6-9, 1963.
3. Howard, B. Bradley, *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1987.
4. Smolen, J. James, *Cased Hole and Production Log Evaluation*, PennWell, Tulsa, Oklahoma, 1996.
5. Serra, Oberto, *Fundamentals of Well-Log Interpretation*, Elsevier Science Publishers, Amsterdam - New York, 1984.
6. "Cement Bond Log- A Study of Cement and Casing Variables", G.H. Pardue, R.L. Morris, L. H. Gollwitzer y J.H. Moran, artículo SPE 453-PA, JPT (Mayo 1963), volumen 15, número 5, 545-555.
7. "Cement Bond Logging Techniques – How They Compare with Some Variables Affecting Interpretation", J.F. Bade, artículo SPE 383-PA, JPT (Enero 1963), volumen 15, número 1, 17-22.
8. "Cement Bond Log Quality Control Through Simultaneous Recording Of Fixed Gate and Sliding Gate Amplitudes With Transit Times", S.L. Allen y M.W. Wood, SPWLA (Junio 1985), 26th Annual Logging Symposium.
9. "Guidelines for 90% Accuracy in Zone-Isolation Decisions", D.D. Fitzgerald, B.F. McGhee, J.A. McGuire, artículo SPE 12141-PA, JPT (Noviembre 1985), volumen 37, número 11, 2013-2022.
10. "Cement Evaluation Under Extreme Conditions", Charles Morris, Chris García, et. al., artículo SPE 83483, presentado en la SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, California, USA, Mayo 19-24, 2003.
11. "Reliability of Cement Bond Log Interpretations Compared to Physical Communication Tests Between Formations", Douglas Boyd, Salah Al-Kubti, Osama Hamdy Khedr, et. al., artículo SPE 101420, presentado en la Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, (Noviembre 5-8, 2006).
12. "Research Predicts Improved Cement Bond Evaluations With Acoustic logs" L.A. Warren, T. Walker, artículo SPE 196-PA, JPT (Noviembre 1961), volumen 13, número 11, 1093-1097.
13. "New Developments In Sonic Wave Train Display and Analysis In Cased Holes", Harry D. Brown, V. E. Grijalva, L. L. Raymer, 11th Annual Logging Symposium, SPWLA, 1970.
14. "Cement Bond Logging techniques and Interpretation", EPA Ground Water Section Guidance No. 34, United States Environmental Protection Agency, Denver, Colorado.
15. "Cement Sheath Evaluation", API Technical Report 10TR1, second Edition (Septiembre 2008), American Petroleum Institute Publishing Services, Washington, D.C.
16. "Advances in Cement Evaluation Tools and Processing Methods Allow Improved Interpretation of Complex Cements", G. Frisch, P. Fox, D. Hunt, D. Kaspereit, artículo SPE 97186, Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Octubre 9-12, 2005.
17. "A New and Innovative Technology for Cement evaluation ", E.L. Bigelow, E.J. Domangue y R.A. Lester, artículo SPE 20585-MS, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Septiembre 23-26, 1990.
18. "Can Cement Log be Better Managed and Analyzed", Soran Talabani, artículo SPE 88697, presentado en la 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, E.A.U, Octubre 10-13, 2004.

V.1 INTRODUCCIÓN

El término ultrasónico se emplea para referirse a las ondas sonoras que presentan frecuencias mayores al límite superior del rango de audición para el oído humano, el cual normalmente es 20 kHz. En la actualidad se han logrado fabricar transductores capaces de producir ondas de hasta 30 GHz, sin embargo, la mayoría de las aplicaciones en las distintas industrias pocas veces exceden los 20 MHz. Las herramientas ultrasónicas útiles para la evaluación de cementaciones, emplean transductores que operan en un rango de frecuencias que oscilan entre 200 y 700 KHZ.¹

Los registros de tipo ultrasónico aparecieron de manera comercial en la industria petrolera en el año de 1981.² Por lo que después de 30 años de experiencia en estos, es posible encontrar diferentes herramientas, presentaciones de los registros y software para su interpretación; servicios que proporcionan las compañías de mayor presencia en el ámbito internacional.

En este capítulo se presentan los elementos necesarios para comprender el principio de medición de las herramientas ultrasónicas, así como un análisis de los factores determinantes para la obtención de registros de calidad, que se deben observar antes de aceptar cualquier serie de datos para evaluar la calidad del sello hidráulico en el espacio anular. Además de los mapas del cuerpo de cemento, las presentaciones de estos registros incluyen a las curvas del CBL convencional; las cuales apoyan al evaluador de la cementación para conocer la credibilidad del mismo.

Es importante comprender el principio de medición de estas herramientas para: concluir el tiempo de espera necesario para adquirir registros válidos y respaldar la información de los mapas del cuerpo de cemento con un análisis de los parámetros de entrada; todo lo anterior, con el objetivo de autenticar su respuesta.

V.2 PRINCIPIO DE MEDICIÓN

Los registros ultrasónicos para evaluar cementaciones emplean un método diferente al de los registros CBL para definir al cuerpo de cemento presente en el espacio anular. Estas herramientas identifican el material que se encuentra detrás de la tubería de revestimiento únicamente en esta interfase; es decir, no evalúan el contacto cemento-formación; es por ello que el arreglo del CBL-VDL convencional se incluye en estas herramientas. Además, se considera también la medición del diámetro interno y espesor de la tubería de manera simultánea con la información del cuerpo de cemento.

Para realizar la medición en estos registros se emplea la técnica de Pulso-Eco, ver Figura 5.1, en donde el emisor y receptor se encuentran empacados juntos como un solo transductor, en lugar del emparejamiento emisor-receptor que se emplea en las herramientas CBL's.

El principio básico detrás de la técnica ultrasónica es provocar resonancia en una porción pequeña de la tubería de revestimiento a través del cuerpo metálico. El transductor emite un pulso corto de ultrasonido y recibe el eco que contiene a la resonancia. Si existe fluido detrás de la tubería, esta tiende a resonar libremente; no obstante, cuando existe cemento sólido se trasmite parte de la energía hacia el cemento. Para determinar la impedancia acústica del material en contacto con la tubería en el espacio anular se analiza el comportamiento de la resonancia.

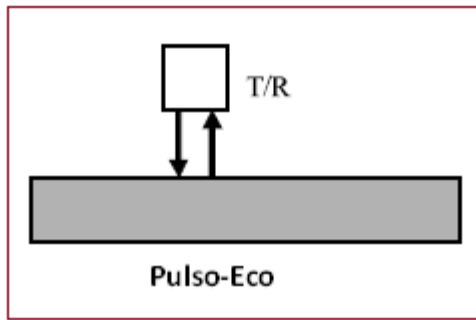


Figura 5.1 Técnica de Pulso-Eco.³

El eco ultrasónico entrega cuatro mediciones:

- Amplitud del eco, que sirve como indicador de la condición de la tubería.
- Radio interno, a partir del Tiempo de viaje (*Travel Time*, TT) del eco principal (A_1).
- Espesor de la tubería, a partir de la frecuencia de las ondas resonantes (B_n).
- Impedancia acústica del material detrás del revestimiento.

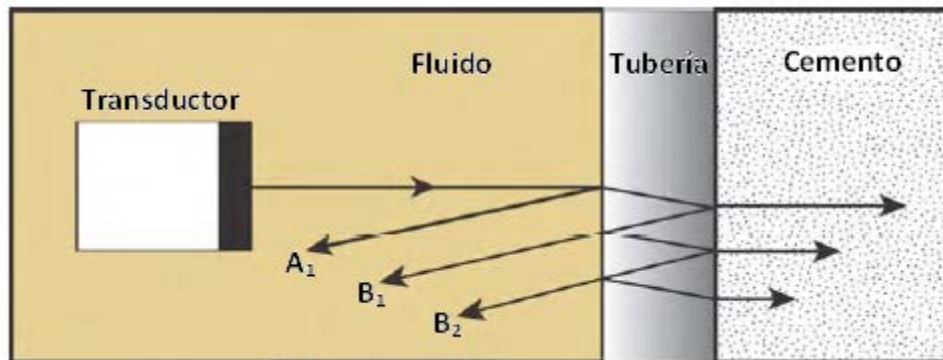


Figura 5.2 Principio de medición.⁴

En la Figura 5.2, se muestra el camino de las ondas que se obtienen a partir de un pulso ideal infinitamente corto. En el límite entre el fluido que contiene el pozo y la tubería, la mayoría de la energía incidente se refleja y el resto se transmite en el interior de la pared del acero. La fracciones de la presión acústica incidente que se refleja y que se transmite, se calculan con las Ecuaciones III.19 y III.21; respectivamente.

La primera gran reflexión en la tubería, A_1 , regresa al transductor y se emplea para calcular el radio de la tubería. La fracción pequeña de energía que se transmite en la tubería rebota progresivamente dentro de la pared del acero, perdiendo energía en el anular y dentro del agujero en cada trepidación. El coeficiente de reflexión dentro de la tubería es negativo, por lo tanto, el tren del eco consiste de una gran reflexión de la superficie interna del revestimiento, seguida por una serie de pulsos invertidos que decaen exponencialmente. La separación en tiempo entre los pulsos negativos es igual al tiempo que la onda sonora requiere para cruzar el espesor del acero y regresar a la misma superficie, por ello:

$$\Delta T = \frac{2t_w}{v_{acero}}, \tag{V.1}$$

en donde,

t_w : es el espesor de la tubería.

v_{acero} : es la velocidad acústica en el acero (5930 m/s).

La frecuencia de las ondas resonantes de la tubería se expresa como:

$$f_0 = \frac{1}{\Delta T} = \frac{v_{acero}}{2t_w}. \tag{V.2}$$

Por lo tanto, el espesor de la tubería se calcula mediante:

$$t_w = \frac{6}{52.55 f_0}, \tag{V.3}$$

en donde,

t_w : es el espesor de la tubería en pg.

f_0 : es la frecuencia de las ondas resonantes en MHz.

En la figura 5.3, se muestran los ecos típicos de una tubería libre y una cementada, que se encuentran en contacto directo con agua y cemento, respectivamente. La resonancia se encuentra amplificada para mostrar más detalle, en la tubería con cemento. En el diagrama se observan dos aspectos; el primero que el cemento atenúa el tren de ondas de la resonancia. El segundo, la frecuencia de las ondas de resonancia es la misma sin importar el material presente detrás del revestimiento.

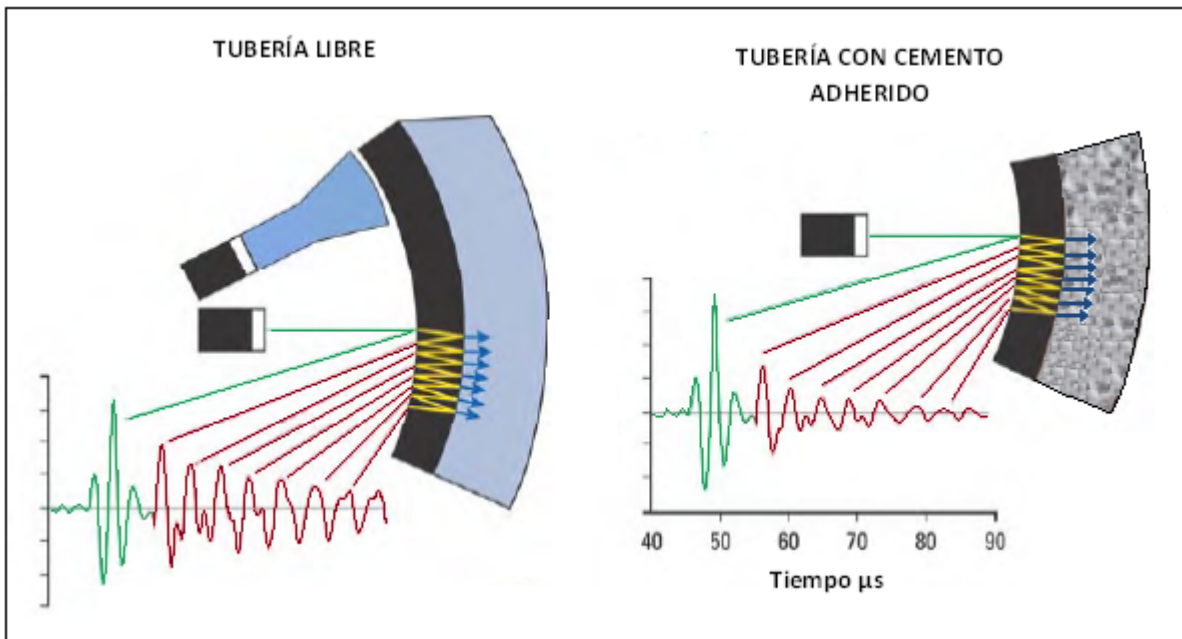


Figura 5.3 Comportamiento del tren de ondas de resonancia en tubería libre y cementada.⁴

En la Figura 5.3, se observa el comportamiento del tren de ondas, en el cual el primer arribo corresponde a la reflexión principal (color verde); con la que se determina la geometría interna de la tubería. Los arribos posteriores representan las características de la resonancia en el acero. A partir del comportamiento de estas es posible determinar el espesor de la tubería y la impedancia acústica del material en contacto con el revestimiento en el espacio anular.

V.3 CLASIFICACIÓN DE HERRAMIENTAS ULTRASÓNICAS

La primera generación de estas herramientas contiene al menos ocho transductores. La segunda generación, emplea un solo transductor rotacional para producir información circunferencial de alta resolución. El transductor de rotación constante provee de 36 a 200 mediciones por profundidad de muestreo, a una tasa de adquisición vertical que va de 2 a 12 mediciones por pie, dependiendo de la compañía que ofrece el servicio y de la configuración de la herramienta.

V.3.1 Herramientas con transductores fijos

Estas herramientas se componen de ocho transductores orientados en un arreglo helicoidal, que actúan como emisor y receptor. Los transductores están separados por 45° y cada uno muestrea un área de la pared de 1 pg en diámetro, aproximadamente. La cobertura no es completa, y varía de casi 65% para una tubería de $4 \frac{1}{2}$ pg. hasta 29% para una de $9 \frac{5}{8}$ pg. La herramienta incluye un transductor adicional, este último se orienta a una distancia fija de una placa de referencia con una cavidad accesible para el fluido en el pozo; de esta manera se logra medir la velocidad acústica del fluido a cada profundidad.

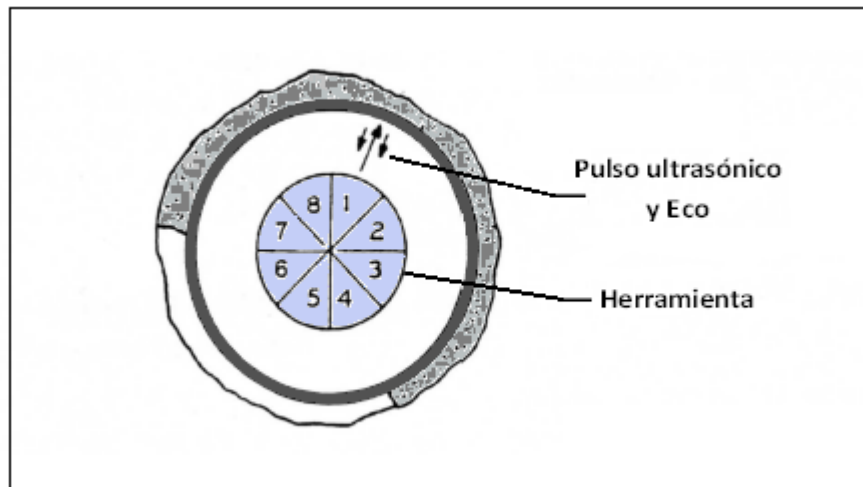


Figura 5.4 Herramienta ultrasónica con transductores fijos.²

El tren de ondas que arriba a cada transductor, se monitorea en tres intervalos. La primera reflexión, A_1 , se monitorea por la activación posicionada en W_1 . La serie de ondas que se deriva de la resonancia dentro de la tubería, designadas como B_1 , B_2 , etc., se detectan en las activaciones W_3 y W_2 .

En la Figura 5.5, se ilustra el comportamiento del tren de ondas, en la cual las series B se encuentran amplificadas 10 veces en la escala vertical para mostrar mayor detalle. Esta serie de ondas es la base de la interpretación de las herramientas de Pulso-Eco. En una sección de tubería libre, la energía de los arribos tanto en W_3 como en W_2 es alta. En una tubería adherida a un cuerpo de cemento, la energía se pierde cada vez que las ondas se reflejan en una interfase; por lo que la serie B completa se reduce exponencialmente. La amplitud de W_2 se reduce de manera mucho mayor que aquella en W_3 . Algunas ocasiones, una reflexión de la interfase cemento-formación regresa e interfiere con la decadencia en el intervalo W_2 ; lo cual provoca que la energía en W_2 sea más alta que en W_3 .

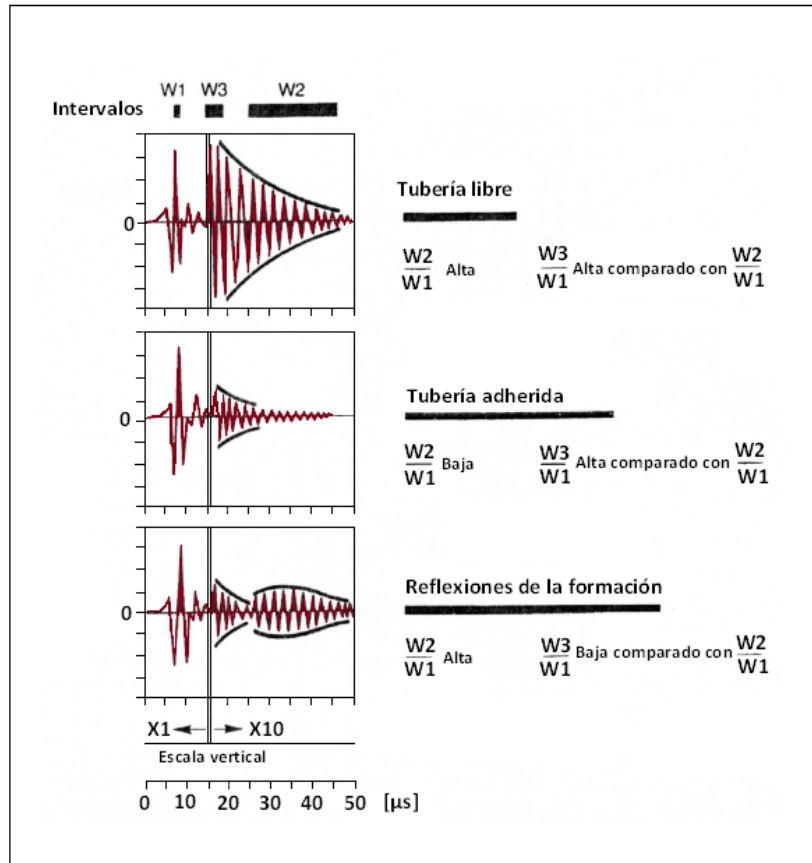


Figura 5.5 Fundamentos para la interpretación del cuerpo de cemento mediante los registros ultrasónicos.²

Las energías de los intervalos 2 y 3 se normalizan de acuerdo con las ecuaciones siguientes:

$$W_iN = \frac{W_i}{W_1} \times \frac{1}{W_{iFP}}, \quad (V.4)$$

en donde,

W_1 : es la energía en el intervalo 1.

W_i : es la energía en el intervalo i.

W_{iFP} : es la energía en el intervalo i con agua dentro y fuera de la tubería (tubería libre).

i: intervalo de activación 2 o 3.

Si los valores normalizados W2N y W3N se grafican transversalmente, los datos presentan la forma de la Figura 5.6; dicha gráfica se conoce como “banana plot”. Para el caso de tubería libre ambos presentan un valor de 1. En una tubería bien adherida, tanto W2N como W3N son menores a 1; con W2N menor que W3N. La dispersión de los puntos a la izquierda de la gráfica corresponde a puntos de reflexiones de la formación, en donde W3N es mucho más baja que W2N. Cuando existe gas afuera del revestimiento, la respuesta en ambos intervalos es mayor a 1.

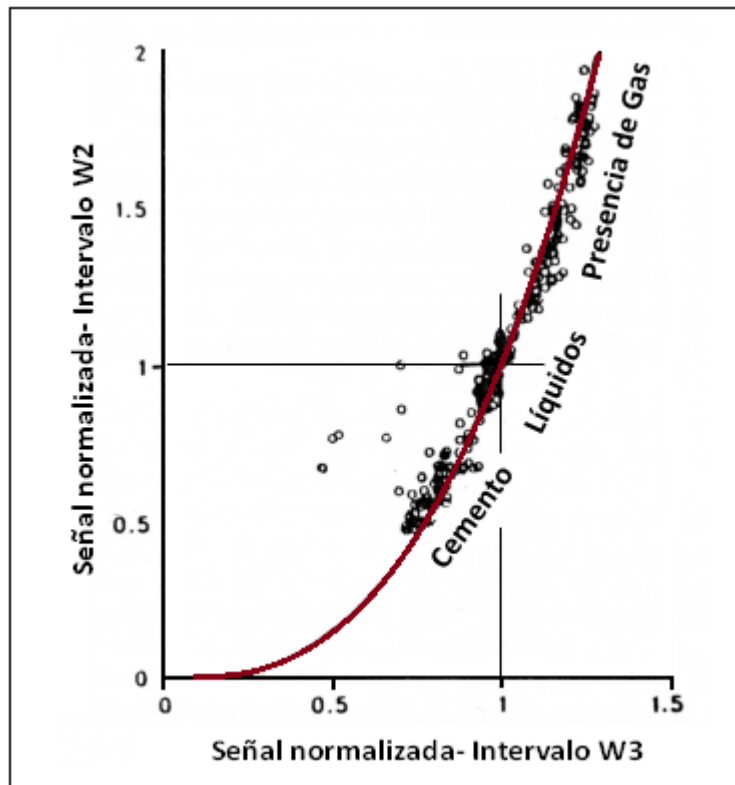


Figura 5.6 Señales normalizadas (“banana plot”).⁵

Cuando W2N es alta con respecto a W3N, se debe a la interferencia de la interfase cemento-formación cuando se reúnen las condiciones siguientes:

- a. Espacio anular relativamente delgado.
- b. Un medio en el espacio anular de bajo contraste acústico comparado con la tubería y alto comparado con la formación (caso de TR externa).

De acuerdo a la Ecuación III.19, el coeficiente de reflexión es menor cuando detrás de la tubería se encuentra cemento, por lo que la serie de las señales correspondientes a la resonancia se extinguen más rápidamente que cuando se presenta un líquido o un gas detrás del revestimiento. La Tabla 5.1, presenta una lista de los valores de impedancia acústica de los materiales más comunes que se encuentran en un pozo.

Tabla 5.1 Propiedades acústicas de los materiales.²

Material	Densidad [Kg/m ³]	Velocidad acústica [m/s]	Impedancia Acústica [MRayl]
Aire	1.3-130	330	0.0004-0.04
Agua	1000	1500	1.5
Fluidos de perforación	1000-2000	1300-1800	1.5-3.0
Lechadas de cemento	1000-2000	1800-1500	1.8-3.0
Cemento (Clase G)	1900	2700-3700	5.0-7.0
Caliza	2700	5500	17
Acero	7800	5900	46

Con base a la relación de los valores de W2N y W3N las compañías de servicios calculan el valor de la impedancia acústica del material detrás de la tubería de revestimiento mediante correlaciones empíricas que obtuvieron a partir de simulación por computadora y validadas por experimentos en laboratorio. Dado que la respuesta de la herramienta es sensible al espesor de la tubería la correlación se expresa en función de:

$$Z=f(t_w, W2N), \tag{V.5}$$

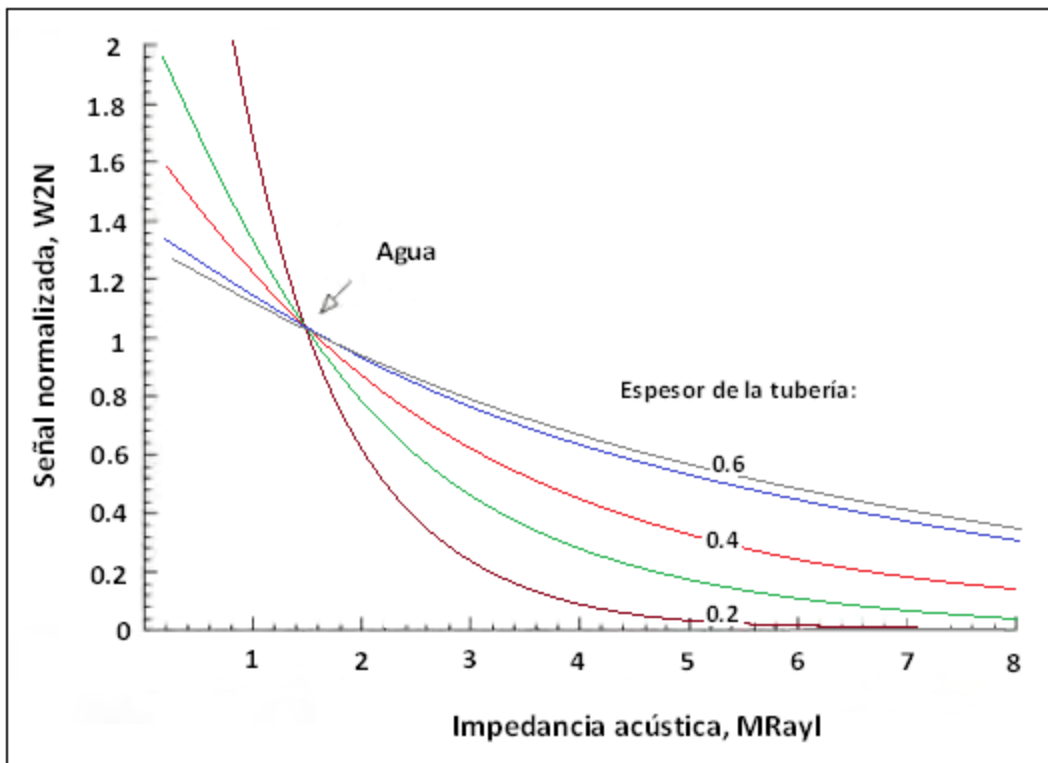


Figura 5.7 Cálculo de la impedancia acústica a partir de la señal normalizada.⁵

Para propósitos de estimar la calidad y cantidad del cemento en el espacio anular, una aproximación es considerar el valor de impedancia acústica más alto del fluido de perforación, Z_f , que pudiera encontrarse en el espacio anular y suponer que cualquier material que tenga un valor de Z mayor que Z_f , es cemento.

La técnica de discriminación anterior se aplica en los 8 transductores para crear un mapa de la distribución radial y vertical de los materiales detrás de la tubería de revestimiento. En dicha aproximación, resulta muy importante conocer el valor de Z_f para cada profundidad de muestreo; lo cual se logra con el transductor adicional posicionado como en la Figura 5.8.

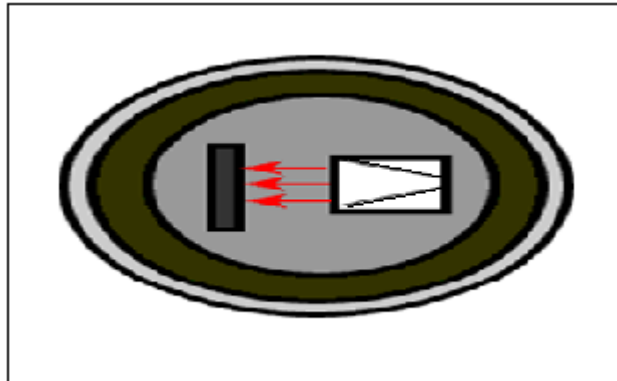


Figura 5.8 Medición de las propiedades acústicas del fluido en el interior del pozo.⁵

Las herramientas ultrasónicas también tienen la capacidad de proporcionar parámetros geométricos; en la Figura 5.9, se muestra como se relacionan dichos parámetros con la medición de cada transductor.

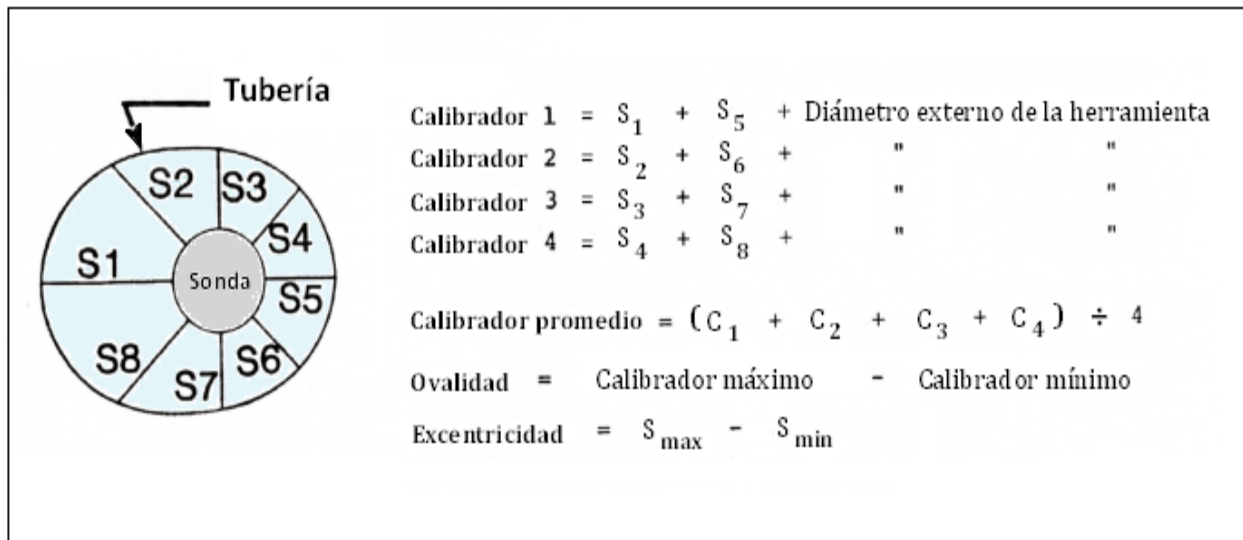


Figura 5.9 Medición de los parámetros geométricos.²

Los datos del calibrador promedio, ovalidad y excentricidad; se incluyen normalmente en la presentación del registro, para monitorear la veracidad del mapa del cuerpo de cemento.

V.3.2 Herramientas con transductor de rotación constante

Una versión más reciente de la generación de herramientas ultrasónicas, utiliza un transductor rotativo que emite ondas de banda ancha perpendiculares a la pared de revestimiento; la cual se introdujo en el año 1991. La principal ventaja de estas herramientas, con respecto a las de transductores fijos, es que tienen mayor capacidad de cobertura radial de la pared de la tubería de revestimiento, ver Figura 5.10. Sin embargo, la información que se obtiene tiene los mismos fundamentos. Es decir, la frecuencia del modo de resonancia de la tubería depende del espesor de la tubería de revestimiento y el comportamiento de la disminución de su amplitud se encuentra supeditado a la relación de las impedancias acústicas de los materiales situados a ambos lados del acero.

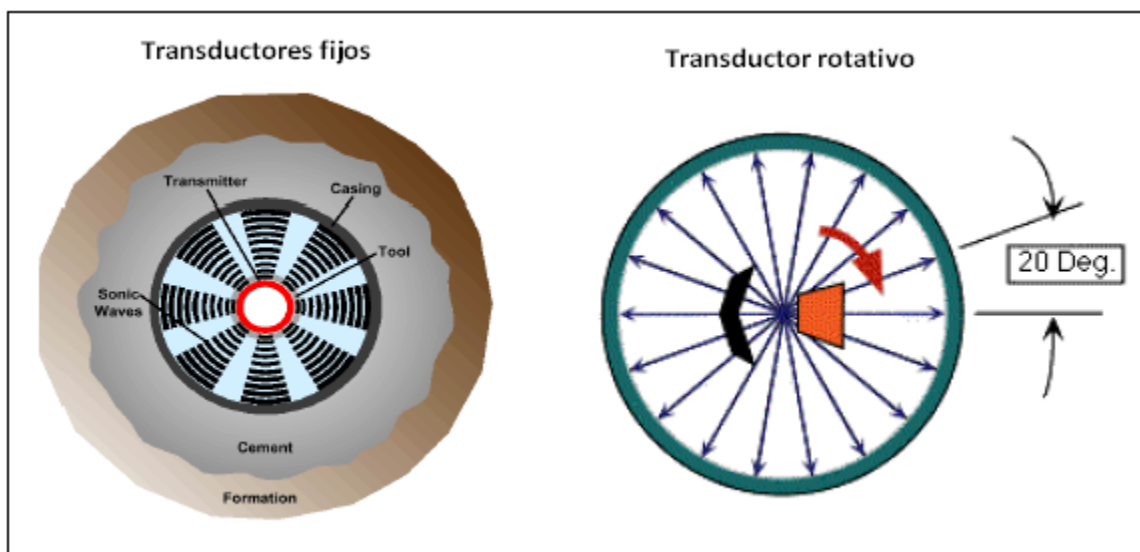


Figura 5.10 Perspectiva del mejoramiento de la medición mediante el transductor rotativo.⁵

El transductor rotativo gira a aproximadamente 7.5 rev/s y se activa cada 20, 10 o hasta 5 grados; lo cual se puede programar de acuerdo a las necesidades. Lo anterior resulta en un mapeado que proporciona información mucho más completa que la correspondiente a una herramienta con transductores fijos. Cada activación proporciona información puntual de amplitud, radio interno, espesor del acero e impedancia acústica del material. Esta herramienta no necesita un transductor adicional para medir las propiedades del fluido en el pozo, ya que el mismo transductor realiza la medición al bajar la sonda en la posición de la Figura 5.8; el cual se gira 180° antes de comenzar el ascenso para realizar la medición correspondiente a la técnica Pulso-Eco.

La diferencia principal en comparación a las herramientas con transductores fijos, es el procesamiento de los datos. Para estas herramientas de transductor rotativo el tiempo de monitoreo es mucho menor, por lo que la impedancia acústica del material que se encuentra detrás de la tubería se obtiene de manera diferente. Primero se crea una función de la señal mediante Series de Fourier a partir de la información del eco principal y de los primeros ecos de resonancia (ventana de color rojo, Figura 5.12), para obtener su fase. A continuación se explica brevemente la transformada de Fourier:¹²

Transformada de Fourier.- En el siglo XIX, el matemático francés Fourier, demostró que cualquier función periódica puede ser representada por una suma infinita de funciones exponenciales complejas. Esta propiedad, fue demostrada posteriormente para funciones no periódicas. La transformada permite transferir una función en el dominio del tiempo o espacio, al de la frecuencia, es decir, representa el contenido de frecuencias de la función o señal. La expresión matemática que define la transformada de Fourier es:

$$Y(f) = \int_{-\infty}^{\infty} X(t) e^{-2i\pi ft} dt . \quad (\text{III.6})$$

El tratamiento matemático transforma $X(t)$ del dominio del tiempo a $Y(f)$ dentro del dominio de la frecuencia. Como puede observarse, en la ecuación III.6 se usa una frecuencia “ f ”, sin embargo la integración se realiza sobre el dominio de tiempo completo. Esto significa que la transformada implícitamente supone la presencia de una frecuencia dominante. En otras palabras, la transformada de Fourier trabaja mejor sobre funciones periódicas que no cambian en el tiempo, llamadas funciones estacionarias. En conclusión, la transformada de Fourier no es conveniente si la señal tiene variaciones de frecuencias en el tiempo.

La antittransformada de Fourier se expresa matemáticamente como:

$$X(t) = \int_{-\infty}^{\infty} Y(f) e^{2i\pi ft} df , \quad (\text{III.7})$$

donde puede observarse que a partir de $Y(f)$ nuevamente se obtiene la función $X(t)$.

Otra forma alterna de representar la transformada de Fourier, que se obtiene al separar la parte real e imaginaria, es la siguiente:

$$Y(f) = \int_{-\infty}^{\infty} X(t) \cos(2\pi ft) dt - i \int_{-\infty}^{\infty} X(t) \text{sen}(2\pi ft) dt . \quad (\text{III.8})$$

En la Figura 5.11, puede observarse la interpretación gráfica de la transformada de Fourier, donde la función $f(t)$ definida desde $-\infty$ hasta ∞ , se descompone en dos funciones sinusoidales, cuya suma es igual a la función $f(t)$ original. Es fácil entender que en la medida que la señal original sea más compleja, se requerirá un mayor número de funciones sinusoidales para representarla correctamente.

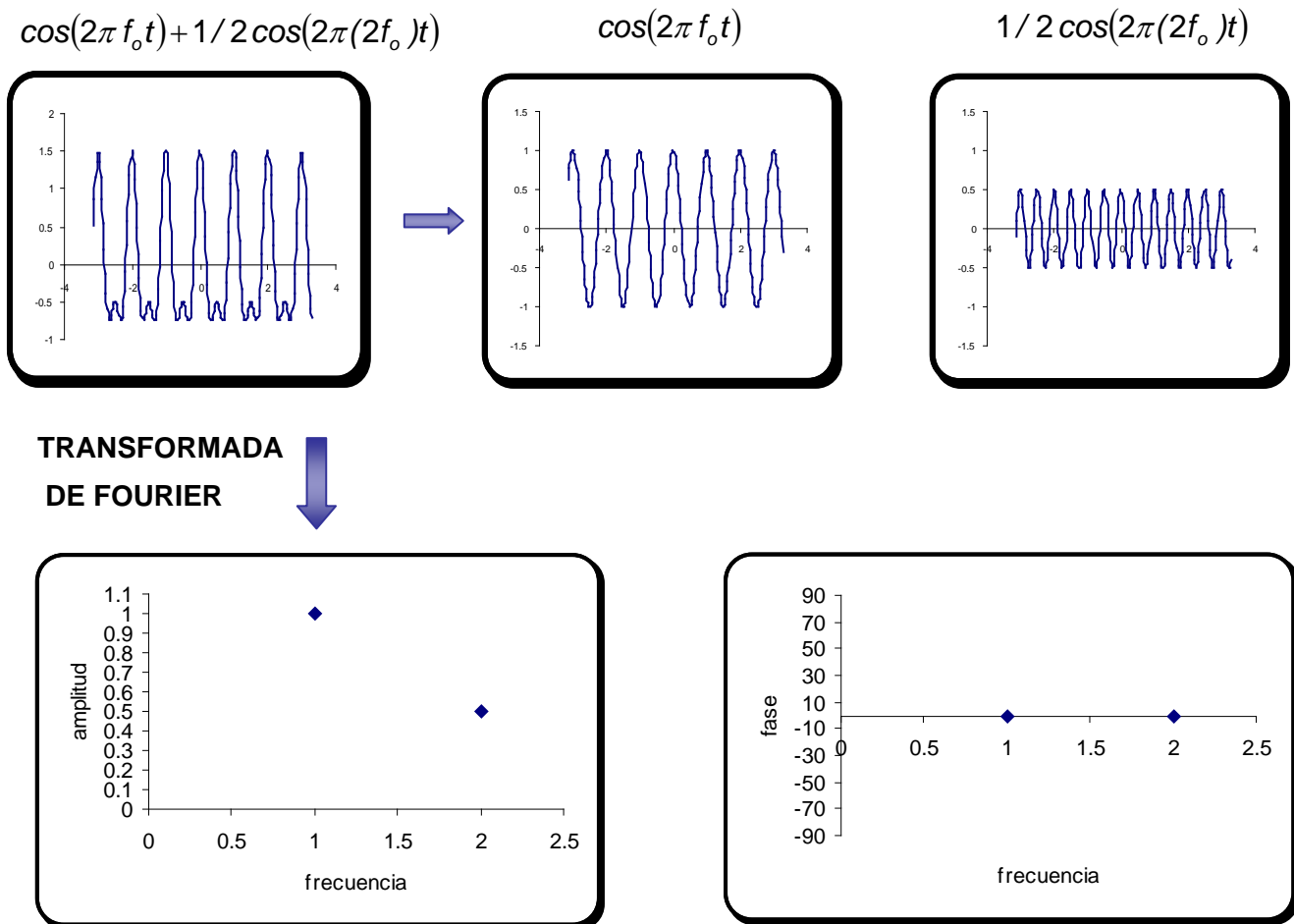
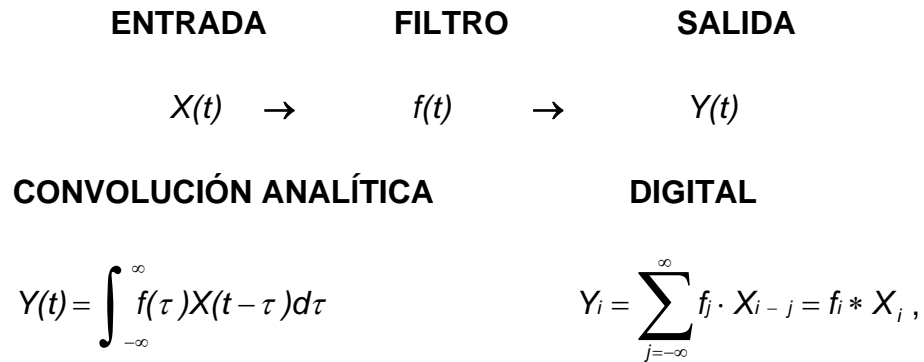


Figura 5.11 Interpretación gráfica de la Transformada de Fourier.

En la parte superior de la Figura 5.11, tenemos la representación en el plano real con su descomposición en dos funciones y en la parte inferior la señal en el plano de Fourier. La señal en el plano de Fourier se representa con dos puntos en la gráfica de frecuencia versus amplitud, con valores $(1,1)$ y $(2,0.5)$ y en la de frecuencia versus fase con los valores $(1,0)$ y $(2,0)$. Es importante mencionar que mientras en el plano real se tiene una función continua desde $-\infty$ hasta ∞ , en Fourier solo tenemos 2 puntos por gráfica.

En la literatura se han presentado muchas transformaciones matemáticas que pueden aplicarse a las señales siendo la transformada de Fourier la más utilizada.

Filtro o sistema lineal.- Es la representación analítica del comportamiento de algún sistema natural, o parte del mismo, que al recibir una señal $X(t)$ de entrada, altera o modifica a la señal de acuerdo a la función $f(t)$ característica del sistema, bajo un comportamiento lineal, y genera una señal $Y(t)$ de salida, lo cual es representado por la integral de Convolución:



(*) indica en forma abreviada la operación convolución entre dos funciones y Los símbolos "τ" y "j" son variables mudas.

Para el caso de evaluación de cementaciones mediante herramientas acústicas el filtro o sistema corresponde al material situado detrás de la tubería de revestimiento, la señal de entrada es el pulso ultrasónico generado por la sonda en el pozo y la salida corresponde al cambio en las características de dicho pulso.

Posteriormente, para obtener la curva del retardo de grupo se deriva la función de la fase con respecto a la frecuencia. A partir de la frecuencia del primer pico de la curva del grupo se obtiene el espesor de la tubería y de las características de grupo del segundo pico, que en realidad es el primero de comportamiento armónico, se determina la impedancia del material presenta en la parte exterior de la tubería, dicho proceso se ilustra en la Figura 5.12.

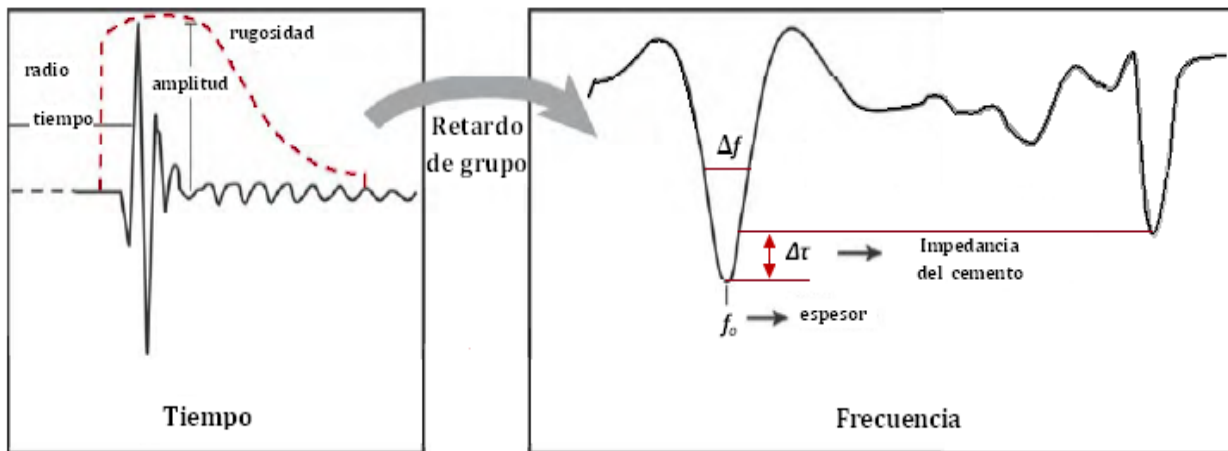


Figura 5.12 Procesamiento de la información del transductor rotativo.⁴

En general, un pico estrecho indica gas o líquido ya que la energía se mantiene esencialmente en el acero, debido al gran desfase de impedancias. Cuando se encuentra cemento en el espacio anular, el desequilibrio de impedancias es menor, la energía acústica se disipa rápidamente y se produce un pico más amplio.

Posteriormente, la impedancia acústica se clasifica como gas, líquido o cemento según los valores umbrales que se fijan como los límites entre estos materiales, ver Figura 5.13.

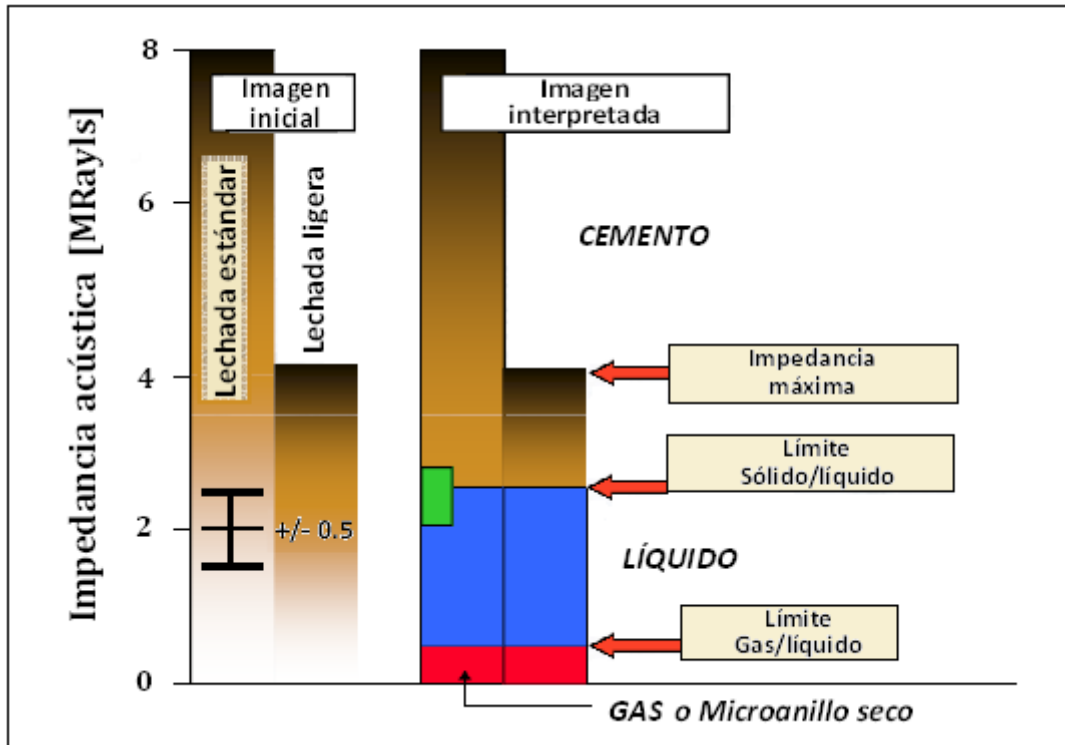


Figura 5.13 Gráfico para la creación del mapa interpretado.⁴

A partir de la figura anterior, se ilustra el proceso que se emplea para la realización de los mapas del cuerpo de cemento a partir de los datos de impedancia acústica registrados (imagen inicial). El primer paso en el proceso de mapeado es establecer los límites de impedancia superior e inferior correspondientes a los líquidos con posibilidades de encontrar en el espacio anular, tomando en cuenta el lodo de perforación y baches espaciadores. Normalmente, la distribución se realiza en función de los límites establecidos en la tabla siguiente:

Tabla 5.2 Límites comunes para la creación de los mapas.⁴

Límites [MRayl]	Color	Interpretación
Menor a 3	Rojo	Gas
De 0.3 a 2.6	Azul	Líquido
De 2 a 3.5	Café claro	Cemento de baja impedancia
De 3.5 a 5	Café medio	Cemento de impedancia media
Mayor a 5	Café oscuro	Cemento de impedancia alta

Sin embargo, se debe prestar atención especial en el límite sólido/líquido, ya que se pueden encontrar líquidos y sólidos con el mismo valor de impedancia acústica; sobre todo cuando se evalúen cementos ultra-ligeros. Análisis que se deberá resolver de acuerdo a las condiciones particulares de cada trabajo.

V.3.3 Herramientas ultrasónicas de tercera generación

Anteriormente se mostraron las fortalezas de las herramientas ultrasónicas, que emplean la técnica de Pulso-Eco, con respecto a las herramientas acústicas convencionales; sin embargo, particularmente en el caso de los cementos livianos su efectividad es cuestionable. De manera colateral, es inminente la proliferación de materiales con estas características para cementaciones en aguas profundas y en formaciones con una presión de poro baja. Para enfrentar estos retos, el área de la evaluación de cementaciones ha desarrollado una herramienta que combina las técnicas de Pulso-Eco y Emisión-Recepción (Pitch-Catch); de las cuales, la primera se ejemplificó en la Figura 5.1 y la segunda se ilustra a continuación:

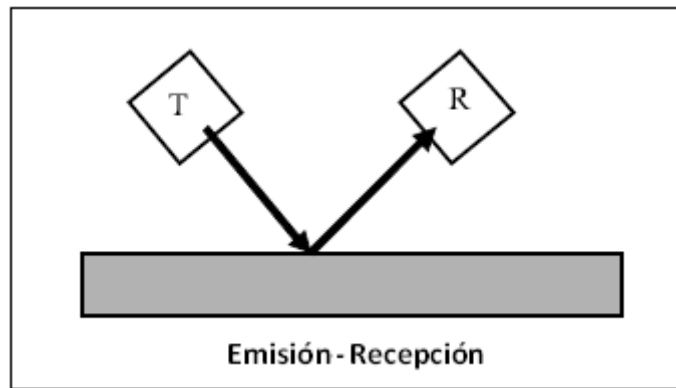


Figura 5.14 Técnica de Emisión-Recepción (Pitch-Catch).³

Esta configuración excita ondas flexurales en la tubería de revestimiento que permite monitorear los materiales en el espacio anular, incluyendo los ecos de las reflexiones presentes en la interfase cemento-formación.

La herramienta incluye un subconjunto rotativo que sustenta a cuatro transductores, ver Figura 5.15. Sobre un lado se coloca un transductor alineado perpendicularmente a la tubería para realizar la medición mediante la técnica de Pulso-Eco. Los otros tres transductores se encuentran en el lado opuesto de la herramienta, alineados en forma oblicua. Uno de estos transmite pulsos de 200 kHz aproximadamente, para excitar el modo de flexión de las ondas en el revestimiento.

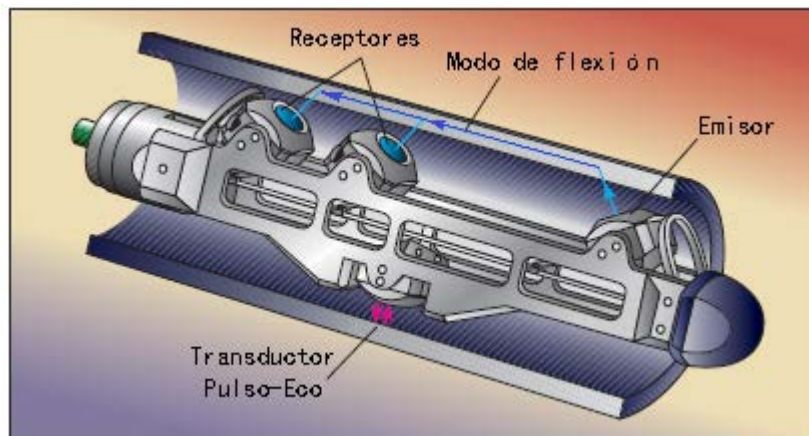


Figura 5.15 Herramienta para medición mediante las técnicas Pulso-Eco y Emisión-Recepción.⁸

Para alcanzar el modo de flexión (movimiento de partículas asimétrico con respecto a un plano paralelo a la columna de fluido y perpendicular a la tubería), es necesario que el transductor genere pulsos a una frecuencia suficientemente alta (mayor a 80 kHz); lo cual se diferencia del modo extensional (ondas compresionales) a bajas frecuencias empleado por las herramientas del CBL convencional. El modo de flexión de las ondas es dispersivo; es decir, su velocidad es dependiente de la frecuencia. Esto tiene una implicación importante en la selección de la frecuencia del pulso a generar por el transductor. En la Figura 5.16, se muestra el comportamiento de las velocidades de grupo y de fase para el modo de flexión de las ondas, con respecto a la frecuencia.

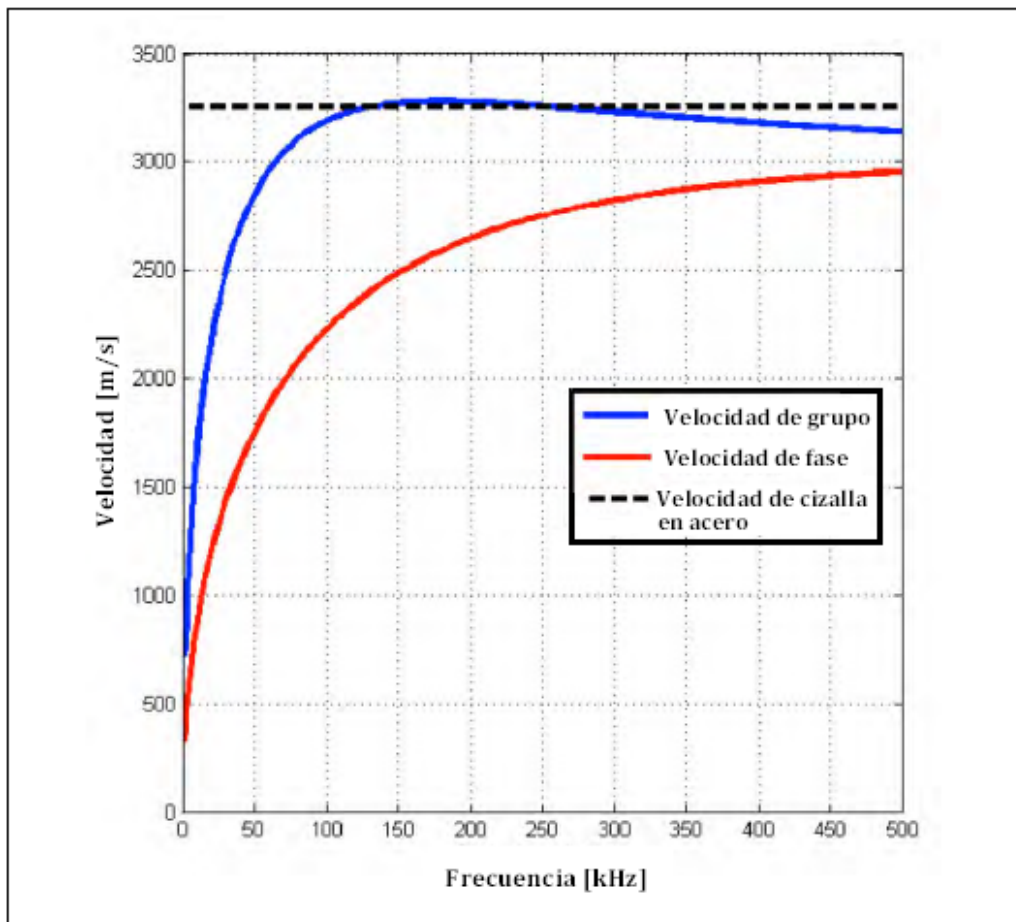


Figura 5.16 Velocidad de grupo y de fase del modo de flexión en función de la frecuencia.⁴

La velocidad de fase es la correspondiente a un frente de onda y la velocidad de grupo es aquella de todo un paquete de ondas. La velocidad de grupo del modo de flexión muestra una característica peculiar, la cual alcanza un máximo a aproximadamente 200 kHz y permanece casi constante sobre un intervalo amplio de 100 kHz a 400 kHz. Esto significa que los componentes de un paquete de ondas dentro de este rango de frecuencias, se propagan prácticamente a la misma velocidad. Por ello, es posible realizar mediciones certeras de tiempo de tránsito y amplitud empleando ondas de flexión del envolvente establecido.

A medida que se propaga, este modo irradia energía acústica en el espacio anular; esta energía se refleja en la interfase cemento-formación, que se transmite de regreso hacia la tubería de revestimiento como una onda de cizalla y/o compresional en los medios sólidos y finalmente irradia energía que se detecta en cada transductor-receptor.

De manera análoga al principio de medición de la atenuación en el CBL convencional, se entiende que la radiación en los materiales dentro y fuera de la tubería se acompaña por la disminución de la energía de las ondas de flexión a lo largo de su trayectoria. No obstante, la atenuación de estas ondas en el fluido que se encuentra en el interior del pozo también es un parámetro que depende de la frecuencia, ver Figura 5.17.

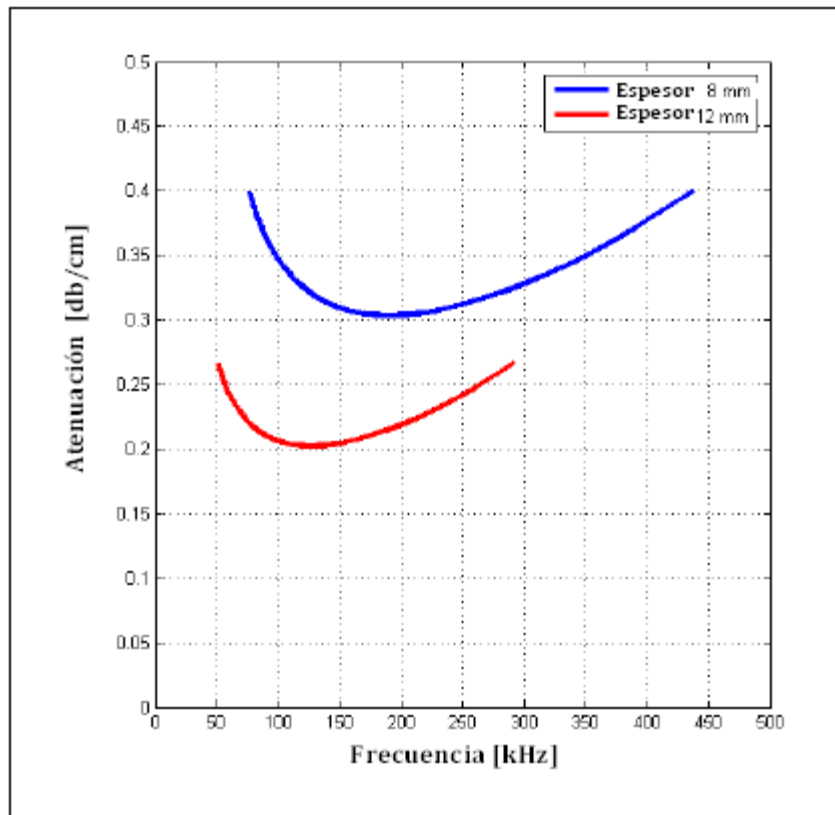


Figura 5.17 Atenuación del modo de flexión en función de la frecuencia.⁴

Para el rango de frecuencias con una velocidad de grupo plana (de 100 kHz a 400 kHz), ver Figura 5.16, para una tubería de 8 mm de espesor la atenuación de las ondas de flexión alcanza un mínimo de 0.31 db/cm; el hecho de que es aproximadamente constante hace posible su medición a partir de la tasa de pérdida de energía del envolvente de ondas recibidas en esa frecuencia.

La atenuación es inversamente proporcional al espesor de la tubería, lo que implica una sensibilidad menor para tuberías con mayor espesor. Además, la atenuación es sensible a las propiedades mecánicas de los materiales por los cuales se propagan las ondas.

Cuando existe un fluido detrás de la tubería, la atenuación es proporcional a su impedancia acústica. Para un material sólido, cemento, la situación se vuelve ligeramente más compleja. Aparte de su densidad, la propagación acústica de las ondas se define por dos velocidades, velocidades de las ondas compresionales y de cizalla.

De acuerdo a la Ley Snell-Descartes, una onda se propaga en otro medio en función de sus velocidades; por ello, para que una onda de flexión irradie en el cemento, como onda compresional o de cizalla, V_p o V_s del cemento deben ser menores que la velocidad de fase de la onda de flexión. A la frecuencia considerada de 200 kHz, la velocidad de flexión es aproximadamente 2650 m/s. Para un cemento la velocidad de cizalla siempre es menor que 2650 m/s; por lo tanto, la onda de cizalla siempre se propaga en el cemento del espacio anular. Sin embargo, la velocidad compresional del cemento puede ser mayor o menor a la misma; dependiendo del tipo de cemento. Para el primer caso (cementos rápidos), no se transmite la onda compresional dentro del cuerpo de cemento; por ende, la atenuación de la onda de flexión disminuye (menor pérdida de energía). Lo cual se visualiza en la Figura 5.18.

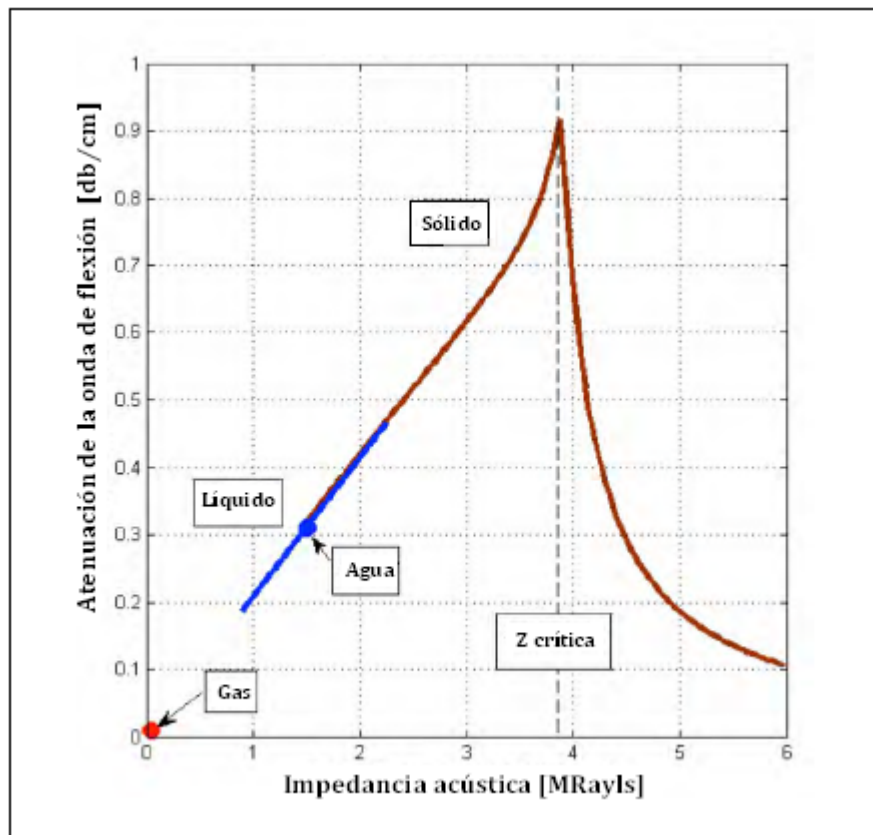


Figura 5.18 Atenuación del modo de flexión contra la impedancia acústica.⁴

En la figura anterior, la línea azul corresponde al comportamiento para un fluido con velocidad constante. La curva roja se deriva de la relación de estos parámetros en un material sólido, con un valor de densidad fijo. En dicha relación se observa un valor de impedancia acústica crítica (Z_c , aproximadamente 3.9 MRayl), por debajo del cual la atenuación aumenta linealmente con la impedancia. Por encima de Z_c , la atenuación disminuye rápidamente hasta valores bastante pequeños. A partir de este comportamiento para un valor dado de atenuación de la onda de flexión se tienen dos valores de impedancia acústica; por consiguiente, la atenuación de la onda de flexión por sí sola no es capaz de discriminar entre líquido o cemento y necesita combinarse con otra medición, tal como la técnica Pulso-Eco.

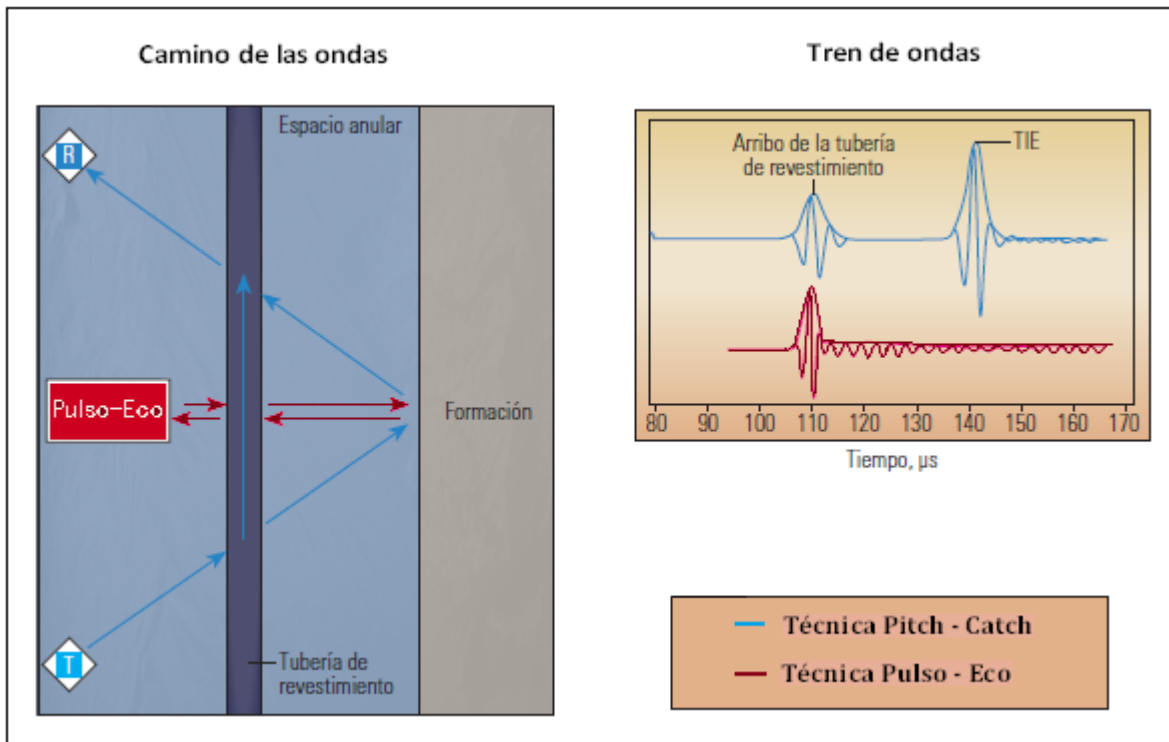


Figura 5.19 Principio de medición de la técnica Pitch-Catch.⁸

En la Figura 5.19, se muestra una interpretación geométrica de la propagación de las ondas de las técnicas Pitch-Catch y Pulso-Eco. La forma típica del tren de ondas de flexión, que se obtiene por la primera de ellas, comprende el eco inicial correspondiente a la señal de la tubería y los ecos de la tercera interfase (Third Interfase Eco, TIE, por sus siglas en inglés). La atenuación de la onda de flexión en los arribos de la tubería se utiliza para complementar la medición que se obtiene mediante la técnica Pulso-Eco; para la diferenciación exacta entre fluido y sólido detrás de la tubería de revestimiento.

El análisis de las señales de esta herramienta emplea datos de entrada, tales como: impedancia del cemento, que se obtiene con la técnica Pulso-Eco, y la atenuación de la onda de flexión que se calcula a partir de la amplitud de los arribos de la tubería en los receptores alineados oblicuamente. Estos datos se combinan para eliminar el efecto del fluido en el interior del pozo.

Los ecos TIE tienen mayor amplitud que los arribos de la tubería debido a la reflexión con la formación, a diferencia de la técnica de Pulso-Eco, que rara vez muestra reflexiones de la formación. Los ecos TIE fuertes, de la onda de flexión, permiten realizar mediciones exactas del tiempo de tránsito y amplitud de las mismas. Se debe destacar que la diferencia de TT entre los arribos de la tubería y los ecos TIE no depende del espaciamiento emisor-receptor, excentricidad de la sonda, ni de las propiedades del fluido dentro del pozo; es exclusivamente una función del espesor del espacio anular y la velocidad de onda. Conociendo alguno de estos parámetros se puede calcular el otro. Por ejemplo, si se conoce el tamaño del agujero, se puede calcular la velocidad de onda del material en el anular.

Sin embargo, en algunos casos los ecos TIE no son siempre detectables. A continuación se mencionan varios factores que afectan adversamente la amplitud de estos ecos:

- Excentricidad de la tubería de revestimiento, afectando a los ecos en direcciones no paralelas a la dirección de la excentricidad (disminuye su amplitud).
- Materiales con una tasa de atenuación elevada (cemento contaminado, sin fraguar o espumoso).
- Bajo contraste acústico entre el material en el anular y la formación (Cemento ligero y lutitas).
- Irregularidades del agujero, si son de la escala de la longitud de onda o mayores.
- Espacio anular demasiado grande (washouts).

El procesamiento de los ecos TIE proporcionan una caracterización mejorada de los alrededores del pozo, indicando la naturaleza y las propiedades acústicas del material que se encuentra en el espacio anular, la posición de la tubería de revestimiento dentro del pozo y los parámetros geométricos de este.

La presentación de este registro es un mapa sólido-líquido-gas (SLG) que muestra la distribución de los materiales en el espacio anular, haciendo uso de la Figura 5.20.

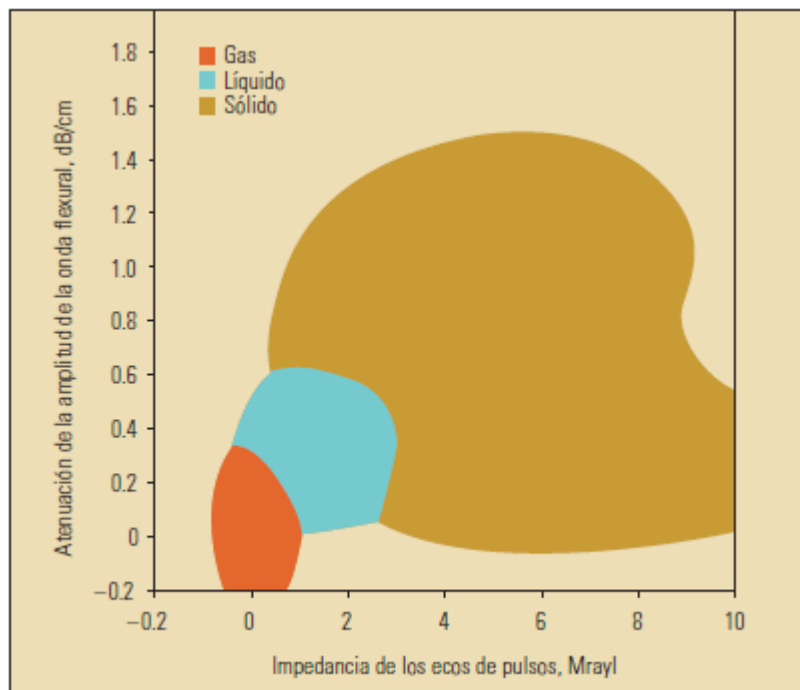


Figura 5.20 Gráfica de interpretación para la técnica de Pitch-Catch.⁸

La figura anterior, es una gráfica que relaciona la tasa de atenuación y la impedancia acústica (que se obtienen mediante las técnicas Pitch-Catch y Pulso-Eco, respectivamente), ésta provee el área comprendida para cada estado físico de los materiales posibles de encontrar en el espacio anular. Mediante el procesamiento para cada medición puntual se obtiene la distribución radial y vertical de los materiales, con un mapeado de las diferentes regiones, con los tres colores asignados correspondientes a los estados físicos de la materia.

V.4 PRESENTACIÓN E INTERPRETACIÓN

La interpretación de los registros ultrasónicos es mucho más sencilla en comparación con el registro CBL convencional. La canalización del cemento se identifica por las áreas más claras en el mapa que se obtiene en campo y es posible determinar el porcentaje de la circunferencia de la tubería cubierta por cemento y la posición radial de los canales. Este último aspecto es la principal ventaja de todas las herramientas que proporcionan un mapa de la distribución de los materiales en el espacio anular, por dos aspectos principalmente:

- a. Permite inferir la causa más probable de un canal determinado.
- b. Permite evaluar la posibilidad de éxito de una cementación forzada.

A continuación se presentan ejemplos de los registros correspondientes a las herramientas descritas en este capítulo:

a. *TÉCNICA PULSO-ECO*

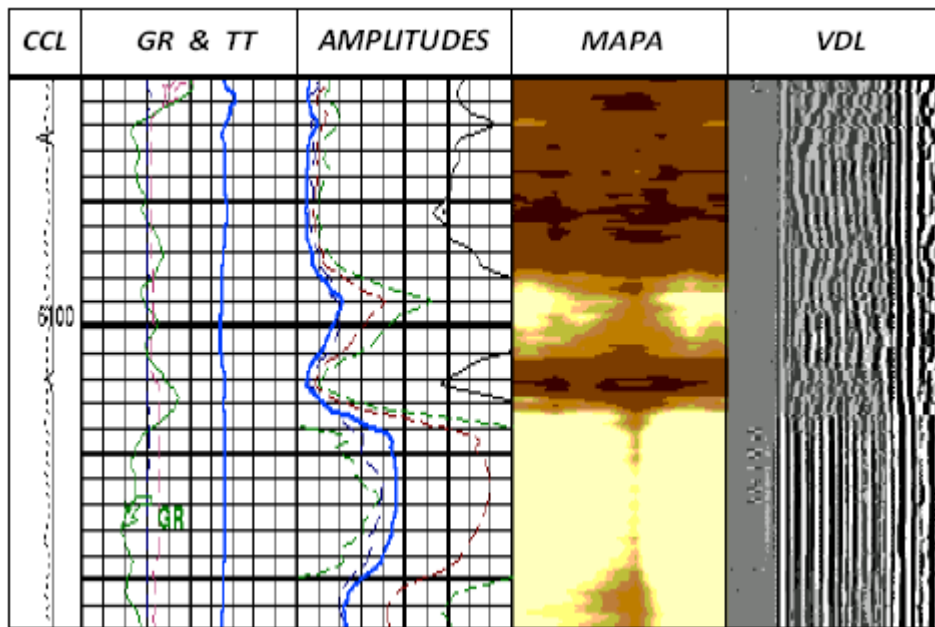


Figura 5.21 Presentación de un registro obtenido mediante una herramienta de transductores fijos.⁸

La Figura 5.21, es la presentación típica de un registro de las primeras herramientas ultrasónicas (transductores fijos). El cual incluye: localizador de cople, curva de Rayos Gamma y tiempo de viaje de la primera onda (del arreglo CBL) para propósitos de correlación y control de calidad. Posteriormente, se encuentran las curvas de amplitud de los diferentes transductores (incluyendo la del CBL). En el siguiente carril de la derecha, está un mapa de impedancia acústica, el cual asocia básicamente colores claros para líquidos y oscuros para cemento; recordando que la información de los ocho transductores se incluye a lo largo del mismo y que en pozos desviados la fracción correspondiente al transductor en la parte más baja del agujero se localiza en el centro del mapa. Finalmente, se incluye el registro VDL para tener una indicación cualitativa de la adherencia en la interfase cemento-formación. En ocasiones, de manera adicional a estas curvas, se incluyen los parámetros geométricos de la tubería de revestimiento y curvas del esfuerzo compresivo calculado con la información en cada transductor.

El error más común en la interpretación de estos registros fue el mal entendimiento del mapa; siendo un mapa de impedancia acústica se consideraba como un mapa de esfuerzo compresivo, bajo una supuesta relación lineal. Sin embargo, la conexión entre estos parámetros no es lineal y es función de la densidad del cemento, ver Figura 5.22.

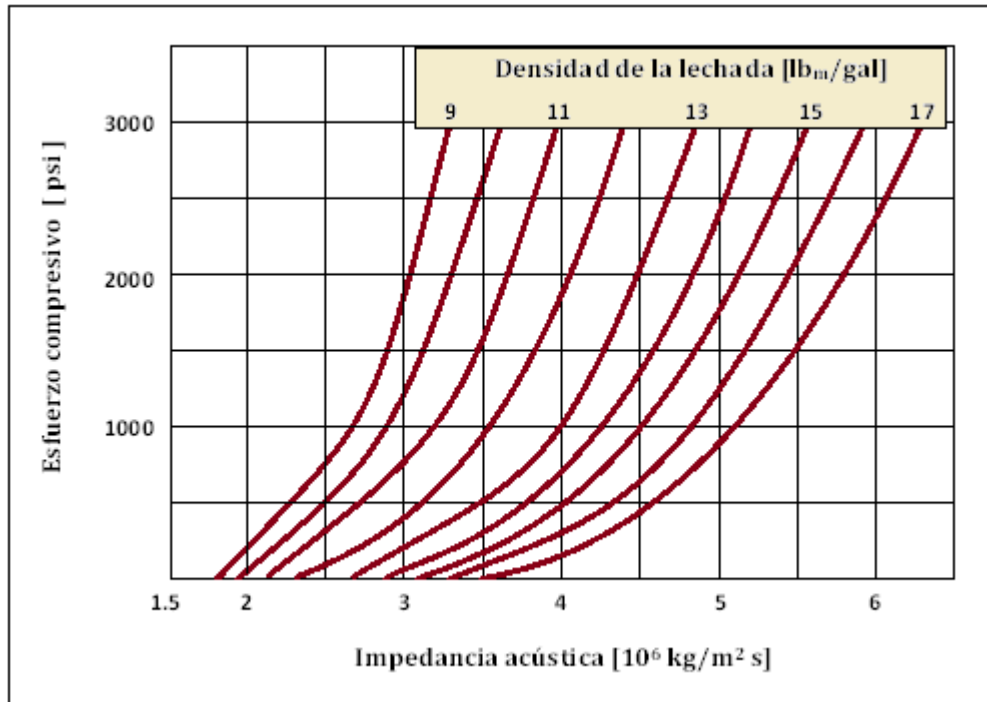


Figura 5.22 Relación entre esfuerzo compresivo e impedancia acústica para el cemento.⁹

Una impedancia de 3 Mrayl puede corresponder a un cemento pesado sin esfuerzo compresivo (sin fraguar); o bien, a un cemento ligero con un esfuerzo compresivo relativamente alto. Por ello, el uso de la técnica de Pulso-Eco para determinar el esfuerzo compresivo del cemento es una medida inexacta. Lo anterior es apenas el ejemplo más sencillo, a lo cual se debe agregar el aspecto de la contaminación de la lechada y la incertidumbre existente en cuanto a la temperatura a la cual se determina el esfuerzo compresivo.

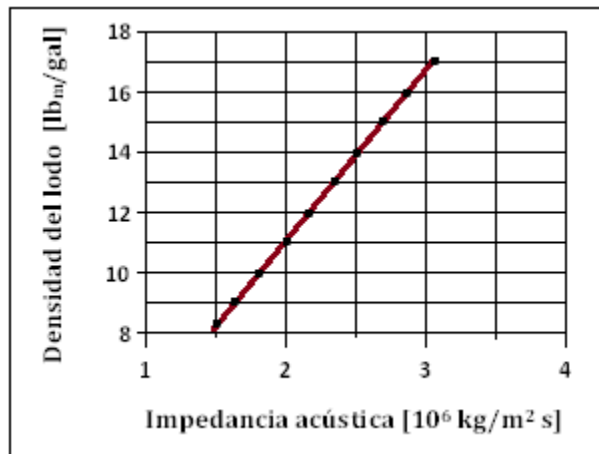


Figura 5.23 Impedancia acústica de los fluidos de perforación.⁹

En la figura 5.23, se presenta el comportamiento de la impedancia acústica de los fluidos de perforación sobre un rango de densidades. Se debe destacar que algunos lodos pesados y algunos cementos ligeros pueden tener valores mucho muy semejantes en términos de impedancia.

La técnica desarrollada por Goodwin/Mobil determinó que “la clave no es determinar el esfuerzo compresivo del cemento, sino delimitar las regiones llenas de líquidos detrás de la tubería”⁹. Esto es posible, reconociendo los patrones de respuesta para cada situación en las curvas segmentadas de impedancia, como en la Figura 5.24.

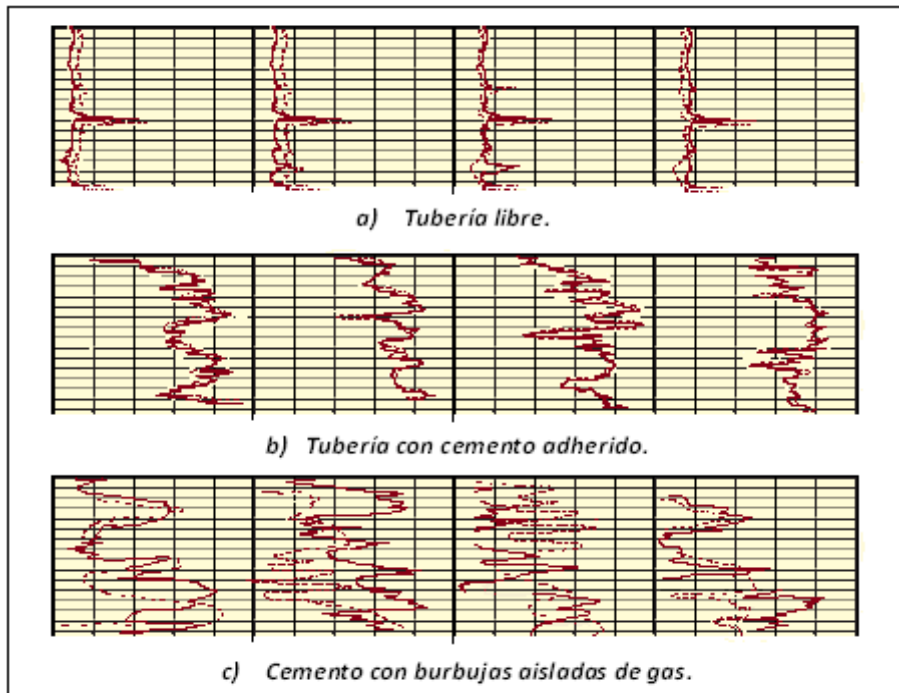


Figura 5.24 Fundamentos de la técnica Goodwin/Mobil.¹¹

En los registros de la Figura 5.24, cada carril contiene la impedancia acústica de dos transductores adyacentes. En la respuesta de tubería libre el comportamiento es plano y uniforme en cada carril; de manera adicional se debe comparar con los valores de impedancia del fluido de perforación. En una tubería con cemento adherido, las curvas en cada carril son consistentes, pero la respuesta no es totalmente homogénea debido a la heterogeneidad del cemento. En cementos con falla por filtración del gas, los transductores detectan regiones de cemento y bolsas de gas; consecuentemente la impedancia que registran las curvas en un mismo carril varía desde valores cercanos a 0 hasta valores consistentes con el cemento existente.

Dentro de los aportes de las primeras herramientas ultrasónicas, se encuentra la capacidad para identificar fallas en el cuerpo de cemento por efecto de filtración de gas (falla 5 de la Figura 3.2); esto se logra mediante la comparación directa de su información con la amplitud del CBL convencional en una gráfica semi-logarítmica. Graficando los valores de W3N en la escala vertical contra la amplitud del CBL en escala logarítmica, se encuentran características interesantes, Figura 5.25. Los datos se agrupan en cuatro regiones, aquellos etiquetados como “líquidos” se identifican claramente como tubería libre en ambos registros; ya que W3N presenta un valor de 1 aproximadamente y la amplitud del CBL es elevada. La región marcada como “gas”, indica un anillo seco por su valor de W3N mayor a 1 y apariencia de tubería libre en el CBL.

La nube de puntos que se nombra “cemento normal” se caracteriza como tubería soportada por cemento, en ambos registros, debido a que W3N es menor a 1 y a la resistencia de cizallamiento determinada en el CBL. Cuando el CBL indica soporte de cizallamiento, valores de amplitud reducidos, y los valores de W3N son mayores a 1; se interpreta como la existencia de cemento con partículas aisladas de gas.

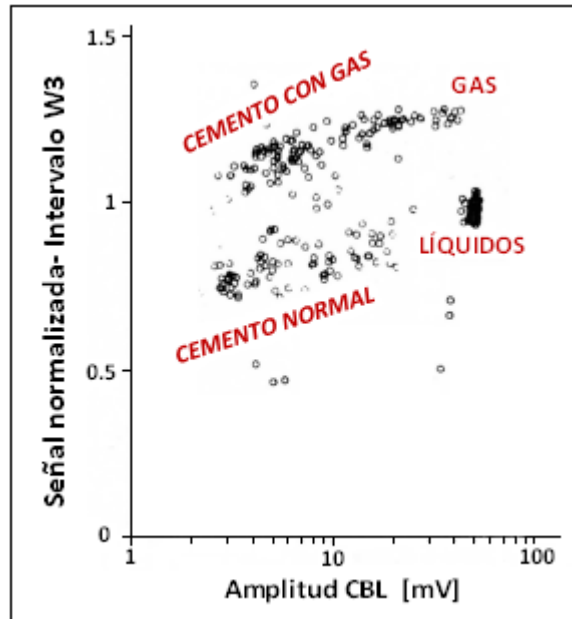


Figura 5.25 Comparación de la respuesta Pulso-Eco y CBL.⁵

La técnica de Goodwin/Mobil y la combinación de las mediciones de las herramientas de Pulso-Eco y CBL, se incluyen en el análisis del procesamiento de los datos para obtener los mapas interpretados, que ofrecen actualmente las compañías de servicios. Sin embargo, se recomienda a la compañía operadora solicitar las curvas segmentadas de impedancia acústica para respaldar los resultados de los mapas, Figura 5.26.

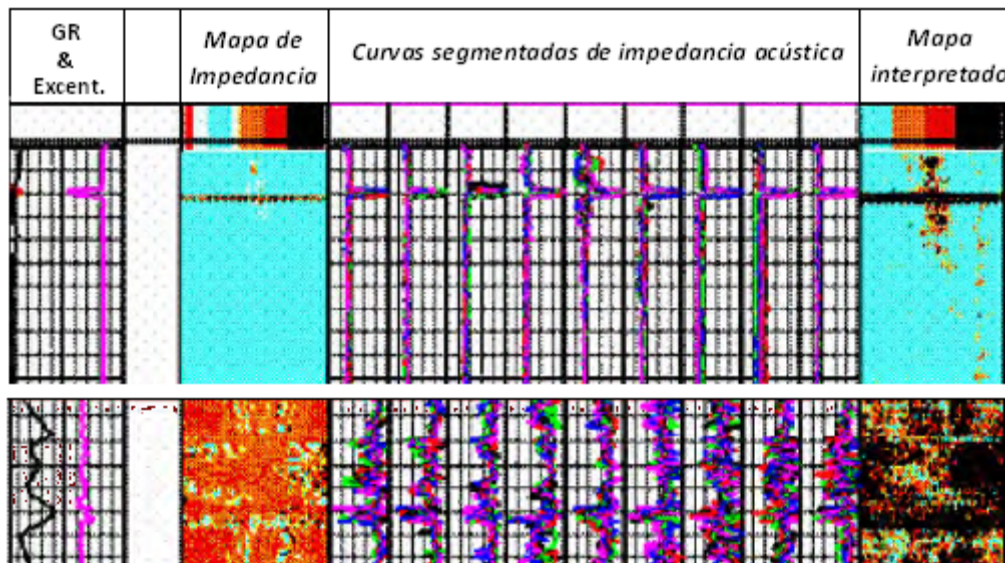


Figura 5.26 Registro con curvas segmentadas.⁴

El registro de las herramientas que realizan la adquisición de los datos mediante un transductor rotativo se presenta a continuación:

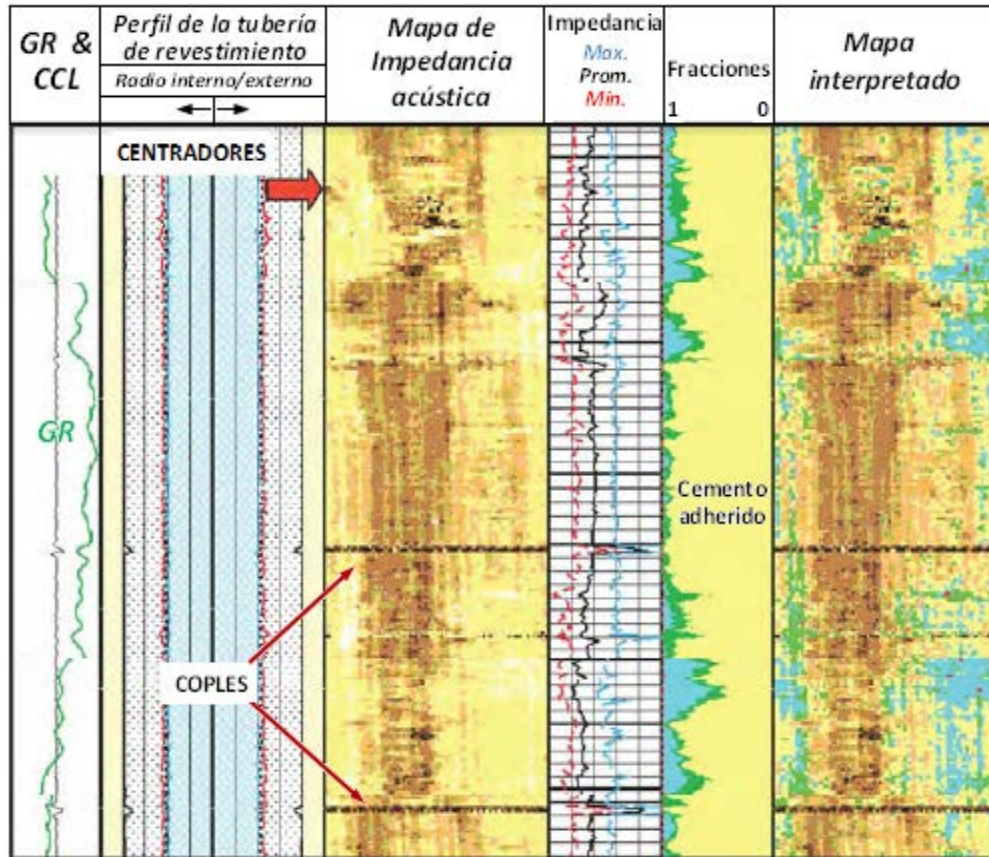


Figura 5.27 Presentación de un registro obtenido mediante una herramienta de transductor rotativo.⁸

Este registro incluye las curvas de GR (*Gamma Ray*, por sus siglas en inglés) y CCL (*Casing Collar Locator*) para propósitos de correlación. Se presenta un perfil de la tubería de revestimiento, radio interno y externo, para visualizar zonas que presenten corrosión o incrustaciones; lo cual es fundamental para reconocer la validez de las respuestas de impedancia (debemos recordar que las herramientas ultrasónicas son muy sensibles a sufrir dispersión, cuando se encuentran con superficies cuyas dimensiones son de la escala de la longitud de onda). En el quinto carril se encuentra las fracciones que cada material cubre en la parte externa de la tubería de revestimiento (similar al BI, *Bond Index*). Finalmente, se encuentra el mapa interpretado en función de los valores de impedancia acústica y haciendo uso de la Figura 5.13.

Se debe tener en cuenta, que para casos especiales; tales como: doble tubería de revestimiento, columnas de cemento con densidades diferentes y cementos livianos, se deben realizar consideraciones particulares en la definición de los límites para la elaboración del mapa del cuerpo de cemento.

b. TÉCNICA PITCH-CATCH

En la Figura 5.28, se muestra la presentación típica de este registro. En el segundo y tercer carril se encuentran el CBL y VDL convencionales; ambos muestran una respuesta de tubería libre, con arribos intensos y uniformes en el VDL. El carril 6 es un mapa de impedancia acústica que se obtiene con la técnica de Pulso-Eco, este indica la presencia de líquido con manchas de sólido. Por otro lado, el mapa de atenuación de las ondas de flexión que se obtiene mediante la técnica Pitch-Catch (carril 4) pronostica la existencia de material sólido detrás de la tubería. La información de ambos se relaciona mediante la Figura 5.20 para obtener el mapa del carril 4, el cual sustenta y simplifica la información, para una visualización fácil de los canales y del fluido que contienen. Las áreas de color blanco del mapa SLG corresponden a los puntos con inconsistencias no resolubles entre las mediciones, como podría suceder en los coples de la tubería de revestimiento. El ejemplo anterior se obtuvo en un pozo que se cementó con un sistema de baja densidad (baja impedancia), que dificulta el proceso de interpretación mediante herramientas convencionales.⁸

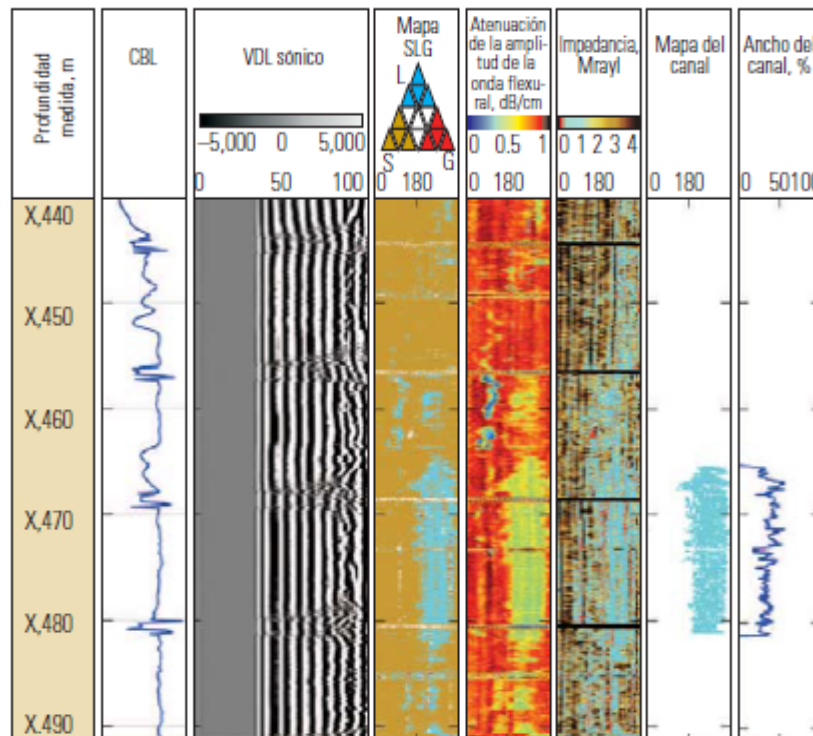


Figura 5.28 Presentación típica del registro ultrasónico de tercera generación.⁸

La posibilidad de extraer información relevante de la interfase cemento-formación, es otra ventaja de este sistema; ya que permite caracterizar al espacio anular de manera exhaustiva¹⁰. Mediante el procesamiento de las ondas de la tubería y los ecos de las reflexiones es posible obtener una gráfica polar de las formas de ondas de cizalla, obtenidas del registro de variable, creando una imagen de la geometría de la tubería de revestimiento dentro del pozo, ver Figura 5.29.

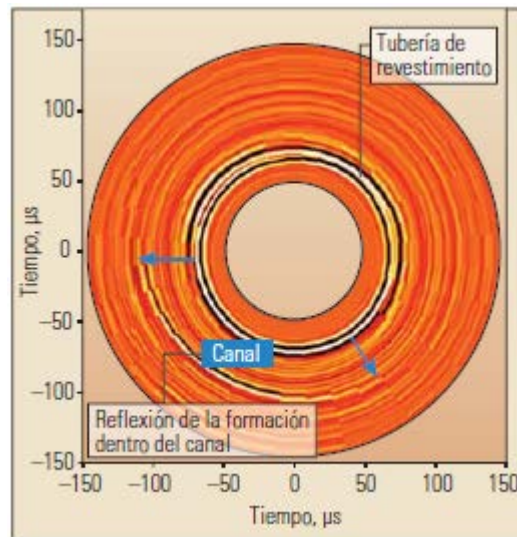


Figura 5.29 Gráfica polar de la forma de onda.⁸

La figura anterior es un corte transversal de la información del tren de ondas, del mismo registro de la Figura 5.28, a una profundidad de X477 m. En la imagen se observa que la tubería no se encuentra centrada al 100% y que el canal se ubica en el lado más estrecho.

V.4.1 Requerimientos mínimos

Debido a que las presentaciones de los registros de herramientas ultrasónicas, son el resultado del procesamiento de las diferentes ondas, que emplean algoritmos propios de cada compañía, es necesario establecer los requerimientos mínimos que se deben reunir junto con los registros ultrasónicos para la evaluación de cementaciones:

- a. Conocer el fluido en el interior del pozo.
- b. Conocer diámetro, espesor y peso de la tubería de revestimiento.
- c. Predecir la cima del cemento para las lechadas de amarre y de relleno.
- d. Estimar la impedancia acústica del cemento.
- e. Estimar la impedancia acústica de otros fluidos potenciales en el espacio anular (lodo y/o baches).
- f. Información de la operación que apoye durante el análisis en la determinación de una respuesta inusual del registro.
- g. Identificación de los fluidos que contiene el espacio poroso.

Además, para mejorar y simplificar la evaluación del sello hidráulico mediante registros ultrasónicos es necesario seguir las recomendaciones expuestas en la sección IV.7.

Se recomienda que de manera adicional para monitorear la calidad de estos registros se considere:

- a. Comparar el valor medido de la impedancia acústica del fluido en el pozo, Z_f con su valor teórico.
- b. Escribir en el registro los parámetros (Z_f) que se emplearon en la adquisición y procesamiento del mismo.
- c. Checar los límites de impedancia líquido/cemento.
- d. La impedancia máxima en la escala de colores.
- e. El diámetro y espesor de la tubería debe estar cercano al valor nominal en áreas sin corrosión.
- f. Verificar que la excentricidad de la herramienta se encuentre dentro del valor recomendado por la siguiente ecuación:

$$\text{excentricidad máxima} = 0.1 * OD * t_w \quad , \quad (V.9)$$

en donde,

OD: es el diámetro externo de la tubería, [pg].

t_w : es el espesor de la tubería, [pg].

El valor de Z_f , es uno de los parámetros más críticos en los registros ultrasónicos; un error de 0.1 Mrayl, cambia el cálculo de la impedancia acústica del cemento hasta 0.5 Mrayl.

Las herramientas ultrasónicas se afectan considerablemente por la densidad del lodo de perforación (mediciones de la técnica Pulso-Eco, principalmente). Para lodos base agua, el límite de densidad es de 16 lb_m/gal, mientras que en lodos base aceite es de 11.6 lb_m/gal. Para valores más altos, los fluidos de perforación atenúan la señal considerablemente y podrían dar una indicación falsa de la presencia de cemento.

La calidad de las cementaciones se puede evaluar correctamente mediante herramientas acústicas siempre y cuando se emplee un sistema de monitoreo confiable y preciso. La EPA (Environmental Protection Agency) de Estados Unidos, para evitar la contaminación de los acuíferos de agua dulce exige que los pozos tengan una excelente integridad mecánica. Por lo anterior, realiza pruebas de la efectividad de las herramientas acústicas para evaluar la calidad de las cementaciones. A partir de sus pruebas determinó que la mejor práctica técnica para evaluar el cuerpo de cemento se basa en la adquisición de los registros tanto ultrasónicos como los CBL's convencionales, enfatizando que la calibración de las herramientas es indispensable para obtener información confiable⁷.

Las técnicas ultrasónicas de tercera generación, que combinan las mediciones de Pulso-Eco y Pitch-Catch, se deben emplear en situaciones donde resulta difícil distinguir entre la impedancia acústica del lodo de perforación y la impedancia de cementos de baja densidad o contaminados; debido a que en estas condiciones las herramientas de Pulso-Eco convencionales (primera y segunda generación) proporcionan una respuesta ambigua.

V.5 REFERENCIAS CAPÍTULO V

1. "Cement Evaluation Under Extreme Conditions", C. Morris, C. García, et. al., artículo SPE 83483, presentado en la SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, California, USA, Mayo 19-24, 2003.
2. *Cased Hole and Production Log Evaluation*, J. James Smolen, PennWell, Tulsa, Oklahoma, 1996.
3. "Advance Ultrasonic Methods for Material and Structure Inspection", Tribikam Kundu, ISTE, Newport Beach, CA, 2007.
4. "Cement Sheath Evaluation", API Technical Report 10TR1, second Edition (Septiembre 2008), American Petroleum Institute Publishing Services, Washington, D.C.
5. "A combination of Acoustic Measurements to Evaluate Cementacions", G.N. Catala, I.D. Stowe y D.J.Henry, artículo SPE 13139 presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Septiembre 16-19, 1984.
6. "A comparison of New Ultrasonic Cement and Casing Evaluation Logs with Standard Cement Bonds Logs", T.C Sheives, L.N. Tello, V.E. Maki, T.E. Standley and T.J Blankinship, artículo SPE 15436, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Octubre 5-8, 1986.
7. "A comparison of CBL, RBT and PET Logs in a Test Well with Induced Channels", L. E. Albert, T.E. Standley, L.N. Tello y G.T. Alford, artículo SPE 16817, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Septiembre 27-30, 1987.
8. "Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo", M. Bellabarba, H. Bulte-Loyer, et. al., Oilfield Review, Schlumberger, Verano de 2008.
9. "Guidelines for Ultrasonic Cement-Sheath Evaluation", K.J. Goodwin, artículo SPE 19538, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Octubre 8-11, 1989.
10. "Enhanced Ultrasonic Measurements for Cement and Casing Evaluation", C. Morris, J. Vaeth, R. Van Kijk, B. Froelich, artículo AADE-07-NTCE-14, presentado en la AADE National Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Abril 10-12, 2007.
11. "Oil Well/Gas Well Cement-Sheath Evaluation", K.J. Goodwin, artículo SPE 39290, JPT (Diciembre 1997), 1339-1343.
12. "Análisis de Pruebas de Interferencia y Pulsos, empleando la Teoría de Señales y Métodos convencionales", N. Martínez Romero, Tesis Profesional de Doctor en Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, UNAM (2007).

Capítulo VI PROGRAMACIÓN PARA LA ADQUISICIÓN DE LOS REGISTROS DE ADHERENCIA

VI.1 INTRODUCCIÓN

Durante muchos años el tiempo mínimo de espera, previo a la toma de los registros de adherencia, se consideró de 72 horas como una regla de campo. Hoy en día minimizar los tiempos no productivos (Non Productive Time, NPT) es la filosofía principal en las operaciones de perforación y terminación de pozos, con la necesidad colateral de crear una técnica para la determinación del tiempo WOC (Waiting On Cement) en cada cementación. No obstante, el tiempo WOC que se determine puede ser menor o mayor a los 3 días tradicionales, por lo que se deberá considerar agregar agentes aceleradores del esfuerzo compresivo al diseño de la lechada para eliminar los tiempos NPT al máximo y permitir la obtención de registros de adherencia válidos.

Este capítulo presenta los argumentos para realizar la evaluación del WOC, para el procedimiento propuesto para la evaluación integral de cementaciones, ver Figura 1.1; etapa enfocada a la obtención de registros de adherencia representativos de las condiciones del cemento en el espacio anular. La razón de presentar la programación del registro hasta esta instancia se debe a que el tiempo de espera necesario depende de dos factores:

- a. Propiedades del fraguado de las lechadas de cemento.
- b. Respuesta de las herramientas.

Lo anterior sugiere describir y analizar primero el principio de medición de las herramientas acústicas actuales y de esta manera facilitar la comprensión del efecto de la variable tiempo en los registros de adherencia.

Las necesidades de una terminación rápida, por cualquier motivo, afectan directamente la decisión del tiempo de espera. No obstante, cuando se adquiere un registro de adherencia antes del tiempo adecuado, después de una cementación primaria, el registro no será representativo de la calidad verdadera del cuerpo de cemento; por lo que su adquisición será improductiva.

Para obtener registros de adherencia válidos se deben satisfacer dos criterios:

- a. Técnicamente correctos.
- b. Respuesta independiente del tiempo.

Los parámetros a monitorear para cubrir los requerimientos técnicos, se presentaron a lo largo de los capítulos IV y V, para las herramientas sónicas y ultrasónicas, respectivamente. El único requerimiento para el segundo criterio es respetar el tiempo WOC que se determine para cada trabajo; es decir, evitar un comportamiento transitorio de los datos medidos, como el que se ilustra en la Figura 4.35.

El método que se presenta para determinar el tiempo WOC es un método gráfico sencillo, que requiere de las cartas de desarrollo del esfuerzo compresivo e impedancia acústica de la lechada de cemento. Para que la aproximación del método sea apropiada, se debe auxiliar con los resultados de la evaluación de la etapa 1, ya que si durante el mezclado no se alcanzan los parámetros de la lechada diseñada o si durante el bombeo no se alcanza una remoción óptima del fluido de perforación, el desarrollo de la resistencia a la compresión y las propiedades acústicas de la lechada, no será el mismo que el observado a nivel de laboratorio.

El concepto del tiempo WOC también se emplea durante la perforación de las primeras etapas, para indicar el tiempo necesario que se debe esperar antes de perforar la etapa subsecuente, y asegurar que el cuerpo de cemento soporte la tubería, provea aislamiento zonal y resista la vibración de la perforación.¹ Por ello, el concepto más apropiado, se refiere al tiempo WOC como aquel periodo que comienza cuando el cemento es colocado y termina cuando se inicia alguna otra operación hacia la terminación del pozo.

VI.2 FACTORES QUE AFECTAN LA TASA DE DESARROLLO DEL ESFUERZO COMPRESIVO

El tiempo WOC de 72 horas que se empleaba comúnmente, se determinó por la experiencia y prácticas comunes, debido a que la mayoría de las lechadas de cemento desarrolla del 80% al 90% de su esfuerzo compresivo máximo en este tiempo. Sin embargo, la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo depende fuertemente de:

- a. Composición de la lechada.
- b. Perfil de temperatura.

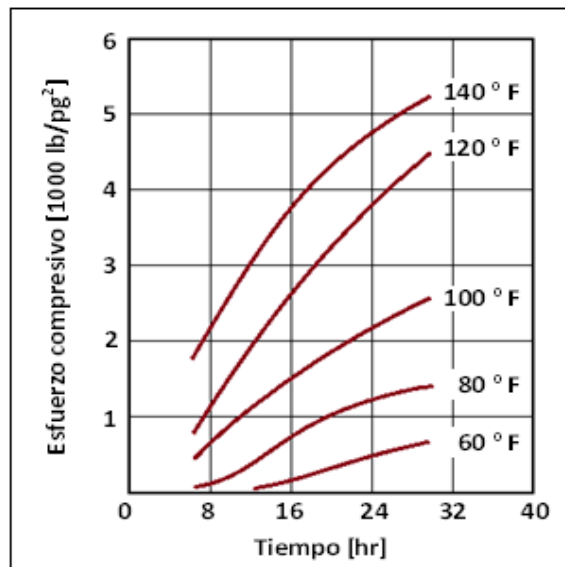


Figura 6.1 Desarrollo del esfuerzo compresivo de una lechada estándar a diferentes temperaturas.²

En la Figura 6.1, se presenta el comportamiento del desarrollo del esfuerzo compresivo a temperaturas diferentes para una lechada estándar. En ella se observa, como diferencias de 20°F en las temperaturas de curado resultan en grandes contrastes en el valor del esfuerzo compresivo alcanzado en un mismo intervalo de tiempo. La presión de curado también influye pero en un grado mucho menor², por lo que no se considera en el análisis.

El tiempo que se requiere para que una lechada de cemento alcance un nivel específico de esfuerzo compresivo depende principalmente de su composición y de la temperatura de curado. Por lo anterior, es posible que pozos de un área común requieran un tiempo de espera similar, WOC, si presentan:

- a. Profundidad semejante.
- b. El diseño de la lechada parecido.

Sin embargo, la conclusión del presente trabajo es que debe determinarse el tiempo WOC apropiado para cada cementación que se realice, lo cual es posible debido a los avances tecnológicos. Actualmente, todas compañías de cementación tienen la capacidad de proporcionar una gráfica del comportamiento del tiempo del esfuerzo compresivo, como la de la Figura 6.2, y/o impedancia acústica de la lechada bombeada.

Las gráficas que describen el comportamiento del esfuerzo compresivo se obtienen mediante métodos acústicos que proveen mediciones casi continuas, exactas y no-mecánicas de las lechadas de cemento; a la presión y temperatura de interés, con capacidad para alcanzar hasta 20000 lb/pg² y 400 °F, respectivamente.⁵

Los métodos no destructivos (*Non-Destructive Test*, NDT, por sus siglas en inglés) para medir el esfuerzo compresivo se desarrollaron a principios de los años 1980's. El analizador ultrasónico de cemento (Ultrasonic Cement Analyzer, UCA) mide el esfuerzo compresivo de una lechada de cemento, empleando mediciones de la velocidad acústica que, mediante el uso de algoritmos patentados, se relacionan con los valores correspondientes de esfuerzo compresivo⁶. Estos instrumentos tienen la ventaja principal sobre las pruebas mecánicas convencionales de proveer mediciones casi continuas a medida que las propiedades del cemento y las condiciones de prueba cambian.

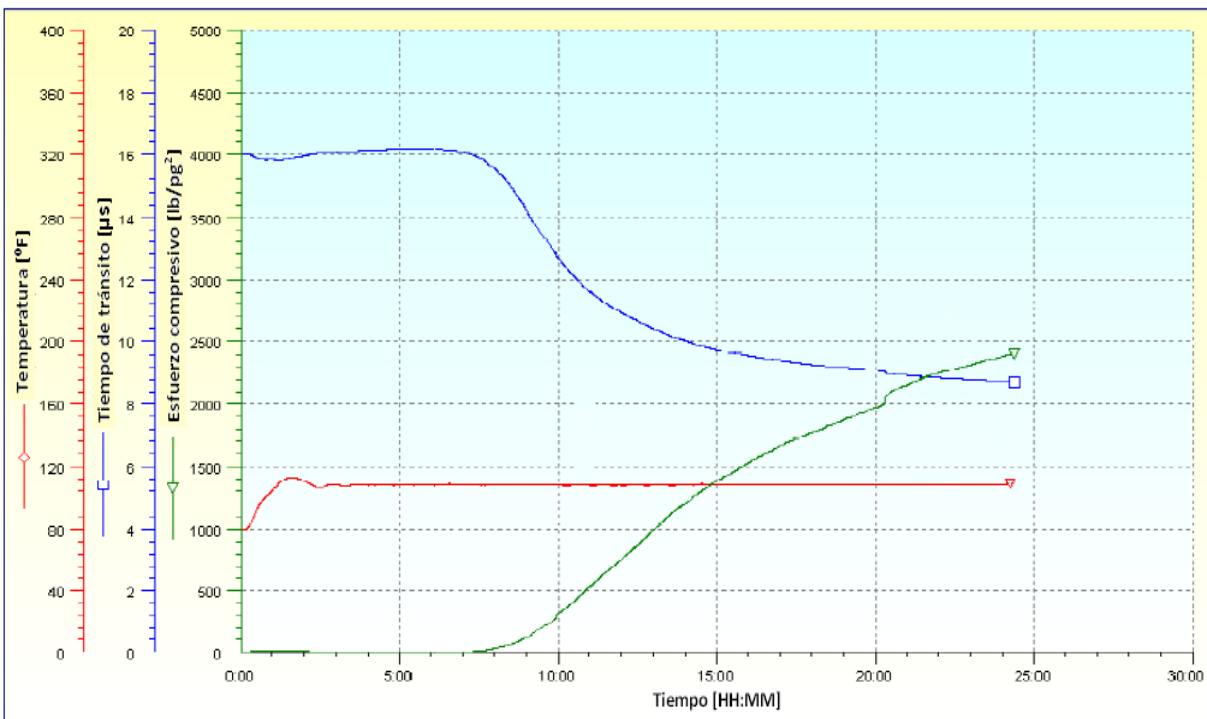


Figura 6.2 Carta de resistencia a la compresión a partir del analizador UCA.³

En una gráfica de esfuerzo compresivo contra tiempo, como la de la Figura 6.2, se distinguen tres periodos:⁴

- a. Periodo inicial: corresponde al periodo de inducción del proceso de hidratación del cemento, puede durar desde unos minutos hasta varias horas y se caracteriza por no exhibir resistencia a la compresión. Por lo regular, esta etapa persiste de 3 a 5 horas.
- b. Periodo intermedio: el esfuerzo compresivo se desarrolla de manera relativamente acelerada y puede durar desde varias horas hasta algunos días. Corresponde a los periodos de aceleración y desaceleración del proceso de hidratación del cemento; al final de este periodo el cemento podría desarrollar hasta un 80-90% de su esfuerzo compresivo máximo (*Estimated Ultimate compressive Strength*, EUS, por sus siglas en inglés). En el ejemplo de la Figura 6.2, dicho periodo comprende el intervalo de 8 a 20 horas, aproximadamente.
- c. Periodo final: el esfuerzo compresivo continúa incrementándose, pero a una velocidad mucho más baja que en el periodo intermedio; este aumento gradual podría continuar indefinidamente, ya que corresponde al periodo de difusión del proceso de hidratación del cemento. En el ejemplo de la Figura 6.2, inicia poco después de las 20:00 horas

En la figura 6.3, se ilustra el efecto de la composición de la lechada en el desarrollo del esfuerzo compresivo:

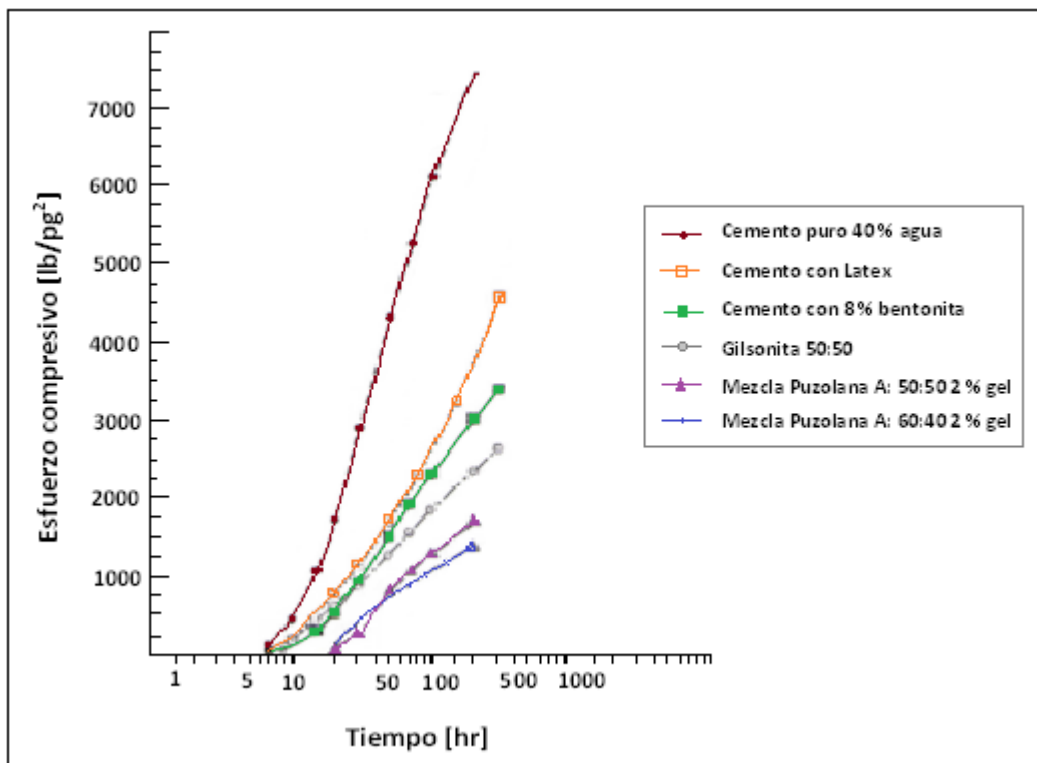


Figura 6.3 Desarrollo del esfuerzo compresivo para lechadas con composiciones diferentes.⁸

El aspecto más crítico de la composición de las lechadas de cemento es el control de la relación agua-cemento a nivel de pozo. Cambios ligeros en la relación agua-cemento provocan alteraciones considerables en el comportamiento reológico de estas.

Por lo anterior, es necesario destacar la necesidad de incorporar laboratorios portátiles en los equipos de perforación, para monitorear las propiedades de la lechada bombeada. Sin embargo, esto únicamente representa medidas para supervisar los parámetros de diseño y con ello determinar si se cumplió con el diseño a nivel de pozo; por lo que además es indispensable utilizar tecnología de medición en los equipos de mezclado para asegurar el bombeo de una lechada con la cantidad exacta de cada componente. El control de la relación agua-cemento es aún más crítico en sistemas de densidad baja, debido a la poca susceptibilidad de los valores de densidad a variaciones en la relación agua-cemento.⁷

Un aspecto relevante al analizar lechadas de densidad baja en la determinación del esfuerzo compresivo, es la desviación entre las mediciones del mismo mediante el analizador ultrasónico de cemento, UCA, y los resultados obtenidos mediante la prueba de aplastamiento API, ver Figura 6.4, lo cual se debe a que los algoritmos para calcular el esfuerzo compresivo están diseñados para lechadas de densidad normal, por lo que no contemplan los efectos de las partículas empleadas en la elaboración de lechadas de densidad baja (micro-esferas). Por lo anterior, es altamente recomendable determinar la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo mediante la prueba de aplastamiento API, para ajustar el comportamiento obtenido mediante el analizador UCA.⁷

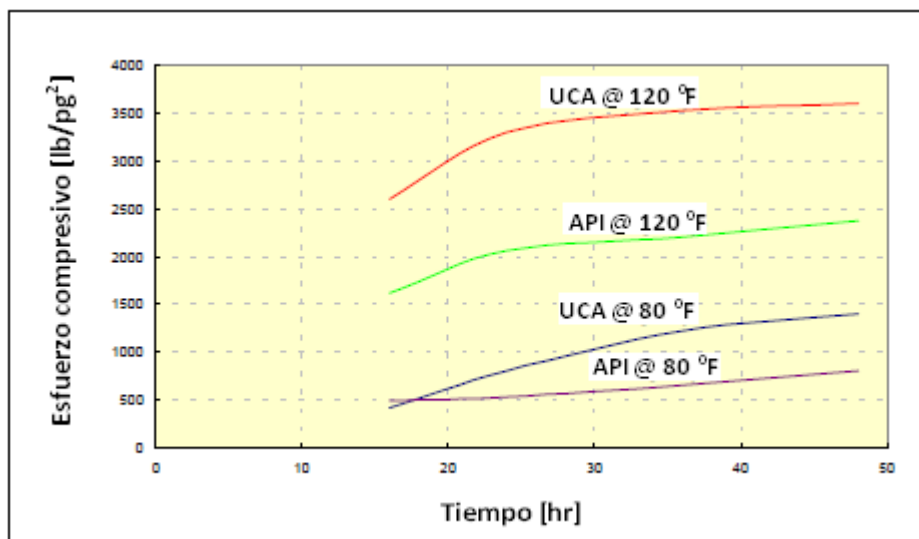


Figura 6.4 Comparación de la medición del esfuerzo compresivo mediante las pruebas API y UCA en lechadas de cemento con micro-esferas.⁷

VI.3 IMPORTANCIA DEL PERFIL DE TEMPERATURA

El historial de temperaturas a las que se somete una lechada determina el comportamiento del desarrollo del esfuerzo compresivo, y se divide en tres categorías:

- Tiempo en superficie.
- Tiempo de bombeo y desplazamiento.
- Tiempo de fraguado.

El tiempo en superficie es aquel requerido para el mezclado, más cualquier tiempo de espera antes de comenzar a bombear. El tiempo de bombeo y desplazamiento se divide en dos fases: en la primera, la temperatura va de la temperatura en superficie (T_{sup}) a la temperatura de fondo en circulación (T_{wf}) durante el tiempo preciso para que la lechada alcance el fondo del pozo. En la segunda fase la lechada en movimiento se mantiene a T_{wf} , durante el tiempo necesario para desplazarla.

Durante el tiempo de fraguado el cemento se encuentra en reposo y la temperatura se incrementa ligera y lentamente de T_{wf} a la temperatura de fondo estática (T_{ws}) propia del campo en la que se encuentra el pozo. Para los fines de este estudio, la temperatura estática se debe calcular a la profundidad de la cima del cemento (*Top of Cement*, TOC, por sus siglas en inglés); ya que el fraguado es más lento a esta profundidad. En la Figura 6.5, se muestra la diferencia en la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo de una lechada a diferentes temperaturas que representan la cima del cemento (147 °F) y el fondo del pozo (185 °F); en la cual se observa que la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo durante el periodo intermedio es menor a la temperatura correspondiente a la cima que la indicada en el fondo del pozo. Mientras que el periodo intermedio a las condiciones del fondo del pozo finaliza en 24 horas, en la cima lo hace hasta las 48 horas.

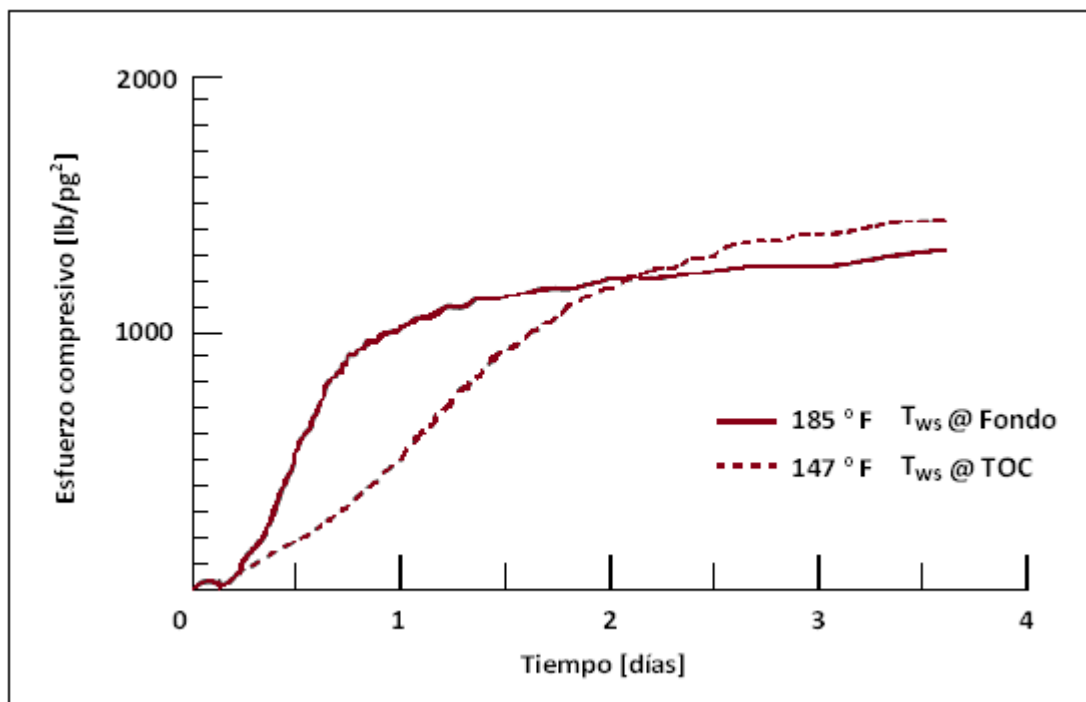


Figura 6.5 Desarrollo del esfuerzo compresivo a diferentes profundidades.⁴

Para conocer la tasa de desarrollo del esfuerzo compresivo de la manera más aproximada a las condiciones reales del pozo, mediante la unidad UCA, es necesario simular los periodos de tiempo en superficie, de bombeo y desplazamiento, a las temperaturas correspondientes, antes de colocar la muestra en la unidad ultrasónica y posteriormente realizar la medición a la temperatura de fraguado indicada a la profundidad de la cima del cemento a condiciones estáticas.

Actualmente, existen simuladores para predecir las temperaturas de un pozo en condiciones estáticas y de flujo durante los trabajos de cementación que toman en cuenta no solo la profundidad y gradiente geotérmico, sino muchos otros factores que afectan las temperaturas de cementación, tales como: tamaño de las tuberías de revestimiento, historia de temperaturas durante la perforación, gastos de circulación, propiedades del lodo y del cemento, así como las temperaturas de los materiales de mezclado en la superficie.^{10, 11} Es por ello, que en este trabajo se enfatiza la necesidad determinar el tiempo WOC para cada cementación en particular; ya que pozos aún siendo del mismo campo pueden contener en su diseño parámetros muy diferentes. Además, en pozos horizontales y pozos en aguas profundas las lechadas de cemento se someten a varios gradientes de temperatura que deben considerarse para tener una predicción del tiempo WOC muy aproximada, que permita adquirir registros válidos y que evite tiempos NPT, para optimizar el manejo de los costos de los equipos de perforación.^{12,13}

VI.4 VALOR DE ESFUERZO COMPRESIVO SUFICIENTE PARA LA ADQUISICIÓN

Para determinar el tiempo de espera mínimo necesario, para la obtención de registros representativos del cuerpo de cemento en el espacio anular, a partir de la gráfica de esfuerzo compresivo contra tiempo, primero es necesario determinar el valor mínimo del esfuerzo compresivo requerido.

La industria petrolera reconoce generalmente que no es necesario un esfuerzo compresivo elevado para proporcionar un desempeño satisfactorio. Compañías diferentes establecen requerimientos distintos del esfuerzo compresivo mínimo necesario. Sin embargo, la mayoría de los profesionales en la industria coincide en que un esfuerzo compresivo de 500 lb/pg² es adecuado para cualquier operación.² Este es el criterio para determinar el tiempo WOC, utilizado generalmente para continuar con la perforación en las etapas superficial e intermedia.

Para establecer los requerimientos mínimos de esfuerzo compresivo para la adquisición de los registros de adherencia es importante recordar que existen dos grupos de registros de adherencia, sónicos y ultrasónicos, los cuales tienen un principio de medición diferente; por lo que los requerimientos mínimos de esfuerzo compresivo son distintos.

VI.4.1 Requerimientos de esfuerzo compresivo para herramientas sónicas

La curva de amplitud es la información que se utiliza en la interpretación de los CBL's, a partir de la cual se determina la tasa de atenuación, que es una función de las propiedades físicas del material en contacto con la tubería de revestimiento. La propiedad del cemento que se asocia más comúnmente con la tasa de atenuación es el esfuerzo compresivo, por la relación directa de su comportamiento a través del tiempo, no obstante, la propiedad más representativa es la impedancia acústica.

En la Figura 6.6, se muestra el comportamiento de la tasa de atenuación con respecto al tiempo, cuyo comportamiento es muy afín al comportamiento del esfuerzo compresivo. Por lo que es congruente relacionar la respuesta de amplitud con dicha propiedad.

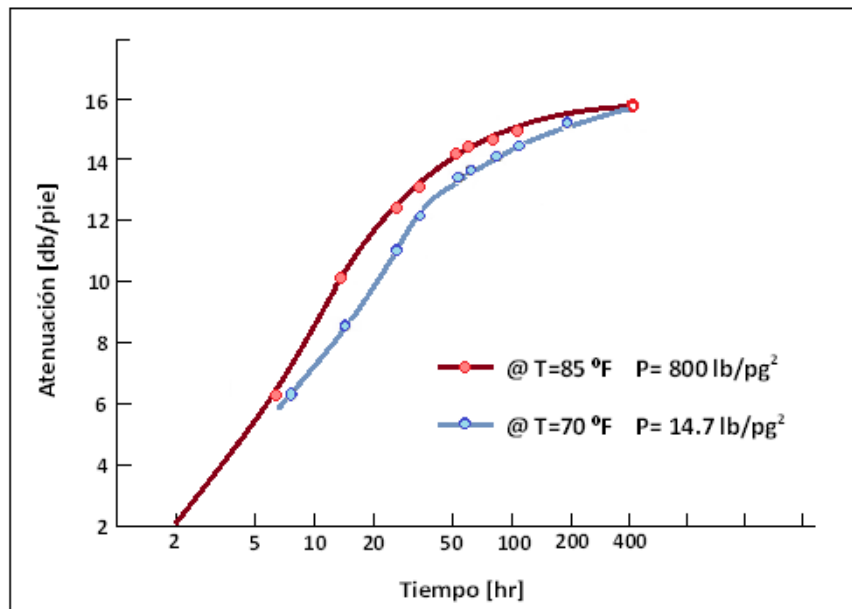


Figura 6.6 Atenuación versus tiempo.⁸

La amplitud esperada en función del esfuerzo compresivo presenta un comportamiento típico, el cual se ilustra a continuación:

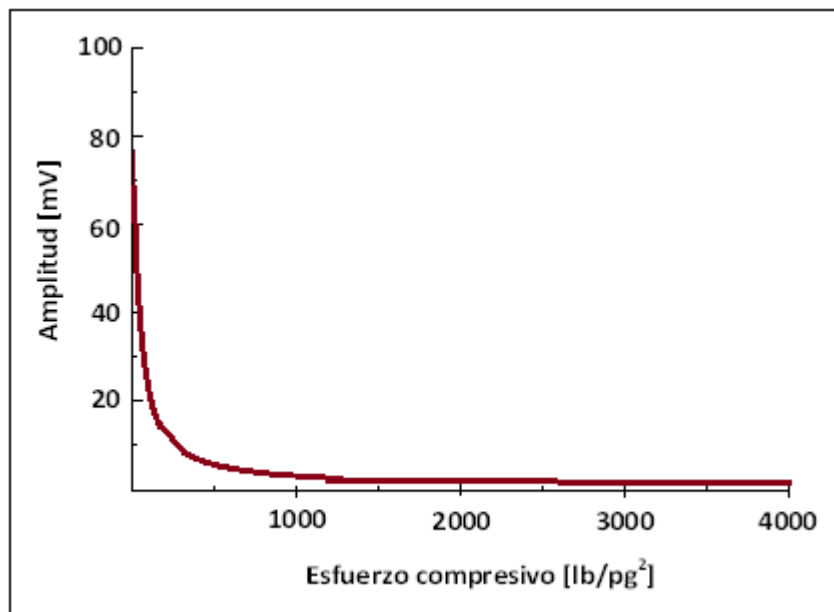


Figura 6.7 Amplitud de la señal de la tubería en función del esfuerzo compresivo del cemento.⁴

En la figura anterior se observa que para valores de esfuerzo compresivo en el rango de 0 a 1000 lb/pg², la curva de amplitud decrece rápidamente con el incremento del esfuerzo compresivo. No obstante, para valores mayores a 1000 lb/pg², la amplitud de la tubería decrece de manera mucho más paulatina a medida que el esfuerzo compresivo aumenta.

Dado que en la interpretación del CBL se emplea el concepto de BI (Bond Index), a partir de un análisis de error de la ecuación para determinarlo, Ecuación IV.4, se establece que para valores de BI=0.8, o mayores, diferencias en la amplitud de la señal de la tubería de 1 mV o menores son insignificantes.⁴ Del análisis anterior, se plantea que podrán adquirirse registros válidos cuando el esfuerzo compresivo del cemento alcance cierto punto en donde la lectura de amplitud se encuentre dentro de un rango de 1 mV de la lectura esperada a las condiciones del esfuerzo compresivo máximo (EUS), ya que los registros obtenidos a ambos valores de esfuerzo compresivo presentaran respuestas similares.

La determinación del valor de esfuerzo compresivo requerido antes de adquirir un CBL se realiza a partir del valor de esfuerzo compresivo máximo esperado, empleando la Figura 6.8. El valor del esfuerzo EUS se obtendrá de la carta de resistencia a la compresión (Figura 6.2) que proporciona la compañía que realiza la cementación.

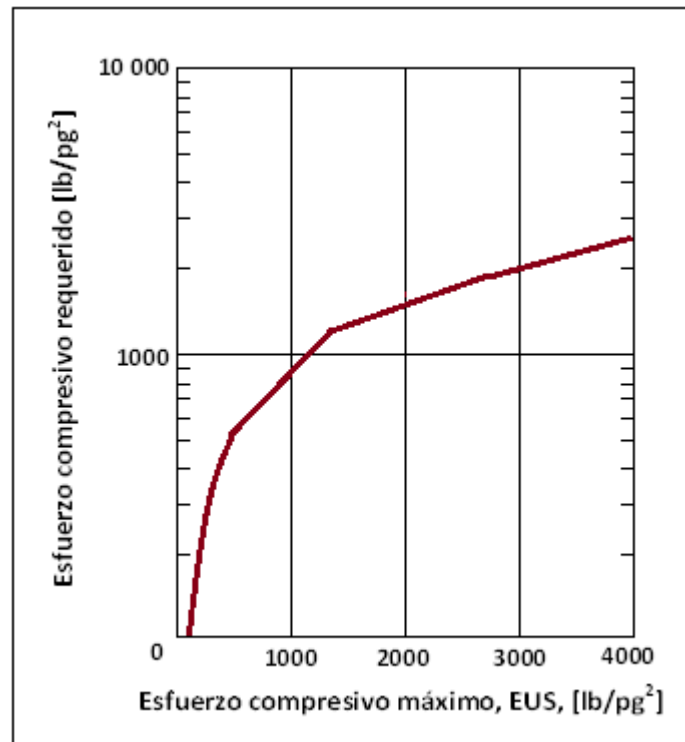


Figura 6.8 Determinación del esfuerzo compresivo requerido para la adquisición del registro CBL.⁴

Una vez que se obtiene el valor de esfuerzo compresivo requerido, haciendo uso de la Figura 6.8, en la carta de resistencia a la compresión se podrá obtener el tiempo mínimo de espera (WOC), que se debe alcanzar después de haber bombeado el cemento, para obtener un CBL representativo del cuerpo de cemento en el espacio anular. Por ejemplo, utilizando la carta de la Figura 6.2 el esfuerzo EUS es de 2400 lb/pg², por lo que el esfuerzo compresivo requerido es de 1600 lb/pg². La carta de resistencia a la compresión nos indica que esa lechada tardará 17 horas en alcanzar un esfuerzo de 1600 lb/pg², por lo tanto, el tiempo WOC para adquirir un registro CBL válido será de 17 horas, para este caso.

Como parte del proceso de evaluación integral, deberán considerarse casos en los cuales la lechada de cemento experimentó contaminación, en función de la evaluación de la etapa 1 de la Figura 1.1; observando durante la operación los puntos mencionados en la sección II.7.1. Por ello, se debe solicitar a la compañía que realiza la cementación, que proporcione una carta de resistencia a la compresión que contemple diferentes niveles de contaminación de la lechada, debida a fluidos tales como: lodo de perforación o baches espaciadores, ver Figura 6.9.

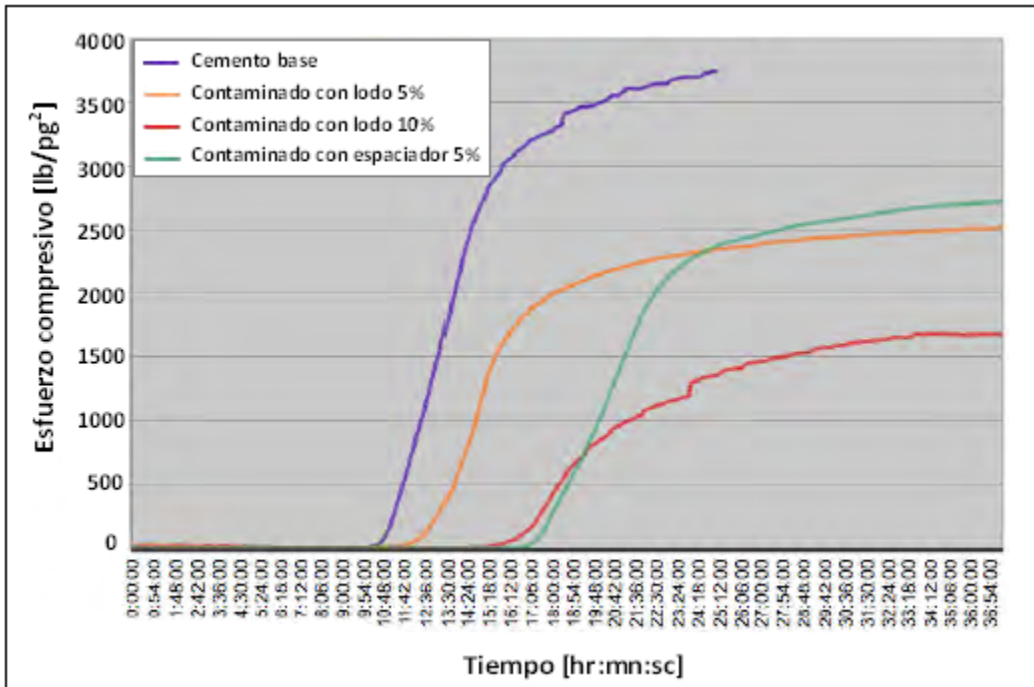


Figura 6.9 Comparación del desarrollo del esfuerzo compresivo para cementos contaminados.⁹

Para los casos en que se valúen elementos suficientes para determinar que la lechada de cemento experimentó contaminación, se debe realizar la determinación del tiempo WOC sobre la curva que se considere representativa de la lechada existente en el espacio anular.

VI.4.2 Requerimientos de esfuerzo compresivo para herramientas ultrasónicas

Para las mediciones que se realizan mediante herramientas ultrasónicas, el esfuerzo compresivo del material situado detrás de la tubería de revestimiento no es el elemento clave. En el capítulo V, se describieron los fundamentos de las herramientas ultrasónicas, en donde se destaca que estas herramientas determinan el valor de impedancia acústica del material situado detrás de la tubería de revestimiento y a partir de dicho valor se infiere el tipo de material presente. Si bien el esfuerzo compresivo tiene una relación directa con la impedancia acústica, su determinación no tiene relevancia en este tipo de registros. No obstante, conocer el comportamiento de la impedancia acústica del cemento es primordial para la obtención de registros de adherencia válidos.

La Figura 6.10, muestra un ejemplo de la carta de impedancia acústica que se obtiene con el analizador ultrasónico de cemento, UCA. En esta se observa un comportamiento parecido al de una carta de resistencia a la compresión, sin embargo, se debe destacar que la impedancia acústica no comienza a partir de cero.

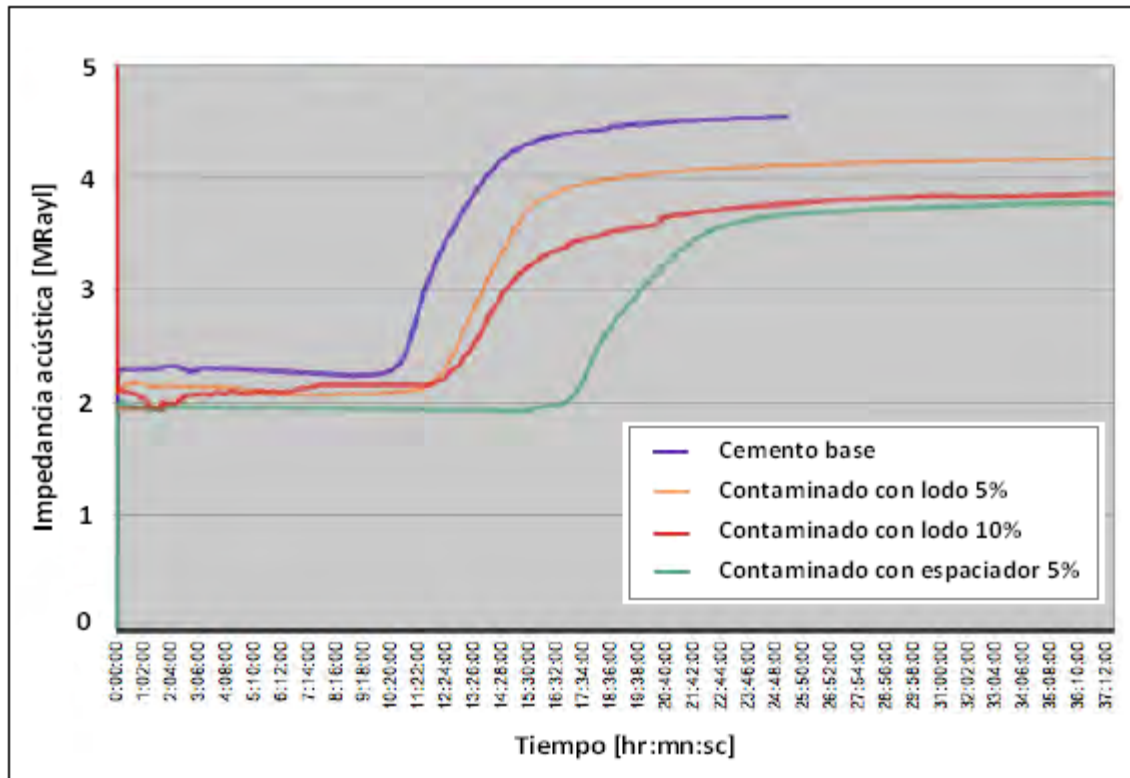


Figura 6.10 Carta de impedancia acústica a partir del analizador UCA.⁹

Una ventaja principal de las herramientas ultrasónicas es que la interpretación no depende de las propiedades acústicas del cemento, sino que su sensibilidad deriva de las propiedades acústicas de los fluidos. El único requisito es que debe existir al menos 0.5 MRayl de diferencia entre la impedancia acústica del fluido y del cemento; para discriminar la presencia de material sólido en el espacio anular.¹⁴

Por ello, en muchas ocasiones el tiempo WOC que se necesita para adquirir registros ultrasónicos válidos es menor que aquel requerido por los registros CBL's, ya que es posible tomarlos en el periodo intermedio del desarrollo del esfuerzo compresivo. El factor clave es caracterizar la impedancia acústica de todos los fluidos con posibilidad de encontrarse en el espacio anular, por ejemplo, si conoce que el valor máximo de impedancia acústica de un líquido en el anular es de 2.4 MRayl, basta con determinar, a partir de la carta de impedancia acústica, en que momento el cemento alcanza un valor de 3 MRayl para que se pueda obtener una interpretación correcta de la distribución de los materiales existentes detrás de la tubería. No obstante, se debe recordar que es altamente recomendable combinar las mediciones de las herramientas ultrasónicas con las de los CBL's convencionales; en estos casos, el tiempo WOC debe satisfacer los requerimientos mínimos para ambas herramientas.

VI.5 LOS COSTOS DE NO PROGRAMAR LOS REGISTROS DE ADHERENCIA

Las prácticas tradicionales en la evaluación de cementaciones, en muchas ocasiones, no efectúan la adquisición de ningún tipo de registro para valorar la calidad del cuerpo de cemento, y en muchas otras, estos se adquieren sin la determinación del tiempo WOC mínimo requerido. En ambos casos, no se cuenta con argumentos suficientes para asegurar la existencia de aislamiento zonal; por lo tanto, las posibilidades de sufrir pérdidas económicas serán inherentes.

VI.5.1 En la producción

Cualquier pozo que presenta deficiencias en el sello hidráulico del espacio anular, sostiene cambios en la producción de los fluidos en superficie. Dichos cambios son básicamente en la composición y en el volumen de los fluidos. Cualquier pérdida en los volúmenes o en la calidad de la producción, representa grandes pérdidas económicas.

Desafortunadamente, muy a menudo se identifican los problemas en el cuerpo de cemento precisamente hasta que surge la presencia de cambios en la producción. Lo anterior, demanda la realización de trabajos de cementación forzada muy costosos, que requieren desplazar algún equipo de terminación de pozos al sitio, incrementando fuertemente los costos de estas operaciones. Además, de las pérdidas económicas por producción diferida; por los días que implica cerrar el pozo para ejecutar la cementación forzada.

El adquirir los registros de adherencia cuando el equipo de perforación o terminación aún se encuentre en el sitio, inmediatamente después de cementar, coadyuva en el reconocimiento de fallas en el cuerpo de cemento, a valorar su repercusión en el aislamiento zonal y, si es preciso realizar una reparación del cemento en el espacio anular, efectuarla antes de poner el pozo en producción.

VI.5.2 En las reservas

Las pérdidas de producción por deficiencias en el aislamiento zonal significan pérdidas de reservas probadas, lo cual dificulta cumplir con los escenarios de producción planeados. Lo anterior, es válido y se refleja cuando los trabajos de todos los pozos en un yacimiento no se efectúan bajo las mejores prácticas, ya que técnicamente se limita la producción de los pozos y el factor de recuperación final del yacimiento es menor.

Además, no programar correctamente la adquisición de los registros de adherencia restringe el desarrollo de campos marginales, en donde los costos para perforar un pozo son muy elevados, ya que tiempos WOC mayores que los requeridos limita la solvencia económica de los proyectos para continuar perforando más pozos. En efecto, la reducción de tiempos NPT debidos a tiempos WOC excesivos ha permitido a la industria perforar un gran número de pozos adicionales, agregar reservas recuperables y lograr que ciertos yacimientos marginales sean económicamente explotables.

VI.5.3 En seguridad e impacto ambiental

Un aspecto relevante en la industria petrolera del siglo XXI es la orientación de sus esfuerzos hacia la reducción del impacto ambiental de sus actividades, así como en la búsqueda del desempeño de sus operaciones en el ambiente más seguro para los trabajadores y para las propias compañías de exploración y producción.

En el cumplimiento de dicho objetivo, las operaciones de cementación juegan un papel muy importante, ya que el cuerpo de cemento es una de las barreras principales en el control de los fluidos y de las presiones de los yacimientos. Por ello, se destaca la importancia del procedimiento para la evaluación integral de cementaciones que se presenta en este trabajo, ver Figura 1.1, que permite identificar fallas de la cementación antes, durante o después de la cementación; a diferencia del método tradicional, que percibe las fallas después de ejecutar las operaciones.

Un ejemplo crítico para acentuar la necesidad de implementar un procedimiento para la evaluación integral de cementaciones, es el desastre del Pozo Macando en abril del 2010. Si bien el desastre fue consecuencia de una sucesión de fallas, el origen de todas fue una falla en el cuerpo de cemento.

A pesar de ser una operación con alto riesgo de flujo de gas, el programa de centralización de la tubería de revestimiento no se respetó, instalando únicamente 6 centradores en la parte baja de la sarta de revestimiento, en lugar de los 21 centradores recomendados para centrar adecuadamente la sarta completa.¹⁵ Por la decisión anterior, se presentó una centralización pobre de la tubería de revestimiento arriba de las formaciones productoras, y por lo tanto, se incrementó la probabilidad de canalización del cemento, lo cual se visualiza en la Figura 6.11.

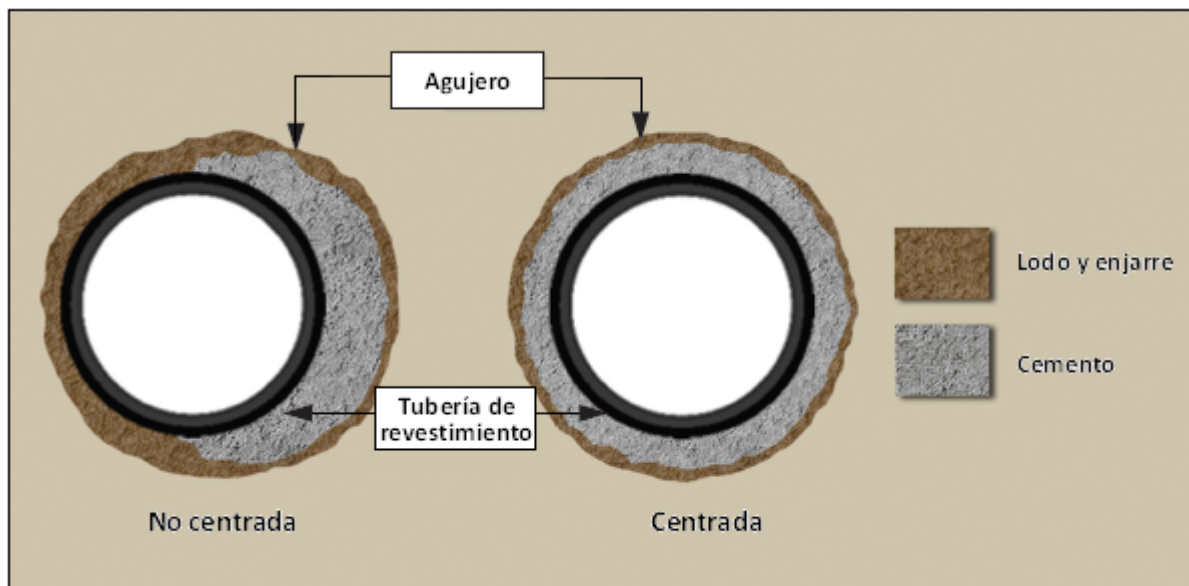


Figura 6.11 Efecto de una centralización deficiente en la distribución del cemento.¹⁵

Los equipos de investigación del accidente del Pozo Macondo, después de realizar los análisis técnicos necesarios, concluyeron que las fallas en el diseño de la cementación, por las cuales este último permitió el flujo de hidrocarburos hacia el pozo y la superficie, fueron el resultado de los factores siguientes:

- a. El pozo se circuló inadecuadamente previo a la cementación.
- b. El programa de cementación fue demasiado complejo, ya que buscaba prevenir pérdidas de cemento hacia la formación.
- c. La lechada de cemento se probó inadecuadamente antes de la cementación.
- d. No hubo verificación de las propiedades del cemento después de la cementación.

A pesar de los riesgos que se adquirieron, en el diseño y la ejecución, la compañía operadora “no obtuvo ningún registro para evaluar la cementación”, por lo que no se pudieron confirmar las deficiencias en la centralización de la tubería de revestimiento, ni conocer la altura y calidad del cemento necesaria para obtener una barrera física efectiva a lo largo de las formaciones.

Sin duda, los costos altamente catastróficos que el accidente del Pozo Macondo le generó a la compañía British Petroleum (BP), que comprenden: las pérdidas económicas y ambientales, así como los problemas legales, son abrumadores en comparación con los costos que pueden generar las medidas preventivas propuestas en este trabajo; ya que la decisión de no adquirir los registros de adherencia únicamente significó el ahorro de una cuota de \$128,000 dólares.¹⁶

VI.6 RECOMENDACIONES

Por muchos años el tiempo WOC fue de 3 días; sin embargo, actualmente en la mayoría de las instancias un pozo puede estar listo para terminar en 24 horas o menos, por lo que es factible respetar el tiempo de espera determinado para adquirir los registros de adherencia, con el fin de obtener su valor agregado, pero sobre todo para asegurar el aislamiento zonal en los pozos.

“La mejor manera de actuar es obtener la información correcta de la cementación y saber cuándo la lechada de cemento alcanza el tiempo de espera suficiente, en lugar de recurrir a reglas de dedo”.

Con el método propuesto se mejoran las técnicas de terminación de los pozos y acompañado de un buen diseño de la lechada se reducen los tiempos de espera requeridos para continuar con las actividades hacia la terminación, después de que la tubería de revestimiento se cementsa.

En lechadas de densidad baja es recomendable incorporar aditivos que permitan un desarrollo acelerado del esfuerzo compresivo para reducir el tiempo WOC.

VI.7 REFERENCIAS CAPÍTULO VI

1. "Method for Determining Minimum Waiting-On-Cement Time", R. F. Farris, artículo SPE 946175-G, publicado en Petroleum Transactions, AIME, Volumen 165, Tulsa, Oklahoma, Enero, 1946.
2. "Have Waiting-on-Cement Practices Kept Pace with Technology?", S.H. Davis y J.H. Faulk, The Atlantic Refining Co., Drilling and Production Practice, 1957. American Petroleum Institute.
3. "Reporte de operación Pozo Samaria 806", PEP, Enero, 2011.
4. "Cement Bond Log: Determining Waiting-on-Cement Time", M.E. Jordan y R.A. Shepherd, artículo SPE 14200, publicado en la Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Septiembre 22-25, 1985.
5. "Acoustic Method for Determining the Static Gel Strength of Slurries", P.E. Jeff Moon y S. Wang, artículo SPE 55650, publicado en la SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming, Mayo 15-18, 1999.
6. "An Ultrasonic Device for Nondestructive Testing of Oilwell Cements at Elevated Temperatures and Pressures", P.P. Rao y D. L. Sutton, JPT (Noviembre 1982) 2611-2616.
7. "Engineering and Logistical Considerations for Cementing Operations in West African's Rapidly Expanding Offshore Oilfield Development", J.A. Campbell, K.L. Smith y R.L. Dillenbeck, artículo OTC 14281, presentado en la Offshore Technology Conference, Houston, Texas, Mayo 6-9, 2002.
8. "Cement Bond Log- A Study of Cement and Casing Variables", G.H. Pardue, R.L. Morris, L. H. Gollwitzer y J.H. Moran, artículo SPE 453-PA, JPT (Mayo 1963), volumen 15, número 5, 545-555.
9. "Cement Sheath Evaluation", API Technical Report 10TR1, second Edition (Septiembre 2008), American Petroleum Institute Publishing Services, Washington, D.C.
10. "Key Factors That Affect Cementing Temperatures", H. Wedelich, M.A. Goodman y J.W. Galate, artículo SPE/IADC 16133, presentado en la SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, Marzo 15-18, 1987.
11. "Monitoring Cementing Component Temperature Yields Downhole: Cement Slurry Excellence and Job Quality- A Case Study", C. Jestes, B. Gillstrom, J. G. Wilkinson, G. Bradley y M. W. Smith, artículo SPE 84840, presentado en la Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, Septiembre 6-10, 2003.
12. "Accurate Prediction Wellbore Transient Temperature Profile Under Multiple Temperature Gradients: Finite Difference Approach and Case History", Z.Cheng y R. J. Novotny, artículo SPE 84583, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Octubre 5-8, 2003.
13. "Saving Expensive Offshore Deepwater Rig Time by Modeling Accurate Subsea/Subsea-Floor Temperature Modeling for Cementing Operations", F. Tahmourpour y C. Quinton, artículo SPE 123738, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Octubre 4-7, 2009.
14. "Cement Evaluation Under Extreme Conditions", Charles Morris, Chris García, et. al., artículo SPE 83483, presentado en la SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, California, USA, Mayo 19-24, 2003.
15. "Macondo Well Incident: Transocean Internal Investigation", volumen 1, capítulo 3, Junio 2011.
16. "Deep Water: The Gulf Oil Disaster and Future of Offshore Drilling", Report to the President, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, Capítulo 1, Enero, 2011.

CONCLUSIONES

El presente trabajo identifica los factores críticos para la obtención adecuada de registros de adherencia, en los cuales se debe fundamentar la interpretación razonable de la efectividad de la cementación y del sello hidráulico. Además se demuestra la necesidad de fomentar la adquisición de los registros de adherencia bajo una supervisión estricta del personal de PEP que coadyuve a una buena evaluación de las cementaciones en nuestro país.

Se presenta el estado del arte que estos registros han alcanzado, por el desarrollo de distintas pruebas y análisis a cargo de varias compañías operadoras internacionales con la disposición de las compañías de servicios. Por ello, en México debemos aprovechar dicha experiencia, para retomar e implementar las mejores prácticas en la industria para la evaluación de los trabajos de cementación mediante herramientas acústicas. En dicho proceso, esta tesis se plantea como un respaldo bibliográfico que plantea un procedimiento básico para observar el desempeño de las herramientas, éste trabajo deberá enriquecerse en el futuro con experiencias y pruebas de campo, con la participación minuciosa de los expertos de PEP.

Fundamentadas en el análisis a largo de este trabajo, se presentan las conclusiones siguientes:

1. Los registros de adherencia no miden la capacidad del cuerpo de cemento para impedir la comunicación hidráulica.
2. Los registros acústicos de calidad son de gran ayuda en la evaluación del sello hidráulico, sin dañar el sello existente.
3. La evaluación de las cementaciones fundamentada en registros adquiridos sin el control de calidad sugerido, es tan inexacta como aquella que se realice sin la adquisición de los mismos.
4. El tiempo de espera, previo a la adquisición de cualquier registro de adherencia, es variable para cada trabajo y debe respetarse para obtener un registro confiable.
5. La interpretación de los registros no se debe sustentar totalmente en el personal de la compañía de servicios.
6. La compañía operadora debe capacitar a su personal, con habilidades para aceptar o rechazar los datos adquiridos, directamente en el sitio del pozo.
7. Los mapas del cuerpo de cemento, se modifican fácilmente por parámetros de entrada en un software, por lo que se debe corroborar la validez de los mismos. Además, se deben complementar con el análisis de las curvas convencionales.
8. Los mapas de calidad del cuerpo de cemento, proporcionan una distribución vertical y radial del mismo, con lo cual es posible determinar patrones de distribución para identificar las causas más probables de una cementación deficiente.
9. El conocer la orientación de los canales en el cuerpo de cemento permite orientar preferencialmente las herramientas sub-superficiales en las operaciones de cementación forzada, aumentando las probabilidades del éxito de la misma.

10. Micro-separaciones, formaciones rápidas, espacio anular estrecho y/o cemento contaminado por lodo de perforación, son los artefactos principales de los registros de adherencia. Para mitigarlos se han diseñado arreglos de herramientas nuevas, además de procedimientos para su adquisición, los cuales fueron descritos en este trabajo.
11. La adquisición simultánea de las curvas de amplitud y tiempo de viaje mediante los sistemas de activación fija y flotante, es una práctica excelente para la calibración de las herramientas, así como, para monitorear el control de calidad. Por ello, las compañías que proporcionan este servicio deben señalar la información en la presentación del registro.
12. El monitoreo de la centralización de la herramienta es de importancia principal. En pozos direccionales, las herramientas de tipo patín son las más apropiadas.
13. Los registros ultrasónicos proveen una idea de la distribución del cemento alrededor de la tubería únicamente y se deben complementar con los registros convencionales.
14. El registro VDL es el único que provee una indicación cualitativa de la adherencia del cemento con la formación. En su observación, se debe tomar en cuenta que se adquiere con un transductor omnidireccional.
15. Los registros convencionales y ultrasónicos son herramientas complementarias en el proceso de evaluación de los trabajos de cementación.
16. La información correspondiente al diseño y ejecución de la cementación debe ser incluida en la interpretación de los registros acústicos para una evaluación certera.
17. Los registros de adherencia son útiles no solo en la evaluación particular de las cementaciones, sino también en el monitoreo de los diseños y procedimientos empleados en un área con características similares.
18. Antes de realizar un trabajo para la reparación de una cementación primaria, se deben analizar las posibilidades del éxito de la misma.
19. El procedimiento que se presenta se debe aplicar en la evaluación de los trabajos de cementación: primaria, forzada y cementación de tapones.
20. Conocer las condiciones del cuerpo de cemento es fundamental para evitar especulaciones entre las distintas áreas de la ingeniería petrolera, ante problemas de producción de fluidos indeseables.
21. Se debe asegurar el aislamiento zonal en todos los pozos, que impida la comunicación de fluidos en el espacio anular, por convicción de alcanzar el mayor grado de eficiencia en la extracción de hidrocarburos; sin esperar presiones emitidas por organismos reguladores del medio ambiente.
22. Las etapas de la evaluación integral propuesta, no deben considerarse como procedimientos aislados, sino elementos que se combinan para asegurar una calidad mejorada de la cementación, aumentando las oportunidades de obtener un aislamiento zonal excelente.

Conclusiones

La re-implementación de estos registros en nuestro país se debe desarrollar de manera estandarizada en todas las operaciones. La evaluación de los trabajos de cementación es un aspecto delicado que debe realizarse en una forma metodológica y con expertos en el área, por ello es necesario:

1. Generar un grupo de expertos al interior de PEP.
2. Realizar la asignación de estos trabajos mediante un esquema de contratación que asegure la calidad del servicio, esto es, la adquisición y el análisis de la información.

Finalmente, se recomienda a la comunidad estudiantil y al ingeniero petrolero en general, sin importar su área de interés, involucrarse en la evaluación de la calidad del cuerpo de cemento, ya que esta es una limitante principal para el éxito de cualquier actividad que busque incrementar el factor de recuperación de los yacimientos de hidrocarburos.

1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS

Material	Densidad [lb/gal]	Impedancia acústica [MRayl]
Agua dulce	8.35	1.5
Agua + NaCl 10%	9.0	1.48
Agua + NaCl 25%	10.0	2.06
Agua + KCl	10.0	1.77
Agua + CaCl ₂ 36%	11.3	2.42
Agua + CaBr ₂ 58%	15.3	3.10
Agua de mar	8.6	1.57
Aceite diesel	7.1	1.17
Lodo base agua	12.0	2.14
Lodo base agua	15.0	2.7
Fluido base aceite	7.8	1.25
Fluido base aceite	12.6	1.54
Gas libre	1.6	0.1
Lodo de perforación	17.0	3.06

2. MATERIALES SÓLIDOS

Material	Densidad [lb/gal]	Esfuerzo compresivo aproximado [lb/pg²]	Impedancia acústica aproximada [MRayl]
Cemento espumoso clase C	9.0	250	2.1 – 2.3
Cemento espumoso clase C	9.0	1000	2.5-2.8
Cemento clase H o G + microesferas	11.2	Mayor a 1000	3.2 – 3.8
Cemento clase H o G extendido	12.4	500-1000	3.2- 3.3
Cemento clase H o G extendido	13.2	750-1000	3.7 – 3.8
Cemento clase H o G extendido	14.2	1000-1500	4.3 – 4.4
Cemento clase H o G	15.8-16.4	500	4.2 – 4.4
Cemento clase H o G	15.8-16.4	1000	5.4 – 5.8
Cemento clase H o G	15.8-16.4	Mayor a 3000	5.9 – 6.2
Cemento clase H o G + sal 18%	16.0		7.4 – 7.8
Cemento clase H o G + malla 300	16.2	Mayor a 3000	5.9 – 6.3
Cemento clase H o G + latex	16.2	Mayor a 2000	5.6 – 5.8
Cemento clase H o G + malla 100	17.0	Mayor a 3000	6.3 – 6.8
Cemento clase H o G + hematita	18.0	Mayor a 3000	6.5 – 6.7
Cemento clase H o G + hematita	19.0	Mayor a 3000	7.3 – 7.8
Tubería de acero (CBL/VDL)	-	-	41.6
Tubería de acero (Ultrasónico)	-	-	46.3