



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**El registro eléctrico acústico enfocado en la
adherencia de cemento en pozos: Una
aproximación desde la ingeniería mecánica**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Mecánico

P R E S E N T A

Jorge Antonio Flores Rios

ASESOR DE INFORME

Dr. William Vicente y Rodríguez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado EL REGISTRO ELECTRICO ACUSTICO ENFOCADO EN LA ADHERENCIA DE CEMENTO EN POZOS: UNA APROXIMACION DESDE LA INGENIERIA MECANICA que presenté para obtener el título de INGENIERO MECÁNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

JORGE ANTONIO FLORES RIOS

Número de cuenta: 313124738

Agradecimientos

A mi familia, a mi madre Diana Rios, que, ante toda adversidad y percance, nos enseñó a levantarnos, apoyarnos y ser nuestra mejor persona. Siempre buscando lo mejor para nosotros. A mi hermana Daneb Sharely, por nunca dejar de reír conmigo, por siempre enseñarme a hacer lo correcto. No lo hubiese logrado sin ustedes. Los quiero mucho.

A mis abuelos. A mi abuelo Ángel Rios que lleva esperando un tiempo este papel. A mis tíos, Ángel Rios y Ulises Rios que siempre buscaron apoyarme.

A mis amigos, Alfonso Olivares, Arturo Chávez, David Salazar y Federico Tovar. Aun no se entender la vida, pero sé que es más alegre con ustedes.

A mis amigos de la preparatoria, Arendy Ávalos, Fernando Téllez, Mariana Santillán, Sebastián Barrón y Yanza Cervantes. De cómo nos fuimos a encontrar entre tantas circunstancias, todas fueron una maravillosa coincidencia.

A mis amigos de la carrera, Álvaro Gonzales, Daniel Quiroz, Gilberto Montiel, German Flores, Jorge Méndez y Ximena Zepeda. A pesar de haber terminado la carrera, que gusto encontrarnos fuera de ella.

A todos los que vi en este año, familiares y amigos, fue un gusto que hayan estado ahí, compartir historias y consejos.

A mis profesores y Universidad. A mi Facultad de Ingeniería por haberme enseñado tanto, mostrarme amistades y retos. A mis profesores Alfonso Palacios y William Vicente, por darme esta oportunidad de alcanzar este sueño que parecía tan lejano.

Índice

Introducción y objetivo	2
Antecedentes	3
Descripciones	4
Estructura y organización	6
Responsabilidades y Funciones	11
Pre-trabajo en Taller	11
Pre-trabajo en Pozo	17
Post-trabajo en Pozo	20
Post-Trabajo en Base	23
Problemática	24
Teoría.....	25
Ondas Acústicas	25
Modelo de Propagación de Ondas:	29
Refracción y Reflexión:	34
Ondas acústicas en el pozo y modelo poro-elástico de la formación:	38
Teoría de la Herramienta:	44
Mecanismo de Captura de Ondas	52
Interpretación de la Onda	55
Visualización Completa	58
Factores Por Considerar en el Registro:	59
Collarines de Tubería:	59
Centralización de la Herramienta:	61
Formaciones Rápidas.....	62
Micro-anillo	64
Cycle-Skipping	65
Caso de Estudio	66
Caso I: Pozo en el Golfo Pérsico	67
Caso II: Pozo canadiense	69
Conclusiones	71
Bibliografía.....	75

Introducción y objetivo

Las distintas ramas de la ingeniería, en ocasiones, simulan paredes imaginarias entre cada una de ellas; es decir, se observan como disciplinas separadas donde el perfil del ingeniero debe seguir una ruta predeterminada. Es fácil perder la noción del tronco común que nos une como profesionistas, pero compartimos aspectos y habilidades como el pensamiento analítico, la resolución de problemas e, incluso, la forma de expresarnos.

Con esto en mente, nos encontramos en un ámbito donde debemos diversificar nuestro alcance en conocimiento, construyendo nexos interdisciplinarios. A través de los años, los temas y conocimientos de un área prueban su eficacia en otras instancias; en el caso de la investigación, su desarrollo puede dar luz a nuevas tecnologías para ofrecer otra mirada a la solución de problemas en temas que ya se creían completamente abordados.

Este escrito tiene como propósito presentar las actividades que desempeñé en el sector petrolero como ingeniero de registros eléctricos en pozos petroleros marinos y terrestres. Con base en esta experiencia, también se expondrán las bases teóricas de la mecánica acústica, su aplicación en las herramientas de exploración y cómo dicha aplicación es útil para el estudio de la integridad de cemento en pozos petroleros.

Antecedentes

El registro eléctrico petrolero es una rama relativamente nueva en la industria. En 1854 inició la exploración petrolera (en su momento reconocida como exploración minera) con el primer “pozo”, localizado en el poblado de Bóbrka, en Polonia, destinado a la extracción y destilación de keroseno para iluminación. Para 1858, tenemos registro del primer campo petrolero comercial: Oil Springs, en Canadá.

No fue hasta septiembre de 1927 que los hermanos Schlumberger –fundadores de la actual compañía SLB– reportaron el primer registro eléctrico de *potencial espontáneo*, en el campo petrolero Pechelbronn, en la región Alsacia de Francia.

Posterior a la Segunda Guerra Mundial, los avances tecnológicos dieron un nuevo impulso al campo de los registros eléctricos. En 1953, el registro de porosidad por fuente de neutrones entró en escena y para 1959 el registro de densidad aparente por radiación gamma se añadió a los servicios de pozo descubierto que, a la fecha, siguen demostrando su utilidad en el estudio geológico.

Para 1980, la digitalización de la época permitió un avance en el procesamiento y adquisición de datos, así como una variedad de servicios que se añaden a los actuales conocidos: registros acústicos, la toma de resonancia magnética, herramienta probadora de formaciones y hasta el registro de espectroscopia de neutrones pulsados. Las nuevas ramas ofrecen un nuevo perfil donde la persona especialista en ingeniería sale del marco del estudio y se adentra a una diversificación del conocimiento.

Descripciones

El registro eléctrico se define como la caracterización de las formaciones geológicas a través de toda la zona de interés en un pozo. A su vez (y de manera implícita, debido a que es una medida crítica en el trabajo) es un corroborador de profundidad. El registro eléctrico contemporáneo está conformado por tres activos materiales primordiales: la cabina o camión de adquisición de datos, el cable electromecánico y las sondas (coloquialmente conocidas como *herramientas*) de investigación.

Actualmente, existen alrededor de 50 tipos distintos de sondas, cada una con una función específica destinada a la caracterización. Su funcionamiento puede ser de medición pasiva (como el detector de coples), mientras que otras ejercen distintos tipos de energía sobre el pozo (energía radioactiva, acústica, electromagnética, por mencionar algunas).

Sus dimensiones varían conforme a las distintas compañías, pero el promedio oscila entre las cuatro pulgadas de diámetro; sin embargo, la longitud depende del arreglo electrónico de cada una de ellas.

Las herramientas más modernas permiten la conexión entre sí para cumplir varios servicios en una sola corrida. La unión de las herramientas es conocida como *sarta* y puede tener longitudes de hasta 30 metros. Durante el trabajo, la sarta es conectada a una *cabeza* (la unión entre la sarta y el cable electromecánico); a través de esta unión, el flujo de información puede ir de las herramientas, siguiendo la línea del cable y recibida por la cabina o camión.

El cable electromecánico (*wireline*) es el cable que permite la recolección de datos mientras soporta, asciende y desciende el peso de la sarta. En el caso del registro eléctrico, se cuentan con dos tipos de cable: mono-conductores y multi-conductores. Ambos tipos están compuestos por dos armaduras, una externa y otra interna, acopladas helicoidalmente sobre un recubrimiento de plástico que

funciona como aislante, dentro del aislante se encuentra el cable conductor de cobre.

Estructura y organización

En enero del 2022, inicié mi cargo como Ingeniero de Campo en Registros Eléctricos. En el organigrama de la Figura 1 se presenta la jerarquía de la línea de Registros Eléctricos.

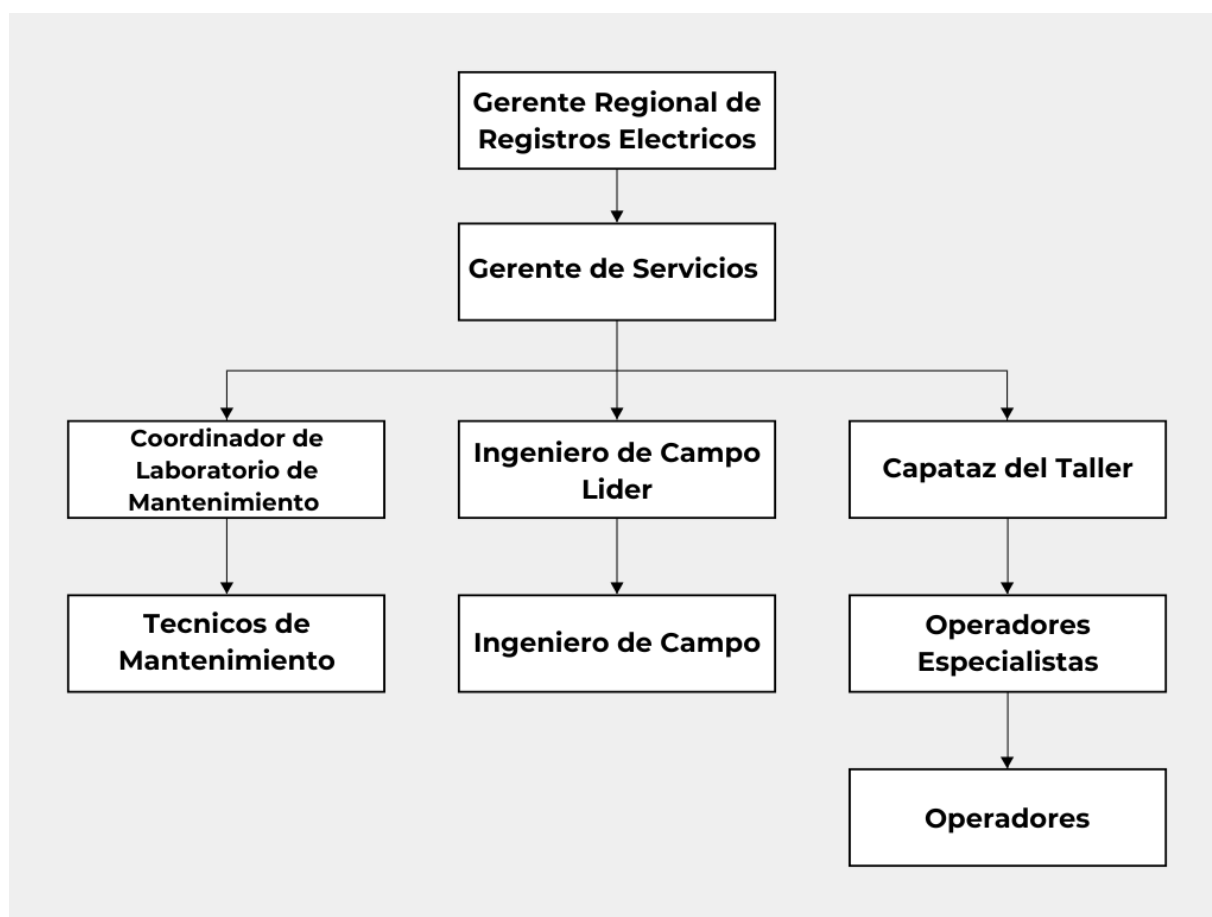


Figura 1. Organigrama de la empresa

El organigrama empieza con el Gerente Regional de Registros Eléctricos, lo que lo convierte en el representante de la línea ante la base corporativa. Seguido de él, está el Gerente de Servicios, quien es el primer coordinador de movimientos; él recibe la información sobre los trabajos entrantes, asigna recursos e ingenieros a trabajos y lleva un control constante sobre las cuatro etapas de cada uno de los

trabajos activos. Debajo de él se encuentran tres ramas: Laboratorio de Mantenimiento, Ingenieros de Campo, y Operadores.

La rama de Laboratorio está manejada por el Coordinador de Laboratorio, quien asigna recursos humanos (es decir, los técnicos de mantenimiento y económicos) a la restauración y mantenimiento de las herramientas de sondeo. Adicionalmente, lleva un control de herramientas asignadas a trabajos y herramientas listas para uso.

La rama de Operadores está manejada por el Capataz, encargado del control de personal operacional en el taller, asigna personal a los operadores especialistas para dar seguimiento a tareas de mantenimiento de equipo y dar apoyo a los ingenieros encargados de un trabajo.

La rama del ingeniero cuenta de dos posiciones, ingenieros de campo e ingeniero de campo líder, este último es un nexo entre el Gerente de Servicios y los ingenieros de campo; es un apoyo en las operaciones de preparación en base y lleva seguimiento en la etapa de preparación en base de los trabajos.

Mi posición fue la de ingeniero de campo, un área cuyas actividades (preparación en base, en pozo y finalización) deben ser registradas y entregadas a cada uno de los cargos superiores para recibir retroalimentación y continuar con el trabajo asignado.

La empresa en cuestión se divide por líneas de trabajo. La principal división estructural se encuentra entre las líneas principales y las líneas de soporte (internas). El desarrollo de cada una se desarrolla en el cuadro que se muestra a continuación:

Líneas de Soporte (Internas):

- Líneas de trabajo que están involucradas en el segundo plano, relacionadas a todas las actividades de las líneas principales:

HSE (Health, Safety and Environment)

- Línea interdisciplinaria encargada de la aplicación de los protocolos y normas de seguridad en cualquiera de las operaciones realizadas, fuera y dentro del trabajo mientras busca igualmente la preservación del ambiente

Logística

- Línea encargada del rastreo, movilización y confirmación de llegada de los activos de la empresa. Igualmente está encargada del transporte del personal y seguimiento de este hasta su destino

Almacén

- Línea encargada de la administración de los activos de la empresa. En conjunto con las líneas principales verifican la salida y entrada de los mismos

Instalaciones

- Línea encargada del mantenimiento, limpieza y administración de espacios en toda la nave

Recursos Humanos

- Línea encargada de la gestión de personal. Define actividades y límites al cargo.

Lineas Principales:

- Las siguientes líneas están involucradas directamente en los servicios de evaluación, intervención y mantenimiento petrolero:

Perforacion (Drilling)

- Línea dedicada a la perforacion de pozos petroleros con multiples brocas para alcanzar la profundidad deseada. El avance tecnologico permite una variedad de herramientas añadidas a la broca para realizar registros preliminares

Completaciones (Completions)

- Encargados de asegurar el pozo para produccion al terminar la etapa de perforacion. Principalmente involucra la preparacion del fondo del pozo y la colocacion de la tuberia de produccion .

Servicios de Levantamientos Artificial (ALS)

- Tecnologias mecanicas diseñadas para aumentar la produccion de crudo en pozos de produccion

Servicios de Evaluacion y Registros (Wireline)

- Estudio de la profundidad y la formacion por medio de sondas electronicas. En caso de produccion, registros proporciona perforaciones de produccion

Cementaciones

- Rama adjunta de completaciones, encargados del mantenimiento de las bombas de cemento para revestimientos del pozo

El inicio de mis actividades empieza cuando el *gerente de servicios* me asignó un trabajo en la base de datos de la empresa. Los datos del servicio a realizar, fecha de entrega de pozo y cuadrilla asignada me fueron enviados para que verificara y administrara los recursos disponibles a la operación.

Las etapas para un trabajo se dividen en cuatro partes: Pre-trabajo en taller, Pre-trabajo en pozo, Post-trabajo en pozo y Post-documentación en taller.

Para llevar un control de cada una de las actividades realizadas es necesario seguir una lista de verificación estandarizada donde mi responsabilidad consistía en asegurar que cada uno de los puntos fuera llevado de acuerdo con las regulaciones de la empresa.

A pesar de que el mencionado es el orden recomendado, no siempre se puede seguir la secuencia conforme al documento. Sin embargo, es vital verificar que los puntos aplicables sean realizados con los lineamientos establecidos.

Responsabilidades y Funciones

Pre-trabajo en Taller

- Correo de Asignación de Herramientas

Para coordinar la asignación de equipos, se procede a informar a los jefes responsables de equipo y personal respecto a la iniciación de un nuevo trabajo. Dependiendo de la situación, cada jefe asigna el personal y equipo que se adecúe a las necesidades del trabajo. En cuestión del equipo, se tienen tres activos importantes para la operación: Cabina o Camión de Registros, Herramientas de Sondeo y Cable Electromecánico. Las primeras dos son asignadas por el equipo de laboratorio y mantenimiento, mientras que el último activo es una coordinación entre el especialista de mantenimiento del cable y el gerente de servicios.

- Verificación de Herramientas de Registro

Este procedimiento consiste en realizar una prueba del funcionamiento de las herramientas asignadas al trabajo. Comúnmente, se asignan dos juegos de herramientas, uno la herramienta principal y otro el de respaldo o *back-up*. Dependiendo del servicio a realizar, se tienen listas de verificación que se adecúan a las pruebas específicas de las varias herramientas que pueden incluirse en una sarta. De la misma manera, algunas herramientas pueden presentar pasos previos a la verificación como ejemplo la calibración (un método para ajustar un conjunto de datos frente a un control que tiene propiedades a las que el conjunto de datos debe ajustarse).

- Lista de Verificación de Unidad para Pozo Abierto/Entubado:

Es la hoja de verificación donde se inspeccionan la serie de componentes individuales cuyo nombre se conoce como *rig-up*. Dichos componentes son el ensamble de adaptación a la boca del pozo para la inserción de la herramienta de registro.

Aunque el trabajo de la verificación sea del operador especialista (conocido coloquialmente como *winchero*), el ingeniero debe estar presente en el proceso. Sus responsabilidades consisten en tener los componentes con identificación legible, comprobar la vigencia de las certificaciones realizadas o pedir las, en caso de estar expiradas; comprobar el estado del equipo para fuentes radioactivas (en caso de que se necesite), verificar que las cabezas electromecánicas que conectan la herramienta al cable sean las asignadas y certificadas en el taller y que los accesorios extras requeridos para la operación sean subidas a las canastillas previamente asignadas.

- Lista de Verificación de la Caja de Accesorios:

Dependiendo de la operación, se pueden realizar múltiples cortes y enhebrados de cabeza electromecánica. La lista de verificación de accesorios debe asegurar que el material llevado a pozo sea suficiente para afrontar toda la operación.

- Inspección Pre y Post de Unidad de Registros:

Para asegurar que el funcionamiento de la cabina de registros sea el adecuado, se realizan una serie de pruebas del motor diésel, sistemas hidráulicos y eléctricos. Dicha tarea recae en el jefe de mantenimiento mecánico, en conjunto con el ingeniero presente para detectar anomalías en el funcionamiento.

Las pruebas se realizan en la etapa previa al pozo y al finalizar el trabajo, comparando la diferencia en resultados, en caso de que ocurra alguna falla.

- Inspección del Equipo de Superficie:

En este control se verifica el funcionamiento del equipo usado para la operación. Principalmente, la prueba recae en los componentes del cable electromecánico y sus accesorios.

En cuestión del cable electromecánico las pruebas realizadas consisten en:

- Verificar el aislamiento eléctrico entre las líneas: Con un megóhmetro, se colocan las puntas en la línea conductora y en la armadura, seguido de cualquiera de las otras líneas sucesivamente, se carga con un máximo de 500 Volts y se debe tener un valor de resistencia en el orden de giga ohmios (por debajo de eso se considera que el cable tiene bajo aislamiento y debe ser examinado).
- Verificar la continuidad eléctrica: Con un multímetro se colocan ambas puntas en los extremos del conductor y se observa que no haya una intermitencia.
- Realizar una prueba de resistencia mecánica de la armadura interna y externa del cable: Se gira una hebra de la armadura del cable sobre un eje. El cable debe girar un mínimo de 5 vueltas antes de sufrir alguna ruptura. En caso de que no pase esta prueba, se deberá cortar 10 mts de cable y rehacer la prueba.

Las pruebas a las celdas de peso consisten en mandar una señal estandarizada para alcanzar un valor de tensión simulado de 10,000 lbs de tensión. En caso de superar la tolerancia permitida (± 200 lb de tensión), se deberá remitir la celda y cambiar por una en buen estado.

En cuestión del medidor de profundidad (un mecanismo compuesto por ruedas de hule que dirigen el cable a la polea superior), se debe verificar el correcto funcionamiento del codificador rotatorio. Al final del mecanismo se encuentran dos ruedas metálicas, conectadas por un eje a un codificador rotatorio óptico. El cable es pasado por el interior de las ruedas de hule y llega a las ruedas metálicas, las cuales rotan al mismo tiempo que el cable avanza o retrocede del pozo.

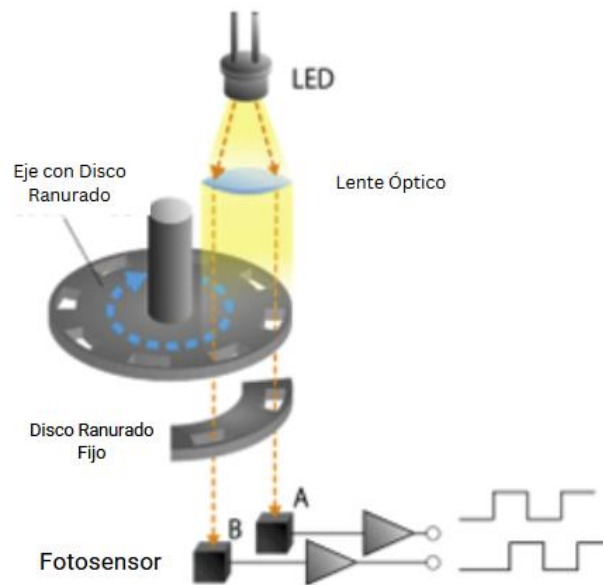


Figura 2. Esquema del funcionamiento de un codificador óptico. [15]

El codificador tiene un principio óptico. En la Figura 2 se puede apreciar un esquema simple del funcionamiento en donde, al rotar las ruedas metálicas, el eje transmite la rotación a un disco ranurado, el cual permite el paso de luz emitida por un LED a través de un disco ranurado fijo. Al pasar la luz es detectada por un fotosensor que genera un pulso, mismo que será convertido a una señal para ser enviada a la computadora.

- Lista de Verificación del Equipo de Pesca:

En instancias donde material del equipo de registros (cable electromecánico, herramientas de registros o ambas) hayan sido soltados al fondo del pozo, se cuenta con accesorios de adaptación para la recuperación de dicho equipo. Es importante verificar las medidas del equipo llevado para que concuerden con las usadas en la operación.

- Lista de Verificación para Equipo de Control de Presión:

En caso de que el trabajo lo requiera, se asigna un equipo de control de presión (ECP) adecuado a las especificaciones del trabajo. La lista de verificación debe ser solicitada al operador especialista de mantenimiento y se debe verificar dos veces que los accesorios necesarios para la operación hayan sido contabilizados. Es primordial verificar la conexión que se tendrá al pozo y asegurarse de que se tenga una brida adaptadora de tamaño y sello adecuado.

- Solicitud de Embarque de Materiales:

En el caso de trabajos en plataformas petroleras en altamar, se debe realizar un manifiesto de los equipos a ser enviados. Dicho manifiesto debe incluir nombres de identificación, certificaciones de los estrobos, de los puntos de izaje y peso de cada una de las canastillas enviadas.

Se deberá especificar a línea de soporte logístico el destino de los equipos, el número de registro asociado al trabajo y datos generales asociados al muelle de partida.

- Correo del Movimiento de Herramientas en la Base de Datos:

Con motivo de mantener la trazabilidad y uso de las herramientas de registro, se debe generar un documento en la base de datos de la línea que manifieste todo el equipo que ha salido de la base.

- Revisión de la Etapa Pre-Trabajo:

Se programa una junta con los supervisores directos, jefes de mantenimiento, intermediarios del cliente e ingenieros responsables para revisar el avance de la preparación de los equipos. Se da una nueva revisión al plan de trabajo propuesto y se comentan cambios o detalles que deben ser solventados lo más inmediato posible para no imposibilitar la salida de los equipos en la fecha propuesta.

- Documento de Transporte de Radioactivos por Vehículos Propios y/o Tercerías:

El manejo de fuentes radioactivas exige el seguimiento a los estándares de manejo y uso descritos por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias. Se consigue una tercería que cuente con licencia de transporte de materiales radioactivos y, de acuerdo con la NOM-009-NUCL-2017, se tiene que realizar un barrido con detector una vez que las fuentes se encuentren cargadas. Se deberá verificar que la dosis equivalente por hora no supere los estándares permitidos.

En el documento se describirán los seriales de las fuentes radioactivas enviadas, contenido radioactivo principal, actividad de la fuente, índice de transporte, dosis registrada a 1 metro de distancia por las 4 vistas del vehículo, placas del vehículo y el ingeniero POE (Personal Ocupacionalmente Expuesto) responsable del envío.

- *Survey* de Radiación:

Cualquier uso de fuentes radioactivas exige la realización de una prueba de barrido de radiación con un medidor calibrado. La prueba se realiza antes, durante y después de haber guardado una fuente radioactiva. El barrido asegura que ninguna fuente usada haya quedado fuera de su contenedor designado, asegurando cero exposiciones a personal no ocupacionalmente expuesto.

Un medidor es un dispositivo de medición eléctrico usado para detectar radiación ionizante. El medidor está compuesto de una cámara llena de un gas inerte con baja presión, y cuando la radiación colisiona con el gas, este pierde un electrón generando pares iónicos, un cable dentro de la cámara atrae los electrones generando una corriente asociada a los valores energéticos del rayo gamma. Cabe aclarar que el medidor no distingue entre los distintos tipos de radiación. La medida usada es principalmente el $mRem/hr$ que es la unidad de dosis equivalente.

En el documento se describirá el equipo usado, verificando la vigencia de su calibración, las actividades realizadas, el estado de las varillas de manejo de radioactivos y el valor en $mRem/hr$ de las fuentes dentro del contenedor.

- Correo de Movimiento de Fuentes Radioactivas:

En el caso de la salida de fuentes de la base, se debe registrar su acceso/ingreso dentro de la base de datos de la empresa, adjuntando el número de trabajo a la que fue destinada la fuente, los seriales de las fuentes y fechas.

Pre-trabajo en Pozo

En esta parte del trabajo, el equipo y personal han sido movilizados hasta la plataforma o equipo terrestre. A la llegada, se recibe la inducción básica de seguridad, reglas y acomodaciones de cada sitio; se registra en la bitácora de llegada y se asignan cuartos para la cuadrilla.

Una vez establecido lo anterior, el personal debe dirigirse a la máxima autoridad del sitio y, en conjunto con el ingeniero de pozo, se describe el itinerario y tiempos estimados de entrega para trabajar el servicio en el pozo. En caso de que el tiempo de entrega se retrase, es obligación del ingeniero el asistir a las juntas diarias para conocer el estado del pozo y actualizar los planes de entrega en función de los reportes. Los siguientes pasos describen los preparativos previos a la entrega del pozo.

- Junta de seguridad y firma de registro/asistencia:

Antes de empezar cualquier trabajo, se requiere realizar una junta con todo personal involucrado en donde se describirán las actividades por realizar. Aunque la cuadrilla esté acostumbrada a los trabajos realizados, el personal de plataforma deberá ser informado de cada paso y, más importante, de los procedimientos de seguridad ante la operación. Dependiendo de los servicios, los lineamientos de seguridad podrán cambiar para adecuarse a la situación.

En todo caso, una vez mencionados los puntos de seguridad es necesario presentar una hoja donde todos los involucrados anoten su nombre, firma y puesto, asegurando el entendimiento de la operación.

- **Reporte de Lodos:**

El control del pozo está sujeto principalmente al uso del lodo de perforación, el cual está en constante cambio de densidad, dependiendo de la presión presentada en superficie. Al mantener estable el pozo es necesario conocer la densidad final del lodo para determinar la flotabilidad de las herramientas al ser ingresadas.

- **Survey Direccional Real:**

Al terminar las etapas de perforación (o en caso de que se cuente con herramientas direccionales al momento de la perforación) es común realizar un barrido de orientación describiendo la trayectoria de la broca en el pozo. Aunque hay varios tipos de perforaciones, es común ya haber hablado de la dirección en la etapa anterior de preparación del trabajo, pero se debe solicitar una actualización de los datos en pozo; en caso de que la información mandada haya sido actualizada. Dicha información sirve para realizar simulaciones de la bajada de herramientas y determinar tensiones de bajada y subida en tramos con inclinación drástica.

- **Estado Mecánico Actualizado:**

Al igual que el *survey*, el estado mecánico se refiere a las etapas de tubería de revestimiento usada en el alrededor del pozo. Deberá marcar el final de dicha etapa en caso de que haya segmento de pozo descubierto, diámetros y peso de la tubería.

- **Permisos de Trabajo:**

Los estándares de trabajo en pozos petroleros exigen que cualquier actividad realizada deberán estar registradas en las bitácoras de los ingenieros de seguridad a cargo de la instalación. Dicha bitácora servirá como un cronograma de actividades donde se tiene mayor control de quién y qué está haciendo cada persona, ya sea a nivel interno o con compañías terceras.

El primer documento es el Análisis de Seguridad en el Trabajo (AST), un documento donde se deberán describir paso a paso las actividades por realizar, el personal, equipo involucrado e identificar los peligros asociados a la actividad implementando medidas de control para prevenir o eliminar la misma.

Se asigna un folio al documento y el ingeniero de seguridad registrará en la bitácora la actividad donde se dará un seguimiento diario hasta que la actividad haya sido terminada. Aparte de estar firmado por el ingeniero de seguridad, se deberá contar con la firma de la máxima autoridad en sitio y ser firmado periódicamente por la autoridad del sitio de trabajo al inicio de turno (los turnos duran 12 horas que es la vigencia del permiso hasta ser revalidado).

El segundo documento va ligado con las actividades descritas en el documento anterior, en caso de que las actividades realizadas posean un grado mayor de riesgo serán sujetos a la apertura de un Permiso de Trabajo con Riesgo (PPTR) el cual se divide en dos clases: Tipo A y B.

El permiso tipo B considera actividades con riesgo moderado (conocidas como trabajos “en frío”). El permiso tipo A considera actividades con potencial riesgo alto, en específico referido a actividades con comburentes, explosivos, propensos a generación de fuego (son conocidas como trabajos “en caliente”).

La línea de registros eléctricos es catalogada como un trabajo de riesgo alto y debe solicitar el permiso de trabajo tipo “A”, a la par que el AST. Todo permiso de trabajo debe ser solicitado 24 horas antes del inicio de la actividad y, en caso de uso de explosivos o radioactivos, debe ser pedido con 72 horas de anticipación.

En el permiso se describirá a la persona que solicita el documento y aquél que va a ser el supervisor de la actividad. Se llenarán los rubros que se acerquen a la actividad realizada y se solicitarán las prevenciones sujetas a los riesgos descritos. Dicho documento también será firmado y validado por el ingeniero de seguridad, la máxima autoridad del pozo, el técnico del pozo y el supervisor de sitio del área de trabajo del cual se tendrá que revalidar al final de cada turno.

Dentro de los rubros por llenar, se encuentra el segmento 5. *Precauciones Especiales y Riesgos Potenciales*, donde se pedirá llenar las listas de verificación adjuntas a los trabajos descritos. Las listas de verificación adjuntas al permiso de trabajo son documentos numerados donde se busca cubrir la mayoría de las actividades realizadas con relación a exploración petrolera; cada una cuenta con una serie de pasos a seguir antes, durante y al final del trabajo y deberán ser firmadas al final por el supervisor de sitio verificando que los puntos a tratar hayan sido cumplidos.

Una vez terminado el trabajo, con los documentos firmados por los turnos que tardó la operación, deberán ser cerrados por el ingeniero de seguridad, dando finalidad oficial al trabajo en el pozo.

Post-trabajo en Pozo

- *Survey* de Radiación:

En caso de haber usado fuentes radioactivas en el pozo, es obligatorio (después de haber guardado las fuentes) el realizar un barrido con el medidor descrito anteriormente, asegurarse de que en las inmediaciones no haya una fuente radioactiva expuesta y registrar los valores de radiaciones post-operación.

- Lista de Verificación de Seguridad con Explosivos y Presión:

Si el servicio lo requiere, el uso de explosivos implica seguir lineamientos extra que aseguren el correcto manejo, uso y disposición de estos. Hay variantes distintas del documento con base a los paneles usados para la operación, pero la lista en general sigue un tronco común.

Es mandatorio seguir los pasos conforme están listados y no hay cabida a salirse del protocolo. El uso de explosivos exige la más rigurosa disciplina al trabajar, pues no existe la cabida a accidentes en la ejecución de un trabajo con riesgo. Dicho documento sigue la operación desde el inicio al final, guiando paso a paso las

acciones a seguir para la operación con el explosivo, su armado, introducción al pozo y detonación. Al final deberá ser firmado por el cliente, pues es aquí donde ambas partes aseguran que el procedimiento, la detonación y la profundidad fue la planeada y ejecutada para la operación.

- Carta Z:

La carta z es un documento de referencia para anotar en distintas etapas la tensión y profundidad a la que la herramienta está bajando.

El control de profundidad es uno de los puntos prioritarios al momento de la toma de registros, es un protocolo para llevar un control adicional y una manera de reconocer el estado de tensiones de la herramienta.

Previo a la bajada de la herramienta en pozo, el *winchero* (persona encargada del control del carrete) deberá tener acceso a una carta z, donde anotará en primera instancia la longitud de la sarta, la posición del cable en la cama al iniciar y hacer el *cero*.

Esto último se refiere a la posición vertical en donde se comenzará a tomar el registro y desde la referencia de la herramienta, ya sea en uno de los sensores de la herramienta o en el fondo de ella. Es común tomar cero directamente en el piso de perforación y restar la longitud de la herramienta hasta uno de los sensores indicadores (el sensor del detector de coples es el más usado en el caso de registros en pozos entubados).

El *winchero* pedirá la información del punto débil (tensión mínima y máxima a la que la cabeza electrónica será soltada en caso de pasar dichos umbrales), peso en aire de la herramienta y peso en lodo de perforación. Conforme la herramienta esté bajando al pozo se registrará cada que el cable toque uno de los extremos del carrete y se anotara en la carta la profundidad y la tensión de bajada.

Igualmente, conforme la herramienta va bajando se realizarán pruebas de tensión, la prueba consiste en parar en estaciones de profundidad seleccionadas (el estándar

es cada 1000 metros, pero dependiendo la operación puede variar el espaciamento) y parar la herramienta. El paso siguiente es subir un aproximado de 50 a 100 metros y registrar la tensión de subida. De igual manera, se registra la tensión con la herramienta estática y en dirección hacia abajo.

De esta manera, en caso de pérdida de los medidores de profundidad y el desconocimiento exacto de la posición, las tensiones deberían ayudar a encontrar una referencia. La carta deberá ser firmada por el ingeniero y el *winchero* al final de la operación.

- Formato de Consumo de Explosivos:

Cuando la operación requiera el uso de explosivos, el envío de estos deberá ser contabilizado por el ingeniero. Los explosivos son enviados en un bunker metálico de color rojo. A su llegada es mandatorio abrir la caja con la llave especial designada y verificar que la hoja del inventario concuerde con lo que lleve.

Una vez terminada la operación, se deberá regresar la misma hoja con las cantidades usadas, contabilizar el material sobrante y asegurarse que físicamente dicho número sea el correcto. La hoja será firmada por el ingeniero y enviada en la misma a su retorno.

- Reporte de Fallas:

En el caso de que cualquier equipo durante la operación (esto incluye cabina, paneles y herramientas) tenga un mal funcionamiento, es obligación del ingeniero reportar detalladamente el error encontrado. El reporte deberá incluir el momento de la operación que sucedió, marcar el equipo para que no sea usado en su regreso y hacer una descripción detallada de lo que ocurrió. Al llegar a base, se debe buscar que el equipo marcado sea llevado al laboratorio para la investigación de la falla.

- Boleta de Campo:

Documento de carácter oficial donde se reportan los tiempo, actividades, equipo y metros de servicio registrado. La boleta debe ser minuciosamente redactada y los tiempos de trabajo deben reflejar los más parecido posible a los tiempos declarados en las bitácoras del sistema de información del cliente.

La boleta deberá ser firmada por el ingeniero encargado de la operación y el ingeniero responsable de pozo (IP). La boleta firmada deberá ser llevada a la línea de soporte de ventas para cobrar el servicio.

Post-Trabajo en Base

- Llenado del Libro del Cable:

El uso del cable deberá ser registrado para acumular puntos de mantenimiento en la base de datos. El especialista de cable, de acuerdo con el reporte y trabajos acumulados del cable, asignará un mantenimiento adecuado.

- Entrega de Papelería y Facturables:

En base, se recopila toda la documentación recolectada en el trabajo, se organiza la información en el servidor y se coloca la documentación física en el archivero.

Problemática

Presentar el ciclo de trabajo para un registro eléctrico nos permite discutir con mayor entendimiento un caso específico y, a mayor detalle, analizar un punto que aún permanece ausente, la toma actual del registro eléctrico.

Cabe mencionar que esto no fue una omisión accidental. La toma de registro es una actividad que se sobrepone a todo lo mencionado; debido a la variedad de servicios que se podría solicitar, la variedad de herramientas y la distinta teoría a considerar, ya sea del funcionamiento de la herramienta como del trabajo mismo y de sus interacciones con el pozo.

Para el presente reporte, se propondrá el analizar la toma de registros eléctricos acústicos; presentando la base de funcionamiento, teoría de la herramienta, mostrar un caso de estudio en la toma del registro de adherencia de cemento en un pozo entubado y enfatizar la relevancia de dicho registro en los pozos actuales.

El registro acústico empieza tarde en el desarrollo de la materia. La teoría base surge cuando se aplican métodos acústicos para la localización de sitios de artillería durante la primera guerra mundial. En 1920, se aplica la teoría con exploración sísmica donde ondas acústicas disparadas en la superficie fueron detectadas por micrófonos a distancias separadas del origen.

El problema principal de esta técnica era la interpretación, la correlación de tiempo y profundidad, que apuntaba a una multitud de formaciones que se perdían en las ondas. Los estudios de velocidad de las formaciones empezaron en 1927 y para 1930 se desarrollaron los primeros prototipos de herramientas acústicas por la recién establecida compañía *Schlumberger Well Surveying Corporation*.

El prototipo rudimentario mostró las carencias que la teoría poseía, pero mostrando que con el avance e investigación correcta la herramienta podría convertirse en un estándar de la industria. No fue hasta 1955 que la primera herramienta comercial acústica entró a los múltiples servicios de registros eléctricos.

Teoría

Ondas Acústicas

Una onda acústica es representada como un tren de onda sinusoidal. El tiempo entre picos o valles es conocido como periodo T y tiene unidades de *segundos*. La frecuencia de una onda está relacionada al recíproco del periodo, sus unidades son el *Hertz* y está descrita por la ecuación:

$$f = \frac{1}{T} \quad (1)$$

Mientras T describe el intervalo entre los eventos (picos o valles), la longitud de onda λ describe la distancia en unidades de distancia. La velocidad V , de dicha onda estará relacionada a la longitud y la frecuencia, expresada en *m/s*, por la ecuación:

$$V = f\lambda \quad (2)$$

Dos tipos importantes de mecanismos de transporte de energía acústica son compatibles en medios elásticos: las ondas compresionales y las ondas cortantes. El movimiento de partículas en la compresional va en dirección de la propagación, mientras que en la cortante es perpendicular a la dirección de la propagación. Una demostración visual del movimiento se puede apreciar en la Figura 3.

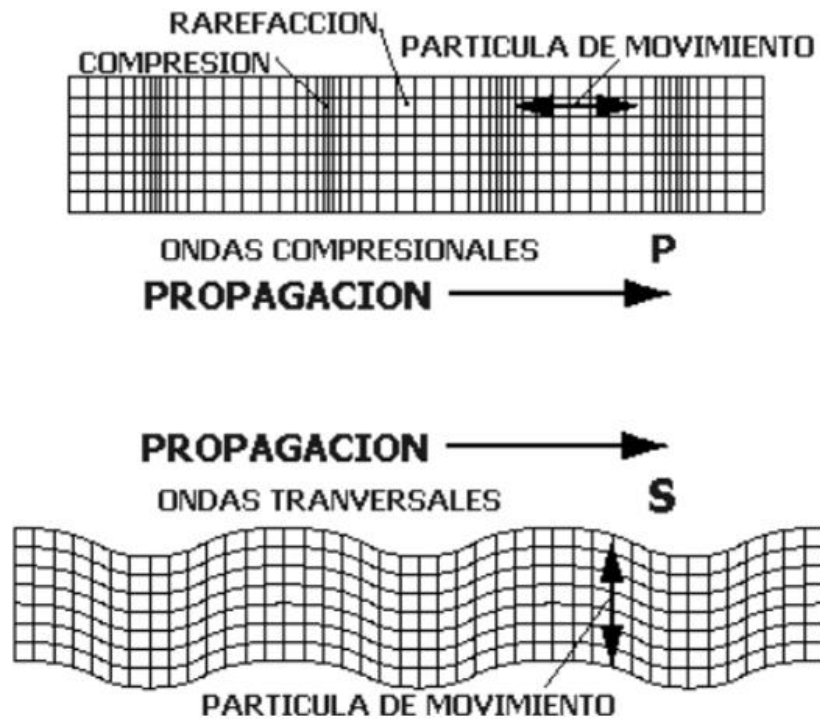


Figura 3. Propagación de una onda compresional y cortante. [16]

Para cuantificar los tipos de propagación de ondas, se usarán los parámetros que definen los medios elásticos. Las constantes elásticas son cantidades físicas que describen el comportamiento de un cuerpo ante una fuerza externa y sus deformaciones.

De la ley de Hooke, se establece que la deformación Δl es proporcional a la fuerza F aplicada. El esfuerzo σ , que sujeta a una barra estará definida por la fuerza F dividida por la sección transversal del área, y el Módulo de Young, Y , será la constante que relacione la tensión mecánica a la deformación. La Figura 4 ejemplifica el caso donde una barra es sometida a un esfuerzo horizontal.

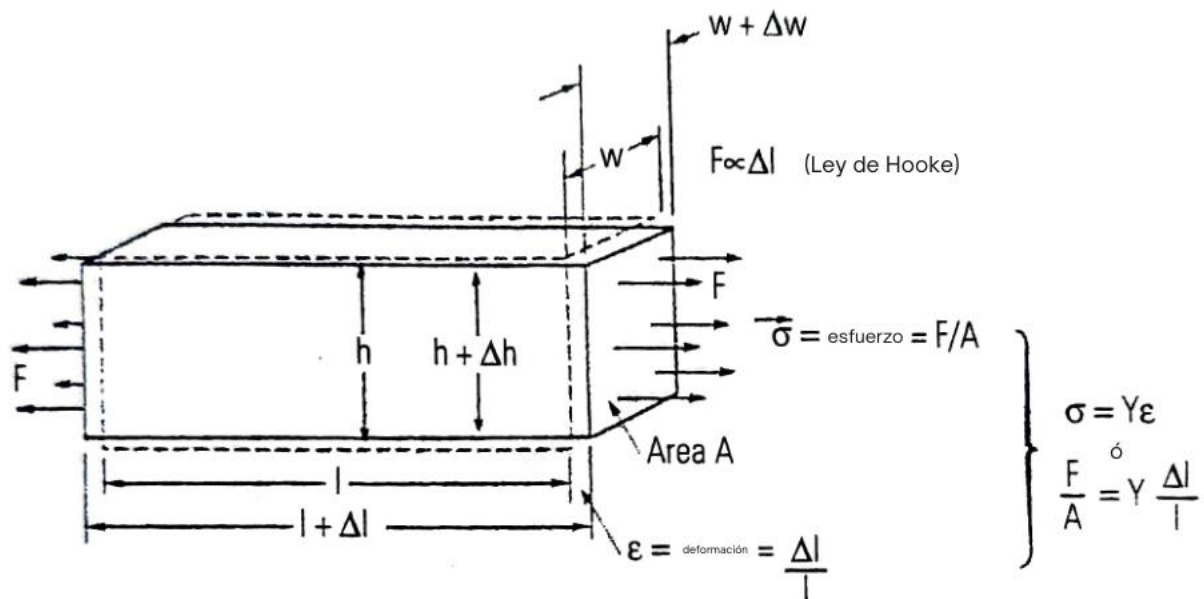


Figura 4. Deformación de una barra uniforme elástica sometida a un esfuerzo horizontal [4]

Por medio del diagrama podemos observar que la ecuación queda:

$$\frac{F}{A} = Y \frac{\Delta l}{l} \quad (3)$$

Dentro del mismo diagrama de la Figura 4 se puede observar una contracción en el espesor y en la altura. Ambas contracciones serán proporcionales a la elongación y si se considera la elongación como un término positivo:

$$\frac{\Delta W}{W} = \frac{\Delta h}{h} = -\sigma \frac{\Delta l}{l} \quad (4)$$

donde σ es el coeficiente de Poisson, el cual describe la deformación de un material en direcciones perpendiculares a la de la carga.

Un tipo de deformación más por ver es cuando capas paralelas entre si se deslizan, conocido como deformación cortante. El esfuerzo aplicado sobre el objeto es conocido como esfuerzo cortante. En la Figura 5 se tiene el esquema de una deformación cortante:

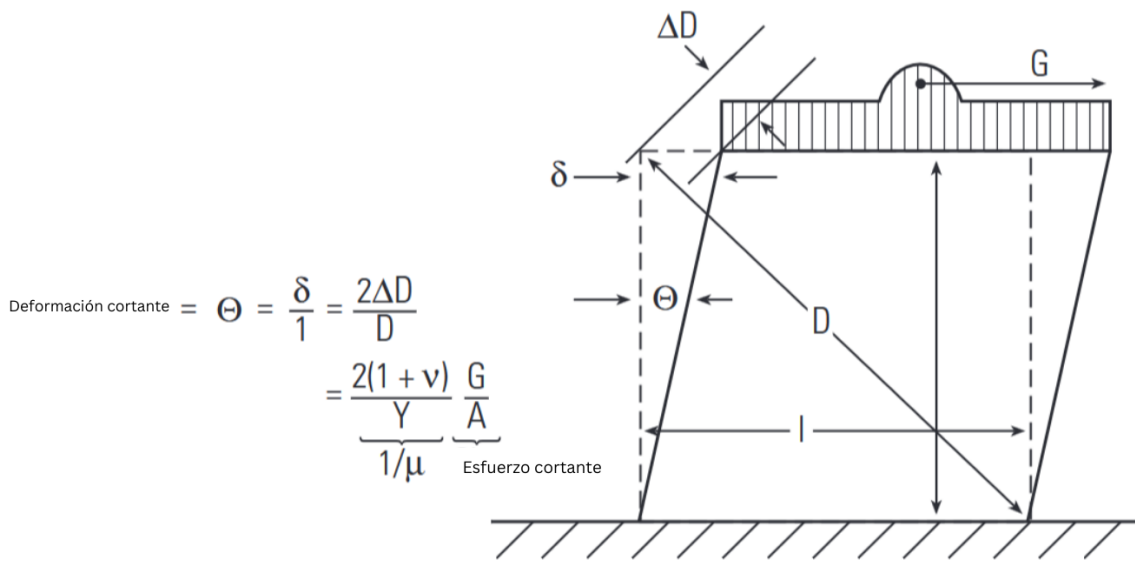


Figura 5. Definición de un esfuerzo cortante. [4]

La relación del módulo del esfuerzo cortante con las constantes elásticas queda con la ecuación:

$$\mu = \frac{Y}{2(1 + \nu)} \quad (5)$$

Los tres módulos mencionados son suficientes para describir el comportamiento elástico de un material isotrópico homogéneo. En todo caso, aún hay algunas constantes obtenidas por medios experimentales o derivadas de las mismas que pueden ayudar a describir el mismo medio.

Una de estas constantes es el módulo de incomprensibilidad B , que describe las propiedades de un sólido (o un fluido) sometidos a una presión en todas sus caras. B es el factor que relaciona la presión necesaria para cambiar la fracción de volumen. La relación del módulo se da por la ecuación:

$$p = -B \frac{\Delta V}{V} \quad (6)$$

Modelo de Propagación de Ondas:

Si se asume un modelo idealizado para la representación de una onda compresional, como el de la Figura 6, se tiene una variación de presión de periodo T con frecuencia f de $1 / T$.

La naturaleza de la onda compresional aumenta la densidad de partículas, donde tendrán una separación de longitud de onda λ . Dicha separación λ entre las ondas está relacionada a la frecuencia de la perturbación por la velocidad de propagación de la onda compresional v_c . Por lo tanto, usando la ecuación de velocidad:

$$\lambda f = v_c \quad (7)$$

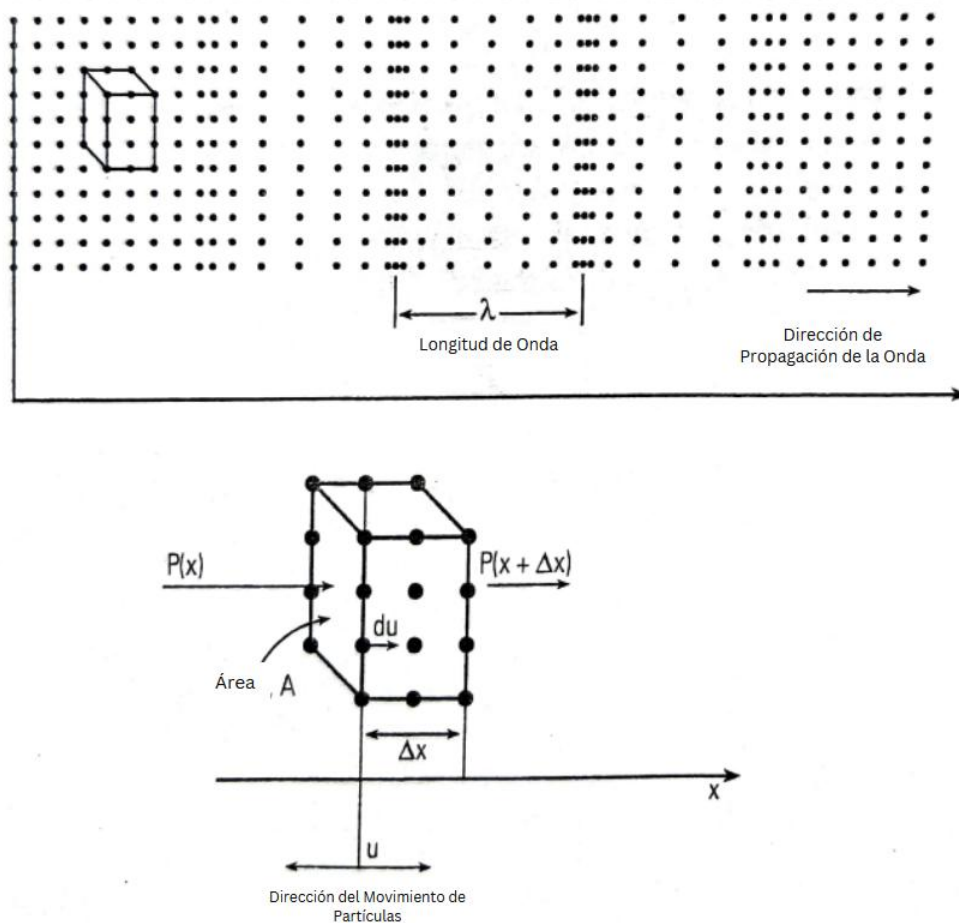


Figura 6. Propagación de una onda compresional en una dimensión. [4]

Asumiendo que el material sigue las características de un medio elástico, se modelará un caso de propagación de v_c en 1D. Si se considera un elemento infinitesimal de área A y espesor Δx , la ecuación de movimiento newtoniana clásica $F=ma$ se puede escribir:

$$F = \rho A \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (8)$$

Donde la masa es representada por sus componentes de densidad y volumen, y la aceleración es representada con la letra “u”, denotando el movimiento de las partículas de su reposo en x. La fuerza P será la diferencia de fuerza entre las caras:

$$F(x) - F(x + \Delta x) \quad (9)$$

Dividiendo ambos términos por la sección transversal del área A, se relaciona la ecuación de fuerza a una diferencia de presiones:

$$P(x) - P(x + \Delta x) = \rho \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (10)$$

Para poner la ecuación (10) en términos del módulo de Young, se relaciona la presión en ambas caras al cambio de longitud de la unidad del volumen:

$$P(x) = Y \frac{\Delta l}{l} = Y \frac{du}{\Delta x} \quad (11)$$

$$P(x + \Delta x) = Y \frac{du}{\Delta x} \quad (12)$$

Por lo tanto, de ambas ecuaciones (11) y (12), el gradiente de presión queda:

$$\frac{dp}{dx} = Y \frac{d^2 u}{dx^2} \quad (13)$$

Usando la relación de ecuaciones mencionada anteriormente, la ecuación de movimiento clásica puede ser escrita de la siguiente manera:

$$Y \frac{d^2 u}{dx^2} \Delta x = \rho \Delta x \frac{d^2 u}{dt^2} \quad (14)$$

Y reescribiendo la ecuación:

$$\frac{d^2 u}{dt^2} = \frac{Y}{\rho} \frac{d^2 u}{dx^2} \quad (15)$$

Esta ecuación es la ecuación de la onda. La velocidad de propagación de la onda compresional estará dada por la raíz cuadrada del cociente de las constantes elásticas.

$$v_c = \sqrt{\frac{Y}{\rho}} \quad (16)$$

Cabe aclarar que dicha ecuación es un caso especial de la ecuación, ya que está considerándose un material sumamente rígido que no permite abultamiento perpendicular a la compresión aplicada.

A partir de las constantes elásticas se pueden llegar a relaciones entre ellas para llegar a derivaciones de la velocidad de onda compresiva y cortante como se muestra en la Tabla 1 obtenida de White, J.E.:

Tabla 1. Relaciones entre constantes elásticas y velocidades de onda compresional y cortante, de White. [4]

	Y, ν	B, μ	λ, μ	ρ, v_c, v_s
Lamé, λ	$\frac{Y\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{(3B-2\mu)}{3}$	λ	$\rho(v_c^2 - 2v_s^2)$
Shear, μ	$\frac{Y}{2(1+\nu)}$	μ	μ	ρv_s^2
Young's, Y	Y	$\frac{9B\mu}{(\mu+3B)}$	$\frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{(\lambda+\mu)}$	$\frac{\rho v_s^2(3v_c^2-4v_s^2)}{v_c^2-v_s^2}$
Bulk, B	$\frac{Y}{3(1-2\nu)}$	B	$\lambda + \frac{2}{3}\mu$	$\rho(v_c^2 - \frac{4}{3}v_s^2)$
Poisson, ν	ν	$\frac{3B-2\mu}{2(3B+\mu)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)}$	$\frac{v_c^2-2v_s^2}{2(v_c^2-v_s^2)}$
v_c^2	$\frac{Y(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{(B+\frac{4}{3}\mu)}{\rho}$	$\frac{(\lambda+2\mu)}{\rho}$	v_c^2
v_s^2	$\frac{Y}{\rho 2(1+\nu)}$	$\frac{\mu}{\rho}$	$\frac{\mu}{\rho}$	v_s^2

La Tabla 1 proporciona una variedad de relaciones, donde (con un análisis rápido), se pueden describir la diferencia en las velocidades de las ondas P y S. Por la definición del módulo de incompresibilidad, un análisis rápido de la ecuación (5) nos apunta a que el valor de B siempre será positivo (nótese que el signo negativo de la ecuación es necesario porque un incremento en la presión, una cantidad positiva, siempre causará un decrecimiento en el volumen, y una disminución en el volumen siempre será una cantidad negativa).

Con la relación de la Tabla 1 se obtiene la siguiente afirmación:

$$v_c^2 - \frac{4}{3}v_s^2 > 0 \quad (17)$$

La ecuación (17) demuestra que, en todo caso, la velocidad de las ondas compresionales tiene que exceder por lo menos un 14% a la velocidad de las ondas cortantes.

Refracción y Reflexión:

Dentro del pozo, se encontrará con distintas interfaces donde las ondas tendrán que cruzar. Visto desde dos dimensiones, una onda acústica tendrá que viajar del transmisor (Tx) de la herramienta, el fluido de perforación, tuberías de revestimiento y cemento (si es el caso), y pasar a través de capas de formación. Dichas ondas tendrán que regresar por el camino descrito hasta ser captado por un receptor (Rx).

El principio de Huygens (usado en un inicio para describir fenómenos ópticos) indica que cada punto en un frente de onda será el origen de un nuevo frente de onda que se desplazará en una dirección fuera de ese mismo punto como ondas esféricas (observar Figura 7). Si el frente de onda tiene un radio suficientemente largo, estas pueden considerarse como ondas planas.

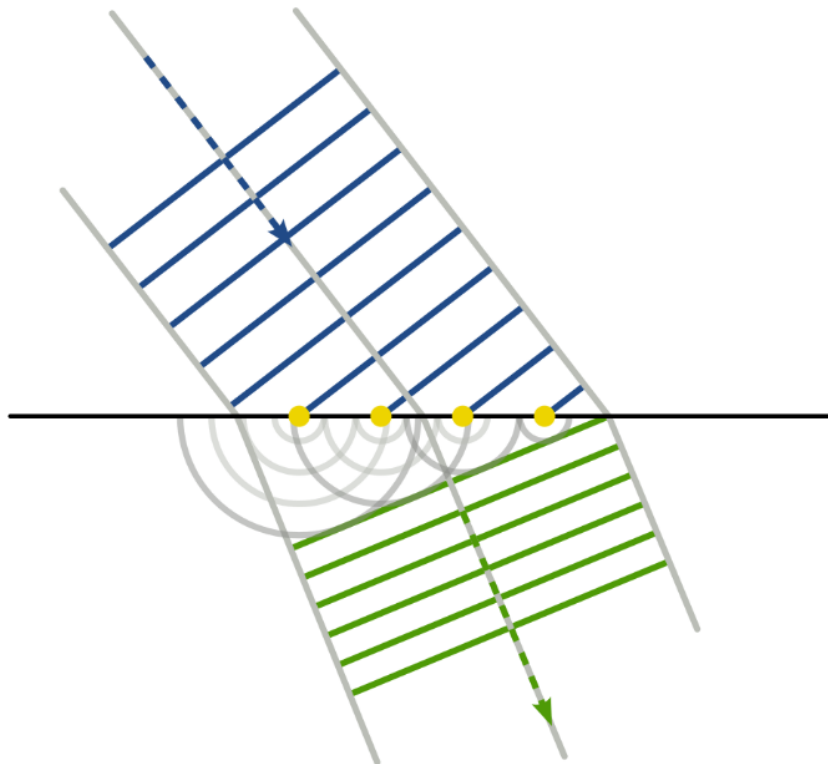


Figura 7. Principio de Huygens, ondas planas generando frentes de onda esféricas en la interfase de dos medios. [17]

Considerando la Figura 7. Haciendo un acercamiento obtenemos la Figura 8. En esta Figura se puede apreciar un frente de onda plano llegando a la Interfase A, mientras que un punto B se encuentra paralelo aún dentro del medio 1.

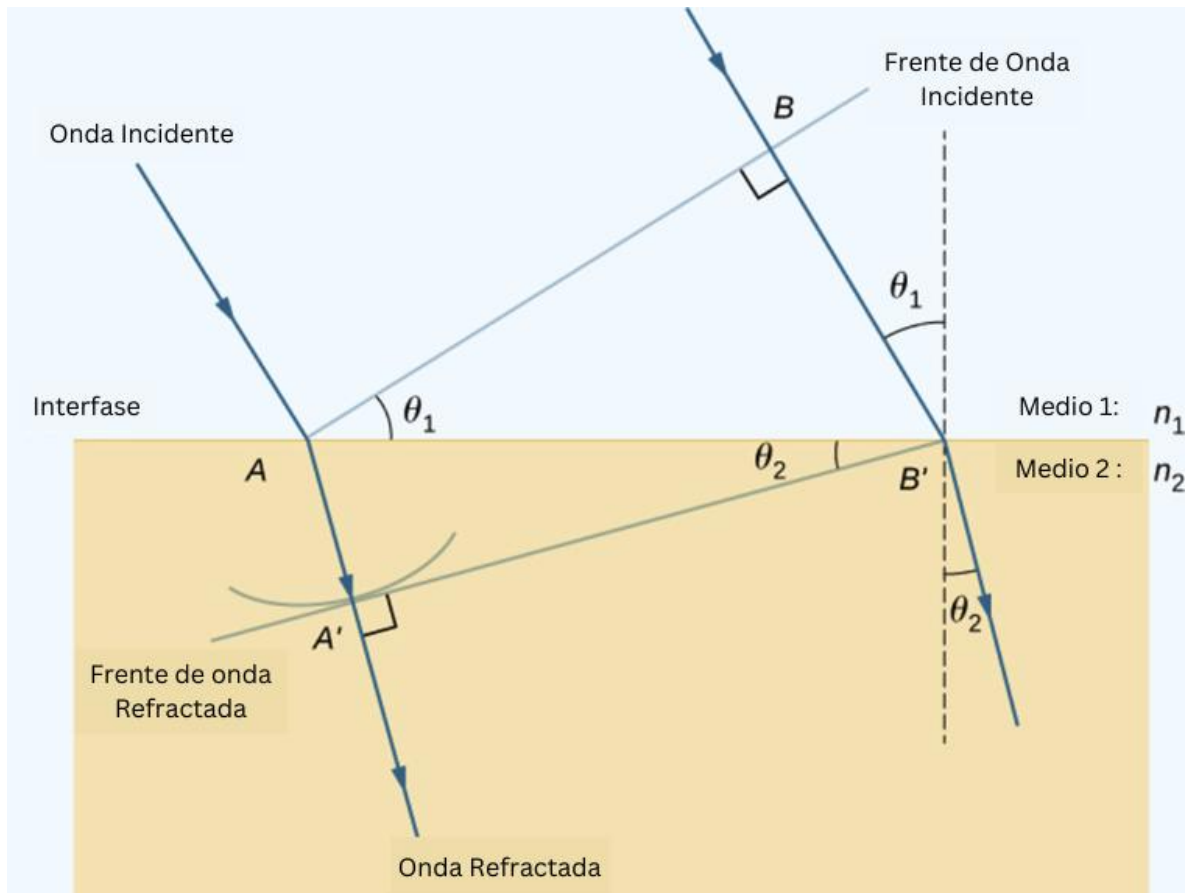


Figura 8. Análisis de onda incidente por el principio de Huygens. [17]

En un determinado tiempo Δt , B se acerca a B' en la interfase a una velocidad:

$$v_1 = \frac{c}{n_1} \quad (18)$$

Donde c es la velocidad del sonido en el vacío y n es el índice de refracción del medio. Por otro lado, el punto A en el mismo tiempo Δt avanza hacia AA' a una velocidad:

$$v_2 = \frac{c}{n_2} \quad (19)$$

Para este ejemplo específico, se considerará que:

$$n_1 < n_2 \quad \therefore \quad v_1 > v_2 \quad (20)$$

Podemos notar la construcción de dos triángulos, uno compuesto por ABB' dentro del medio 1 y otro compuesto por $AB'A'$ dentro del medio 2 y descomponer los ángulos de incidencia a partir de trigonometría.

La longitud de AB' estará dada por la siguiente ecuación:

$$AB' = \frac{AA'}{\sin \theta_2} = \frac{BB'}{\sin \theta_1} \quad (21)$$

Invirtiendo la ecuación y sustituyendo los valores de las distancias por su equivalente, siguiendo la ecuación de distancia:

$$s = vt$$

$$\frac{\sin \theta_1}{\frac{c\Delta t}{n_1}} = \frac{\sin \theta_2}{\frac{c\Delta t}{n_2}} \quad (22)$$

Y cancelando el término $c\Delta t$, la ecuación se simplifica a:

$$n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2 \quad (23)$$

La ecuación (22) es conocida como la *Ley de Snell*, y dicha ley relaciona los senos de los ángulos de incidencia con el índice de refracción de cada material. Adicionalmente, como el índice de refracción está relacionado a la velocidad de la luz de cada material, la ecuación puede arreglarse con las ecuaciones (17) y (18):

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} \quad (24)$$

Un punto por destacar de la ley de Snell trata sobre el ángulo de incidencia θ_1 , si su valor aumenta considerablemente, la onda refractada viajará en paralelo a la interfase de los medios, dicho ángulo de incidencia es conocido como el *ángulo crítico* y está dado por:

$$\sin \theta_{1 \text{ crit}} = \frac{v_1}{v_2} \quad (25)$$

Cuando la incidencia ocurre en el ángulo crítico, un *frente de onda* comenzará a viajar por la interfase, generando a su vez frentes de onda por el principio de Huygens, la energía radiada de nuevo al medio 1 permite que las ondas puedan ser detectadas a su regreso por un receptor centrado dentro del pozo.

Ondas acústicas en el pozo y modelo poro-elástico de la formación:

Previamente, se determinaron parámetros y condiciones para modelar la transmisión de ondas elásticas en un medio homogéneo elástico. Sin embargo, las condiciones puestas fueron idealizadas para los casos específicos, y la formación, cemento, tubería y fluido son medios los cuales van a presentar discontinuidades, porosidad o cambios de litología que cambiarán el modelo previamente establecido.

¿Cómo estos factores se relacionarán a las constantes elásticas y afectarán a las velocidades de propagación de las ondas?

La porosidad (ϕ) está descrita como el *volumen de la porción no sólida de la roca llena de fluido y dividida entre el volumen total de la roca*. El efecto de la porosidad puede apreciarse en la Figura 9 donde la gráfica muestra el inverso de la velocidad (conocido como tiempo de viaje, *travel time*) contra la porosidad de distintas muestras de arenisca (*sandstone*).

Usar el inverso de la velocidad no es una opción aleatoria, la velocidad define la distancia que se recorre en un periodo de tiempo, mientras que el *tiempo de viaje* es el tiempo que tarda en recorrer (en este caso la onda acústica) una distancia definida (para el caso de registros acústicos es común ver las unidades en $\mu\text{seg}/\text{ft}$). Es más práctico trabajar con esta última porque se adecua mejor a los parámetros que ya conocemos (la separación entre transmisor Tx- y receptor Rx de la herramienta). La ecuación que relaciona al tiempo de viaje es:

$$\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{\text{distancia (espacio entre Tx y Rx)}} \quad (26)$$

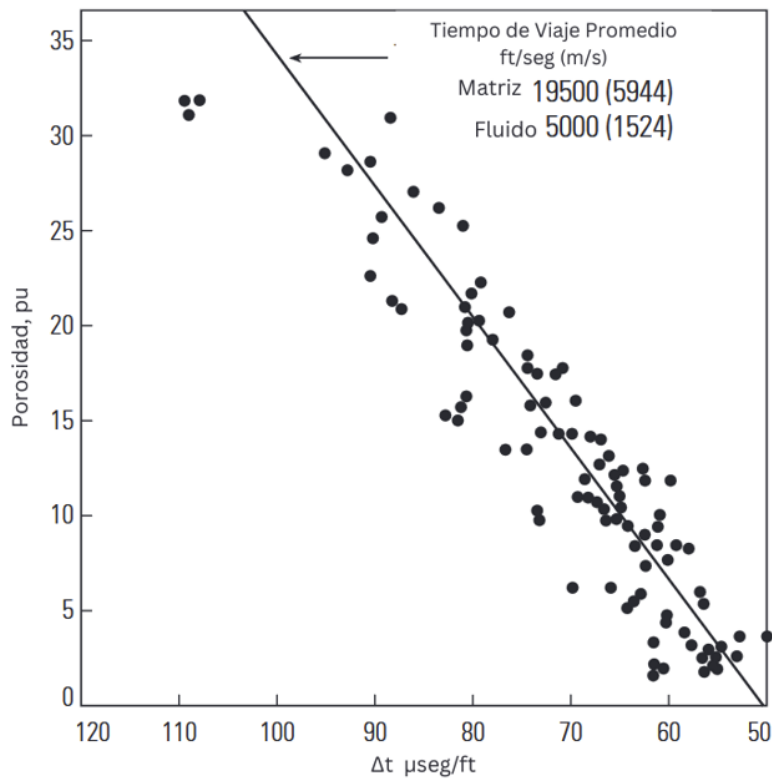


Figura 9. Mediciones del efecto de la porosidad en el tiempo de viaje compresional para muestras de arenisca. [4]

Cabe destacar que la Figura 9 maneja las velocidades de la matriz y del fluido usado. En este caso, la *matriz de velocidad* distingue entre los tipos de rocas y, aunque las variaciones dentro de un mismo tipo de roca puedan cambiar considerablemente, la matriz da hincapié a la primera identificación litológica. La Tabla 2 muestra las velocidades compresionales y cortantes de distintos materiales.

Tabla 2. Velocidades acústicas para distintos materiales. [4]

Solidos Non-Porosos		V_p (ft/seg)	V_s (ft/seg)
Anhidrita		20,000	11,400
Calcita		20,100*	-
Cemento (curado)		12,000	-
Dolomita		23,000	12,700
Granito		19,700	11,200
Yeso		19,000	-
Caliza		21,000	11,100
Cuarzo		18,900*	12,000
Sal		15,000*	8,000
Acero		20,000	9,500
Rocas porosas saturadas de agua			
	Porosidad		
Dolomita	5-20%	20,000-15,000	11,000-7,500
Caliza	5-20%	18,500-13,000	9,500-7,000
Arenisca	5-20%	16,500-11,500	9,500-6,000
Arenas (sin consolidar)	5-20%	11,500-9,000	4,000-1,700
Esquistos		7,000-17,000	
Líquidos**			
Agua (Pura)		4,800	-
Agua (100,00 mg / 1 de NaCl)		-	-
		5,200	-
Agua (200,00 mg / 1 de NaCl)		-	-
		5,500	-
Lodo de Perforación		5,700-3,600	-
Petróleo crudo		4,200	-
Gases**			
Aire (seco y húmedo)		1,100	-
Hidrógeno		4,250	-
Metano		1,500	-
* Promedio de valores aritméticos alrededor de los ejes			
**A presión y temperaturas normalizadas			

La velocidad acústica en rocas porosas va a estar dada en función de la tensión efectiva, representada por un ΔP , que es la diferencia entre la presión externa

aplicada y la presión dentro del poro lleno del fluido en la roca. Un ejemplo se muestra en la Figura 10, donde muestras de distintas rocas con distinta porosidad son sometidas a un rango de presiones, en el eje vertical se puede apreciar el cambio de la velocidad compresional en cada una de las muestras.

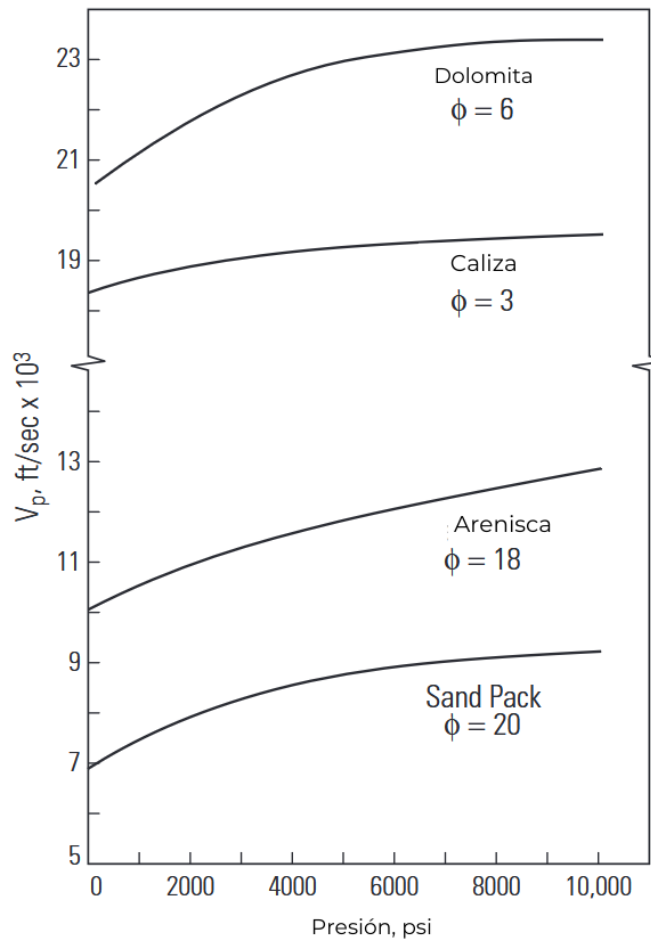


Figura 10. Velocidad compresional para múltiples muestras en función de la presión confinada. [4]

Entonces, una conclusión clara de la porosidad es su efecto directo sobre la reducción de la velocidad en la propagación de ondas. Una ecuación remarcable de *Wyllie*, M.R.J. [1956,1958] encuentra una relación lineal entre el tiempo de viaje y la porosidad:

$$\Delta t = \Delta t_{matriz}(1 - \phi) + \Delta t_{fluido}\phi \quad (27)$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{registro} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \quad (28)$$

Conocida como la ecuación de *tiempos-promedios* y más popularmente como *la ecuación de Wyllie*. Esta ecuación permite calcular el tiempo de viaje a partir del tiempo promedio que tarda una onda en propagarse a través de un material de grosor unitario, de la cual la fracción ϕ es fluido y la fracción $(1 - \phi)$ es la matriz del material. La ecuación (25) es la más usada para el registro sísmico, en la mayoría de las técnicas estandarizadas para registros acústicos, el despeje de la ecuación (25) da pauta a la ecuación (26), dicha ecuación es la más usada en la industria para obtener los valores de porosidad en la formación.

Si bien, se quiere conocer las propiedades geofísicas de la roca, el modelo homogéneo elástico de la formación no se aproxima en su totalidad para la extracción de información. La meta de un modelo es el acercamiento al comportamiento realista de la velocidad bajo la influencia de propiedades como la porosidad, diferencial de presión o propiedades del fluido dentro del poro. Gassmann presenta un modelo poro-elástico de la roca separándolo en dos componentes: esqueleto y fluido (Observar Figura 11)

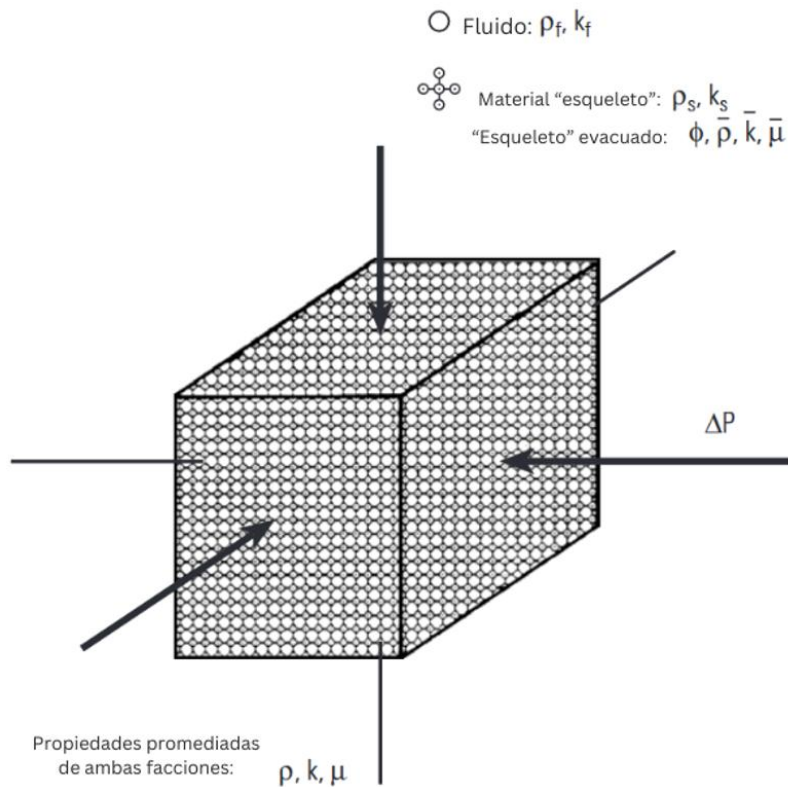


Figura 11. Modelo de Gassmann de una roca porosa. Compuesto por un esqueleto rígido y un fluido saturante. Las constantes del esqueleto y el fluido son conocidas. [4]

Partiendo del conocimiento de las propiedades de ambos componentes (en este caso, su notación del módulo de incompresibilidad cambia a k) y de la ecuación (5), se tiene:

$$k = \bar{k} + \frac{(1 - r)^2}{\frac{\phi}{k_f} + \frac{1 - \phi}{k_{es}} - \frac{\bar{k}}{k_{es}^2}} \quad (29)$$

Donde el término $r = \frac{\bar{k}}{k_{es}}$.

Teoría de la Herramienta:

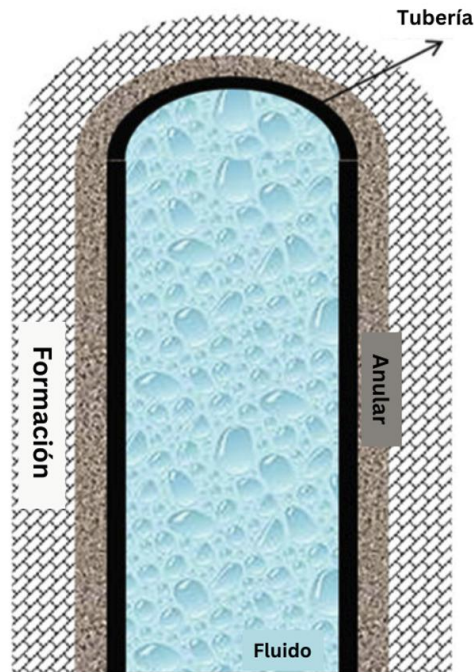


Figura 12. Esquema de un pozo entubado. [5]

Una de las etapas de la finalización de pozos (*Well Completions*) es el llenado de cemento por todo el anular del pozo. El cemento provee un aislamiento hidráulico entre la formación geológica y la tubería, evitando la invasión de fluidos no deseados, tanto al pozo como al anular.

Cualquier daño o trabajo mal realizado de cementación puede generar problemas varios, tales como producción de agua, agotamiento de mecanismos de extracción de crudo por gas, pérdida de producción en pozos aledaños, contaminación de aguas frescas por fluidos no deseados y hasta pérdida de la integridad del pozo causando *patadas* o *reventón de pozo*.

El método sónico para estudiar la integridad del cemento fue propuesto por Pardue (1963), de trabajos experimentales y casos de estudio previos, se llega a una teoría que puede describir cualitativa y semi-cuantitativa la adherencia de la tubería al cemento y esta, a su vez, a la formación.

La Figura 12 muestra un ejemplo básico del arreglo estructural del pozo. La atenuación y el tiempo de viaje del primer arribo de la onda acústica pueden ser medidos para determinar las condiciones del cemento.

El transmisor (Tx) y el receptor (Rx) son piezas fundamentales de cualquier sistema de medición acústica. Para el caso de herramientas enfocadas a exploración petrolera nos encontramos con dos tipos de transductores, los de comportamiento magnetoestrictivo y los piezoeléctricos. El enfoque irá a los últimos, debido a que son los más usados en la industria. El efecto piezoeléctrico define a los materiales que al sufrir una deformación producen una carga eléctrica y su efecto inverso.

Siendo de forma cilíndrica, se aplica un voltaje entre la superficie externa e interna produciendo un cambio de volumen que genera una onda de presión que se puede tratar como onda acústica. En el caso opuesto, el mismo cilindro puede funcionar como receptor, la onda llega impactando, deformando al material y produciendo una carga que se traduce a un voltaje.

La potencia de salida y frecuencia dependerá del área de superficie y propiedades mismas del material siendo el más usado el Titanato de Bario (BaTiO_2). Aun así, la frecuencia más común de uso oscila de 1 a 25 kHz. Se ha encontrado que el uso de frecuencias de 28 kHz y mayores propician el viaje de las ondas acústicas por segmentos sin consolidar de la tubería, resultando en arribos de formación débiles (baja amplitud).

Para el registro de cementación, ondas compresionales se propagan del fluido y viajan verticalmente en el pozo. El interés primario es el frente de onda (observe Figura 13), que se mueve directamente de la tubería de revestimiento.

La onda acústica, al chocar con la tubería perderá energía o se *atenuará*, toda fase por la cual la onda recorra tendrá efectos característicos que influenciarán la velocidad, amplitud y frecuencia. La primera onda recibida por el receptor traerá consigo la pérdida total de energía de la onda compresional, dicha pérdida servirá para evaluar la unión entre el cemento y la tubería de revestimiento.

Para describir la velocidad de la onda compresional se usará la relación de incompresibilidad de la Tabla 1:

$$v_c = \sqrt{\frac{B + (4/3)\mu}{\rho}} \quad (30)$$

Por otro lado, la velocidad de las ondas cortantes está dada por:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (31)$$

Se describió previamente que la onda cortante es más lenta que las ondas compresionales, pero una característica más a considerar es el hecho de que estas no pueden propagarse por fluidos (en reposo). La explicación es relativamente sencilla: al no haber movimiento en el fluido, el gradiente de velocidad es cero. La definición de la Figura 5 implica que, para haber una deformación cortante debe haber un esfuerzo, debido a la definición de reposo, y no puede existir una fuerza ejerciente y el módulo se vuelve cero.

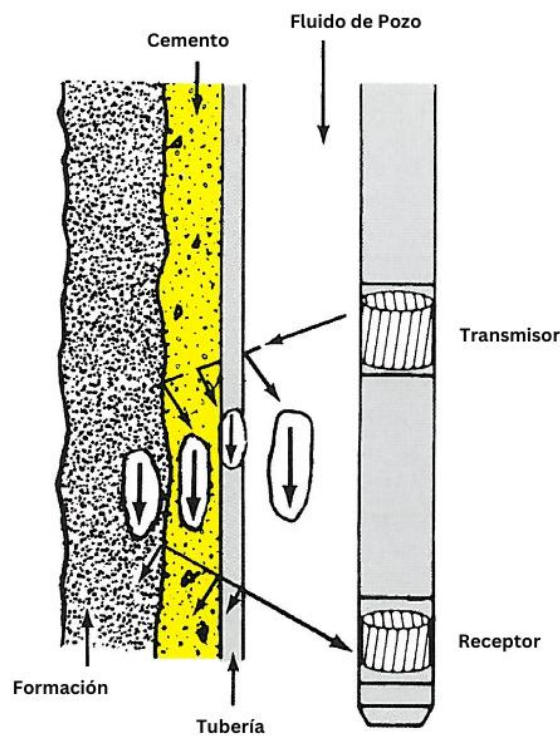


Figura 13. Viaje de una onda acústica en un pozo entubado. [18]

La herramienta CBL (*Cement Bond Log*) es la más usada para la evaluación acústica, siendo una herramienta típicamente omnidireccional (monopolar) con un transmisor y dos receptores. El término monopolar se refiere al uso de un transmisor que radia sonido en todas las direcciones y, en este caso, el transmisor genera una onda compresional en el fluido, refractando dicha onda en la formación y generando frentes de onda cortante en los ángulos críticos.

El estándar de separación entre Tx y Rx es de 3ft y 5ft con un segmento de ranurados alrededor de todo el cuerpo entre ellos. El ranurado sobre la herramienta asegura que la onda acústica no viaje a través de la herramienta generando arribos de onda que no tienen nada que ver con la información del cemento. El espaciado de 3ft es el más recomendado por la API (*American Petroleum Institute*), por su medición aceptable de la amplitud y tiempo de viaje, en el caso

del espaciado de 5ft, este cuenta con una lectura conocida como VDL (Variable Density Log).

Principalmente en cualquier herramienta acústica, cabe considerar factores que puedan afectar a las lecturas, principalmente el cambio de diámetro del pozo. Cambios mínimos pueden representar lecturas erróneas, observando la Figura 14, el uso de un solo Tx y Rx es propenso a medir un tiempo de viaje anormalmente largo debido al mayor tiempo que tarda la onda en recorrer el camino.

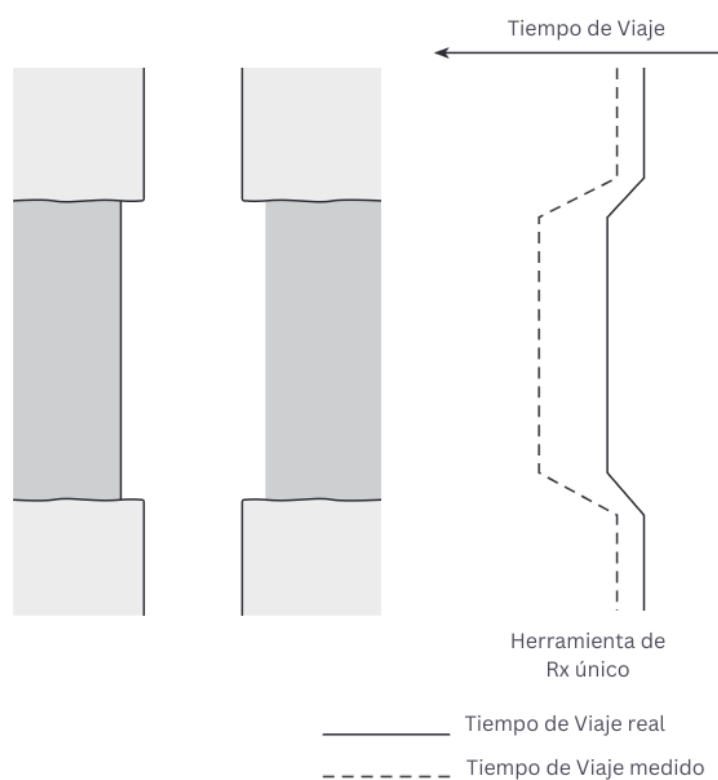


Figura 14. Tiempo de viaje en herramienta con receptor único. [4]

Una manera de compensar la lectura implica el uso de un arreglo de Tx-Rx para lograr una comparación de las lecturas. La Figura 15 muestra el arreglo y los caminos de cada Tx hacia un Rx:

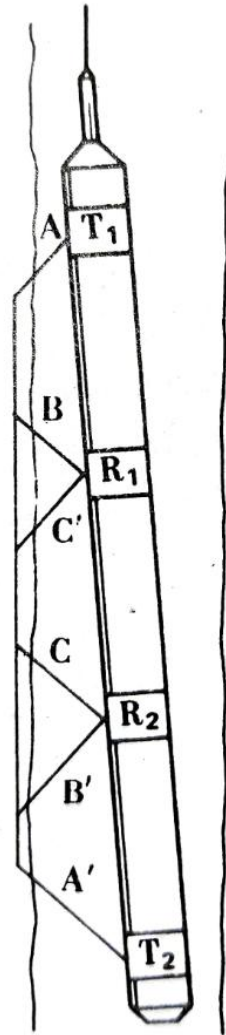


Figura 15. Camino recorrido de cada señal Tx-Rx en una herramienta descentralizada en pozo. [19]

En este caso se designa el viaje de T1 a R2 como t_{12} y así sucesivamente:

$$t_{12} - t_{11} = \frac{l}{v} + \frac{\Delta d}{v_f} \quad (32)$$

$$t_{21} - t_{22} = \frac{l}{v} + \frac{\Delta d}{v_f} \quad (33)$$

Ambas ecuaciones describen el tiempo que tarda en recorrer la onda de cada respectivo par de Tx y Rx y un agregado que incluye los tiempos de recorrido en el fluido. Promediando las ecuaciones:

$$\frac{t_{21} - t_{22} + t_{12} - t_{11}}{2} = \frac{l}{v} \quad (34)$$

La ecuación (33) asegura que si el valor de los tiempos en alguno de pares Tx-Rx no es igual no cumplirá la igualdad, indicando una inclinación o descentralización de la herramienta.

En teoría, la segunda parte de la igualdad debería tener un coseno para describir inclinaciones de la herramienta, pero las sondas acústicas oscilan en longitudes de 5 m en promedio y los diámetros de pozo a caracterizar son de 15 cm; el coseno del ángulo se aproxima al valor de uno; por lo tanto, puede ser ignorado.

Tabla 3. Tiempo de Viaje a través de múltiples materiales. [4]

Material	Tiempo de Viaje, μseg/ft
Arenisca	55.5
Caliza	47.6
Dolomita	43.5
Sal	67.0
Anhidrita	50.0
Polihalita	57.5
Agua (Pura)	200.0
Agua (100,000 ppm NaCl)	189.0
Agua (200,000 ppm NaCl)	182.0
Crudo	222.0
Aire	919.0
Tubería de Acero	57.0
Lodo	167.0
Cemento	90.0-160.0

La onda acústica atravesará distintas fases para llegar al Rx y cada fase atravesada tendrá una velocidad acústica única, como se puede ver en la Tabla 3. La composición de la señal signatura será la adición de cada una de las distintas amplitudes y arribos de cada fase (observar Figura 16).

El tren de onda –en el caso de un registro CBL– apunta a que la primera llegada será la onda señal de la tubería (observar en la tabla que su *tiempo de viaje* es de 57 $\mu\text{seg}/\text{ft}$), seguido de la llegada de la onda señal de la formación.

La velocidad de la formación (con excepción de la dolomita y la caliza) es usualmente más lenta o igual que la del acero y su paso será más largo. Dicha señal de la formación cargará consigo la onda señal más lenta del cemento. Y finalmente, la señal del fluido será la última en llegar.

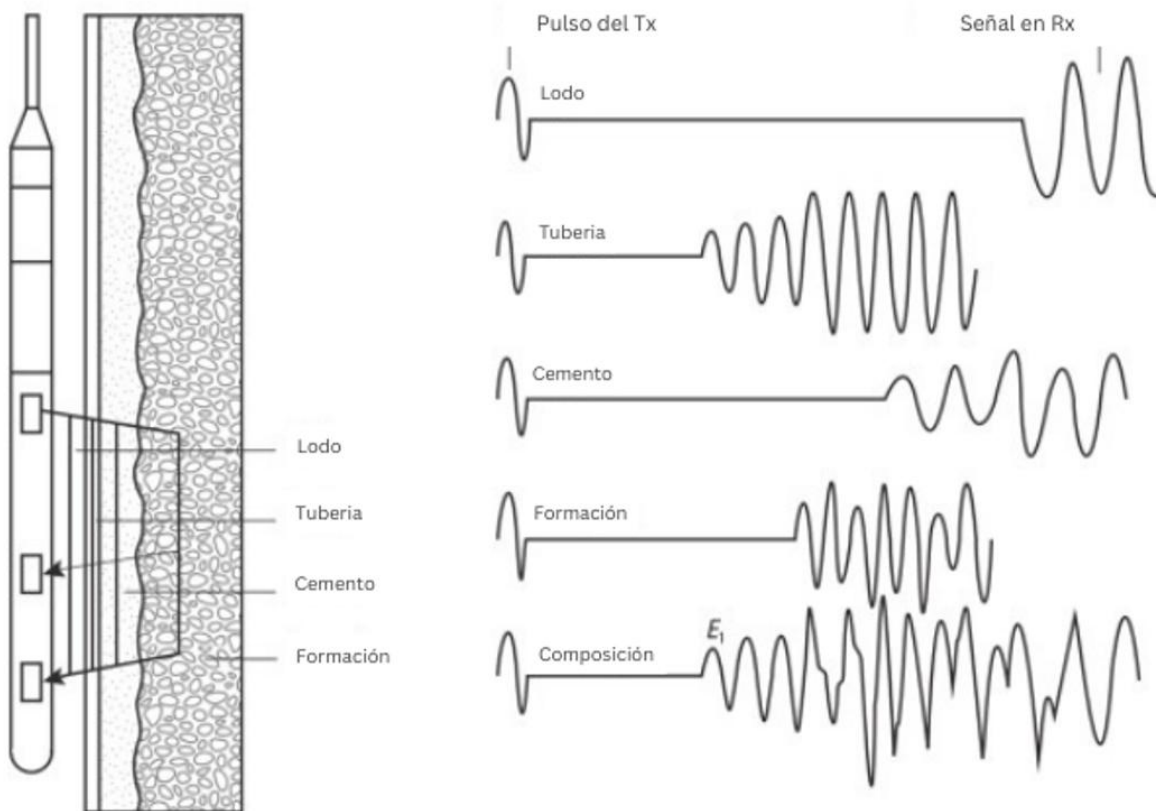


Figura 16. Composición de señales y sus individuales. [1]

El efecto del cemento es causar la atenuación de la energía acústica de la tubería de revestimiento a la formación. La señal, en teoría, viajaría como una onda compresional a través de la tubería de revestimiento hacia el Rx. Si la adherencia del cemento es buena, esta propiciará la generación de ondas cortantes causando

pérdida energética y atenuando o completamente desapareciendo la onda P. En el caso contrario, una mala adherencia del cemento no generará las ondas S y la señal no perderá energía.

Un mejor acercamiento al tren de ondas es presentado en la siguiente Figura 17, donde podemos observar la composición de la señal en el formato signatura. El eje X denota el tiempo en μs y el eje Y la amplitud de la onda medida en mV. Una amplitud de gran magnitud será reconocida como una mala adherencia debido a que la energía acústica no se atenuó como se discutió anteriormente.

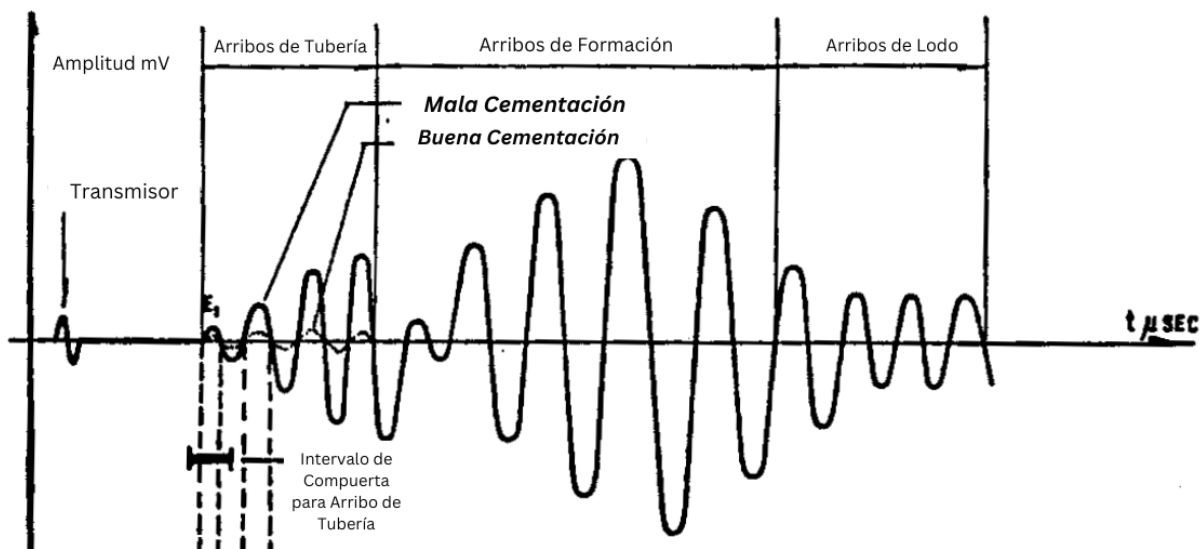


Figura 17. Tren de ondas en formato signatura. [2]

Mecanismo de Captura de Ondas

Electrónicamente, la herramienta cuenta con dos maneras de capturar las ondas para su procesamiento: Compuerta Fija y Flotante. Una compuerta es la manera de referirse a un intervalo donde Tx y Rx trabajan en sincronía y cierran dicho intervalo para evitar la entrada de información no deseada.

Asumiendo que la herramienta está centralizada, el peso del fluido y de la tubería, así como el diámetro se mantienen constantes; la señal no debería verse afectada y la amplitud debería ser solamente afectada por el cemento, la Figura 18 muestra ambos métodos de manera visual.

Fijas:

En este caso, el Tx dispara en intervalos fijos, seguidos de un tiempo fijo de apertura y cerrado de la compuerta. En este caso se debe configurar el intervalo del tiempo de apertura basado en las condiciones conocidas de la tubería (diámetro, etc.), cualquier señal que llegue posterior al cerrado no será considerada por la electrónica.

Flotantes:

Para este caso, la compuerta se mantendrá abierta en todo momento, un umbral de detección de amplitud será configurado para que, al detectar una señal que lo sobrepase, este sea grabado como el primer arribo. El sesgo de corrección debe ser claro; si el umbral es colocado en un límite muy bajo, cualquier señal que no sea la del primer arribo (ruido) empezará a ser leída e interpretada incorrectamente, de ser colocada en un límite superior alto implicaría que incluso las señales del primer arribo no sean detectadas en lo absoluto.

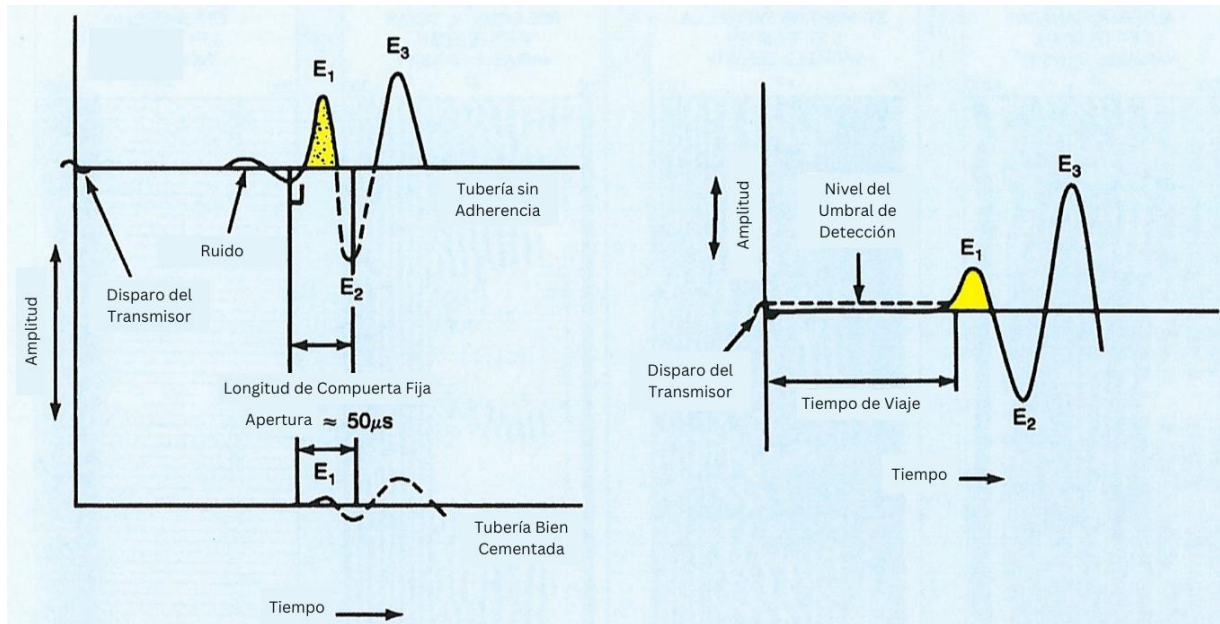


Figura 18. Visualización gráfica de las compuertas fijas y flotantes. [18]

VDL

Una segunda representación de la onda signatura –derivada de esta misma– proviene de la lectura con el espaciamiento de 5 ft conocida como VDL (Variable Density Log) o Registro de Densidad Variable. El VDL es una representación de la intensidad modulada continua, visualizada en una escala de grises. Una ventaja sobre la visualización signatura es el poder observar la continuidad panorámica del pozo.

La Figura 19 muestra una manera fácil de visualizar como se genera esta representación, los picos positivos son cortados por la mitad del eje y puestos en una vista superior, entre mayor amplitud tenga la onda, más oscuro será el tono designado.

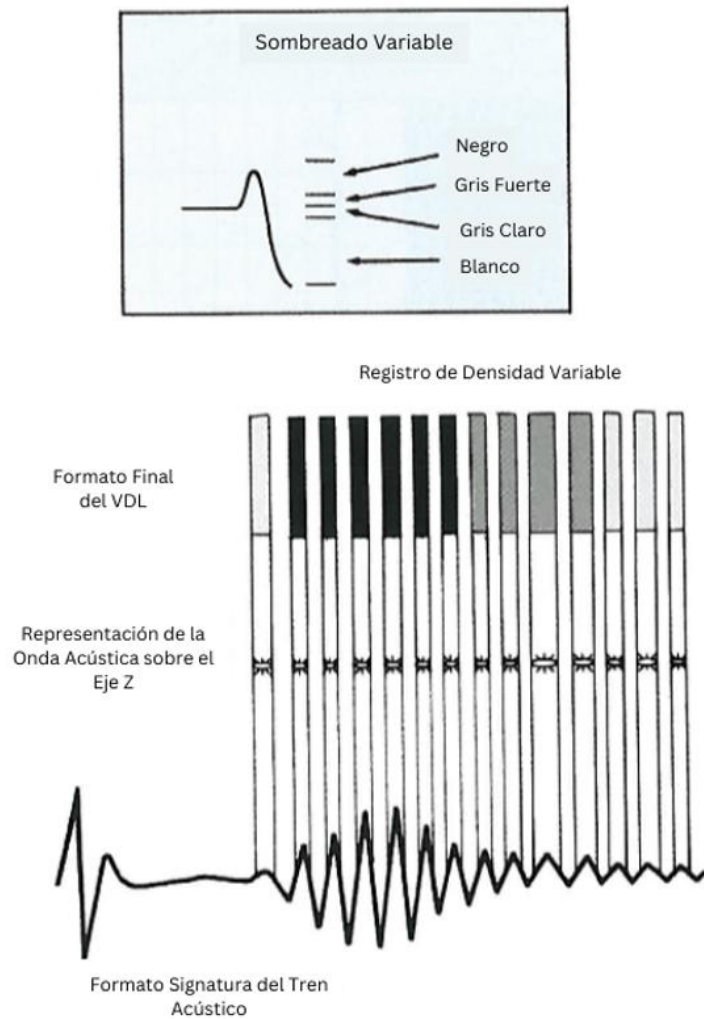


Figura 19. Proceso simplificado de la obtención del VDL. [18]

Interpretación de la Onda

Se ha trabajado la onda como una muestra única de la recepción de datos, pero para aplicaciones prácticas, estas se tienen que trabajar en intervalos de profundidad. Para la lectura del VDL se tiene la Figura 20, que servirá de un ejemplo simplificado. Las tres señales rápidas de identificar en el VDL son: tubería, formación y lodo (fluido de perforación).

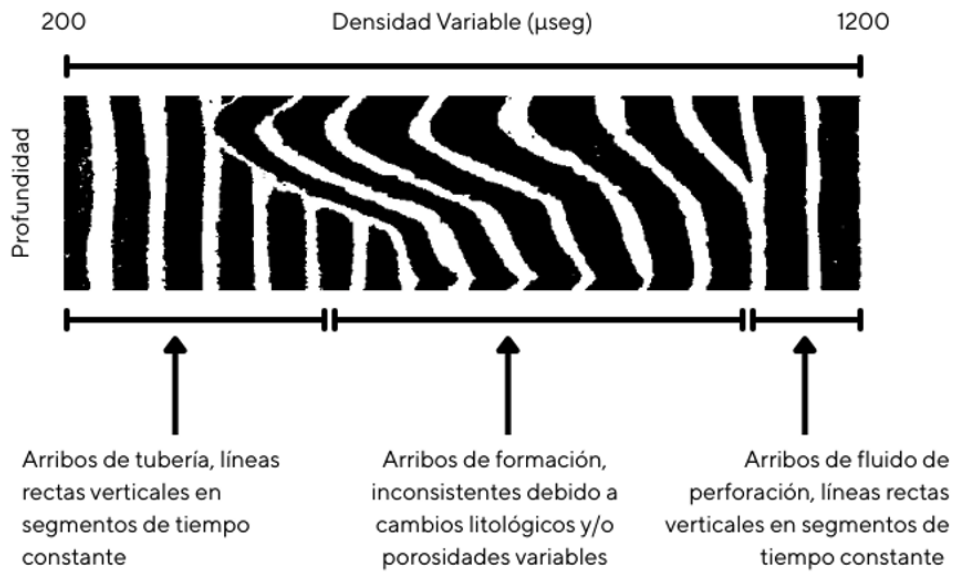


Figura 20. Interpretación del VDL. [2]

En general, las primeras señales a llegar serán las de la tubería y siempre arribarán de una manera constante. Se presentan como las franjas verticales al inicio del tiempo. Para un cálculo rápido de su tiempo de arribo, se puede usar la siguiente gráfica de la Figura 21, donde al *tiempo de viaje* dependiendo del diámetro de la tubería se le añaden los 2ft extra del espaciamiento (114μseg de la Tabla 3).

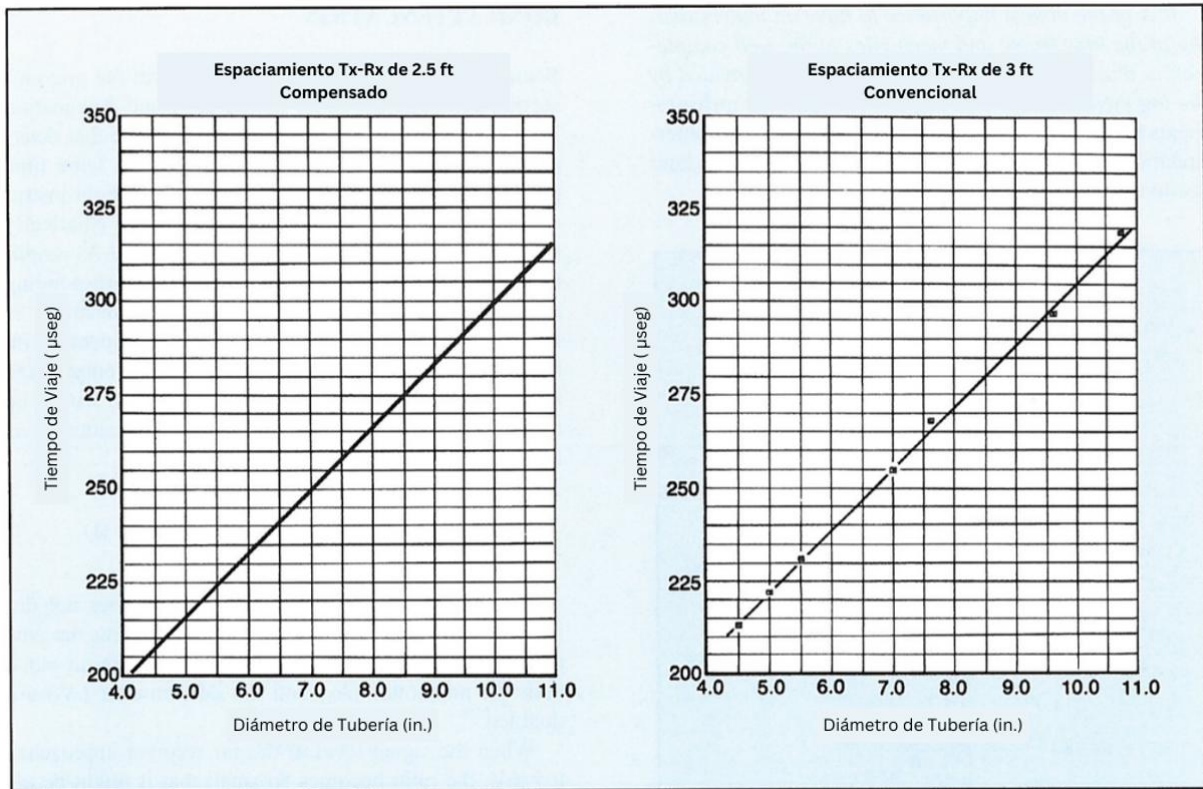


Figura 21. Diámetro de tubería vs Tiempo de Viaje en la herramienta de 2.5 ft y 3 ft de espaciamento. [18]

En el caso del fluido, este igual se comportará como una constante; ya que el espaciamento entre Tx y Rx es una constante y las propiedades del fluido (en teoría) deberían mantenerse igualmente constantes. Conociendo ambos datos, también se puede hacer un estimado del tiempo de arribo del fluido usando:

$$\text{Tiempo del Fluido} = (\Delta T_{\text{fluido}}) (\text{Espaciamento Tx} - \text{Rx})$$

Para el caso de la formación, el análisis es predecible, si se conoce previamente la formación y su ΔT . Sin embargo, para el caso de las ondas cortantes, en caso de presentarse, su arribo será aproximadamente un 1.6 a 1.9 veces de la llegada de la onda compresional. Aunque el no poder identificar este tipo de ondas en el VDL no debería ser significado de un problema como tal, ya que este es un caso muy común en formaciones de baja velocidad.

Visualización Completa

Para poder visualizar cada una de las presentaciones, se tiene el estándar del registro eléctrico, que consiste en la visualización vertical de la profundidad por segmentos o pistas (*tracks*). Cada pista, con su escala adecuada, proveerá una manera de visualización de la información obtenida de manera ordenada y señalada.

Existen algunos estándares de formato en la industria para todos los servicios que puedan realizarse. Algunos servicios llevan consigo herramientas que son fundamentales para la operación y siempre estarán presentes en la visualización del registro. Para el caso específico del CBL, el conjunto de herramientas irá acompañado de una herramienta de Rayos Gamma (GR) y un Detector de Coples (CCL).

- La herramienta de rayos gamma (GR) mide la radiación natural de la formación. Considerando que las interacciones nucleares toman décadas en decaer, la radiación sirve como método de correlación de profundidad.
- El CCL, a través del cambio del campo magnético de un imán en su interior, debido al cambio de grosor (densidad) metálica (en este caso, la tubería), generará un pulso eléctrico. Para este caso, las tuberías de revestimiento son unidas a través de una unión con cuerda (cople), misma que sufre de un cambio en el grosor del material. Este cambio es reconocido por la herramienta. Igualmente, sirve como un método de control de profundidad y de correlación.
- La Figura 22 muestra un ejemplo de un registro de cementación, cuenta con 3 pistas: el GR, CBL de amplitud y VDL. En este registro se puede notar una baja amplitud en el intervalo, la señal de tubería en el VDL es débil; mientras que la señal de formación es fuerte. Estos son indicadores que dan buen indicio de una buena cementación.

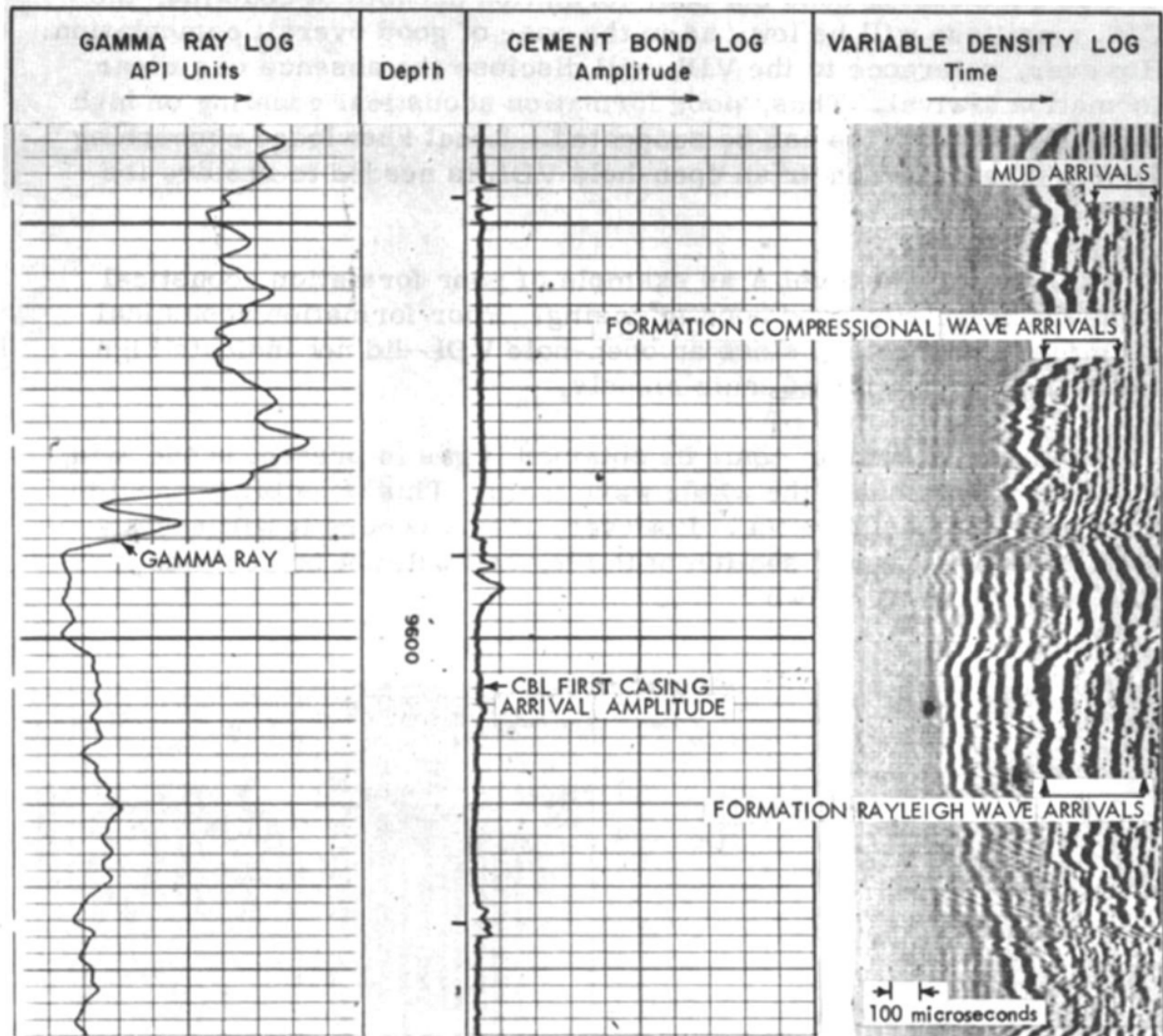


Figura 22. Ejemplo de un registro CBL/VDL en un pozo correctamente cementado. [20]

Factores Por Considerar en el Registro:

Collarines de Tubería:

Las uniones de las tuberías generan un par de características reconocibles sobre el registro. La amplitud decrece por un breve momento, el tiempo de viaje aumenta y en el VDL se puede observar un patrón con forma de la letra W, conocido como *chevron*. El rebote acústico de la onda entre las cuerdas del collarín es lo que genera esta interacción. La Figura 23 muestra un registro con la presencia de los chevrones.

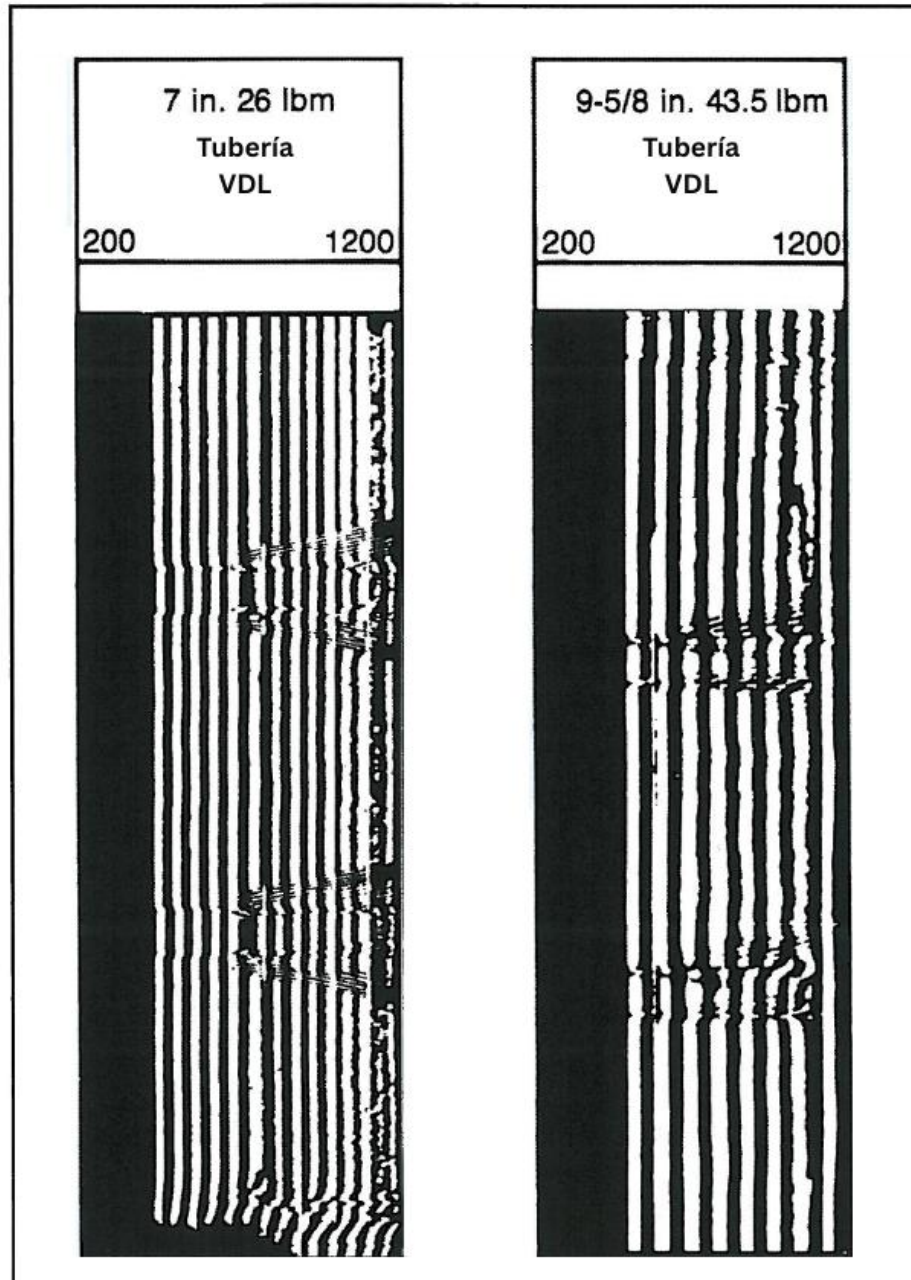


Figura 23. Registro de VDL en tuberías de distinto diámetro mostrando la presencia de chevrones debido al paso de la herramienta por un collarín. [18]

Centralización de la Herramienta:

Es crítico que la herramienta dentro de la tubería se mantenga centralizada. Una descentralización de $\frac{1}{4}$ de pulgada puede reducir la amplitud de la señal en un 50% de la medición original (observar Figura 24), ocasionando lecturas erróneas de buena cementación. Para evitar esto, el uso de centralizadores externos en la herramienta es una opción estándar en casi todo trabajo CBL; pero si hay reducciones de diámetro por debajo de la zona de registro, esto puede ocasionar obstrucciones, o peor, acañamiento de la herramienta. En todo caso es obligatorio pedir el estado mecánico del pozo previo al trabajo.

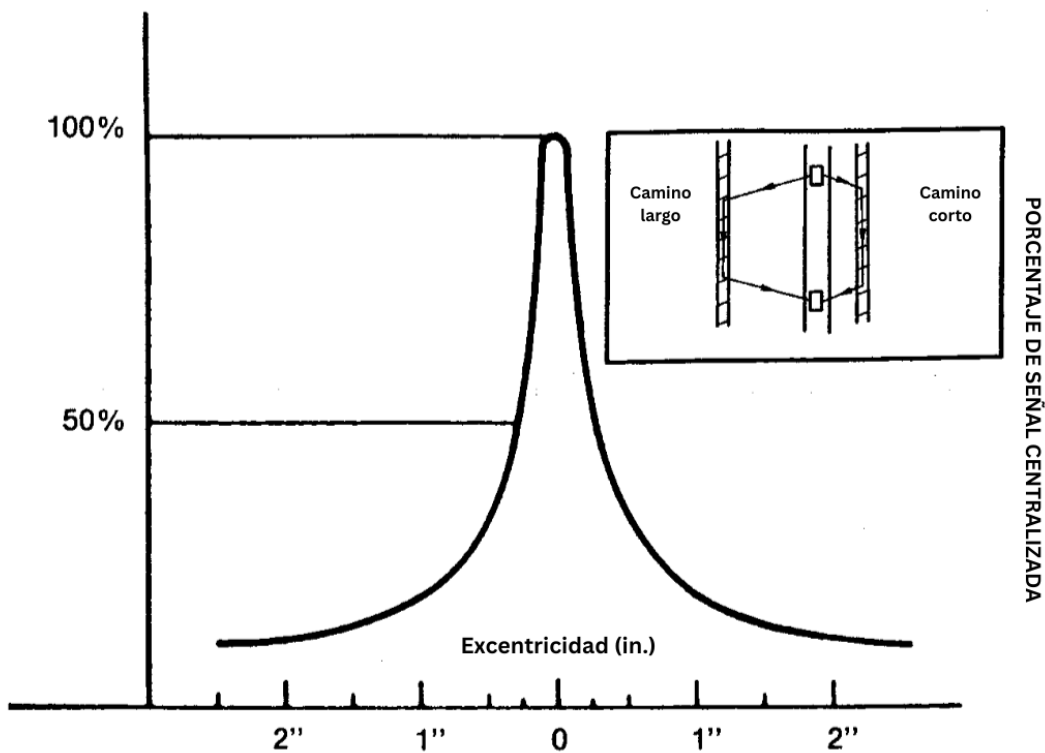


Figura 24. Efectos de la centralización de la herramienta en la amplitud de la señal de arriba. [2]

Para mantener el monitoreo de la descentralización durante el registro, el tiempo de viaje se debe mantener constante durante todo el registro, arribos tempranos de 4-5 μ seg del valor promedio conocido en la tubería libre centralizada implican una pérdida de amplitud del 30%. Un control de calidad añadido sería el de

comparar el tiempo de viaje obtenido en el registro con el del PPT (*Predicted Pipe Time*), que es un estimado predicho del tiempo de viaje a partir de información conocida del pozo (matriz de roca, diámetro, esfuerzo compresional del cemento, etc.).

Formaciones Rápidas

Una formación rápida está definida como aquella cuyo arribo de señal ocurre antes o al mismo tiempo que la señal de la tubería. De la Tabla 3 se observa que el tiempo de viaje de la tubería es mayor a la de la anhidrita, dolomita y caliza.

En cuestión del registro, al llegar las señales de la formación antes que el de la tubería ocasionará que la detección de onda sea *temprana* y por lo tanto el tiempo de viaje más corto. En todo caso, la amplitud tendrá una magnitud elevada y se interpretará incorrectamente como tubería libre o mal cementada. La Figura 25 muestra un ejemplo de registro con grandes intervalos de formación rápida.

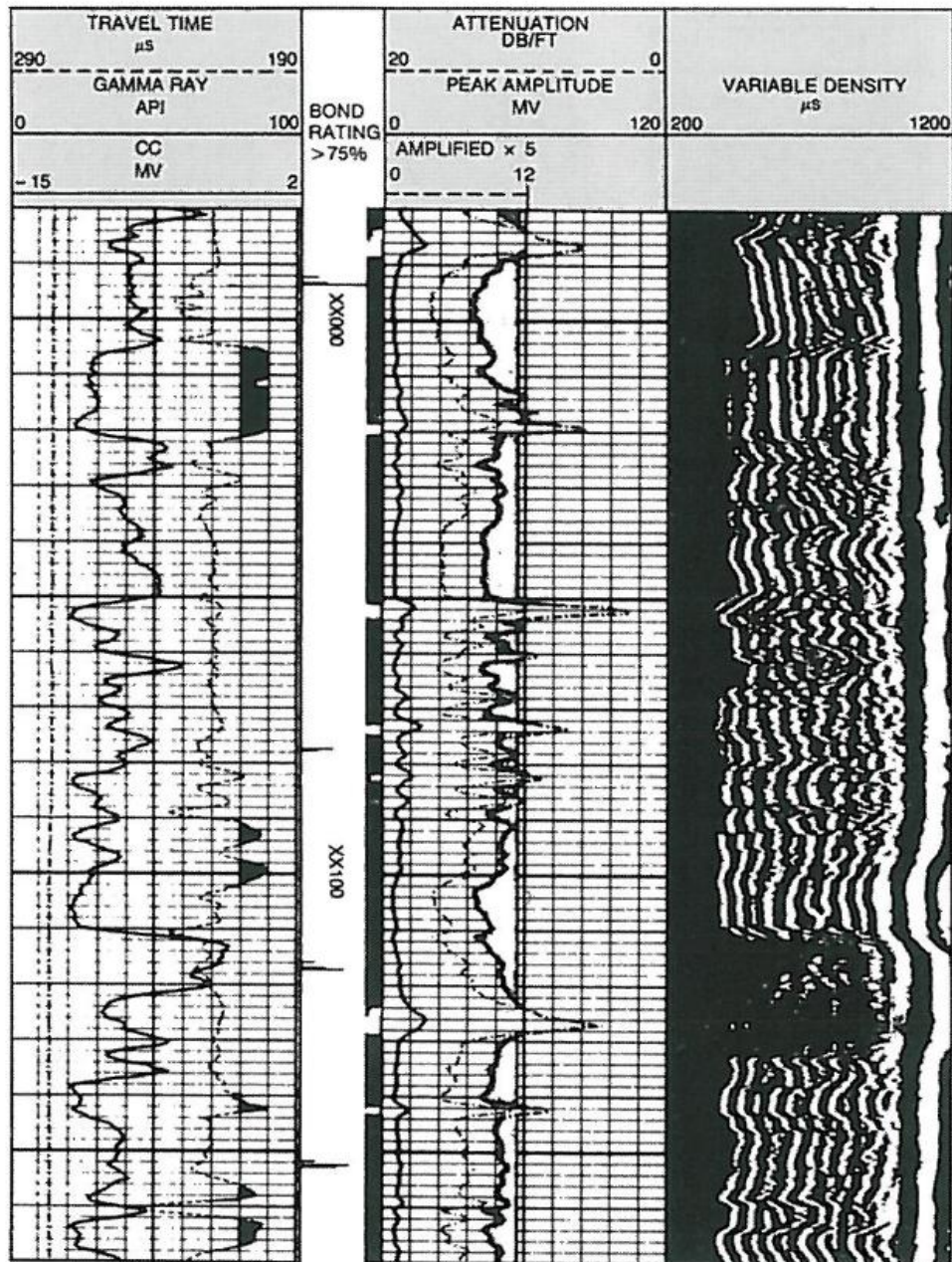


Figura 25. Registro con presencia de formaciones rápidas. Se puede apreciar los cambios en el tiempo de viaje de la formaci3n y c3mo estos van acorde a la lectura del GR. En el VDL se aprecia el arribo de la señal de formaci3n, primeramente, mientras las curvas de amplitud indican una cementaci3n parcial. A pesar de eso, la interpretaci3n no puede s3lo tomarse de las curvas de atenuaci3n, el VDL confirma la existencia de una buena trayectoria ac3stica. Todo el intervalo est bien cementado. [18]

En el caso de la interpretaci3n, el uso del VDL se vuelve crítico. Una aproximaci3n al problema es que se puede inferir que, si se tienen arribos de formaci3n primero,

esto implica que el *camino acústico* se encuentra “completo” (es decir, formación, cemento y tubería). Por lo tanto, hay suficiente cemento en el anular para la transmisión de las ondas. Pero esto es para casos específicos, donde se presencia dicha formación primero y el camino está presente; en todo caso, hay que hacer un análisis completo del registro e ir comparando las zonas para llegar a una interpretación correcta.

Micro-anillo

Definido como una brecha entre el anular de la tubería y el cemento debido a una serie de factores diversos, el efecto principal en el registro es la mala interpretación de tubería libre. Las causas de un micro-anillo pueden ser:

- Expansión térmica de la tubería durante el curado del cemento
- Contracción de la tubería debido al llenado de fluidos de baja temperatura previo al registro
- Disminución de la densidad del fluido de perforación mientras se estaba registrando

El protocolo estándar del CBL indica que, previo al registro, se deberá incrementar la presión dentro de la tubería para evitar este tipo de situaciones. En todo caso, puede realizarse un primer registro seguido de una repetida, pero con la presión adicional en la tubería –si al compararse ambos registros presentan distinciones– el segundo registro se considera como correcto.

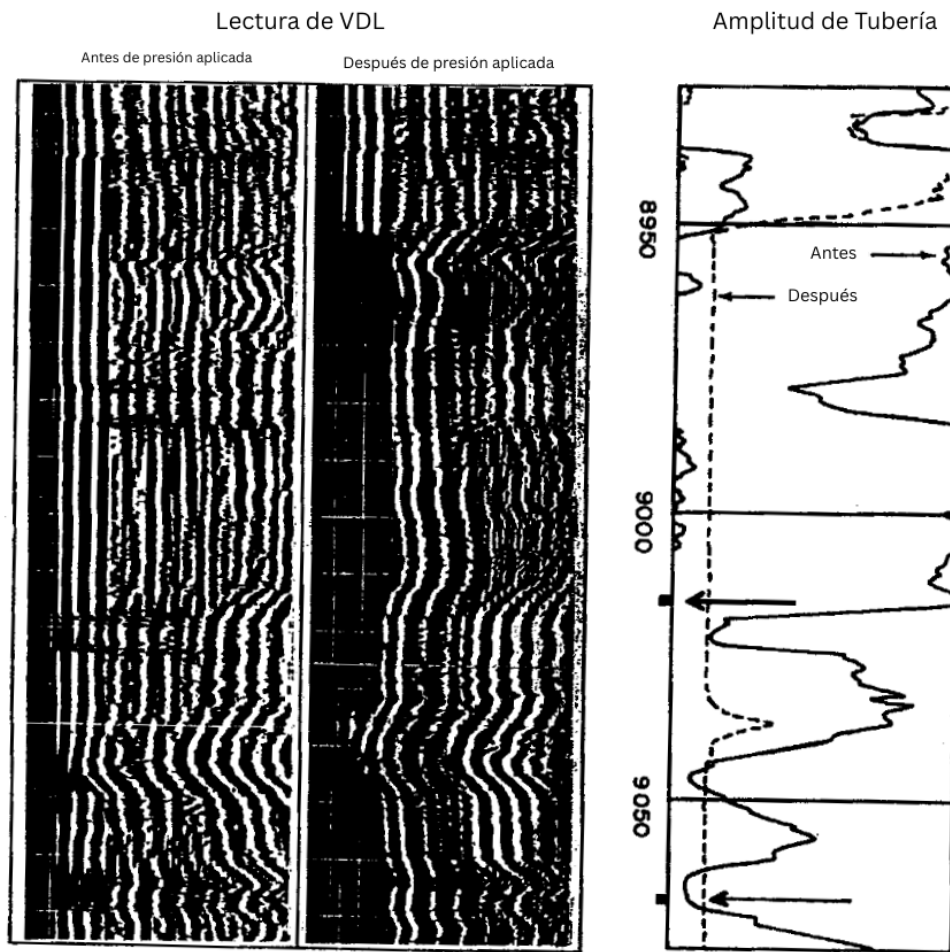


Figura 26. Diferencia en la lectura de VDL al aplicar presión al pozo. Obsérvese el decrecimiento en la curva de amplitud y la falta de señales de tubería en el VDL. [2]

Cycle-Skipping

El *salto de ciclo* o *cycle-skipping* es el fenómeno que ocurre cuando el primer arribo de la tubería no es detectado debido a una excelente adherencia con el cemento. La señal de arribo de la tubería se atenúa muy por debajo del umbral como para ser detectado, pero el tren acústico continúa llegando y la señal siguiente de suficiente amplitud será seleccionada como el primer arribo. Para el caso del registro, se podrá distinguir este fenómeno cuando el tiempo de viaje es mayor al predicho.

A continuación, se presentan los casos de estudio.

Caso de Estudio

En este segmento, se exhibirán 2 casos de registros tomados en pozos alrededor del mundo. Se procederá a interpretar cada uno de ellos.

Caso I: Pozo en el Golfo Pérsico

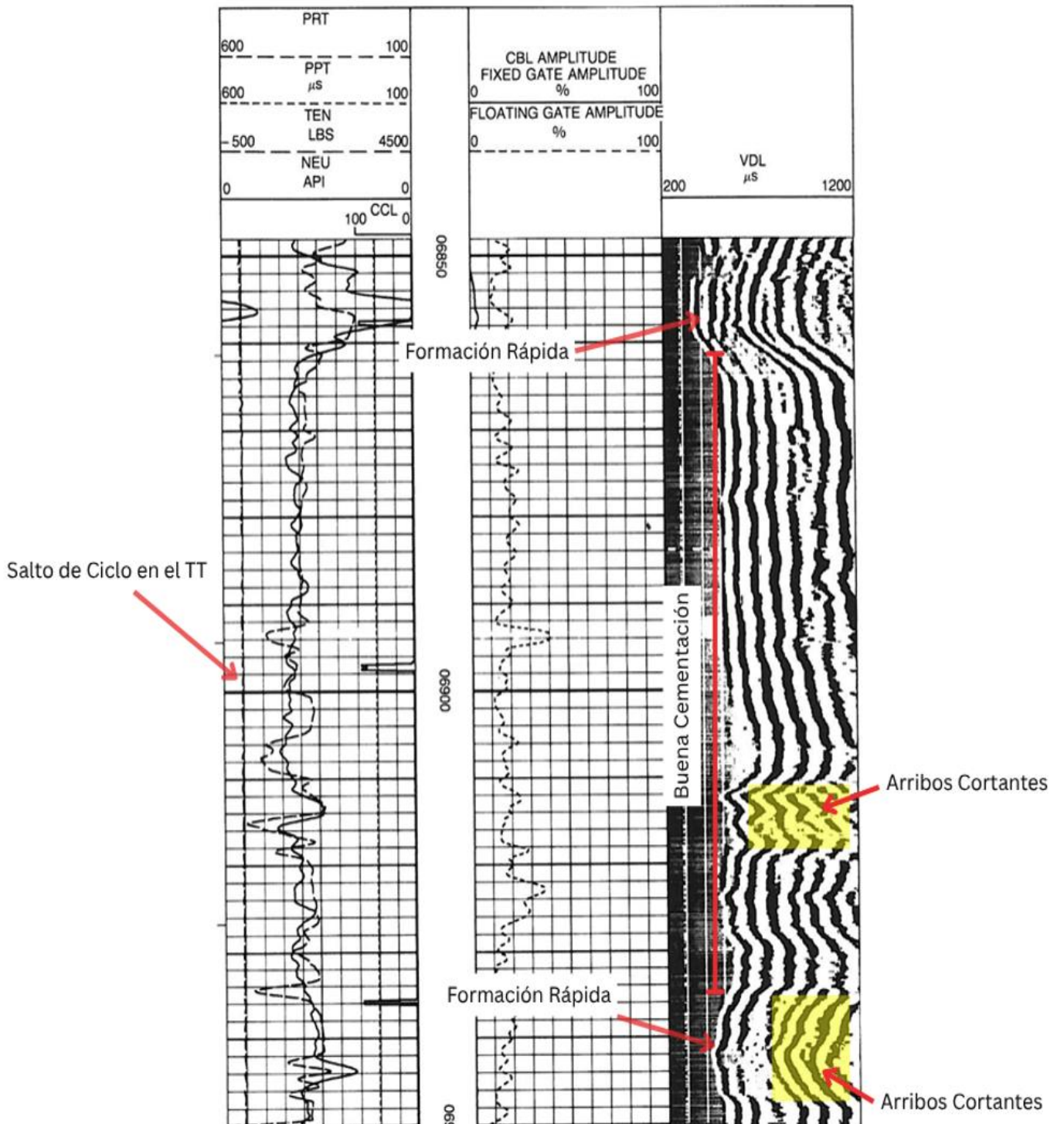


Figura 27. Segmento de registro eléctrico en un pozo en la región del golfo Pérsico. [18]

Una revisión general al registro muestra una buena adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación. La curva de amplitud, fija y flotante, presentan valores por debajo del 20% de la amplitud de resonancia de la tubería libre (cada cliente tiene un criterio distinto respecto a que porcentaje asegura una excelente adherencia, pero casi todas convergen que del 0 al 20% es un trabajo correcto).

Si se observa el lado del VDL, se nota la ausencia de arribos de tubería. De hecho, podemos observar instancias de formaciones rápidas; de 6852 a 6858 mts y de 6940 a 6948 mts se aprecia cómo la señal de formación llega en el intervalo del tiempo donde debería ir la señal de tubería. Igual en el VDL podemos apreciar algunos arribos de onda cortantes.

En el primer *track* tenemos algunos datos pertinentes a correlación de profundidad y de la sarta. PRT (*Predicted Registered Time*) es el tiempo de viaje registrado, mientras PPT significa *Predicted Pipe Time*, curva estimada por el propio sistema en función de ciertos parámetros conocidos (DI de tubería, fluido usado, etc.).

De hecho, debido a la excelente adherencia del cemento podemos notar como el PRT y el PPT discrepan completamente, esto según el *cycle skipping*; se observa porque los valores de PRT están muy alejados de ser los predichos. En conclusión, este intervalo registrado presenta una excelente cementación.

Caso II: Pozo canadiense

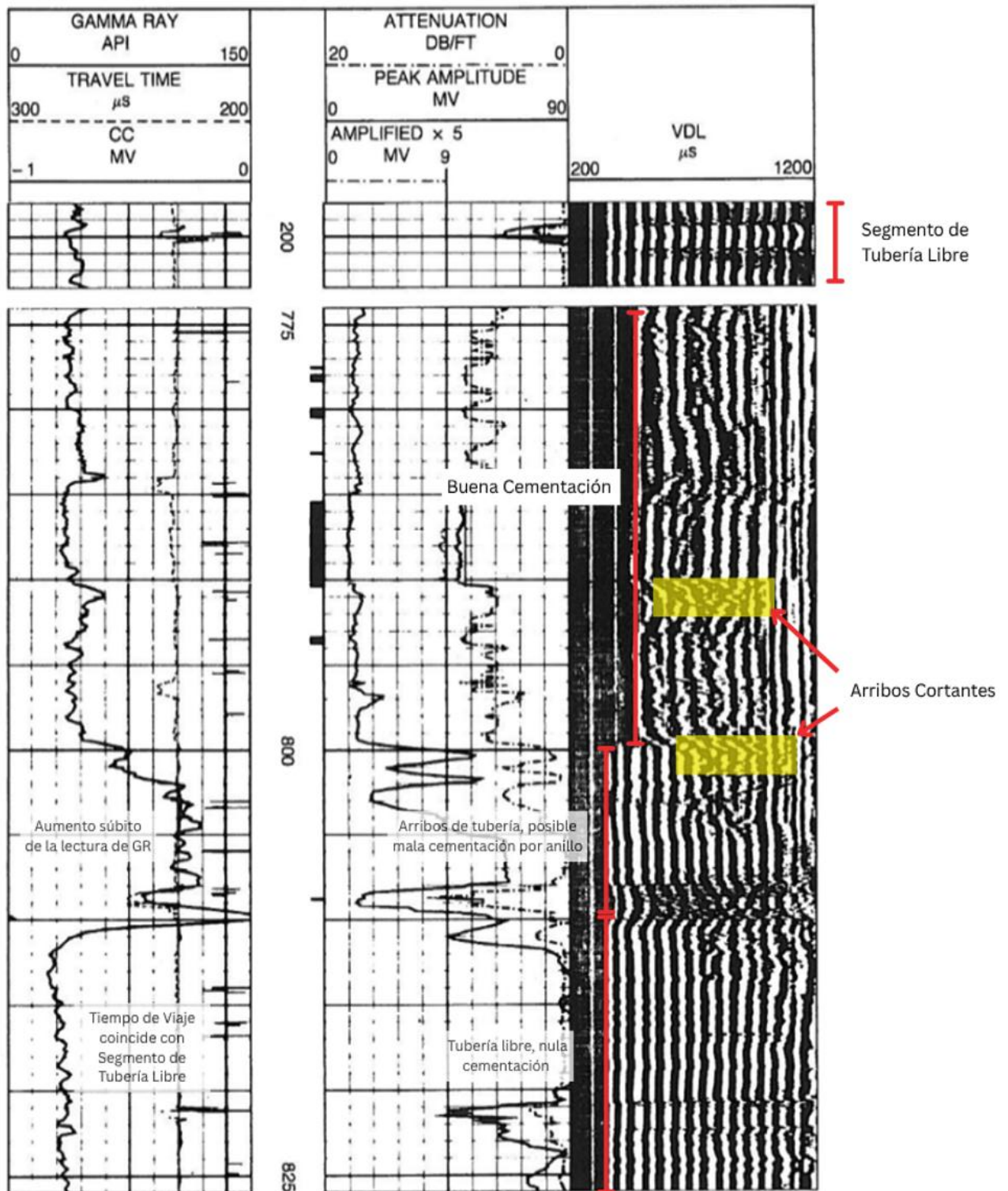


Figura 28. Segmento de registro eléctrico en un pozo en Canadá. [18]

El caso II presenta dos intervalos de registro, el primero a 200 m, que es una muestra de tubería libre. La amplitud está al máximo y en VDL se presenta arribos de tubería, únicamente ocupando toda la longitud del tiempo. Seguido, tenemos un registro en el intervalo de 775 a 825 mts. El intervalo de 775 a 800 mts presenta señales de buena cementación, sin señal de arribos de tubería, buen arribo de formación e incluso presencia de algunas ondas cortantes.

Pasando los 800 mts se encuentran unos arribos de tubería, seguidos de algunas señales de onda cortante, la amplitud presenta altas y bajas; lo que puede ser una cementación pobre en la zona. Pasando los 810 mts son meramente arribos de tubería en el VDL, seguido de un súbito incremento en la amplitud. Esto representa un segmento de tubería libre, lo cual significa una pésima (sino es que nula) cementación en la zona.

En el primer *track* tenemos la lectura de la herramienta de rayos gamma, el tiempo de viaje registrado y la lectura del detector de coples. El tiempo de viaje presenta cierta constancia (que es lo esperado) a excepción de algunas zonas donde podría argumentarse, que es donde se encuentra el cople de la tubería.

Conclusiones

Al final, todo esto culmina en un nexo. Gracias a mi experiencia en el sector, aprendí a diversificar mis habilidades. A pesar de encontrarme en una rama dedicada a la extracción de hidrocarburos, la teoría de las herramientas fue directamente extraída de la ingeniería mecánica.

En efecto, el registro eléctrico de adherencia de cemento tuvo una base importante en la mecánica acústica elástica; igual que las herramientas nucleares tuvieron una base desde materias que podrían parecer *simples* (como Estadística y Probabilidad), seguidas de un adentramiento a Física Nuclear.

Las herramientas de inducción están regidas por ecuaciones vistas en Electricidad y Magnetismo, mientras las herramientas más complejas probadoras de formación funcionan con un sistema básico de bombas reciprocantes para la extracción hidráulica de núcleos; lo que permite su análisis e, incluso, el estudio de las formaciones se trabaja con ecuaciones de mecánica elástica. Ahora, esto no significa que no haya tenido que aprender de otras ramas: propiedades geológicas, química básica para densidades de lodo de perforación y hasta el funcionamiento de la misma torre de perforación son temas que se fueron sumando hasta este punto.

En todo caso, la necesidad de un aprendizaje constante es matriz primordial de varias disciplinas relacionadas a la ingeniería de campo. En mi caso, nunca hubo dos pozos iguales, la variabilidad de los factores me obligo a estar atento a cada uno de ellos y en ocasiones muchas de estas cambiaban súbito.

La cualidad del ingeniero no es meramente aprender, memorizar y trabajar automáticamente, la adaptabilidad ante las situaciones inminentes nos obliga a desarrollar una disciplina de trabajo formal, observar otra perspectiva al problema y ejecutar una solución.

A pesar de lo dicho, asumir que la ejecución seleccionada será la correcta es un brinco de probabilidades y, a pesar de todo el análisis, uno nunca tendrá la certeza

de todo y esto nos lleva a la manera más incómoda, pero más efectiva del aprendizaje: el error. La calidad del error en el mundo laboral es incluso más anunciada que la del éxito. Dentro de los rubros actuales es entendible, el error puede acarrear una cascada de consecuencias que al final se entienden como pérdida de tiempo y/o dinero.

La enseñanza del error nunca es vista de manera formal. En los años formativos el significado tiene un peso “ligero”, pero este cambia cuando egresamos; carga más peso ya como profesionista y, a mi parecer, la manera de enfrentarlo como persona nos distingue.

De manera más concreta sobre la mecánica acústica, es remarcable cómo la idea parte del desarrollo militar y su enfoque en la búsqueda de hidrocarburos. La aplicación de conocimiento que, aunque en su momento no tuvo los resultados esperados, no fue desestimada. Un breve recorrido por el desarrollo de la herramienta nos enseña cómo la investigación fue dando frutos que culminan en el estándar conocido hasta ahora.

En 1916 se usaba el método de localización acústica por medio de gramófonos para detectar zeppelines de ataque en climas nubosos. Para 1930, con el uso de los primeros cables electromecánicos, se descendían geófonos para medir el *tiempo de viaje* en distintas rocas. En 1950, la herramienta sónica había generado suficiente confianza para ser considerada un servicio estándar de toma de porosidad independientemente de la saturación en la roca.

Actualmente, el servicio de adherencia de cemento (CBL) es de los más confiables en la industria, incluso con sus desventajas, una lectura rápida provee la información necesaria para saber actuar sobre la integridad del pozo.

No puedo remarcar aún más la importancia de dicho servicio sin recordar los eventos ocurridos el 20 de abril del 2010 en la plataforma *Deepwater Horizon*, donde –tras una serie de malas decisiones corporativas– el pozo sufre de una serie de patadas (*kicks*) seguido de un reventón (*blowout*) y, sin manera de controlarlo, la

plataforma explotó derivado de la acumulación de gas e hidrocarburos expulsados, matando a 11 trabajadores.

Aunque los factores detrás de la explosión sean varios, un punto a remarcar entra en la calidad del trabajo de cementación que se realizó (previo a las operaciones de abandono del pozo), el equipo de registros eléctricos destinados al CBL fue retirado en la mañana previa al evento.

Se llegó a la conclusión de que el servicio no era necesario: Nótese que los 45 días fuera del cronograma estipulado y los US\$58MM fuera del presupuesto fueron puntos “críticos” para la toma de dicha decisión. Al final, se decidió hacer un par de pruebas internas para asegurar la integridad del cemento. Desgraciadamente, ambas pruebas fueron inconclusas e incluso la segunda prueba, a pesar de arrojar un resultado que indicaba una posible falla, fue ignorada y justificada como una falla de equipo.

Una simple toma de registro pudo haber demostrado la falla del cemento que se interponía entre la plataforma y el reservorio; eventualmente el cemento falló como barrera, el gas e hidrocarburos fueron liberados con una presión estimada entre 8000 a 15000 psi y esta situación culminó como el peor evento registrado en derrames de petróleo marino de la historia, estimando una salida de 5 millones de barriles de crudo, hasta que fue tapado 87 días después.

A pesar de las múltiples fallas que salieron luego de realizara la investigación, es triste saber que hubo demasiadas oportunidades para evitar el desastre, siendo el registro CBL una de ellas. La negligencia de una compañía costó al mundo 180,000 km² de océano, pérdida de flora y fauna de la región y 11 vidas, una tragedia que pudo prevenirse en más de una oportunidad.

Tomando en cuenta estos acontecimientos, además de aquellos que se han registrado a lo largo de la historia, puedo confirmar que el error no sólo es una manera de mejorarnos a nosotros individualmente, sino también a la industria, en particular, e incluso al gremio entero.

Dentro la industria misma hay protocolos detallados ante el mínimo percance: se siguen una serie de pasos, se verifican una serie de listas porque al final se sabe que eso es lo que cumple un trabajo. No existen omisiones y no deberían ser aceptadas ni normalizadas como parte de la cotidianidad.

Como ingenieros, queda en nosotros la responsabilidad de saber que un trabajo se está realizando bajo los estándares correctos: el equipo y el personal acatan las reglas y, en caso de falla, se deben adaptar bajo los mismos ideales para salir adelante. Los protocolos están establecidos y tienen razones considerables (como la prevención de una tragedia) para existir.

No es únicamente el hecho de que pretendamos conocerlo todo, sino que entendamos la importancia de abordar la vida profesional con responsabilidad, pues la omisión del elemento más pequeño puede traer las peores consecuencias. De manera personal, abordar una actitud introspectiva y enfrentarse a sí mismo ante una falla es una manera de crecer, de contribuir a una práctica mejor para nuestra generación y las que están por venir.

Bibliografía

- [1] B. Nelson, Erik y Guillot, Dominique. *Well Cementing*. Schlumberger, 2006.
- [2] J. Smolen, James. *Cased Hole and Production Log Evaluation*. Penwell Publishing Company, 1996.
- [3] Paillet, Frederick L., y Cheng, Chuen Hon. *Acoustic Waves in Boreholes*. CRC Press, 1991.
- [4] V. Ellis, Darwin, y M. Singer, Julian. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, 2007.
- [5] Wang, Hua, Toksöz Nafi, M., y C. Fehler, Michael. *Borehole Acoustic Logging—Theory and Methods*, Springer Nature Switzerland, 2020.
- [6] White, J. E. *Underground sound: application of seismic waves*. Elsevier, 1983.
- [7] Bade, J. F., Shell Oil co., Billings, Mont. “Cement Bond Logging Techniques - How They Compare and Some Variables Affecting Interpretation.” *Journal of Petroleum Technology*. no. 15 (01) (1963): 17-22.
http://onepetro.org/IPT/article_pdf/15/01/17/2214871/spe-383-pa.pdf/1
- [8] Bigelow, E. L., SPE, Gulf Oil E and P Co. “A Practical Approach to the Interpretation of Cement Bond Logs.” *Journal of Petroleum Technology*. no. 37 (07) (1985): 1285-1294. http://onepetro.org/IPT/article_pdf/37/07/1285/2244536/spe-13342-pa.pdf/1.
- [9] Habashi, Fathi. “The First Oil Well in the World.” *Bulletin for the History of Chemistry*. No.1 (25) (2000): 64-66.
https://acshist.scs.illinois.edu/bulletin_open_access/v25-1/v25-1%20p64-66.pdf.
- [10] Johnson M., Hamilton. “A History of Well Logging.” *Geophysics*. No.4 (27) (1962):507-527. <https://library.seg.org/doi/epdf/10.1190/1.1439054>.
- [11] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. *Macondo Well Deepwater Horizon Blowout: Lessons for Improving Offshore Drilling Safety*. The National Academies Press, 2012. <https://doi.org/10.17226/13273>.

- [12] Olejarz, Barbara, y Górecki Michal. "Bóbrka - history of the site. A 19th-century mine in the Ignacy Łukasiewicz Oil and Gas Industry Museum." *Energy Policy Studies. History of Energy*. No.1(9) (2022): 103-110. <https://www.institutpe.pl/wp-content/uploads/2017/09/History-of-energy-EPS-Special-edition-of-the-journal-No.-19-2022.pdf>
- [13] Pardue, G. H., Morris, R. L., Gollwitzer, L. H., y Moran, J. H. "Cement Bond Log- A Study of Cement and Casing Variables." *Journal of Petroleum Technology*. No.15(05) (1963): 545-555. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/15/05/545/2213870/spe-453-pa.pdf/1>.
- [14] Putman, Lloyd. Casper, y Wyo., Oil Well Perforators, Inc. "A Progress Report on Cement Bond Logging." *Journal of Petroleum Technology*. No.16(10) (1964): 1117-1120. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/16/10/1117/3413252/spe-830-pa.pdf/1>.
- [15] Eltra Trade. 2024. "Encoder Basics: Selecting the Right Type". Vigencia septiembre 2022. <https://eltra-trade.com/blog/encoder-basics-selecting-the-right-type>
- [16] LibreTexts Geosciences. 2024. "The Rock Cycle". https://geo.libretexts.org/Bookshelves/Geology/Engaging_Adults_in_Science_and_Energy/04%3AGeology_and_Seismic_Testing/4.03%3A_From_the_Earth_to_a_Grain_of_Sand/4.3.03%3A_The_Rock_Cycle
- [17] Moebis William, J. Ling Samuel, Sanny Jeff. *Física universitaria volumen 3*. OpenStax, 2021. <https://openstax.org/books/f%C3%ADsica-universitaria-volumen-3/pages/1-introduccion>
- [18] Scribd. *Cement Evaluation Guidelines PDF*. 2025. <https://www.scribd.com/document/455265232/Cement-Evaluation-Guidelines-pdf>
- [19] Chilingar, G.V. *Well logging. In: General Geology. Encyclopedia of Earth Science*. Springer, 1988. https://doi.org/10.1007/0-387-30844-X_115

[20] CPH. Crain's Petrophysical Handbook. 2015.

<https://www.spec2000.net/completion-and-through-casing-logs/through-casing-cement-bond-and-cement-integrity-logs.htm>