

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EFECTIVIDAD DEL USO DE REGISTROS
ELÉCTRICOS HUECO ENTUBADO PARA IDENTIFICAR FALLAS DE
INTEGRIDAD EN DOS POZOS DE PETRÓLEO

DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2021

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EFECTIVIDAD DEL USO DE REGISTROS
ELÉCTRICOS HUECO ENTUBADO PARA IDENTIFICAR FALLAS DE
INTEGRIDAD EN DOS POZOS DE PETRÓLEO

DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ

Trabajo de grado para optar título de especialista en producción de hidrocarburos

Director:

Diego Armando Rodriguez Reyna

Msc. Geofísica y MEng. Producción de petróleo y gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño a mi querido hijo Samuel David por su cariño e inspiración que me ha brindado, por brindarme los deseos de prepararme cada vez más para él y mi familia junto con mi esposa Edna Rojas, con quienes deseo compartir mis logros.

A mi amada madre y hermanos quienes me apoyaron durante mi preparación para que siguiera adelante y siempre sea perseverante y cumpla con mis ideales.

A mis amigos y colegas presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento, alegrías y tristezas y a todas aquellas personas que durante este tiempo estuvieron a mi lado apoyándome y lograron que este sueño se haga realidad.

AGRADECIMIENTOS

A la primera persona que se lo quiero agradecer es a mi tutor Diego Reyna, que sin su ayuda y conocimientos no hubiese sido posible realizar este proyecto.

A las compañías que me dieron la oportunidad de obtener experiencia y de permitirme ofrecer toda mi capacidad laboral para ser cada día un mejor ingeniero.

A mis padres, por haberme proporcionado la mejor educación y lecciones de vida.

En especial a mi madre, por cada día reconocer mis valores y fortalezas, sabiduría, confiar en mis decisiones y su apoyo incondicional.

En especial a mi padre, por haberme enseñado que el esfuerzo del trabajo y disciplina se pueden lograr las metas que uno se propone.

A mis compañeros de trabajo con los que he compartido grandes experiencias laborales y conocimientos adquiridos, siempre dispuestos a dar la mano.

A todos aquellos que siguen estando cerca de mí y que le regalan a mi vida algo de ellos.

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2.FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS TOMADOS EN LOS POZOS ESTUDIO.....	20
2.1 REGISTROS ELECTRICOS SONICOS.....	20
2.1.1 CBL: Cement bond log.....	21
2.1.2 VDL (Variable Density Log):.....	23
2.2 REGISTROS ULTRASÓNICOS EN MODO CEMENTO Y CASING.....	26
2.3 REGISTROS DE TEMPERATURA Y RUIDO.....	28
2.4 REGISTROS DE DESVIACIÓN DE POZO.....	31
3. ANTECEDENTES DE LOS DOS POZOS DE ESTUDIO.....	34
3.1 POZO DE ESTUDIO 1: REGIÓN PUTUMAYO - COLOMBIA.....	34
3.1.1 Antecedentes de perforación:.....	35
3.1.2 Antecedentes de completamiento.....	36
3.2 POZO ESTUDIO 2 DE REGIÓN CENTRAL - COLOMBIA.....	37
3.2.1 Antecedentes de perforación.....	38
3.2.2 Antecedentes de completamiento.....	38
4. LIMITACIONES DE MEDICIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS TOMADOS EN CADA POZO ESTUDIO.....	40
4.1 LIMITACIONES EN REGISTROS ELECTRICOS.....	40
4.1.1 Limitaciones en registros sónicos.....	40
4.1.2 Limitaciones en los Registros ultrasónicos.....	48
4.1.3 Limitaciones en los registros eléctricos de ruido-temperatura-PLT/ILT.....	51

4.2 LIMITACIONES OPERATIVAS.....	55
5. ANALISIS Y COMPARACIÓN DE LOS EVENTOS DE FALLA DE INTEGRIDAD EN LOS DOS POZOS DE ESTUDIO TENIENDO EN CUENTA LAS DIFERENTES MEDICIONES OBTENIDAS.....	59
5.1 POZO DE ESTUDIO 1	59
5.1.1 Resultados de la interpretación del registro de desviación	66
5.1.2 Resultados de la interpretación del registro de cementación.....	70
5.2 POZO DE ESTUDIO 2.....	73
5.2.1 Interpretación registros de evaluación de revestimiento	77
5.2.2 Interpretación registros de evaluación de cemento.....	79
5.2.3 Interpretación registros de ruido espectral y temperatura.....	82
6. RECOMENDACIONES DE HERRAMIENTAS DE REGISTROS ELÉCTRICOS FRENTE A EVENTOS DE FALLA DE INTEGRIDAD O PROBLEMAS OPERACIONALES.	94
7. CONCLUSIONES	98
8.RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFÍA.....	101

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Interpretación del registro sínico corrido en el pozo de estudio 1.	43
Cuadro 2. Interpretación del registro sínico y ultrasónico en medio gaseoso.	45
Cuadro 3. Interpretación del registro sínico en el pozo de estudio 2.	47
Cuadro 4. Interpretación del registro ultrasónico para el pozo de estudio 1.	49
Cuadro 5. Interpretación del registro de ruido tomado en el pozo de estudio 2.	54
Cuadro 6. Resultados del registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7".	62
Cuadro 7. Hipótesis de falla al evento presentado en el pozo estudio 1.	65
Cuadro 8. Hipótesis de falla al evento presentado en el pozo estudio 2.	73
Cuadro 9. Resultados del registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7".	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Naturaleza de las ondas de sonido.	20
Figura 2. Funcionamiento y amplitud del CBL.	21
Figura 3. Interpretación de registro sónico – Amplitud/Atenuación.	22
Figura 4. Funcionalidad del registro VDL.	23
Figura 5. Señal compuesta del VDL/MSG.	24
Figura 6. Presentación de un registro sónico.	25
Figura 7. Funcionamiento de las herramientas ultrasónicas.	27
Figura 8. Interpretación del registro ultrasónico.	27
Figura 9. Espectro de frecuencias de sonido.	28
Figura 10. Diagrama de recepción de un registro ruido temperatura.	29
Figura 11. Resultado de la interpretación de los registros de ruido con respecto a la profundidad.	30
Figura 12. Rango de lecturas del registro de ruido espectral.	31
Figura 13. Ejemplo de captura de desplazamiento transversal de un pozo utilizando registros de desviación.	33
Figura 14. Geometría del pozo de estudio 1.	34
Figura 15. Estado mecánico de pozo perforado – pozo de estudio 1.	36
Figura 16. Ensamble de limpieza del pozo estudio 1.	37
Figura 17. Pruebas de presión fallidas al revestimiento de 7” del pozo estudio 2.	39
<i>Figura 18. Análisis de registro sónico en pozo de estudio 1.</i>	42
Figura 19. Falla en lectura de registros sónicos y ultrasónicos en medio gaseoso.	44
Figura 20. Análisis de registros sónicos en pozo estudio 2.	46
Figura 21. Análisis del registro ultrasónico para el pozo de estudio 1.	49
Figura 22. Análisis del registro ultrasónico para el pozo estudio 2.	50
Figura 23. Ejemplo gráfico de lectura de ruido de los hidrófonos.	52
Figura 24. Esquemático de herramienta de registro de ruido SNL-4.	52
Figura 25. Primera interpretación del registro de ruido tomado en pozo estudio 2.	54
Figura 26. Equipos de superficie para corrida de registros eléctricos.	56

Figura 27. Correlación de profundidad GR.	56
Figura 28. Ejemplo correlación en profundidad a diferentes medidas de un pozo.	58
Figura 29. Resultados de registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7".	61
Figura 30. Inclinación vs profundidad adquirida del registro Gyro (pie a pie).	62
Figura 31. Azimut vs profundidad adquirida del registro Gyro (pie a pie).	63
Figura 32. Normalización del DLS adquirida del registro Gyro (pie a pie).	63
Figura 33. Registro de evaluación de revestimiento a pozo estudio 1.	64
Figura 34. Gráfico del máximo diámetro externo de un dispositivo para ser posicionado dentro del revestimiento sin que sufra deformación.	66
<i>Figura 35. Gráfico del desplazamiento transversal total del casing.</i>	67
Figura 36. Máximo diámetro y doblez de un dispositivo en un revestimiento con ID de 6.184".	68
Figura 37 Interpretación de la desviación transversal en la profundidad de interés.	69
Figura 38 Resultado registro de cementación zona de interés pozo estudio 1.	70
Figura 39 Comportamiento de Buckling sinusoidal y helicoidal.	71
Figura 40. Posicionamiento de restricción por desviación transversal en estado mecánico del pozo de estudio 1.	72
Figura 41. Registro de cementación tomado inicialmente al pozo de estudio 2.	75
Figura 42. Sección de registro ultrasónico en la zona de mayor desgaste a 6.723 pies.	79
Figura 43. Sección de interés registros de evaluación de cemento en pozo de estudio 2.	81
Figura 44. Vista general del pozo estudio 2 con el registro de ruido espectral.	84
Figura 45. Registro ruido espectral pozo estudio 2 (Zoom en zona de interés).	84
Figura 46. Segunda corrida ruido espectral y HPT pozo estudio 2.	87
Figura 47. Segunda corrida ruido espectral y HPT pozo estudio 2 (Zoom).	87
Figura 48. Correlación de profundidad segunda corrida Ruido espectral y HPT en pozo estudio 2.	88
Figura 49. Comparativo entre un CCL no representativo y un CCL limpio.	90

Figura 50. Correlación de profundidad 3ra corrida TEMP-GR-CCL pozo estudio 2.91	
Figura 51. Posicionamiento de punto de fuga en estado mecánico de pozo de estudio 2.	93
Figura 52. Lectura de Buckling helicoidal con registros de desviación de pozo.	95
Figura 53. Cambios en la temperatura de un pozo en condiciones transientes a diferentes caudales y tiempos de bombeo.	96

GLOSARIO

AZIMUT: el ángulo existente entre la proyección vertical de una línea de interés sobre una superficie horizontal y el norte verdadero o norte magnético, medido en un plano horizontal, medido normalmente desde el norte en sentido horario.

CBL: (cement bond log), registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. Mide las variaciones de amplitud producidas por la presencia o ausencia de cemento detrás de la tubería.

CCL: (casing collar locator), herramienta de adquisición de registros eléctricos que detecta la anomalía magnética causada por la masa relativamente grande del collar de la tubería de revestimiento. Una señal se transmite al equipo de superficie y éste proporciona una visualización en pantalla y un registro impreso que permiten correlacionar la salida con registros previos y con características conocidas de la tubería de revestimiento.

CENTRALIZADOR: dispositivo provisto de un collar articulado y centralizadores flexibles o de fleje para mantener la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta (liner) en el centro del pozo con el fin de asegurar el emplazamiento eficiente del cemento alrededor de la sarta de revestimiento.

COILED TUBING: tubería flexible. Sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor, que luego se desenrolla antes de ingresar al pozo.

CONEXION TXP: es una conexión API generalmente de revestimiento con las mismas propiedades mecánicas de la conexión BTC, a diferencia que el coupling lleva integrado en su cuerpo un anillo de torque el cual habilita su torque operacional debido a su apoyo tope en el anillo de torque.

DOG LEG: es la inclinación promedio de un pozo para periodos de longitud, generalmente se manejan periodos de 100 pies, se expresa en grados.

EXCENRICIDAD: término utilizado para describir cuán descentrada se encuentra una tubería dentro de otra tubería o dentro del agujero descubierto. Se expresa generalmente como un porcentaje. Una tubería se consideraría completamente (100%) excéntrica si yaciera contra el diámetro interno de la tubería o del pozo que la contiene.

GAMMA RAY: Una medición común y de bajo costo de la emisión natural de rayos gamma desde una formación. Los registros de rayos gamma resultan particularmente útiles porque las lutitas y las areniscas habitualmente poseen caracteres únicos diferentes de rayos gamma que pueden ser correlacionados fácilmente entre pozos.

GIROSCOPIO: Un giroscopio es un dispositivo que utiliza la gravedad de La Tierra para ayudar a determinar la orientación. Los sensores giroscopios son dispositivos que detectan la velocidad angular, el cambio en el ángulo rotacional por unidad de tiempo.

IMPEDANCIA ACUSTICA: la impedancia acústica es la resistencia que opone un medio a la propagación de ondas sobre éste.

MICROANILLOS: pequeña separación existente entre el casing y el cemento debido a la falta de adherencia.

OVERLAP: puntos donde existe superposición entre dos revestimientos.

RIGLESS: operaciones de servicio a pozo sin taladro, equipo de workover/servicio entre las que se encuentran Coiled Tubing, Sand Line, Wireline, Slick line, bombeo, entre otros.

SLICKLINE: cable no eléctrico delgado utilizado para la colocación selectiva y la recuperación de los componentes de terminación del pozo, tal como tapones, medidores y válvulas situadas en los mandriles de cavidad lateral.

VDL: (variable density log), el registro de densidad variable es un registro continuo de la amplitud de la forma de la onda sónica para un periodo de mil microsegundos que sigue a la generación del sonido en el transmisor; determina la calidad de adherencia del cemento con la formación y la camisa mediante el comportamiento de numerosos trenes de onda estrechamente espaciados, dando como resultado un mapa de contornos.

WIRELINE: la tecnología Wireline consiste en usar un cable para bajar equipos o dispositivos de medición a un pozo a efectos de intervenciones en el pozo y de evaluación del yacimiento.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EFECTIVIDAD DEL USO DE REGISTROS ELÉCTRICOS HUECO ENTUBADO PARA IDENTIFICAR FALLAS DE INTEGRIDAD EN DOS POZOS DE PETRÓLEO.

AUTOR: DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ

PALABRAS CLAVE: REGISTROS ELÉCTRICOS, INTEGRIDAD, COMPLETAMIENTO, COMPARATIVO.

DESCRIPCIÓN: En la industria petrolera durante la ingeniería y operaciones de completamiento, las compañías se enfrentan a numerosos retos que corresponden a situaciones operacionales que pudieron ser o no evidenciadas en sus respectivos análisis de riesgos, situaciones que principalmente involucran eventos de problemas de integridad de pozos no permitiendo el avance y completamiento de los pozos.

Para poder dar continuidad a las operaciones planeadas y completamiento del pozo, se requiere evaluar las condiciones que presenta el pozo de petróleo y conocer el problema al cual nos enfrentamos, gracias a la tecnología y equipos que se tienen en la actualidad existen varios métodos de identificación de problemas donde cada uno conlleva tiempos y costos asociados.

La mejor forma de solucionar un problema es primero identificándolo, y entre los métodos de evaluación de pozo se encuentran los registros eléctricos, que por la naturaleza de su operación en su mayoría tienen bajos costos y tiempos operacionales, entregando información del pozo que incluso ayudan a dimensionar y cuantificar los problemas existentes, y de esa forma poder establecer un método correctivo que pueda permitir no solo la resolución del problema sino reducir riesgos futuros en la operación.

-----Trabajo
de grado
Facultad de Físico-mecánicas, escuela de Ingeniería mecánica, director Diego Armando Rodríguez Reyna, Msc.
Geofísica y MEng. Producción de petróleo y gas

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS USING ELECTRIC CASED HOLE LOGS TO IDENTIFY INTEGRITY FAILURES IN TWO OIL WELLS.

AUTHOR: DANIEL AUGUSTO MORALES PÉREZ

KEY WORDS: CASED HOLE LOGS, INTEGRITY, COMPLETION, COMPARISON, EVALUATION.

DESCRIPTION: In the petroleum industry during engineering and completion operations, companies face numerous challenges that correspond to operational issues that may or may not be evidenced in their respective risk analysis, situations that mainly involve well integrity problems which do not allow the development and completion of wells.

To be able to give continuity to the planned operations and completion of wells, it is necessary to evaluate the conditions that the oil well presents and to know the problem we are facing, thanks to the technology and equipment that are currently available there are several identification methods of problems where each one entails time and associated costs.

The best way to solve a problem is first by identifying it, and among the well evaluation methods are electrical logs, which by the nature of their operation mostly have low operational costs and times, providing well information that even helps to dimension and quantify the existing problems, and thus be able to establish a corrective method that can allow not only the resolution of the problems but also reduce future risks in the continuity of the operations.

Degree work

Facultad de Físico-mecánicas, escuela de Ingeniería mecánica, director Diego Armando Rodríguez Reyna, Msc. Geofísica y MEng. Producción de petróleo y gas

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera los departamentos de ingeniería se encargan de elaborar sus planes de evaluación, diseño y ejecución de pozos llevando a cabo estudios y análisis de operaciones históricas con el objeto de evaluar todos los riesgos y la mitigación de los problemas que se puedan presentar durante la ejecución, para los cuales se establecen procedimientos que eviten en lo posible materializar cualquier riesgo operativo.

Sin embargo, ningún procedimiento es perfecto además que ningún pozo petrolero es igual a otro, y se llegan a materializar eventos no deseados operativos que incrementarán de algún modo los costos de un proyecto a tal punto que pueden ser cancelados o limitados.

Entra a lugar la evaluación de problemas operacionales con el fin de obtener información y conocer los problemas a los cuales se enfrenta el proyecto, la mejor manera de seleccionar y solucionar un problema es conocer en la mayor medida la causa raíz y la magnitud del evento, para el cual existen en la industria múltiples herramientas de registros eléctricos convencionalmente usadas para cuantificar y esclarecer la producción de un poco, pero también para la resolución e identificación de problemas de pozos cuantificando y calificando el tipo de daño o problema presente y brindando mayor información frente a la toma de decisiones y solución del evento no deseado tales como problemas de canalización de cemento detrás del revestimiento, desconexión de tubería, rupturas, fugas, desviaciones severas, corrosión, obstrucciones, incrustaciones, restricciones y demás problemas operativos que no permitan continuar la normalidad de las operaciones.

La investigación sirve para conocer la efectividad de los registros eléctricos frente a ciertos eventos de falla de integridad de pozos, se estudiarán los resultados de cada

uno de los registros y su entendimiento con respecto al objeto para el cual fue realizado el registro y las limitaciones que tiene cada medición junto con las causas para tener desviaciones en la interpretación, de esa forma facilitaría la toma de decisiones al momento de enfrentarse a un problema de pozo y poder tener mayor certeza en la identificación del problema.

Se beneficiarían directamente los ingenieros de planeación y resolución de problemas, quienes en su día a día se encuentran frente a problemas de pozo, para los cuales en pocos tiempos de reacción y bajo presión económica se deben encontrar soluciones repentinas a los pozos para su puesta en producción y evitar demoras en los proyectos y rutas de trabajo. Enseñaría que registro sería el adecuado dependiendo de los antecedentes y situación de falla actual.

Resolvería los cuestionamientos acerca de que operación se podría realizar para identificar un problema, también acotaría tiempos de operación en corridas mecánicas para identificación de problemas de pozos, daría mayor visibilidad a los análisis de pozos y poder plantear una mejor solución, dimensionando un problema de integridad de un pozo dándole un tamaño, tipo, posición, gravedad.

Se espera conocer primero la existencia y disponibilidad de varias de las herramientas de registros eléctricos, entender su funcionamiento y entrega de resultados para la identificación de problemas de integridad en pozos petroleros, de esa forma entender los resultados e interpretación obtenida de los registros tomados frente a evidencias que se presentan en los pozos durante la operación e impliquen fallas de integridad y/o pérdidas operacionales en tiempo y costo.

Mejores tiempos de respuesta ante una eventualidad de falla de integridad de pozo, contar con varias opciones y poder seleccionar la herramienta adecuada para identificar un problema, reducir posibles pérdidas de tiempo operacionales debido a

toma de decisiones y operaciones, reducir tiempos operacionales de operaciones de remediación, selección del mejor método de reparación de un pozo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y comparar la efectividad del uso de registros eléctricos hueco entubado para identificar fallas de integridad en dos pozos de petróleo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar los fundamentos básicos de medición de los registros eléctricos tomados en cada pozo.
- Adquirir información y antecedentes de los dos pozos de estudio.
- Comparar y aclarar las limitaciones de medición de los registros eléctricos tomados en cada pozo y que parámetros causan esas desviaciones en las mediciones de cada registro.
- Analizar y comparar los eventos de falla de integridad en los dos pozos de estudio teniendo en cuenta sus diferentes mediciones de acuerdo con los fundamentos básicos.
- Recomendar la herramienta de registros eléctricos más adecuada teniendo en cuenta la efectividad frente a eventos de falla de integridad o problemas operacionales.

2. FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS TOMADOS EN LOS POZOS ESTUDIO

2.1 REGISTROS ELECTRICOS SONICOS

Entre las herramientas sónicas (ultrasónicas de baja frecuencia) se encuentran el de amplitud de CBL (Cement Bond Log) y VDL (Variable density log).

Las ondas de sonido son ondas longitudinales u ondas de compresión, lo que significa que el movimiento de las partículas es paralelo a la dirección de propagación de la onda, también son ondas esféricas y se propagan en todas las direcciones y la tercera propiedad es que son ondas mecánicas las cuales requieren de un medio para poder propagarse y es la naturaleza de éste medio quien definirá que tan rápido o que tan lento se van a disipar las ondas de sonido. La naturaleza de las ondas de sonido se puede apreciar en la figura 1.

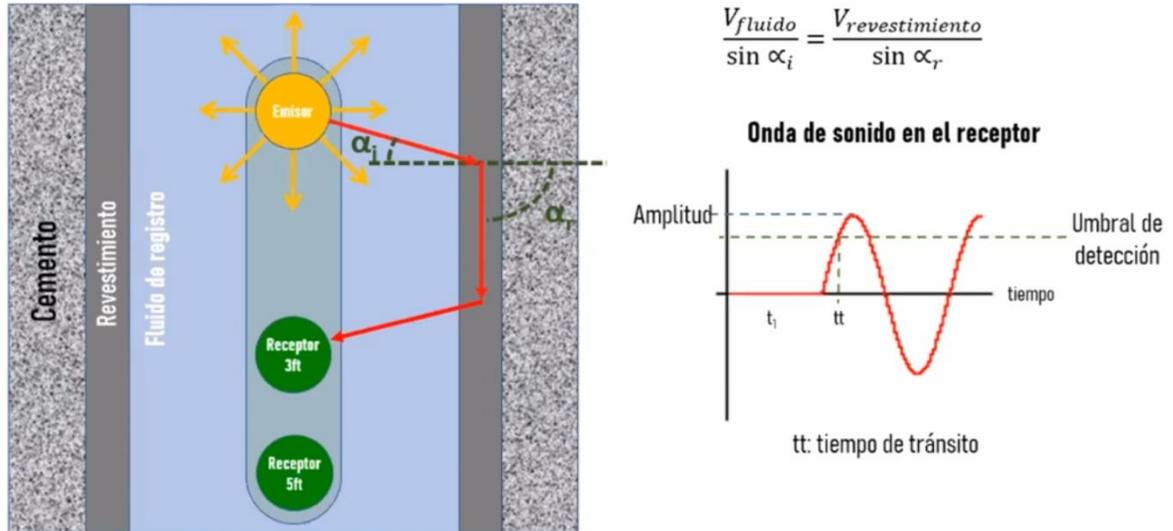
Figura 1. Naturaleza de las ondas de sonido.



Fuente: Presentación "Interpretación de registros de evaluación de cemento" por Diego Flórez; "Alaska Oilfield Services.

2.1.1 CBL: Cement bond log

Figura 2. Funcionamiento y amplitud del CBL.



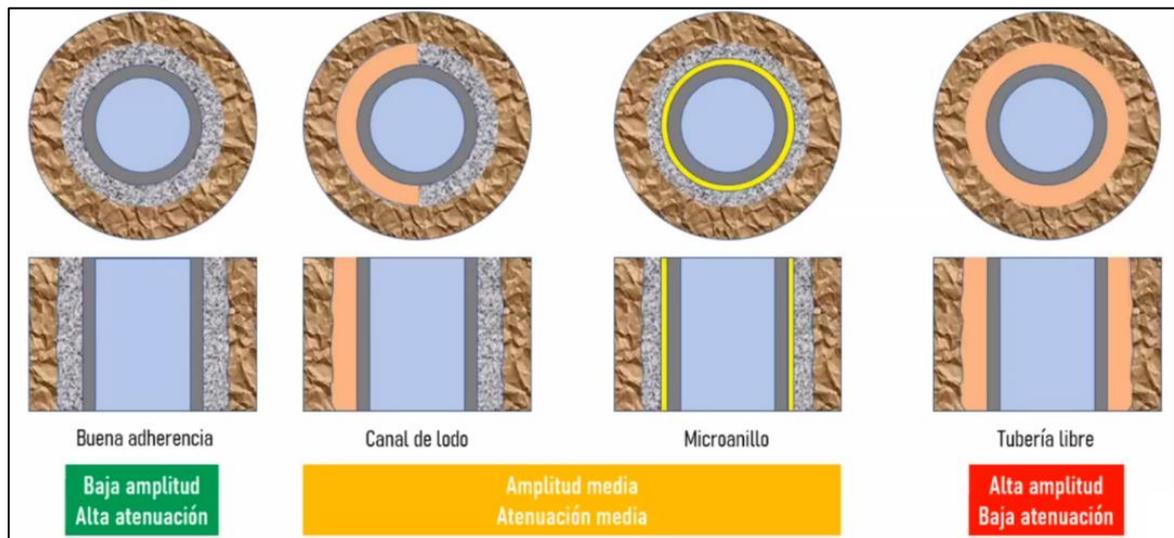
Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

La herramienta sónica CBL convencional es una herramienta que consta de un emisor de ondas de sonido y 2 receptores ubicados a 3 y 5 pies respectivamente del emisor (Figura 2). El receptor ubicado a 3 pies es el encargado de medir la amplitud del CBL, de acuerdo con la Ley de Snell se relaciona el ángulo de refracción de una onda de sonido en función del ángulo de incidencia y de la velocidad del sonido entre 2 materiales (revestimiento y cemento en este caso). La herramienta emite una onda que incide en el revestimiento la cual hará vibrar el metal propagándose a través de éste hasta ser percibida por el receptor ubicado a 3 pies, la velocidad de propagación dependerá de la restricción que tiene en la interfase de adherencia entre el revestimiento y el cemento. Si no hay cemento adherido al revestimiento la cantidad del sonido que percibirá el receptor va a ser alta debido a que el revestimiento propagará la onda libremente, mientras que si hay muy buena adherencia entre el revestimiento y el cemento la vibración va a ser muy pequeña y la amplitud de la onda que percibirá el receptor va a ser muy baja.

Se tienen dos variables en consideración, el tiempo de tránsito (TT: Transit time) que es el tiempo que toma la onda en salir del emisor y viajar hasta el receptor ubicado a 3 pies y por otro lado la amplitud del CBL, la cual es la primera medida que se utiliza para evaluar la adherencia entre el revestimiento y el cemento.

Cuando se habla de la amplitud también se habla de la atenuación siendo fenómenos complementarios e inversamente proporcionales, es decir, si la amplitud fue muy alta es debido a que la atenuación fue muy baja y viceversa como se puede apreciar en la figura 3.

Figura 3. Interpretación de registro sónico – Amplitud/Atenuación.



Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

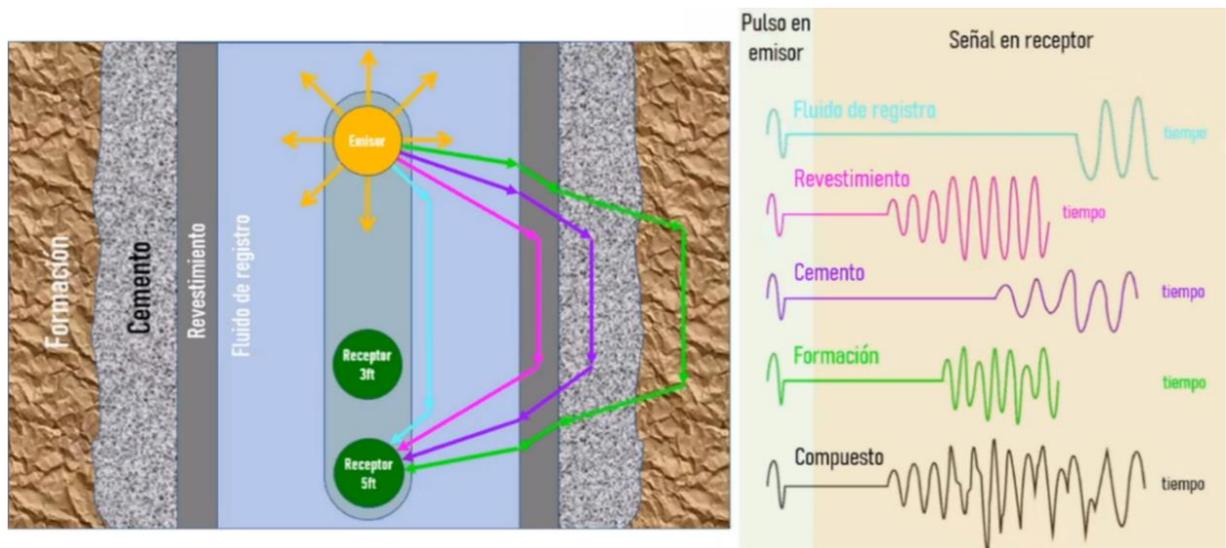
2.1.2 VDL (Variable Density Log):

El VDL (Variable Density Log) o MSG (Micro sismograma) se encarga de combinar la llegada de todas las ondas (representadas en varios colores en la Figura 4) que salen del emisor.

La velocidad con la que llegan las ondas emitidas al receptor ubicado a 5 pies del emisor dependerá del medio en el que éstas se propaguen, en ese sentido se recibirá en primer lugar la señal de la onda que viaja a través del acero del revestimiento y en última instancia se detectará la onda que viaja a través del fluido de registro entre la herramienta y el revestimiento; adicionalmente la herramienta percibirá las señales de las ondas que viajan a través del cemento y la formación.

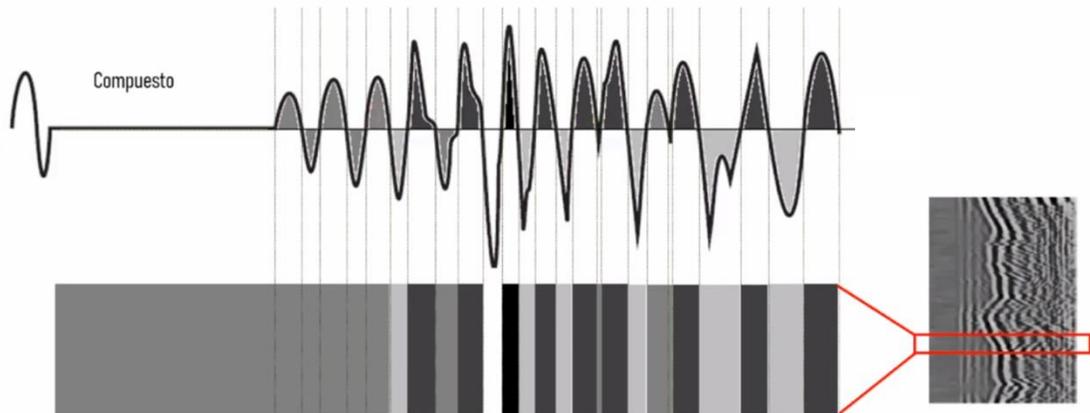
Lo que muestra el registro es la unión de todas las señales (a través del fluido, revestimiento, cemento y formación) generando una gráfica de lo que percibe el receptor ubicado a 5 pies con respecto al tiempo (Figura 5).

Figura 4. Funcionalidad del registro VDL.



Fuente: Presentación "Interpretación de registros de evaluación de cemento" por Diego Flórez; "Alaska Oilfield Services."

Figura 5. Señal compuesta del VDL/MSG.



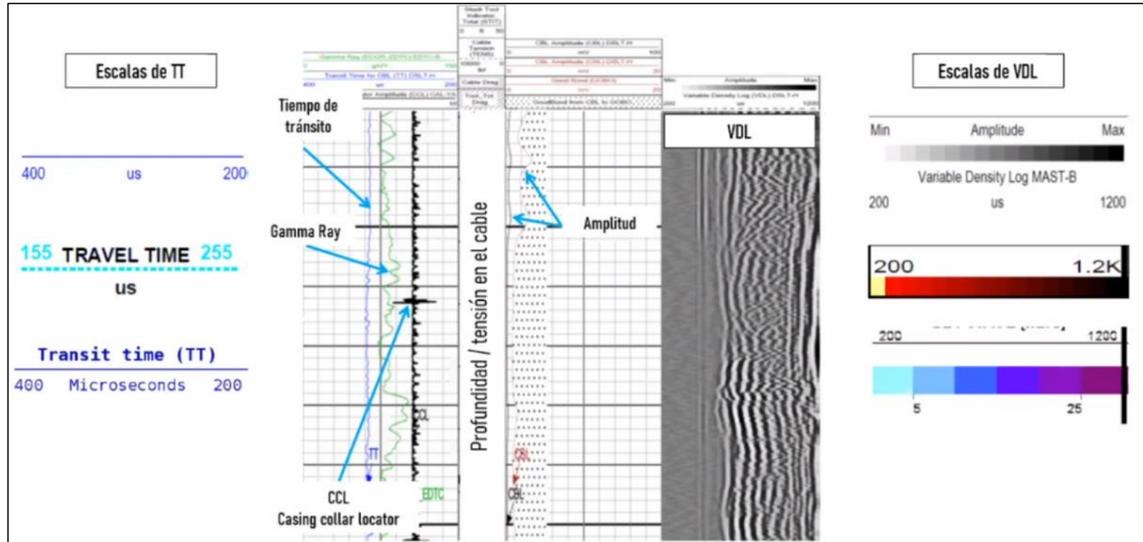
Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

En la figura 5 podemos ver la representación de la onda y lo que recibe el receptor ubicado a 5 pies, los picos representan la amplitud de las ondas que viajan por los diferentes materiales, en ese sentido la herramienta asigna diferentes tonalidades ya que las amplitudes varían en términos del medio de propagación, teniendo mayor amplitud en el revestimiento y menor en el fluido de registro. Este tipo de señales se genera para cada profundidad a analizar generando un esquema que representa el comportamiento del VDL (Grafica inferior derecha).

Una ventaja del VDL es que es totalmente una señal cruda, es decir, una señal continua ya que no está sujeta a un procesamiento, el receptor ubicado a 5 pies percibe lo que generó el emisor, terminando en una señal cruda.

En la figura 6 podemos observar la presentación de un registro sónico:

Figura 6. Presentación de un registro sónico.



Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

En el desarrollo del proyecto se dará mayor detalle en la interpretación de los registros para comprender los resultados obtenidos, donde lo primero que se debe evaluar es el tiempo de tránsito, el Gamma Ray y CCL para diferenciar cuellos de los tubos, también se tiene profundidad y tensión en el cable, la amplitud del CBL que generalmente se encuentra en 2 escalas una ampliada (0 a 100 milivolts) y una reducida (0 a 10 milivolts) y el VDL o MSG cuyas escalas varían dependiendo del proveedor (entre -64 y 64 micro segundos).

2.2 REGISTROS ULTRASÓNICOS EN MODO CEMENTO Y CASING

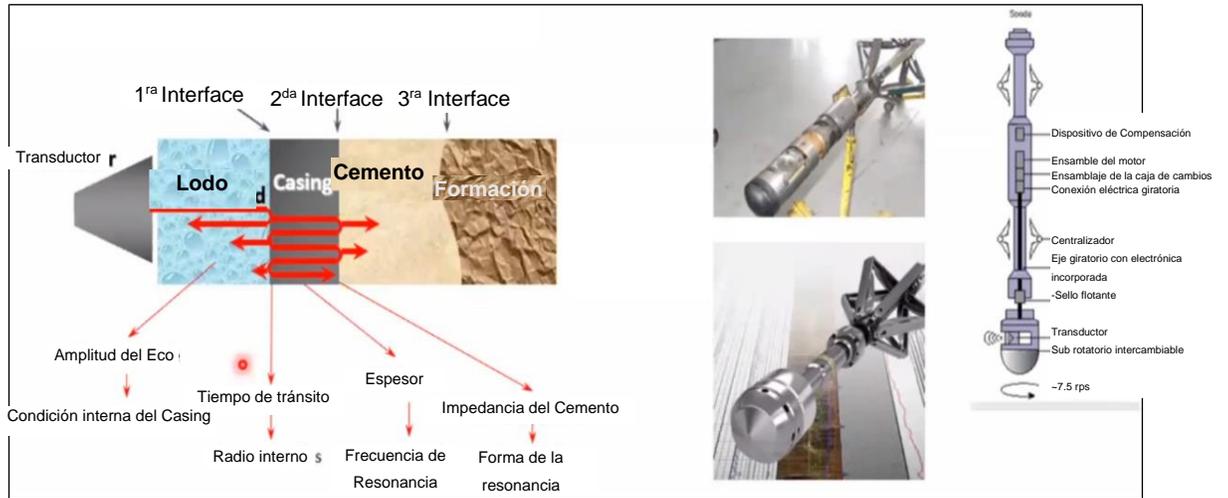
Las herramientas ultrasónicas están diseñadas para medir las propiedades del material que se encuentra inmediatamente detrás del revestimiento, para evidenciar canales y micro anillos los cuales son limitantes de las herramientas sónicas. Consiste en una herramienta que va girando en todo momento, y tiene un emisor que viaja a través del fluido enviando una onda perpendicular al revestimiento y escucha el eco de la onda, la amplitud dice como es la condición interna del casing, si el casing está completamente liso el eco es alto, si el casing está picado o rugoso la amplitud será más baja (materiales rugosos reducen el eco), dependiendo de qué tan liso esté el casing será el eco. El tiempo de tránsito de ida-vuelta representa el diámetro interno del revestimiento y la frecuencia resonante el espesor del revestimiento. Interpretando la data con una serie de algoritmos se calcula la impedancia acústica del material detrás del revestimiento de manera que se puede inferir la naturaleza de dicho material (Ver Figura 7).

La herramienta no tiene una medida directa, sino que mide cómo se comporta la onda, realiza algoritmos e interpreta que es lo que hay detrás del revestimiento.

- Medida azimutal del material detrás del revestimiento.
- Diferenciar canales y microanillos.

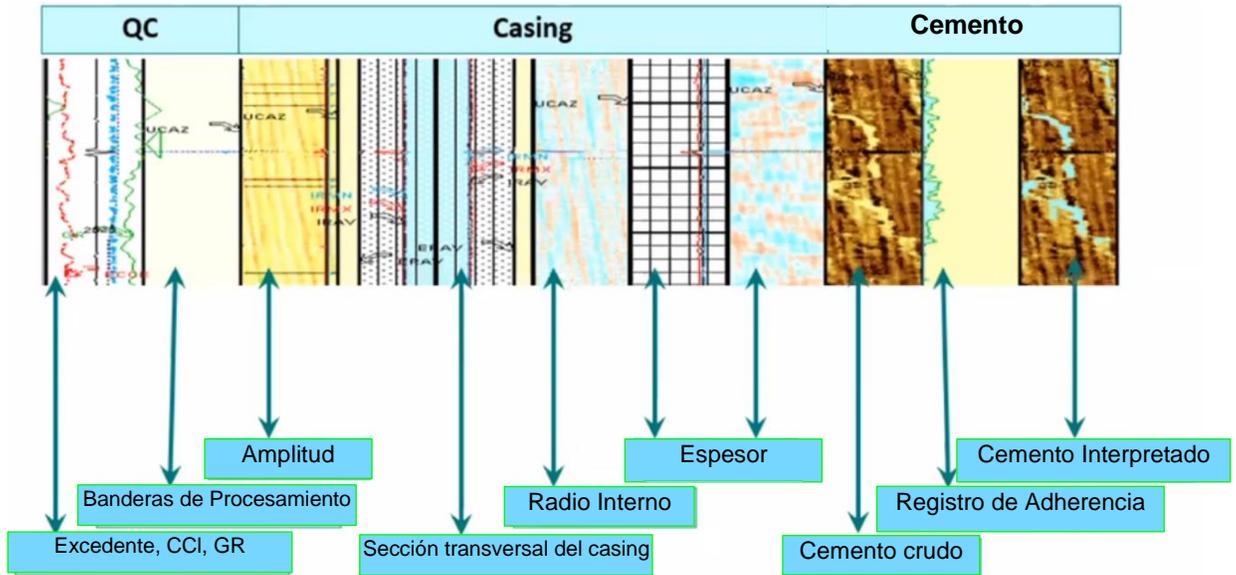
La presentación en general del registro ultrasónico tiene la sección de calidad, condiciones del revestimiento y muestra la impedancia interpretada evaluando si hay líquidos, sólidos o gas. En la figura 8 se puede apreciar la interpretación de un registro ultrasónico.

Figura 7. Funcionamiento de las herramientas ultrasónicas.



Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

Figura 8. Interpretación del registro ultrasónico.

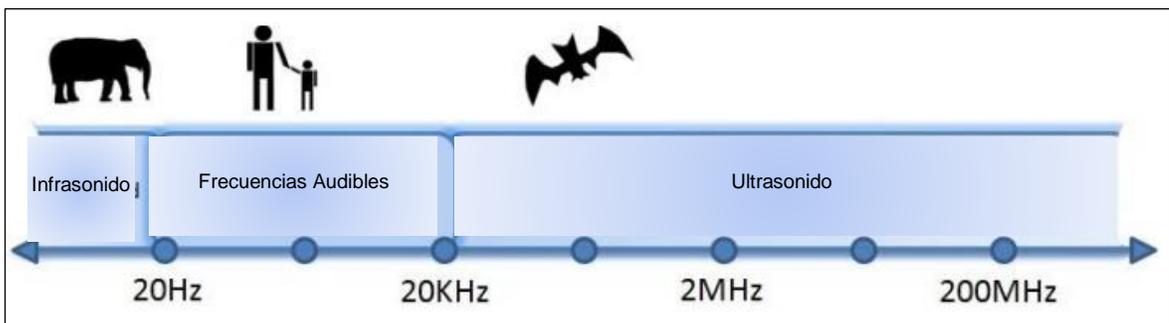


Fuente: Presentación “Interpretación de registros de evaluación de cemento” por Diego Flórez; “Alaska Oilfield Services.

2.3 REGISTROS DE TEMPERATURA Y RUIDO

Todos los sonidos están compuestos por las vibraciones de moléculas a través de las cuales viaja el sonido (Ver figura 9), la fricción de moléculas de agua, petróleo o gas al moverse generan ruido y variaciones de temperatura. La herramienta consiste en bajar a fondo de pozo con un micrófono midiendo la cantidad de ruido en el pozo en milivoltios con respecto al tiempo.

Figura 9. Espectro de frecuencias de sonido.

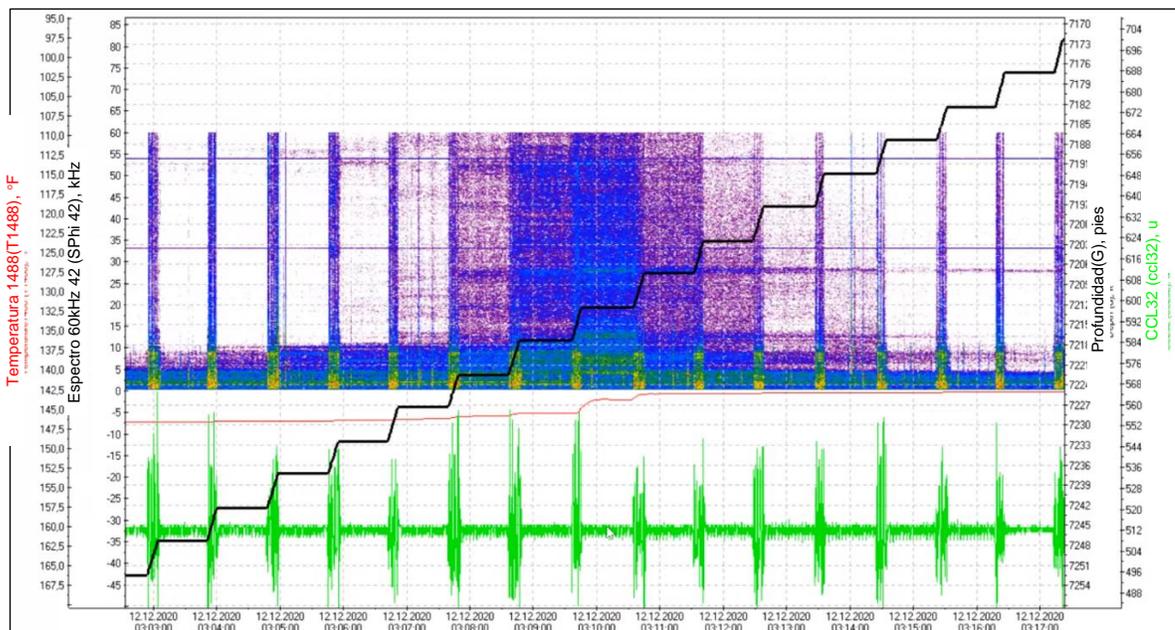


Fuente: "Evaluación Alternativa de movimiento de fluidos por medio de registros de ruido espectral"
Society of petroleum engineers SPE – Slide 12.

El registro de sonido es medido en diferentes posiciones en el pozo a condiciones estáticas, realizando estaciones para reducir los efectos del sonido generados por el movimiento de las herramientas en el pozo. Las turbulencias de los fluidos generan sonidos, las altas amplitudes de los ruidos indican ubicaciones de mayor turbulencia como fugas, canales y disparos (punzados, perforaciones). El registro de ruido se usa principalmente para la detección de canales y movimientos detrás del revestimiento, pero también se ha utilizado para medir la tasa de flujo, identificar disparos abiertos, detectar producción de arena, localizar interfaces de gas-líquido. El registro puede indicar la señal total sobre todas las frecuencias, la señal a una única frecuencia o estar formado por un conjunto de registros para rangos de frecuencia diferentes. Diferentes rangos de frecuencia pueden vincularse a diferentes fuentes de ruido o diferentes regímenes de flujo.

Una ventaja del registro de ruido espectral es que agrupa en diferentes espectros de ruido las lecturas para facilitar su interpretación y reducir interferencias (Ver figura 12). El registro de ruido se corre en pozos petroleros en compañía de registros de medición de temperatura, de esta manera es posible correlacionar cambios de temperatura en donde se presentan las interrupciones de ruido (Ver Figura 10).

Figura 10. Diagrama de recepción de un registro ruido temperatura.

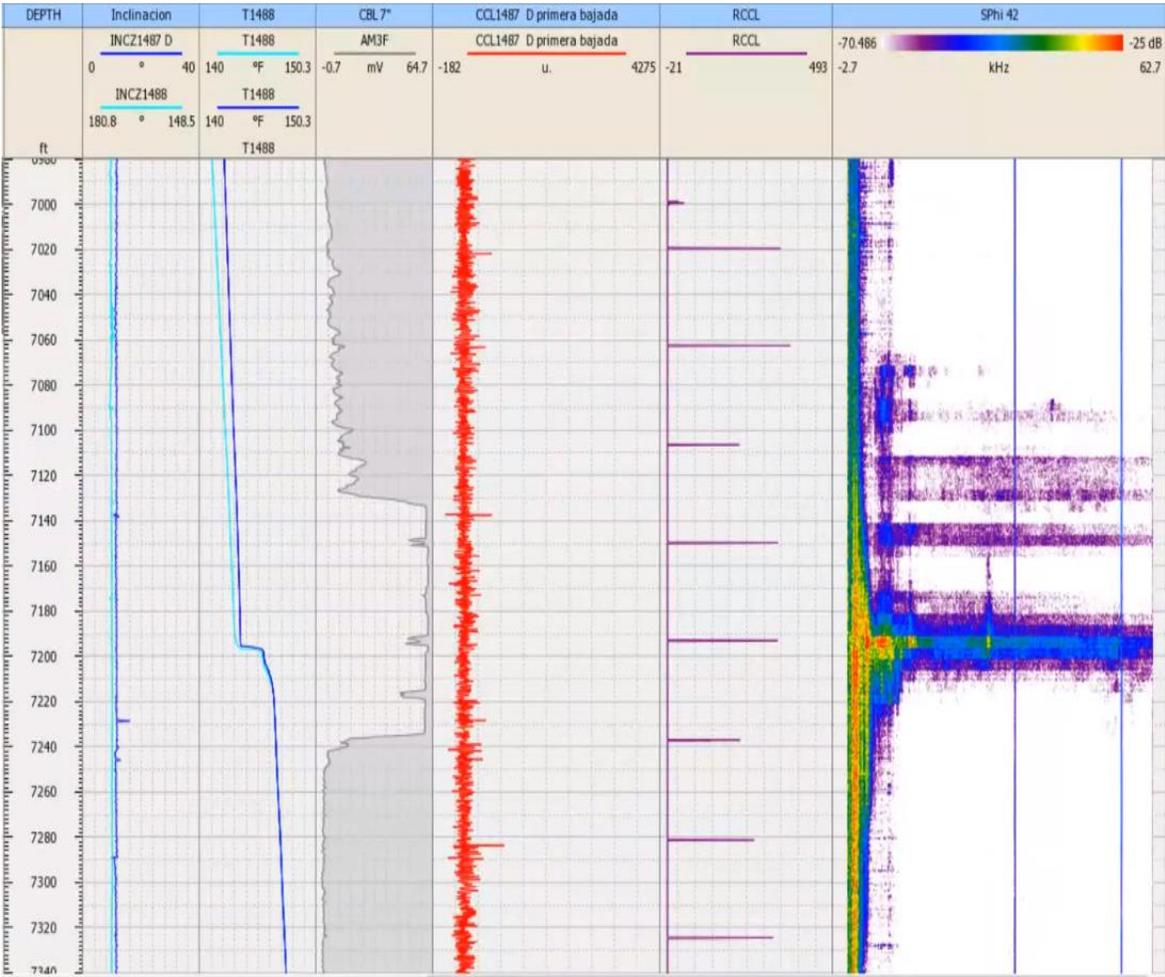


Fuente: Editado por el autor.

El registro de ruido captura el sonido durante todo el recorrido de la herramienta en el pozo, esto quiere decir que capta frecuencias a condiciones dinámicas durante el movimiento de la herramienta y estáticas durante un pequeño lapso en el que la herramienta permanece inmóvil registrando el ruido presente en el pozo. Las medidas de frecuencias de ruido captadas por la herramienta se reciben graficadas con respecto al tiempo. Posteriormente las estaciones dinámicas son depuradas para obtener el espectro de frecuencias en condiciones estáticas, en este caso la data limpia de ruido del pozo.

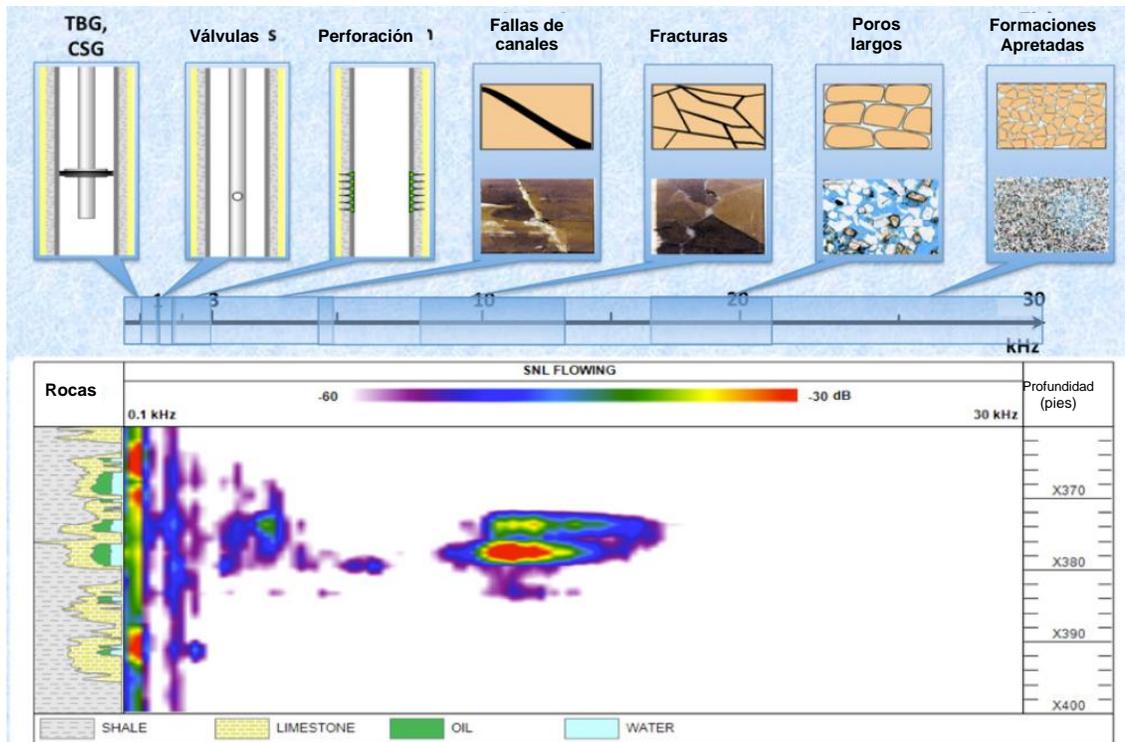
Finalmente, la data depurada de las condiciones dinámicas es graficada con respecto a la profundidad de las herramientas en el pozo durante las estaciones tomadas como se aprecia en la figura 11 y se correlacionan en profundidad con ayuda de las mediciones de GR “Gamma Ray” y CCL “Casing Collar Locator”.

Figura 11. Resultado de la interpretación de los registros de ruido con respecto a la profundidad.



Fuente: Editado por el autor.

Figura 12. Rango de lecturas del registro de ruido espectral.



Fuente: Presentación “Fundamentos de registros de producción e inyección – Monitoreo de pozos productores e inyectoros”, Alexander Castro y Carlos Monzón, mayo 20-24 de 2019, Ecopetrol. Página 199.

2.4 REGISTROS DE DESVIACIÓN DE POZO

Los servicios de registros de desviación brindan precisión en la trayectoria de pozo con un conjunto de servicios que incluyen posicionamiento, orientación, direccionamiento y continuidad del registro. Utilizan tecnologías de sensores giroscópicos, acelerómetros, magnetómetros y electrónica. El giroscopio se apunta hacia una dirección conocida y todas las direcciones leídas se referirán a esta dirección conocida. A diferencia de los instrumentos magnéticos de registro, los giroscopios leen la verdadera dirección y no es afectado por las irregularidades magnéticas que pueda ocasionar el revestimiento u otros metales ferrosos.

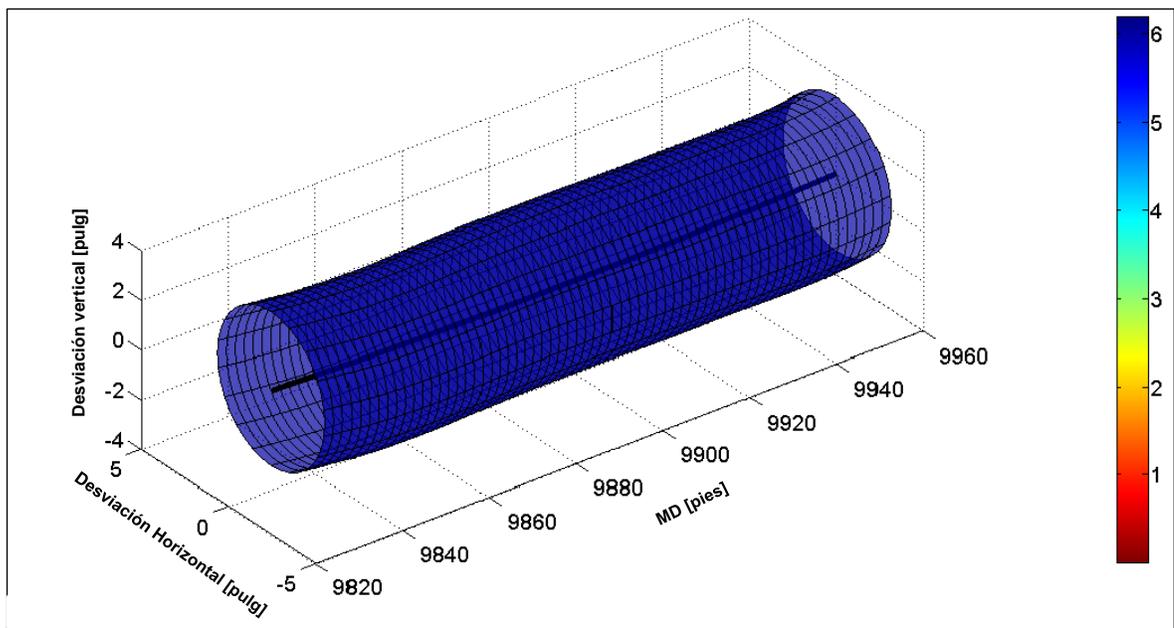
Las razones para la corrida de registros de desviación están principalmente para determinar hacia donde se dirige un pozo, tener precisión en trayectorias de pozos, determinar orientación de herramientas, localizar altas desviaciones en los pozos, principalmente las herramientas de medición de desviación toman los datos de inclinación y azimut siendo la inclinación el ángulo entre el eje axial del pozo y la vertical representada por una plomada, mientras que el azimut por otro lado es la dirección del pozo medido en un plano horizontal ($0^\circ - 360^\circ$) en el sentido de las agujas del reloj tomando como referencia el norte a cero grados. Éstos dos componentes son los principales para calcular las coordenadas de la trayectoria de un pozo.

En pozos revestidos, la trayectoria del pozo se puede obtener con giroscopios multitomas, se corre con Wireline y los registros direccionales se hacen mientras se baja la herramienta en el pozo. Esto se hace para reducir el error causado por la variación de giro del giroscopio, la cual es significativa sobre periodos de tiempo largos. Los cambios de rotación en el giroscopio no aumentan uniformemente con el tiempo. Para corregir los resultados de los registros direccionales por el efecto de cambio de rotación del giroscopio, se hace una serie de chequeos de variación del mismo mientras se baja y se saca la herramienta del pozo. El giroscopio se mantiene estacionario por unos minutos, tomando una serie de fotografías del mismo punto, de esa manera se puede construir una tabla de correcciones por variación para ajustar las lecturas iniciales.

Diferentes interpretaciones y análisis de la información de un registro de posicionamiento y desviación brindan herramientas para calcular no solamente la trayectoria sino el comportamiento de desplazamientos transversales del revestimiento (Ver Figura 13), altos dog-legs en periodos cortos de longitud (hasta de 1 pie), análisis de pasaje de herramientas calculando el máximo diámetro externo que puede tener una herramienta al pasar dentro de un tubo externo sin sufrir deformaciones, indicando también la magnitud del doblaje de una herramienta durante la corrida en un pozo. Uno de los usos más comunes es en simulaciones de

corrida de equipo BES evitando un doblé excesivo o que sea posicionado en una zona de alta desviación.

Figura 13. Ejemplo de captura de desplazamiento transversal de un pozo utilizando registros de desviación.



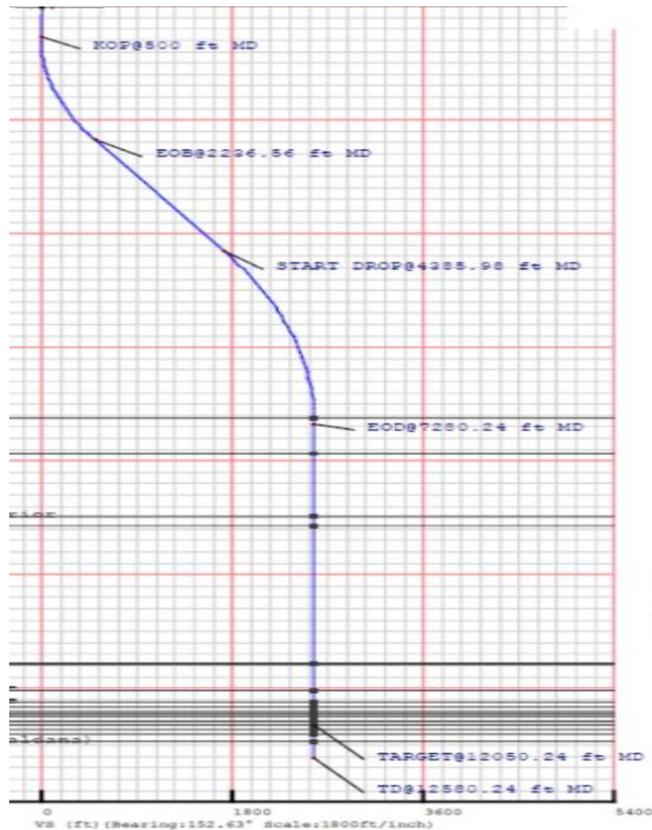
Fuente: Editado por el autor.

3. ANTECEDENTES DE LOS DOS POZOS DE ESTUDIO

3.1 POZO DE ESTUDIO 1: REGIÓN PUTUMAYO - COLOMBIA

El pozo de estudio 1 del cual se reservará nombre del pozo o compañía operadora, corresponde a un pozo exploratorio ubicado en la cuenca sedimentaria del Putumayo con una estructura geológica tipo trampa estratigráfica, se encuentra ubicado en el departamento del putumayo y corresponde a una clasificación de pozo Exploratorio tipo A3, es un tipo de pozo S con una profundidad total medida de aproximadamente 12.000 pies y profundidad vertical verdadera de 11.900 pies. Se podrá observar en la Figura 14 la geometría del pozo.

Figura 14. Geometría del pozo de estudio 1.

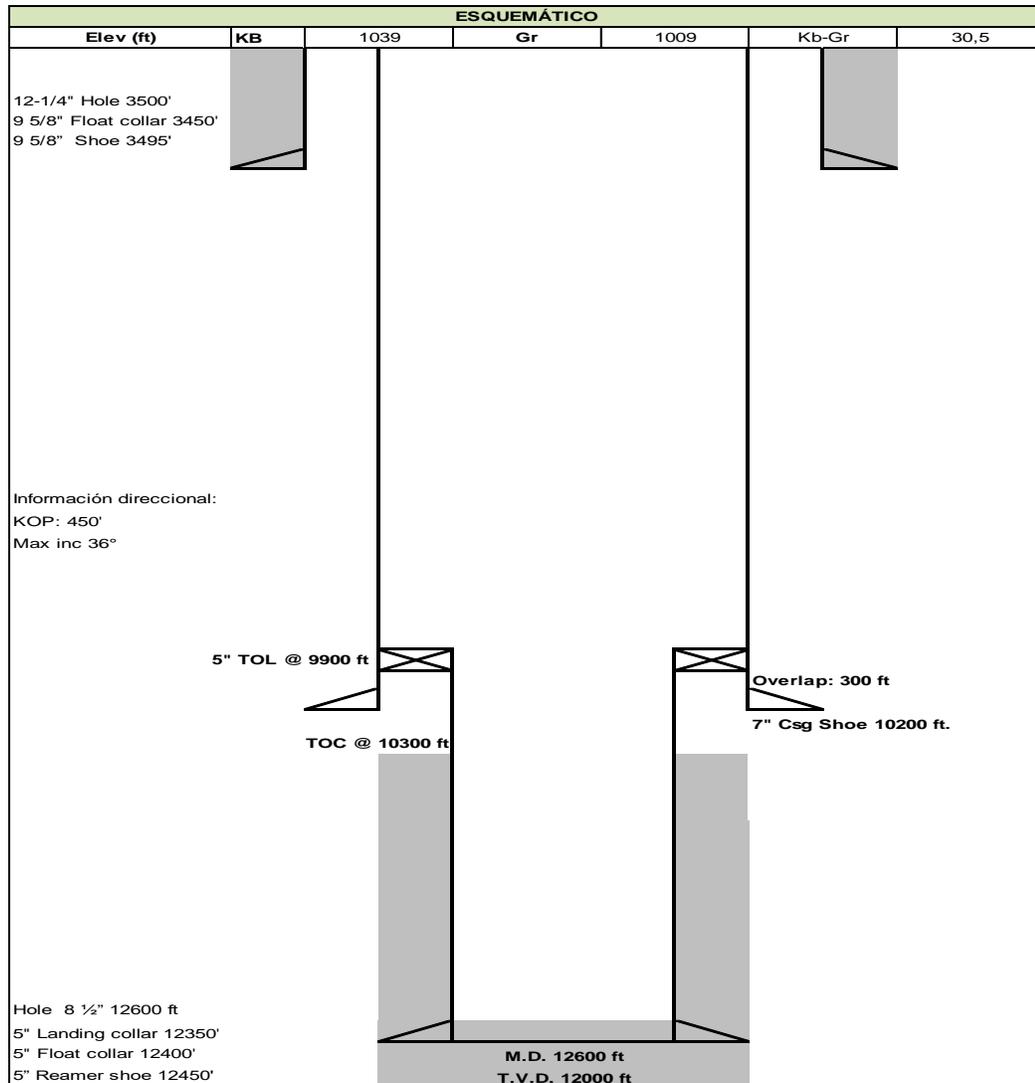


Fuente: Editado por el autor.

El estado mecánico del pozo corresponde a un revestimiento de superficie de 9-5/8" N80 43.5 Lb/pie conexión TXP Rango 3 con punto de asentamiento en 3.517 pies, un revestimiento intermedio de 7" P110 peso 29 Lb/pie conexión TXP Rango 3 desde superficie hasta base de asentamiento en 10.229 pies, y finalmente un Liner de producción de 5" P110 peso 18 Lb/pie conexión TSH W513 Rango 3 con tope en 10.000 pies y base en fondo de pozo en 12.600 pies, una longitud de Liner de aproximadamente 2.600 pies (Ver Figura 15).

3.1.1 Antecedentes de perforación: Durante las operaciones de perforación se corrieron en el pozo 259 juntas de revestimiento de 7" sin poder tener avance debido a pega de tubería con pérdida de circulación, lo que no permitió que se realizara un trabajo de cementación en el revestimiento de producción dejando la tubería sin adherencia y sin correcto aislamiento, por esta razón se decide realizar perforación del sistema de flotación del revestimiento de 7" y en la fase de hueco abierto en 8-1/2" completar la zona de interés con revestimiento de 5" cementando el revestimiento hasta su colgador, quedando un overlap de 260 pies.

Figura 15. Estado mecánico de pozo perforado – pozo de estudio1.

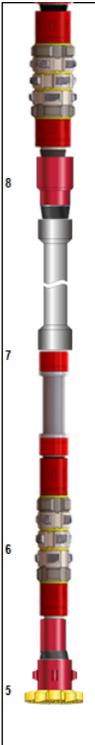


Fuente: Editado por el autor.

3.1.2 Antecedentes de completamiento: Las operaciones de completamiento dan inicio con la limpieza y calibración del revestimiento, consiste en correr dentro del revestimiento un BHA compuesto por herramientas de limpieza entre las que podemos encontrar estabilizadores, cepillos, magnetos y entre otros. En el pozo de estudio 1 debido a que se tienen diferentes tamaños de revestimiento en el hueco se configura una sarta compuesta para limpiar en una misma corrida

tanto el revestimiento intermedio de 7" como el Liner de 5", en la Figura 16 se puede encontrar en detalle la configuración del ensamble de fondo utilizado para la limpieza del pozo estudio 1.

Figura 16. Ensamble de limpieza del pozo estudio 1.



Item	Descripción	Conexión Tope	Conexión Fondo.	MAX OD	MIN ID	Fish Neck		Longitud ft
9	Brush para CSG 7	NC 38 BOX	NC 38 PIN	6 1/16	1 7/8	5	1,96	5,76
8	Force String Magnet	NC 38 BOX	NC 38 PIN	4 7/8	2	4 7/8	1,55	6,43
7	Blade Scraper para CSG 7"	NC 38 BOX	NC 38 PIN	6 1/16	1 7/8	5	2	5,56
6	Cross Over	NC 38 BOX	2 7/8 HT PAC PIN	4,75	1 5/8	4,75	1,18	2,21
5	(78) Drill Pipe 2 3/8" OD	2 7/8 HT PAC BOX	2 7/8 HT PAC PIN	3,125	1,5	3,125		2442,05
4	Force String Magnet 3 1/8" OD	2 7/8 HT PAC BOX	2 7/8 HT PAC PIN	3 9/16	1 1/4	3 1/8	1,5	7,5
3	Blade Scraper para Liner 5" 18#	2 7/8 HT PAC BOX	2 7/8 HT PAC PIN	3 5/8	1	3 1/4	1,33	6,2
2	Bit Sub OD 3 3/4"; 2 7/8 HT PAC BOX	2 7/8 HT PAC BOX	2 3/8" Reg BOX	3 1/4	1	3 1/4	3,22	3,22
1	bit OD 4 1/8"	2 3/8" Reg PIN	N/A	4,125	1			0,5

Fuente: Editado por el autor.

3.2 POZO ESTUDIO 2 DE REGIÓN CENTRAL - COLOMBIA

El pozo productor corresponde a un pozo en etapa de desarrollo como productor con sistema de levantamiento bombeo Electrosumergible, con una profundidad total medida de 7.800 pies y profundidad vertical verdadera de 7.500 pies, tipo S con desviación máxima de 27 deg y DLS máximo de 2.71 deg/100 pies.

El estado mecánico del pozo consta de un revestimiento de superficie de 9-5/8" sentado a 1.200 pies y un revestimiento de producción de 7" sentado a profundidad de 7.800 pies.

3.2.1 Antecedentes de perforación: Durante las operaciones de perforación se realiza la etapa de superficie en hueco de 12-1/4" y revestido con casing de 9-5/8" cementado hasta superficie.

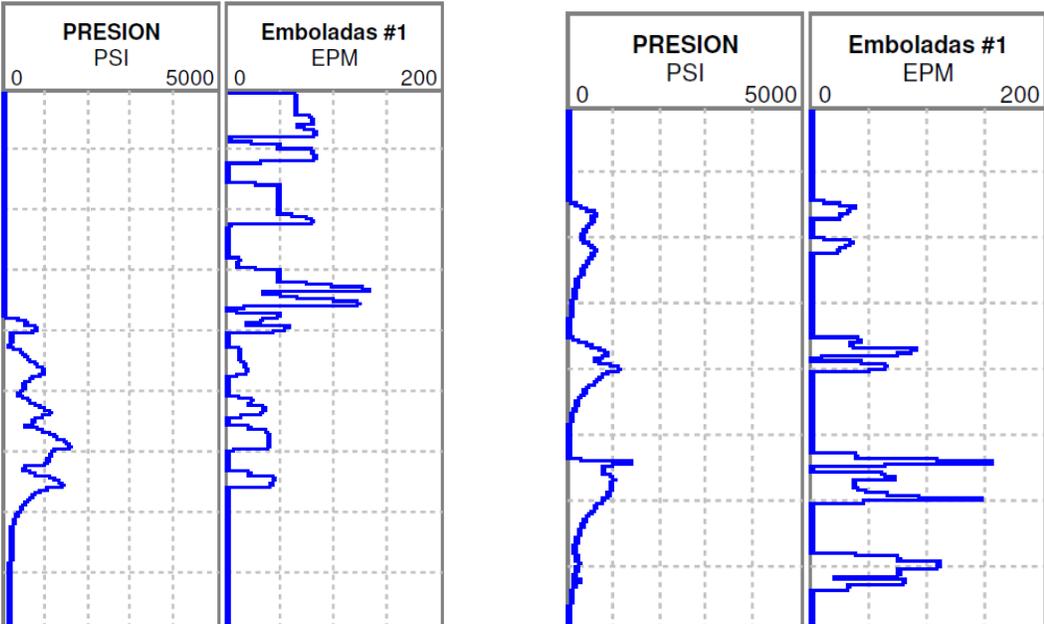
En la zona de interés se corre revestimiento de producción de 7" presentando taponamiento del sistema de flotación, se procede a trabajar la sarta para liberar la obstrucción sin éxito por lo que se decide sacar a superficie, en una segunda corrida se logra llegar hasta 7.800 pies sin complicaciones durante la corrida. En las operaciones de cementación del revestimiento de producción de 7" al momento de desplazar el cemento con presión de circulación de 2.800 psi se evidencia sentamiento del tapón con 3.400 psi, al realizar la prueba de integridad del revestimiento se observa caída de presión durante la prueba de integridad hasta 1.800 psi y no se logra sostener presión en el pozo. Se procede a dejar el pozo presurizado y esperar por fragüe del cemento.

3.2.2 Antecedentes de completamiento: Inicialmente se evidencia que el pozo no mantiene nivel de fluido en superficie y tampoco tienen eventos de descontrol de pozo y se reanudan operaciones de completamiento.

Se realiza calibración y limpieza del pozo encontrando 150 pies de columna de cemento duro por encima del sistema de flotación cuya profundidad tope es 7.722 pies, se procede a limpiar el cemento hasta el collar flotador y se evidencia que se presenta pérdida de fluido en baja proporción lo que permitía circular el pozo sin problema y dar continuidad de las operaciones, sin embargo, se desconoce la dimensión y posición de la fuga.

Pruebas de presión son realizadas al revestimiento de 7" al inicio de la molienda de cemento a una profundidad de 7.640 pies y al finalizar la molienda de cemento en el fondo de pozo a 7.713 pies, en ambos casos no se tiene integridad y se cae la presión inmediatamente indicando pérdida de fluido (Ver figura 17).

Figura 17. Pruebas de presión fallidas al revestimiento de 7" del pozo estudio 2.



Fuente: Editado por el autor.

4. LIMITACIONES DE MEDICIÓN DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS TOMADOS EN CADA POZO ESTUDIO

Debido a que la funcionalidad de cada uno de los registros eléctricos se encuentra enfocada en su funcionamiento físico y en la información que entregan, pueden generar información que no sea suficiente para identificar una falla en un pozo, es por esta razón que en la medida que se pueda obtener mayor cantidad de registros que aporten diferentes tipos de lecturas, sus resultados podrán correlacionarse y dar una mayor visibilidad al problema que se quiera identificar.

4.1 LIMITACIONES EN REGISTROS ELECTRICOS

4.1.1 Limitaciones en registros sónicos

Como se ha podido presentar en la teoría, los registros sónicos evalúan la condición detrás del revestimiento haciendo referencia a la atenuación de las vibraciones o el sonido pasando a través de diferentes materiales como fluido, metal, cemento y formación indicando que tan adherido estaría el cemento al revestimiento, sin embargo esta atenuación no puede indicar la condición del cuerpo metálico del revestimiento o evaluar puntualmente condiciones mecánicas del revestimiento puesto que sus medidas son tomadas independientemente de la geometría del hueco, sin embargo uno de los valores de lectura de los registros sónicos como el tiempo de tránsito dan una indicación de que la herramienta pueda no estar centralizada.

Por ejemplo, si se analiza la zona de interés de estudio a través del registro sónico con los receptores de 3 pies con resultados en el CBL y receptor de 5 pies con resultados del VDL, se puede apreciar que a pesar de que el revestimiento no ha sido propiamente cementado, se están encontrando arribos fuertes de formación en algunos puntos llegando a amplitudes de hasta 5 milivoltios cuando en una condición

sin cemento en un revestimiento de 7" están en alrededor de 62 milivoltios, mientras que el tiempo de tránsito permanece completamente estable. En algunas situaciones el tiempo de tránsito brinda información sobre descentralizaciones de la sarta pero como se aprecia en la figura 18, no presenta cambio alguno, por lo cual no se podría concluir que condición tendría el pozo, se podría decir que se tiene una pega del revestimiento con respecto a la formación, razón por la cual el CBL enseña valores bajos de amplitud, así mismo el VDL representa ciertos movimientos serpenteantes que podrían indicar que efectivamente se presentan arribos de formación mientras que el revestimiento se encuentra sin atenuación o casi libre.

Luego de analizar o interpretar la información observada en el registro, no hay alguna señal que me indique las condiciones mecánicas del revestimiento o su geometría, no se puede saber la geometría o condición del hueco con estos registros.

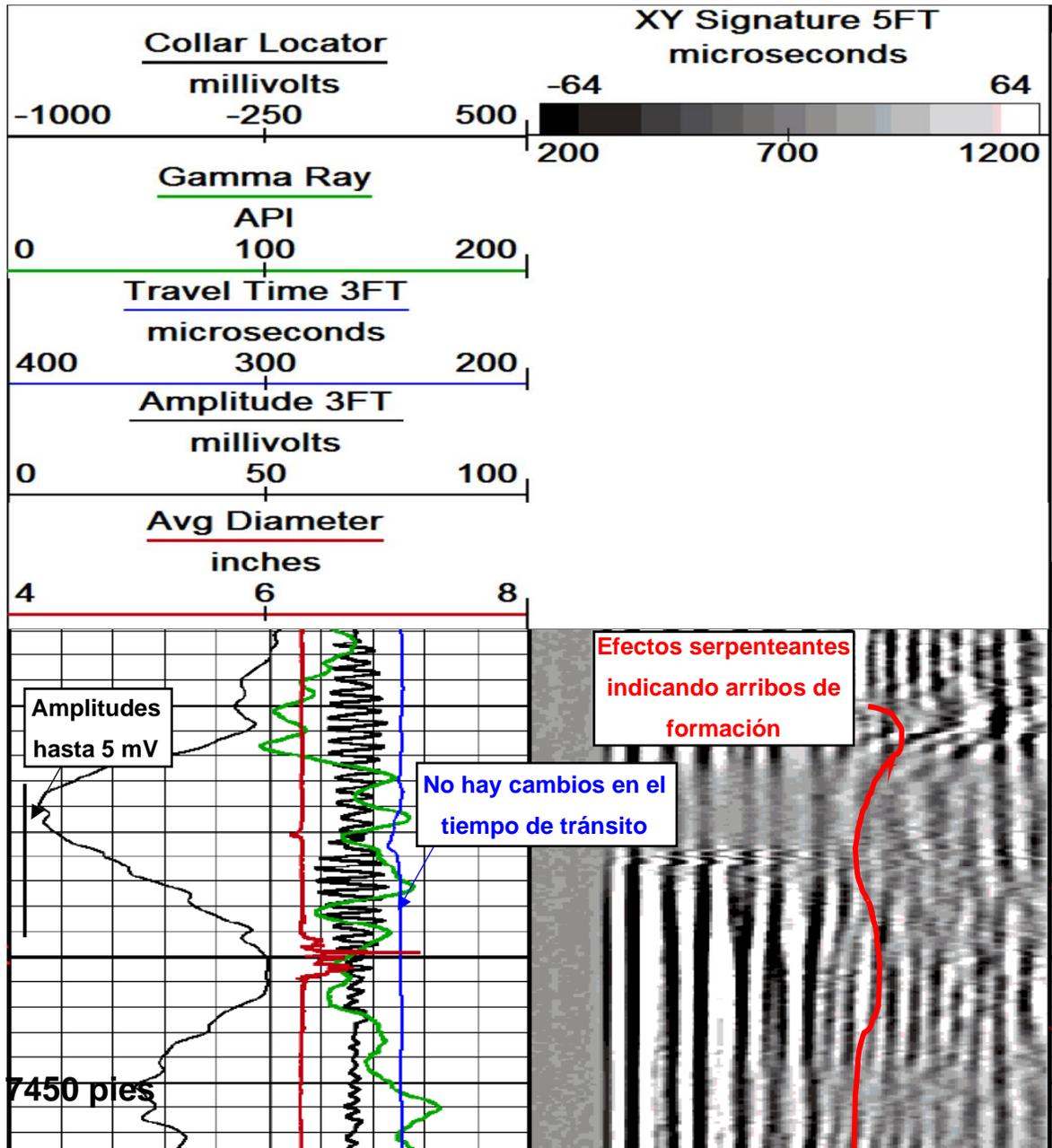
Otra limitación de la herramienta es que requiere ser corrida en el pozo de forma centralizada de manera que la transferencia de las ondas se haga teniendo en cuenta el tamaño del hueco y la velocidad de la onda sea consistente en su recorrido entre el emisor y receptor, situación que se presenta en el caso pozo estudio 1 en presencia de desviaciones de pozo.

La calibración de las herramientas sónicas generalmente se hace en sección de tubería libre (de estar disponible), para los pozos estudio 1 y 2 se tienen secciones de tubería libre con las que se pudo calibrar cada uno de los registros.

Otra limitación común está en la interpretaciones de amplitudes y lecturas del VDL intermedias pueden deberse a presencia de micro anillos detrás del revestimiento o por canalizaciones de fluido, entre las técnicas comúnmente utilizadas para descartar microanillos es tomar nuevamente el registro en el pozo aplicando presión interna al revestimiento y reduciendo de esta manera el tamaño del micro anillo por efecto de balonamiento del revestimiento, si se observan cambios en las lecturas de los

registros sínicos se puede interpretar en la existencia de microanillos, su afectación dependerá de que tan permeables sean los microanillos y permitan el paso de fluidos, este caso no aplica para el presente proyecto.

Figura 18. Análisis de registro sínico en pozo de estudio 1.



Fuente: Editado por el autor.

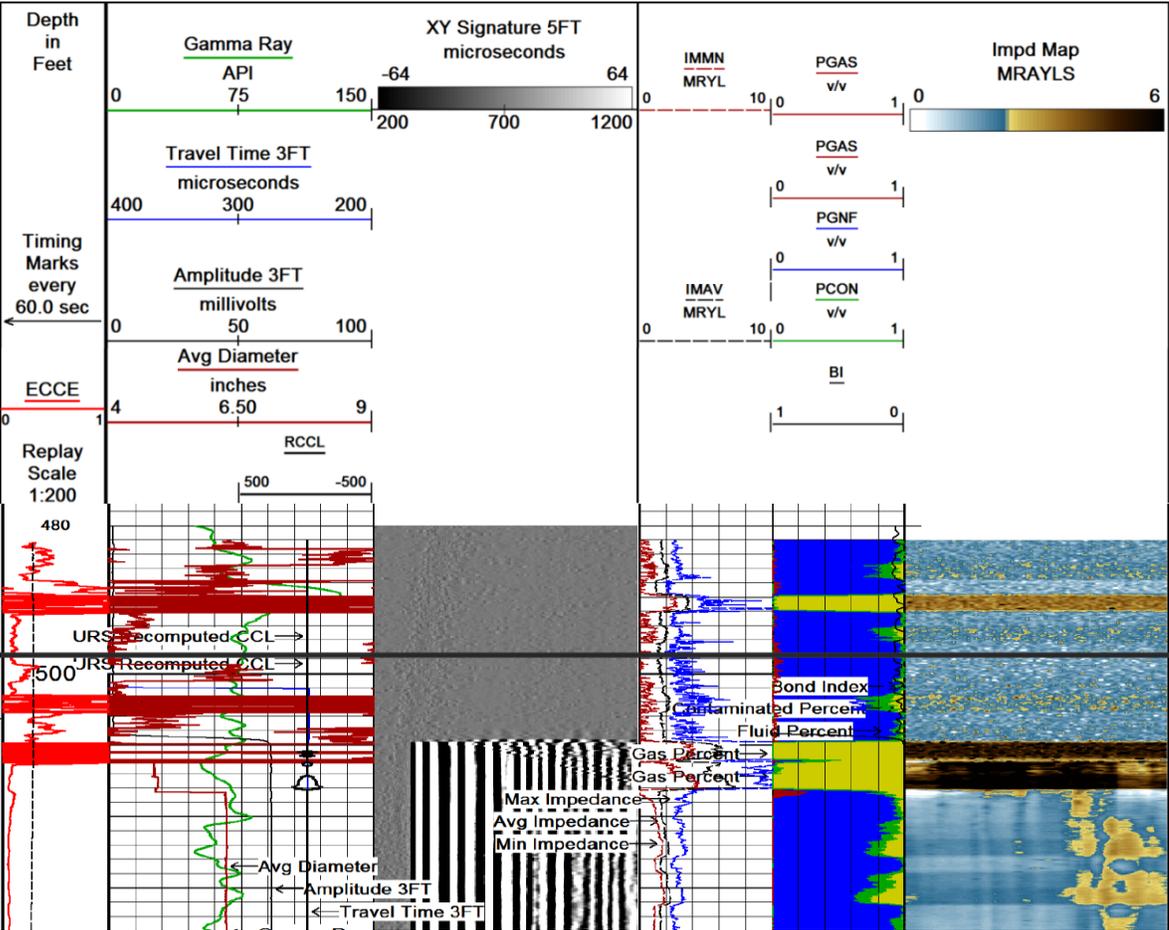
En el cuadro 1 se expone la interpretación de los registros sónicos corridos en el pozo de estudio 1.

Cuadro 1. Interpretación del registro sónico corrido en el pozo de estudio 1.

TRACK	INTERPRETACION
Localizador de cuellos [Millivoltios]	Se observa ruido en el CCL en la zona de interés con variaciones entre los -150 mV y 50 mV, puede deberse a problemas en la herramienta.
Tiempo de Transito 3Ft [microsegundos]	Permanece constante con una pequeña disminución en 7.400 pies.
Cement bond log (CBL) 3Ft [millivoltios]	A pesar de tener un pozo en condiciones sin cemento, se observa una amplitud hasta los 5 mV una medida inconsistente puesto que indica que el revestimiento tiene una alta atenuación en ese punto, puede deberse a que el casing se encuentra pegado a la formación.
Diámetro Promedio [pulgadas]	Se observa una irregularidad en el diámetro promedio del revestimiento el cual debería ser de 6.18" y presenta un aumento de hasta 7" en profundidad de 7.450 pies.
Variable Density log (VDL)	En concordancia con los resultados del CBL, se observan arribos de formación correspondiente al comportamiento serpenteante de la superficie irregular de la formación, indicando que es posible que el revestimiento se encuentra recostado en el revestimiento.

Entre las limitaciones de los registros sónicos se tiene que la transmisión de las ondas requiere de un medio para transmitirse, luego el registro no funcionaría para una condición en la que no haya fluido, es decir, en pozos de gas o por encima del tope de fluido. Podemos ver que la limitación mencionada no aplica para las condiciones de estudio del presente proyecto ya que se trata de pozos que se trabajaron con salmuera de completamiento y el nivel de fluido se encontraba en superficie o cerca de superficie. En la figura 19 podemos observar la pérdida de recepción de señales por encima del nivel de fluido en el pozo.

Figura 19. Falla en lectura de registros sónicos y ultrasónicos en medio gaseoso.



Fuente: Editado por el autor.

En el cuadro 2 se expone la interpretación del registro sónico y ultrasónico en medio gaseoso.

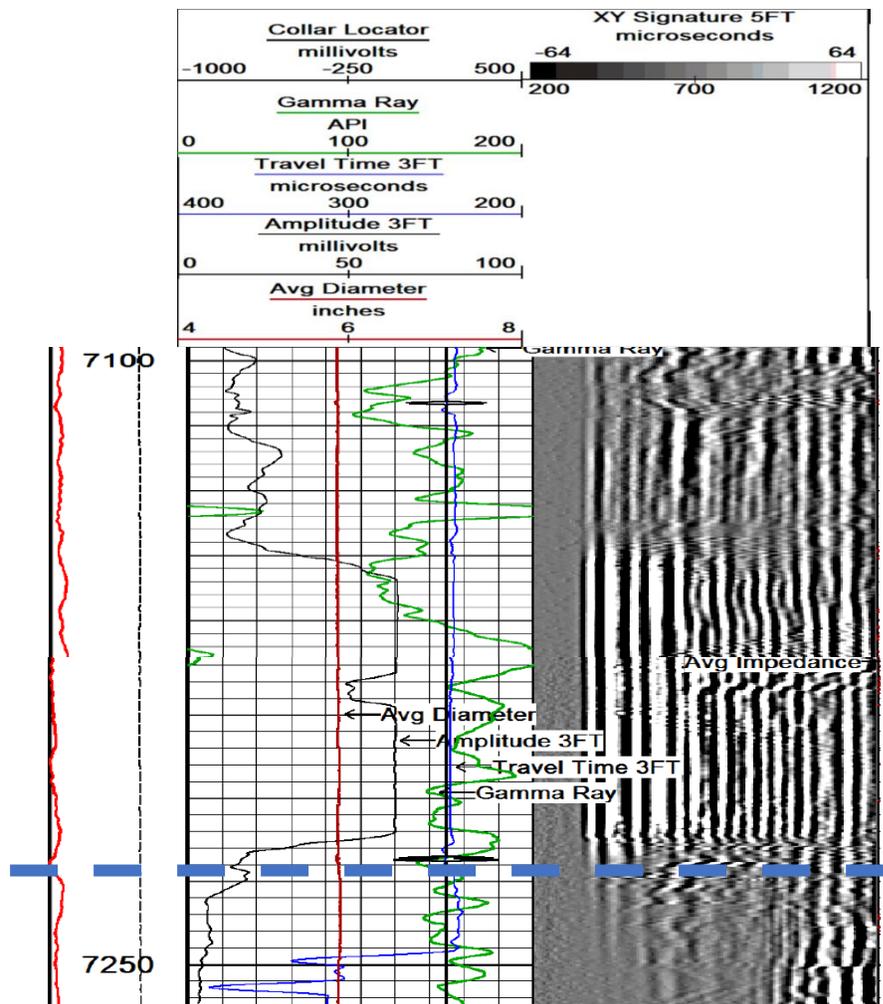
Cuadro 2. Interpretación del registro sónico y ultrasónico en medio gaseoso.

TRACK	INTERPRETACION
Localizador de cuellos [Millivoltios]	El CCL al ser una herramienta de lectura magnética no se ve comprometida por la presencia o ausencia de fluido o el tipo de fluido presente en el pozo siempre y cuando no tenga contenido de materiales ferromagnéticos.
Tiempo de Transito 3Ft [microsegundos]	El tiempo de tránsito inmediatamente cae por debajo del rango de la curva, debido a que en ambiente gaseoso la velocidad de las ondas es mucho más lenta y no se tienen lecturas.
Cement bond log (CBL) 3Ft [millivoltios]	El CBL viene de un valor de 62 mV (valor promedio de lectura en revestimiento de 7" para tubería libre), e inmediatamente sale del fluido se cae la señal a cero, enseñando la limitante de lectura de registros sónicos en ambientes gaseosos.
Diámetro Promedio [pulgadas]	El diámetro promedio al ser una lectura tomada desde interpretación de registro ultrasónico, también se pierde su lectura.
Variable Density log (VDL)	Se pierde totalmente la lectura del VDL o receptor de 5FT en ambiente gaseoso.
Bond Index (%)	Todas las medidas relacionadas con la interpretación de data del registro ultrasónico como identificación de material, detrás del revestimiento, cemento inmediatamente siguiente al revestimiento y fluidos presentes; se convierten en lecturas erróneas por pérdida del medio líquido donde se transmiten las ondas ultrasónicas.
Mapa de impedancia (MRAYLS)	

En el ejemplo de pozo de estudio 2, como se puede observar en la figura 20, se realiza una toma de dos secciones del registro donde se puede ver una discordancia

en la condición del cemento, a partir de los 7.130 pies hacia abajo se puede observar la tubería libre de cemento, y desde la profundidad 7.235 pies hacia arriba se puede observar la tubería también libre de cemento. Luego existe un intervalo entre 7.130 pies a 7.235 pies libre de cemento, de acuerdo con análisis iniciales obtenidos de parte de proveedor del servicio de registros y de la misma compañía operadora se podría creer que es una zona de alta movilidad de fluidos como agua que pudo generar el lavado del cemento.

Figura 20. Análisis de registros sónicos en pozo estudio 2.



Fuente: Editado por el autor; Sección de registro de cementación en intervalo donde se presenta baja atenuación de lecturas intervalo: 7.100 – 7.237 pies.

En el cuadro 3 se expone la interpretación del registro sónico corrido en el pozo de estudio 2.

Cuadro 3. Interpretación del registro sónico en el pozo de estudio 2.

TRACK	INTERPRETACION
Localizador de cuellos [Millivoltios]	No se observa ninguna anomalía en la lectura del CCL, se tienen lecturas muy claras de los cuellos observados en 7.106 y 7.237 pies.
Tiempo de Transito 3Ft [microsegundos]	El tiempo de tránsito presenta altas variaciones en condiciones donde se tiene muy buen cemento, debido a que la atenuación de las ondas se vuelve tan alta que la lectura de la primera onda que se percibe puede variar.
Cement bond log (CBL) 3Ft [millivoltios]	De abajo hacia arriba, se observa muy buena adherencia de cemento y alta atenuación con amplitudes por debajo de 5 mV, a partir de 7.242 pies hacia arriba se observa un incremento en la amplitud hasta 60 mV indicativo de tubería libre de cemento o cero atenuación con el mismo comportamiento hasta 7.134 pies donde vuelve a disminuir gradualmente la amplitud hasta valores intermitentes por debajo de 10 mV
Diámetro Promedio [pulgadas]	No se observan variaciones en el diámetro promedio.
Variable Density log (VDL)	Se observa pérdida de la atenuación de las ondas en el receptor de 5FT en el mismo intervalo observado en el CBL entre 7.242 y 7.134 pies, donde pasa de observarse muy buena adherencia cemento y revestimiento a pérdida de atenuación de ondas indicando que el revestimiento no presenta ningún tipo de atenuación de onda por ende no tiene revestimiento en su exterior.

Sin embargo, la información obtenida como se puede apreciar no nos puede dar indicios de que está generando la fuga. Descartando la opción de fuga del sistema de flotación quedaría como opciones una conexión o cuerpo de tubo en la zona donde no hay cemento.

4.1.2 Limitaciones en los Registros ultrasónicos

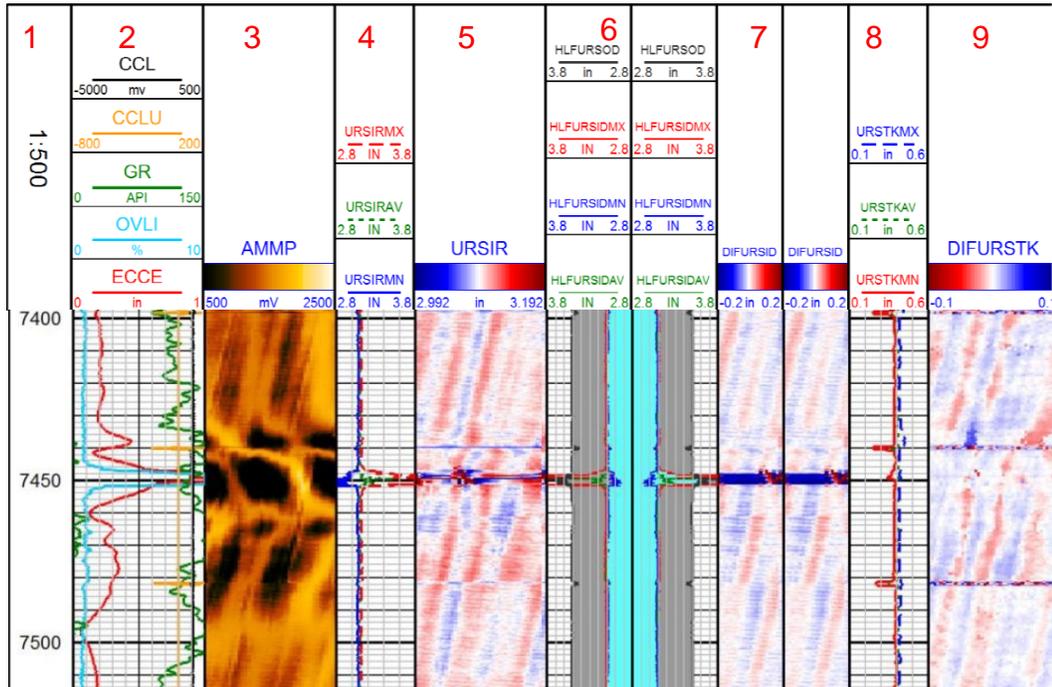
Como se muestra en la figura 21, el análisis de los resultados de los registros ultrasónicos corridos en el pozo de estudio 1, se puede encontrar una aparente deformación en el revestimiento o posible restricción, condición anormal que afecta las lecturas de centralización de la herramienta y la ovalidad del revestimiento, así mismo se observan restricciones en el OD por disminución de diámetro interno.

El registro también puede simular por medio de un software, dependiendo del proveedor del servicio, la geometría tridimensional del pozo mientras se avanza en cortes transversales del pozo, sin embargo, no se puede obtener una geometría que combine desviaciones del pozo con respecto a su eje principal, por lo tanto, no se puede observar claramente cuál es la geometría o forma visual del estado del revestimiento en ese punto.

Otra afectación que presentan los registros ultrasónicos es que en cuanto la excentricidad de la herramienta sea afectada los resultados de la data obtenida de los demás sensores no serán confiables, debido a que los resultados se obtienen de la reflexión de las ondas y su recepción, dichas desviaciones en su centralización pueden afectar la recepción de las ondas y por tanto su interpretación.

Del uso del registro ultrasónico para el pozo de estudio 2 y la interpretación de sus resultados no se logra la lectura o identificación de una fuga por conexión, en la figura 22 se puede observar que las condiciones del revestimiento son normales y no presentan ninguna anomalía en términos de ovalidad o espesor de cuerpo, se evidencian condiciones normales de revestimiento pero al tratarse de una fuga no se puede identificar su posición o tamaño, de los resultados obtenidos se puede descartar que haya una fuga en cuerpo de tubo o desconexión de tubería puesto que se observa la continuidad en cuerpo de revestimiento y conexiones.

Figura 21. Análisis del registro ultrasónico para el pozo de estudio 1.



Fuente: Editado por el autor.

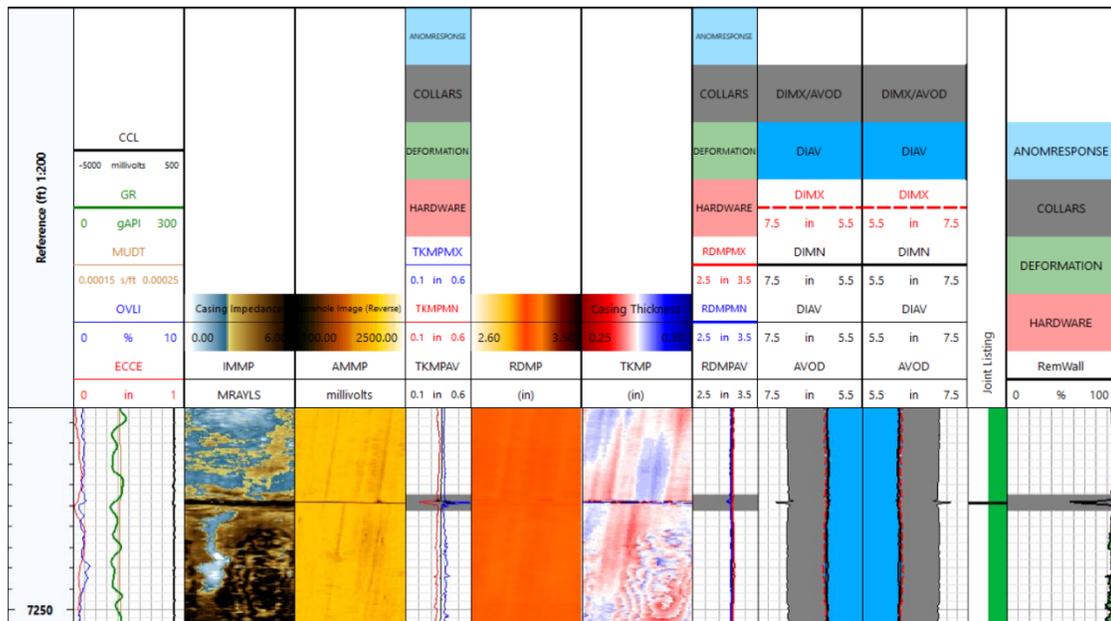
En el cuadro 4 se puede apreciar la interpretación del registro ultrasónico para el pozo de estudio 1.

Cuadro 4. Interpretación del registro ultrasónico para el pozo de estudio 1.

TRACK	INTERPRETACION
Ovalidad y centralización Track #2	Se identifican altas variaciones en la ovalidad del revestimiento con cambios de 1 pulg o el 10%, se muestra un aparente porcentaje de deformación del casing basado en medidas de radio.
Mapa de amplitud ultrasónico (AMMP) – Track #3	Se puede observar un espectro en 360 grados del pozo las medidas de amplitud de las ondas ultrasónicas, mostrando variaciones irregulares en el intervalo entre 7.430 – 7.490 pies.
Curvas de radio interno (URSIR) MX-AV-MN – Track #4	Se puede observar las lecturas máxima, mínima y promedio del radio interno en los 360 grados, con alta variación a la profundidad de 7.450 pies.

Mapa de radio interno (URSIR) – Track #5	Indicando anomalía en radio interno a profundidad de 7.450 pies.
Esquemático de corte axial de casing – Track #6	Se representa la anomalía en el corte axial del revestimiento como una reducción en el ID y aumento en el OD del revestimiento.
Mapa de diámetro interno – Track #7	Mostrando en los 360 grados la diferencia entre cada medida y el valor promedio. Diferencias positivas se marcan en rojo y diferencias negativas en azul. Predominando el azul como indicativo de reducción del diámetro interno.
Curvas de espesor máximo, promedio y mínimo – Track #8	Lecturas en los 360 grados dejan apreciar los cuellos y adicionalmente mostrando una leve reducción del espesor a la profundidad de 7.450 pies.
Mapa de espesor – Track #9	Se refleja a 360 grados la diferencia de cada medida de espesor con respecto al valor promedio. No se observa variación significativa.

Figura 22. Análisis del registro ultrasónico para el pozo estudio 2.



Fuente: Editado por el autor.

Tomando como referencia el cuadro 4 para la interpretación del registro ultrasónico en el pozo estudio 2 se puede definir que un registro ultrasónico queda limitado para evaluar pequeñas condiciones de fuga y más aún cuando la fuga se presenta en una conexión debido a que en las conexiones el OD de un coupling de revestimiento es de un tamaño mayor, en el presente caso para un revestimiento de 7" conexión TXP-BTC el OD de la conexión es de 7.656" mientras que un registro ultrasónico nos brinda las propiedades del material que está inmediatamente detrás del revestimiento, indica el diámetro interno del revestimiento, el espesor de acero del revestimiento, no llegando a identificar una fuga debido a que en presencia de una fuga de conexión puede deberse a daño en el coupling o en los hilos de la rosca; este tipo de daño no se logra observar con la interpretación obtenida del registro, pero si es posible encontrar fracturas/rupturas del revestimiento que pueda tener el cuerpo de la tubería o la misma conexión debido a mediciones o interpretación de la información de estos registros que no puedan verse afectadas por la misma lectura de la conexión.

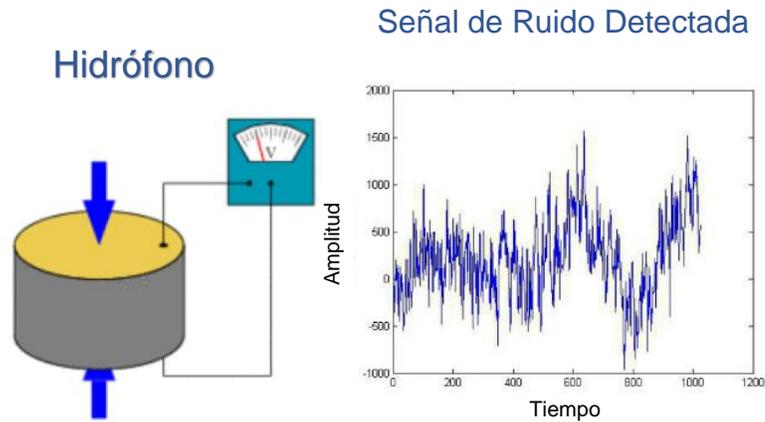
4.1.3 Limitaciones en los registros eléctricos de ruido-temperatura-PLT/ILT

Al tratarse de herramientas con hidrófonos (Ver figura 23) para lectura de frecuencias de ruido, cualquier alteración del medio como el movimiento de las mismas herramientas de registro, el cable o tubería utilizada para la corrida e incluso otras herramientas que hagan parte del BHA que generen ruido pueden afectar la adquisición de información en la herramienta de ruido. La figura 24 muestra el esquemático de una herramienta de registro de ruido SNL-4.

La mayoría de las herramientas de registros eléctricos requieren ser posicionadas en profundidad con ayuda del conjunto GR o CCL como es el caso del presente proyecto. El registro de ruido espectral se ha corrido en conjunto de GR y CCL, sin embargo, el GR es una herramienta que genera pulsaciones en forma de pequeñas

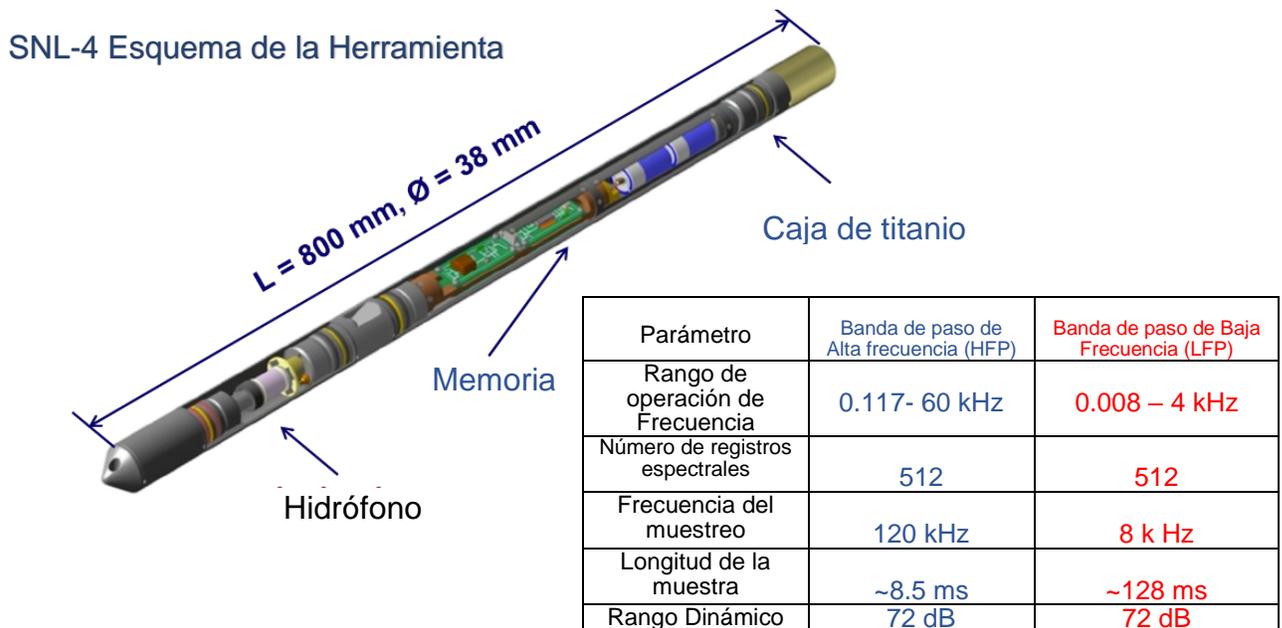
vibraciones que pueden alterar las lecturas de los hidrófonos, por lo que se hace necesario que sea apagado el GR durante las lecturas de los registros de ruido.

Figura 23. Ejemplo gráfico de lectura de ruido de los hidrófonos.



Fuente: Editado de Presentación “Fundamentos de registros de producción e inyección – Monitoreo de pozos productores e inyectores”, Alexander Castro y Carlos Monzón, Mayo 20-24 de 2019, Ecopetrol. *Página 197.*

Figura 24. Esquemático de herramienta de registro de ruido SNL-4.

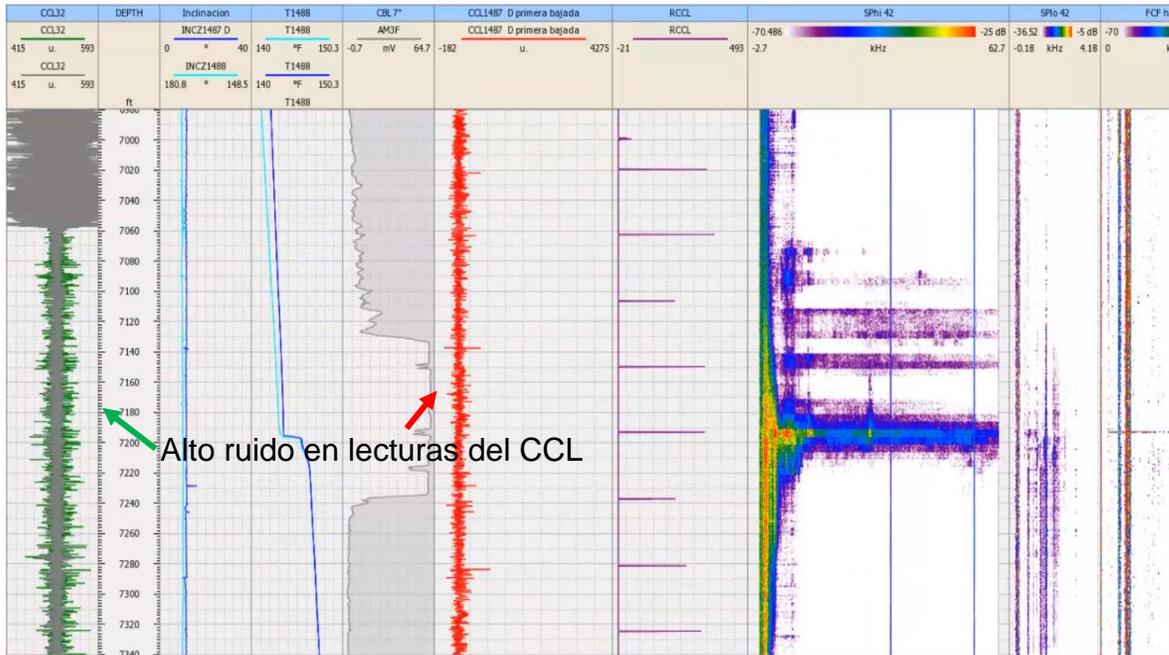


Fuente: Editado de Presentación “Fundamentos de registros de producción e inyección – Monitoreo de pozos productores e inyectoros”, Alexander Castro y Carlos Monzón, Mayo 20-24 de 2019, Ecopetrol. Página 196.

Al requerir evaluar un largo intervalo o toda la trayectoria de un pozo con registros de ruido espectral es necesario tener en cuenta la cantidad de estaciones y distanciamiento entre las estaciones de lectura de ruido, situación que puede poner en desventaja la herramienta debido a que entre mayor sean las estaciones el tiempo operacional y el costo será mayor, considerando el caso del pozo de estudio 2 en donde se desconoce la profundidad de la fuga presente, se aplicaron numerosas estaciones con espaciamiento de 20 pies de manera que se sensibilizara a mitad de cuerpo de tubo, para obtener una estimación inicial de la posición de la fuga, y posteriormente cuando se haya localizado una profundidad estimada de la fuga, se podrá repetir el registro con menor cantidad de estaciones y menor espaciamiento, múltiples corridas conducen a mayores tiempos y costos operacionales.

Al tener que detener las lecturas del GR durante la toma de las estaciones del registro de ruido se cuenta con el registro CCL para la correlación en profundidad, sin embargo, el registro CCL siendo una herramienta magnética puede presentar errores de lectura en casos donde sea afectada la recepción de espesor magnético debido a virutas, corrosión de la tubería o el mismo estado de la herramienta que pueda generar que las lecturas de los cuellos se pierdan, situación que se presentó en este pozo y dificultó la correlación y puesta en profundidad del registro (Ver Figura 25).

Figura 25. Primera interpretación del registro de ruido tomado en pozo estudio 2.



Fuente: Editado por el autor.

En el cuadro 5 se exponen en detalle la interpretación del registro de ruido tomado en el pozo de estudio 2.

Cuadro 5. Interpretación del registro de ruido tomado en el pozo de estudio 2.

TRACK	INTERPRETACION
CCL [Millivoltios]	La curva del CCL representado de color verde presenta alto ruido en la lectura magnética de cuellos, haciendo imposible correlacionar la profundidad por medio de conteo de cuellos y juntas.
Temperatura	Se observa una variación de temperatura a la profundidad de la conexión a 7.195 pies, indicando que el movimiento de fluidos está por encima de esta profundidad, y por debajo la temperatura mantiene un comportamiento estático.
Cement bond log (CBL) 7\" [millivoltios]	En la curva observada se ha correlacionado el CBL del registro de cemento para ponerlo en profundidad con las lecturas de ruido, mostrando la caída de amplitud en intervalo de 7.130 a 7.235 pies.

CCL1487 y RCCL	Son curvas de lectura del CCL en rojo el ruido del CCL obtenido en la corrida del registro de ruido espectral en comparación con el RCCL o importado desde el registro base de cementación, no es posible correlacionar cuellos con el registro base debido al alto ruido en la lectura del CCL.
Ruido espectral rango -70 a -25 dB	De las lecturas del registro de ruido, se analizan diferentes frecuencias de ruido para diferentes espectros, denominado ruido espectral. De todas las curvas se observa la fuga de la conexión con incremento de niveles de ruido medido en decibeles a la profundidad de 7.193 pies correspondiente a una junta de revestimiento.
Ruido espectral rango -36 a -5 dB	
Ruido espectral rango -73 a -60 dB	

Añadiendo el hecho de que no se cuenta con lectura de GR durante la toma de lecturas de ruido, se presentan altas variaciones en las lecturas del CCL lo que imposibilitó la identificación de los cuellos, se realiza ajuste de los cuellos en profundidades someras pero cabe resaltar que las herramientas de registros que se corren en modo memorizado con cable liso de acero “Slickline” tienen altas variaciones de profundidad por estiramiento del cable y condiciones del pozo (temperatura, fricciones y geometría).

4.2 LIMITACIONES OPERATIVAS

Las herramientas de registros eléctricos son corridas típicamente con equipo wireline de cable eléctrico o cable liso “slickline” transmitiendo la información en tiempo real o memorizado, dependiendo de las condiciones de acceso y geometría del pozo también puede usarse tubería enrollada (Coiled Tubing) en forma memorizada o Coiled tubing enhebrado con transmisión de información en tiempo real.

Para los casos expuestos en el presente proyecto se han utilizado los métodos de wireline/cable eléctrico y slickline con herramientas memorizadas (Ver Figura 26).

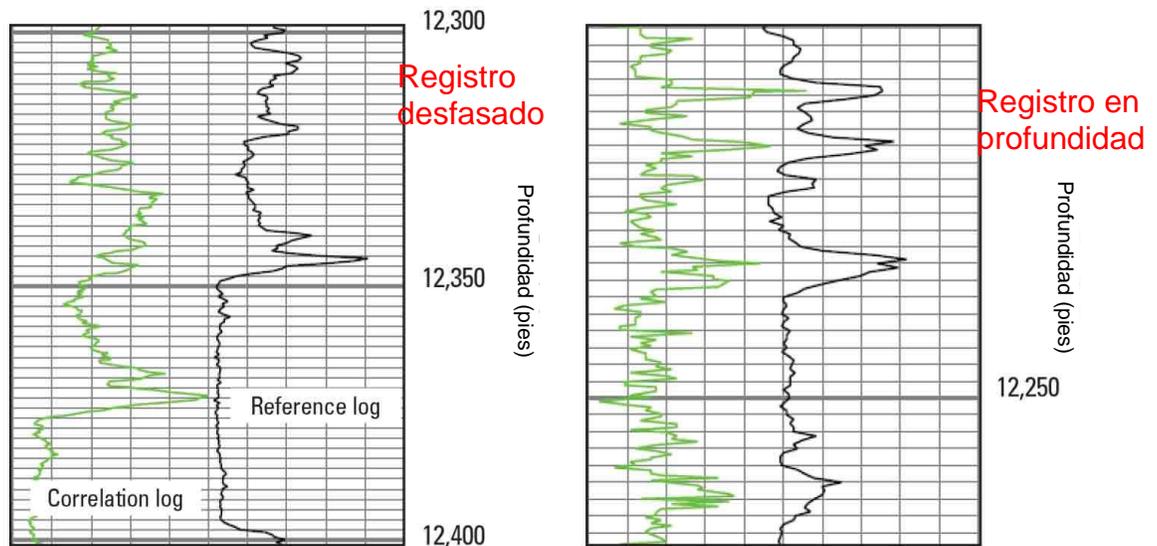
Figura 26. Equipos de superficie para corrida de registros eléctricos.



Fuente: <http://fechonengineering.com/services/onshore-services> "Well services".

Uno de los retos de los registros eléctricos es poner en profundidad un registro tomado o más comúnmente llamado correlacionarlo en profundidad, esto se debe a que los pozos petroleros manejan diferentes profundidades al realizar mediciones de diferentes formas: tubería de trabajo, tubería de producción, tubería enrollada, cable wireline (multi conductores y mono conductores), sand lines, braided lines y slick lines (Ver figura 27).

Figura 27. Correlación de profundidad GR.



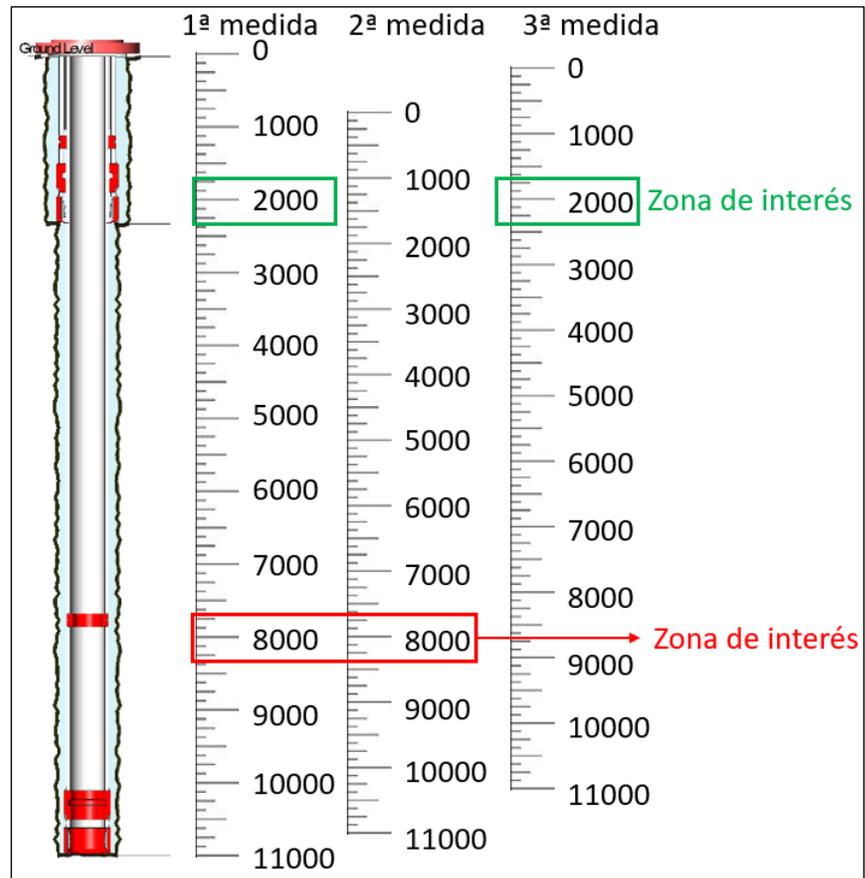
Fuente: <https://www.slb.com/resource-library/case-study/ct/active-abrasijet-cs>

Entre los factores que inciden en las diferentes mediciones de profundidad obtenidas se encuentran: geometría del hueco, condiciones del hueco, temperatura, fluido, peso del BHA, peso de la sarta, espesor y material del cable, fricciones, entre otros.

Para hacerse una relación de diferencias de acuerdo con experiencia obtenida de operaciones de campo, las diferencias de medición en profundidad de registros eléctricos pueden variar en la medida que se utilicen diferentes unidades de registros con cables de diámetro diferente con cambios que pueden ser de 1 pie por cada 1.000 pies de profundidad, así mismo ocurre y en mayor medida con corrida de registros con cable liso donde se pueden presentar variaciones de hasta 40 pies para pozos de 8.000 pies de profundidad.

En resumen, a un pozo petrolero se le asigna una profundidad que corresponde típicamente al primer registro realizado en el hueco (sea en hueco abierto o hueco revestido) y todos los siguientes registros realizados serán puestos en profundidad con ese registro inicial. En caso de presentarse variaciones en la profundidad el registro será ajustado en profundidad correlacionando GR en la zona de interés para minimizar las variaciones en profundidad (Ver figura 28).

Figura 28. Ejemplo correlación en profundidad a diferentes medidas de un pozo.



Fuente: Editado por el autor.

5. ANALISIS Y COMPARACIÓN DE LOS EVENTOS DE FALLA DE INTEGRIDAD EN LOS DOS POZOS DE ESTUDIO TENIENDO EN CUENTA LAS DIFERENTES MEDICIONES OBTENIDAS

5.1 POZO DE ESTUDIO 1

Al momento de realizar las operaciones de limpieza y calibración se presentan dificultades para llegar al fondo del pozo donde se requiere trabajar la sarta y se presenta ruptura del ensamble de fondo, situación que afectó los tiempos y costos del completamiento del pozo de estudio 1 en gran medida llegando a extender las operaciones con 11 corridas adicionales de pesca y limpieza; con tiempos y costos elevados para la compañía.

Finalmente el pozo es calibrado con 5-7/8" en revestimiento de 7" y con 4-1/8" en el revestimiento de 5", se circula con salmuera de completamiento y se procede a la evaluación del pozo por medio de herramientas de registros eléctricos donde se realizan las corridas de calibración de revestimiento con canastas de calibración wireline, registros de evaluación de cemento con herramientas GR-CCL-VDL-CBL-Ultrasónico, evaluación de revestimiento con Ultrasónico en modo corrosión y registro de desviación de pozo con Gyro Continuous Multishot y análisis de información con registro Microguide, cuyos resultados se muestran a partir de la figura 29 donde se puede apreciar la sección de registro sónico y ultrasónico de la zona de interés en hueco revestido, en la figura 30 donde se grafica la normalización de la inclinación con respecto a la profundidad con rango de 1 pie, así mismo las figura 31 y 32 donde se representan la normalización del azimuth y del dogleg severity con respecto a la profundidad con rango de 1 pie respectivamente. Del registro ultrasónico se puede obtener la figura 33 con los resultados de la interpretación del registro de evaluación de revestimiento en la zona de interés.

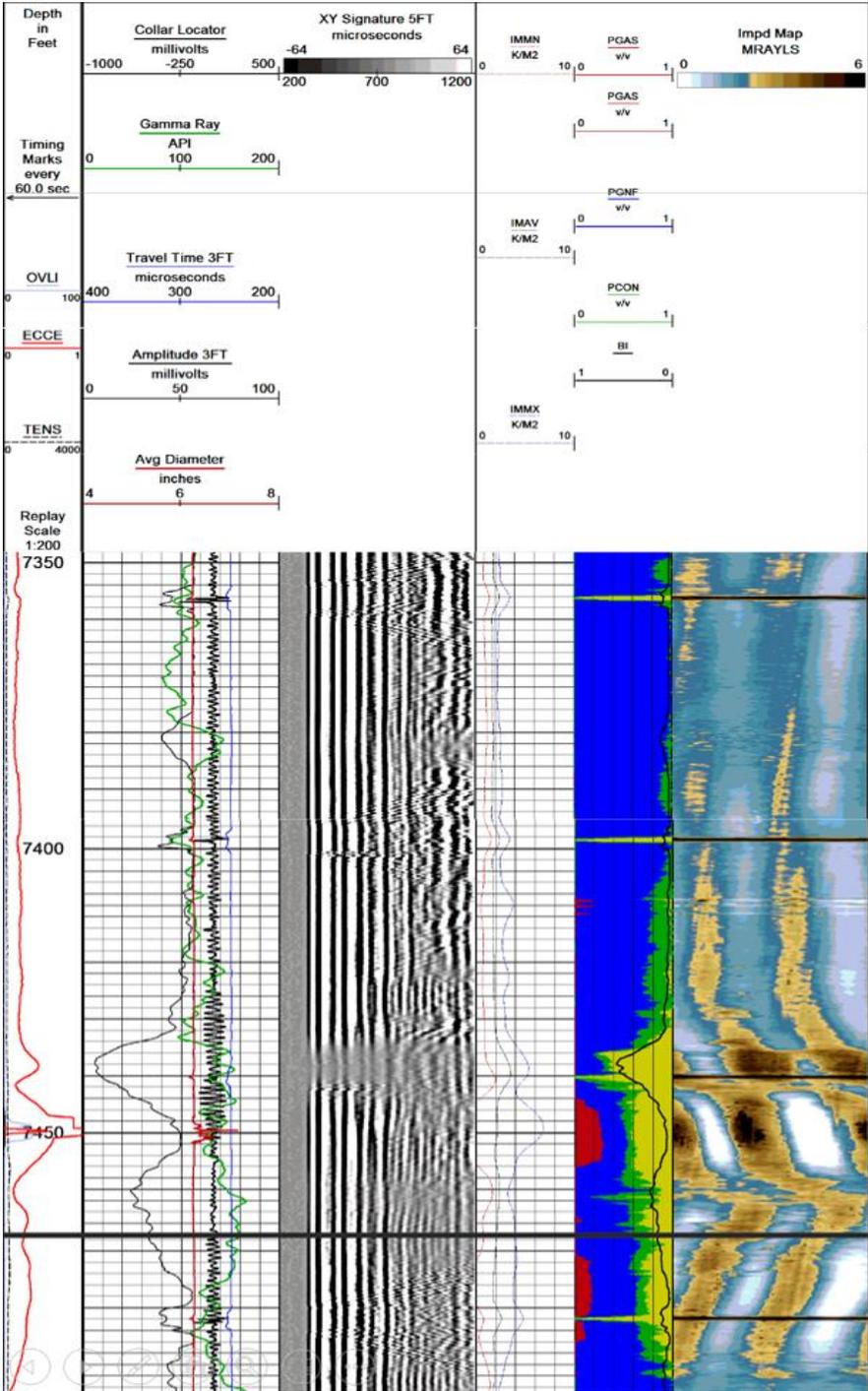
Continuando con las operaciones se presentan restricciones de acceso en el pozo con herramientas de cañoneo TCP y prueba de producción utilizando ensambles de cañoneo y pruebas los cuales constan de empaques de servicio, cañones, puertos de producción, entre otros; las restricciones no permiten el acceso de las herramientas a la profundidad objetivo.

Los numerosos problemas que se venían presentando durante las operaciones de completamiento conllevan a una evaluación del pozo para conocer las condiciones del pozo estudio 1, utilizando la información obtenida de los registros eléctricos para correlacionar la información de cada uno de los registros e identificar la falla del pozo que no permitía el acceso de las herramientas y de esa forma encontrar una acción correctiva o la manera de dar continuidad a las operaciones.

Es de aclarar que la información obtenida de los registros eléctricos tenían la función de evidenciar el punto de atrapamiento del revestimiento de 7" durante las operaciones de perforación y evaluar las opciones de una remediación con respecto a las formaciones presentes en el intervalo del revestimiento intermedio, así mismo se desea evaluar las condiciones del revestimiento y verificar su integridad al tenerse en cuenta que la barrera de control primaria del pozo correspondía al revestimiento de 7" sin cemento de soporte.

Los registros de desviación del pozo se toman para evaluar en mayor detalle desviaciones y azimut del pozo para establecer profundidades óptimas de asentamiento del sistema de levantamiento en este caso un equipo de bombeo Electrosumergible. En las siguientes figuras se puede apreciar información inicialmente obtenida de los registros eléctricos tomados.

Figura 29. Resultados de registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7”.



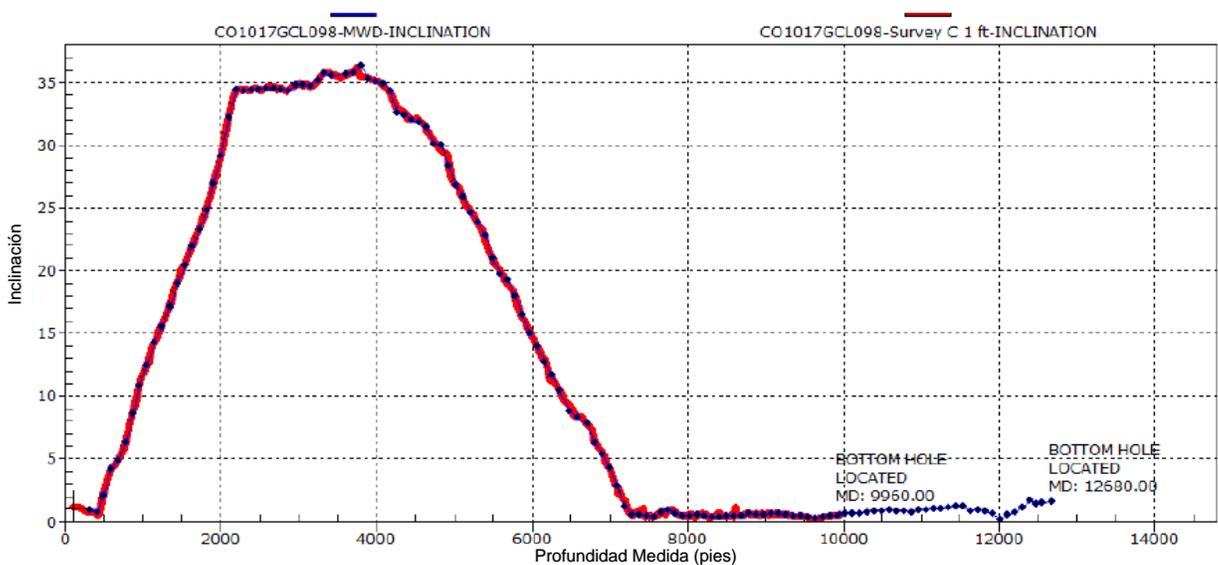
Fuente: Editado por el autor.

En el cuadro 6 se interpreta los resultados de los registros ultrasónicos en adición a la interpretación ya realizada en el Cuadro 1, los resultados de los registros ultrasónicos tomados al pozo de estudio.1 en sección de revestimiento de 7" en el intervalo desde 7.350 a 7.500 pies.

Cuadro 6. Resultados del registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7".

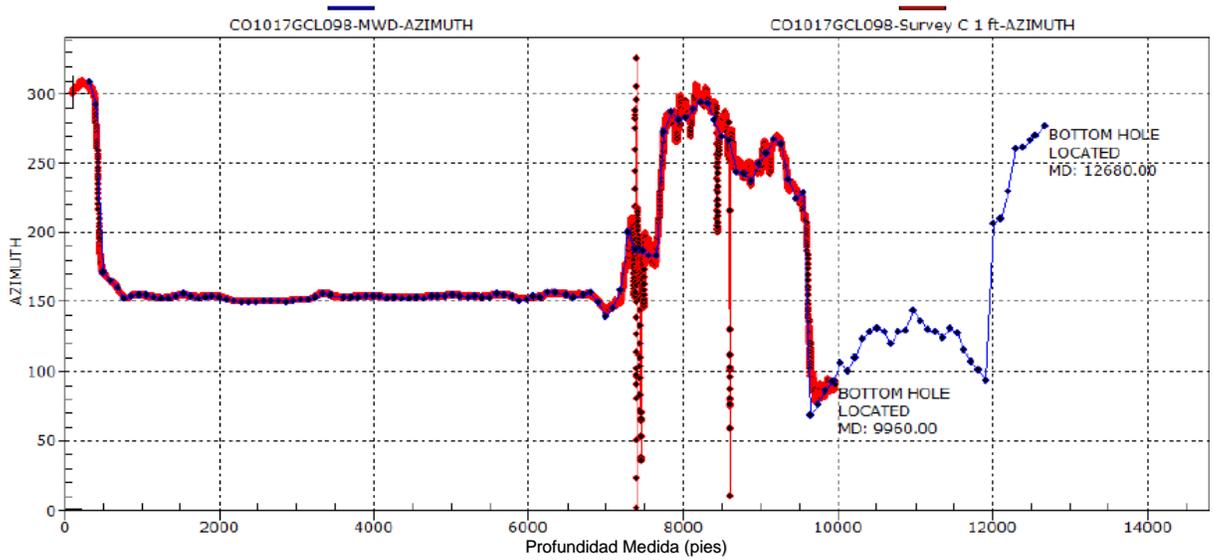
TRACK	INTERPRETACION
Bond Índice BI en %	Hace referencia al rango de 360° que tan cerca estamos de tubería libre o perfectamente adherida, que porcentaje es de cemento, cuanto de condensado, gas o agua. Debido a la falta de cemento detrás del revestimiento se observa un alto porcentaje de líquido mayor al 90% y hasta el 100%, algunos espacios ocupados por gas hasta el 20% en 7.450 pies, razón del bajo índice de adherencia de 0% y llegando a valores del 50% en el punto de pega.
Mapa de impedancia MRAYLS	Muestra arribos de material sólido en el mapa a 360° indicando pega en el revestimiento que puede identificarse como una anomalía del revestimiento con respecto a la formación conociendo de antemano que no hay presencia de cemento detrás del revestimiento.

Figura 30. Inclinación vs profundidad adquirida del registro Gyro (pie a pie).



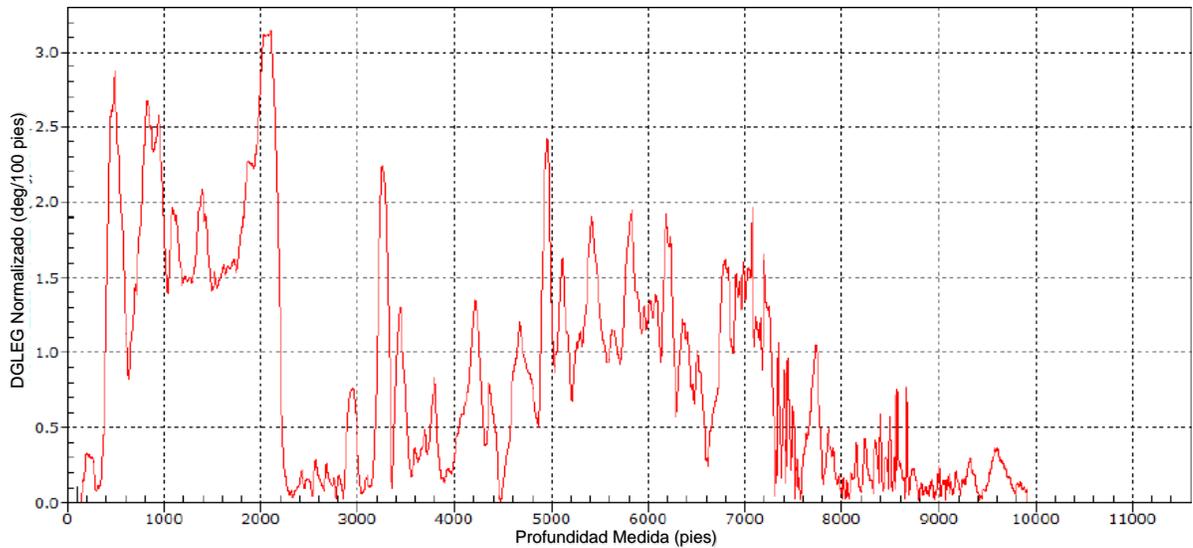
Fuente: Editado por el autor.

Figura 31. Azimut vs profundidad adquirida del registro Gyro (pie a pie).



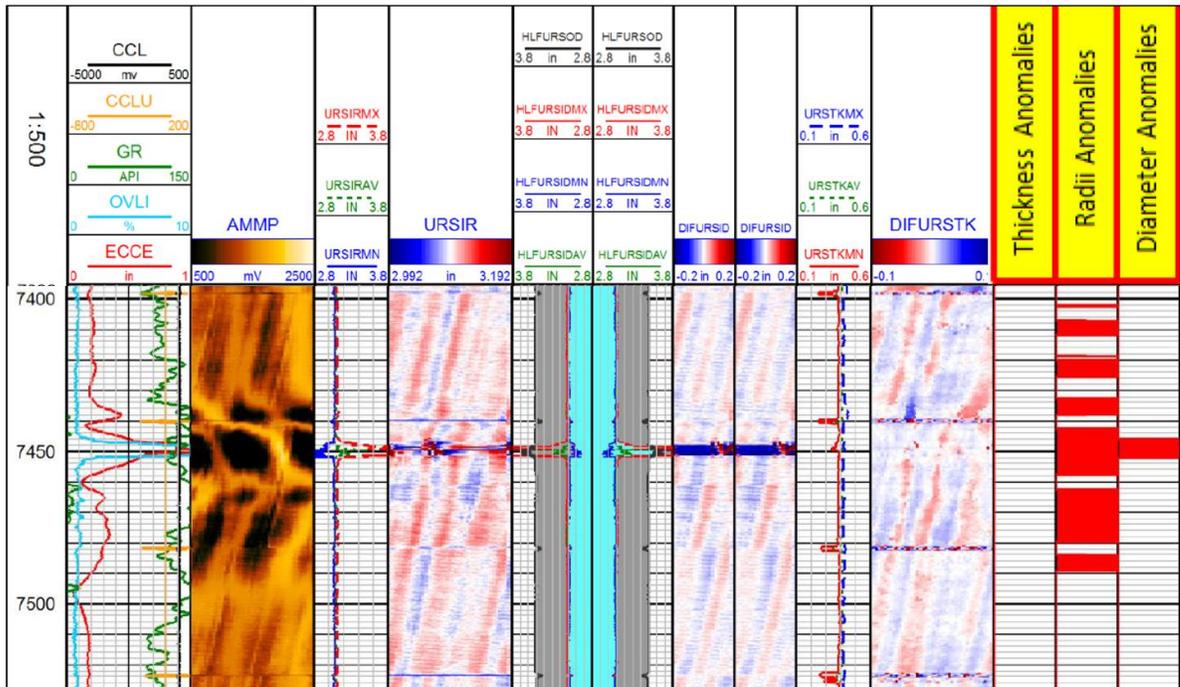
Fuente: Editado por el autor.

Figura 32. Normalización del DLS adquirida del registro Gyro (pie a pie).



Fuente: Editado por el autor.

Figura 33. Registro de evaluación de revestimiento a pozo estudio 1.



Fuente: Editado por el autor.

En el ejemplo del pozo estudio 1 se presenta una restricción en el pozo que no se ha podido identificar, sin embargo, existen varias causales que dependerán de la información que el pozo puede brindar, porque la experiencia ha demostrado que los pozos hablan y aportan números y evidencias que permiten generar hipótesis acerca de lo que se puede estar presentando, en el cuadro 7 se expondrán una lista de posibles hipótesis de lo que pueda estar ocurriendo en el pozo:

Cuadro 7. Hipótesis de falla al evento presentado en el pozo estudio 1.

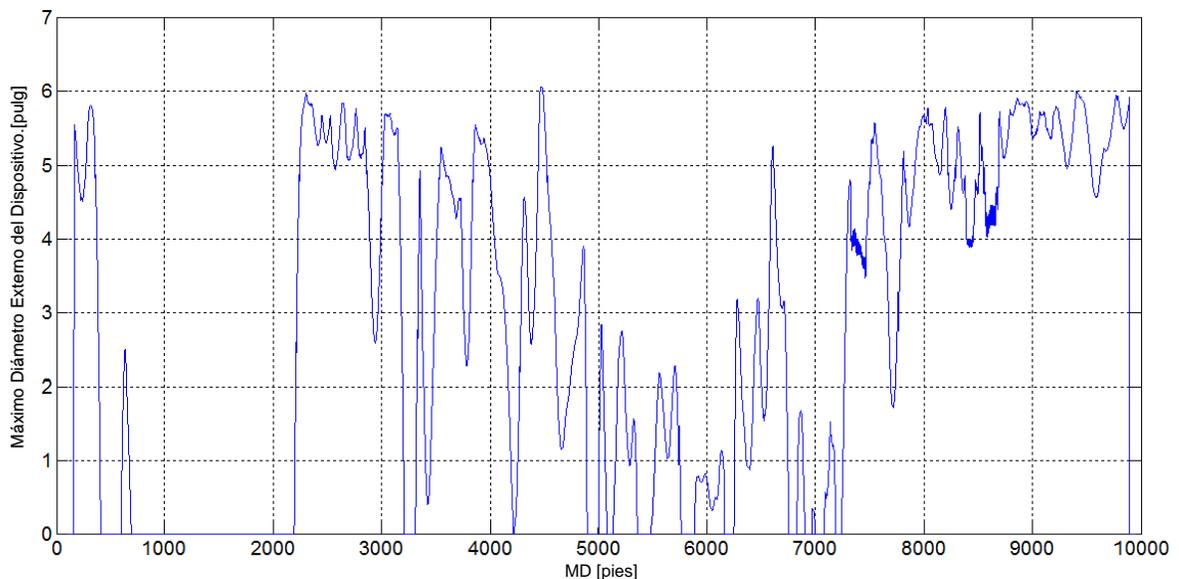
Hipótesis	Contraste de hipótesis
Un objeto extraño bloqueando o entrapando las herramientas de fondo.	No se tienen indicios de caída de objetos al hueco sin embargo puede tratarse de un evento de vulneración a la operación.
Pega de sarta por diferencial hidráulico.	El pozo se encuentra sin cañonear y las herramientas corridas tenían suficientes canales de comunicación hidráulica arriba y abajo.
Restricción por hinchamiento de anillo de torque de la conexión TXP.	No se encontraron altos parámetros de torque operacionales durante la corrida del revestimiento y generalmente se presentan en el KOP o conexiones de superficie.
Colapso de revestimiento.	Al no haber cemento detrás del revestimiento puede ser muy probable, sin embargo, ante un evento de colapso debió de encontrarse una restricción de acceso al BHA dependiendo de la fuerza aplicada en ese punto, y no corresponde a ruptura de una conexión del BHA.
Desconexión de junta de revestimiento.	Es muy poco probable que haya ocurrido una desconexión al momento de correr el BHA.
Daño en los equipos de fondo con el BHA actual corrido en el pozo.	Se realizó QAQC de las herramientas en superficie verificando su funcionamiento, metalurgia y óptimo estado.
Pasaje de herramientas restringido por desviación alta del pozo.	No se tienen indicios de desviaciones desde el survey direccional, sin embargo, la sensibilidad es cada 100 pies luego se tendría que tomar un registro de desviación más sensitivo (por ejemplo: de 1 pie).

Teniendo en cuenta las hipótesis de lo que podría estar ocurriendo en el pozo, se podría recomendar evaluar la condición del revestimiento con una herramienta ultrasónica que pueda estudiar la ovalidad y condiciones del revestimiento, como medida adicional evaluar con una mayor sensibilidad la desviación del pozo con un registro giroscópico.

5.1.1 Resultados de la interpretación del registro de desviación

El registro utilizado en el pozo es de tipo giroscópico debido a que es corrido en hueco entubado, con el fin de entender la condición presentada en el pozo de estudio 1, se realiza el análisis de la información de desviación del pozo por medio de la interpretación de Micro-Guide, la cual es típicamente utilizada para la corrida de un equipo de bombeo Electrosumergible y se determina el máximo diámetro externo para que un dispositivo de cierta longitud pueda ser posicionado dentro de un revestimiento a una profundidad específica sin que sufra deformación (Ver figura 34), de donde se obtiene la siguiente información.

Figura 34. Gráfico del máximo diámetro externo de un dispositivo para ser posicionado dentro del revestimiento sin que sufra deformación.



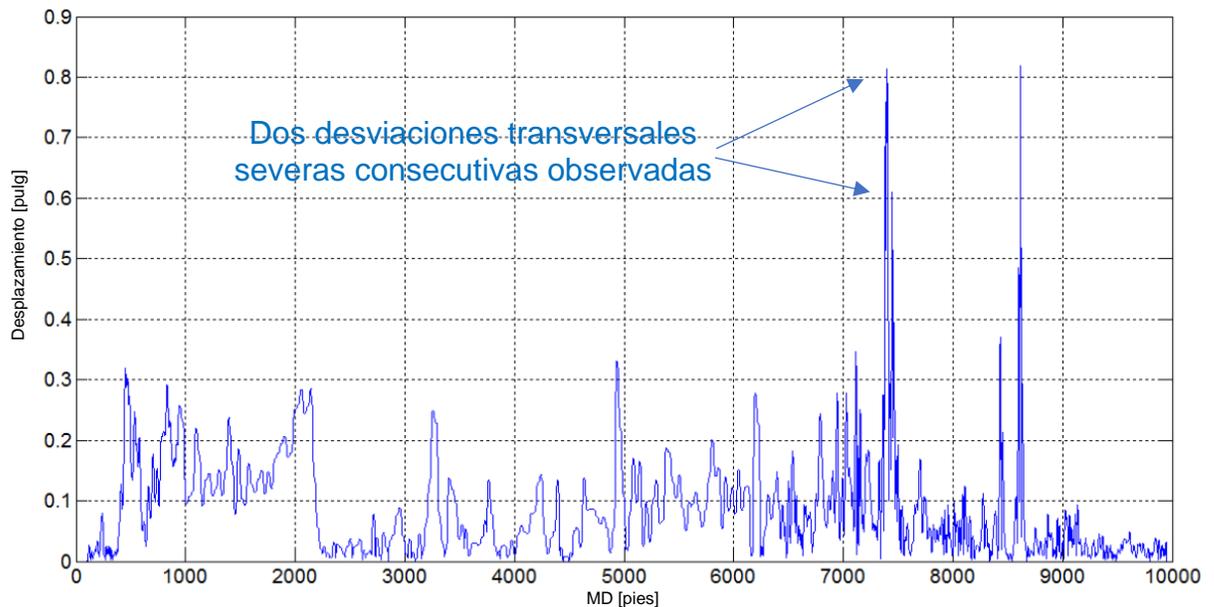
Fuente: Editado por el autor.

El haber corrido herramientas con 6-1/8" de diámetro como una broca o anillos de calibración a través del revestimiento sin inconveniente descartan las lecturas del registro ultrasónico con respecto al diámetro reducido observado o las variaciones en la ovalidad del revestimiento. El análisis de la interpretación del Gyro-Log con el software Micro-Guide indica en la figura 34 una longitud de 130 pies de cuerpo rígido

que pueda ser corrido en el pozo con un revestimiento de diámetro interno de 6.18 pulgadas.

En la figura 35 se obtiene un gráfico del desplazamiento transversal con respecto a la profundidad del pozo donde se pueden ver 2 picos altamente significativos con valores de hasta 0.8 pulgadas en estaciones de 30 pies.

Figura 35. Gráfico del desplazamiento transversal total del casing.



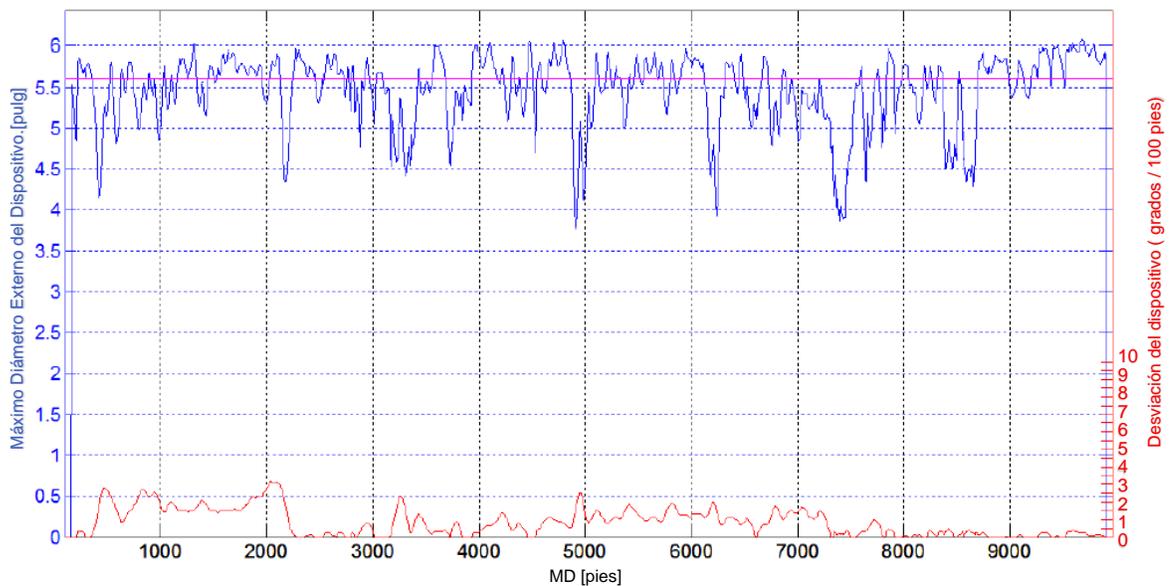
Fuente: Editado por el autor.

El desplazamiento transversal de una estación en el pozo es la distancia de dicha estación respecto a la mejor línea recta ajustada alrededor de las estaciones cercanas. Una desviación pequeña indica una trayectoria suave, mientras que un valor alto indica una alta variación a lo largo de la trayectoria.

Correlacionando la profundidad de la anomalía observada a una profundidad de 7.450 pies en el registro de cementación CBL-VDL-Ultrasonico se observa que la misma profundidad presenta altas desviaciones transversales con 2 picos consecutivos.

Del análisis del Migro-Guide con límite de deformación máxima de 10° por cada 100 pies, muestra el diámetro externo del dispositivo que pasaría a través de la sección interna de un casing de 6.184", tomando en consideración cuanto tendría que doblarse por cada 100 pies. Si el elemento se dobla más de lo permitido ($10^\circ/100$ ft) este excederá el límite del gráfico, como se puede observar en la Figura 36.

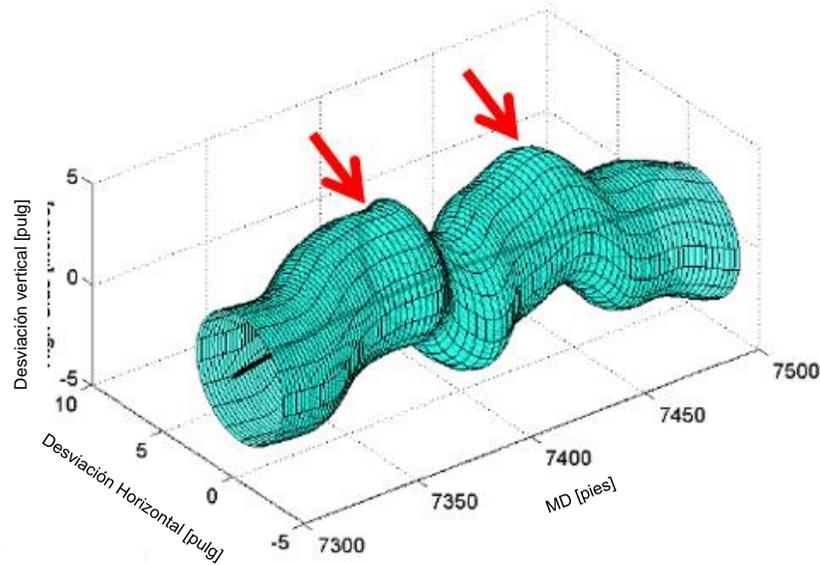
Figura 36. Máximo diámetro y doblaje de un dispositivo en un revestimiento con ID de 6.184".



Fuente: Editado por el autor.

Al correlacionar la profundidad de la anomalía encontrada en los registros de cementación y registro ultrasónico, se desea detallar la profundidad en el intervalo de 7.300 – 7.500 pies, de donde se puede interpretar la data del Gyro-Log de una forma más gráfica obteniendo la Figura 37.

Figura 37 Interpretación de la desviación transversal en la profundidad de interés.



Fuente: Editado por el autor.

La condición del pozo no presenta ninguna restricción en su diámetro interno de referirse a pasar un anillo de calibración de 6-1/8" de OD pero si reduce la longitud que una herramienta rígida puede tener al pasar a través de este punto, en este caso un elemento de 5.5" de OD con una longitud de 30 pies no era recomendable pasar a través de este punto de 7.350 – 7.450 pies.

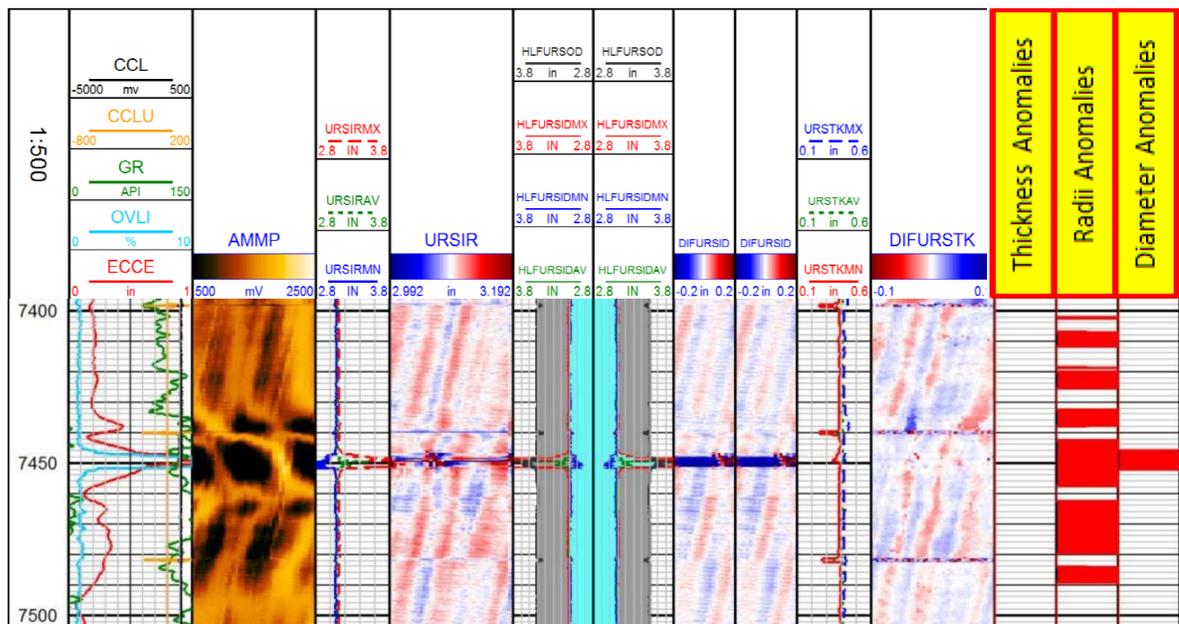
El análisis del registro GYRO a través de la interpretación Micro-Guide pudo mostrar de una manera más gráfica la condición del pozo y en correlación con el registro de cementación entender la condición o geometría en la variación en la desviación transversal del pozo enfrentando 2 desviaciones transversales contrarias entre el intervalo de 7.350 y 7.450 pies, lo que puede explicar la descentralización de la herramienta de registró sónico y ultrasónico haciendo que los valores de CBL variaban desde valores tan bajos de 4 milivoltios hasta los 58 milivoltios, adicional a esto la apreciación de los arribos de formación observados en el VDL en relación con los efectos serpenteantes en el espectro sónico del receptor de 5 pies, el registro ultrasónico indicando variaciones en el tipo de fluido justo detrás del revestimiento,

teniendo en cuenta las limitaciones de los registros sónicos y ultrasónicos y su dependencia de la centralización para la obtención de medidas válidas.

5.1.2 Resultados de la interpretación del registro de cementación

Lo que para el registro de cementación estaba siendo representado como una reducción en el diámetro interno, ovalidad o centralización de la herramienta (Ver Figura 38), se entiende como lecturas provocadas por la tortuosidad a la que las herramientas se ven sometidas al pasar por este punto, lo que genera variaciones en las lecturas de los sensores muy dependientes de las reflexiones acústicas recibidas ya sea por el receptor ubicado a 3 pies del CBL, a 5 pies del VDL o de los registros ultrasónicos.

Figura 38 Resultado registro de cementación zona de interés pozo estudio 1.

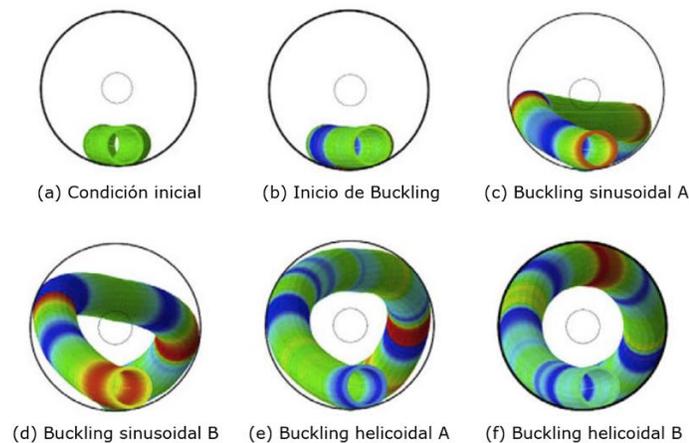


Fuente: Editado por el autor.

Analizando a detalle el comportamiento del revestimiento y el histórico de las operaciones de perforación durante la corrida del revestimiento de 7", se tiene una pega del revestimiento, lo que no permitió que se llegara a la profundidad objetivo. La pega puede presentarse a la profundidad de 7.440 pies aproximadamente donde se ha observado alta adherencia del revestimiento (Ver Figura 18) con amplitudes bajas de hasta 4 mV, adicionalmente el registro ultrasónico presenta arribos de formación entre los 7.440 – 7.460 pies, de deberse a una pega en este punto y teniendo en cuenta que se ha trabajado la sarta de revestimiento tratando de superar el punto de pega, es conocido el efecto de Buckling sinusoidal y helicoidal que se puede presentar en las tuberías cuando el peso aplicado supera éstos límites. De la Figura 39 se observa el comportamiento del Buckling y su avance a medida que se transmite más peso sobre la tubería. La presencia del Buckling es más severo en la profundidad inmediatamente superior al punto donde se aplica el peso, en este caso por encima de la pega del revestimiento.

De la figura 37 puede observarse un comportamiento sinusoidal en todo el intervalo de 7.300 pies a 7.450 pies, justo por encima del punto de pega, representado en las desviaciones transversales contrarias en forma de S.

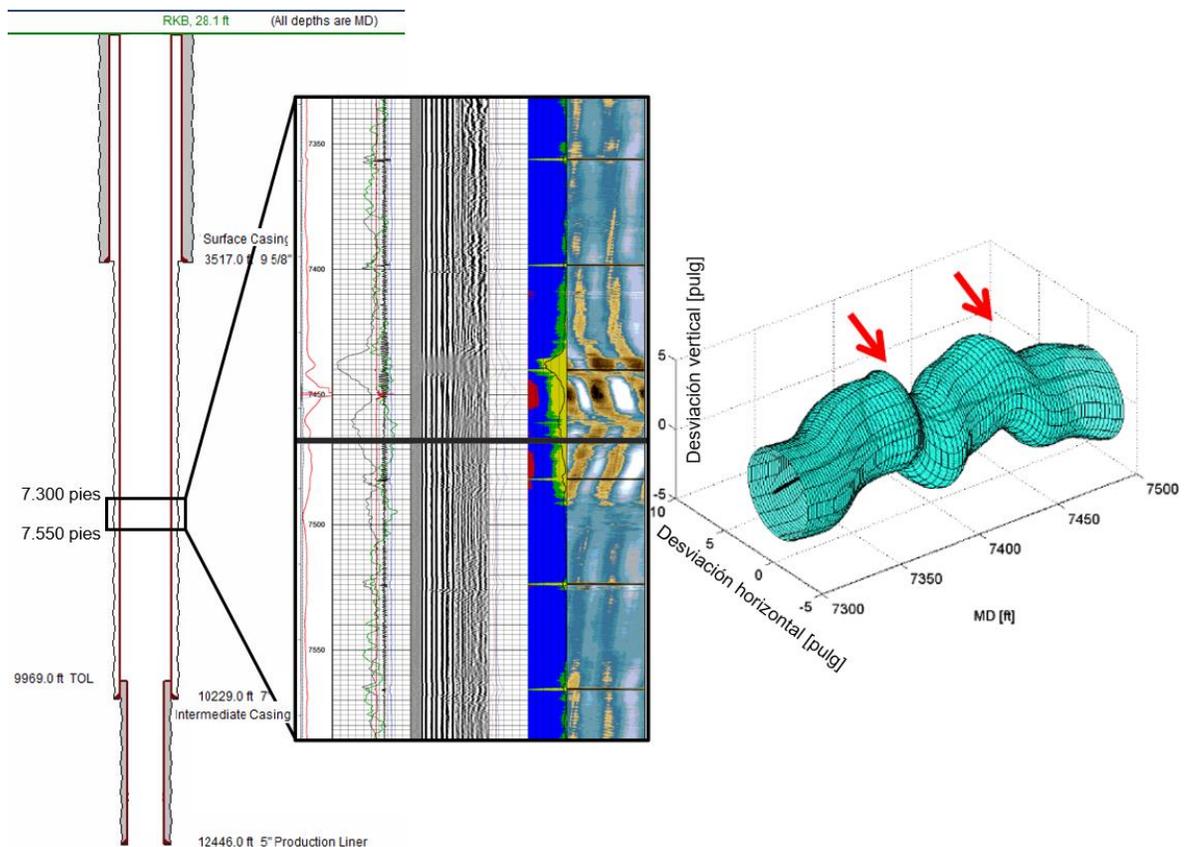
Figura 39 Comportamiento de Buckling sinusoidal y helicoidal.



Fuente: Editado por el autor de “Evaluación crítica de la carga de pandeo helicoidal de tubería flexible bajo fuerza axial mediante el uso del método explícito de elementos finitos”, *Journal of Petroleum Science and Engineering*”.

De acuerdo con los resultados observados y a la correlación de todos los registros se define que no se correrían herramientas con un OD mayor de 4” con longitudes mayores de 30 pies a través de la sección de 7.300 a 7.500 pies, habiéndose identificado por medio de la correlación entre los diferentes registros tomados en el hueco revestido una desviación transversal severa que no permite el paso de herramientas con una longitud de más de 10 pies y 5,5 pulgadas o mayor OD, en la figura 40 se puede observar la desviación puesta en profundidad en el estado mecánico del pozo.

Figura 40. Posicionamiento de restricción por desviación transversal en estado mecánico del pozo de estudio 1.



Fuente: Editado por el autor.

5.2 POZO DE ESTUDIO 2

En el ejemplo del pozo de estudio 2 se presenta una fuga en el revestimiento, pero se desconoce su origen y dimensión, en el cuadro 8 se exponen diferentes hipótesis iniciales que podrían ser la causal del evento presentado:

Cuadro 8. Hipótesis de falla al evento presentado en el pozo estudio 2.

Hipótesis	Contraste de hipótesis
Fuga en el sistema de flotación.	Se encontraron aproximadamente 150 pies de cemento sobre el equipo de flotación, a pesar de que era la segunda corrida de revestimiento debido a problemas con el sistema de flotación en la primera corrida, las fugas en cuanto a las pruebas de presión antes y después de realizar la molienda de cemento eran apreciablemente similares, indicando que la fuga no cambió aun cambiando las condiciones de fondo del pozo moliendo el cemento.
Fuga en conexión de revestimiento.	Una segunda corrida de un revestimiento de conexión Premium puede llegar a presentar inconvenientes dependiendo del método de torque utilizado, en cuanto a la condición actual no contaba con torque computarizado y no se tenía información detallada del torque aplicado, lo que le da una alta probabilidad de daño en conexión.
Daño en cuerpo de tubo que genere fuga.	Durante las operaciones no se llegaron a parámetros que se acercaran a las limitantes de la tubería de revestimiento en cuanto a torsión, corrosión, estallido o colapso, la probabilidad de daño en el cuerpo de tubo se considera baja.
Fugas en los equipos de superficie durante la prueba.	Las pruebas de superficie se realizaron utilizando una FOSV, realizando la prueba inicialmente contra la válvula verificando integridad de líneas de superficie y posteriormente se realiza la prueba al pozo con equipos de bombeo de cementación para una mayor precisión en caudal y volumen bombeado.
Desconexión de tubería.	La fuga que se presentaba era muy pequeña con una admisibilidad de aproximadamente 0.2 bpm con 500

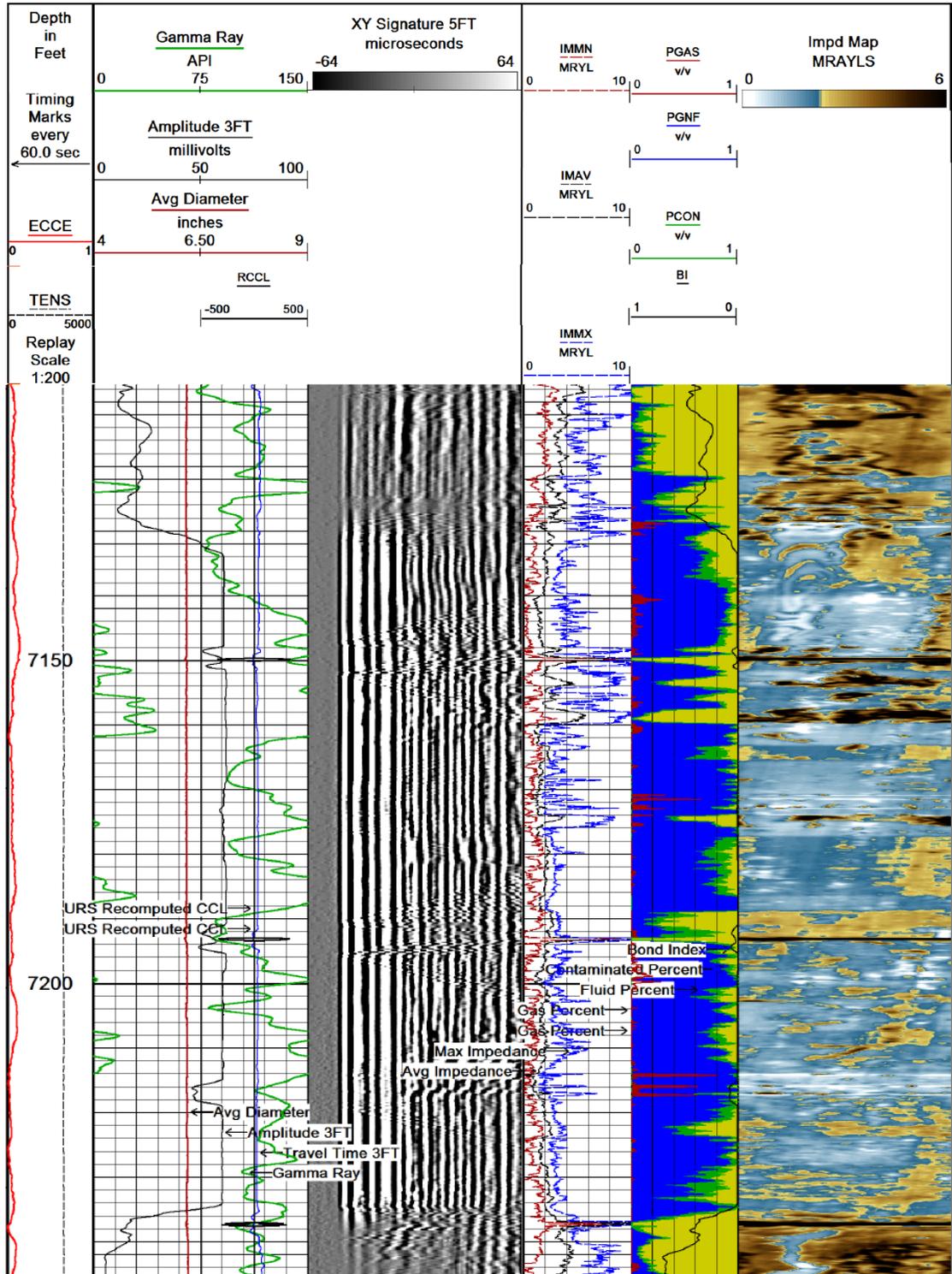
	psi en superficie, era poco probable que a través de una desconexión la fuga fuera tan pequeña.
--	---

Teniendo en cuenta las hipótesis de lo que podría estar ocurriendo en el pozo, se podría recomendar evaluar la condición del revestimiento con una herramienta ultrasónica que pueda estudiar las condiciones y conexiones del revestimiento, como medida adicional evaluar el punto de fuga con alternativas de registros entre los que se encuentran los registros magnéticos, multi finger caliper, registros de ruido y temperatura, registros de flujo.

Durante la planeación de las operaciones y revisando las hipótesis planteadas, se decide descartar los registros magnéticos porque dichos registros aportan densidad de metal y en caso de la hipótesis más acertada de fuga de conexión no sería posible ver una fuga con registro magnético porque de ser una rosca mellada o lavada no habría pérdida significativa de metal, con respecto al multifinger caliper asegura una excelente medición interna e identificaría una desconexión de tubería fácilmente, pero no podría evaluar una fuga de conexión por ser tan pequeña.

Finalmente se plantean utilizar los registros ultrasónicos por su alta sensibilidad y evaluación de revestimiento los cuales fueron tomados en el pozo como se puede ver en la figura 41 y posteriormente se toman los registros de ruido y temperatura (PLT) para evaluar la dimensión de la fuga y precisar su posición.

Figura 41. Registro de cementación tomado inicialmente al pozo de estudio 2.



Fuente: Editado por el autor.

En el cuadro 9 se exponen en detalle los resultados del registro de cementación tomados al pozo de estudio.1 en sección de 7”.

Cuadro 9. Resultados del registro de cementación tomados al pozo de estudio 1 en sección de 7”.

TRACK	INTERPRETACION
Localizador de cuellos [Millivoltios]	Se observa muy buen amarre del CCL con respecto al indicativo en el mapa de impedancia ultrasónico, medida de cuellos muy clara y correspondiente con los “Patrones Chevron” del VDL.
Tiempo de Transito	Un tiempo de tránsito estable, lo que nos da un buen valor de calidad en las lecturas del registro.
Cement bond log (CBL) 3Ft [millivoltios]	Se observa una variación inmediata de amplitud en zona de buen cemento con menos de 5 mV a pasar a no tener atenuación de vibraciones o falta de cemento en el intervalo 7.130 a 7.234 pies con amplitudes de 62 mV.
Diametro Promedio [pulgadas]	Se observa uniformidad en el diámetro interno, no hay anomalías en la forma del revestimiento.
Variable Density log (VDL)	Lectura clara de picos y valles para los arribos de las señales sónicas sin atenuación, indicando un revestimiento libre de soporte/cemento en intervalo 7.130 a 7.234 pies. Longitud correspondiente a 104 pies.
Bond Index [%]	Alta presencia de fluidos con un porcentaje entre el 90 y 100%.
Mapa de impedancia [MRAYLS]	No se observa cemento detrás del revestimiento, en su lugar se observa de las medidas que el revestimiento está ocupado en su exterior con líquido.

Es necesario recuperar la integridad del pozo previo a las operaciones de cañoneo o conectividad de las formaciones productoras para evitar inconvenientes de control de pozo y asegurar que no haya otro tipo de influjo o pérdida de fluido durante la prueba de las formaciones productoras.

Las operaciones para identificar una fuga son comúnmente corridas de set de empaques en conjunto tapón y empaque para realizar pruebas de integridad del revestimiento en múltiples etapas hasta encontrar la fuga en un pozo, dichas operaciones son realizadas con equipo de workover y requieren de mucho tiempo y costos elevados de remediación.

Para identificar la posición de la fuga, dimensión de la fuga se recomienda realizar corrida de registros de sonido espectral, temperatura, presión y caudalímetros; de esa forma detectar la profundidad de la fuga en un corto tiempo y a un bajo costo.

5.2.1 Interpretación registros de evaluación de revestimiento

Durante el periodo de limpieza y calibración del pozo de estudio 2, se tiene agua inhibida filtrada, limpia y homogénea como fluido de trabajo en el pozo con solo una tubería de revestimiento de producción hasta superficie.

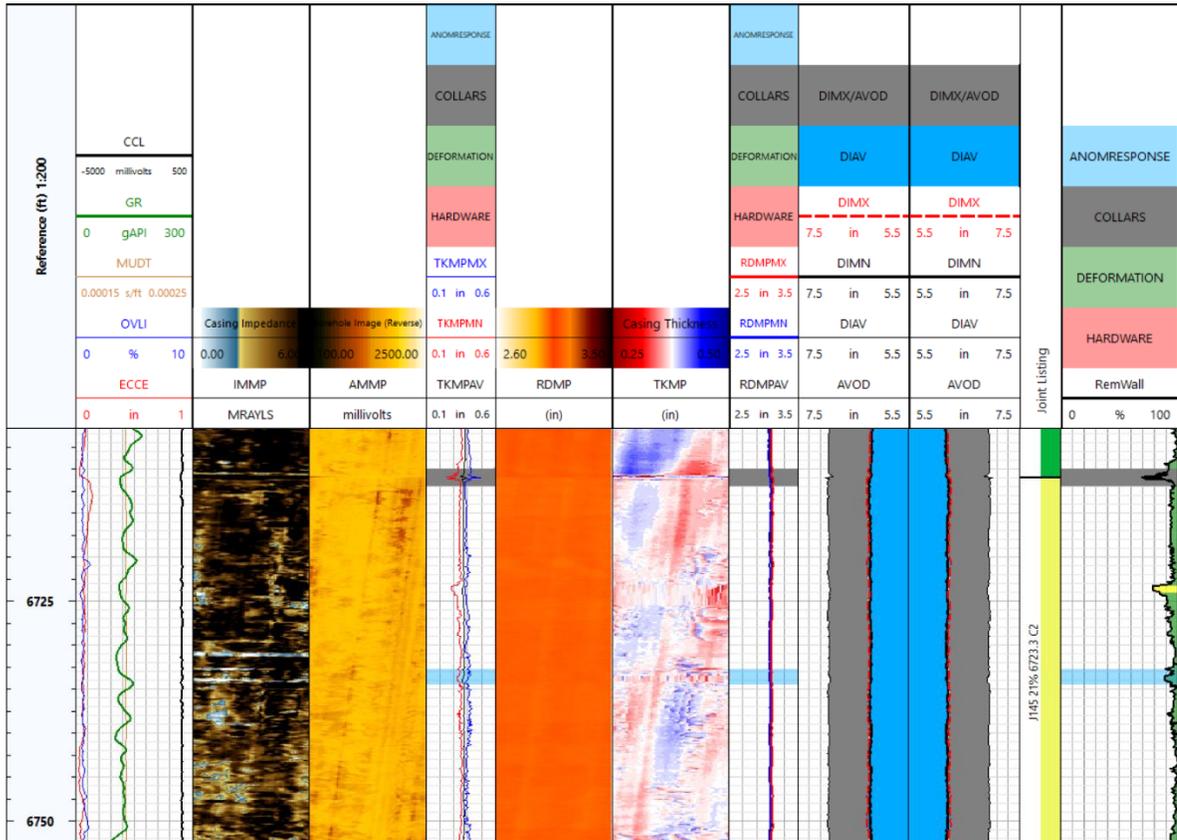
En operaciones rigless se realiza inicialmente un mapeo y evaluación en toda la trayectoria del pozo desde fondo a superficie con registros de evaluación de cemento sónicos y ultrasónico con el fin de identificar condición de cemento y de revestimiento con los siguientes resultados:

- Del análisis se identificaron 167 juntas en el intervalo registrado, 166 juntas fueron clasificadas como Clase 1 (menos de un 20% de pérdida de espesor), 1 junta fue clasificada como Clase 2 (entre 20% y 40% de pérdida de espesor).
- La centralización es buena en la mayor parte del registro con unas excepciones que están ligadas a altos Dogleg en el survey del pozo, 2169' – 2186', 4453' – 4486', 4552' – 4579'.
- El mayor desgaste de pared interna se encontró a la profundidad de 6723.3 pies, con 21.3% y una presión de estallido de 7.839 psi (Burst Pressure); en el mapa de amplitud y de radios no se observa ninguna anomalía interna, está más relacionada a una distorsión de la señal ultrasónica (Ver figura 42).

- El segundo mayor desgaste de pared encontrado a la siguiente profundidad 5492.7 pies, con un 19.8% y una presión de estallido de 7.988 psi; Este defecto es por la distorsión en la señal ultrasónica, en el mapa de amplitud se observan líneas transversales que son la respuesta común, y su posición es normalmente en la mitad de la junta en este caso no se excluyó del análisis.
- El tercer mayor desgaste de pared encontrado a la siguiente profundidad 6836 pies, con un 18.3% y una presión de estallido de 8138 psi (Burst Pressure); Este defecto se debe a un leve desgaste interno, donde se puede ver en el mapa de amplitud.
- Es de mencionar que las juntas en su mayoría están en clasificación clase 1, y los valores medidos están cercanos a los valores nominales del casing.
- Los centralizadores del Casing se marcaron como respuesta anómala ya que ellos interfieren con la señal del registro ultrasónico y con la medición de desgaste de pared, este efecto se puede observar como líneas transversales en el mapa de impedancia, y se descartan ya que en las medidas de amplitud no se observa ninguna anomalía. Es más, un efecto en la pared externa del revestidor.
- Algunas juntas presentan marcas de manufactura como “milling”, las cuales en este caso se ven como líneas diagonales en cada junta.
- No se observa cambio de libraje a lo largo del intervalo registrado.
- Se presenta un intervalo con ovalidad mayor al 2% de 6586' - 6588'.
- En la imagen de amplitud ultrasónica, radios y espesores, no se evidencia que el casing presente alguna falla de integridad, se revisaron las uniones de las juntas para detectar un patrón distinto que diera indicios y no se detecta nada que pueda ser concluyente.
- Con excepción de las anomalías mencionadas previamente, el resto del intervalo registrado del revestidor se encuentra en condiciones normales y no

se detecta nada que comprometa la integridad del pozo en la sección del Casing de 7in.

Figura 42. Sección de registro ultrasónico en la zona de mayor desgaste a 6.723 pies.



Fuente: Editado por el autor

En general el registro de evaluación de revestimiento presenta resultados no concluyentes en cuanto a la falla de integridad del pozo, encontrándose la mayoría del revestimiento en buen estado, descartando problemas de falla en cuerpo de tubo por ruptura, desconexiones de tubería, deformaciones de revestimiento, entre otros.

5.2.2 Interpretación registros de evaluación de cemento

En la interpretación de los registros de evaluación de revestimiento se evidencia un tope de cemento en 750 pies en el registro ultrasónico, soportado por la variación en

la amplitud del CBL 3 Ft, también a partir de los 750 pies disminuyendo su amplitud desde los 63 mV, indicativo de señal de tubería libre cayendo gradualmente en la sección desde los 750 pies hasta 1.320 pies llegando a amplitudes por debajo de los 10 mV indicativos de buena cementación (cementación óptima en revestimiento de 7" 26 lpp debe de tener señales entre 2 a 5 mV). Condiciones de cemento óptimas se encuentran en profundidades por debajo de los 3.000 pies, a lo largo de su trayectoria a fondo de pozo a excepción de una contaminación que se puede presenciar a la profundidad de 7.130 pies llegando a condiciones de tubería libre de revestimiento sin atenuación en 7.134 pies hasta los 7.234 pies con amplitud por encima de los 60 mV.

Interpretando el resultado de las curvas del VDL se encuentra una zona de baja a nula atenuación entre los 7.128 pies hasta los 7.235 pies en donde se observa claramente los Chevron Patterns o patrones de comportamiento de conexión como si estuviera en tubería libre, y se ven claramente las intercalaciones de las ondas sin atenuación de donde se puede interpretar la falta de cemento detrás del revestimiento.

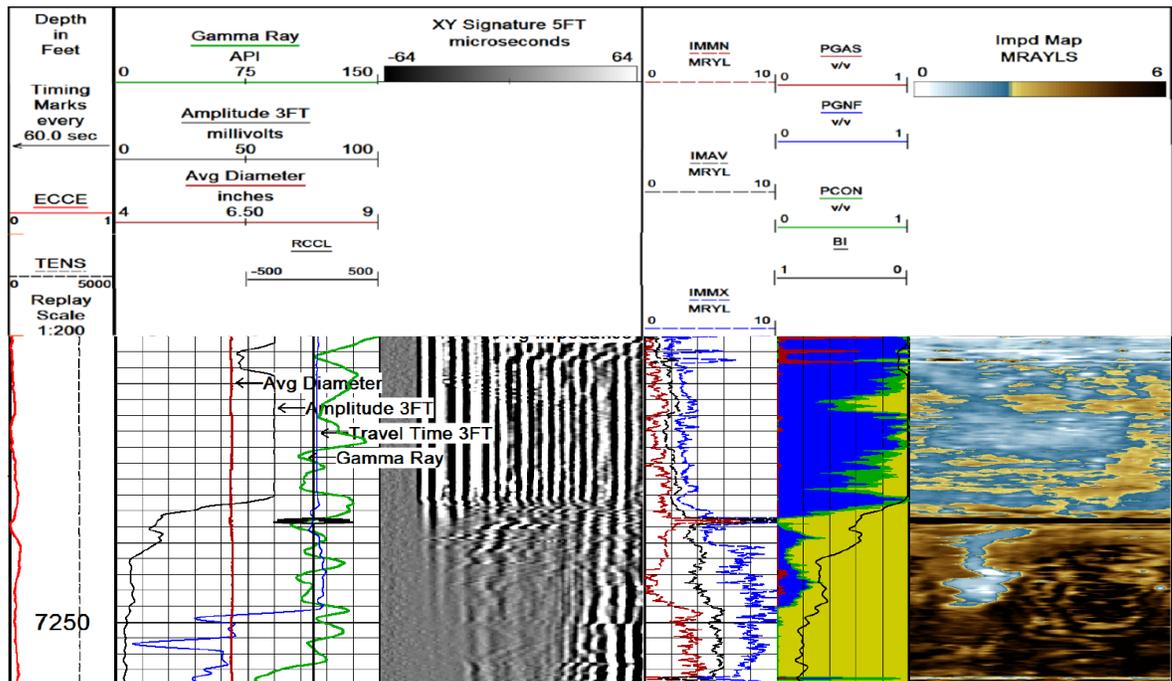
La información anterior se verifica con el registro ultrasónico en modo cemento con presencia de contaminación con fluido detrás del revestimiento con un BOND INDEX con valores por encima del 90% llegando en algunos puntos hasta el 100%. Las lecturas del mapa de impedancia oscilan desde cero a 1.5~2 con baja presencia de cemento inmediatamente detrás del revestimiento y en su lugar presencia de líquido detrás del revestimiento en la profundidad de 7.128 pies a 7.237 pies debido a posible contaminación de cemento que pudo ser lavado de formaciones permeables, justo por debajo de la conexión a la profundidad de 7.237 pies el cemento retorna su excelente calidad hasta fondo de pozo. Cabe resaltar que la zona de formación por detrás del revestimiento en el intervalo observado de todos los registros de cementación entre los 7.130 pies y los 7.237 pies se encuentran areniscas en

combinación con puentes de arcilla muy pequeños, zonas permeables que pueden lavar la zona de cemento (Ver figura 43).

En conclusión, se encuentra una buena calidad de cemento con tope en 750 pies y una zona lavada de cemento en la profundidad comprendida entre 7.130 y 7.237 pies, de donde se podría evidenciar una posible pérdida de fluidos y por ende una contaminación en el cemento en ese intervalo, luego es considerado como intervalo de interés para estudio y evaluación. Adicionalmente se identifica el tope del nivel de fluido en el pozo a una profundidad de 518 pies.

Como se mencionó anteriormente en el proyecto, en las limitaciones de los registros de cemento no se puede evaluar ninguna condición mecánica del pozo o de falla debido a su alcance sónico e interpretación de atenuación vs amplitudes recibidas de frecuencias sónicas/ultrasónicas.

Figura 43. Sección de interés registros de evaluación de cemento en pozo de estudio 2.



Fuente: Editado por el autor

5.2.3 Interpretación registros de ruido espectral y temperatura

Primera corrida de registro FCF y HPT

Se procede a evaluar el pozo con registros eléctricos de ruido espectral y temperatura como se muestra en la figura 44. Teniendo en cuenta que una de las limitaciones del registro de ruido espectral es la evaluación de ruido por etapas, se programa una pasada de temperatura bajando a 20 pies/min desde superficie a fondo de pozo correlacionado y realizar estaciones de 45 segundos con Ruido espectral, cada 10 pies hasta los 1.000 pies de profundidad, la velocidad entre cada estación es de 10 ft/min. Se evaluará hasta 1000 pies de profundidad teniendo en cuenta que desde 1.200 pies a superficie se tiene el Zapato del Casing de 9-5/8" y espacio anular entre revestimientos con cemento y que no se obtuvo presión en el Anular A (lectura de presión en el anular entre revestimientos de 9-5/8" y 7") durante las pruebas de presión del pozo.

Para efectos de mejorar la recepción del registro de ruido por experiencia del contratista se recomienda tener un diferencial mayor a 200 psi o bombear un caudal de 20 Bls/día (0.014 bpm) para que la herramienta pueda detectar sin inconveniente de donde proviene la fuga. Para cumplir con el requerimiento la corrida para registrar ruido espectral se realizó con el pozo constantemente lleno, estableciendo un circuito corto de flujo en cabeza de pozo, teniendo como nivel de fluido 518 pies y entendiendo que el nivel era provocado por la estabilización de la presión hidrostática, en el punto de la fuga se estaría aplicando una presión de 226 psi al punto de fuga.

$$\begin{aligned} \text{Presión hidrostática} &= 0.052 * \text{Densidad} * \text{Altura TVD} = 0.052 * 8.4 \text{ ppg} * 518 \text{ ft} \\ &= 226 \text{ psi.} \end{aligned}$$

Durante el registro dinámico el pozo reportó haber tomado muy poco fluido, estimados en alrededor de 1 barril durante las 20 horas que duró la operación de exclusivamente realizar el registro de ruido. Esto fue un caudal muy bajo, dando como resultado señales acústicas muy débiles que, sin embargo, permiten identificar que la formación toma fluidos, además de indicar las juntas del revestidor de 7" candidatas a tener problemas con micro fugas. De ser necesario aumentar la certeza al respecto de que juntas fugan, se podría rehacer el registro en un área reducida, mientras se aplica presión en este nuevo caso.

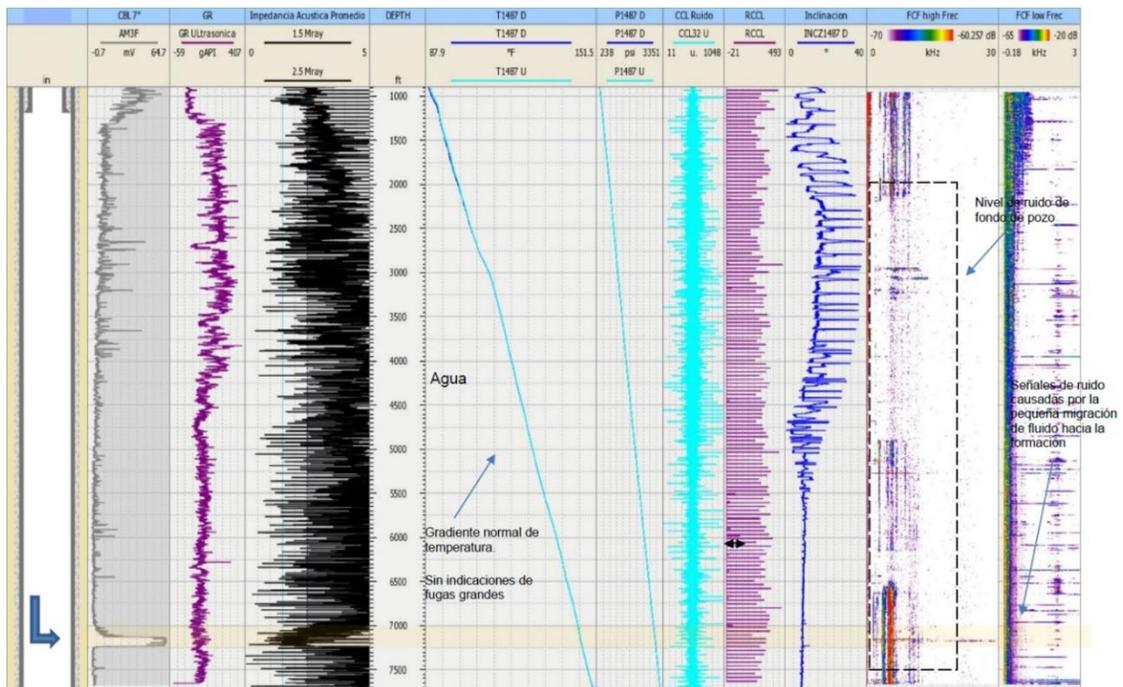
Se obtuvieron las siguientes observaciones:

- Se registraron señales acústicas de baja amplitud, en alta frecuencia en el intervalo de 7170 a 7165 pies causadas por el flujo de líquido a la formación. La señal capturada es muy baja en potencia (amplitud) dado que el pozo casi no tomo fluidos durante el registro. Esta es la única sección, de 7170 a 7165 pies, del registro que tiene contenido consistente de señales de alta frecuencia. La temperatura pseudo dinámica no indica un cambio de gradiente en este intervalo, lo que sugiere un flujo de entrada/salida de bajo volumen y bajo diferencial de presión en esta zona.
- La señal del ruido en el intervalo de 7170 a 7165 pies es la única producida dentro del pozo, que pese a tener baja amplitud (# de Decibeles), es consistente y además se correlaciona con la única zona de pobre cemento según el registro de CBL y de impedancia Acústica obtenidos previamente.
- No se observan perturbaciones de temperatura en otras partes del pozo. Se tiene una cierta variación mínima del gradiente, alrededor de 1200 pies. Dada la baja variación esto puede ser resultado de las intervenciones en el pozo, falta de equilibrio térmico o incluso un efecto regional. No se analizan con más

detalle dada su baja variación y se mencionan en caso de que puedan ser de relevancia al ser comparadas con futuras intervenciones.

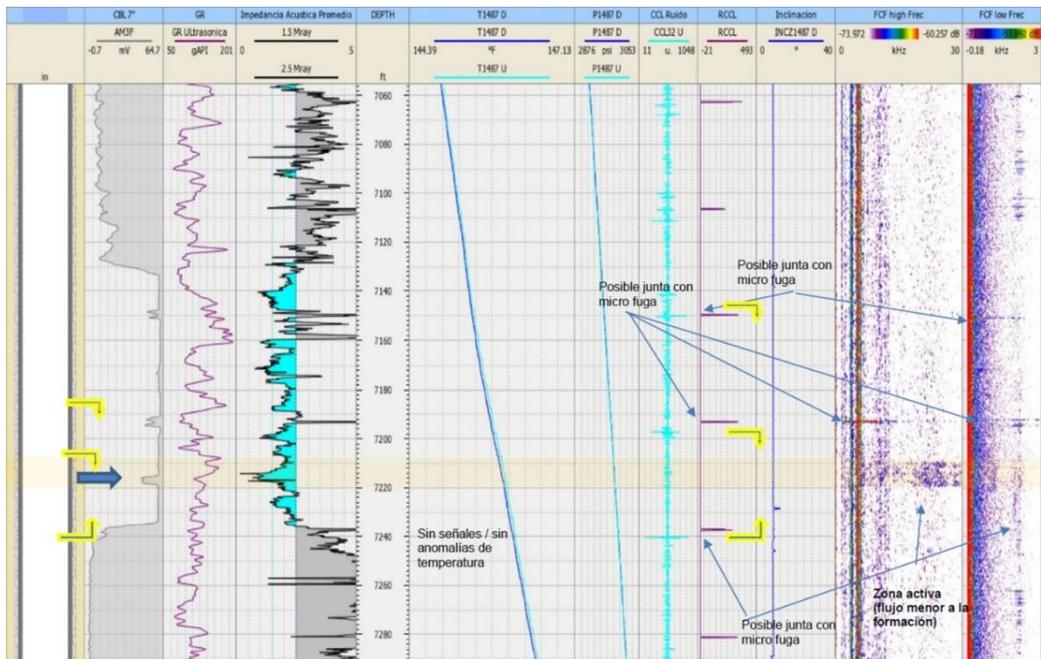
Se puede encontrar de los resultados e interpretación de los registros de ruido, una zona amplia de interés (Ver figura 45) con flujo de fluidos detrás del revestimiento en las conexiones del área que está lavada de cemento, luego se descarta un posible lavado de cemento debido a formaciones permeables y la zona de estudio se encuentra focalizada en una altura de 120 pies correspondiente a las 3 juntas de revestimiento en la zona donde el cemento se encuentra lavado, así mismo donde se tiene fluido base agua y bajas amplitudes.

Figura 44. Vista general del pozo estudio 2 con el registro de ruido espectral.



Fuente: Editado por el autor.

Figura 45. Registro ruido espectral pozo estudio 2 (Zoom en zona de interés).



Fuente: Editado por el autor.

Segunda corrida de registro FCF y HPT

El registro consta de una pasada de temperatura bajando a 20 pies/min desde superficie a fondo de pozo, realizando estaciones de 45 segundos con la herramienta de ruido espectral cada 10 pies en 4 intervalos considerados como sospechosos (para efectos de alcance del proyecto se especifica solo el intervalo de mayor interés), en una nueva condición operativa manteniendo 300 psi en cabeza con un caudal de inyección de 1.1 ~ 1.5 bpm. Se puede observar en la figura 46 la profundidad del punto de fuga en los tracks de ruido y temperatura, y en la figura 47 se aprecia un acercamiento de la zona de interés. Con las siguientes consideraciones de interpretación:

- Se registraron señales acústicas de alta amplitud, en alta frecuencia en el intervalo de 7190 a 7202 pies causadas por el flujo a través de una fuga en la junta de revestidores en 7193 pies. La señal capturada es consistente con una fuga de revestidor. Esta es la única sección, de 7190 a 7202 pies, del registro que indican una fuga de revestidor. La temperatura dinámica indica un cambio de gradiente en este intervalo, parecido al de un pozo inyector, lo que sugiere

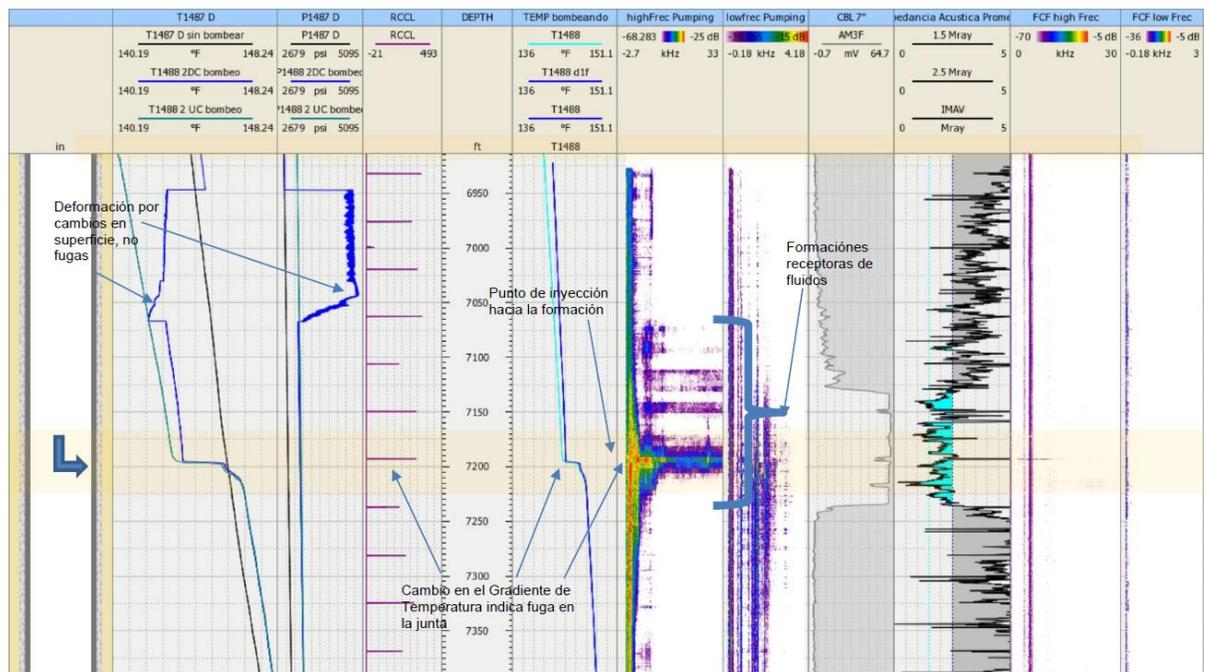
un flujo de entrada de volumen medio y alto diferencial de presión en esta fuga. Indicando que la formación detrás de la fuga tiene buena permeabilidad y porosidad ya que facilita la movilidad de fluidos por detrás del revestidor.

- La señal del ruido en el intervalo de 7190 a 7202 pies es la única producida dentro del pozo relevante al respecto de fuga en el revestidor. Se pueden apreciar señales de ruido de mediana amplitud contenido en frecuencias altas, que indican arremolinamiento de fluidos que ingresan por el casing (muy probablemente por la junta, según lo indica temperatura y forma del espectro) y buscan el camino de menor resistencia mecánica para ingresar a las formaciones detrás del casing. El intervalo en que se aprecia arremolinamiento y toma de fluidos por la formación es de: 7219 hasta 7111 pies.
- No se observan perturbaciones de temperatura en otras partes del pozo. El resto del pozo presenta integridad.
- Las señales de CCL están muy atenuadas (CCL de 1-3/8 centralizado) en el casing de 7". Si bien las señales de CCL cerca de superficie son claras, las de fondo son débiles por una combinación de CCL centralizado y menor velocidad de registro. Esto causo cierta incertidumbre al respecto de posicionar el registro en profundidad por lo que se sugiere una corrida adicional de Temperatura, presión y CCL en tiempo para reasegurar la correlación en profundidad.
- El pozo tiene una fuga en la junta del revestidor de 7" entre 7190 a 7202 pies, la conexión está a 7193 pies.

A pesar de haber encontrado el punto de fuga, es de resaltar que la operación ha sido ejecutada con unidad y cable Slickline de acero al carbono 0.125", registrando la data en forma memorizada, por lo que no era posible conocer las condiciones del CCL o GR durante la corrida hasta no recuperar las herramientas a superficie e interpretar la información obtenida. Al intentar colocar el registro en profundidad se

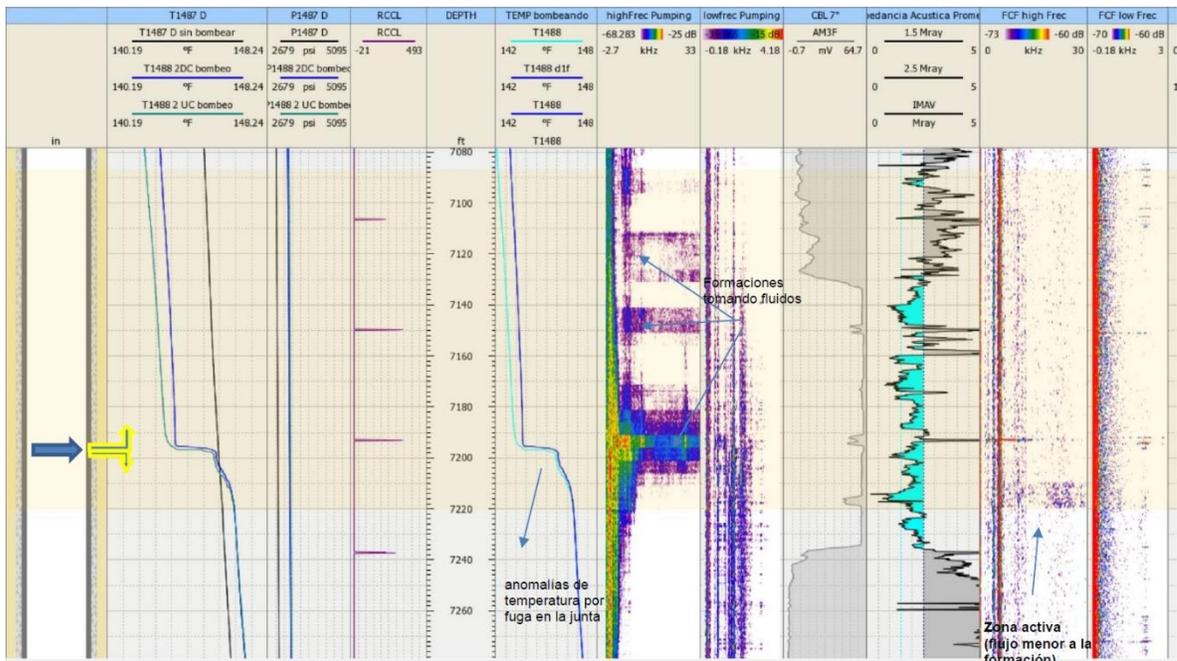
observa una alta elongación correspondiente al cable slickline con los cuellos en superficie a profundidades entre los 1000 y 2000 pies, sin embargo, las variaciones de cable pueden llegar a ser muy altas llegando entre 20 y 40 pies de diferencias en profundidad de cable con profundidad medida. La principal herramienta en operaciones de completamiento para ubicar un registro en profundidad es el GR, pero en las condiciones de lectura del registro de ruido espectral es necesario apagar las pulsaciones del registrador GR para realizar las lecturas de ruido, y no se obtuvo información de correlación GR y CCL a la profundidad objetivo como se muestra en la figura 48.

Figura 46. Segunda corrida ruido espectral y HPT pozo estudio 2.



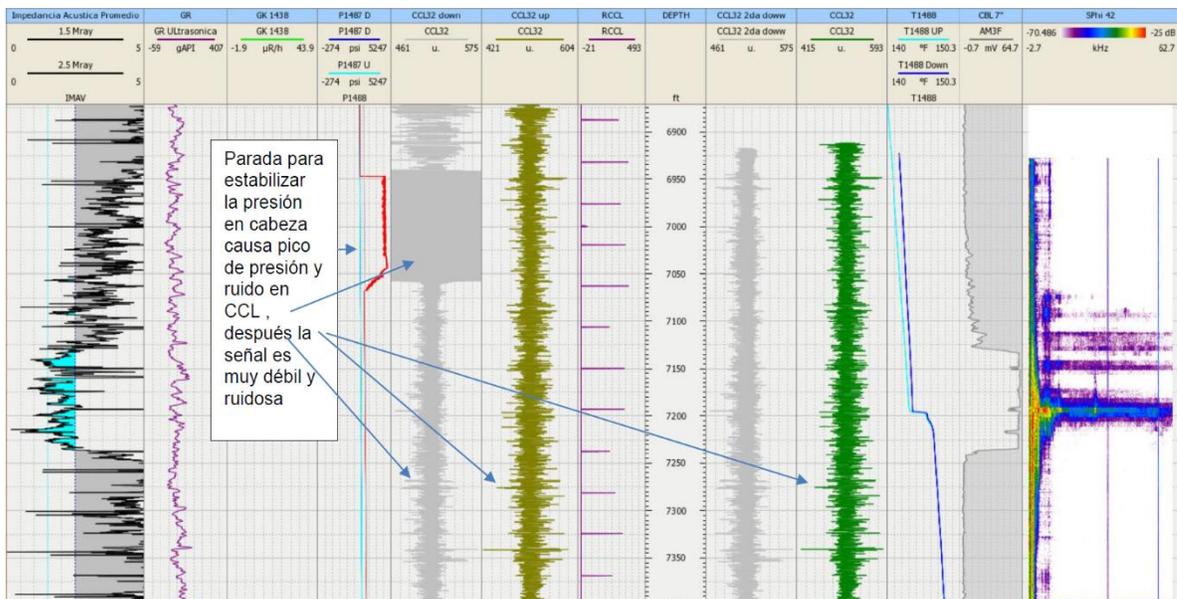
Fuente: Editado por el autor.

Figura 47. Segunda corrida ruido espectral y HPT pozo estudio 2 (Zoom).



Fuente: Editado por el autor.

Figura 48. Correlación de profundidad segunda corrida Ruido espectral y HPT en pozo estudio 2.

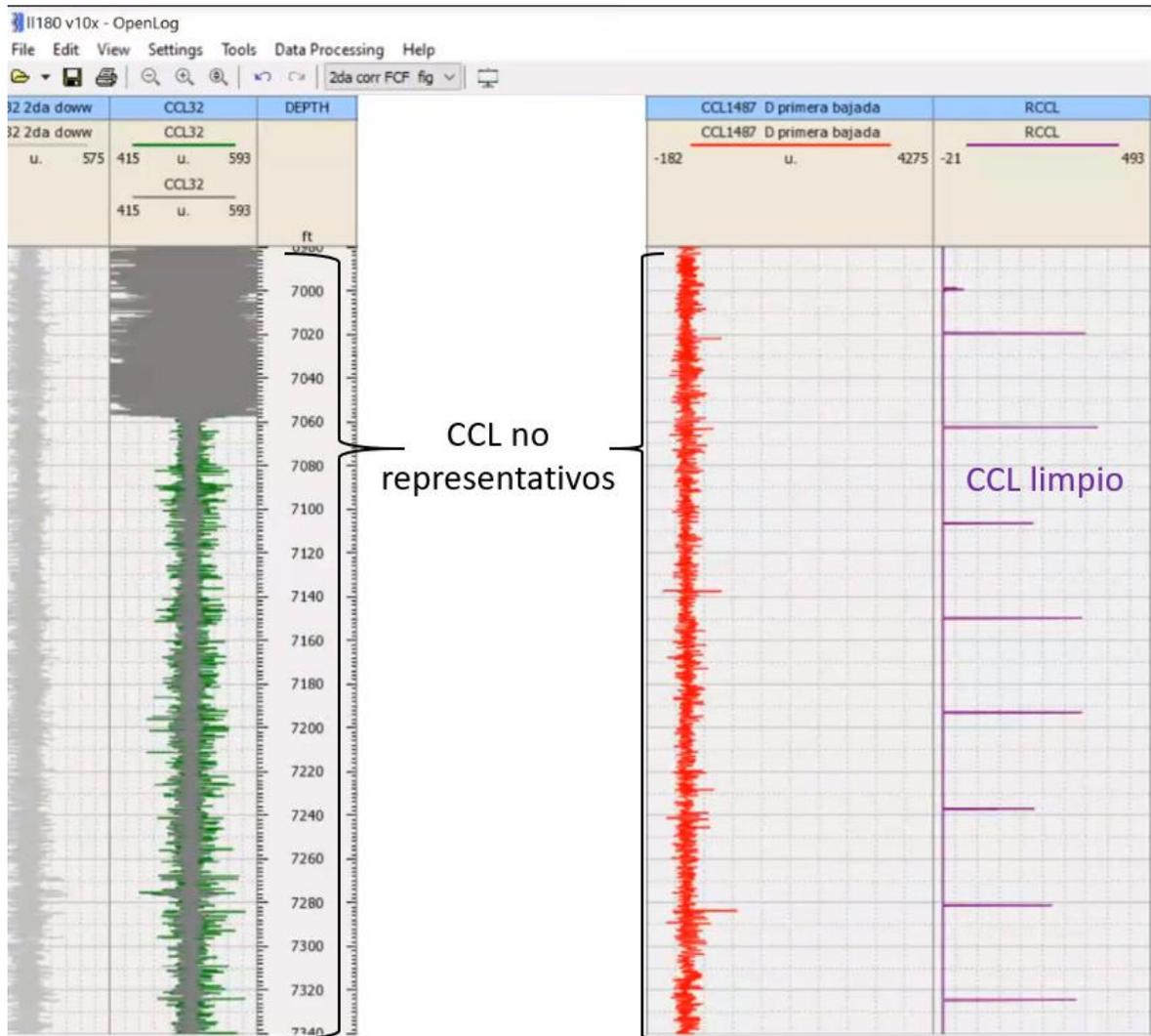


Fuente: Editado por el autor.

En conclusión, encontrando un solo punto de fuga bien claro y definido por el registro de ruido, aún se tiene un margen de error que puede llegar a ser hasta de 40 pies lo que puede indicar que existe la posibilidad que el punto de fuga pueda estar ubicado en la conexión superior o inferior.

Tampoco es posible realizar conteo de juntas desde el pup joint de revestimiento de correlación a la profundidad de la fuga debido al alto ruido presente en la curva del CCL, de acuerdo a lo observado en la figura 49 se tiene un comparativo entre el CCL que no fue representativo para la correlación en profundidad del registro ruido y temperatura con respecto al CCL limpio base para poner el registro en profundidad.

Figura 49. Comparativo entre un CCL no representativo y un CCL limpio.



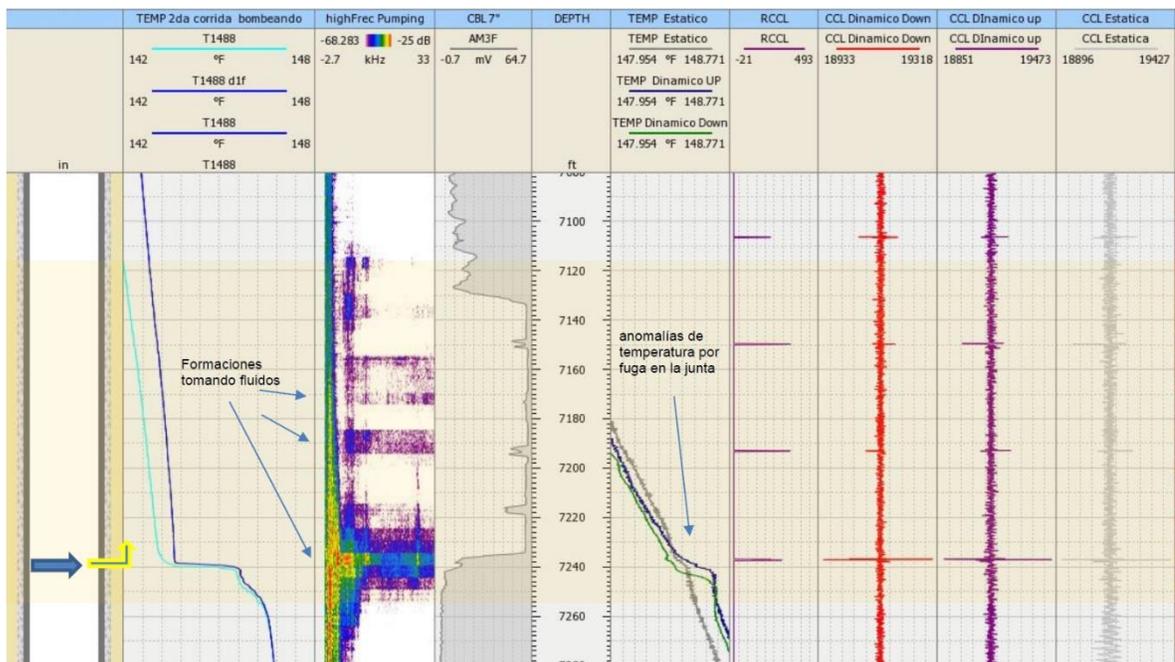
Fuente: Editado por el autor.

Tercera corrida de registro GR-CCL-HPT

Para obtener mayor precisión en la toma del registro, se realiza con unidad de registros eléctricos y cable mono conductor teniendo la información en tiempo real durante la corrida, realizando corrida en modo estático por debajo del punto de fuga a 120 ft/min registrando el intervalo de interés subiendo a 45 pies/min, se realiza corrida dinámica bajando a 20 pies/min a condiciones operativas de bombeo con 370 psi en cabeza e inyección de 0.1 bpm durante el bombeo, registrando todo el intervalo hasta la junta corta de revestimiento de correlación con GR-CCL pudiendo identificar los cuellos, realizar conteo de juntas y amarre de GR. Se obtienen las siguientes notas de interpretación:

- El pozo tiene una fuga en la junta del revestidor de 7" entre 7237 a 7271 pies, la junta con problemas está a 7237 pies.
- El agua que ingresa por la fuga se distribuye en el intervalo en que se aprecia arremolinamiento y toma de fluidos por el ruido que generan la formación desde 7130 hasta 7240 pies.

Figura 50. Correlación de profundidad 3ra corrida TEMP-GR-CCL pozo estudio 2.

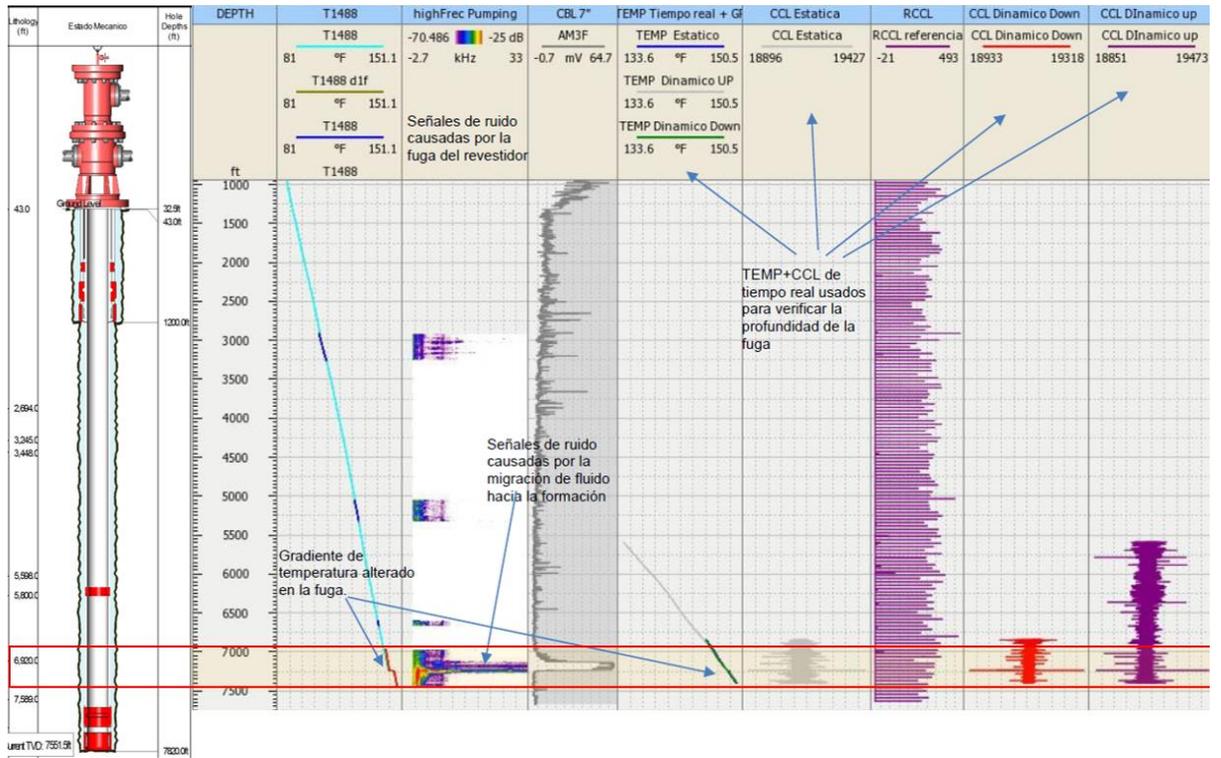


Fuente: Editado por el autor.

De la corrida de correlación de profundidad usando unidad y cable eléctrico con registro TEMP-GR-CCL (Ver figura 50) se puede identificar que existe un desfase de 40 pies con respecto a la puesta en profundidad de la interpretación anterior realizada con Slickline, encontrando que la profundidad de la fuga corresponde a la conexión inferior de la zona lavada de cemento a una profundidad de 7.237 pies.

Para concluir se encontró interpretando los diferentes registros corridos en el hueco entubado la fuga correspondiente a la conexión de revestimiento a una profundidad de 7237 pies observada en la figura 51 representando la profundidad de la fuga en el estado mecánico del pozo la cual tiene perforados productores por encima y por debajo del punto de fuga, se puede constatar por operaciones de servicio a pozo en donde se instala un Casing Patch cubriendo 10 pies por encima y 10 pies por debajo de la conexión de fuga, y posteriormente se realiza prueba de presión al revestimiento obteniendo una buena integridad con presión estable, confirmando de esta forma que se pudo dimensionar y localizar la fuga con registros eléctricos evaluando y comparando diferentes interpretaciones de los distintos registros corridos en el pozo hueco revestido.

Figura 51. Posicionamiento de punto de fuga en estado mecánico de pozo de estudio 2.



Fuente: Editado por el autor.

6. RECOMENDACIONES DE HERRAMIENTAS DE REGISTROS ELÉCTRICOS FRENTE A EVENTOS DE FALLA DE INTEGRIDAD O PROBLEMAS OPERACIONALES.

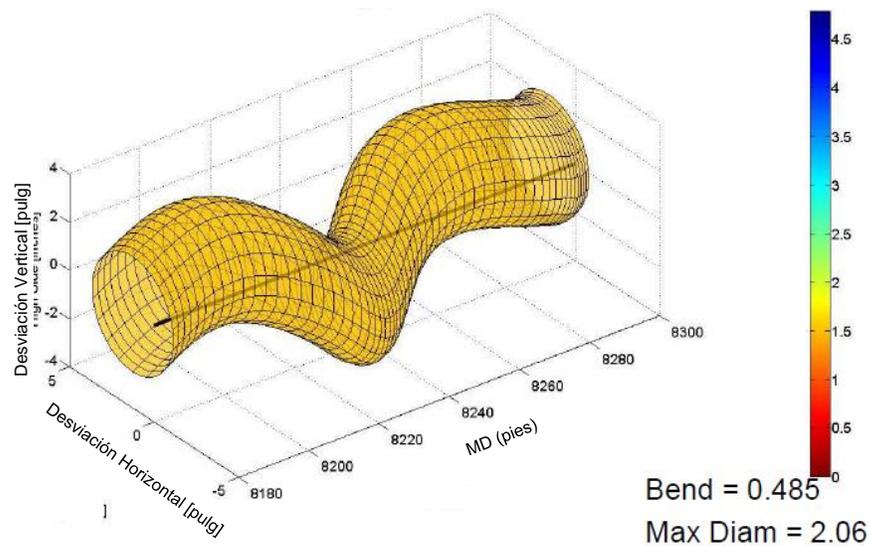
Frente al caso de evidenciar un problema operativo como son los ejemplos presentados en el presente proyecto en primera medida y como oportunidad para evaluar ya sea la condición del revestimiento o justo detrás de éste se recomienda incluir en el set de registros eléctricos el uso combinado de herramientas ultrasónicas en conjunto con las sónicas para una configuración básica inicial de GR-CCL-VDL-CBL-Ultrasónico, nos darían en primera medida el estado del pozo en cuanto al revestimiento y cemento, podrían brindar indicativos de deformación del revestimiento, ovalidad, colapsos, estallidos, pérdidas de espesor en el cuerpo del tubo, entre otros. Todos los siguientes registros eléctricos posteriores realizados al pozo serían correlacionados y puestos en profundidad con respecto a la corrida del registro de cementación.

En los campos petroleros en Colombia no se acostumbra el uso de registros de desviación, considerándose un registro redundante con respecto a que ya se tiene una desviación inicial del pozo tomada con los Survey durante las operaciones de perforación en donde generalmente se realizan lecturas de puntos de desviación cada 95 pies teniendo así una base para estimar la desviación del pozo, pero en caso de observarse algún inconveniente con el acceso de herramientas en el pozo se recomienda altamente discretizar los puntos de desviación a rangos menores de 10 pies o incluso de 1 pie, brindando la capacidad de interpretar la información con diferentes software como es el caso del Micro-Guide y tener una visual en 3 dimensiones de los movimientos de inclinación, azimut, pasaje de herramientas, evaluación de desviaciones transversales, mejor discretización de doglegs, la información obtenida puede brindar el cálculo del mayor OD que se puede correr en un pozo sin sufrir deformaciones severas y así correlacionar junto con otros registros la interpretación de la data obtenida para comprender de una mejor forma la condición

del pozo y así tomar decisiones más certeras basadas en hechos observables. Desde un punto de vista global, los registros eléctricos de desviación de pozos son en gran medida más usados que en Colombia de los cuales obtienen información valiosa y aplicable a ser combinada con otros registros, en donde la evaluación geológica o geomecánica se hace direccionada, incluso operaciones de cañoneo utilizan tecnologías de desviación de pozo para realizar cañoneos direccionados siendo aplicaciones más comunes en actividades de fracturamiento hidráulico.

Otro caso común de problemas en completamiento corresponde a los efectos de Buckling sea sinusoidal o helicoidal los cuales resultan en muchos casos difíciles de simular o entender para cuerpos de tubería con propiedades de doblamiento, para evaluar un pozo en estas condiciones se corren simulaciones de pasaje de herramientas en donde se determina el OD y longitud del cuerpo de un ensamblaje máximos que puedan pasar a través de otra tubería externa, los registros de desviación pueden evaluar la condición verdadera de la desviación del pozo o tubería indicando el tipo de Buckling presente, a manera de ejemplo se puede observar la figura 52.

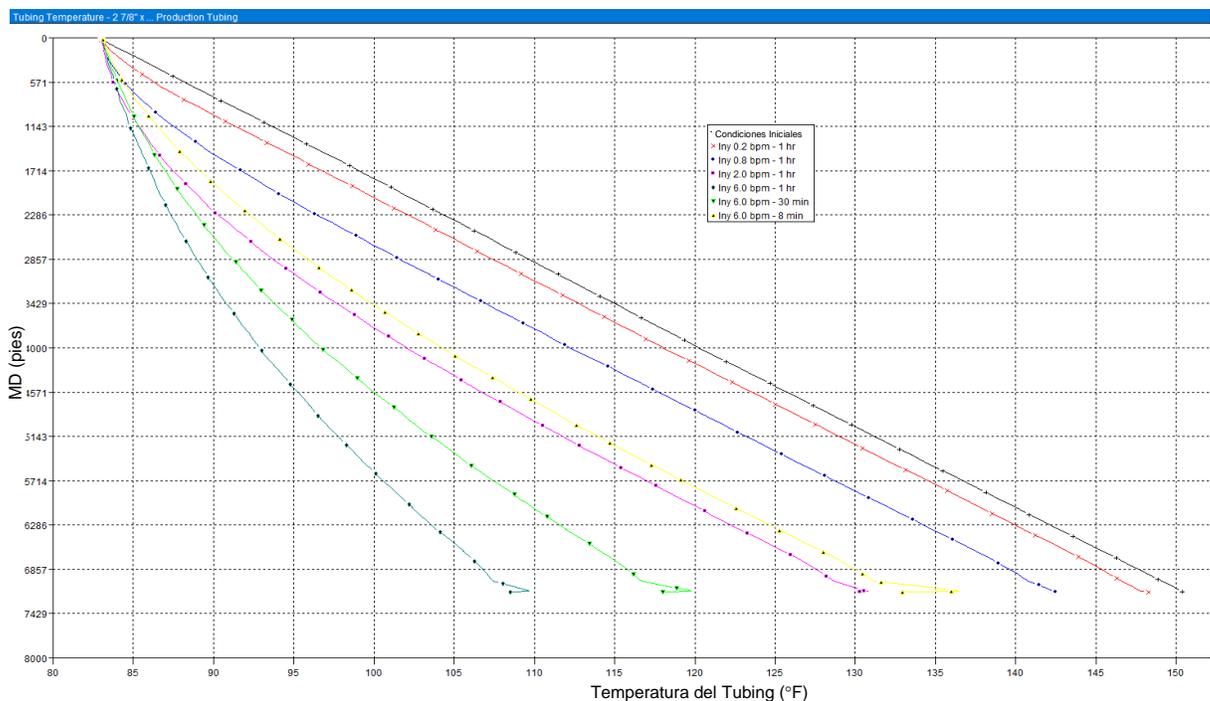
Figura 52. Lectura de Buckling helicoidal con registros de desviación de pozo.



Fuente: Editado por el autor.

En el caso de los registros de ruido o ruido espectral que se diferencian en la cantidad de rangos de espectros de ondas de sonido que puedan evaluar y de esa manera descartar eventos de flujo dentro de pozo, fugas, flujos fuera de pozo, movimiento de fluidos en formación, entre otros; se tenga claro el conocimiento del funcionamiento de estas herramientas para no dificultar la toma del registro e identificar ya sea su interpretación o correlación en profundidad, en primera medida asegurar las corridas de correlación sea con GR o CCL o ambos, posteriormente asegurar la toma de registro de temperatura o ruido en condiciones estáticas de manera que haya un punto de referencia al momento de tomar el registro en las condiciones dinámicas asegurando que los cambios en las condiciones transientes del pozo permitan ver un cambio significativo, como se muestra en la figura 53.

Figura 53. Cambios en la temperatura de un pozo en condiciones transientes a diferentes caudales y tiempos de bombeo.



Fuente: Autor.

De la figura 53 se observa como a muy bajos caudales los cambios de temperatura se hacen muy bajos, como lo sucedido en el pozo ejemplo 2 donde no se observó ningún cambio de temperatura en la primera corrida, es recomendable tener caudales no menores de 0.2 bpm para observar cambios en la temperatura y así mismo manejar diferenciales mayores de 250 psi en inyección de fluidos para generar espectros de ruido notorios que identifiquen claramente la diferenciación de una fuga en un pozo con respecto a otros ruidos presentes del pozo como movimiento de fluidos detrás del revestimiento.

Es de aclarar que en cuanto una fuga sea de menor tamaño mayor sería el ruido que generaría por el volumen de fluido que estaría pasando a través de un área reducida, entre tanto que una fuga de mayor dimensión como el estallido del cuerpo de un tubo tendría mayor área de flujo y por ende requiere de mayores caudales para generar un ruido significativo, aun así, las herramientas tienen la capacidad de ver claramente el ruido generado del ingreso de los fluidos a la formación.

7. CONCLUSIONES

Del presente proyecto se puede obtener una parte de la aplicación de los registros eléctricos para la evaluación de integridad e identificación de fallas en pozos petroleros, representando los resultados de las herramientas utilizadas y así mismo las diferentes formas de interpretación que se pueden realizar cuando se correlaciona toda la información desde los antecedentes operativos del pozo como cada uno de los registros corridos en el mismo, por lo que no solamente se deben evaluar los registros eléctricos como una corrida individual sino enlazarlo con los resultados de otros registros independientemente del objetivo de su corrida.

Del análisis de resultados de los registros eléctricos tomados en el pozo de estudio 1, se obtiene un diagrama de la forma del pozo en la profundidad donde se presentó la pega de la corrida de las herramientas de limpieza, se pudo representar la geometría del pozo y enlazar los resultados de los diferentes registros, mostrando que se presentaron esfuerzos transversales que causaron la ruptura de la conexión, de no conocer la geometría del pozo no se podría haber llegado a la conclusión que explicara los esfuerzos tangenciales a los que fue expuesta la conexión que presentó la falla, donde dichas conexiones son fabricadas para trabajar con esfuerzos axiales.

Como resultado de la correlación de los diferentes registros aplicados al pozo de estudio 1 se identificó un evento de pega de tubería producto de un esfuerzo visible de Buckling en el revestimiento por lo que se define una limitante en cuanto a las magnitudes (diámetro y longitud) de las herramientas a correr posteriormente.

Se puede concluir de los resultados de interpretación entre los registros sínicos, ultrasónicos, ruido y temperatura y de su análisis y correlación la identificación del punto de fuga de fluidos en el pozo de estudio 2, con muy buena precisión y dimensionamiento, de manera que de una longitud de 7.500 pies se pudo identificar una fuga en una conexión y su profundidad. Operaciones de este tipo evitan el uso

de equipos de servicio o workover y reducen los costos de evaluación de un pozo con fallos de integridad.

De los casos expuestos en el proyecto sus resultados pueden extenderse a varias complicaciones operativas, desde la evaluación de tubería en completamientos selectivos con respecto a la corrida de herramientas dentro de tubería, evaluación de condición de tubería luego de ser expuesta a condiciones de Buckling, entender las lecturas de los registros de evaluación de cemento y revestimiento y comparar sus lecturas con otros registros tomados, diagrama del pozo con respecto a su desviación verdadera teniendo en cuenta movimientos tanto de survey como transversales, determinar el mayor diámetro de una herramienta que puede ser corrida dentro de un revestimiento.

8. RECOMENDACIONES

De los resultados obtenidos en el pozo de estudio 1 donde se analizaron y correlacionaron los registros sónicos, ultrasónicos y giroscópicos, se ha recomendado en caso de presentarse situaciones similares en donde la sarta de trabajo no pudiera llegar a la profundidad objetivo, en vez de trabajar la sarta de tubería con el fin de no exponerla a esfuerzos que puedan materializar el riesgo de una ruptura de conexión, en su lugar proceder con la evaluación del pozo con registros eléctricos.

De los resultados obtenidos en el pozo de estudio 2 en el cual se analizó y correlacionó la data de registros sónicos, ultrasónicos, ruido espectral, temperatura, CCL de correlación; se recomiendan para pozos con presencia de fuga o influjo de fluidos con el fin de determinar la posición y el dimensionamiento de la fuga presente a un bajo costo y tiempo operacional ayudando a planear y ejecutar una acción correctiva que solucione la condición de integridad del pozo.

Se recomienda que se continúen evaluando condiciones de integridad de diferentes pozos en donde se hayan corrido varias herramientas de registros eléctricos y seguir comparando más casos reales como diferentes tipos y tamaños de fuga, restricción por sobre torque en conexiones, pérdidas de espesor en cuerpos de tubo sea por acción mecánica o corrosiva, estallidos y colapsos de tubería, movimiento de fluidos detrás del revestimiento, flujos cruzados, entre otros; añadiendo herramientas de registros eléctricos entre las que se pueden encontrar de tipo magnéticas, multi finger caliper, medidores de flujo, fibra óptica, sónicos, ultrasónicos, entre otros, ampliando la información y el conocimiento para tener más puntos de referencia con aplicación a posibles casos futuros.

BIBLIOGRAFÍA

CASTRO, A.; MONZON, C. Presentación “Fundamentos de registros de producción e inyección – Monitoreo de pozo productores e inyectores”. 2019.

CHAUDHARY, S., MURTY M. S., et all. Unconventional Use of Production Logging Technology. SPE 163346. 2012.

ECOPETROL. Guía control de calidad e interpretación de registros de cementación. Versión: 2. 2015. 2 - 21 p.

ECOPETROL. Instructivo servicio de registros eléctricos. Versión: 1. 2015. 2 - 10 p.

FOUNDATION PRODUCTION LOG INTERPRETATION COURSE: FOUNDATION PL COURSE. Kappa. 1988-2009. Module #1. 15 páginas.

<https://es.farnell.com/sensor-gyroscope-technology>

<https://glossary.oilfield.slb.com/>

<https://www.sgs.co/es-es/oil-gas/upstream/well-testing-services/wireline-and-slickline-services>

<https://www.monografias.com/docs112/registros-geofisicos-control-estado-pozos-petroleros/registros-geofisicos-control-estado-pozos-petroleros2.shtml#:~:text=El%20registro%20VDL%20proporciona%20un,la%20formaci%C3%B3n%20como%20se%20explic%C3%B3>

Innovative logging tool using noise log and high precision temperature help to diagnoses complex problems. 161712-MS SPE Conference paper. 2012.

KAPPA. Production Logging: dynamic data analysis. 4th Version. 1988-2011.

LUTFULLIN, A.A. Identification of behind-casing flowing reservoir intervals by the integrated high-precision temperature and spectral noise logging techniques. SPE-171251-MS. 2014.

MCKINLEY, R.M., Exxon Production Research Co. SPE 10035. 1982.

PIERS, G. E., PERKINS, ESCOTT J. D. A New Flowmeter for Production Logging and Well Testing. SPE 16819. 1987.

RADWAN, Mahmoud. Well integrity management system (wims) throughout the well life cycle course. 2018.

SCHLUMBERGER. Wireline log quality control reference manual. 2011. Unites States.

SINGLE PHASE INTERPRETATION THEORY. Kappa. 1988-2009. Module #7.7 páginas.

SMOLEN, Jim. Cased hole and production log evaluation. 1996. United States of America. PennWell Publishing Company. ISBN 0-87814-456-X