

**“IMPACTO DE LAS INTERVENCIONES SOBRE LA INTEGRIDAD DE LOS
POZOS, CASO DE ESTUDIO CHICHIMENE”**

**CRISTIAN FABIÁN TRIANA RIVERA
HANS RENSSON GAHONA BECERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**“IMPACTO DE LAS INTERVENCIONES SOBRE LA INTEGRIDAD DE LOS
POZOS, CASO DE ESTUDIO CHICHIMENE”**

**CRISTIAN FABIÁN TRIANA RIVERA
HANS RENSSON GAHONA BECERRA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

**ING. EIDER NIZ VELASQUEZ
PhD in Chemical and Petroleum Engineering**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado manifiestan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que con su colaboración hicieron posible esta investigación, haciendo reconocimiento a:

- Ing. Yeimy Claro, por su atención y tiempo brindado, por recibirnos en Bogotá y permitirnos hacer parte de este gran grupo de trabajo.
- A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte Del alma máter, y por cada día que nos acogió en su campus universitario.
- Ing. José Mata, por su tiempo brindado y por compartir su conocimiento y su experticia de registros electrónicos con nosotros.
- A. Eider Niz Velasquez, director del proyecto, por su apoyo y tiempo brindado.

Dedicatoria

Dedico este momento de mi vida a Dios, por la cantidad de veces que me reparó y por la tarea tan grande y bonita que me dio. A mi Padre, quien se ha roto el lomo por sacarme adelante, a mi madre por su apoyo y fe en mí, a mi hermana, por su ejemplo y porque cada día la tengo más difícil si quiero superarla. A la gente bonita que me acogió en El Socorro cuando este sueño empezó, Don Lucas, señora Azucena, viejo Nacho, gracias por permitirme compartir la mesa e intimidad de su hogar, por sus consejos tan acertados y por el apoyo incondicional. En sus hogares me sentí realmente feliz.

A Hans, el gran amigo que me deja la universidad, hermano que me acompañó de inicio a fin.

A Will por enseñarme el don de dar aun cuando se tiene poco.

A Juliana, por compartir su vida y tiempo conmigo. A Fredd por quien ha sido mis ojos cuando no he podido ver, su confianza y lealtad es muy preciada para mí. A la "gallada" por la cantidad de recuerdos que habitan en mi interior. Y finalmente al futbol por permitir que le abandonara para poder estudiar. Extraño esos días en que en el teatro de los sueños dejaba mi corazón y mi única preocupación, era.... saber si mis piernas podrían correr a la misma velocidad del 10 contrario.

Cristian

Le dedico esté logro a Dios, por otorgarme la salud, la vida y todo lo tengo hoy en día.

HANS

Contenido

INTRODUCCIÓN	10
1.GENERALIDADES CAMPO CHICHIMENE	5
1.1 Localización	5
1.1.1 Geología	6
2.NORMATIVA	6
2.1 Norsok d-010	6
3.INTEGRIDAD DE POZOS	7
3.1 Sistema de gestión de integridad de pozos.	8
4.BARRERA DE POZO (WELL BARRIER)	9
4.1 Principio y filosofía de esquema barrera de pozo.	10
4.2 Elementos Barrera	13
5.TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	13
5.1 Características de la tubería de revestimiento	13
5.1.1 Diámetro externo	14
5.1.2 Diámetro interno	14
5.1.3 Espesor de pared.....	15
5.1.4 Peso por unidad de longitud	15
5.1.5 Grado de acero	15
5.1.6 Tipo de conexión.....	16
5.1.7 Conexiones acopladas.....	16
5.1.8 Conexiones integrales	17
5.2 Metodología para el diseño y selección de la tubería de revestimiento.	18

5.3 Fuerzas mecánicas que actúan en la tubería de revestimiento	20
5.3.1 Tensión	21
5.3.2 COLAPSO.....	23
5.3.3 Estallido	25
5.4 Factores de fatiga de la tubería de revestimiento	25
5.4.1 Desgaste de tubería de revestimiento	26
5.4.2 Desgaste por pandeo helicoidal.....	26
5.4.3 Incremento de presión externa por temperatura	27
5.4.4 Cargas geo estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.....	27
5.4.5 Efectos térmicos aplicados a la tubería de revestimiento	28
6.CORROSIÓN.....	29
6.1 Corrosión en el campo petrolero.....	29
6.2 Proceso de corrosión	32
6.3 Tipos de corrosión	33
6.3.1 Corrosión por CO ₂	33
6.3.2 Corrosión por ácido sulfhídrico [H ₂ S]	34
6.3.3 Corrosión por oxígeno [O ₂].....	34
6.4 Métodos de control y monitoreo.....	36
7.CEMENTACIÓN DE POZOS.....	38
7.1 Requisitos de operación.	38
7.2 Tipos y propiedades del cemento	39
7.3 Principio de la cementación de pozo de petróleo.....	39
7.4 Tipos y gama utilizable del cemento del pozo de petróleo.....	40
7.5 Falla de la cementación	41

8. REGISTROS ELECTRÓNICOS DE POZO.	43
8.1 Registros hueco entubado	44
8.1.1 Registro <i>Cement Bond Log</i> (CBL).....	44
8.1.2 Registro de la densidad variable de onda (VDL).....	49
8.1.3 Herramienta para la evaluación del cemento (CET).....	51
8.2 Registros ultrasónicos en hueco entubado.	52
8.2.1 CAST-V.....	52
9. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS IMPACTOS DE LAS INTERVENCIONES	59
9.1 Etapa 1. Recopilación de información.....	59
9.2 Etapa 2. Procesamiento y clasificación de la información.	60
9.2.1 Clasificación de la adherencia del cemento	61
9.2.2 Clasificación de las propiedades de la tubería y cementación.....	64
9.2.3 Clasificación de patrones de eventos	66
9.3 Etapa 3. Interpretación de la información	67
9.4 Etapa 4. Observaciones y conclusiones.	71
10. RESULTADOS	72
10.1 Diseño de pozo	74
10.2 Deformación del Revestimiento causada por fluidos	76
10.3 Deformación del revestimiento causada por las operaciones realizadas durante las Intervenciones a pozos	78
10.3.1 Diseño 1	79
10.3.2 Diseño 2.....	84
10.3.3 Diseño 3.....	86
11. CONCLUSIONES	88

12. RECOMENDACIONES.....89
BIBLIOGRAFÍA.....91
ANEXOS.....95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización Geográfica Campo Chichimene	5
Figura 2. Representación principio doble barrera	10
Figura 3. Ejemplo de esquema barrera de pozo, para un pozo productor convencional de Aceite o Gas.....	12
Figura 4 .Conexión Acoplada.....	17
Figura 5. Conexiones Integrales	17
Figura 6 . Metodología Diseño y Selección de Casing.....	21
Figura 7. Conexión Acoplada Sometida a Fuerza de tensión.	22
Figura 8. Falla de Drill pipe por Colapso	23
Figura 9. Deformación elástica de la tubería de revestimiento.	25
Figura 10. Tipos de Fallas en Industria Petrolera	30
Figura 11. Distribución del tipo de corrosión presente en industria relacionada al petróleo.....	31
Figura 12. Celda de corrosión proceso oxidante.....	32
Figura 13. Índices de corrosión para O_2 , CO_2 , H_2S^8	35
Figura 14. Caminos de migración de los fluidos a través del cemento.	42
Figura 15. Ensamblaje herramienta CBL.	44
Figura 16. Analogía efecto campana a través del Casing.....	46
Figura 17. Amplitud de onda según la calidad de adherencia del cemento	47
Figura 18. Transductor primario sobre Cabeza exploratoria.....	53
Figura 19. Transductor secundario fijado al cuerpo de la herramienta	54
Figura 20. Tipos de mediciones directas del Escáner Ultrasónico	56
Figura 21. Factores que afectan la calidad del registro CAST-V	57
Figura 22. Formato clasificación de la calidad del cemento.....	63
Figura 23. Registro para evaluación de Cemento (CBL-VDL)	63
Figura 24. Formato de clasificación propiedades de la tubería y cementación.....	65
Figura 25. Formato de clasificación patrones de Eventos	67

Figura 26. Registro de inspección de casing, imagen 2D y 3D.....	67
Figura 27. Tabla de clasificación estadística de patrones de Eventos.....	69
Figura 28. Clasificación de tubería de Revestimiento intermedia y Liner.....	69
Figura 29. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del revestimiento y de la cementación.	71
Figura 30. Registro de Inspección de Casing Chichimene C... ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 31. Secciones del revestimiento con mayor cantidad de orificios.	74
Figura 32. Diseño de pozos del campo.....	75
Figura 33. Tipo de Revestimiento	76
Figura 34.Histórico de la Formaciones productoras del Sector analizado	78
Figura 35.Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo Diseño 1	80
Figura 36.Imagen 2D y 3D. Intervalo 5500-5600 ft.	80
Figura 37.Cambio de ovalización en el tiempo, diseño 1	81
Figura 38 Imagen 2D y 3D. Intervalo 5100´-5195´.....	82
Figura 39.Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 2 Diseño 1	83
Figura 40. Imagen 2D y 3D. Intervalo 7000´ - 7050´.....	83
Figura 41. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo diseño 2.....	84
Figura 42. Imagen 2D y 3D. Intervalo 3750´-3850´.....	85
Figura 43. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 1 diseño 3.....	87
Figura 44. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 2 diseño 3.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de tubería de Revestimiento según el grado de acero.....	15
Tabla 2. Métodos de control y monitoreo para cada tipo de corrosión.....	36
Tabla 3. Distancia de Api oil well cement.....	41
Tabla 4 Clasificación de problemas de pre-producción según Carye, 2010	42
Tabla 5. Especificaciones técnicas herramienta CAST-V	53
Tabla 6 Especificaciones técnicas Herramienta CAST-V hueco entubado.....	53

RESUMEN

TÍTULO: Impactos de las intervenciones sobre la integridad de pozos, Caso estudio Chichimene¹.

AUTORES: Hans Gahona Becerra
Cristian Triana Rivera ²

PALABRAS CLAVE: Integridad de pozo, elemento barrera, casing, cementación, sistema de levantamiento artificial, patrones de eventos.

DESCRIPCION:

Esta tesis presenta un caso de estudio que considera el impacto generado por las intervenciones de los pozos a la integridad del revestimiento. El análisis es realizado en una muestra de 14 pozos del campo Chichimene cercanos a pilotos de recobro mejorado, del cual se puede extraer criterios adicionales para analizar la integridad de los pozos existentes, así como generar recomendaciones para fortalecer los diseños de nuevos pozos, por tanto, esta metodología propone la combinación de parámetros de integridad de casing y calidad de cementación con los patrones de eventos ocurridos en los pozos, los cuales generan daños localizados en el revestimiento, y que en algunos casos resultaron en la ruptura del revestimiento y en la pérdida del pozo a muy temprana edad. Esta metodología tiene una amplia aplicación teniendo en cuenta la madurez que existe en gran parte de los campos colombianos y la necesidad de hacer extensivos los métodos de recobro mejorado y de mejorar los sistemas de gestión de falla e integridad de pozos, que actualmente existen en la industria a través, de criterios de medidas preventivas debido a la causa y efecto que generó lecciones aprendidas en cada uno de los pozos de este caso estudio.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Ph.D. Eider Niz Velasquez. Ing Yeigmy Paola Claro Perez.

ABSTRACT

TITLE: Impact of interventions on the wells integrity, case study chichimene ³

AUTORES: Hans Gahona Becerra
Cristian Triana Rivera⁴

DESCRIPTION:

This thesis presents a case study that considers the impact generated by well interventions on the integrity of the casing. The analysis is carried out in a sample of 14 wells in the Chichimene field near improved recovery pilots, from which additional criteria can be extracted to analyze the integrity of existing wells, as well as generate recommendations to strengthen the designs of new wells, therefore , this methodology proposes the combination of casing integrity parameters and cementation quality with the patterns of events that occurred in the wells, which generate localized damages in the casing , and in some cases resulted in the rupture of the lining and in the loss of the well at an early age. This methodology has a wide application taking into account the maturity that exists in a large part of the Colombian fields and the need to extend the methods of improved recovery and to improve the well failure and integrity management systems, which currently exist in the industry through, criteria of preventive measures due to the cause and effect that generated lessons learned in each of the wells of this case study.

³ Bachelor Thesis

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Ph.D. Eider Niz Velasquez. Ing Yeigmy Paola Claro Perez.

INTRODUCCIÓN

Hasta hace pocos años la gestión de integridad de pozos estuvo limitada a detectar el deterioro de los equipos, sin considerar los impactos de los fallos durante el funcionamiento de equipos y las operaciones. ⁵Fue a partir del derrame de Macondo en 2010, que la industria se cuestionó y consideró el mejoramiento del diseño y la construcción de pozos, con el fin de mitigar las causas de fallas y prolongar la vida útil del pozo.

En el campo Chichimene, seleccionado como caso de estudio, algunos pozos han presentado abandonos y fallas en sus elementos barrera. Este trabajo de grado se enfoca en encontrar y clasificar las causas que hicieron fallar específicamente la tubería de revestimiento, afectando la integridad del pozo y el desarrollo ingenieril. Con esto se muestra el impacto que tiene cada operación y evento, resaltando además la importancia de implementar un adecuado sistema de gestión para tomar buenas decisiones y evitar intervenciones para tratar de remediar.

La metodología se basó en un plan de inspección de 11 pozos, que consistió en la recolección de información de la integridad de la tubería de revestimiento a través de la interpretación de registros sónicos, ultrasónicos, y multifinger. Con cada registro se identificó la profundidad de los tramos críticos de tubería, en los cuales se determinó desgaste en la superficie interna y externa. Los tramos críticos se correlacionaron posteriormente con un historial de eventos que tienen lugar a la misma profundidad. Como resultado, se crea una matriz que clasifica e identifica las causas de las fallas producidas por el entorno y las actividades

⁵REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. "Well Integrity in Drilling and Well Operations", noviembre,2013.

operacionales.

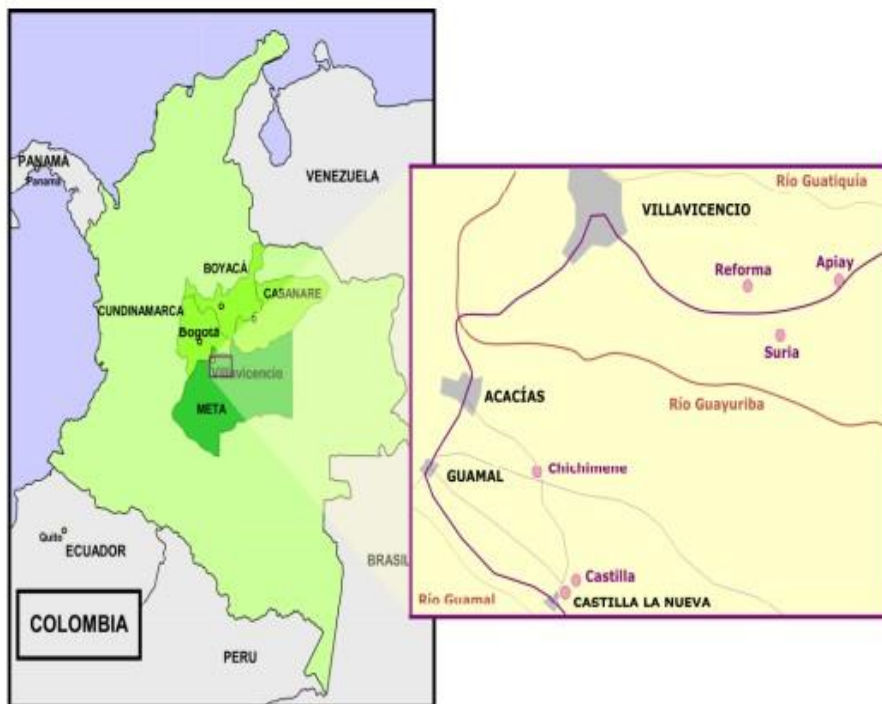
El mayor aporte de este trabajo de grado es la implementación de nuevos criterios de medidas preventivas basados en la entrega de un sistema de información causa- efecto que complementa los modelos de Sistemas de Gestión de Integridad existentes en la industria del petróleo.

1. GENERALIDADES CAMPO CHICHIMENE

1.1 Localización

El campo Chichimene se localiza en la cuenca de los llanos Orientales, entre las coordenadas (1,093.000 E,926.200 N) Y (1.045.500 E, 929.000 N), localizándose 50 km al sur del municipio de Villavicencio y a 12 km al S.E del municipio de Acacías del departamento del Meta. El campo cuenta con una extensión superficial de 750 hectáreas y con un área de yacimiento de 374 hectáreas.

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Chichimene



1.1.1 Geología: Estructuralmente Chichimene corresponde a un anticlinal alargado con dirección N60E de 6 km de longitud y 2.5 km de ancho. Su flanco oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intercepta con la falla Chichimene, la cual limita el campo; por el flanco occidental se encuentra una pendiente constante de 4°. La falla Chichimene consta de un desplazamiento vertical de 400 ft con inclinación acia el N con un ángulo de 50.

2. NORMATIVA

2.1 Norsok d-010

Centrada específicamente en perforación y operaciones en pozos, los operadores no tienen obligación de cumplir con la NORSOK D-010, pero si no lo hacen, tienen que demostrar que su enfoque cumple los requisitos para operar con seguridad.

La creación de la ⁶NORSOK D-010 le ha dado a la industria tanto la responsabilidad de justificar los métodos seguidos en detalle, como la manera de hacerlo. Dio a la industria una base actualizada para desarrollar operaciones de explotación de los pozos de petróleo y gas de forma segura.

La revisión más significativa de la norma fue la número 3. Esta revisión dio un cambio significativo a las directrices de NORSOK D-010, especialmente en lo relacionado a la planificación y ejecución de las perforaciones y operaciones a través del ciclo de vida del pozo. Nuevo material regulatorio se agregó a la norma, más del 50 % de la revisión anterior fue eliminada, se definió integridad de pozo y se consiguió su propio listado en Wikipedia. Esta nueva D-010 se diferenció de las demás debido a las especificaciones dictadas puntualmente en materia de integridad de pozos para los siguientes tipos de operación:

- Actividades de perforación
- Actividades de evaluación o pruebas de pozo

⁶ REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. "Well Integrity in Drilling and Well Operations", noviembre,2013

- Operaciones de completamiento
- Operaciones de *wireline*
- Operaciones de producción
- Operaciones de *coiled tubing*
- Actividades de abandono y taponamiento

También es único en el nuevo D-010 el uso extensivo de esquemas de barrera de pozos, para ilustrar las barreras de que se deben implementar para una operación específica.

3. INTEGRIDAD DE POZOS

La definición de integridad de pozo ampliamente usada corresponde a la pautaada por la Norma Norsok D-010, la cual dicta: “aplicación de soluciones técnicas, operativas y organizativas para reducir el riesgo de liberación descontrolada de fluidos de formación a lo largo del ciclo de vida de un pozo.”⁷

También ha sido definida como ⁸el estado instantáneo de un pozo, el cual independientemente de su propósito, valor o edad, garantiza la fiabilidad de las barreras que son necesarias para contener y controlar con seguridad el flujo de todos los fluidos dentro de o conectados al pozo.

Es deber de las empresas operadoras contar con un sistema de administración de integridad de pozos que debe estar en constante monitoreo o seguimiento.

La integridad representa un conjunto de parámetros complejos que pueden verse afectados durante varias etapas en la vida secuencial activa del pozo. Por consiguiente la integridad de un pozo se puede dividir en una secuencia de fases operacionales del siguiente modo:

A. Perforación

⁷ REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. *Op.cit*

⁸ REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. *Op.cit*

- B. Completamiento
- C. Producción
- D. Abandono (temporal o permanente)

Cabe recalcar que, entre cada una de las fases, existen intervenciones que en conjunto de todas sus operaciones también podría denominarse como una fase más.

La integridad de pozo debe ser el centro y el foco principal para el desarrollo de un sistema que administra los factores que causan impacto a cada uno de los elementos que conforman el diseño o completamiento del pozo, identificando peligros potenciales y realizando un debido y estricto seguimiento⁹.

Bajo este seguimiento debe existir personal capacitado y calificado, que sea capaz de ejecutar, inspeccionar y solucionar, el planeamiento o directrices adoptadas por las empresas con el fin de evitar esfuerzos y sobre gastos. De igual forma el operador o el responsable de la operación de una instalación, deberá estipular las estrategias y los principios en los que se basará el diseño, la utilización y el mantenimiento de las barreras, de manera que se garantice la función de barrera a lo largo de toda la vida útil de la instalación.

3.1 Sistema de gestión de integridad de pozos.

¹⁰Según la normatividad Norsok D-010 Se establecerá un enfoque sistemático para administrar la integridad en todas las etapas del ciclo de vida del pozo, desde la fase de construcción hasta el abandono final. El sistema debe consistir en los siguientes elementos:

- a.** Organización: Se deben definir los roles, responsabilidades, estrategias, objetivos, requerimientos competentes, y planes de emergencia.

⁹ Norsk Olje & Gas. "An Introduction to Well Integrity", diciembre 4, 2012.

¹⁰ REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. "Well Integrity in Drilling and Well Operations", noviembre, 2013

- b.** Diseño: Basado en la aplicación de estándares o normas para establecer las barreras de pozo, sistemas de seguridad y métodos de evaluación.
- c.** Procedimientos operativos: Establecer los límites y limitaciones operacionales, mantener en seguimiento eventos en pozo y realizar transferencia de información entre el personal calificado operativo.
- d.** Sistema de datos: Realizar colección de información pertinente con el fin de generar un almacenamiento o base de datos para ser inspeccionada.
- e.** Análisis: Con el fin de hacer seguimiento de las tendencias para evaluar el desempeño, encontrar estados de riesgo y realizar mejoras continuas

4. BARRERA DE POZO (WELL BARRIER)

Elemento diseñado específicamente para controlar el desplazamiento incontrolado o indeseado de fluidos en pozo.

Una barrera consiste en uno o más elementos, los cuales pueden ser de diferentes tipos; Puede existir componentes técnicos, operativos, organizativos o humanos en un sistema de barreras. Las barreras se establecen para reducir la probabilidad de fallas en pozo y así mismo evitar eventos infortunados no deseados o accidentales que afecten la integridad de la operación. Las barreras también se pueden describir como el margen de seguridad que existe en la operación desarrollada por la empresa.

La barrera de pozo se puede definir en serie o en paralelo, como primaria o secundaria, temporal o permanente, activa o pasiva, o como física o no física. Las barreras de pozo serán diseñadas, fabricadas e instaladas para:

- a.** Soportar todas las cargas a las que puedan ser expuestas.
- b.** Mantener su función durante todo el ciclo de vida útil del pozo

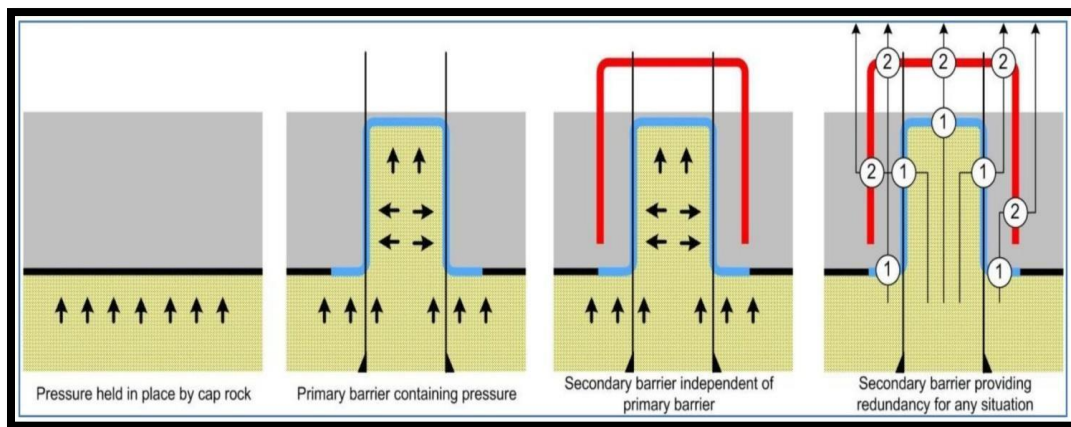
4.1 Principio y filosofía de esquema barrera de pozo.

¹¹Los esquemas utilizaron una ilustración vertical del pozo, Se usó la línea azul para formar una envolvente a través de aquellos componentes que contendrían la presión del pozo por contacto directo. La línea azul fue nombrada "barrera primaria del pozo ". A continuación, se dibujó una línea roja para formar otra envolvente, esta vez por fuera de la envolvente primaria, la cual representa los componentes que contendrían la presión si se desarrolla una fuga en un componente primario. La línea roja fue nombrada la "barrera de pozo secundario".

Figura 2. Representación principio doble barrera

Fuente:SPE paper "Implementation of Well Barrier Schematic Workflows"

El esquema de barrera de pozo debe contener la siguiente información:



- Ilustración de las barreras de los pozos, con la barrera de pozo primaria mostrada con color azul y barrera de pozo secundaria mostrada con color rojo.
- La integridad de la formación cuando la formación forma parte de una barrera de

pozo.

- Depósitos / Fuentes potenciales de entrada de flujo.
- Lista tabulada de elementos barrera de pozo con requisitos de verificación y monitoreo inicial.
- Todos los tipos de tubería de revestimiento y cemento deben estar definidos como elementos barrera, etiquetados con su tamaño y profundidad (TVD Y MD)
- Información de pozos: campo / instalación, nombre del pozo, tipo de pozo, estado del pozo, presión de diseño de pozo / sección, Número de revisión y fecha, "Preparado por", "Verificado / Aprobado por".
- Etiquetado claro del estado real de la barrera del pozo - planeado o construido.
- Cualquier elemento barrera con falla o dañado que se indique claramente.
- Un campo de notas para información importante sobre la integridad del pozo (anomalías, exenciones, etc.).

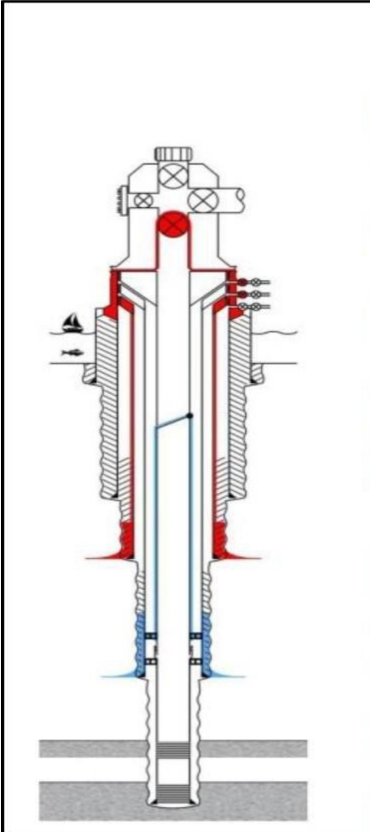
La figura 3 es un esquema de barrera de pozo (Well Barrier Schematic) de un pozo productor de aceite o gas. La ilustración vertical de las barreras primarias y secundarias está definida por colores: azul para las primarias y rojo para las secundarias. Cada elemento barrera de pozo está calificado y monitoreado para soportar la carga expuesta y la vida útil prevista.

El uso de esquemas de barrera de pozos tiene la capacidad de transmitir rápidamente una imagen clara a todas las partes interesadas sobre cómo se

definen las barreras de pozos. Esto ayuda a todas las partes interesadas a que compartan la misma información de los sistemas de pozos, permitiendo una base para la discusión, el consentimiento y la comprensión del trabajo que se va a realizar. Tener una comprensión común de un pozo contribuye a la actividad de un pozo más seguro.¹²

Figura 3. Ejemplo de esquema barrera de pozo, para un pozo productor convencional de Aceite o Gas.

Fuente: SPE paper “Implementation of Well Barrier Schematic Workflows”



Production		
Conventional oil or gas producer		
Well handed over to owner		
Primary well barrier		
Element	As built	Monitoring
Downhole safety valve	Inflow tested to xxx bar	Frequent inflow test to xx bar
Tubing	Pressure tested to xxx bar with x.xx sg fluid	A-annulus pressure
Production packer	Pressure tested to xxx bar with x.xx sg fluid	A-annulus pressure
Production casing	Pressure tested to xxx bar with x.xx sg fluid	B-annulus pressure
Production casing cement	Formation test, job performance or bond log	B-annulus pressure
Formation (in-situ)	Quote tested or prognosis strength	Not accessible
Secondary well barrier		
Element	As built	Monitoring
Surface x-mas tree	Pressure tested to xxx bar	Periodic pressure testing
Wellhead annulus access valve	Pressure tested to xxx bar	Periodic pressure testing
Wellhead	Pressure tested to xxx bar	External observation
Intermediate casing hanger	Pressure tested to xxx bar	C-annulus pressure
Intermediate casing	Pressure tested to xxx bar with x.xx sg fluid	C-annulus pressure
Intermediate casing cement	Formation test, job performance or bond log	C-annulus pressure
Formation (in-situ)	Quote tested or prognosis strength	Not accessible
Healthy well, no or minor issue		

¹² JOE ANDERS, BRYAN MOFLEY, STUART NICOL, NICK VO, AND TROY WEISS, BP; TORE FJÅGESUND. “Implementation of Well Barrier Schematic Workflows”, paper SPE presented at Digital Energy Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, March 3-5, 2015

4.2 Elementos Barrera

La sección 15 de la Normatividad ¹³Norsok Standard estipula los criterios de aceptación para cada uno de los elementos barrera que se encuentran en el diseño de pozo. Define la función del elemento, diseño construcción y selección, metodología para evaluación y monitoreo. Los elementos barrera son:

- Lodo de perforación
- Tubería de Revestimiento (*Casing*)
- Cemento
- Sarta de Perforación
- Cabezal de pozo
- Anulares
- BOP
- Colgador de tubería de producción (*Tubing hanger*)
- *Packer* de producción
- Válvula de seguridad en fondo de pozo (*Downhole Safety Valve*)
- Válvula anular de seguridad (*Annulus Safety Valve*)
- Tubería de producción (*Tubing*)
- Tubería flexible (*Coiled Tubing*)
- Tapón retenedor (*Mechanical Tubular Plugs*)

5. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

5.1 Características de la tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento debe cumplir con características específicas en concordancia con los requerimientos técnicos y operacionales para ser instalada en

¹³13 REVISTA ADD VALUE NORSPK D-010. "Well Integrity in Drilling and Well Operations", noviembre,2013

el pozo. ¹⁴El Instituto Americano del Petróleo (API) en su norma API SPEC 5A, ha establecido parámetros que permiten tener unos estándares para la identificación y clasificación de las diferentes tuberías, los cuales se indican a continuación:

- Diámetro externo
- Diámetro interno
- Espesor de pared
- Peso
- Grado del acero
- Tipo de conexión

5.1.1 Diámetro externo: El diámetro externo (OD) se especifica comercialmente por el diámetro nominal del cilindro y no hace referencia a los coples (roscas) cuya medida es importante, ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. La medida del diámetro externo debe estar dentro de las tolerancias establecidas en la norma API SPEC 5^a.

5.1.2 Diámetro interno: El diámetro interno está establecido por dos valores según lo describe la Norma API SPEC 5A. El primer valor es igual al diámetro externo (OD) menos dos veces el valor nominal del espesor de pared. El segundo valor es definido como el diámetro drift, el cual se refiere a la dimensión de un mandril cilíndrico que puede pasar libremente a través de la tubería de revestimiento, con una fuerza ejercida razonable, equivalente al peso del mandril usado para la prueba. El drift señala el tamaño máximo que puede tener una herramienta para ser bajada al pozo y pasar libremente por la tubería de revestimiento.

¹⁴ Norma API SPEC 5A. "specification for casing, tubing and drill pipe (combined with spec 5ax into spec 5d-88 and combined with spec 5ac, 5ax, and 5aq into spec 5ct-88)". 1987 Edition, May 31, 1987.

5.1.3 Espesor de pared: El espesor de la pared determina el diámetro interno de la tubería e influye directamente en las propiedades. En los diferentes eventos operacionales y vida productiva del pozo, se puede presentar desgaste mecánico o químico por corrosión en las paredes de la tubería, por lo cual la capacidad de la tubería se verá reducida. La tolerancia especificada en la Norma API 5A para el espesor de pared es de -12,5%.

5.1.4 Peso por unidad de longitud: El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar tubería de revestimiento durante el ordenado. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y acoples, de 20 pies de longitud.

5.1.5 Grado de acero: Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación. La norma API ha designado el grado de acero, el cual consiste en una letra seleccionada arbitrariamente seguida por un número el cual representa el mínimo trabajo al esfuerzo de cedencia del acero en miles de lbf/in² ó psi. API define once grados de acero para tuberías de revestimiento:

Tabla 1. Clasificación de tubería de Revestimiento según el grado de acero

GRADO	MÍNIMO ESFUERZO A LA CEDENCIA [psi]		ULTIMA RESISTENCIA A LA TENSION [psi]	MÍNIMA ELONGACION (%)	TIPO DE ACERO
	MÍNIMO	MÁXIMO			
H40	40000	80000	60000	29,5	CARBONO
J55	55000	80000	75000	24,0	CARBONO
K55	55000	80000	95000	19,5	CARBONO

L80	80000	95000	95000	19,5	ALEACION DE ACERO
N80	80000	110000	100000	18,5	ALEACION DE ACERO
C90	90000	105000	100000	18,5	ALEACION DE ACERO
C95	95000	110000	105000	18	ALEACION DE ACERO
T95	95000	110000	105000	18	ALEACION DE ACERO
P110	110000	140000	125000	15	ALEACION DE ACERO
Q125	125000	150000	135000	14	ALEACION DE ACERO

5.1.6 Tipo de conexión: Todas las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite en longitud. Es necesario que estas tuberías queden unidas al introducirse al pozo, con la premisa que la unión entre ellas sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo. A dicha unión se le llama conexión o rosca.

Las conexiones son usadas para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tuberías y deberán mantenerse como un solo elemento. Actualmente en la industria petrolera, y en especial en el ámbito de la perforación, se utilizan diferentes tipos de conexiones como las siguientes:

5.1.7 Conexiones acopladas: De acuerdo con la Norma API, en la tubería se roscan piñones en cada uno de los extremos. Se integra un tercer elemento llamado acople, el cual es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor que

el de la tubería, en el que se roscan internamente (dos cajas) y posteriormente se aprieta en uno de los extremos del tubo.

Figura 4 .Conexión Acoplada.

Fuente: J. CASTILLO, L. HURTADO. “Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura”.



5.1.8 Conexiones integrales: Son conexiones fabricadas en el mismo cuerpo del tubo. En La Norma API, unen un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón, conectándolo con un extremo roscado internamente denominado caja. Las conexiones integrales se pueden dividir a su vez en:

Figura 5. Conexiones Integrales

Fuente: J. CASTILLO, L. HURTADO. “Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura”. Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, 2009.



- Conexiones lisas.
- Conexiones formadas.
- Conexiones recalcadas

5.2 Metodología para el diseño y selección de la tubería de revestimiento.

¹⁵El diseño y selección de la tubería de revestimiento es un proceso amplio y cuidadoso que requiere la consideración de diferentes aspectos, con el objetivo de lograr un diseño óptimo.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se estructuró una metodología que relaciona de manera ordenada cada uno de los aspectos importantes relacionados con el diseño de la tubería y sirve de guía para su desarrollo. La metodología contempla las principales consideraciones de diseño e incluye información general a evaluar, con el objetivo obtener un diseño seguro, funcional y enmarcado en un escenario económico favorable.

La metodología se divide en tres etapas:

¹⁵ J. Martínez Mejía. "Consideraciones Técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P". 2011.

- La selección del tipo de pozo y definición de la trayectoria, en la cual se consideran requerimientos operacionales, objetivos de diseño y condiciones especiales a las que estará expuesta la tubería.
- Diseño preliminar, donde se presentan los aspectos a tener en cuenta para la selección de las profundidades de asentamiento y definición de la geometría del pozo. Se debe tener en cuenta que dicha selección está basada en el cálculo de los valores de los gradientes de presión de formación de poro y los gradientes de fractura, tales como:
 - a. Presión hidrostática
 - b. Presión de sobrecarga
 - c. Presión de formación
 - d. Presión de fractura
 - e. Presiones anormales de pozo
- Diseño detallado, en el que se indican las consideraciones para la selección de las propiedades mecánicas y físicas de las tuberías a partir del cálculo de cargas a las que estará expuesta cada sarta de tubería de revestimiento durante la vida del pozo. Estas consideraciones son:
 - a. Diseñar los tipos de carga
 - b. Factores de diseño o de seguridad
 - c. Diseño para colapso
 - d. Diseño para estallido
 - e. Diseño por tensión
 - f. Diseño por cargas biaxiales
 - g. Diseño triaxial.¹⁶

¹⁶ J. Martínez Mejía. "Consideraciones Técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P". 2011.

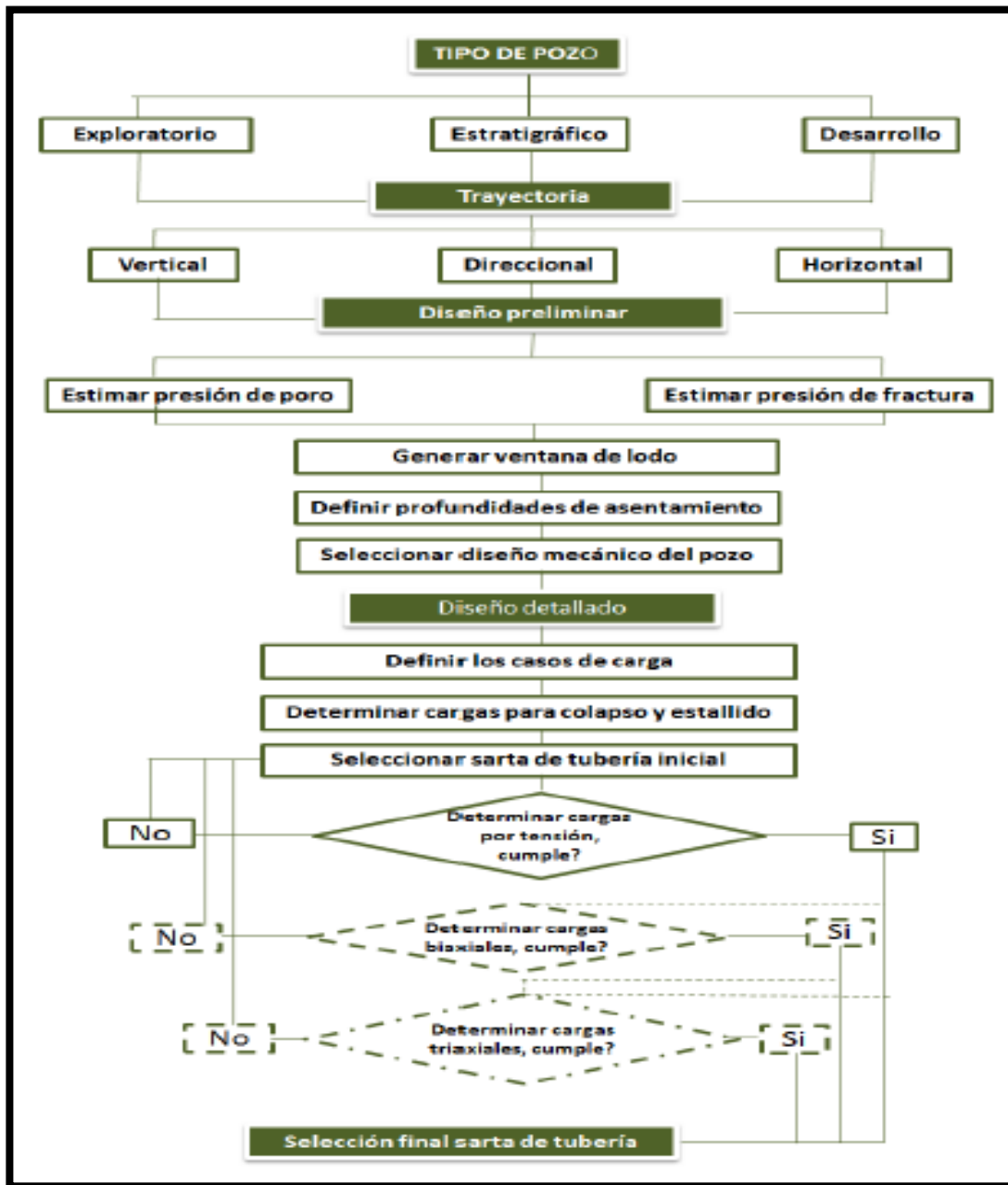
5.3 Fuerzas mecánicas que actúan en la tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento en las diferentes operaciones está sujeta a cargas elevadas, cementación, perforación y producción. Dichas cargas exigen que la tubería de revestimiento cuente con propiedades específicas que permitan conservar sus características principales, cumpliendo con los requerimientos de diseño. Las cargas más importantes que actúan en las tuberías de revestimiento son:

- Tensión
- Colapso
- Estallido

El API ha definido los valores promedio de las propiedades de resistencia a la tensión, colapso y estallido para cada uno de los grados de tubería de revestimiento, en sus boletines 5C2 y 5C3, a las que denomina “*minimal performance properties*”.

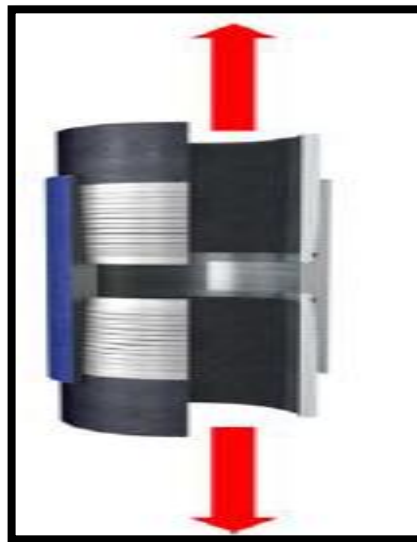
Figura 6 . Metodología Diseño y Selección de Casing
 Fuente: J. Martínez Mejía. “Consideraciones Técnicas para el diseño y las
 selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-
 BVTURA-1-ST-P”.



5.3.1 Tensión: ¹⁷Las cargas axiales por tensión son producidas por fuerzas que actúan a lo largo del eje longitudinal de la tubería de revestimiento, principalmente generadas por su propio peso. Bajo la acción de cargas por tensión el cuerpo de la tubería puede sufrir tres tipos de deformación: elástico, elástico-plástico y plástico. Dentro del rango de deformación elástica, las propiedades metalúrgicas del acero en el cuerpo del tubo no sufren un daño permanente, siendo capaz de regresar a sus condiciones iniciales una vez las cargas dejen de actuar. Más allá del límite elástico, el cuerpo del tubo sufre una deformación permanente el cual se ve reflejado en pérdida de resistencia.

Figura 7. Conexión Acoplada Sometida a Fuerza de tensión.

Fuente: TENARIS-TAMSA. “Manual de uso de casing y tubing”



La resistencia de la tubería de revestimiento a las fallas por tensión, esta expresada en términos de resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo y resistencia de la junta.

¹⁷ J. Martínez Mejía. “Consideraciones Técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P”.

La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo es la mínima fuerza requerida para causar una deformación del tubo

5.3.2 COLAPSO.

El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La carga de colapso se produce por la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido existente fuera de la sarta de tubería de revestimiento. Dichos fluidos son generalmente fluidos de perforación y en algunos casos la lechada de cemento.

Figura 8. Falla de Drill pipe por Colapso

Fuente: TENARIS-TAMSA. “Manual de uso de casing”



Los factores considerados de mayor importancia al determinar la resistencia crítica al colapso son: longitud, diámetro, espesor de pared y propiedades físicas del material. Es común atribuir el fenómeno de colapso a una supuesta calidad

deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios de las propiedades mecánicas de la tubería de revestimiento señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- Desgaste de la tubería de revestimiento
- Desgaste por pandeo helicoidal
- Incremento de presión exterior por temperatura.
- Cargas geo-estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

Las guías de diseño como las que son publicadas por el API han sido desarrolladas con datos de pruebas de colapso, las cuales tienen suposiciones y restricciones como:

- a. Grado inicial de ovalización elástica.
- b. Rango de esfuerzo de cedencia del material.
- c. Relaciones diámetro/espesor.
- d. Tolerancia de espesor de pared de tubería.

5.3.1.2 Ovalización Elástica : Una tubería cilíndrica con una ovalización inicial se deformará debido a la acción de una presión externa uniforme. Esta ovalización se puede expresar como

$$U = U_0 \frac{1}{\left(1 - \frac{p}{p_e}\right)}$$

Donde la U_0 es la amplitud de la ovalización inicial, U la ovalización de la presión p . P_e es la presión de colapso elástico para una tubería de pared delgada y está dada por :

$$P_e = \frac{2E}{1 - \nu^2} \left(\frac{h}{dt}\right)^3$$

Donde h es el espesor de la tubería, d_t el diámetro de la tubería, E el módulo de Young y ν la relación de Poisson del material que está compuesta la tubería.

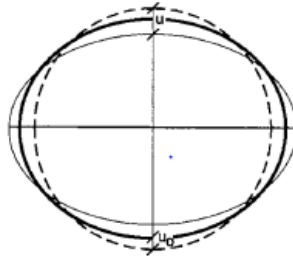
Reorganizando términos en las ecuaciones anteriores podemos obtener una expresión para la presión de ovalización elástica P_{eo} .

$$P_{eo} = P_e \left(1 - \frac{U_o}{U}\right)$$

Con esta se calcula la presión necesaria para reformar elásticamente la tubería desde una posición U_o hasta U , como se puede ver en la siguiente figura.

Figura 9. Deformación elástica de la tubería de revestimiento.

Fuente: ABBASSIAN, F. PARFITT, S.H.L. A simple model for collapse and post-collapse behavior of tubulars with application to perforated and slotted liners. SPE 51188



5.3.3 Estallido: La resistencia al estallido de la tubería de revestimiento es expresada en términos de la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia del acero.

5.4 Factores de fatiga de la tubería de revestimiento

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías, sin embargo, estudios de las propiedades mecánicas de la tubería de

revestimiento señalan un conjunto de factores que se dan en los eventos operaciones, tales como:

5.4.1 Desgaste de tubería de revestimiento: Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúan. La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por:

- Mucho tiempo para perforar.
- Altas severidades de la “pata de perro”.
- Problemas de pegadura.

La reducción del espesor de la pared de la tubería resulta en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo. Desgastes severos en tuberías de revestimiento han causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdida de pozos. Por lo tanto, es conveniente tomar en consideración el factor desgaste en el diseño de las tuberías de revestimiento cuando se tenga indicios de esta posibilidad.

5.4.2 Desgaste por pandeo helicoidal: Cuando las tuberías de revestimiento no son cementadas hasta la superficie, debe tomarse en cuenta la tensión requerida para asentarla adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería y de los cambios en la densidad y la temperatura de la siguiente etapa de perforación.

En la operación de anclaje deben conocerse el valor de la cima de cemento, determinar la tensión adicional y elongación, en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- Cambio en densidad de fluido interno-externo.
- Cambio de presiones en la tubería de revestimiento interno-externo.
- Cambio de temperatura.

5.4.3 Incremento de presión externa por temperatura: Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases, separando sólidos de líquidos.

El agua puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si esta no es desfogada. Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, con lo cual se puede presentar una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido de empaquetamiento, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Esto puede generar un incremento de presión en el espacio anular, pudiendo alcanzar valores elevados que causen el colapso de la tubería.

5.4.4 Cargas geo estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica: Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y salinos, etcétera, cuyos comportamientos químico-mecánicos son francamente plásticos y ocasionan que la carga geo estática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento.

Un ejemplo en un pozo de estudio: Al estar perforando la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8" y fluido de perforación de 1.75 (g/cm³), se presentó la influencia de una carga geo estática de sal en el intervalo de 5,301-5,419 (m). Este intervalo había sido cubierto anteriormente con una tubería de revestimiento de 7". Sin embargo, la sal generaba una deformación sobre la tubería, tratando de colapsarla. El efecto fue cuantificado en cerca de 30,000 (psi) al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 (g/cm³) e introducir una tubería de revestimiento de contingencia de 5". La zona de

influencia de la sal ahora quedó cubierta por dos tuberías de revestimiento: una de 7" y otra de 5", terminando finalmente el pozo con agujero reducido de 4 1/8".

5.4.5 Efectos térmicos aplicados a la tubería de revestimiento: La cedencia de los materiales se ve sensiblemente afectada por la temperatura a la que están expuestos dichos materiales. Las pruebas de tensión que se realizan para medir la cedencia de un material se efectúan a temperatura ambiente. Sin embargo, se ha observado que a temperaturas elevadas mayores a 150 °C, la resistencia de cedencia de un acero empieza a verse disminuida. A ese tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, mediante lo cual se puede establecer el grado de afectación por temperatura en los diferentes aceros para tuberías.

Los cambios de temperatura encontrados durante la vida del pozo, por lo general son pequeños y pueden ser despreciables. Sin embargo, cuando las variaciones de temperatura no son pequeñas, el esfuerzo axial resultante por cambios grandes de temperatura debe considerarse en el diseño de tuberías. Ejemplos de los pozos en los cuales se encuentran grandes variaciones de temperatura incluyen:

- Pozos de inyección de vapor y recuperación térmica.
- Pozos geotérmicos.
- Pozos árticos terminados en el permafrost.
- Pozos profundos de gas.
- Pozos costa afuera con profundidades considerables.
- Pozos terminados en áreas de temperatura anormalmente alta.

6. CORROSIÓN

Con frecuencia la corrosión se confunde con un simple proceso de oxidación, siendo en realidad un proceso más complejo, el cual puede definirse como la gradual destrucción y desintegración de los materiales debido a un proceso electroquímico, químico o de erosión, debido a la interacción del material con el medio que lo rodea.

NACE define la corrosión como “deterioro de un material, por lo general un metal, debido a la reacción con su ambiente.” Casi todos los materiales metálicos sufren corrosión.

6.1 Corrosión en el campo petrolero

La corrosión es un factor serio que ocasiona fracasos en las operaciones de perforación y producción de petróleo y gas. La corrosión no sólo puede causar pérdidas económicas, también puede traer consigo problemas de seguridad. Algunos pozos de petróleo y gas se ubican en ambientes adversos que afectan su vida útil y también su desarrollo y los beneficios de su explotación.

En sistemas de producción de petróleo y gas la corrosión puede ser interna o externa. El primer tipo ataca a las paredes internas de la tubería, equipos, *casing*, sistema de árbol de navidad, equipos de estación y campo. La corrosión externa en cambio afecta la pared exterior del *casing* y la envoltura del cemento debido al contacto con el agua de formación o agua producida que es reinyectada, la cual contiene componentes corrosivos.

Se pueden desencadenar problemas ambientales y accidentes peligrosos cuando no se hace un correcto diseño de prevención de corrosión. Los efectos de la

¹⁸ W. RENPU. “Advanced well completion engineering” third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.P.619.

corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes: en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PIB.

Figura 10. Tipos de Fallas en Industria Petrolera¹⁹

Fuente: W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.

ANALYSIS OF SELECTED NUMBER OF FAILURES IN PETROLEUM RELATED INDUSTRIES	
Type of failure	Frequency (%)
Corrosion (all types)	33
Fatigue	18
Mechanical damage/overload	14
Brittle fracture	9
Fabrication defects (excluding welding defects)	9
Welding Defects	7
Others	10

Este porcentaje puede tomarse sobre la valoración equivalente de la industria petrolera y del gas para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos²⁰.

De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo la más importante es la corrosión con el 33% de los casos como puede verse en la Figura 10.

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

¹⁹ M.B.Kermany and D. Harrop, BP International, SPE 29784, 1995

1 J.L. Crolet and M.R. Bonis, pH measurements in CO₂ Aqueous solutions under high pressure and Temperature, Corrosión, 1983, 39, (2), 39-46.

²⁰ M.B.Kermany and D. Harrop. *op.cit*

1 J.L. Crolet and M.R. Bonis, pH measurements in CO₂ Aqueous solutions under high pressure and Temperature, Corrosión, 1983, 39, (2), 39-46.

Figura 11. Distribución del tipo de corrosión presente en industria relacionada al petróleo.

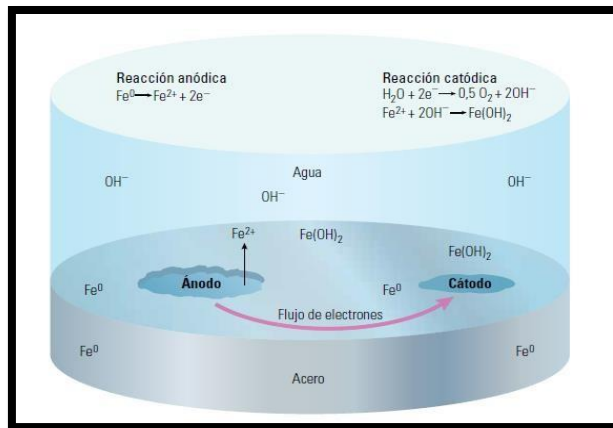
Fuente: W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008

CAUSE OF CORROSION RELATED FAILURE IN PETROLEUM RELATED INDUSTRIES	
Type of failure	Total failure (%)
CO2 related	28
H2S related	18
Preferential weld	18
Pitting	12
Erosion corrosion	9
Galvanic	6
Crevice	3
Impingement	3
Stress corrosion	3

El CO₂ y el H₂S son las especies corrosivas más importantes y contra las cuales es necesario actuar utilizando revestimientos que deben resistir a esas especies, a la temperatura y presión de operación, así como guardar resistencia a la abrasión y al impac

6.2 Proceso de corrosión

Figura 12. Celda de corrosión proceso oxidante.



El proceso de corrosión se puede explicar a través de una celda. La celda de corrosión describe esquemáticamente la corrosión oxidante, que es análoga a una batería, en la cual dos metales disímiles son conectados por un electrolito. Un metal que posee un índice de corrosión más alto y más inestable representa la parte negativa de la celda y actúa como ánodo; un segundo metal que posee un índice de corrosión más bajo y más estable actúa como la parte positiva de la celda; es decir, el cátodo.

Cuando el acero en el agua se oxida se producen diversas reacciones simultáneamente. En el ánodo, el acero [Fe⁰] se disuelve fácilmente y forma iones ferrosos [Fe²⁺] [] y férrico [Fe³⁺] y los electrones se desplazan hacia el cátodo. En el cátodo, los electrones reaccionan con el agua [H₂O] y forman iones hidroxilo [OH⁻] y oxígeno [O₂]. Los iones [OH⁻] se combinan con el [Fe²⁺] solubilizado y forman hidróxido de hierro [(OH)₂]²¹.

²¹ R.S. KALYANARAMAN, CLAMART, "Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos".2013.

Estas reacciones pueden ocurrir rápidamente, pero si la velocidad de la reacción puede reducirse, también se reducirá el índice de corrosión general. Muchos son los factores que afectan la velocidad de la reacción, entre otros:

- El tipo y la calidad del metal.
- Las composiciones de los electrolitos.
- El pH.
- La temperatura, la presión.
- La presencia de gases disueltos.
- La velocidad del líquido.
- La salinidad del agua.
- La aplicación de protección catódica.
- La presencia de microbios.

Para manejar la corrosión y el índice de corrosión, es importante conocer la metalurgia de los materiales a utilizar y los ambientes en los cuales operarán.

6.3 Tipos de corrosión

6.3.1 Corrosión por CO₂: En la corrosión del hierro por CO₂, los productos de la reacción son el ácido carbónico, el carbonato ferroso [FeCO₃] y el gas hidrógeno [H₂]. Para que se produzca la corrosión por CO₂, la presión parcial del gas puede ser tan baja como

21 kPa [3 psi]. Para prevenir este tipo de corrosión, los operadores utilizan normalmente películas orgánicas que actúan como barreras e inhibidores que neutralizan la acidez del ácido carbónico generado durante la corrosión.

6.3.2 Corrosión por ácido sulfhídrico [H₂S]: El ácido sulfhídrico se encuentra a menudo en los fluidos producidos o como resultado de la corrosión micro bacteriana. Si bien el H₂S no es corrosivo, se vuelve corrosivo en presencia de agua. La corrosión ácida provocada por el H₂S puede afectar cualquier parte del sistema de producción, incluyendo las partes internas del pozo y las redes colectoras de petróleo y gas. Los fluidos petroleros se consideran ácidos si el gas producido contiene más de 5,7 mg de H₂S por m³ de gas natural o si el agua producida posee más de 5 ppm de H₂S. En el ánodo, el H₂S reacciona con el hierro formando distintas variantes del sulfuro de hierro [Fe_xS], tales como la mackinawita [(Fe, Ni) (1 + x) S], la pirrotita [Fe (1 - x) S] y la troilita [FeS]. Estas especies de sulfuro de hierro precipitan y pueden formar celdas de corrosión micro galvánicas localizadas

Las celdas de corrosión formadas durante la corrosión ácida producen picaduras, fisuración por tensocorrosión por sulfuro (SSC) y fragilidad por hidrógeno.

Para controlar la corrosión ácida, los operadores utilizan materiales formadores de películas orgánicas, secuestradores de H₂S, metales resistentes a la SSC, procesos de limpieza de las líneas de flujo con diablos, tratamientos con nitratos, y biocidas que reducen el crecimiento de los microbios que provocan la corrosión microbiana.

6.3.3 Corrosión por oxígeno [O₂]:²² La corrosión relacionada con el oxígeno en los ambientes de producción de petróleo y gas a menudo es mucho más agresiva que la corrosión provocada por el CO₂ o el H₂S. La corrosión por oxígeno es directamente proporcional a su concentración disuelta en el gas. Si existen cloruros presentes, CO₂ o H₂S, el índice de corrosión puede incrementarse significativamente.

El oxígeno posee la capacidad para inducir la corrosión a través de los sistemas de

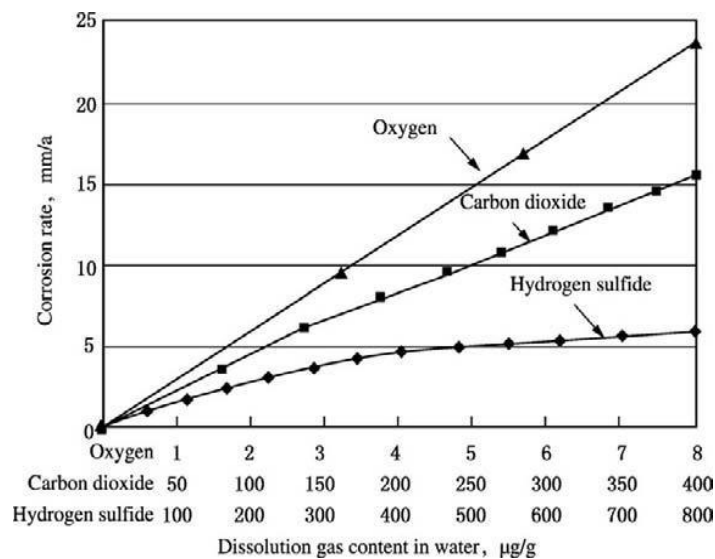
²² W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.P.638.

producción. La inhibición de la corrosión por oxígeno es difícil, y los esfuerzos de reducción de la corrosión en las instalaciones de tratamiento de agua y producción en general han estado dirigidos a la exclusión del oxígeno del sistema y la utilización de secuestradores de oxígeno. Los secuestradores de oxígeno típicos son el bisulfito de amonio [NH_4HSO_3], el sulfito de sodio [Na_2SO_3] y el bisulfito de sodio [$NaHSO_3$]. Además de la eliminación con secuestradores, a veces se utilizan desaireadores por vacío para controlar los efectos corrosivos del oxígeno en los metales.

La exposición al oxígeno también constituye una fuente importante de corrosión de la columna de perforación. Durante su bajada y su extracción del pozo, la columna de perforación se expone al oxígeno atmosférico.

Figura 13. Índices de corrosión para O_2 , CO_2 , H_2S

Fuente: W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.



Durante la perforación, se encuentra en contacto con el metal y el oxígeno del sistema de lodo. Ambas situaciones pueden inducir la corrosión. La expresión más común de la corrosión relacionada con el oxígeno son las picaduras, que incluso pueden desarrollarse debajo del lodo que queda sobre y dentro de la columna de

perforación, en donde las plataformas para almacenamiento de tuberías se encuentran en contacto con la tubería, y en las grietas o fisuras.

Los índices de corrosión relativos en mili-pulgadas/año del acero al carbono muestran diferencias pronunciadas cuando el acero se expone a concentraciones variables de O_2 , CO_2 y H_2S . Con una concentración de 5 ppm, el O_2 , es casi tres veces más corrosivo que el H_2S y un 30% más corrosivo que el CO_2 . La figura 13 muestran los efectos de estos agentes de corrosión en las superficies metálicas²³

6.4 Métodos de control y monitoreo

A continuación, la tabla indica los métodos de control y monitoreo resumidos y especificados para cada tipo o forma de corrosión:

Tabla 2. Métodos de control y monitoreo para cada tipo de corrosión

Fuente: R.S. KALYANARAMAN, CLAMART, “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos”.2013

Problema	Métodos de control	Monitoreo
Corrosión por oxígeno	<ul style="list-style-type: none"> • Materiales resistentes • Secuestradores de oxígeno • Desorción de oxígeno • Diseño de sellos mejorado • Protección catódica 	<ul style="list-style-type: none"> • Muestreo de agua y oxígeno • Niveles de hierro • Probetas de corrosión • Sensores de oxígeno • Análisis de cupones
Corrosión por Dióxido de carbono	<ul style="list-style-type: none"> • Desgasificación a baja presión • Control del gas contaminado • Utilización de materiales resistentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Probetas • Niveles de hierro • Estudios de espesor de pared
Corrosión Ácida	<ul style="list-style-type: none"> • Inhibidores de ácidos 	<ul style="list-style-type: none"> • Controles de inhibidores de ácidos

²³ R.S. KALYANARAMAN, CLAMART, “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos”.2013.

Bacterias sulfato reductoras	<ul style="list-style-type: none"> • Biocidas • Cloración 	<ul style="list-style-type: none"> • Recuento de bacterias anaeróbicas • Mediciones de residuos
Picaduras por corrosión por Ácido Sulhídrico	<ul style="list-style-type: none"> • Desgasificación a baja presión • Control del gas contaminado • Utilización de materiales resistentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Probetas • Niveles de hierro • Estudios de espesor de pared
Corrosión galvánica	<ul style="list-style-type: none"> • Aislamiento eléctrico de metales (revestimiento catódico) • Diseño mejorado • Inhibidores 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisiones de diseños
Corrosión por subdepósitos	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de materiales • Limpieza de las superficies internas de 	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección de equipos • Recuentos de Bacterias
Corrosión fisurante	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño mejorado • Selección de materiales 	<ul style="list-style-type: none"> • Desmontaje e inspecciones de equipos
Fisuración por tensocorrosión producida por Ácido	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de materiales adecuados 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de calidad de los materiales
Corrosión por picadura	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de materiales • Aplicación de inhibidores en la superficie para prevenir la iniciación 	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección de equipos
Corrosión por cloruros (fisurante rápida por exposición a medios con cloruros	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de materiales 	<ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones de equipos • Análisis de oxígeno
Fatiga	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño contra vibraciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Inspección de Equipos

7. CEMENTACIÓN DE POZOS

En la industria petrolera la cementación de un pozo es el proceso mediante el cual se bombea una lechada de cemento en el espacio anular formado entre las formaciones que se han perforado y la tubería de revestimiento, teniendo como propósito lograr una buena adherencia entre las fases formación, cemento y tubería, asegurando así un sello efectivo.

7.1 Requisitos de operación

Los requisitos básicos de la calidad del trabajo de cemento incluyen: una envoltura completa de cemento formada después de la operación de cementación, Buena consolidación entre el cemento y el *casing*, y entre la envoltura del cemento y la pared del pozo, una alta fuerza de consolidación de cemento, y un buen aislamiento de formaciones de aceite, gas y agua sin canalización y sin fugas. Con el fin de cumplir con estos requisitos, diversos factores deben considerarse exhaustivamente, y los diseños y las operaciones deben ser meticulosas.

El procedimiento general incluye lo siguiente:

- Planeación exhaustiva de acuerdo con la meta de cementación y los requerimientos de la geología e ingeniería, que incluye parámetros de las condiciones de fondo de pozo, un correcto diseño sobre la selección del tipo de cemento, con una buena formulación de la lechada y la reología del mismo.
- Uso de los datos del diámetro de pozo, registros eléctricos de aceite y gas, propiedades del fluido de perforación, formación de la presión de poros y presión de ruptura, la profundidad del *casing* y los componentes del *casing*.
- Los parámetros de cementación incluyen el volumen real de la lechada de cemento inyectado y desplazado, la velocidad de desplazamiento crítico, el cambio de la presión de flujo en todo el proceso y el tiempo. Finalmente, el proceso de inyección, la velocidad de bombeo, y la presión son

especificadas.

- Evaluación de la calidad de la cementación incluyendo registro de amplitud acústica, registro de densidad variable, registro de temperatura y prueba de presión del *casing*. Si hay algún problema de calidad de cementación, se toman medidas correctivas correspondientes (tales como un trabajo de cemento de compresión) También deben tomarse con el fin de garantizar la calidad del petróleo y calidad del gas.

7.2 Tipos y propiedades del cemento

Durante la cementación de pozos de petróleo y gas, se requiere bombear la lechada de cemento a una mayor profundidad y las propiedades del cemento están estrechamente relacionadas con la temperatura y la presión. Las propiedades del cemento de pozos de petróleo y la lechada de cemento formulada deben cumplir estrictamente con los requisitos relacionados.

7.3 Principio de la cementación de pozo de petróleo

El cemento del pozo de petróleo significa que el cemento de silicato (cemento Portland) y cemento no silicatos (incluyendo cemento modificado o cemento especial con aditivos) están aplicados al proceso de cementación, *workover*, *squeeze*, etcétera.

En general, los cementos de silicato de Grado API, se conocen como cemento básico de pozo de petróleo, mientras que los otros cementos tales como cemento tixotrópico, cemento en expansión, cemento tenaz, y el cemento resistente a la corrosión se conoce como cemento especial para pozo de petróleo.

7.4 Tipos y gama utilizable del cemento del pozo de petróleo

En la actualidad, el cemento de pozo de petróleo comúnmente utilizado es el cemento de silicato, en el que el silicato de calcio hidráulico es el componente principal y al que se añaden cierta cantidad de yeso y auxiliares de molienda. Juntos forman un producto después de la molienda. El cemento seco se mezcla con agua, formando la lechada de cemento. El cemento fijado en el anular de fondo de pozo se conoce como envoltura de cemento.

Con el fin de adaptarse a las necesidades de diferentes profundidades de pozos y evitar que el sulfato en el fluido de formación establezca corrosión al cemento, hay diversos grados y tipos de cemento de pozo de petróleo que se pueden seleccionar. El estándar API especifica ocho grados de cemento de pozo de petróleo. El estándar chino de cemento de pozos de petróleo también se ha formulado con referencia al estándar API. El rango de uso de API en el cemento del pozo de ²⁴petróleo se muestra en la Tabla 3.

²⁴ W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.P.256.

Tabla 3. Distancia de Api oil well cement

Fuente: W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd

DISTANCIA DE API OIL WELL CEMENT

Grado	0 ~1830	Común	Resistencia media a los sulfatos	Resistencia al sulfato alto	Observaciones
UN		√	-	-	Cemento común
Segundo	0 ~1830	-	√	√	Cemento resistente a los sulfatos
Do	0 ~1830	√	√	√	Cemento de alta resistencia inicial
Re	1830 ~ 3050	-	√	√	Condiciones de media presión a media presión
Mi	3050 ~ 4270	-	√	√	Condiciones de alta presión a alta temperatura
F	3050 ~ 4880	-	√	√	Superhigh temperatura condiciones de alta presión
GRAMO	0 ~ 2440	-	√	√	Cemento básico de pozo de petróleo
MARIDO	0 ~ 2440	-	√	√	Cemento básico de pozo de petróleo

Los índices químicos y físicos relacionados con el cemento y los métodos de ensayo correspondientes se especifican ²⁵en la norma API y el estándar chino.

7.5 Falla de la cementación

En el proceso de cementación de pozos se pueden presentar múltiples problemas que causan fallas, reparables o irreparables. Carey (2010) ²⁶realizó una clasificación respecto a la generación de problemas de integridad en el pozo durante su vida operativa, donde identifica dos etapas principales: la etapa de pre – producción

²⁵ W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.P.257.

²⁶ Catalin Teodoriu, Christian Kosinowsky, Mahmood Amani, Jerome Schubert, Arash Shadravan. "Wellbore integrity and Cement Failure at HPHT Conditions". Clausthal University of Technology, Germany, Texas A&M University, USA. Año 2012. ISSN 2305-8269.

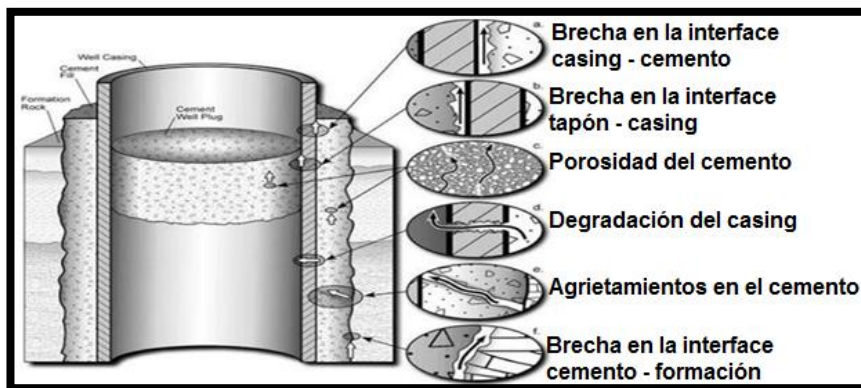
(perforación) y la etapa durante la producción misma. La clasificación de los parámetros de pre-producción se identifica en la siguiente tabla:

Tabla 4. Clasificación de problemas de pre-producción según Carye, 2010

Fuente:<http://danslredutemps.blogspot.com/2013/01/csc-captage-et-stockage-geologique-du.html>.

Daño a la formación durante la perforación	Las formaciones inestables tienden a presentar derrumbes y acumulación excesiva de ripios. Debido a las vibraciones y cambios de presión durante la perforación, se pueden generar esfuerzos que generen fallas en la formación.
Mala centralización	En caso de no haber una centralización adecuada del casing, el cemento puede que no desplace en su totalidad el lodo del anular durante la cementación. El cemento luego tiende a desplazarse con mayor facilidad por las aberturas anchas que las angostas. Esto genera una excentricidad
Remoción inadecuada del lodo	Los lodos son diseñados para mantener un comportamiento tixotrópico el cual evita que los cortes se acumulen en fondo de pozo en la ausencia de flujo y puedan flotar. Este lodo se aglomera en una estructura gelatinosa la cual debe romperse previamente a la circulación del cemento, ya que estas
Unión inadecuada – Casing/Cemento y	Este es producto de la implementación de una lechada de cemento incompatible con la formación, limitando una buena unión entre las interfaces. Otras razones para fallas en la unión se deben a la presencia
Encogimiento	Algunas lechadas de cements muestran una tendencia a encogerse durante el proceso de hidratación. Esta reducción puede generar canales (ej. Micro-anulares o canalización) y con ello una mala calidad en la unión
Contaminación	Cuando el lodo o los fluidos de la formación (en especial gas o agua) se mezclan en la lechada de cemento, puede generar cambios en las propiedades y comportamiento del cemento (ej. Cambios en el contenido de agua producen variaciones en el comportamiento de fraguado). Por otro
Filtración de la	Bajo condiciones adecuadas (ej. Alto gradiente de presión desde el pozo hacia la formación permeable), fluidos como el agua pueden filtrarse desde la lechada de cemento. La ausencia de agua durante el proceso de
Formación	Debido a que la lechada de cemento es el fluido más denso durante la perforación, existe el riesgo de poder fracturar la formación durante el trabajo de cementación. Para la integridad del pozo, esto tiene resultados

Figura 14. Caminos de migración de los fluidos a través del cemento.



Ya en la etapa de producción el autor identifica los siguientes problemas asociados a la integridad de los cementos:

- Inducción de esfuerzos mecánicos.
- Ataque químico (degradación del cemento por carbonatación o sulfatos).
- Fatiga de los cementos por esfuerzos cíclicos.

El éxito de la cementación es muy importante, pues si existe falla en ella, además de no aislar las diferentes formaciones, puede afectar la producción futura y llevar al pozo a una falla mecánica.

8. REGISTROS ELECTRÓNICOS DE POZO.

En las formaciones geológicas donde se encuentran los yacimientos de petróleo, diversos tipos de rocas desempeñan funciones como elementos estructurales, recipientes de almacenamiento de hidrocarburos, agua y energía calorífica, así como barreras impermeables y medio de transporte de la energía y de los fluidos. Se llevan a cabo estudios de conocimientos básicos de registros de pozos en operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en la formación, resistividad de las rocas, porosidad, presiones capilares, permeabilidades relativas y compresibilidad del volumen de poros.

El actual proyecto se enfocará en los registros de hueco entubado (*Cased Hole*), ya que el estudio está centrado básicamente en la inspección de la integridad del *casing*. Sin embargo, a continuación, se encuentra una breve explicación de los registros a hueco abierto.

8.1 Registros hueco entubado

Estos registros se utilizan en la industria para adquirir información que no haya sido obtenida cuando se tenía el pozo desnudo.

8.1.1 Registro *Cement Bond Log* (CBL): El registro de adherencia del cemento (CBL), luego combinado con el registro de variación de densidad (VDL), han sido por muchos años la principal forma de evaluar la calidad de la cementación.

El principio de la medición es la de grabar el tiempo de recorrido y atenuación de una onda acústica de 20 kHz, luego de su propagación a través del fluido del agujero y de la pared del *casing*.

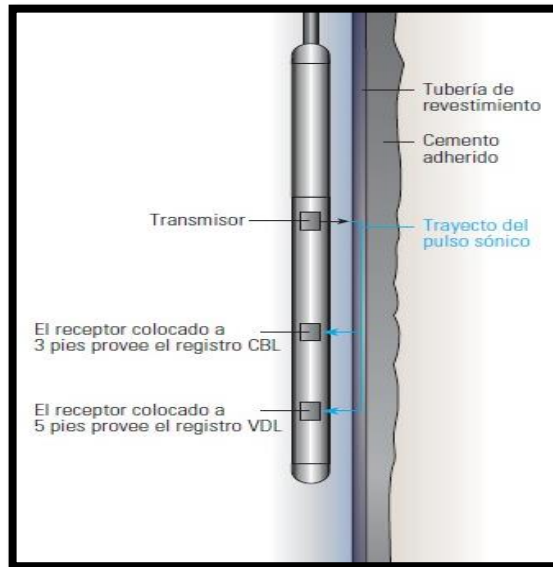
Debido a las limitaciones de otras técnicas, los registros acústicos CBL y VDL se han convertido en la herramienta preferida por la industria para detectar la presencia de cemento detrás del *casing* y evaluar la calidad de las adherencias entre *casing* y el cemento y entre el cemento y la formación.

Los registros acústicos ayudan a indicar, de manera no intrusiva, el intervalo de profundidad en el que se colocó el cemento alrededor de la tubería de revestimiento, medir la impedancia acústica del cemento adherido a la tubería de revestimiento y cuantificar el porcentaje de circunferencia de la tubería adherida al cemento

8.1.1.1 Ensamblaje Herramienta CBL -VDL

Figura 15. Ensamblaje herramienta CBL.

Fuente: J. Gary, M. BataKrishna. "Advanced ultrasonic scanning tool and evaluation methods improve and standardize casing inspection". June 17, 2001.



Es una herramienta de registros sónicos, con un emisor o transmisor y dos receptores ubicados a 3 y 5 pies del emisor.

El emisor sónico envía un pulso omnidireccional a una frecuencia relativamente baja, que induce una vibración longitudinal a la tubería. El CBL (a 3 pies del emisor) registra la primera amplitud de la onda sónica emitida. El VDL (a 5 pies del emisor) registra el tren de ondas restantes o energía total.

La herramienta CBL consta de dos secciones: acústica y electrónica. La sección acústica contiene un transmisor y un receptor, generalmente espaciados a 3 pies de distancia. La energía sónica emitida por el transmisor se desplaza omnidireccionalmente a través del *casing*, el fluido del pozo, la tubería, el cemento y la formación.

El sistema de registro graba las formas de onda recibidas, y las muestra en el registro junto con una curva de amplitud de tubería. La interpretación del CBL se

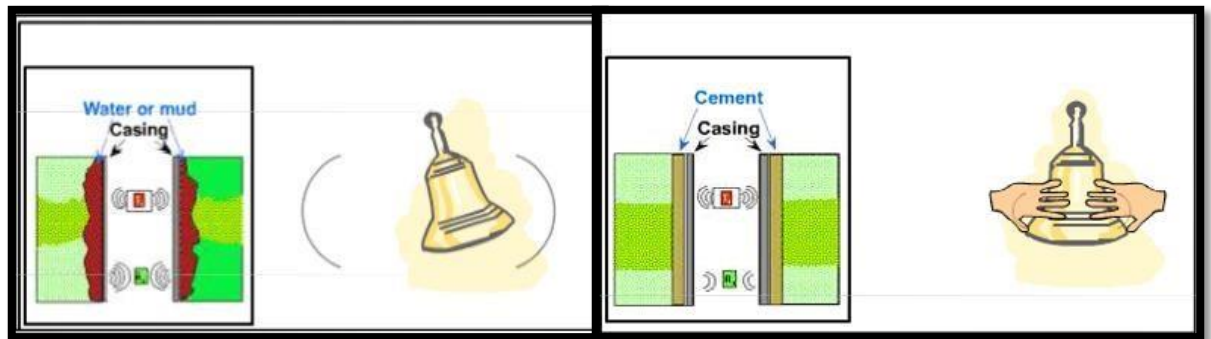
hace para comprobar la calidad de adherencia de cemento tanto a la tubería como a la formación.

8.1.1.2 Principio de medida: Se asemeja al principio de repicar de una campana:

- Cuando hay fluido detrás del revestidor (no-cemento) la tubería es libre de vibrar generando un sonido fuerte.
- Cuando al revestidor está adherido cemento, las vibraciones del revestidor son atenuadas proporcionalmente a la superficie adherida al cemento.

Figura 16. Analogía efecto campana a través del Casing.

Fuente: J. Gary, M. BataKrishna. "Advanced ultrasonic scanning tool and



evaluation methods improve and standardize casing inspection". June 17, 2001.

8.1.1.3 Amplitud de onda: El concepto de amplitud de onda se vincula al valor más alto que registra una variable, midiéndose desde el punto medio o de equilibrio. En una señal electromagnética o en un movimiento ondulatorio, la amplitud de onda es la distancia que existe entre el valor máximo (el punto más alto de la onda) y el punto de equilibrio.

Aplicado a los registros electrónicos en la Industria de los hidrocarburos, en la tubería libre la amplitud de onda registrada de CBL es la más amplia.

Como lo indica la figura 17 La amplitud de onda del CBL en el *casing* cementado es menor (atenuada). El tiempo que tarda en viajar la onda desde el emisor al receptor del CBL se llama tiempo de tránsito. Se utiliza para el control de la

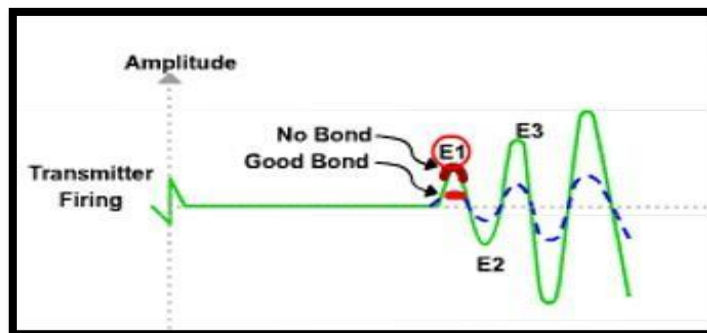
centralización de la herramienta y la variación de la amplitud.

Los cementos convencionales tendrán una medida de amplitud inferior a 10 mV para una buena adherencia.

Los cementos espumados afectan las mediciones de amplitud del CBL al reducir el efecto amortiguador que normalmente se encuentra con las lechadas de cemento normal. La lectura de amplitud del cemento espumado que está bien unido al casing está en el intervalo de 15 a 40 mV.

Figura 17. Amplitud de onda según la calidad de adherencia del cemento

Fuente: J. Gary, M. BataKrishna. "advanced ultrasonic scanning tool and evaluation methods improve and standardize casing inspection". June 17, 2001.



8.1.1.4 Tiempo de tránsito (tt): Es el tiempo total para que la onda sónica se transmita:

- Del transmisor al *casing*, a través del fluido
- Hacia abajo, por el *casing*, hasta la altura del receptor
- Del *casing* al receptor, a través del fluido

Esta curva es utilizada como un controlador de calidad y es el tiempo que se emplea para detectar el primer arribo al receptor a través de una barrera flotante o "ventana", que es el umbral de nivel de detección. Si la herramienta está centralizada en el pozo en tubería libre el tiempo de tránsito debería proporcionar valores razonablemente precisos. Debido a que el tiempo de tránsito es constante, siempre y cuando se tenga tubería de las mismas características en la zona a registrarse,

se obtendrá una línea constante.

El tiempo de tránsito debe ser constante excepto frente a las uniones de las tuberías, donde se presenta un ligero retardo característico.

8.1.1.5 Factores que afectan el tiempo de tránsito en el registro (CBL): El parámetro principal del cemento que influye directamente en la señal CBL es la impedancia acústica del cemento. Conocer este parámetro en el momento del registro elimina la necesidad de una espera excesiva en los tiempos de cementación.

Los siguientes factores afectan el tiempo de tránsito, ya sea aumentando o disminuyendo su valor:

- *Stretching*
- Salto de ciclo
- Fluidos en el pozo
- Formaciones rápidas
- Centralización
- Micro anillo

Stretching : Se denomina así cuando los tiempos de tránsito son más largos debido a la baja amplitud de la curva CBL, lo que indica buena adhesión cemento-casing.

Salto de ciclos: El arribo de la primera onda es de muy poca magnitud, por lo que se detectan primero arribos posteriores, por lo general de la formación, el gas existente en el fluido también puede producir saltos de ciclo, los saltos de ciclo .

Fluidos en pozo : Se sabe que las condiciones de fondo de pozo tienen un efecto sobre la señal del CBL. En 1981, Nayfeh et al, presentó gráficos que muestran la influencia de la temperatura, la densidad y el tipo del fluido del pozo, en la amplitud del CBL en la tubería libre. Uno de los resultados más sorprendentes presentados

fue que la amplitud de CBL en un casing de 7 "aumenta en un 70% si este se llena con una salmuera de 11,5 libras / galón en lugar de agua.

Formaciones rápidas: La señal de la formación llega tanto o más rápido que la señal de casing, cuando el registro trabaja e interactúa en un medio de formación rápida, como consecuencia la amplitud de la curva CBL suele aumentar, Un buen ejemplo de una formación rápida son los carbonatos de alta densidad.

Centralización de la herramienta : Factor importante que afecta la calidad de medida del CBL , debido a que descentralización de la herramienta en $\frac{1}{4}$ de pulgada es suficiente para causar una reducción de la de la amplitud y generar falsos registros de buena adherencia del cemento.

Presencia de micro anillos: Un micro anillo se produce cuando la tubería se contrae ligeramente de su tamaño por endurecimiento del cemento, causado por una pequeña separación entre ambos. El principal problema con un micro anillo es que el CBL indicará poco o ningún cemento incluso cuando el espacio anular este lleno.

8.1.2 Registro de la densidad variable de onda (VDL): Es un registro de la amplitud de la onda sónica para un periodo de mil microsegundos que siguen a la generación del sonido en el transmisor. El registro Variable Density Log VDL, es una imagen del tren de onda completo de la señal en el receptor a 5 pies; es el único registro en ver hasta la formación.

El tren de ondas completo es representado como bandas claras y oscuras. El contraste entre ellas depende de la amplitud de los picos positivos: una amplitud de cero se representa de un color de intensidad media, las amplitudes positivas se representan con mayor intensidad de color en tanto que las negativas son las más claras.

8.1.2.1 Mala adherencia del cemento a la tubería: Se reconoce por la presencia de fuertes líneas paralelas en toda la secuencia de ondas, debido a la tasa constante en el tiempo del arribo de la tubería.

Se reconoce por la presencia de fuertes líneas paralelas entre 200 a 400 μ s, debido a las señales del revestidor seguidamente las líneas son ondulatorias debido a las señales de la formación. La intensidad de estas señales onduladas indicará el grado de adherencia del cemento a la formación.

8.1.2.2 Mala adherencia del cemento a la formación. Se reconoce por la ausencia de señales de tubería entre 200 a 400 μ s., cuando existe buen acople acústico entre cemento y tubería, o presencia de fuertes líneas paralelas de señales de tubería en caso contrario.

Se reconoce porque entre 400 a 1000 μ s se tendrán señales de formación muy débiles debido al mal acople entre cemento y formación, se caracteriza por la presencia borrosa de señales onduladas. Además puede existir la presencia de señales fuertes algo onduladas, pero paralelas de menor espesor que las anteriores al final de la pista correspondiente a las señales de lodo.

El registro simultáneo de ambos perfiles, el CBL y el VDL es necesario para tener efectividad en la operación, puesto que el *Cement Bond Log*, provee una evaluación cuantitativa de la cementación. El registro Variable Density Log se utiliza para confirmar esta evaluación en forma cualitativa, y reconocer problemas o condiciones de la cementación.

8.1.2.3 Limitaciones de registro de cementación CBL-VDL : En el cementado Existen problemas de flujo de origen mecánico (mala centralización de las tuberías, agujeros, derrumbes, preflujo ineficiente, régimen de flujo incorrecto). Degradación de la lechada de cemento durante el fraguado (por relación de presión de poro del cemento y la presión de formación). Los poros del cemento pueden ser de 0,001

md de permeabilidad, pero en formaciones gaseosas este gas puede hacer que aumente hasta 5 md. Para evitar este incremento en la permeabilidad del cemento se usan aditivos especiales.

De análisis: Formaciones no porosas donde las señales de llegada son las mismas en el tubo que en la formación, requieren consideración de salto de ciclo. Las siguientes también son limitaciones:

- Insuficiente tiempo de cementación
- Espesor del cemento menor a 2 cm
- Burbujas de gas en el revestimiento del pozo hacen decrecer la señal acústica
- Espacios vacíos en el cemento
- Espesores de los tubos.

En el equipo: Errores de frecuencia de transmisión y velocidad de registro para VDL, CBL no mayores a 2.000 pies/hora

8.1.3 Herramienta para la evaluación del cemento (CET): Pertenece a una nueva generación de herramientas ultrasónicas cuya construcción permite un examen detallado del cemento detrás de la tubería. Los sistemas clásicos de evaluación del cemento miden la amplitud o atenuación de las ondas que se propagan a lo largo de la tubería. El diseño moderno aprovecha el principio de resonancia de la señal en el espesor de la tubería para superar las limitaciones de la herramienta anterior.

El análisis de la calidad de cementación alcanza su mayor utilidad cuando suministra indicaciones precisas de la resistencia del cemento y de su distribución alrededor de la tubería²⁷.

²⁷ "A novel and economical processing technique using conventional bond logs and ultrasonic tools for enhanced cement evaluation "paper HALLIBURTON, junio 4-7,2000.

8.2 Registros ultrasónicos en hueco entubado.

8.2.1 CAST-V: Herramienta Ultrasónica que utiliza tasas de muestreo azimutal (radial) y vertical extremadamente altas que proporcionan imágenes bidimensionales y tridimensionales de alta resolución necesarias para el monitoreo de anomalías o deformaciones pequeñas existentes en el revestidor.

La herramienta aporta gran cantidad de información del pozo, tanto en hueco abierto como en hueco revestido.

Hueco Abierto: Aporta imagen completa del hueco, para una precisa evaluación de la formación.

Hueco entubado: La inspección ultrasónica del revestidor y la evaluación del cemento se pueden obtener de forma simultánea.

Las principales aplicaciones de este registro son:

- a. Realizar inspección a la tubería de revestimiento, comparando valores de diámetro y espesor obtenidos con los originales.
- b. Evaluación del cemento a través del registro ultrasónico o imagen.
- c. Detección de fracturas.

8.2.1.1 Ventajas de la herramienta CAST-V : Al realizar la evaluación con un registro CAST-V se obtienen varias ventajas, entre estas se encuentran:

- Cobertura completa de la imagen con medidas simultáneas que proporcionan una visualización acústica completa.
- No necesita de una sección de tubería libre para calibrar la herramienta.
- Provee una alta resolución e información digital de precisión.
- La Herramienta CAST-V tiene la capacidad para inspeccionar la tubería de revestimiento y evaluar la cementación simultáneamente. Se puede

combinar con una herramienta digital de onda acústica para el registro de adherencia.

- La cavidad para fluido mide en tiempo real tanto el tiempo de tránsito del fluido del hueco del pozo, como la impedancia del fluido para la corrección de los datos medidos.

8.2.1.2 Especificaciones técnicas herramienta CAST-V

Tabla 5. Especificaciones técnicas herramienta CAST-V

Temperatura	350°F
Presión	20000 psi
Diámetro exterior	3.625 in
Longitud	17,9 ft
Peso	316

8.2.1.3 Especificaciones hueco entubado

Tabla 6 Especificaciones técnicas Herramienta CAST-V hueco entubado

Rango de tamaños cabezas de exploración	3 5/8 - 9 5/8 in
Resolución Azimutal	3,6°
Tasa vertical simple capaz de ser medida	6 in - 3in - 1 in
Velocidad de lectura	60ft/min - 30 ft/min -10ft/min

8.2.1.4 Ensamblaje Herramienta Cast- V: La herramienta CAST-V costa de dos transductores: primario y secundario. El transductor primario está montado en la cabeza de exploración rotatoria, el cual trasmite señales ultrasónicas y recibe las ondas o señales reflejadas por el *casing* y por la formación. El transductor secundario está ensamblado en una posición fija en la herramienta y proporciona datos característicos al tiempo de viaje del fluido del pozo.

October 1997.

Figura 18. Transductor primario sobre Cabeza exploratoria

Fuente: W.L. Graham, and C.I. Silva. "Cement Evaluation and Casing Inspection With Advanced Ultrasonic Scanning Methods" SPE paper presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5–8



Fuente: W.L. Graham, and C.I. Silva. "Cement Evaluation and Casing Inspection
Figura 19. Transductor secundario fijado al cuerpo de la herramienta.
With Advanced Ultrasonic Scanning Methods" SPE paper



El tiempo de recorrido bidireccional de esta señal, que se mide durante el registro, se utiliza para calcular la impedancia acústica del fluido del pozo y se requiere para convertir el tiempo en distancia. También es requerido para los cálculos de diámetro interno y se usa en la determinación de control de calidad.

Los fluidos de alta densidad atenúan rápidamente las señales ultrasónicas y reducen la amplitud de las ondas recibidas. Para minimizar este efecto, el tamaño de la cabeza de exploración se selecciona para posicionar la cara del transductor a

una distancia óptima del objetivo. El tamaño correcto del escáner o de la cabeza de exploración se basa en el diámetro interno del *casing* y en las propiedades del fluido del pozo. Varios tamaños están disponibles para proporcionar el análisis.

8.2.1.5 Tipos de mediciones: Esta herramienta realiza mediciones directas tanto en modo imagen como en modo de hueco entubado.

En "modo de imagen", la herramienta adquiere datos para evaluar la superficie interna del revestidor. En el "modo de hueco entubado", se obtienen datos para inspeccionar el revestidor y el cemento.

La cantidad de tiros y revoluciones por segundo varían según el tipo de información que se quiere conseguir. El funcionamiento normal de la herramienta proporcionará una resolución vertical de 4 muestras o giros por pie, y muestreo azimutal de 100 disparos por profundidad de muestra. También es posible registrar estos datos a 12 muestras por pie; Sin embargo, será necesario reducir la velocidad de registro.

Tabla 8. Parámetros técnicos Modo imagen y Modo Cased Hole

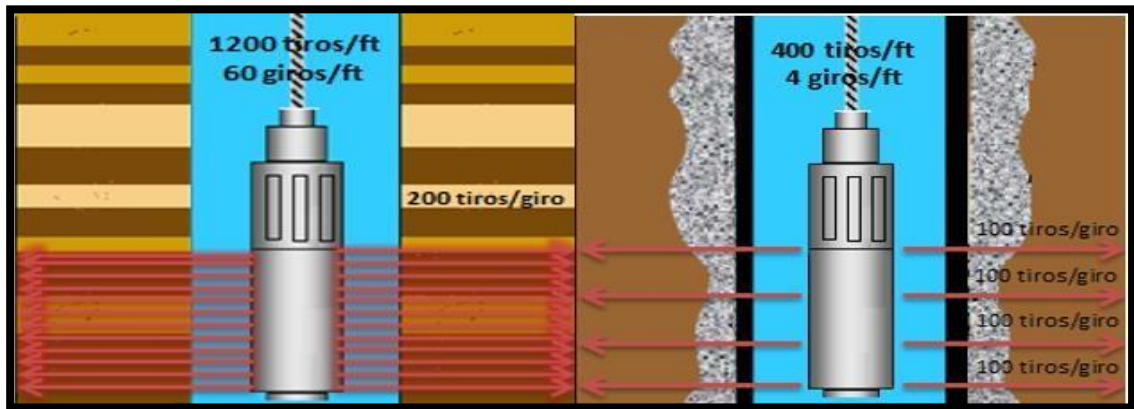
Fuente: HALLIBURTON COMPANY. Información suministrada de campo por ingeniero de registros.

MODO IMAGEN (Evaluación de la superficie interna del revestidor)
Número de muestras por pie: 60 (1 muestra cada 0.0167 pie)
Mediciones por muestra: 200
Puntos de información por pie: 12000
Resolución azimutal: 1.8°
Resolución vertical: 0.2"

MODO CASED HOLE (Inspección del revestidor & Cemento)
Número de muestras por pie: 4 (1 muestra cada 0.25 pie)
Mediciones por muestra: 100
Puntos de información por pie: 400
Resolución azimutal: 3.6°
Resolución vertical: 3"

Figura 20. Tipos de mediciones directas del Escáner Ultrasónico

Fuente: ALZATE V.H ,VASQUEZ A,TOVAR J. “Cast-v™ y fastcast”,
Universidad Surcolombiana,2014



La figura 20 indica que para registros ultrasónicos tipo imagen se necesitan mayores valores de giros por pie con una mayor cantidad de tiros para generar un reporte representativo de la integridad del *casing*.

El escáner ultrasónico opera en modo hueco entubado cuando es necesario conocer el diámetro interior del *casing* y su espesor. Esta Información se correlaciona después con los datos originales de la tubería de revestimiento para así mismo determinar si hay o no variación en la integridad de la tubería.

Los registros ultrasónicos son una herramienta importante porque proveen una distribución radial alrededor del *casing*. El espacio anular entre *casing* y pared del pozo normalmente está lleno de múltiples tipos de sustancias incluyendo cemento, lodo de perforación, agua, gas o una combinación de estos materiales. Las herramientas ultrasónicas determinan el valor de la impedancia de estos materiales y a su vez indican la cantidad de unión de la tubería al cemento. Se ha encontrado también que con el uso de registros ultrasónicos se puede detectar gas después del revestimiento.

8.2.1.6 Principio de operación: La amplitud y la relación de decaimiento de las ondas son directamente proporcionales a la impedancia acústica del material detrás del revestimiento.

La habilidad de un material de transmitir o reflejar energía acústica es una función de su impedancia. Esta impedancia se define como el producto entre la densidad del medio y la velocidad del sonido en ese medio.

Tabla 9. Valores de impedancia según el tipo de material

Material	Z(Mrayl)
Agua fresca	1.50
Gas libre	0.10
Lodo de perforación 12#	2.16
Lodo de perforación 15#	2.70
Lodo de perforación 17#	3.06
Cemento espumado (250 psi) 9#	2.19
Cemento espumado (1000 psi) 9#	2.69
Cemento (500 psi) 13#	3.37
Cemento (2000 psi) 13#	4.42
Cemento (500 psi) 16.5#	4.38
Cemento(2000 psi) 16.5#	5.62

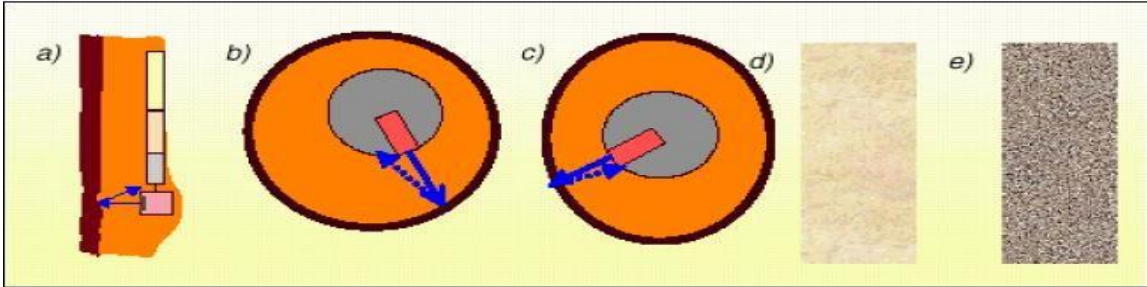
8.2.1.7 Factores que afectan la calidad del registro CAST-V²⁸

- a) Superficie del casing altamente irregular (interna y externa)
- b) Excentricidad de la herramienta
- c) Ovalidad del casing
- d) Lodos con gas
- e) Lodos altamente atenuantes (> 16 lb/gal WBM & 14 lb/gal OBM)
- f) Espesor del casing (< 0.20" o > 0.70")

Figura 21. Factores que afectan la calidad del registro CAST-V

²⁸ ALZATE V.H ,VASQUEZ A,TOVAR J. "Cast-v™ y fastcast",Universidad Surcolombiana,2014.

Fuente: ALZATE V.H ,VASQUEZ A,TOVAR J. "Cast-v™ y fastcast",Universidad Surcolombiana,20



9. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS IMPACTOS DE LAS INTERVENCIONES

La integridad de pozo es un parámetro crucial que al evaluarse establece factores que causan impacto a los elementos que conforman el diseño o completamiento del pozo, identificando peligros potenciales a través de un debido y estricto seguimiento. Para lograrlo, este caso de estudio propone una metodología de análisis desarrollada en cuatro etapas, cuyo objetivo principal es determinar la causa que llevó a la operación a abandonar los pozos por falencias en la integridad. Dichas etapas son las siguientes:

9.1 Etapa 1. Recopilación de información.

Se recopila toda la información histórica de cada pozo del caso de estudio como:

- Datos de producción
- Eventos operacionales
- Estados mecánicos

Información a través de Registros:

- Registros a hueco entubado para evaluación de la calidad del cemento:
Cement Bond Log (CBL), VDL
- Registro a hueco entubado para evaluación de corrosión:
Fast case, Multifinger logs.

Con el objetivo de identificar y evaluar cualitativamente y cuantitativamente las amenazas posibles en las tuberías de revestimiento para realizar una evaluación y diagnóstico inicial de integridad en los pozos

9.2 Etapa 2. Procesamiento y clasificación de la información.

En esta etapa el estudio se enfoca en procesar y clasificar todos los datos de la información recopilada de manera ordenada en hojas de cálculo de Excel.

Previamente en el marco teórico se determinaron los factores que en diferentes operaciones afectan la integridad del pozo.

Para el caso de estudio del campo Chichimene el elemento barrera a analizar es la tubería de revestimiento. Para ello se ponen en contexto los posibles factores de riesgo y se pondera cuáles de ellos aplican para el caso que se está estudiando. Una vez se ha discriminado y hecho el proceso de selección de información representativa, se clasifica la información, de manera que sea más fácil su debida evaluación.

Se considera información relevante cada patrón o historial de eventos que afecte directamente la integridad del elemento barrera en sus propiedades mecánicas, físicas y químicas. También se considera información útil, aquella que proviene de los registros a hueco entubado que evalúan la calidad del cemento, debido a su relación directa con la integridad del pozo.

La información recolectada se procesó de la siguiente manera para entender los impactos de las intervenciones, en conjunto con otros factores que afectan la integridad de los pozos:

- Diseño de Pozo
 - ✓ Gráficas de la estadística del revestimiento
 - ✓ Gráficas con el diseño del pozo: *monobore 7"* o *casing de 9 5/8" y 7"* (tope de cemento)
 - ✓ Representar los elementos barreras
 - ✓ Formaciones (litológico)

- Eventos
 - ✓ Análisis estadístico (tablas con cantidad de eventos y tipos de eventos por pozo)
 - ✓ Cambio en el tiempo en la composición de los fluidos por producción de diferentes formaciones (Tabla con la comparación de los fluidos, Historial de formaciones productoras)
- Registros
 - ✓ Comparación de los registros de cementación e inspección de *casing*, tomados en el tiempo.

9.2.1 Clasificación de la adherencia del cemento: En un proceso de cementación, la calidad del cemento está determinada en la manera en que el cemento se adhiere tanto a la formación como al *casing*.

En tramos de 100 pies de profundidad, se clasifica la calidad del cemento según:

- Adherencia a la formación
- Adherencia a la tubería de revestimiento

Otro parámetro importante es la concentración de cemento, debido a que la existencia de material cementante en el espacio anular, aún sin presentar buena adherencia a las paredes del *casing* o formación, provee resistencia al pandeo o tortuosidad del *casing*.

Evaluación de la adherencia del cemento

Se usan tres rangos de calificación: buena, regular y mala, a los tipos de adherencia previamente clasificados.

Calidad del cemento adherido a la formación: Este parámetro es observable en los registros a hueco entubado, específicamente en el *track* VDL de un registro CBL.

Una buena calificación del cemento adherido a la formación ocurre cuando los arribos de señal en el track VDL son fuertes a la formación, sin presentar distorsión ni dispersión de señales de onda. Cuando ocurre todo lo contrario se da calificación mala, y si los arribos a formación son medianamente fuertes y presentan alguna dispersión, se califica como regular.

Calidad del cemento adherido al *casing* : Para evaluar este tipo de adherencia es necesario recurrir a la información que proporciona el *track* CBL.

Este *track* dibuja la amplitud de onda captada luego de que esta transita desde el transductor hasta la formación.

El CBL mide la amplitud de la onda en milivoltios (mV), donde una medida menor a 10 determina una buena adherencia de cemento al *casing*. Entre 10 y 20 mV la calidad de adherencia es regular, y cuando la onda es mayor a 20 mV, su calificación es mala. Para que la información del CBL sea representativa se debe correlacionar con el *track* del VDL, en el cual no deben evidenciarse arribos fuertes de señal al *casing*.

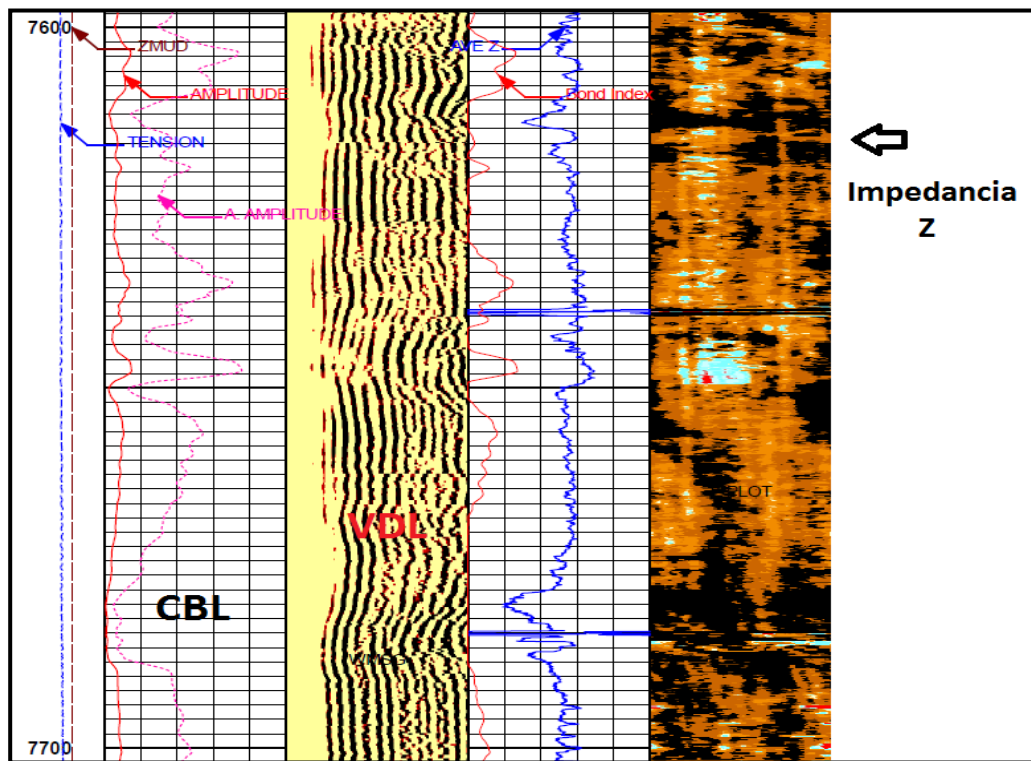
Concentración del cemento: La concentración del cemento se lee en el *track* de impedancia Z, su unidad de medida es Mrayls

Según la densidad del componente presente en el espacio anular, se genera la imagen. Se da buena calificación cuando la concentración es uniforme y no existen espacios o baches claros.

Figura 22. Formato clasificación de la calidad del cemento

TRAMOS DE PROFUNDIDAD (FT)	ADHERENCIA CEMENTO A CASING	ADHERENCIA CEMENTO FORMACIÓN	CONCENTRACION DEL CEMENTO
3500-3600	M	B	B
3600-3700	M	B	B
3700-3800	M	B	R
3800-3900	M	B	B
3900-4000	M	B	B
4000-4100	M	B	B
4100-4200	M	B-	R
4200-4300	M	B	R
4300-4400	M	B	R

Figura 23. Registro para evaluación de Cemento (CBL-VDL)



9.2.2 Clasificación de las propiedades de la tubería y cementación: El desgaste en la tubería de revestimiento es un parámetro clave para tener en cuenta, ya que con él se pueden correlacionar los eventos que tienen lugar a determinada profundidad de operación.

En el caso estudio Chichimene para identificar los daños en la tubería de revestimiento se utilizan los Registros de Inspección de Casing, el *FastCase*, Multifinger y 3D.

El registro *FastCase* se encarga de suministrar toda la información respecto a daños localizados causados por la corrosión, por medio de la variación de espesores y radios de tubería.

Clasificación del desgaste de la tubería

Desgaste Interno: Es el daño que sufre la tubería de revestimiento debido a operaciones y eventos que tienen lugar dentro de la tubería a determinada profundidad. Los patrones de eventos que desgastan el diámetro interno son:

Localización del sistema de levantamiento Artificial, cañoneos, actividades de pesca, molienda y calibración. Cada una de estas operaciones causa daño sensible a la integridad de la tubería de revestimiento a través de los años. Otro factor de suma importancia, pero que no hace parte de los patrones de eventos, son los fluidos de producción, quienes en función de su composición química pueden acarrear la reducción del espesor nominal de la tubería de revestimiento.

Desgaste Externo: Es el daño que sufre la tubería de revestimiento debido a los fluidos de formación, los cuales presentan agentes corrosivos que debilitan las propiedades físico-mecánicas de la tubería.

El daño que sufre la tubería de revestimiento está relacionado directamente con la calidad de la cementación. Una mala calidad en la cementación implica exponer la tubería externamente a los fluidos corrosivos de la formación.

Esta interacción modifica los patrones de diseño de la tubería, llevando al tubo a ser menos resistente a esfuerzos de tensión y compresión, incrementando la probabilidad de que la tubería de revestimiento sufra ovalización o en su defecto colapso.

Ovalización: Es un factor de falla tenido en cuenta porque representa la deformación característica de las paredes de la tubería debido al desgaste irregular de la superficie interior que, después de un largo período de funcionamiento, adquiere una forma oval en vez de la circular.

Además, el presente trabajo busca correlacionar el efecto de la mala cementación en la ovalización del elemento barrera.

Como lo indica la figura 24, a cada junta de tubería del pozo se le asignaron los porcentajes de daño interno, externo, ovalización, y amplitud del CBL en forma máxima y promedio. Cada uno de los datos fue extraído de los reportes de inspección de los registros tomados en el tiempo.

Figura 24. Formato de clasificación propiedades de la tubería y cementación

NUMERO DE JUNTAS	TOP(FT)	INTERNO (%)	EXTERNO(%)	OVALIZ(%)	CBL MAX	CBL PROM
1	1650.00	10.13	0.00	1.00	0.00	0.00
2	1664.02	9.65	12.08	0.20	53.95	17.55
3	1702.07	9.81	0.00	2.00	45.08	28.60
4	1739.89	9.47	0.00	1.50	31.83	19.67
5	1778.05	11.41	0.00	0.90	42.01	22.00
6	1815.69	10.73	0.00	0.10	33.04	18.75
7	1853.95	12.03	5.83	1.90	33.63	19.37
8	1891.55	9.54	0.00	0.70	33.50	15.52
9	1929.14	18.92	9.96	0.70	24.58	11.90
10	1966.57	19.36	0.00	3.40	33.56	22.96
11	2004.64	15.22	0.00	0.50	17.99	10.66
12	2040.52	15.21	0.00	2.80	30.71	16.52
13	2078.12	16.56	0.00	1.10	31.31	21.78
14	2116.49	12.77	0.00	0.40	37.25	13.99
15	2154.29	12.52	0.00	1.60	43.61	27.61
16	2189.62	13.63	16.85	0.60	34.21	19.50
17	2227.20	10.92	0.00	1.20	31.83	20.90
18	2264.27	12.45	2.22	0.70	33.23	13.90
19	2302.62	14.84	0.00	1.90	28.61	15.15
20	2340.50	17.33	27.85	1.40	36.77	19.92

9.2.3 Clasificación de patrones de eventos: Tomando la información disponible de los historiales de producción y eventos operacionales suministrados por Ecopetrol, se procede a realizar una tabla de clasificación que contienen patrones identificados en cada uno de los pozos estudiados, tales como:

- **Cb- esp - bm:** Cambio o mantenimiento del Sistema de bombeo electrosumergible o mecánico en el transcurso de la vida útil de pozo.
- **Pesca:** Evento operacional que se enfoca a la recuperación de accesorios de herramientas en el fondo de pozo.
- **Empaques:** Actividad de instalación o desinstalación de los diferentes tipos de empaques en el fondo de pozo.
- **Calibración:** Actividad de limpieza y verificación de *drift* de la tubería de revestimiento.
- **Cañoneo:** Es el proceso por el cual se crean orificios en el revestidor mediante disparos que pasan a través de la capa del cemento y se extienden dentro de la formación para establecer una comunicación efectiva entre la zona productora y el pozo

Figura 25. Formato de clasificación de patrones de Eventos

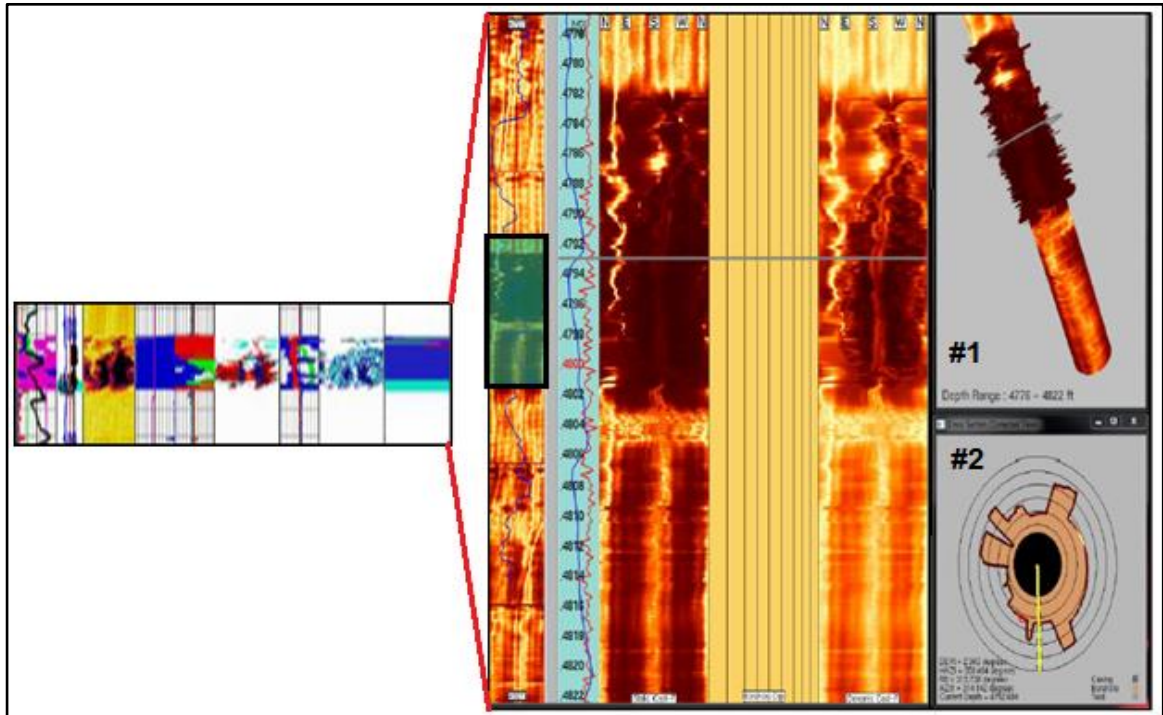
TRAMOS DE PROFUNDIDAD (FT)	CB-ESP O BM	PESCA	EMPAQUES	CALIBRACIÓN	CAÑONEO
3500-3600					
3600-3700					
3700-3800	-3825)-IN3783-				
3800-3900	450. 2011; L(37				
3900-4000				BARRA BROCA 1	
4000-4100	BM PUMP 4012A	DE BM PUMP	FHL 1 Y 2	RASPADOR	
4100-4200					
4200-4300					
4300-4400					
4400-4500	BM PUMP				
4500-4600	4 BM PUMP. 2				
4600-4700					
4700-4800	BM PUMP				
4800-4900	BM PUMP 4818	DESCANTE DEL			
4900-5000					
5000-5100					
5100-5200					
5200-5300					
5300-5400	007 Y 2008 BM				
5400-5500					
5500-5600					
5600-5700					
5700-5800					
5800-5900	-5945)-IN5837-				
5900-6000	302-5973)-IN5-				
6000-6100					
6100-6200	BM PUMP				

9.3 Etapa 3. Interpretación de la información

Se realizó un análisis estadístico de intervenciones y eventos de falla en función de los registros de cada pozo. Estos registros realizan un control de calidad y muestran la ovalización del pozo, el número de tiros perdidos, el *gamma ray* y la excentricidad de la herramienta que normalmente debe estar por debajo de 0,15 para el revestimiento de 7".

Figura 26. Registro de inspección de casing, imágenes 2D y 3D.

Fuente: HALLIBURTON COMPANY.



En la figura 26 se observan las imágenes 2D y 3D que confirman la existencia de daño en una sección de *casing*. Esto se evidencia en el sector sombreado que muestra la imagen de amplitud, donde los colores oscuros son típicos de daño en el *casing*. La sección transversal evidencia la presencia de un orificio debido a la pérdida del tiempo de tránsito de la herramienta de registro.

De esta manera los registros indican puntualmente los tramos de tubería de revestimiento que están afectados, mas no la causa de su afectación. Entonces es necesario el análisis estadístico de los patrones de eventos que se propone en la figura 27, tabla de clasificación que de manera sencilla sintetiza cada uno de los

eventos que ocurren a lo largo de la vida útil del pozo, permitiendo de esta manera entender estadísticamente la actividad de operaciones de ingeniería realizada en cada pozo.

Figura 27. Tabla de clasificación estadística de patrones de Eventos

Pozo Chichimene B		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	21	0
Actividades de PESCA	1	0
Calibración	0	1
Empaques		2
Cañoneo	0	2
total eventos	22	5
% eventos	81%	19%

De igual manera se desarrolló la clasificación del grado de tubería de revestimiento intermedio y *liner*, como se muestra en la figura 28.

Figura 28. Clasificación de tubería de Revestimiento intermedia y Liner

CSG INTERMEDIO	POZOS	%
N/A	6	42.9
9 5/8", 43,5 LBS, N80, S95	2	14.3
9 5/8", 47 LBS, P110	2	14.3
9 5/8", 53,5 LBS, P110	0	0.0
9 5/8", 53,5 LBS, TN-95HS	4	28.6
TOTAL	14	100
CSG/LINER	POZOS	%
7" 23 LBS N-80	6	42.9
7" 26 LBS N-80	1	7.1
7" 29 LBS P110	3	21.4
7" 26 LBS TN-95HS	3	21.4
7" 32 LBS L-80	1	7.1
TOTAL	14	100

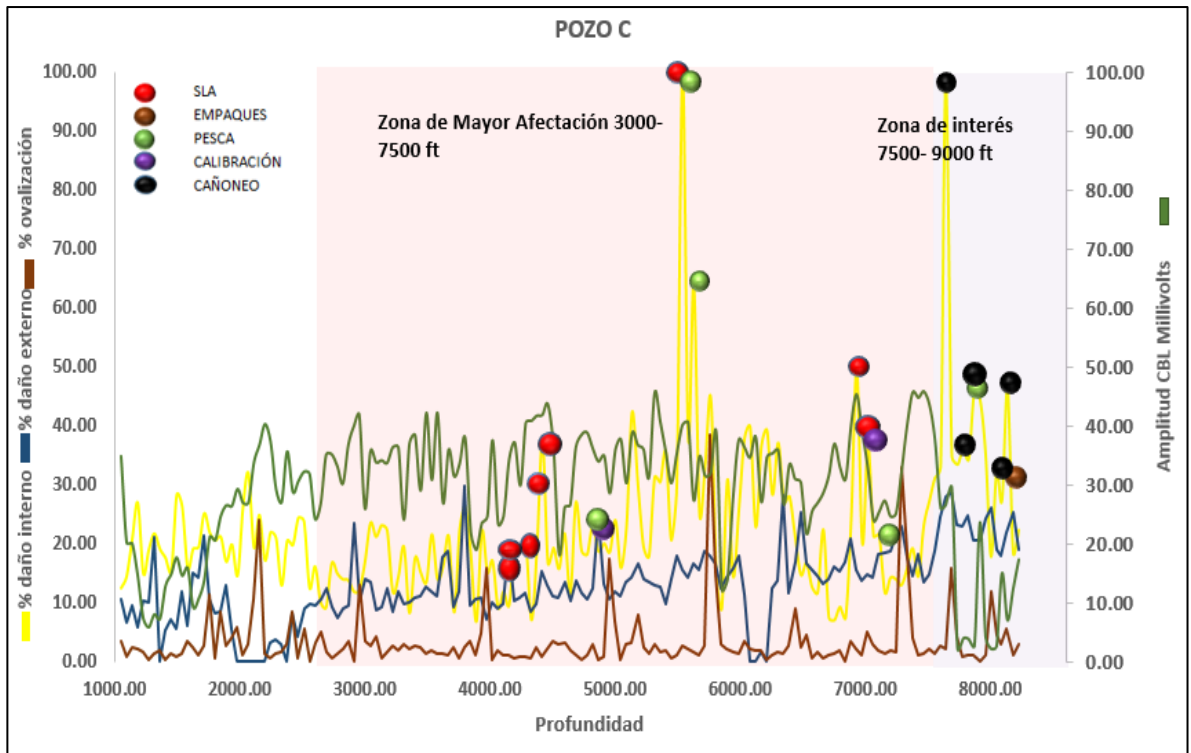
La siguiente fase de interpretación es a través de gráficas que permiten la comparación de todos los parámetros relevantes de la integridad de los pozos y que permiten determinar el mecanismo de falla del revestimiento.

El modelo de gráfica que se propone involucra y correlaciona los patrones de eventos con las propiedades de la tubería y cementación, a través de un método de densidad de puntos.

Como lo indica la figura 29 cada uno de los patrones de eventos se definen como círculos de diferentes colores, rojo para los sistemas de levantamiento Artificial, marrón para empaques, verde para la pesca, morado para actividades de calibración y negro para el cañoneo. Cada uno de los puntos se sitúa a la profundidad que se realizó la operación y sobre la línea amarilla que indica el daño interno de la tubería de revestimiento.

El eje izquierdo indica los porcentajes de daño interno y externo, así como el porcentaje de ovalización. El eje secundario o derecho indica los valores que corresponden a la lectura de amplitud del CBL. Igualmente se usan diferentes colores de fondo para representar la zona de mayor afectación y la zona de interés.

Figura 29. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del revestimiento y de la cementación.



9.4 Etapa 4. Observaciones y conclusiones.

Con base en la evaluación e interpretación y los resultados del análisis de riesgo, se generan recomendaciones de medidas preventivas o estrategias para mejorar el sistema de gestión de integridad de los pozos del caso de estudio Chichimene.

10. RESULTADOS

La integridad de pozo es un tema complejo y aun así poco desarrollado dentro de los procesos de diseño, monitoreo y evaluación. Se debe comprender que la gestión de integridad no implica solo realizar una inspección estándar, ni tampoco una recolección estadística o una evaluación esporádica de los riesgos potenciales. Se trata en cambio de integrar diferentes filosofías, metodologías, tecnologías y estrategias para garantizar la confiabilidad, la rentabilidad y el desempeño seguro durante el ciclo de vida de los pozos.

Cuando un componente cesa de realizar una o más de sus funciones antes del fin de su vida útil, se dice que ha fallado. El entender la causa de falla y usar esta información para mejorar la confiabilidad de dicho componente hace parte de una estrategia preventiva de futuros eventos.

En este caso de estudio se observó que los pozos inactivos tenían fallas en el revestimiento y algunos activos presentaban desgastes que ponían en riesgo la integridad de los pozos, por lo cual este estudio se enfoca en el modo de falla del revestimiento para determinar la causa raíz y proponer medidas preventivas para evitar la falla y prolongar su vida útil.

Al aplicar la metodología de las etapas 1 y 2, La información fue procesada de la siguiente manera para entender los impactos de las intervenciones, en conjunto con otros factores que afectan la integridad de los pozos:

- Diseño del pozo: se realizó el análisis del tipo de revestimiento, de las formaciones geológicas y del estado del cemento.
- Intervenciones de pozos: se clasificaron por tipo de intervención y se analizaron por secciones a las profundidades de 0 a 3000 ft, de 3001 a 7500 ft y de 7501 a 9000 ft.
- Cambios en el tiempo de la composición de los fluidos por producción de

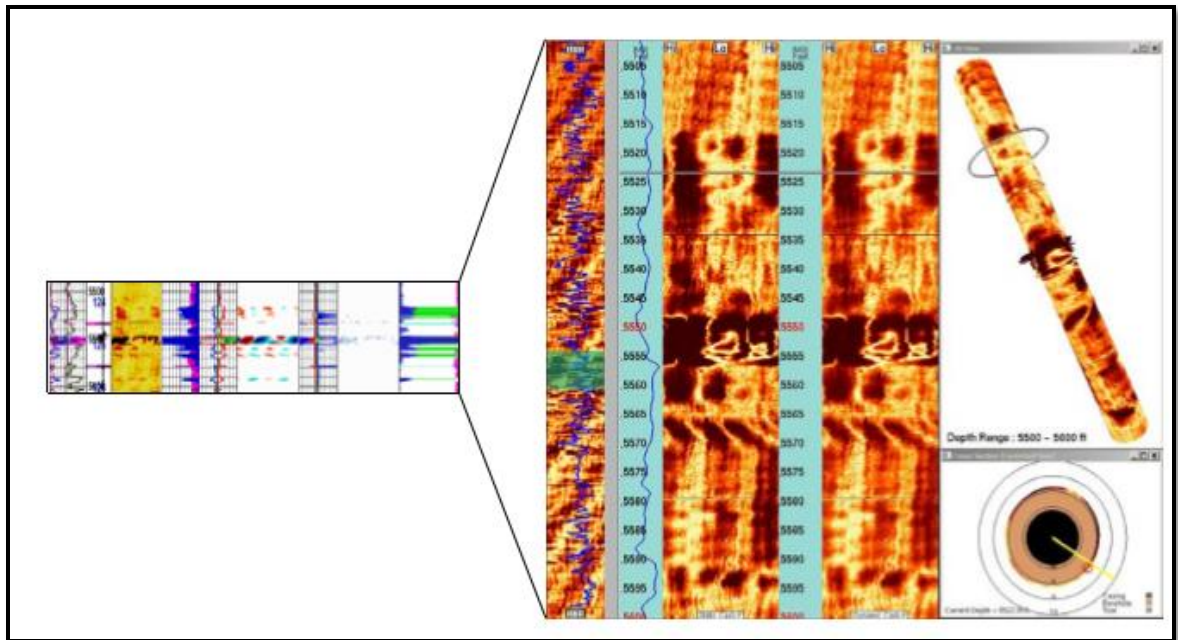
diferentes formaciones.

- Comparación de los registros de cementación e inspección de *casing*, tomados en el tiempo.

Del análisis se identificó que:

El modo de falla del revestimiento consiste en desgastes localizados, como lo muestra la interpretación de los registros de inspección de *casing*.

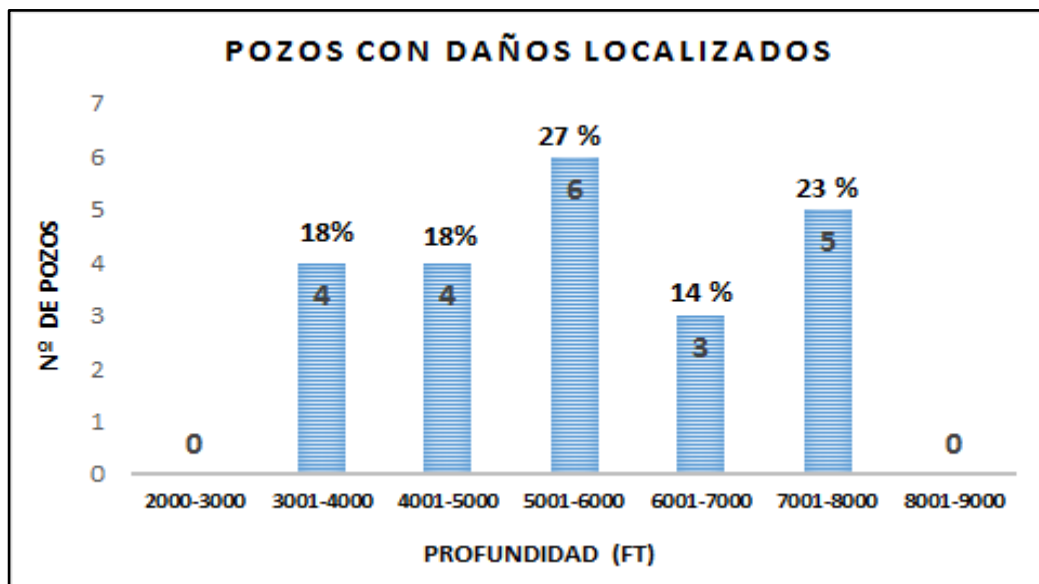
Figura 30. Registro de Inspección de *casing* Chichimene C



La causa inmediata fue el daño en el elemento barrera (revestimiento), del cual el 100% de los daños son localizados y se ubican a profundidades de 3000 a 7500 pies. Con respecto a la zona de interés, el desgaste solo está referenciado al generado en los intervalos cañoneados y no es tenido en cuenta en esta gráfica. La figura 31 muestra un análisis detallado de cada 1000 pies, para evidenciar las secciones más impactadas.

La Etapa 3 tenía por objetivo plantear esquemas de comparación que permitieran hallar la causa raíz, involucrando todos los parámetros relevantes de la integridad de los pozos. Con esta información se establecieron dos tipos de causa, las cuales son el diseño del enfocado en el análisis de elementos barrera y la deformación del revestimiento causada por los fluidos o por las operaciones durante las intervenciones. Lo anterior se explica en detalle a continuación:

Figura 31. Secciones del revestimiento con mayor cantidad de orificios.

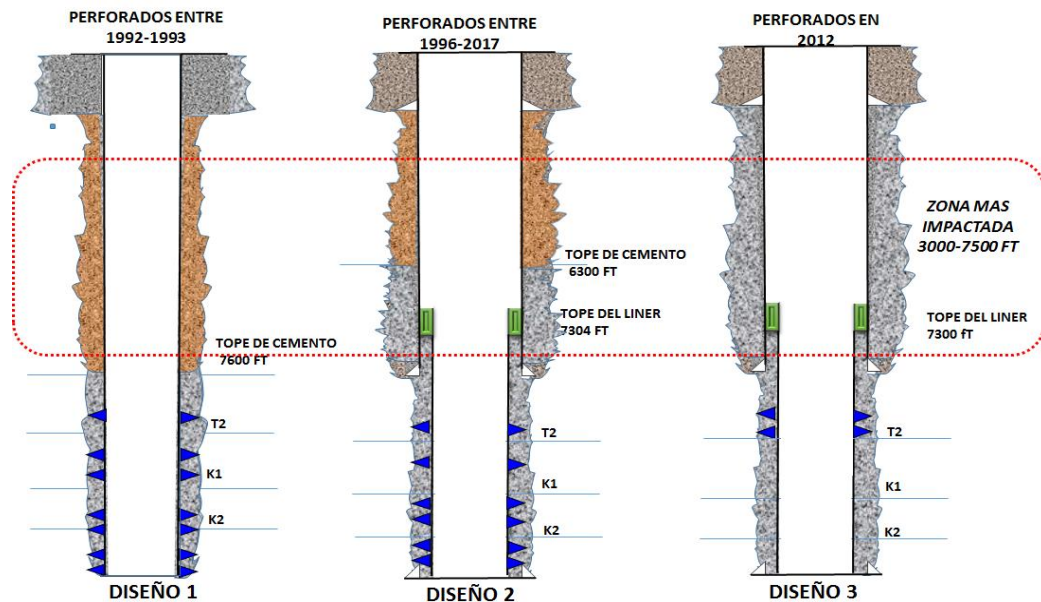


10.1 Diseño de pozo

Un punto de partida importante es el análisis del diseño de los pozos, ya que normalmente los parámetros que predominan en la planeación del diseño son los requerimientos de la perforación para la estabilidad del pozo. Sin embargo, es necesario pensar a largo plazo, visualizando las condiciones futuras a las cuales estaría expuesto para establecer los elementos barrera que conservarán o prolongarán la vida útil del pozo.

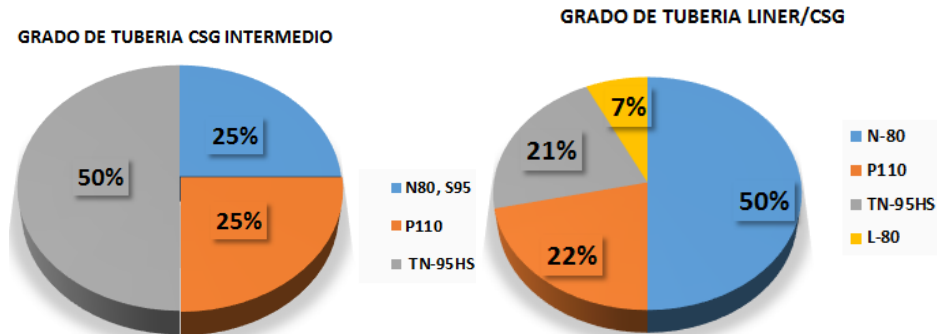
En el campo Chichimene el primer tipo de diseño consistió en pozos *monobore* de 7". Posteriormente se cambia el diseño a pozos con revestimiento de 9 5/8" y *liner* de 7" con mejores grados de tubería de mayor resistencia. Con respecto a la cementación, la mayoría de los pozos con presencia de desgaste localizado y aporte de fluidos (agua y arena) diferentes a los aportados por las zonas productoras, presentaban ausencia o muy baja calidad del cemento. Situación contraria se presentó en las zonas donde existía cemento, las cuales a pesar de presentar desgastes severos del revestimiento mantenían la integridad, ejerciendo su función de elemento barrera. Se puede observar que el diseño de los pozos en algunas secciones no cuenta con dos elementos barrera, y son estas zonas donde se concentran el mayor número de operaciones durante una intervención.

Figura 32. Diseño de pozos del campo



La figura 32 muestra la evolución del diseño de los pozos en el campo. Sin embargo, el diseño 3 fue aplicado únicamente a los pozos del piloto de inyección de aire, y el diseño 2 es el diseño actual de los pozos del campo y el cual sigue siendo implementado en los pozos nuevos.

Figura 33. Tipo de Revestimiento



Con respecto al revestimiento en general, los más utilizados son el N-80 y el P-110. Una importante observación es que en los pozos donde fallaron los revestimientos, todos tenían grado de tubería N-80. En consecuencia, considerando los pozos existentes, es recomendable utilizar revestimiento P-110, ya que ha tenido mejor desempeño, y que según los análisis de cargas mecánicas de tubería resisten mayores presiones de estallido y colapso.

10.2 Deformación del Revestimiento causada por fluidos

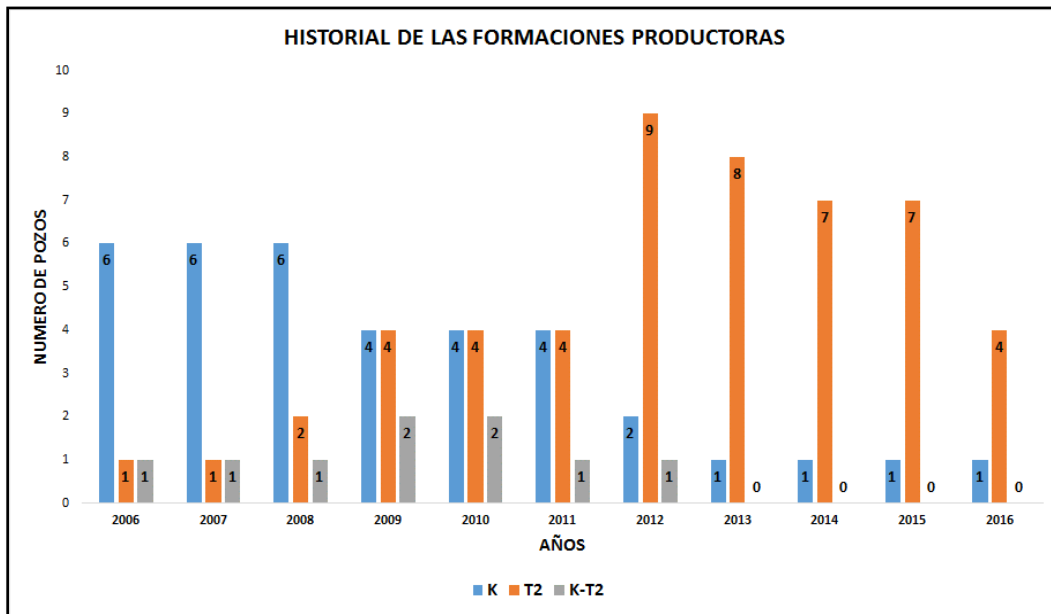
La deformación del revestimiento es determinada en este caso de estudio a través de los registros, con los cuales es posible obtener un diagnóstico de los pozos, en los que se cuantifica la ovalización y el desgaste de la tubería. Con esta información se calculan nuevamente las presiones de estallido y colapso a las condiciones actuales del revestimiento para establecer sus nuevos límites.

Para entender la causa del desgaste externo, debe recordarse que este es provocado por el contacto directo con las formaciones en las cuales no existe presencia de cemento. Con respecto al desgaste interno, este puede ser causado por varios factores, como los fluidos producidos, y en el caso de Chichimene la

composición cambió a medida que entraron a producción otras formaciones, como lo muestra la Figura 34. Desde el 2006 inició la extracción del yacimiento San Fernando T2, el cual tiene propiedades de un crudo extra pesado de 8.7° API, BSW menores de 10%, producción de agua incrustante y producción de Gas con contenido de CO₂ que oscila entre 12 y 40% en algunos sectores del campo. Por el contrario, los yacimientos K1 y K2, desarrollados en su mayoría antes del 2006, tienen gravedad API entre 20° y 25°, altos cortes de agua (mayores al 90%), con baja cantidad de cloruros y sin producción de gas.

Esta variación de las propiedades de los fluidos ha generado la necesidad de inyectar inhibidor de incrustaciones a la altura de la bomba electrosumergible. Al tiempo, estos equipos generan elevadas temperaturas durante la operación, alcanzando los 350 °F. En consecuencia, la confluencia de estas condiciones (alta temperatura, incrustaciones y producción de CO₂), está acelerando los procesos de desgaste de las paredes del revestimiento. En campo ya se cuenta con programas de monitoreo, medición y control de la corrosión con inhibidores en fondo y superficie.

Figura 34. Histórico de las formaciones productoras del Sector analizado



10.3

Deformación del revestimiento causada por las operaciones realizadas durante las Intervenciones a pozos

Las herramientas de pesca y molienda, por sus diámetros y por su principio de operación, el cual involucra contacto metal-metal, generan daños localizados. Similarmente, los componentes de los sistemas de levantamiento artificial, al estar suspendidos en el mismo punto por largos períodos de tiempo, y al combinarse factores como velocidades de erosión por la entrada de fluidos, altas temperaturas e inyección de químicos para reducir la precipitación de *scale*, llevan al revestimiento a sufrir desgastes localizados, cuyos impactos terminan siendo críticos para la integridad del pozo.

Para la realización de este análisis se graficaron los valores de los porcentajes de desgaste interno y externo, la ovalización y un parámetro de la calidad del cemento (CBL) obtenido de los registros y correlacionado con la profundidad de asentamiento

de los sistemas de levantamiento artificial y de empaques. También se ubicaron en el diagrama las operaciones de pesca y molienda, calibración y cañoneo, como los eventos más relevantes de las intervenciones.

Este estudio pudo establecer que los desgastes localizados presentaban correlación con los eventos mencionados, llevando a concluir una relación de causalidad entre las intervenciones realizadas y el daño mecánico. Para explicar mejor este punto, se seleccionaron dos pozos representativos del primer diseño tipo, un pozo para el segundo, y dos pozos para el tercer tipo de diseño, con el fin de mostrar los impactos causados por las intervenciones.

La gráfica fue dividida por sectores con el fin de mostrar las zonas más impactadas por las intervenciones y tener una clara diferenciación con la zona de interés que presenta desgaste asociado a los intervalos cañoneados, como es de esperarse generalmente.

10.3.1 Diseño 1: El diseño 1 es un pozo con revestimiento de 7" hasta superficie. La figura 7 muestra que la sección más afectada es la de 3000 a 7500 ft, en la cual la calidad del cemento es mala. El pozo reporta un daño severo en el revestimiento a 5547 ft, lo cual puede ser correlacionado con el cambio de fluidos en la corriente de producción con aporte de agua de baja temperatura y arena a través de la bomba electrosumergible. Durante la intervención se tomó registro ultrasónico con el cual fue posible localizar dicho daño. Este fue reparado con empaques, reduciendo el diámetro del pozo y limitando la profundidad requerida para alcanzar el nivel de sumergencia mínimo de la bomba, comprometiendo totalmente la producción del pozo. En general, la operación de la bomba y las intervenciones con herramientas de pesca y molienda son las que generan mayor desgaste interno de la tubería de revestimiento. Estos pozos debieron ser sometidos a un abandono más riguroso, como fue publicado en el artículo SPE-182506-MS: "*Safe and Dependable Abandonment of Assets in a Thermal Recovery Field*" debido a que su estado ponía

en riesgo los proyectos de recobro mejorado a implementarse en el sector del campo.

Figura 36. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo Diseño

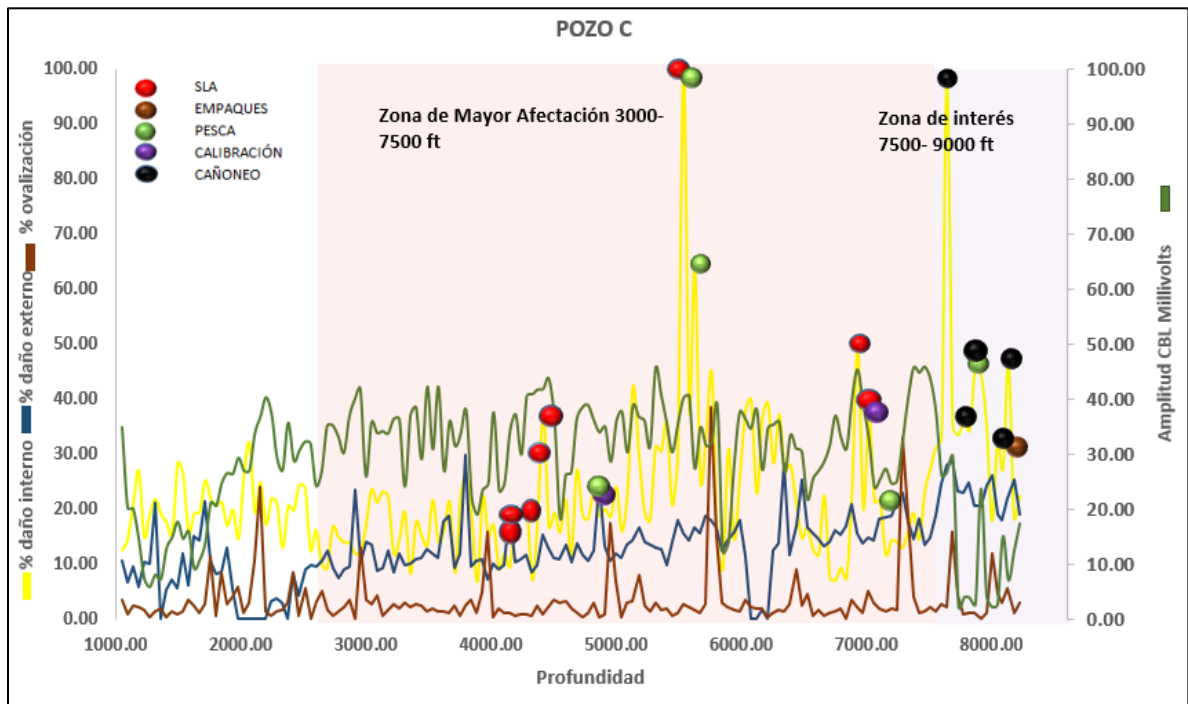
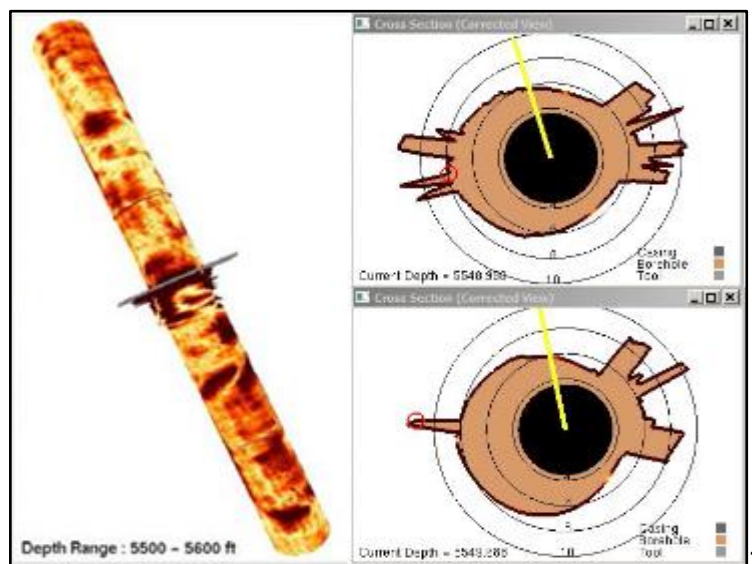
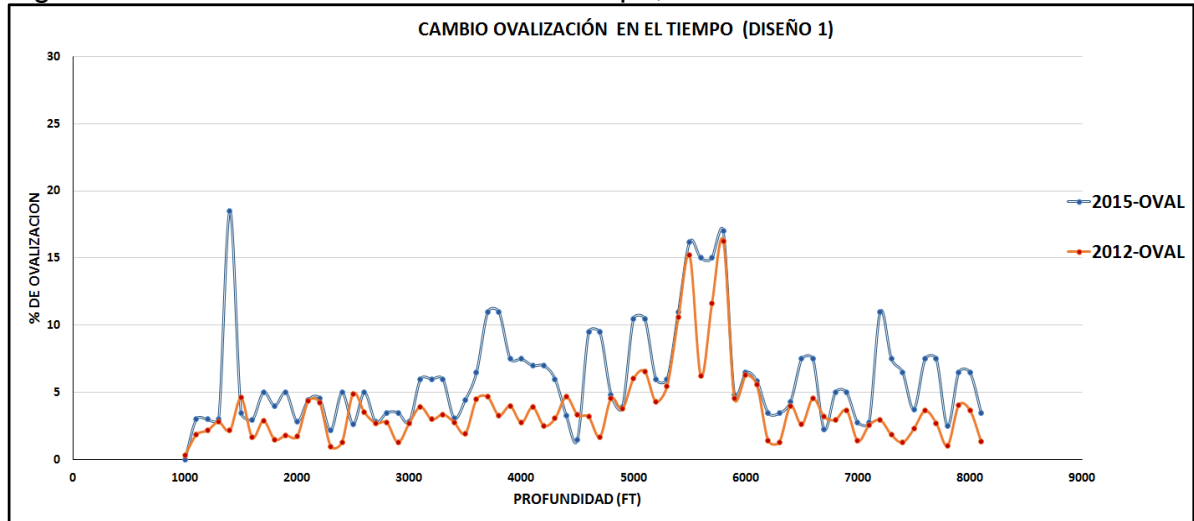


Figura 35. Imágenes 2D y 3D. Intervalo 5500-5600 ft.



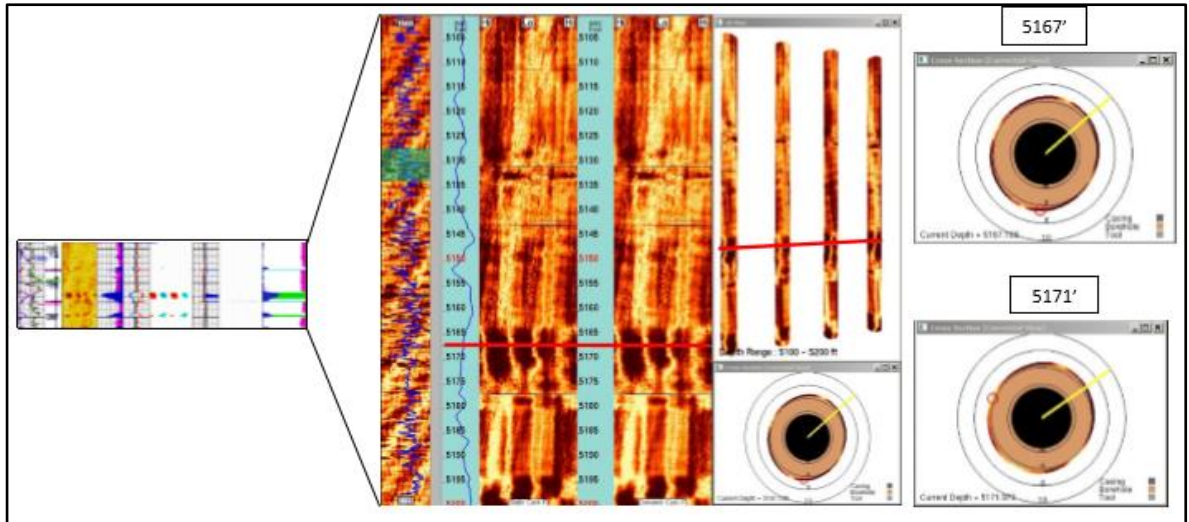
En la figura 36 se puede observar que hay presencia de orificios en el *casing* aproximadamente entre 5547 y 5555 ft. Se ve claramente cómo debido a la pérdida total de las paredes del *casing* se muestran los orificios presentes. Adicionalmente, en la imagen 3D el daño se hace evidente, reflejándose también en la coloración de los mapas de amplitud.

Figura 37. Cambio de ovalización en el tiempo, diseño 1



Un criterio relevante de la integridad es la ovalización del revestimiento, la cual cambia el *drift* del pozo y limita la corrida de equipos y herramientas. A través de los registros se puede calcular esta propiedad del revestimiento. En el caso del diseño 1, donde la cementación es de mala calidad, esta propiedad varía de una junta a otra, ocasionando alta tortuosidad en el pozo, y en cada corrida de los diferentes BHA la va desgastando aún más debido a la deformación. En la figura 37 se muestra cómo cambia la ovalización en el tiempo según los registros. En este caso por ejemplo al intentar bajar a calibrar con un diámetro 6 1/16", no hay paso más allá de 5000 pies; posteriormente se baja a calibrar con diámetro de 6", logrando llegar hasta 8200 pies. Según tabla 38, el *drift* de este tipo de revestimiento N-80, 23 lb/ft es 6.241", con lo cual se evidencia que esta deformación es una característica importante a tener en cuenta, ya que limita el *drift* y podría generar pegas de los equipos y herramientas a correr en el pozo, en especial en zonas donde la calidad del cemento es muy baja.

Figura 38 Imagen 2D y 3D. Intervalo 5100´-5195´.



Pozo Explicativo # 2 con tipo de Diseño 1

Este pozo corresponde al mismo diseño del pozo anterior, de tipo *monobore* con revestimiento de 7" hasta superficie.

Los registros de evaluación de cemento, indican mala cementación y poca concentración de cemento en la zona de mayor afectación, que va desde 3000 hasta 7500 ft. La figura 39 indica la correlación que existe entre la ovalización de la tubería, la amplitud del CBL y el daño interno. Este pozo tiene orificios en 7040´ y 5600´, lo cual puede ser explicado porque el elemento barrera tubería de revestimiento estaba expuesto a los fluidos de formación y a efectos mayores de tortuosidad debido a la inexistencia de un buen sello como el cemento. En 7030´ donde se realizaron actividades de abandono debido a orificios, estuvo localizada la bomba electrosumergible en los años 2006 - 2009 y 2011 - 2015.

Figura 39. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 2, Diseño 1

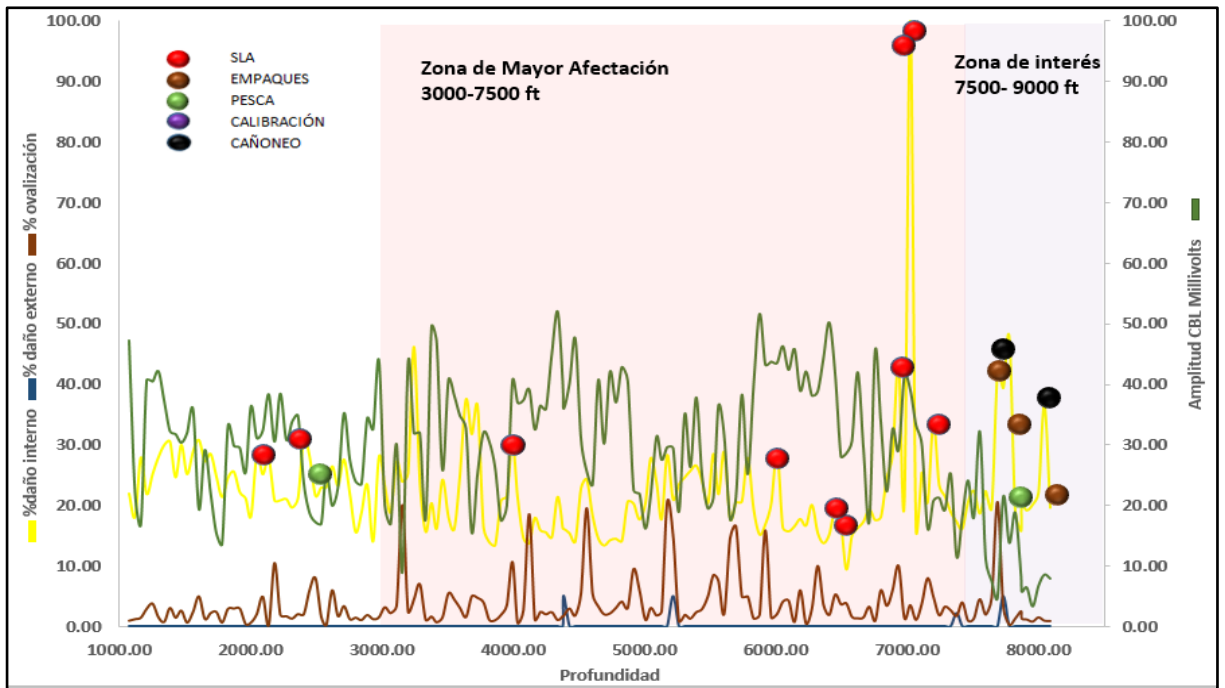
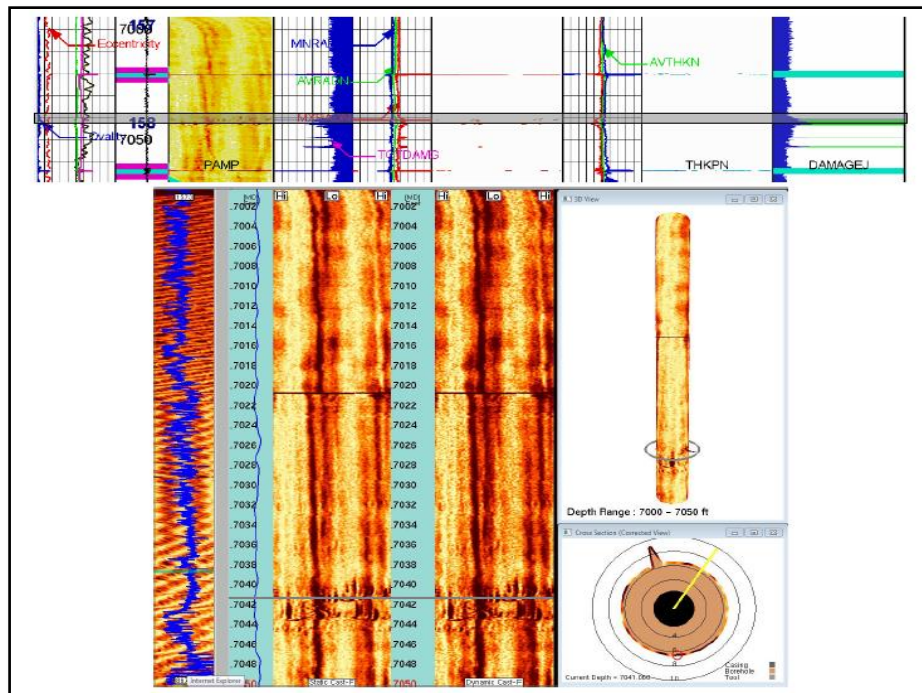


Figura 40. Imágenes 2D y 3D. Intervalo 7000' - 7050'

Fuente: Halliburton "Reporte de Inspección"



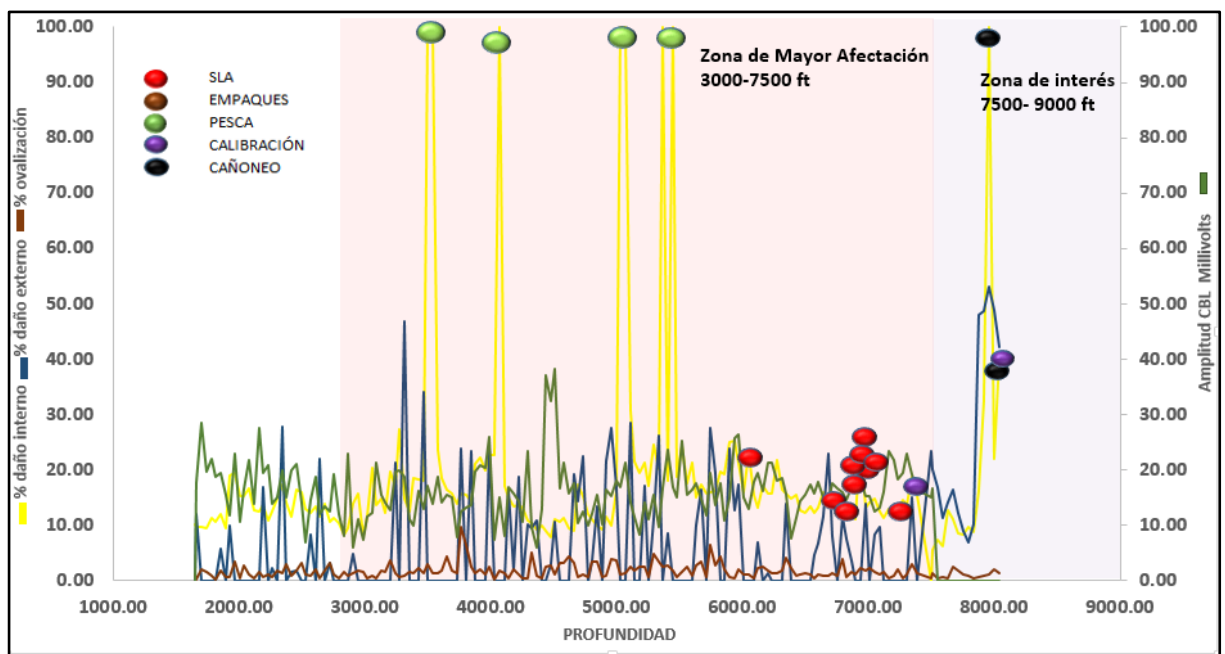
En la figura 40, en la parte inferior derecha, el registro de inspección de casing 2D muestra la variación de la ovalización, debido a los orificios presente a 7040'

10.3.2 Diseño 2: El Diseño 2 consiste en pozos con revestimiento intermedio de 9 5/8" y *liner* de 7", en el cual la cementación del revestimiento intermedio es solo 1000 pies por encima del tope del *liner*. La figura 41 muestra que la sección más afectada es de 3000 a 7500 ft, en la cual la calidad del cemento es mala. Este pozo falló entre 3822 ft y 3840, lo cual puede explicarse por el aporte de agua de baja temperatura y arena a través de la bomba electrosumergible. Posterior a esto se tomó registro ultrasónico donde se encontró dicho orificio y otros daños severos. Esto implicó la inactividad del pozo hasta su posterior abandono. En este pozo también se evidencia que la posición de la bomba y las operaciones con herramientas de pesca y molienda son las que generan mayor desgaste interno de la tubería de revestimiento, y son tantos los puntos de desgaste que su reparación es costosa y al final limita al pozo en diámetro.

Figura 41. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo diseño 2

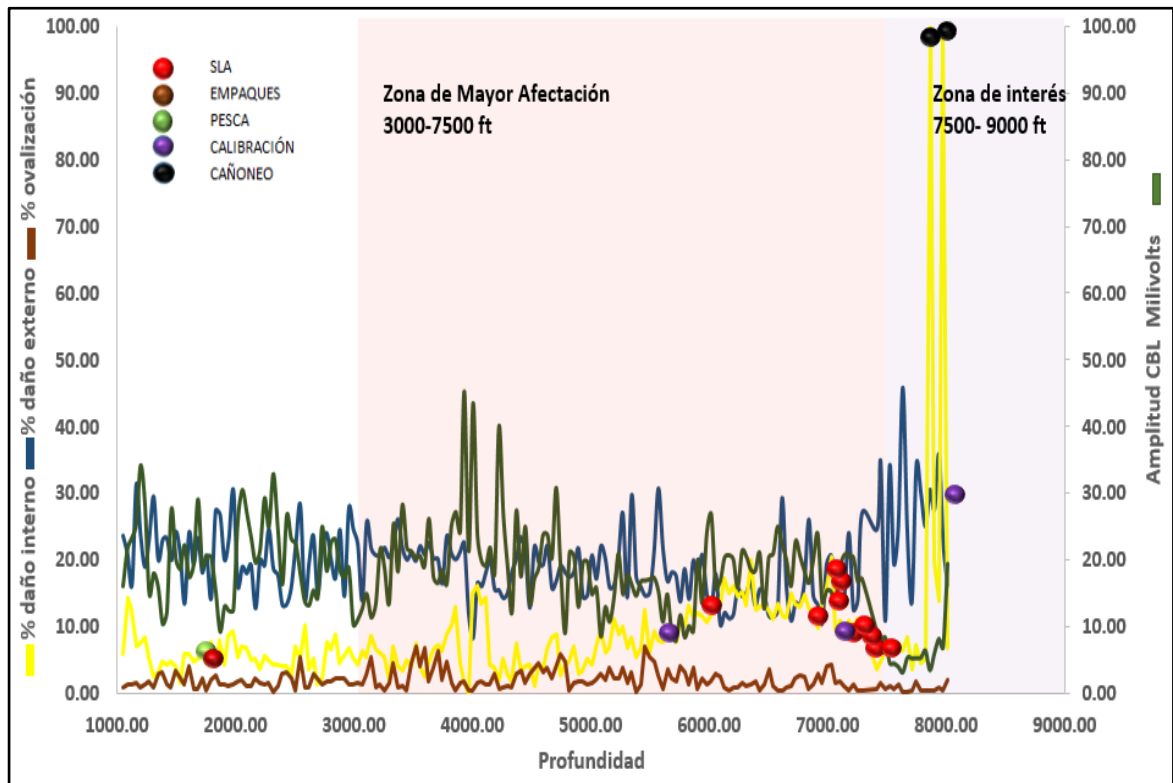
10.3.3 Diseño 3: El diseño 3 consiste en pozos con revestimiento intermedio de 9 5/8" y liner de 7", en los cuales la cementación del revestimiento intermedio es hasta superficie. La figura 43 muestra que la sección más afectada es la de 3000 a 7500 ft, y en la cual la calidad del cemento es buena. En este caso, los daños observados fueron generados por las operaciones de pesca durante la perforación, por problemas durante la cementación del liner de 7", que generó puntos de desgaste a 3499 ft, 4066 ft, 5069 ft y 5368 ft. Sin embargo, como la calidad de la cementación del pozo es buena, no hubo ningún aporte de fluidos diferentes a los de producción normal del pozo. En este caso se observa que las operaciones de pesca generaron desgastes localizados.

Figura 43. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 1 diseño 3



.El pozo explicativo # 2 con el mismo diseño 3, con revestimiento intermedio de 9 5/8" y *liner* de 7", en el cual la cementación del revestimiento intermedio es hasta superficie, demuestra que en el intervalo 3000 a 7500 ft se concentra la mayor cantidad de patrones de eventos, pero a diferencia de los diseños 1 y 2, su afectación o pérdida de integridad es relativamente baja, y es que los pozos que corresponden al diseño 3 presentan una buena calidad en la adherencia del cemento tanto al *casing* como a la formación. Estos pozos del diseño 3 explican muy bien la filosofía y principio del doble elemento barrera, las ventajas que brinda y el sello que proporciona para mantener la integridad del pozo. Los únicos daños sensibles que sufre la tubería de revestimiento se encuentran en la zona de interés obviamente, por actividades de cañoneo. Este pozo se encuentra activo, no ha sido abandonado.

Figura 44. Gráfica de correlación de eventos con las propiedades del Revestimiento y de la cementación. Caso de pozo 2 diseño 3



11. CONCLUSIONES

Se identifica que la probabilidad de daños localizados en el revestimiento está directamente ligado a las intervenciones, correlacionado con la ubicación del BHA en cada una de estas, y por tanto sería el mecanismo de daño principal.

Se evidencia que las secciones con mayor afectación coinciden con la mala calidad del cemento y mayor concentración de eventos, que finalmente conlleva a la pérdida de integridad del pozo, reduciendo así su vida útil.

En vista de que la mayoría de eventos se concentran en las secciones que normalmente por diseño solo contemplan un elemento barrera (revestimiento), se sugiere que se adopte en todos los pozos el principio de integridad de doble barrera en el cual la segunda barrera sería el cemento.

Este caso de estudio muestra que el 68% de las intervenciones se realizan en la sección comprendida entre 3500 a 7500 ft, siendo esta la zona más impactada por intervenciones, y la cual normalmente es excluida durante la adquisición de registros de evaluación de cemento e inspección de *casing*, porque siempre se enfoca en la evaluación de la zona de interés, que se encuentra por debajo de 7500 ft. Esta última sección normalmente cuenta con buena calidad de cemento y no presentó daños adicionales a los que normalmente ocurren por efectos de cañoneo.

Estos pozos del diseño tres explican muy bien la filosofía y principio del doble elemento barrera, las ventajas que brinda, y el sello que proporciona para mantener la integridad del pozo.

12. RECOMENDACIONES

En los pozos existentes se recomiendan como buena práctica, implementar monitoreo de integridad de la totalidad del *casing*, de forma proporcional a la cantidad de intervenciones. Adicionalmente, si durante una intervención se evidencia una anomalía tal como una restricción o tortuosidad durante la corrida del BHA o aporte de fluidos diferentes a los producidos normalmente, se sugiere no continuar con la operación y adquirir información que permita conocer el estado de integridad del revestimiento para evitar complicaciones en dichas intervenciones y sobrecostos.

Según este análisis se puede decir que las zonas más críticas del pozo son la zona del revestimiento en las cuales estará ubicado el sistema de levantamiento artificial, por tanto, serán las zonas más impactadas por la mayor cantidad de operaciones durante la vida del pozo. Por lo anterior se recomienda robustecer el diseño de los pozos con dos elementos barrera, complementando al revestimiento con la cementación.

El reto a futuro es para las empresas prestadoras de servicios, para que continúen en la tarea de mejorar los sistemas de levantamiento artificial, dispositivos que con menor tamaño ofrezcan las mismas ventajas que los actuales. De este modo, al momento de reducir el *drift* del pozo por actividades de reparación de *casing*, no se pierda capacidad de producción al tener que bajar una bomba de menor diámetro y eficiencia.

Optimizar cada una de las operaciones de intervención a pozo, generando parámetros de control de calidad, para de este modo no poner en riesgo la integridad de la tubería de revestimiento y demás elementos barrera.

Reforzar la normatividad ISO vigente en Colombia en cuestión de Integridad de pozos, adaptando la normatividad para pozos *offshore* de la NORSOK que es más exigente, en pozos *onshore* típicos en Colombia.

Generar líneas de trabajo y convenios entre universidades y empresas operadoras, reforzando y motivando al estudiante a la investigación en el tema de integridad de pozos. Este sector específico es muy amplio y queda todavía bastante por hacer y desarrollar.

Extrapolar el estudio que se realizó con el campo Chichimene a otros campos productores en Colombia.

Mantener prácticas de inhibición de corrosión en subsuelo con agentes químicos, que ayuden a prolongar la vida útil del pozo. Igualmente, reforzar las paredes del casing en donde se encuentra localizado el Sistema de Levantamiento Artificial

BIBLIOGRAFÍA

Norsk Olje & Gas. "An Introduction to Well Integrity", diciembre 4, 2012.

Y.Y.AL-GHASHAM, D. C."Integrated Analysis of down-hole corrosion logs to investigate casing leaks"paper SPE presented at Middle East oil & Gas show in Bahrain . Marzo12-15, 2005)

BIRGIT VIGNES. "Contribution to well integrity and increased focus on well barriers from a life cycle aspect". Thesis, Faculty of Science and Technology of University of Stavanger,2011.

REVISTA ADD VALUE NORSOK D-010. "Well Integrity in Drilling and Well Operations", November, 2013.

S.J SPARKE, TULLOW OIL, R CONWAY, S. COPPING. "The seven pillars of Well integrity Management", paper SPE presented at Coiled Tubing and Well intervention conference exhibition in the Woodlands Texas Usa, April 5-6,2011

WAN ROKIAH ISMAIL AND ALMAG FIRA PRADANA. "Mature Field Subsurface Integrity: Formulation of New Paradigm through Holistic Diagnostic Approach for D-Field, Malaysia" paper SPE presented at Latin American and Caribbean Health, Safety, Social Responsibility, and Environment Conference held in Lima, Peru. June 26-27, 2013

JOE ANDERS, BRYAN MOFLEY, STUART NICOL, NICK VO, AND TROY WEISS, BP; TORE FJÅGESUND. "Implementation of Well Barrier Schematic.

Workflows",paper SPE presented at Digital Energy Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, March 3-5, 2015

C.GARCIA, M. MARTÍNEZ. "solución de gestión y control de la integridad de pozos" tesis, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía,2014

B. Bennetze, J. Fuller, E. Isevcan, T. Krepp, R. Meehan, J. Francois, K. Sonowal. "Pozos de alcance extendido" . Julio, 22, 2011

SCHLUMBERGER, Drilling School. Diseño de tuberías de revestimiento. Sección 7.

API Bulletin 5C2. "Bulletin on performance properties of casing, tubing, and drill pipe". Twenty first edition. October, 1999. P. 10-40

API Bulletin 5C3. "Bulletin on formulas and of casing, tubing, drill pipe and line pipe properties". Sixth edition. October, 1994.

API Recommended Practice 5C1. "Recommended practice for care and use of casing and Tubing" . Eighteenth edition. May, 1999.

Norma API SPEC 5A. "specification for casing, tubing and drill pipe (combined with spec 5ax into spec 5d-88 and combined with spec 5ac, 5ax, and 5aq into spec 5ct-88)". 1987 Edition, May 31, 1987.

CHILINGARIAN, G.V, RAHMAN, S.S. "Casing design theory and practice"Elsevier Amsterdam.1995

STAFFORD, T.W. & GOODE, R.W. "Regional pore pressure modeling strategy at tiger shoal", GOM, USA. SPE paper 115257. Prepared for presentation at Asia Pacific Oil & Gas conference and exhibition held in Perth, Australia 2008

NYGAARD, R. KARIMI, M. HARELAND, G. & TAHMEEN, M. "Pore-pressure

prediction in over consolidated shales". SPE paper 116619. Prepared for presentation Eastern Regional/AAPG held in Pittsburg, Pennsylvania. 2008

HALLIBURTON COMPANY. Información suministrada de campo por ingeniero de registros.

STAIR, M.A. & McINTURFF, T.L. "Casing and tubing design considerations for Deep-sour gas Wells". SPE paper. 1996.

W.L. GRAHAM,C.I. SILVA, J.M. LEIMKUHLE. "Cement evaluation and casing inspection with advanced ultrasonic scanning methods". SPE 38651.

WOODLAN, Bruce. & POWELL, G.E. "Casing desing in directional drilled Wells". SPE paper 5352. 1975.

G.FRISH,L.GRAHAM,J.GRIFFITH. " A novel and economical processing technique using conventional bond logs and ultrasonic tools for enhanced cement evaluation " paper HALLIBURTON, Junio 4-7,2000

D. Albarràn, L. Hernández. "Cementación de pozos petroleros en aguas profundas". 2012

J. Martinez Mejia. "Consideraciones Técnicas pare el diseño y las selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P". 2011.

W. D. Van Arnam, T. McCoy, J. Cassidy, and R. Rosine, SPE. " The Effect of Corrosion in Coiled Tubing and Its Prevention". Paper SPE 60744. 2000

J. Gary, M. BataKrishna. "ADVANCED ULTRASONIC SCANNING TOOL AND EVALUATION METHODS IMPROVE AND STANDARDIZE CASING INSPECTION". June 17, 2001

W. RENPU. "Advanced well completion engineering" third Edition-3rd ed. Petroleum industry press in June, 2008.

ABBASSIAN, F. PARFITT, S.H.L. A simple model for collapse and post-collapse behavior of tubulars with application to perforated and slotted liners. SPE 51188.

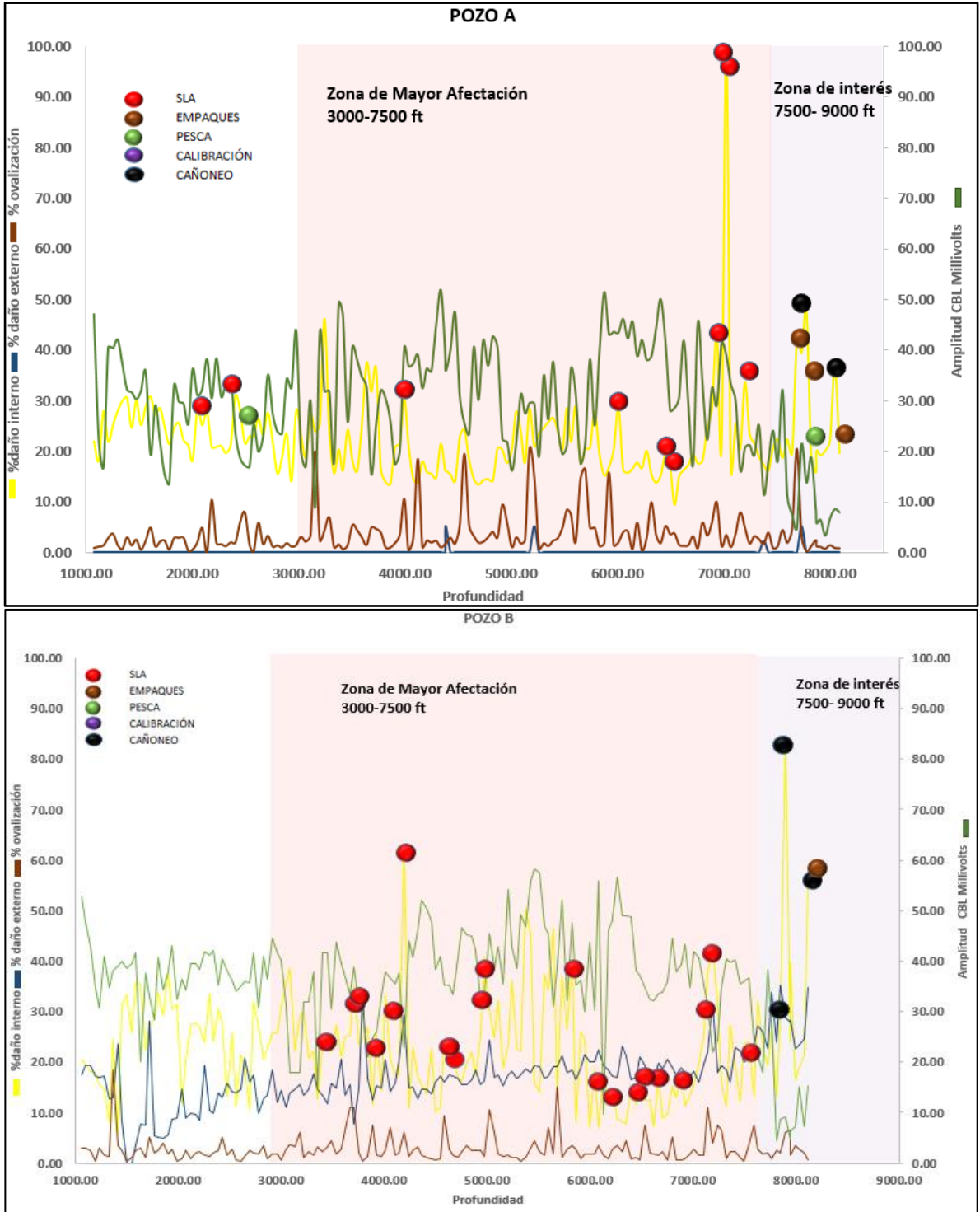
J. CASTILLO, L. HURTADO. "Diseño de tubería de revestimiento para pozos de alta presión y alta temperatura". México, 2009.

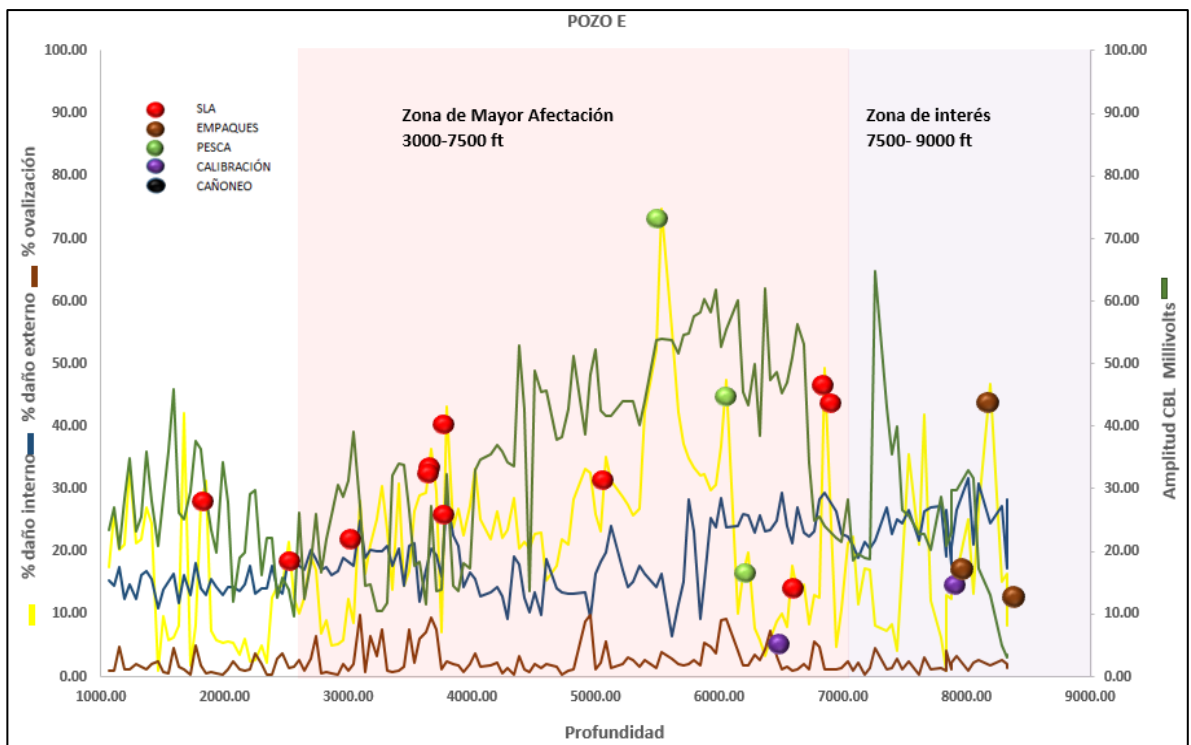
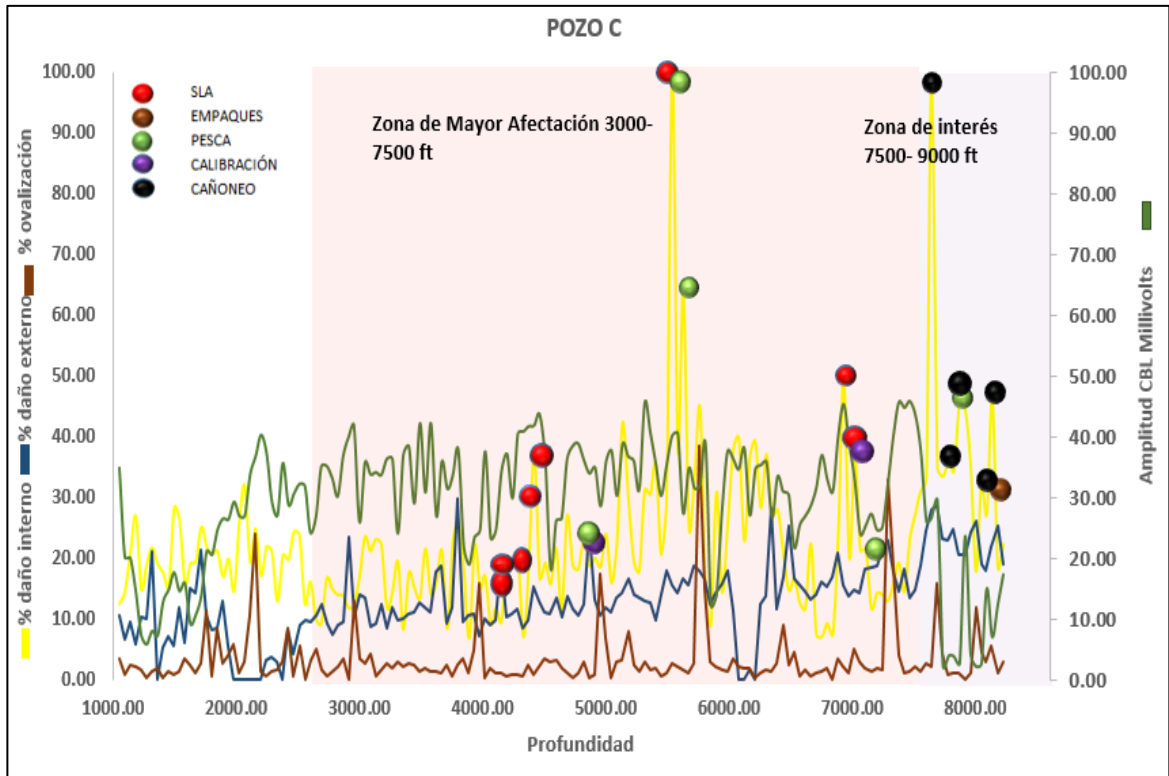
W. Palacios, L. Mandujado, X. Vargas, D. Tapia. "Diseño de revestimiento y cementación de pozos en el oriente Ecuatoriano". 2010

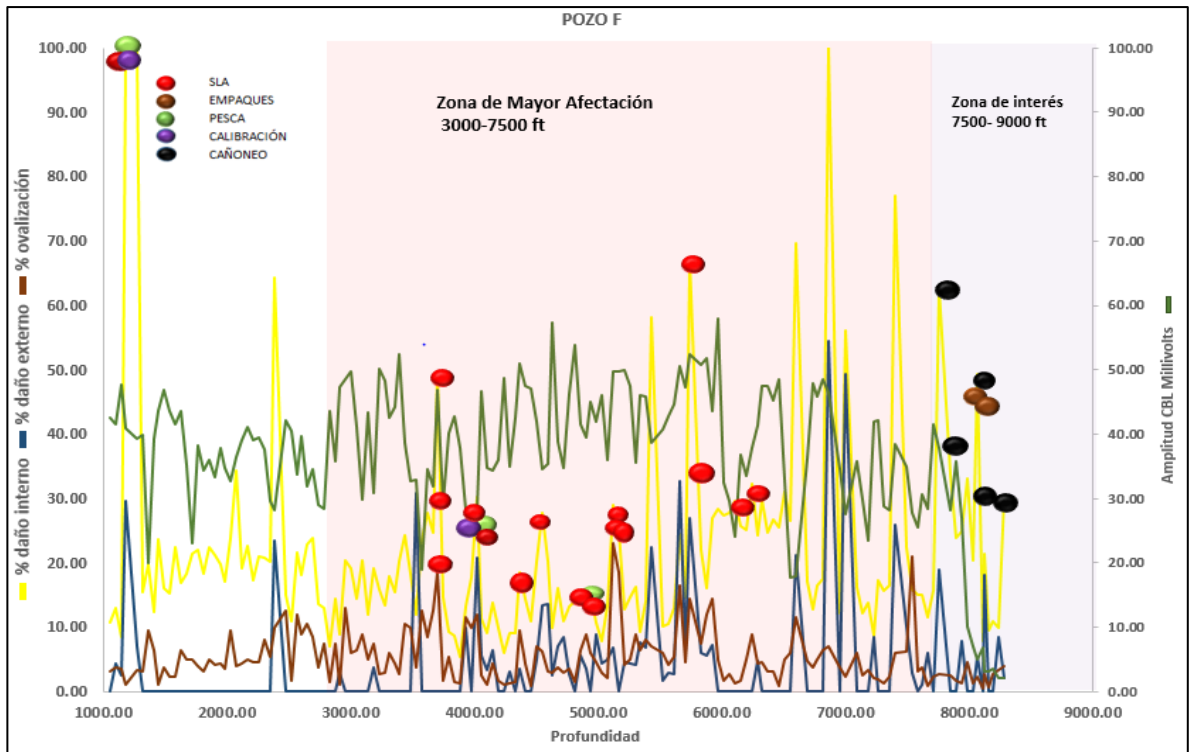
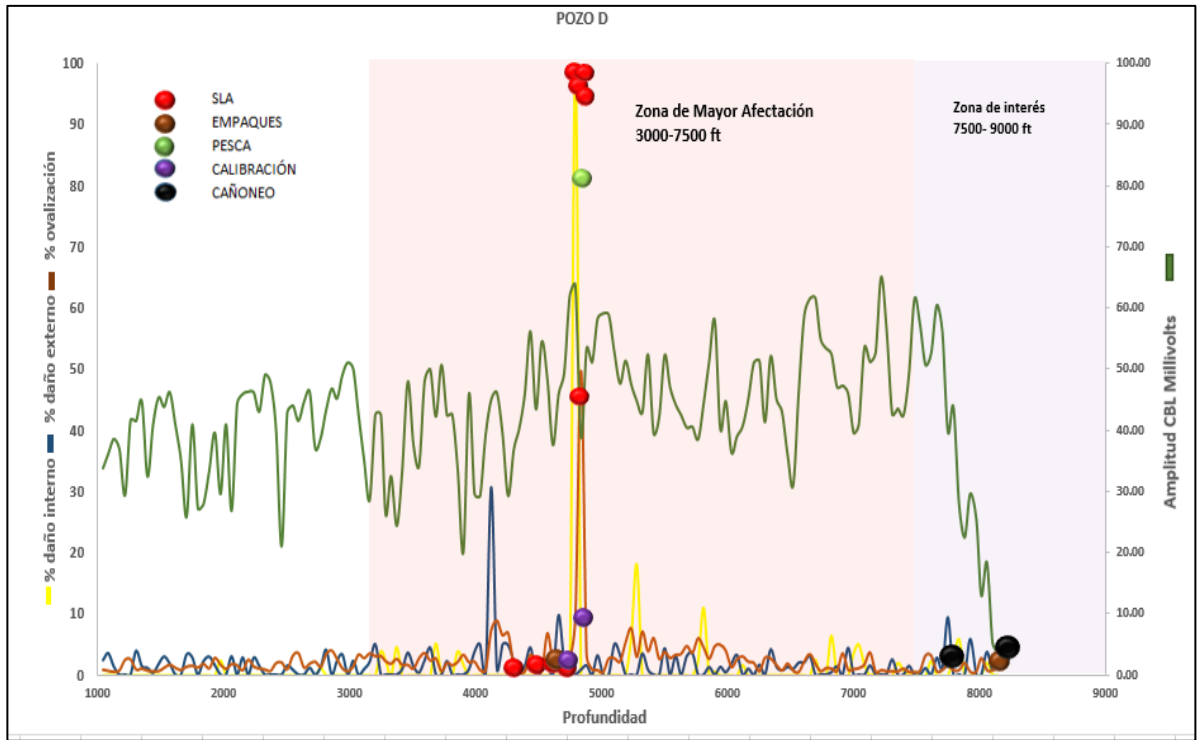
TENARIS. "Manual de uso de casing y tubing"2

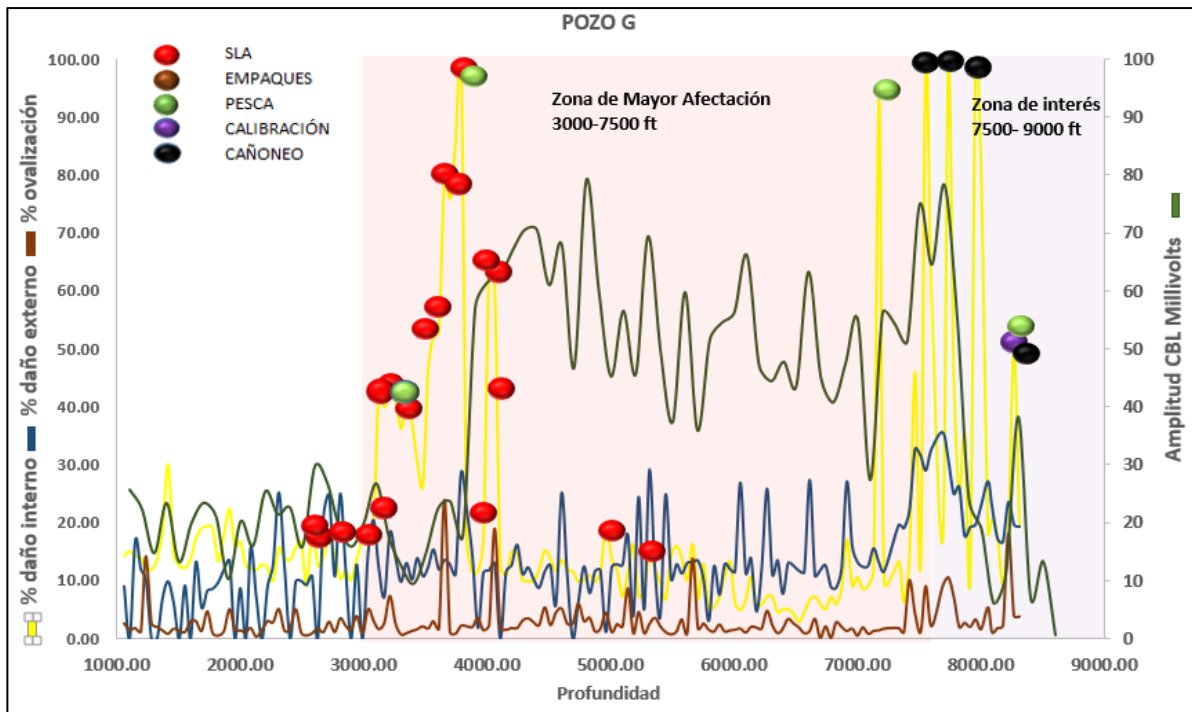
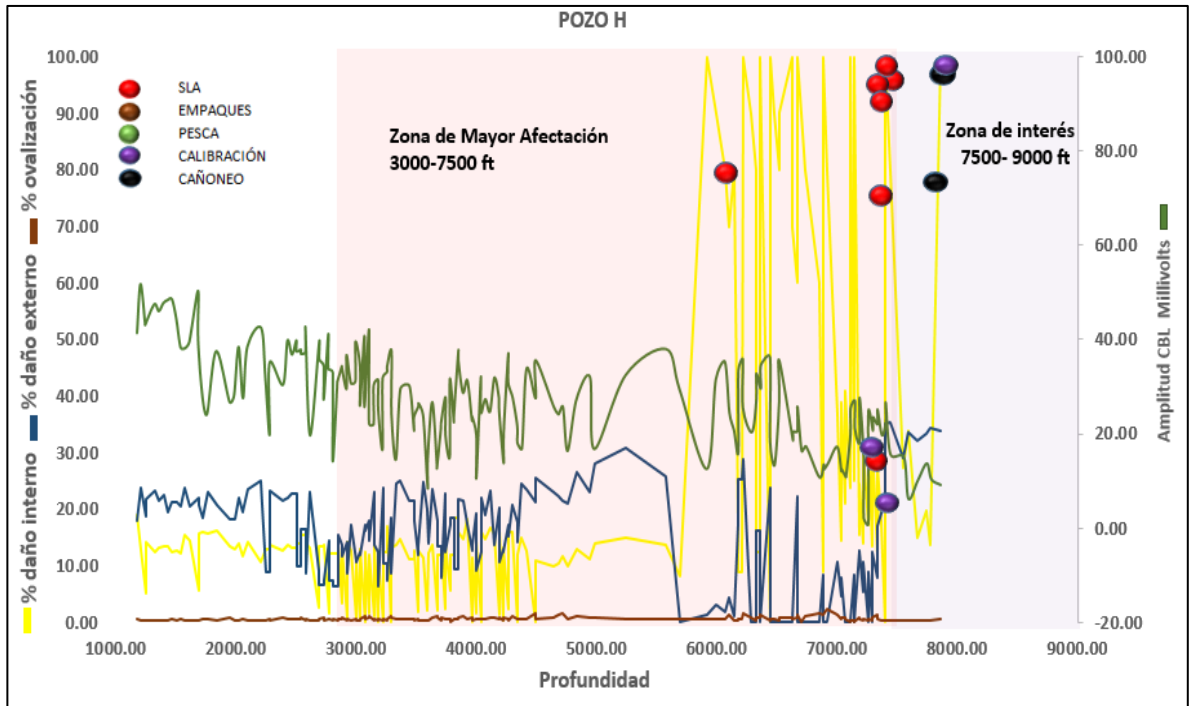
ANEXOS

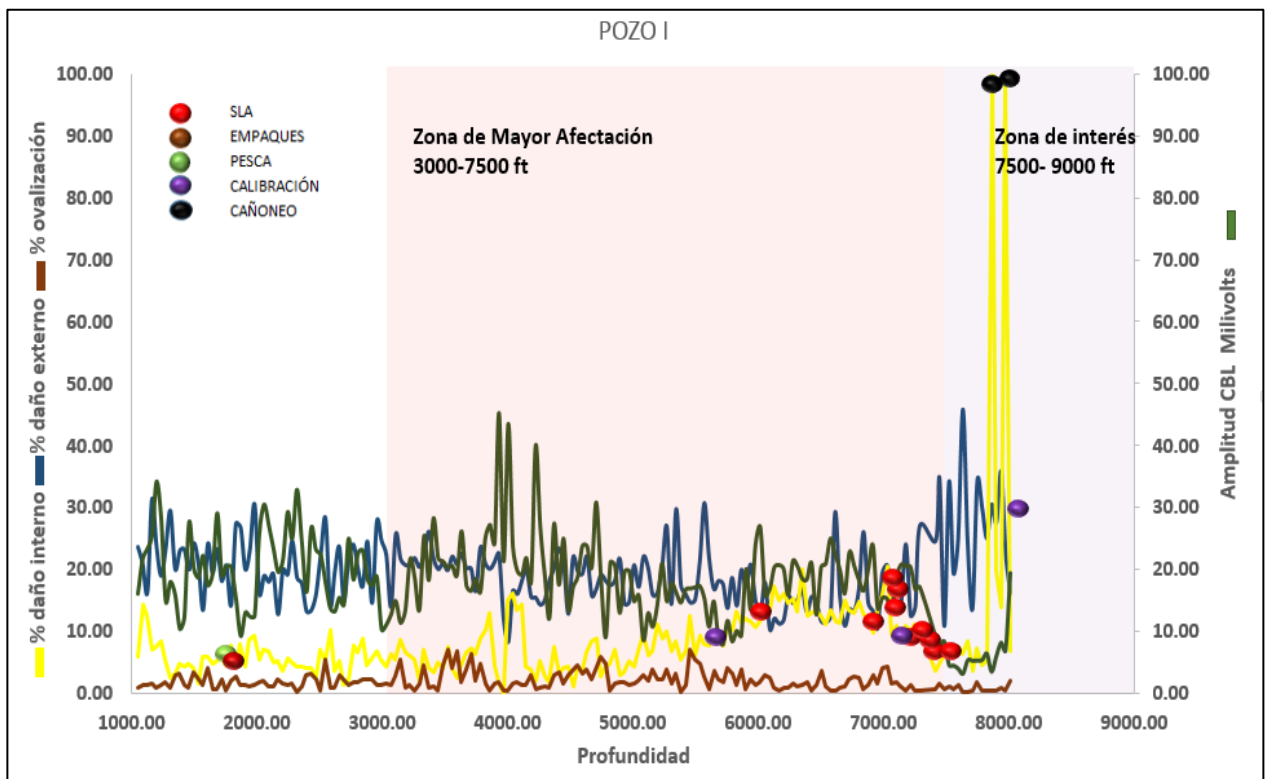
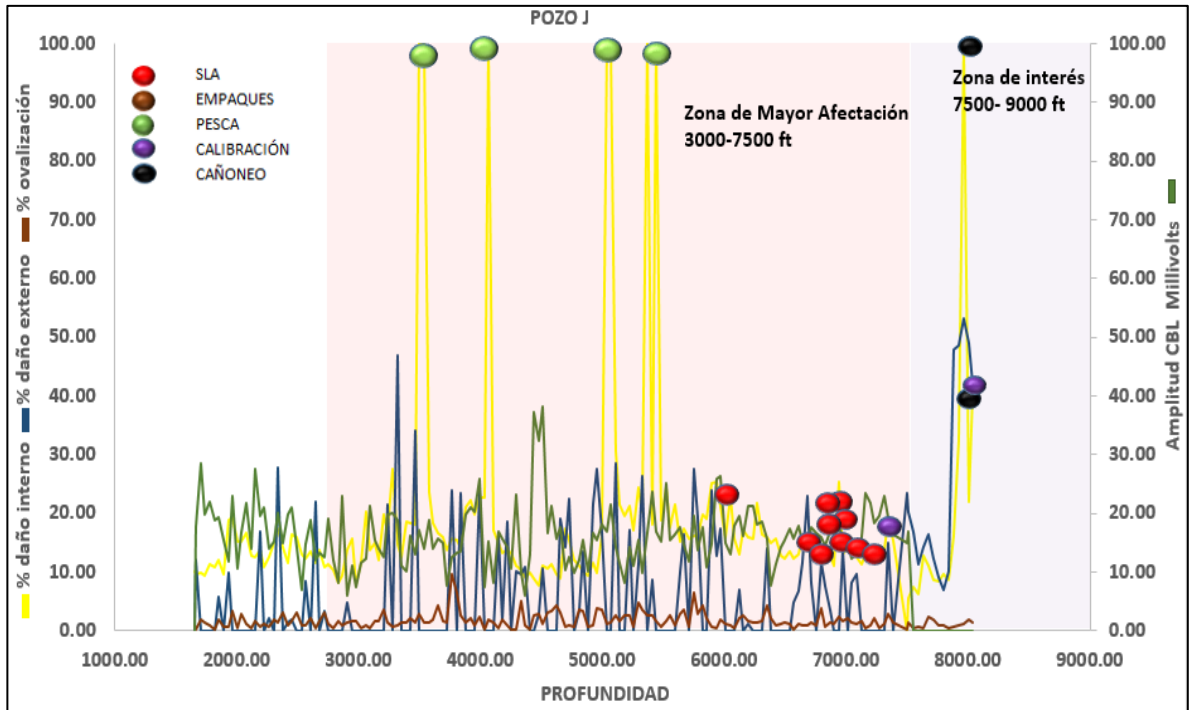
ANEXO A. GRÁFICAS DE CORRELACIÓN











ANEXO B. TABLAS ESTADÍSTICAS

Pozo Chichimene A		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	12	0
Actividades de PESCA	1	1
Calibración	0	2
Empaques	0	3
Cañoneo	0	2
total eventos	13	8
% eventos	62%	38%

Pozo Chichimene B		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	21	0
Actividades de PESCA	1	0
Calibración	0	1
Empaques		2
Cañoneo	0	2
total eventos	22	5
% eventos	81%	19%

Pozo Chichimene C		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	8	3
Actividades de PESCA	1	1
Calibración	1	3
Empaques	0	0
Cañoneo	0	2
total eventos	10	9
% eventos	53%	47%

Pozo Chichimene D		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	8	0
Actividades de PESCA	0	0
Calibración	1	1
Cañoneo	0	3
Empaques	2	3
total eventos	11	7
% eventos	61%	39%

Pozo Chichimene E		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	10	4
Actividades de PESCA	3	1
Calibración	1	2
Empaques	0	4
Cañoneo	0	2
total eventos	14	13
% eventos	52%	48%

Pozo Chichimene F		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	19	0
Actividades de PESCA	3	0
Calibración	2	1
Empaques	2	3
Cañoneo	0	3
total eventos	26	7
% eventos	79%	21%

Pozo Chichimene G		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	20	0
Actividades de PESCA	2	1
Calibracion	0	2
Empaques	0	3
Cañoneo	0	2
total eventos	22	8
% eventos	73%	27%

Pozo Chichimene H		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	7	0
Actividades de PESCA	0	1
Calibracion	2	1
Empaques	0	1
cañoneo	0	2
total eventos	9	5
% eventos	64%	36%

Pozo Chichimene I		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	6	1
Actividades de PESCA	1	0
Calibracion	2	1
Empaques	1	0
cañoneo	0	2
total eventos	10	4
% eventos	71%	29%

Pozo Chichimene J		
TIPOS EVENTO	PROFUNDIDAD	
	0-7500	7500-9000
Cambio SLA	9	1
Actividades de PESCA	0	0
Calibracion	1	1
Empaques	0	0
cañoneo	0	2
total eventos	10	4
% eventos	71%	29%