

**DIAGNÓSTICO DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS PROBLEMAS QUE GENERAN EL
NPT (TIEMPO NO PRODUCTIVO) POR CANALIZACIÓN DEL CEMENTO QUE
AFECTAN LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS
OPERADOS EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE ORINOQUÍA POR
ECOPETROL S.A.**

**PAULA ANDREA CORTÉS ALZATE
RAFAEL ENRIQUE GALEANO FERNANDÉZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2016**

**DIAGNÓSTICO DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS PROBLEMAS QUE GENERAN EL
NPT (TIEMPO NO PRODUCTIVO) POR CANALIZACIÓN DEL CEMENTO QUE
AFECTAN LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO DE LOS POZOS
OPERADOS EN LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE ORINOQUÍA POR
ECOPETROL S.A.**

**PAULA ANDREA CORTÉS ALZATE
RAFAEL ENRIQUE GALEANO FERNANDÉZ**

**Proyecto integral de trabajo para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor
CARLOS FELIPE ACEVEDO GUTIERREZ
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2016**

Nota de Aceptación (Dirección de Investigación)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá, D.C., Septiembre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estas corresponden únicamente al autor.

Doy gracias a Dios y a la Virgen por iluminar, bendecir y guiar mi camino.

A mi mamá por ser mi ejemplo a seguir, por sus consejos y por su apoyo incondicional. A mi papá por su acompañamiento constante en esta etapa.

Agradezco a mi hermana Juliana, por siempre estar ahí, ser mi confidente y un modelo a seguir en mi vida.

A mi primo Felipe, por ser la persona que me condujo y ayudo a cumplir este gran sueño.

A mi compañero Rafael, por su amistad y doy gracias que a su empeño, dedicación y esfuerzo se logró concluir este proyecto

A los Ingenieros Carlos Espinosa y Carlos Acevedo por la colaboración y apoyo durante la elaboración de este proyecto.

Y finalmente a cada persona de mi familia y amigos que siempre estuvieron acompañandome y apoyándome durante mi etapa universitaria.

Paula Andrea Cortés Alzate

Le doy gracias a Dios por darme la vida, por guiarme y ayudarme a cumplir este gran logro.

Este proyecto va dedicado a mis padres que me brindaron todo su apoyo durante mi vida, especialmente a mi mamá que me dio cada aliento de apoyo cuando más lo necesitaba.

Agradezco a mi abuela Nohora y a mi abuelo Jose por acompañarme cada segundo de mi vida y por todo el cariño que me han brindado.

Gracias al amor de mi vida Yina Muñoz por ser esa persona que me brindó su apoyo, su cariño y ser mi motor en los momentos difíciles.

Mi familia y amigos han sido una ayuda grandísima para la realización de este logro, especialmente a mis hermanos, mi tía Nayibe, todos mis primos, a mis amigos de la universidad y a mis compadres Jose Niño y Jessica.

Sin duda no hubiera culminado este proyecto sin la compañía de Paula Cortés, su aporte fue fundamental y me ayudo en cada momento que lo necesitaba, gracias por cada palabra de ánimo y por sus consejos que me dio para mejorar como persona y profesional.

Rafael Enrique Galeano Fernández

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al convenio FUA (Fundación Universidad de América) –ECP (Ecopetrol S.A.) –ICP (Instituto Colombiano de Petroleo), por permitir el desarrollo de este proyecto.

Damos gracias a Dios por darnos la sabiduría, inteligencia y las fuerzas para llegar a cumplir este sueño.

A nuestras familias por ser el apoyo incondicional durante esta etapa que culmina, ser ese respaldo y nuestro gran motor para llegar donde estamos.

A la Universidad de América por aportarnos acogernos y brindarnos conocimientos para nuestro futuro.

Al Grupo de Investigación por brindarnos su ayuda y darnos la oportunidad de incrementar nuestro conocimiento, especialmente al Semillero de Nuevas Tecnologías de Perforación y Completamiento.

Al Ingeniero Carlos Espinosa por su asesoría y apoyo en la elaboración de este proyecto.

A ECOPETROL S.A. por permitir el desarrollo del proyecto. A los Ingenieros Carlos Acevedo, Diana Morales, Gino Nucci, y aquellos Ingenieros que nos colaboraron desde el inicio en la elaboración de este proyecto; gracias por ser un apoyo constante, asesorarnos y regalarnos conocimiento del ámbito profesional y laboral.

Por ultimo dar gracias a todas aquellas personas que aportaron su grano de arena para lograr culminar esta etapa de nuestras vidas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	22
1.GENERALIDADES	23
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	23
1.1.1 Campo Castilla	23
1.1.2 Campo Chichimene	23
1.2 LOCALIZACIÓN	24
1.3 MARCO GEOLÓGICO	25
1.3.1 Columna estratigráfica	25
1.3.2 Estratigrafía	26
1.3.2.1 Formación Guadalupe (Unidad K2)	26
1.3.2.2 Formación Guadalupe (Unidad K1)	26
1.3.2.3 Formación San Fernando (Unidad T2)	26
1.3.2.4 Formación Carbonera (Unidad Lutita E4)	26
1.3.2.5 Formación Carbonera (Unidad T1)	26
1.3.2.6 Formación Carbonera (Unidad Lutita E3)	27
1.3.2.7 Formación Carbonera (Unidad C2)	27
1.3.2.8 Formación Carbonera (Unidad Arenisca Carbonera)	27
1.3.2.9 Formación Carbonera (Unidad C1)	27
1.3.2.10 Formación Carbonera (Unidad Lutita E)	27
1.3.2.11 Formación Carbonera (Unidad Areniscas Superiores)	27
1.3.2.12 Formación Guayabo	27
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	28
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	28
1.5.1 Rocas generadoras	28
1.5.2 Rocas reservorio	28
1.5.3 Rocas sellos	28
1.5.4 Trampas	28
2. CEMENTACIÓN Y METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ	30
2.1 GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN	30
2.1.1 Objetivos de la cementación	30
2.1.2 Clasificación de la cementación	30
2.1.2.1 Cementación Primaria	30
2.1.2.2 Cementación Forzada	30
2.1.2.3 Taponos de Cemento	31
2.1.3 Tipos de tubería de revestimiento	31
2.1.3.1 Tubería Conductora	32
2.1.3.2 Tubería de Superficie	33

2.1.3.3 Tubería Intermedio	33
2.1.3.4 Tubería de Producción	33
2.1.3.5 Liner	33
2.1.4 Aditivos	33
2.1.5 Causas que generan la canalización del cemento	34
2.1.5.1 Diámetro del hueco muy ancho	34
2.1.5.2 Mala centralización del pozo	34
2.1.5.3 Mala limpieza del hueco	35
2.1.5.4 No acondicionar el fluido de perforación en el pozo	36
2.1.5.5 Realizar trabajos antes de cumplir el tiempo de fragüado de la lechada de cementación	36
2.1.6 Evaluación de la operación de cementación	36
2.1.6.1 Registro de adherencia de cemento CBL	36
2.1.6.2 Registro de densidad variable VDL	37
2.2 METODOLOGÍA DE TRIPOD BETA	38
3. RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS	41
3.1 RECOLECCIÓN DE LOS DATOS	41
3.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS	44
3.2.1 Pozo A	45
3.2.2 Pozo B	50
3.2.3 Pozo C	53
3.2.4 Pozo D	59
3.2.5 Pozo E	64
3.2.6 Pozo F	69
3.2.7 Pozo G	73
3.2.8 Pozo H	77
3.2.9 Pozo I	82
4. PROCEDIMIENTO DE CEMENTACIÓN PRIMARIA	87
4.1 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA PARA LA CEMENTACIÓN	87
4.1.1 Temperatura de la sección a cementar	87
4.1.2 Longitud y diámetro de la sección a cementar	87
4.1.3 Acondicionamiento del fluido de perforación	87
4.1.4 Preflujos	88
4.1.5 Propiedades de la lechada de cementación	89
4.1.6 Fluido de desplazamiento	89
4.1.7 Agua de mezcla para la lechada de cementación	89
4.1.8 Centralización	89
4.1.9 Rotación de tubería	89
4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN	90
5. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN	92
5.1 SIMULADOR CemFACTS Customer Versión 5.00	92

5.1.1 Job data	92
5.1.2 Deviation data	92
5.1.3 Hole data	92
5.1.4 Casing data	92
5.1.5 Centralizer spacing	93
5.1.6 Drag & torque	93
5.1.7 Pore and frac pressures	93
5.1.8 Fluid data	93
5.1.9 Operating schedule	93
5.2 CASO DE SIMULACIÓN POZO D	93
5.2.1 Simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	94
5.2.2 Simulación de la operación de cementación con recomendaciones	105
6. CONCLUSIONES	112
7. RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFÍA	115

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de aditivos para la lechada de cementación	34
Tabla 2. Análisis de causa raíz	86
Tabla 3. Propiedades de los fluidos para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	101
Tabla 4. Propiedades de los fluidos para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	107

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Efecto de la centralización de la tubería de revestimiento en la velocidad de flujo de la cementación	35
Gráfica 2. Resistencia a la compresión del Pozo A	48
Gráfica 3. Standoff del Pozo B	51
Gráfica 4. Standoff del Pozo C	56
Gráfica 5. Resistencia a la compresión del Pozo C	57
Gráfica 6. Standoff del Pozo D	62
Gráfica 7. Standoff del Pozo E	66
Gráfica 8. Standoff del Pozo H	79
Gráfica 9. Standoff del Pozo I	83

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Cuenca de los Llanos	24
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de los Campos de estudio	25
Figura 3. Buena cementación Vs Mala cementación	31
Figura 4. Tipos de revestimientos	32
Figura 5. Registro CBL con canalización del cemento	37
Figura 6. Registro VDL	38
Figura 7. Árbol metodología Tripod Beta	39
Figura 8. Herramientas de OpenWells	41
Figura 9. Query de descripción de operaciones	42
Figura 10. Query para el fluido de perforación	43
Figura 11. Query para la operación de cementación	44
Figura 12. Registro CBL-VDL del Pozo A	46
Figura 13. Árbol Tripod Beta del Pozo A	49
Figura 14. Árbol Tripod Beta del Pozo B	52
Figura 15. Registro CBL-VDL del Pozo C	54
Figura 16. Árbol Tripod Beta del Pozo C	58
Figura 17. Registro CBL-VDL del Pozo D	60
Figura 18. Árbol Tripod Beta del Pozo D	63
Figura 19. Registro CBL-VDL del Pozo E	65
Figura 20. Árbol Tripod Beta del Pozo E	68
Figura 21. Registro CBL-VDL del Pozo F	70
Figura 22. Árbol Tripod Beta del Pozo F	72
Figura 23. Registro CBL-VDL del Pozo G	74
Figura 24. Árbol Tripod Beta del Pozo G	76
Figura 25. Registro CBL-VDL del Pozo H	78
Figura 25. Árbol Tripod Beta del Pozo H	81
Figura 26. Árbol Tripod Beta del Pozo I	84
Figura 28. Sección Job Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	94
Figura 29. Sección Deviation Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	95
Figura 30. Sección Hole Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	96
Figura 31. Sección Casing Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	97
Figura 32. Sección Centralizer Spacing para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	98

Figura 33. Sección Drag & Torque para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	99
Figura 34. Sección Pore and Frac Pressures para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	100
Figura 35. Sección Fluid Data Pressures para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	102
Figura 36. Sección Operating Schedule para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	103
Figura 37. Resultado para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones	104
Figura 38. Sección Hole Data para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	106
Figura 39. Sección Centralizer Spacing para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	107
Figura 40. Sección Fluid Data para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	108
Figura 41. Sección Operating Schedule para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	109
Figura 42. Resultado para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones	110
Figura 43. Comparativo entre el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones y con recomendaciones	111

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación para determinar la densidad del poro o la densidad de fractura del poro.	100
Ecuación 2. Ecuación para determinar el volumen anular.	103
Ecuación 3. Ecuación para determinar el volumen del fluido de desplazamiento	104

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Por ciento
`	Pies
“	Pulgadas
ANH.	Asociación Nacional de Hidrocarburos
API.	American Petroleum Institute
Bbl.	Barriles
BHA.	Ensamblaje de fondo
BHCT.	Temperatura de circulación en fondo
BHST	Temperatura estática en fondo
bpm.	Barriles por minuto
CBL.	Registro de adherencia de cemento
CCL.	Localizador de collares de la tubería de revestimiento
cP.	Centipoise
ECD.	Densidad equivalente de circulación
ECOPETROL S.A.	Empresa Colombiana de Petróleos
ft.	Pies
gln.	Galones
in.	Pulgadas
KCl.	Cloruro de potasio
Km.	Kilómetros
LCM.	Material de control de pérdidas
lb.	Libras
MD.	Profundidad medida
min.	Minutos
NPT	Tiempo no productivo
OCM.	Evento de completamiento
ODR.	Evento de perforación
PLT.	Registro de producción
ppg.	Libras por galón
psi.	Unidad de presión
rpm.	Revoluciones por minuto
TVD.	Profundidad vertical
VDL.	Registro de densidad variable
VP.	Viscosidad plástica
VRO.	Vicepresidencia regional de Orinoquía
YP.	Punto de cedencia

GLOSARIO

BACK FLOW: en español significa flujo de retorno; es un flujo de fluidos en el pozo de una zona hacia otra en respuesta a diferencias de presión entre las zonas.

BHA: configuración de tubería y equipos necesarios para la consecución de un pozo. En el caso de la perforación hace referencia a la tubería de perforación con sus componentes, incluyendo la broca.

CANALIZACIÓN DE CEMENTO: sucede cuando que el cemento no queda uniformemente en el espacio anular, dejando espacios vacíos de cemento.

DATA ANALYZER: herramienta que permite consultar la información ingresada en OpenWells basada en criterios de búsqueda únicos o combinados generando resultados tabulados o gráficos, permitiendo realizar análisis de intervenciones a los pozos.

ESPACIADOR MECÁNICO: fluido diseñado con peso y reología superior a la del fluido de perforación, que se bombea para desplazar el fluido de perforación en el espacio anular.

LANDING COLLAR: es un componente instalado cerca del extremo inferior de la sarta de revestimiento en el que se asientan los tapones de cemento durante la operación de cementación primaria.

LAVADOR QUÍMICO: es una mezcla de agua con aditivos cuya función es diluir y remover el fluido de perforación para que el cemento no se contamine con el fluido de perforación afectando sus propiedades.

LECHADA DE CEMENTACIÓN: es una mezcla de sólidos en suspensión y líquidos y hace referencia al fluido que se utiliza para realizar las operaciones de cementación.

NPT (TIEMPO NO PLANEADO): se define como los tiempos gastados en actividades que no estaban contempladas en el plan original de cualquier perforación.

OPENWELLS: es un software que permite el registro y administración de datos de todas las operaciones referentes a la vida útil de un pozo.

PUNTO DE CEDENCIA: es un parámetro del modelo plástico de Bingham. Es la resistencia al flujo originada por la atracción de las cargas eléctricas sobre las

superficies de las partículas dispersas en el lodo. Su valor aumenta con el contenido de sólidos.

QUERY: búsqueda o pedido de datos almacenado en una base de datos.

REOLOGÍA: rama de la ciencia que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo de los fluidos no newtonianos.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN: es una propiedad del cemento necesaria para poder soportar diferentes presiones antes de continuar con las operaciones, evitando la formación de fisuras pequeñas y otros trayectos para los fluidos en el cemento, perjudicando el aislamiento zonal.

STANDOFF: es un indicador del grado de descentralización expresado en porcentaje. Entre mayor sea el valor más centralizado esta la herramienta o la tubería de revestimiento.

TIEMPO DE FRAGÜE: tiempo requerido para que la lechada de cementación se solidifique, fragüe y desarrolle resistencia a la compresión.

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: es una tubería de gran diámetro que se baja en un hueco abierto para evitar que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo, también para aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo de fluidos provenientes de la formación.

RESUMEN

TÍTULO Diagnóstico de la causa raíz de los problemas que generan el NPT (Tiempo no productivo) por canalización del cemento que afectan las operaciones de completamiento de los pozos operados en la Vicepresidencia Regional de Orinoquía por Ecopetrol S.A.

DESCRIPCIÓN

El problema de canalización del cemento es importante durante las operaciones de completamiento, debido a que genera tiempos no planeados (NPT) que ocasionan demoras en los trabajos al tener que realizarse una cementación remedial.

Este proyecto va enfocado a minimizar el NPT causado por una cementación deficiente, se realiza el análisis en los nueve (9) pozos donde se realizó una cementación remedial (Pozo A, B, C, D, E, F, G, H, I) durante el año de 2014 y primer semestre de 2015, la ubicación de estos pozos se encuentran en el Campo Castilla, Campo Chichimene y el Bloque CPO-09 en la Vicepresidencia Regional de Orinoquia (VRO).

A partir de información obtenida de la base de datos de Ecopetrol S.A. OpenWells, reportes operacionales de los nueve (9) pozos de estudio y referencias bibliográficas se realiza un análisis de causa raíz mediante la metodología Tripod Beta donde se identifica lo que ocasiona el problema de canalización de cemento.

Con base al análisis se elabora un procedimiento para la cementación primaria, donde se proponen recomendaciones para disminuir el tiempo no planeado ocasionado por la necesidad de realizar una cementación remedial. Para la validación de las recomendaciones, se hace una simulación de cementación en CemFACTS Customer Version 5.00 de Baker Hughes en el Pozo D. Se realizan dos casos de simulación, la primera con los datos de operación durante la cementación y la segunda con datos recomendados en el procedimiento.

PALABRAS CLAVE

Tiempo no planeado
Canalización cemento
Cementación
Completamiento
Vicepresidencia Regional Orinoquía

INTRODUCCIÓN

La operación de cementación es muy importante para la integridad del pozo. Esta permite que el completamiento y la fase de producción del pozo sean eficientes evitando problemas operacionales. El realizar un buen completamiento depende directamente de haber efectuado una cementación primaria exitosa; sin embargo, en algunas ocasiones se generan problemas que causan una cementación defectuosa provocando que se deba reparar el trabajo mediante la cementación remedial.

El realizar una cementación remedial afecta las operaciones de completamiento debido a que esta ocasiona tiempos no planeados (NPT). Con el fin de minimizar el NPT de canalización del cemento causado por la cementación primaria se realiza un diagnóstico para identificar la causa raíz de los problemas que generan una deficiente cementación primaria y obligan a realizar una cementación remedial.

Debido a que este NPT representa un porcentaje de tiempo no planeado de operación de 8,6% con base al tiempo de trabajo entre el año 2014 y primer semestre del 2015. En el presente proyecto se realiza un análisis de causa raíz a nueve (9) pozos de la Vicepresidencia Regional de Orinoquia (VRO) mediante la metodología Tripod Beta, donde con base a factores que intervienen y pueden afectar el trabajo de cementación se identifica la causa raíz de los problemas que generan el NPT por canalización del cemento.

A partir de la identificación de la causa raíz se elabora un procedimiento para la operación de cementación con recomendaciones, basado en referencias bibliográficas. Para validar la eficiencia del procedimiento y las recomendaciones, se realiza una simulación con uno (1) de los pozos analizados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diagnosticar la causa raíz de los problemas que generan el NPT por canalización del cemento que afectan las operaciones de completamiento en la Vicepresidencia Regional de Orinoquía.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades de la Vicepresidencia Regional Orinoquia (Cuenca de los Llanos Orientales).
- Analizar la información de las operaciones de cementación en los pozos de estudio utilizando la metodología causa raíz.
- Determinar la causa raíz de los problemas ocasionados por la cementación.
- Generar un procedimiento para garantizar una buena cementación primaria en los pozos de estudio.
- Simular mediante el Software suministrado por Ecopetrol S.A. las condiciones para una operación de cementación en un pozo de estudio.

1. GENERALIDADES

En este capítulo se presentan las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentran ubicados los nueve (9) pozos que presentan el NPT (Non productive time) por canalización del cemento, simbolizados como pozos A, B, C, D, E, F, G, H e I. Se hace énfasis en los Campos Castilla y Chichimene y el Bloque CPO-09 donde se encuentran localizados los pozos.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La Cuenca de los Llanos Orientales es una de las más importantes cuencas que tiene Colombia, debido a su gran aporte de producción de crudo, contribuyendo enormemente a la economía del país. La cuenca de los llanos orientales está limitado al oeste por el piedemonte de la Cordillera Oriental, al este por el Escudo Guyanés, al sur por los Arcos de Macarena y el Vaupés y al norte con la frontera de Venezuela¹.

“La compañía Shell Condor realizó la primera exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales por medio de pruebas de sísmica a mediados del año 1940. Durante ocho (8) años la fase de exploración incluyó 13 pozos exploratorios, Shell Condor perforó el pozo San Martín-1 en el bloque Ariari-Apiay, el cual fue abandonado debido a que el pozo se encontró seco. En el periodo de tiempo 2005 y a mediados de 2011 se perforaron 316 pozos exploratorios, donde la ANH declaró como productores a 142 pozos”².

1.1.1 Campo Castilla³. La empresa Chevron bajo el contrato de concesión Cubarral, realizó el primer pozo al que denominó Castilla 1 en el año 1969, y a partir del año 1975 inició producción regido a un nuevo contrato de asociación entre Ecopetrol y Chevron. Hasta el 30 de Enero del año 2000 tuvo duración el contrato de asociación y en este lapso de tiempo se extrajeron 94 millones de barriles de crudo. Cuando finalizó el contrato, la Superintendencia de Operaciones Apiay, entró a operar directamente los Campos de Castilla y Chichimene.

1.1.2 Campo Chichimene. Al igual que el Campo Castilla, el Campo Chichimene fue descubierto por la empresa Chevron en 1969, en el marco del contrato de concesión Cubarral.

¹ SARMIENTO, L. Petroleum Geology of Colombia, Volumen 9 Llanos Basin. Medellín, Colombia. 2011; p. 33.

² Op. Cit. p. 34.

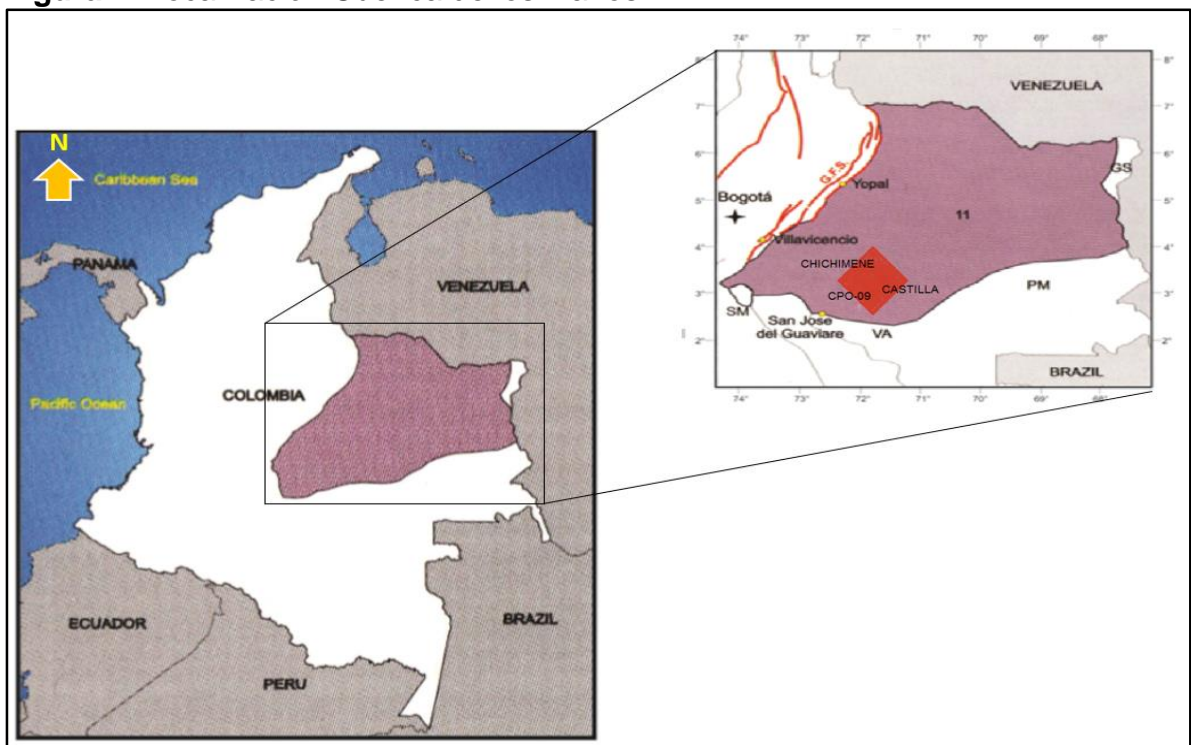
³ ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos, “Informe ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas” Internet: http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS_UIS_2009.pdf.

En 1985 inició producción con 6.300 barriles promedio mensual y el 31 de enero de 2000 pasó a manos de Ecopetrol, donde comenzó a registrar un significativo crecimiento al pasar de 7 mil barriles en el año 2000 a 29.380 barriles en 2010. Actualmente el Campo Chichimene se consolida como el tercer activo de producción de crudo del país, el mayor productor de crudo extra pesado⁴.

1.2 LOCALIZACIÓN

Los Campos de Castilla y Chichimene y el Bloque CPO-09 están ubicados en el Departamento del Meta; el Campo de Chichimene y el Bloque CPO-09 están localizados exactamente en el Municipio de Acacias y el Campo de Castilla en el Municipio de Castilla La Nueva. “Por carretera se encuentran ubicados a una distancia desde Bogotá de 156.3 Km, la ruta de acceso es Bogotá a Villavicencio (90 Km), Villavicencio a Acacias (30 Km) y de Acacias a Castilla La Nueva (36.3 Km)”⁵. Como se evidencia en la Figura 1.

Figura 1. Localización Cuenca de los Llanos



Fuente. SARMIENTO. L; ANH. Petroleum geology of Colombia –Volumen 9. Colombia. 2011, p. 17. (Modificada y adaptada por autoría).

⁴ <http://www.elespectador.com/noticias/economia/campo-chichimene-de-ecopetrol-inicia-2015-record-de-pro-articulo-536406>.

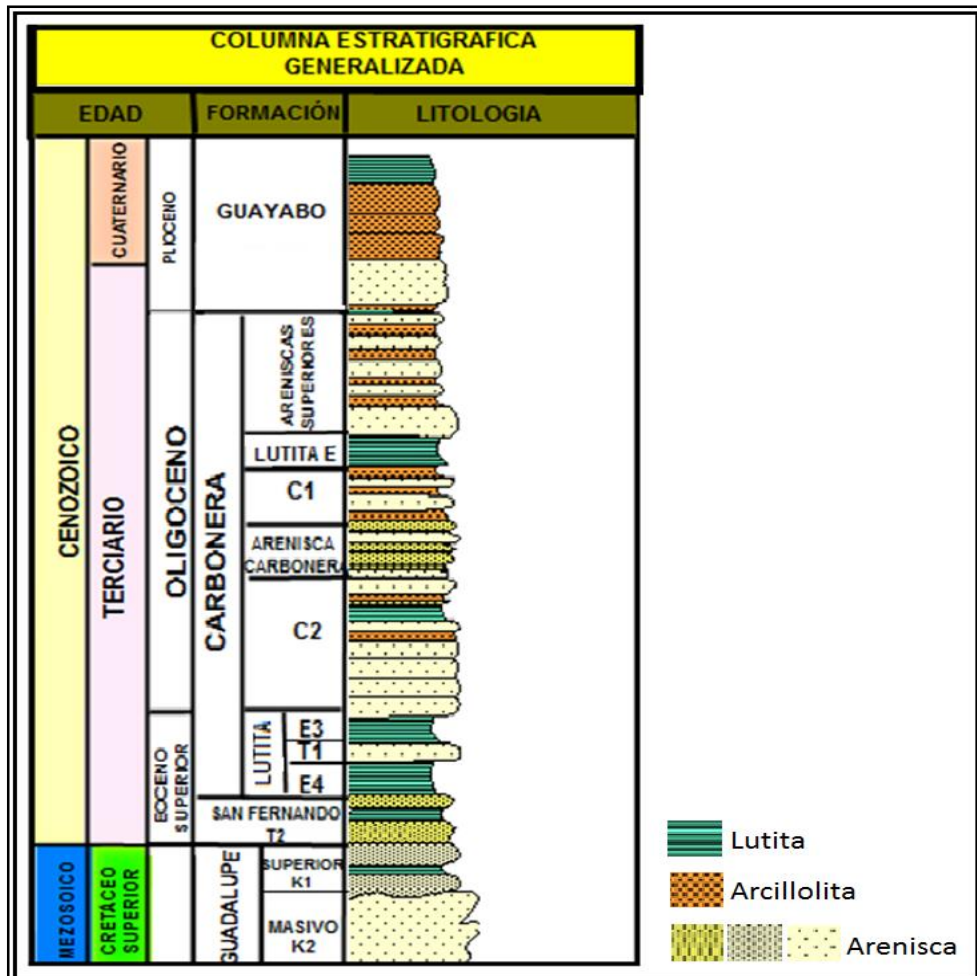
⁵ ECOPETROL-BEICIP FRANLAB., Estudio geológico regional Cuenca de los Llanos Orientales. 1995.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La columna estratigráfica, las características de las formaciones geológicas, la estructura geológica y la geología del petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales es muy similar en todo su horizonte, debido a esto se presentará una columna estratigráfica generalizando a todos los pozos de estudio, siendo lo único diferente la profundidad de interés para cada campo y bloque. (Ver numeral 1.3.2 del presente Capítulo).

1.3.1 Columna estratigráfica. Las rocas perforadas hacen parte de una secuencia entre los periodos de cretáceo superior hasta el cuaternario. (Ver figura 2).

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de los Campos de estudio.



Fuente. ARIAS, H; Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga, Colombia. 2012, p. 49. (Modificada y adaptada por autoría).

1.3.2 Estratigrafía. Según Rojas⁶, la estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde son localizados los Campos de estudio, se encuentra descrita de la siguiente manera:

1.3.2.1 Formación Guadalupe (Unidad K2). Corresponde a una secuencia arenosa pobremente seleccionada, granos decrecientes con mala selección y con espesores menores de 10 ft compuestos por areniscas de grano grueso a medio, cuarzosa, cementadas por sílice. En su parte superior aparecen láminas ferruginosas y algunos niveles de lutitas carbonosas con materia orgánica. La Unidad K2 se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de lecho.

1.3.2.2 Formación Guadalupe (Unidad K1). Contiene una sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la Unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina ligeramente ondulosa y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Hacia la base se presentan los mayores espesores y propiedades como roca almacenadora y una sección progradacional que es debido a la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas. La Unidad K1 se depositó en un ambiente estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso donde corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea.

1.3.2.3 Formación San Fernando (Unidad T2). Está constituida por una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, moderadamente seleccionadas, localmente de conglomerados desde la base, intercaladas con delgadas capas de shale, estas arenas fueron depositadas en ambientes fluviales tipo canales entrelazados con intervalos de lodolitas. Se encuentran intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo, pero si son frecuentes.

1.3.2.4 Formación Carbonera (Unidad Lutita E4). Está caracterizada por una secuencia homogénea de lutitas gris verdosa, verde oscura, con intercalaciones escasas de arcillolita y limolita marrón claro a pardo oscuro, acompañadas de pequeños lentes arenosos hacia la parte basal.

1.3.2.5 Formación Carbonera (Unidad T1). Presenta un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, areniscas, limolita, lutita y arcillolitas; compuesta predominantemente por lutitas gris verdoso de fractura astillosa, donde en el tope

⁶ ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" Prognosis ECOPETROL S.A. Bogotá, Colombia. 1999; p.4-5.

de la Unidad aparecen lutitas carbonosas mientras que en la base son menores niveles de arcillolitas grisáceas.

1.3.2.6 Formación Carbonera (Unidad Lutita E3). Se encuentra constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas, lutitas gris verdoso medio a oscuro, astillosa, laminar, no calcárea con trazas de arenisca cuarzosa, de grano muy fino, subredondeado.

1.3.2.7 Formación Carbonera (Unidad C2). Se encuentra constituida litológicamente por arcillolitas con algunos paquetes arenosos y considerables intercalaciones de limolita. Esta Unidad se divide en tres (3) intervalos de base a tope, el primero está compuesto por areniscas con intercalaciones de arcillolita de color gris oliva, gris verdoso y de limolita de un color gris verdoso claro. La segunda división está constituida por arcillolitas de color púrpura grisáceo y marrón rojizo, estas con intercalaciones de limolita y areniscas en una proporción menor. El último nivel está compuesto predominantemente por arenisca interestratificada con arcillolita de color gris claro y limolita.

1.3.2.8 Formación Carbonera (Unidad Arenisca Carbonera). Se caracteriza por tener importantes paquetes arenosos que van de grano fino a muy fino en su parte superior, y hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas.

1.3.2.9 Formación Carbonera (Unidad C1). Esta constituida predominantemente por arcillolita que varía su coloración, estando intercaladas con limolitas hacia el tope y con delgados niveles de arenisca que se van incrementando hacia la base de esta Unidad.

1.3.2.10 Formación Carbonera (Unidad Lutita E). Esta definida por la presencia de niveles de lutitas verde claro, alternada con arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas.

1.3.2.11 Formación Carbonera (Unidad Areniscas Superiores). Esta unidad se caracteriza por tener una variación de capas arenosas y arcillosas, en la parte superior predomina una secuencia de intercalaciones de areniscas y menores intercalaciones de arcillolitas en la cual predominan los tonos grisáceos; hacia la parte media presenta fragmentos carbonosos, chert y fragmentos de siderita y hacia la base la secuencia se hace más arcillosa, con menores intercalaciones de arenas y trazas de piritas.

1.3.2.12 Formación Guayabo. Formación constituida hacia el tope por paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, angular a subredondeado y a medida que se avanza la profundidad se encuentran arenas que son intercaladas por menores niveles de arcillolitas de color marrón, rojizas y amorfas en menor proporción de fractura blocosa.

Para el Campo Castilla, las Unidades de interés son K1 y K2 correspondiente a la Formación Guadalupe; para el Campo Chichimene las Unidades de interés son el T2 y K1, correspondiente a las Formaciones San Fernando y Guadalupe, respectivamente; y la Unidad de interés del Bloque CPO-09 es la T2, que es la misma Formación San Fernando.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de los Llanos Orientales se encuentran limitados a lo largo de la margen marginal, por una amplia zona de fallas de tipo compresional conocido como sistema de Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante una fase extensiva de las edades Jurásica y Cretácico, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia Noreste buzando al Oeste y con fallamiento normal escalonado⁷.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) describe a través del libro publicado en 2011 por Sarmiento⁸, la descripción del sistema petrolífero.

1.5.1 Rocas generadoras. Las lutitas negras y lutitas calcáreas del Cenomaniano-Santoniano de la Formación Gachetá constituyen la principal roca fuente de la Cuenca. La unidad contiene kerógenos tipo II y III con aceite y capacidad de generar de gas. Las lutitas en el periodo Paleógeno en las Formaciones Barco y Los Cuervos también muestran buenas características de roca de origen.

1.5.2 Rocas reservorio. Los principales reservorios de la cuenca son las areniscas de la época del Eoceno de la Formación Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y las Unidades C2, Arenisca de Carbonera, y C1 pertenecientes a la Formación Carbonera entre las épocas de Oligoceno-Mioceno.

1.5.3 Rocas sellos. Corresponde a las lutitas de la mitad de la época de Mioceno de a Formación León, y las unidades Lutita E3, Lutita E4 y Lutita E pertenecientes a la Formación Carbonera. Además, sello rocas locales están contenidas en la Formación Gachetá y en la Formación Cuervos en la época del Paleoceno superior - Eoceno inferior, y algunos niveles de lutita de la Formación Carbonera.

1.5.4 Trampas. Los principales estilos de trampas son:

⁷ ARIAS, H. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga, Colombia. 2012, p. 56.

⁸ SARMIENTO, L. ANH. Petroleum geology of Colombia –Volumen 9. Colombia. 2011, p. 134.

- Anticlinales relacionados con fallas inversas, que se encuentran entre las colinas y la sabana (llanos). Implican los reservorios de las formaciones de Gachetá, Guadalupe, Barco, y Mirador situadas en la época media del Mioceno.
- Se pliega en sistemas de fallas, que se encuentran al norte de la Cuenca, implicando los reservorios finales de los periodos de Cretácico y Cenozoico en las Formaciones de Carbonera y Mirador.
- Pliegues relacionados con fallas antitéticas, que se encuentran en el centro de los Llanos, e involucra los reservorios de las Formaciones Gachetá, Guadalupe, Mirador y Carbonera.
- Trampas estratigráficas situadas al oeste de la cuenca y relacionadas con la Formación Carbonera. Dentro de la formación hay una serie de intervalos de sellado vertical y lateral.

2. CEMENTACIÓN Y METODOLOGÍA CAUSA RAÍZ

En este capítulo se presentan generalidades de la operación de cementación y la descripción de la metodología causa raíz para analizar la información recopilada de las operaciones realizadas en los nueve (9) pozos ubicados en la VRO (Vicepresidencia Regional de Orinoquía).

2.1 GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN

La operación de cementación es muy importante para la integridad del pozo. Esta permite que el completamiento y la fase de producción del pozo sean eficientes evitando problemas operacionales que afecten los equipos, el medio ambiente y hasta la vida de los operadores.

La cementación es el proceso que consiste en mezclar cemento y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hueco y el diámetro externo de la tubería de revestimiento.

2.1.1 Objetivos de la cementación. La operación de cementación debe cumplir unas funciones específicas para definirse como una buena cementación, las cuales son:

- Aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, petróleo y agua.
- Protección del revestimiento debido a las cargas axiales que soporta (Peso propio y tensión adicional que se produce al continuar la perforación, después de sentar el revestimiento).
- Dar soporte y proteger de daños el revestimiento (Corrosión por fluidos de la formación y esfuerzos de cortes).
- Brindar estabilidad a las paredes del pozo.

2.1.2 Clasificación de la cementación. Se clasifica de acuerdo a los objetivos que se deben cumplir.

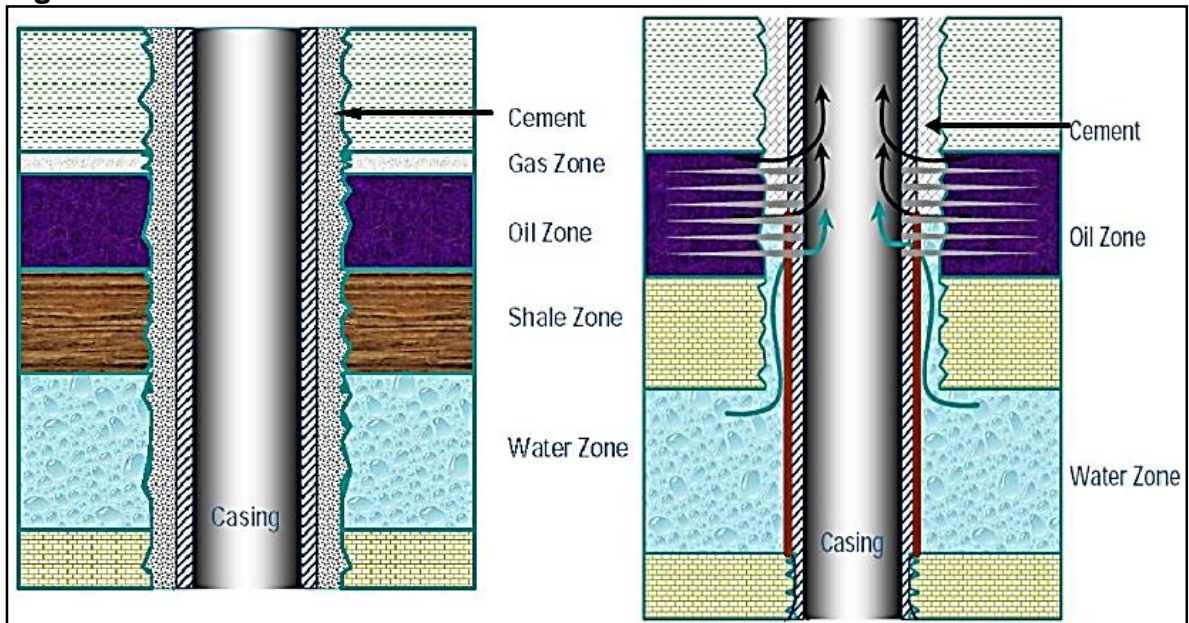
2.1.2.1 Cementación Primaria. Es la primera operación de cementación que se realiza para colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación, formando un sello completo y permanente proporcionando un aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.

2.1.2.2 Cementación Forzada. Es la operación que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta

acción se usa como medida correctiva a una cementación primaria defectuosa, siendo el uso más importante el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos.

En la Figura 3, se puede apreciar gráficamente la diferencia entre una buena y mala cementación, teniendo en cuenta que al realizar una cementación primaria deficiente, se debe mejorar la cementación por medio de la cementación forzada.

Figura 3. Buena cementación Vs Mala cementación



Fuente. Taller de cementación ECOPETROL S.A. 2015

2.1.2.3 Tapones de Cemento. Son volúmenes de lechada de cemento que se colocan en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, proporcionando un sello contra el flujo vertical de los fluidos o aportando un soporte para el desvío de la trayectoria del pozo⁹.

2.1.3 Tipos de tubería de revestimiento¹⁰. Los revestimientos o más conocidos como casing, son tuberías especiales que se introducen en el hoyo perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

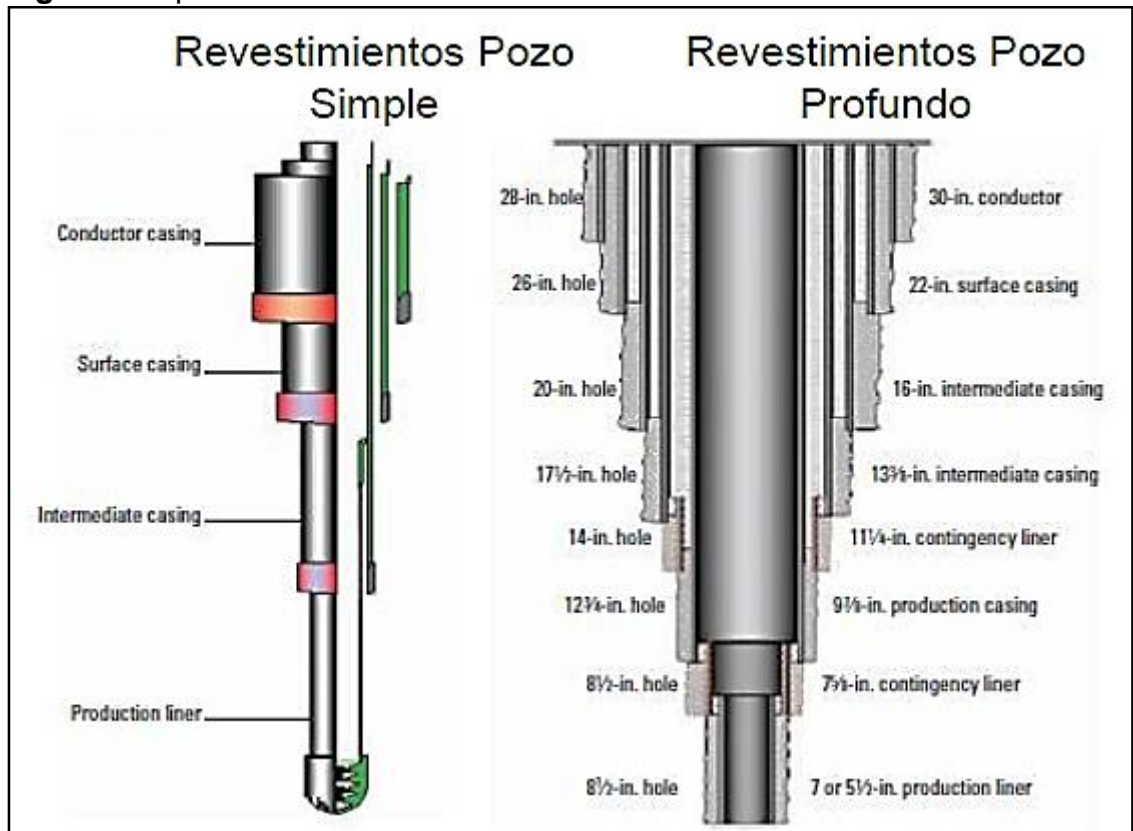
La operación de cementación se realiza de diferente forma para cada tubería de revestimiento, debido a que cada una tiene unas propiedades mecánicas diferentes

⁹ Ingeniería de Cementaciones, p.5.

¹⁰ RABIA, H. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987. p.22.

y se colocan a unas profundidades específicas de acuerdo a sus propiedades. En la Figura 4, se aprecia los tipos de revestimientos para un pozo simple y un pozo profundo.

Figura 4. Tipos de revestimientos



Fuente. Taller de cementación ECOPETROL S.A. 2015

Los tipos de tubería de revestimiento son los siguientes.

2.1.3.1 Tubería Conductora. Esta es instalada desde superficie hasta profundidades someras (30 a 400 pies). Se utiliza para dar soporte a formaciones no consolidadas, prevenir derrumbes, pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad, proteger acuíferos superficiales de la contaminación con los fluidos de perforación, revestir cualquier depósito poco profundo de gas proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación. Este tipo de tubería de revestimiento es cementada desde la profundidad de asentamiento hasta la superficie; en esta tubería se instala el conjunto de válvulas preventoras (BOP's) y soporta las posteriores sartas de tubería de revestimiento y el cabezal del pozo.

Los diámetros normalmente son de 30" y 20" en un hueco de 36" y 24", y de 20" o 16" en un hueco de 24" y 20".

2.1.3.2 Tubería de Superficie. Es instalada para prevenir el colapso de las paredes del pozo por la presencia de formaciones débiles poco profundas, por lo tanto debe ser sentada en roca competente para asegurar que las formaciones ubicadas en el zapato de la tubería no se fracturarán con las altas presiones hidrostáticas que se vayan a emplear posteriormente en la vida del pozo. Provee protección contra arremetida para la perforación más profunda y un soporte estructural para el cabezal del pozo y sartas de revestimientos posteriores.

Se asienta a una profundidad de 100 a 3000 pies, con diámetros normalmente de 20"-16"-13 ³/₈" en huecos de 24"-20"-17 ¹/₂".

2.1.3.3 Tubería Intermedio. Este tipo de tubería generalmente es sentada en zonas de transición a formaciones con presiones anormalmente altas. Provee seguridad contra arremetidas para la perforación más profunda y aísla formaciones que podrían poner en peligro la integridad del pozo, por tal motivo es ubicada con el fin de sellar zonas con posibilidades de pérdidas de circulación severas, aislar domos salinos o anhidrita.

Este tipo de tubería es asentada entre 3000 y 12000 pies de profundidad, con diámetros normalmente de 13 ³/₈"- 10 ³/₄"- 9 ⁵/₈" en huecos de 17 ¹/₂"-16"-12 ¹/₄".

2.1.3.4 Tubería de Producción. Es la última sarta de tubería de revestimiento instalada y es aquella que podría estar potencialmente expuesta a fluidos del yacimiento. La función de este tipo de tubería es la de aislar las zonas productoras, permitir el control del yacimiento, actuar como un conducto seguro de transmisión de fluidos a la superficie y prevenir influjos de fluidos no deseados.

Se asienta en la zona productora, que por lo general es mayor a 12000 pies de profundidad, con diámetros normalmente de 9 ⁵/₈"- 7"- 5 ¹/₂"- 5"- 4 ¹/₂" en huecos de 13 ³/₈"- 8 ¹/₂"- 6".

2.1.3.5 Liner. Este tipo de tubería de revestimiento es aquella que no alcanza la superficie. El liner es suspendido de la tubería intermedia por medio de un arreglo de empaques y cuñas denominado liner hanger. La principal ventaja de los liners es la reducción en longitud y diámetro de las tuberías a emplear, siendo un factor favorable en el aspecto económico y reduce los requerimientos en capacidad de carga del equipo de perforación.

2.1.4 Aditivos. Son químicos y materiales agregados a la lechada de cemento para modificar las propiedades de éste. En la Tabla 1 se muestra la clasificación de los aditivos de acuerdo a su función.

Tabla 1. Clasificación de aditivos para la lechada de cementación

ADITIVOS	FUNCIÓN	MAS USADOS
Aceleradores	Reducir el tiempo de fragüado de la lechada de cemento, incrementando la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva.	Cloruro de Calcio (CaCl ₂) Cloruro de Sodio (NaCl) Sulfato de Calcio (CaSO ₄).
Retardadores	Prolongar el tiempo de fragüado de la lechada de cementación.	Lignosulfonatos Acidos Hidroxilcarboxílicos Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC) Organofosfonatos.
Extendedores	Reducir la densidad de la lechada de cemento o disminuir la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado.	Bentonita Puzolana Metasilicato de Sodio Anhidro.
Densificantes	Incrementar la densidad de la lechada de cementación.	Barita Limadura de Hierro.
Dispersantes	Reducen la viscosidad de las lechadas de cementación.	Sulfonatos de Sodio Polynapthaleno (PNS) Sulfonato Polimelamida (PMS) Polímeros Aromáticos Lignosulfonatos
Controladores de Filtrado	Controlan la pérdida de la fase acuosa de la lechada de cemento, frente a zonas permeables.	Bentonita Polímeros sintéticos no iónicos Poliacrilamidas
Controlador de Pérdida de Circulación	Controlar la pérdida de cemento hacia zonas débiles de la formación o fracturas.	Polipropileno Fibra de vidrio y de carbón.

Fuente. Diseño de perforación. p 89. (Modificado por Autores).

2.1.5 Causas que generan la canalización del cemento. La canalización del cemento puede ocurrir por diferentes causas, las cuales son:

2.1.5.1 Diámetro del hueco muy ancho. Por medio del registro de Caliper, se evidencia el diámetro del pozo. Al ser muy ancho va a afectar la centralización de la tubería de revestimiento, provocando que el desplazamiento de los fluidos no sea uniforme afectando directamente la remoción del fluido de perforación¹¹.

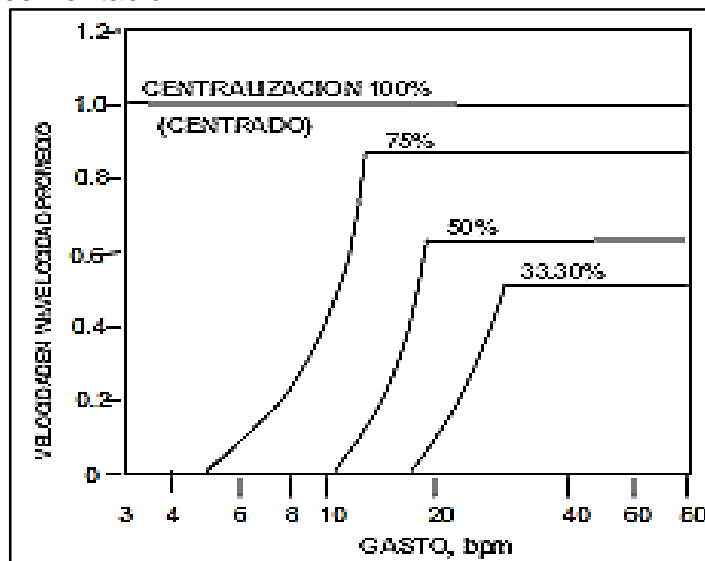
2.1.5.2 Mala centralización del pozo. Cuando la tubería no está centralizada, los efectos de las fuerzas que resisten el arrastre del fluido de perforación no serán uniformes a través del área de flujo en el espacio anular, aumentando la probabilidad de que el fluido de perforación se canalice en el lado angosto del espacio anular. Un grado de descentralización es el porcentaje de Standoff, entre más grande es el porcentaje va a referirse de que la tubería está mejor centralizada; la descentralización de la tubería de revestimiento afecta la velocidad de flujo en el lado angosto del espacio anular, provocando incrementar la velocidad de flujo para iniciar el movimiento del fluido de perforación situado en el espacio anular¹².

¹¹ Diseño de perforación, p. 76.

¹² Op. Cit. p.77.

En la Gráfica 1, se observa el caudal “Gasto” que se necesita para mover el fluido de perforación localizado en el espacio anular con respecto a la centralización de la tubería de revestimiento, interpretando que la centralización de la tubería adecuada para utilizar un caudal de 5 a 6 barriles por minuto es de 70 a 75%, con estos valores de caudal se garantiza que la presión no sea la suficiente para fracturar la formación.

Gráfica 1. Efecto de la centralización de la tubería de revestimiento en la velocidad de flujo de la cementación



Fuente. Diseño de perforación. p 77. (Modificado por Autores).

2.1.5.3 Mala limpieza del hueco. Antes de bombear la lechada de cementación, se bombean unos preflujos, cuya función es remover y arrastrar eficazmente el fluido de perforación, evitando que el fluido de perforación quede en el espacio anular afectando la cementación primaria. Los preflujos que se bombean son el lavador químico y el espaciador mecánico.

La función principal del lavador químico es la dilución y remoción del fluido de perforación que se encuentra en el espacio anular, con el fin de que exista una buena adherencia del cemento a la tubería de revestimiento. Normalmente la densidad es de 8,34 ppg, debido a que son fluidos base agua; se agregan aditivos para mejorar la afinidad, las propiedades de lavado y aumentar la eficiencia de remoción del fluido de perforación.

La función del espaciador mecánico es arrastrar y desplazar el fluido de perforación situado en el espacio anular. El diseño del espaciador debe ser compatible con el fluido de perforación y la lechada de cementación; lo más característico de un

espaciador mecánico es que debe ser más pesado, más viscoso y debe tener un punto de cedencia más alto que el fluido de perforación pero menos que el de la lechada de cementación. El valor del punto de cedencia del espaciador debe tener una alta amplitud con respecto al del fluido de perforación, una diferencia mínima de 15 lb/100 ft², para garantizar un buen funcionamiento del espaciador y por consiguiente una buena limpieza en el espacio anular.

2.1.5.4 No acondicionar el fluido de perforación en el pozo. Si no se acondiciona el fluido de perforación antes de empezar con la operación de cementación, la resistencia de gel y la viscosidad plástica de este fluido van a ser altos debido a los rípios producidos por los trabajos de perforación, provocando una disminución en la eficiencia del desplazamiento, debido al aumento de las fuerzas de arrastre de desplazamiento necesarias para retirar el fluido de perforación gelificado.

2.1.5.5 Realizar trabajos antes de cumplir el tiempo de fraguado de la lechada de cementación. Se debe esperar un tiempo prudente para que la lechada de cementación desarrolle una resistencia a la compresión necesaria para poder apoyar la tubería de revestimiento y logre soportar diferentes presiones antes de continuar con las operaciones, tales como la limpieza en el tope de la sección recién cementada, la limpieza en la sección cementada y corrida de registros eléctricos.

Para certificar que la adherencia del cemento no sea afectada por las operaciones, se debe esperar que la lechada de cementación alcance 1000 psi de resistencia a la compresión, para poder proseguir con la limpieza en el tope de la sección recién cementada¹³.

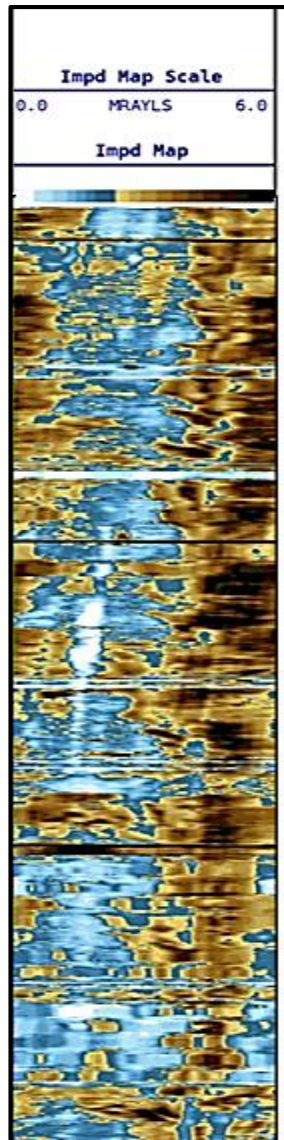
2.1.6 Evaluación de la operación de cementación. Después de haber terminado de bombear la lechada de cementación y esperar que se convierta en cemento fraguado; se evalúa el cemento para confirmar el éxito de su aplicación y certificar que hay un buen sello hidráulico por medio de registros eléctricos. La función de estos registros es determinar la calidad de adherencia del cemento en el espacio anular por medio de señales acústicas. Los registros eléctricos que se utilizan son el CBL y el VDL.

2.1.6.1 Registro de adherencia de cemento CBL¹⁴. Este tipo de registro se basa fundamentalmente en el uso de señales acústicas para determinar la calidad de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento, también detecta vacíos, deshidratación y contaminación causada por el lodo. El CBL da un resultado radial mostrando los 360 grados del pozo y es representado en una escala de colores. En la Figura 5 se observa un registro CBL.

¹³ BARRADAS, G. HIDALGO, C. MURILLO, S. QUENTA, O. UZEDA, C. Perfiles en pozos entubados: Perfiles de cementación, Registros de cementación. La Paz, Bolivia. 2012. p. 12.

¹⁴Op. Cit. p. 23.

Figura 5. Registro CBL con canalización de cemento



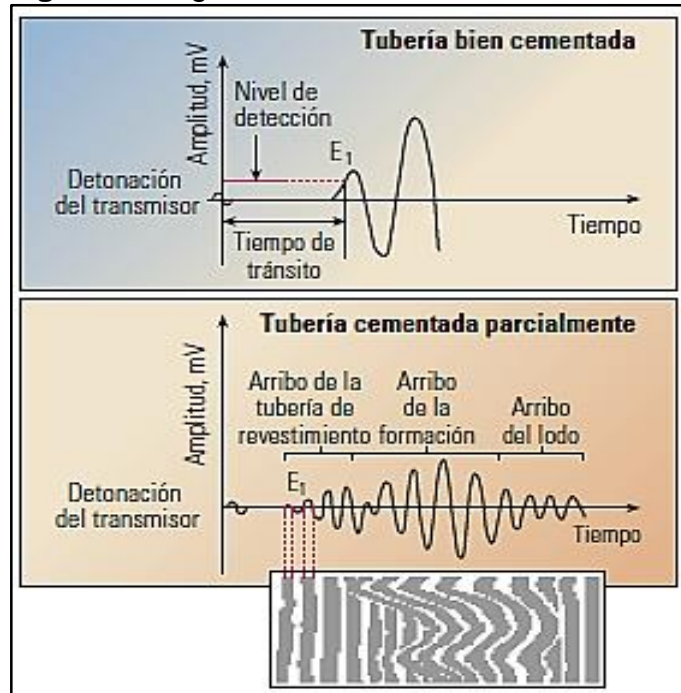
Fuente. Archivos
internos de
ECOPETROL S.A.

2.1.6.2 Registro de densidad variable VDL¹⁵. Determina la calidad de adherencia del cemento con la formación y con la tubería de revestimiento, mediante el comportamiento de un conjunto de curvas gruesas en escala de grises. Si la sección está bien cementada, habrá una atenuación de las ondas provocando que las

¹⁵ SHEIVES, T. TELLO, L. MAKI, V. STANDLEY, T. BLANKINSHIP, T. SPE 15436- A comparison of new ultrasonic cement and casing evaluation logs with standard cement bond logs. Nueva Orleans, 1986, p. 24.

curvas del registro VDL tiendan a ser verticales, pero si hay una mala cementación las ondas se van a propagar más debido a que la tubería está libre para vibrar. La interpretación del registro del VDL, se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Registro VDL



Fuente. Sheives, T. Tello, L. Maki, V. Standley, T. Blankinship, T. SPE 15436- A comparison of new ultrasonic cement and casing evaluation logs with standard cement bond logs. Nueva Orleans, 1986, p. 24.

2.2 METODOLOGÍA DE TRIPOD BETA

Este método de causa raíz lleva a cabo un análisis de los accidentes e incidentes por medio de la realización de un árbol. Este método ayuda a tomar acciones correctivas a corto plazo e identificar las causas subyacentes (fallas latentes) escondidas que causarán problemas similares en el futuro¹⁶.

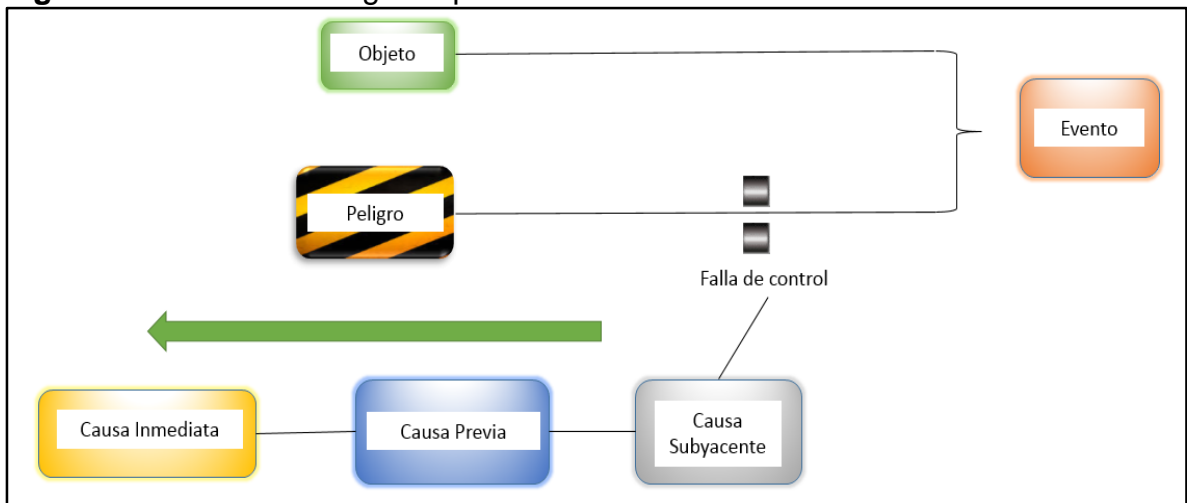
El árbol del método de Tripod Beta se ilustra en la Figura 7, y está construido por tres pasos, S.Agba y F. Otutu dicen:

Se deben realizar tres preguntas, las cuales son:

¹⁶ OTUTU, F, AGBA, S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience. Nigeria: Abuja, 2003, p.2.

- ¿Qué pasó? Realizar una cadena de acontecimientos que ocurrieron en el incidente.
- ¿Cómo sucedió? Identificar las fallas que no lograron poner fin a esta cadena de acontecimientos.
- ¿Por qué sucedió? Analizar la razón del fracaso de las fallas identificadas. Para cada una de las fallas se identifica una ruta de causalidad¹⁷.

Figura 7. Árbol metodología Tripod Beta



Fuente. OTUTU. F, AGBA. S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience, p.7. (Modificado y adaptado por autoría).

Se utilizan tres (3) elementos para identificar lo que sucedió durante el incidente y los acontecimientos que ocurrieron, se utiliza el diagrama Tripod Beta, los cuales son:

1. Evento: Se refiere al acontecimiento, por el cual un objeto se ve afectado por un peligro.
2. Objeto: Es el elemento que se cambió por el peligro; el objeto es alguien o algo que está dañado o cambiado.
3. Peligro: Es por el cual se cambia o daña el objeto. Los peligros pueden ser una fuente de energía física o pueden tener un carácter más abstracto¹⁸.

¹⁷ OTUTU. F, AGBA. S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience. Nigeria: Abuja, 2003, p.3.

¹⁸ OTUTU. F, AGBA. S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience. Nigeria: Abuja, 2003, p.3.

Para identificar como sucedió el incidente, se investiga las fallas que provocaron el fracaso. Las fallas se colocan entre el peligro y el evento y entre el objeto y el evento. Para identificar las fallas se hacen dos preguntas:

- ¿Qué fallas ocurrieron para que sucediera el peligro?
- ¿Qué fallas se provocaron para no haber protegido el objeto del peligro?

Para conocer que provocó el incidente, se sigue el método de la ruta de causalidad, S.Agba y F. Otutu dicen:

Consiste en tres elementos, que son:

- Falla latente o Causa inmediata. Generalmente se concentra en el sitio del incidente y su entorno inmediato, recopilación de los hechos relacionados con el evento y sus consecuencias. Explica el acto humano que causó directamente la falla “error humano”.
- Condición previa. Examina las circunstancias del incidente para identificar las medidas de gestión de riesgos que fallaron. Los alcances de la investigación se pueden ampliar durante esta fase para incluir actividades fuera de las instalaciones. Esto puede estar relacionado con la supervisión, capacitación, instrucciones, procedimientos, etc.
- Falla activa o Causa subyacente. Investigación tiene como objetivo identificar las causas subyacentes del incidente. Una causa subyacente no es casual, sino que está presente por más tiempo; se trata de la causa raíz¹⁹.

El método Tripod Beta explica las razones por lo cual suceden los accidentes, y cómo se puede mejorar la resistencia de una organización para los accidentes y qué hacer para mejorarlos.

¹⁹ OTUTU. F, AGBA. S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience. Nigeria: Abuja, 2003, p.4.

3. RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS

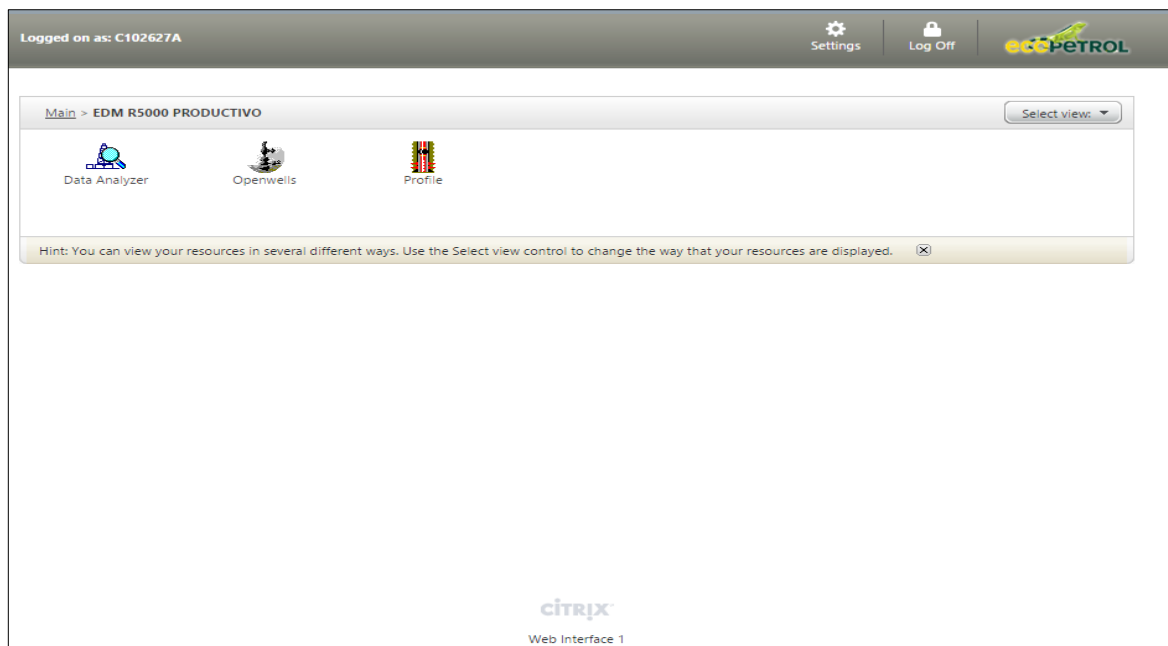
Se presenta los datos recolectados para cada pozo de estudio en las operaciones de cementación y su análisis a partir de la metodología Tripod Beta para encontrar la causa raíz que genera el NPT por canalización del cemento en los nueve (9) pozos ubicados en la VRO (Vicepresidencia Regional de Orinoquía).

3.1 RECOLECCIÓN DE LOS DATOS

La información se recolecta a partir de la base de datos de Ecopetrol S.A (OpenWells), documentos preliminares de la operación de cementación y registros de evaluación sobre la calidad del cemento.

En OpenWells es un software que permite el registro y administración de datos durante las operaciones en los pozos. Este software se compone de tres (3) herramientas, las cuales son Data Analyzer, OpenWells y Profile, mostradas en la Figura 8.

Figura 8. Herramientas de OpenWells



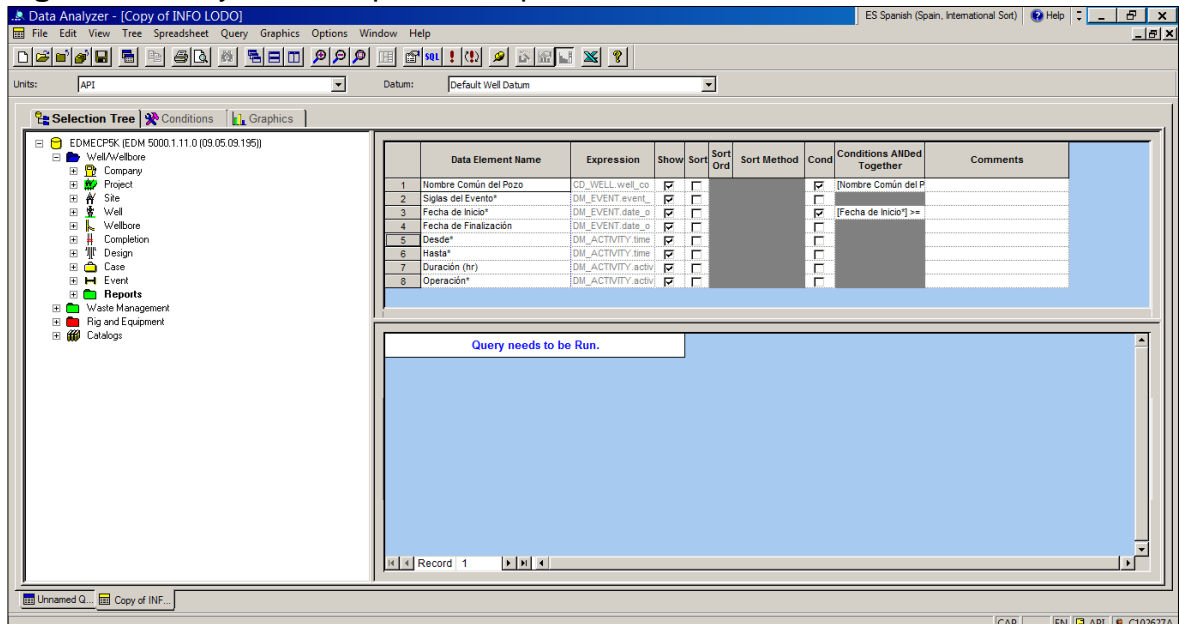
Fuente. ECOPETROL S.A. OpenWells-ECP. [www.ecovirtual.ecopetrol.com.co]. 2016

La información recolectada se extrajo de la herramienta Data Analyzer, donde se elaboraron tres (3) Querys.

La primera Query describe las operaciones de los eventos de perforación (ODR) y de completamiento (OCM) realizadas a cada uno de los nueve (9) pozos de estudio. En la Figura 9, se muestra como se elaboró la Query, donde los elementos de búsqueda fueron:

- Nombre común del pozo.
- Sigla del evento.
- Fecha de inicio.
- Fecha de finalización.
- Desde.
- Hasta.
- Duración en horas.
- Operación.

Figura 9. Query de descripción de operaciones.



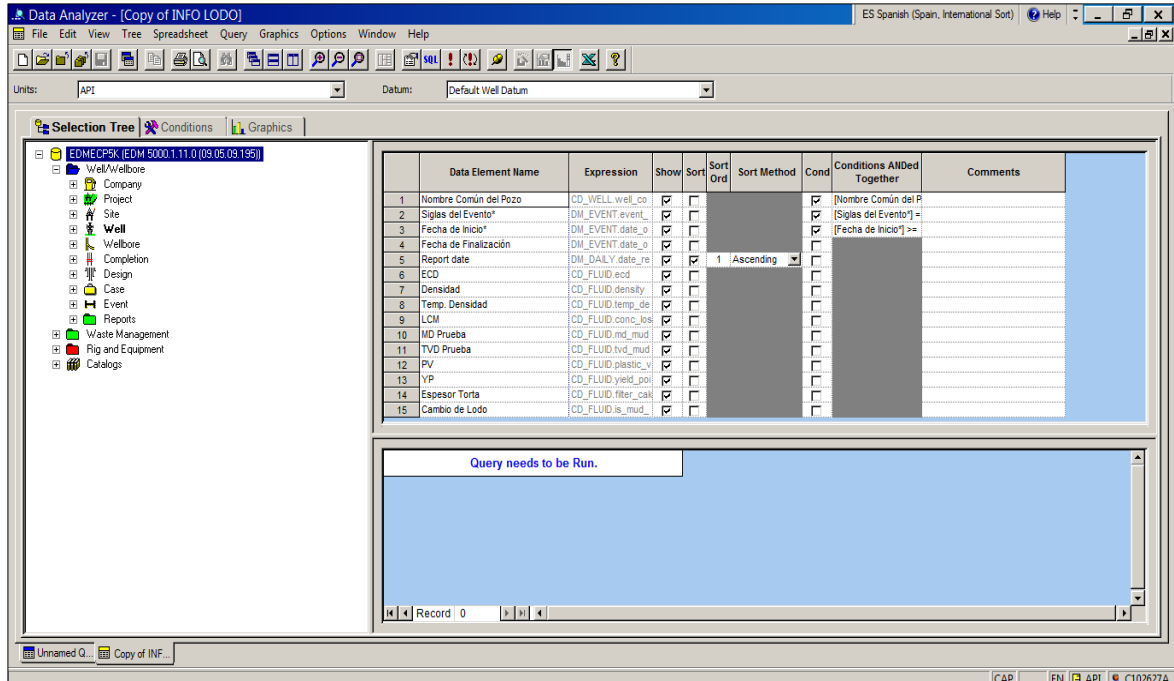
Fuente. ECOPETROL S.A. OpenWells-ECP. [www.ecovirtual.ecopetrol.com.co]. 2016

La segunda Query muestra información sobre las propiedades del fluido de perforación antes de la operación de cementación para cada uno de los nueve (9) pozos de estudio. En la Figura 10, se presenta que parámetros se utilizaron para elaborar la Query, los cuales son:

- Nombre común del pozo.
- Sigla del evento.
- Fecha de inicio.
- Fecha de finalización.
- Fecha de reporte.
- Densidad equivalente de circulación (ECD).
- Densidad.
- Temperatura a la cual fue medida la densidad.
- Si utilizaron material de pérdida de circulación (LCM).
- Profundidad de prueba en MD.
- Profundidad de prueba en TVD.

- Viscosidad plástica (PV).
- Yield point (YP).
- Espesor de la torta o cake.
- Si hubo cambio de lodo.

Figura 10. Query para el fluido de perforación



Fuente. ECOPETROL S.A. OpenWells-ECP. [www.ecovirtual.ecopetrol.com.co]. 2016

La última Query mostrada en la Figura 11, esta relacionada a la operación de cementación. Se tiene en cuenta la descripción de las propiedades de los preflujos y la lechada de cementación que se usaron en cada uno de los nueve (9) pozos de estudio. En esta se incluye la siguiente información:

- Nombre común del pozo.
- Sigla del evento.
- Fecha de inicio.
- Fecha de finalización.
- Fecha de reporte.
- El número de reporte.
- Descripción del trabajo.
- Gradiente geotermal.
- Tipo de cementación.
- Tipo de movimiento de la tubería de revestimiento.
- Rotación de tubería .
- Temperatura circulando en fondo.
- Temperatura de superficie.
- Temperatura estática en fondo.
- Tiempo de espera de fragüe.
- Rotación promedio de la tubería de revestimiento.
- Fecha de inicio de la rotación.
- Fecha de la cementación remedial.
- Clase de cemento.
- Densidad del fluido (Lechada de cementación y preflujos).
- Tipo de lodo.
- Profundidad vertical tope del fluido.

- Profundidad vertical base del fluido.
- Porcentaje de exceso del fluido.
- Relación de agua cemento.
- Temperatura de toma de densidad.
- Tipo de fluido.
- Función del fluido.
- Viscosidad plástica (VP).
- Volumen de cemento usado.
- Volumen total bombeado al hueco.
- Yield Point (YP).
- Profundidad TVD de tope de cementación.
- Presión de la prueba.
- Comentarios de la operación.

Figura 11. Query para la operación de cementación

Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions AllDed Together	Comments
1	Nombre Común del Pozo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>		Nombre Común del P
2	Siglas del Evento*	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
3	Fecha de Inicio*	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
4	Fecha de Finalización	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
5	Report date	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Ascending	<input type="checkbox"/>		
6	Report no.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Ascending	<input type="checkbox"/>		
7	Descripción del Trabajo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
8	Gradiente Geotermal	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
9	Job type	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
10	Movimiento de Tubería	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
11	Rathole	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
12	Rotación de tubería	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
13	Temperatura circulando en fondo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
14	Temperatura de Superficie (°F)	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
15	Temperatura estática en fondo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
16	Tiempo de espera de frague	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
17	Average rotating TQ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		

Query needs to be Run.

Fuente. ECOPETROL S.A. OpenWells-ECP. [www.ecovirtual.ecopetrol.com.co]. 2016

Se adquiere información de la planeación de la operación de cementación, junto con registros que muestran la zona con cemento deficiente.

3.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS

Con la información recolectada y con referencias bibliográficas, se inicia el análisis de la información para identificar la causa raíz de los problemas que generan el NPT por canalización del cemento y la elaboración del árbol de la metodología Tripod Beta para los nueve (9) pozos. Para este análisis se tienen en cuenta los siguientes factores durante la operación de cementación:

- Caliper-Centralización.
- Si hay pérdidas durante la perforación/corrida.
- Movimiento durante la cementación (Reciprocación/Rotación).

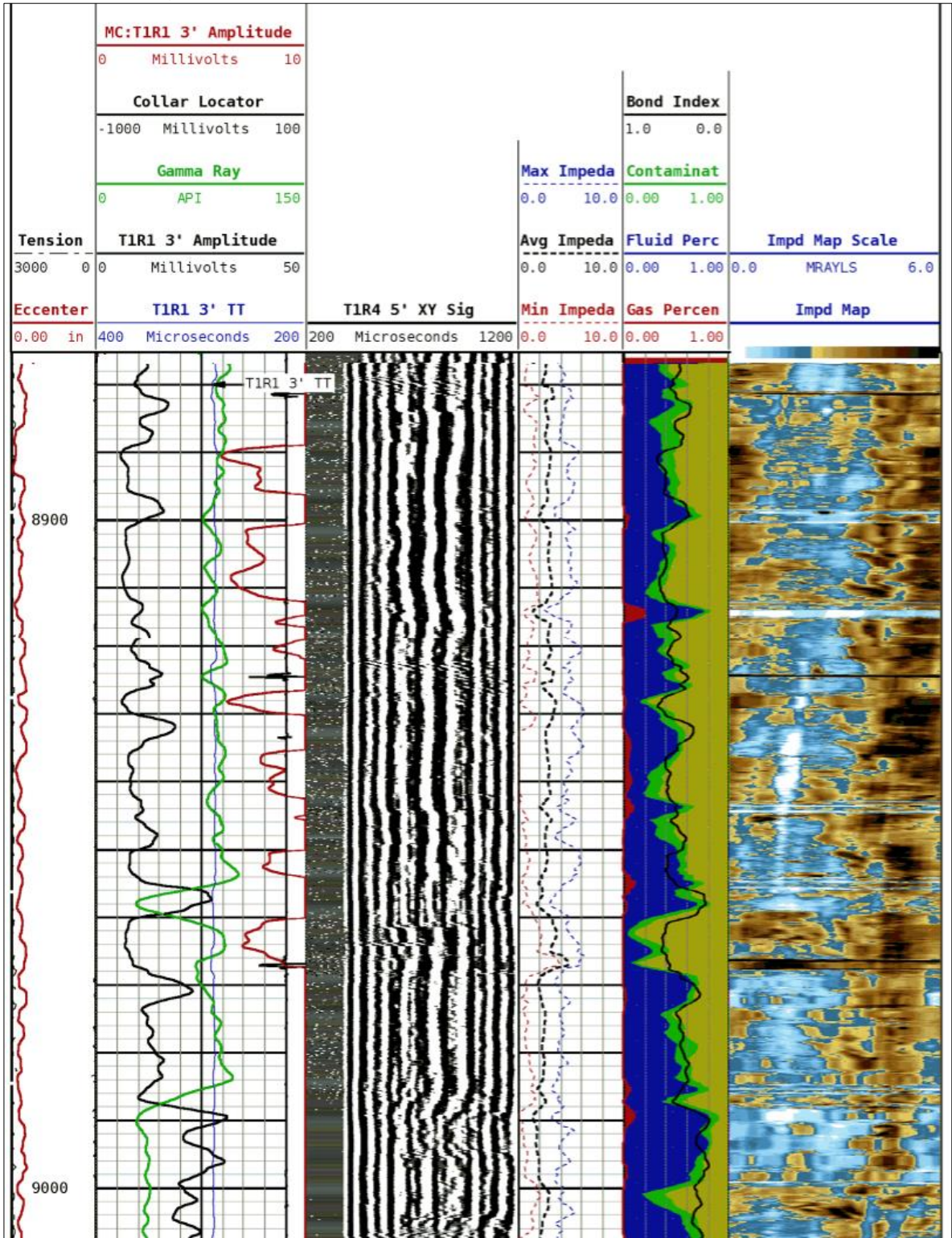
- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/Preflujos/Cake) Prejob.
- Diseño de cementación (ECD/Lechada/Rata de bombeo/Volumen).
- Tiempo de fragüe de la lechada de cementación.
- Tiempo de viaje de limpieza/Corrida de registros.
- Temperatura (BHST/BHCT).

3.2.1 Pozo A. Este pozo fue perforado en el año 2014. Se le realizó una cementación remedial a una profundidad de 7200 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 12), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

En la escala de grises se observa la atenuación de la onda, certificando la mala adherencia del cemento al revestimiento, ocasionada por contenido de fluidos en el espacio anular o por ausencia de cemento.

Figura 12. Registro CBL-VDL del Pozo A



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo A se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/preflujos/cake) Prejob.
- Tiempo de fragüe de la lechada de cementación.
- Tiempo de viaje de limpieza/ Corrida de registros.

El mal diseño del espaciador mecánico genera una remoción deficiente del fluido de perforación. En el análisis de los datos se identificó que el punto de cedencia de este preflujo (10 lb/100 ft²) es menor que el punto de cedencia del fluido de perforación (24 lb/100 ft²). Debido a estas condiciones reológicas el espaciador mecánico no tendrá la fuerza de arrastre suficiente para desplazar el fluido de perforación en el anular y reducir la migración de fluidos.

Debido a que no se respeta el tiempo de fragüe y prosiguen con las operaciones después de siete (7) horas de haber bombeado la lechada de cementación. La realización de las operaciones antes de cumplir el tiempo de fragüe del cemento, hace referencia a que se realiza un viaje corto del BHA de limpieza.

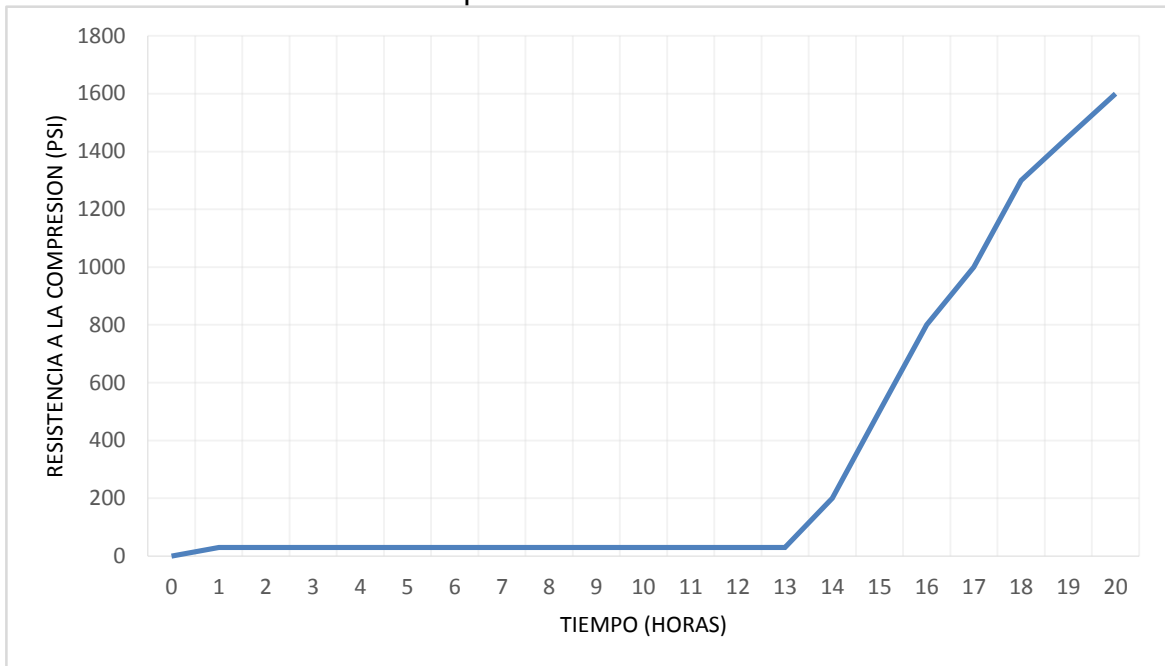
El viaje corto de limpieza se realizó en la sección anterior, es decir, la del casing de 9 5/8 pulgadas. Aunque no se trabaje en la sección del liner de 7 pulgadas, esta se verá afectada debido a que no ha pasado el tiempo prudente que se debe esperar para que tenga una resistencia a la compresión que soporte las presiones y vibraciones axiales que se producen mientras se realiza la limpieza con BHA de la sección anterior.

A partir de una simulación de cementación, se obtiene la tendencia de la curva de la resistencia a la compresión de la lechada de cementación, mostrada en la Gráfica 2. Esta representa el tiempo que tarda el cemento en adquirir la fuerza necesaria para resistir las presiones ejercidas al revestimiento.

La resistencia a la compresión mínima para limpiar el cemento en el tope del Liner es de 1000 psi²⁰, para garantizar que las fuerzas de compresión se desarrollen completamente. Para el Pozo A, se alcanza la resistencia a la compresión a las 17 horas de haber terminado de bombear la lechada de cementación.

²⁰ BARRADAS, G. HIDALGO, C. MURILLO, S. QUENTA, O. UZEDA, C. Perfiles en pozos entubados: Perfiles de cementación, Registros de cementación. La Paz, Bolivia. 2012. p. 12.

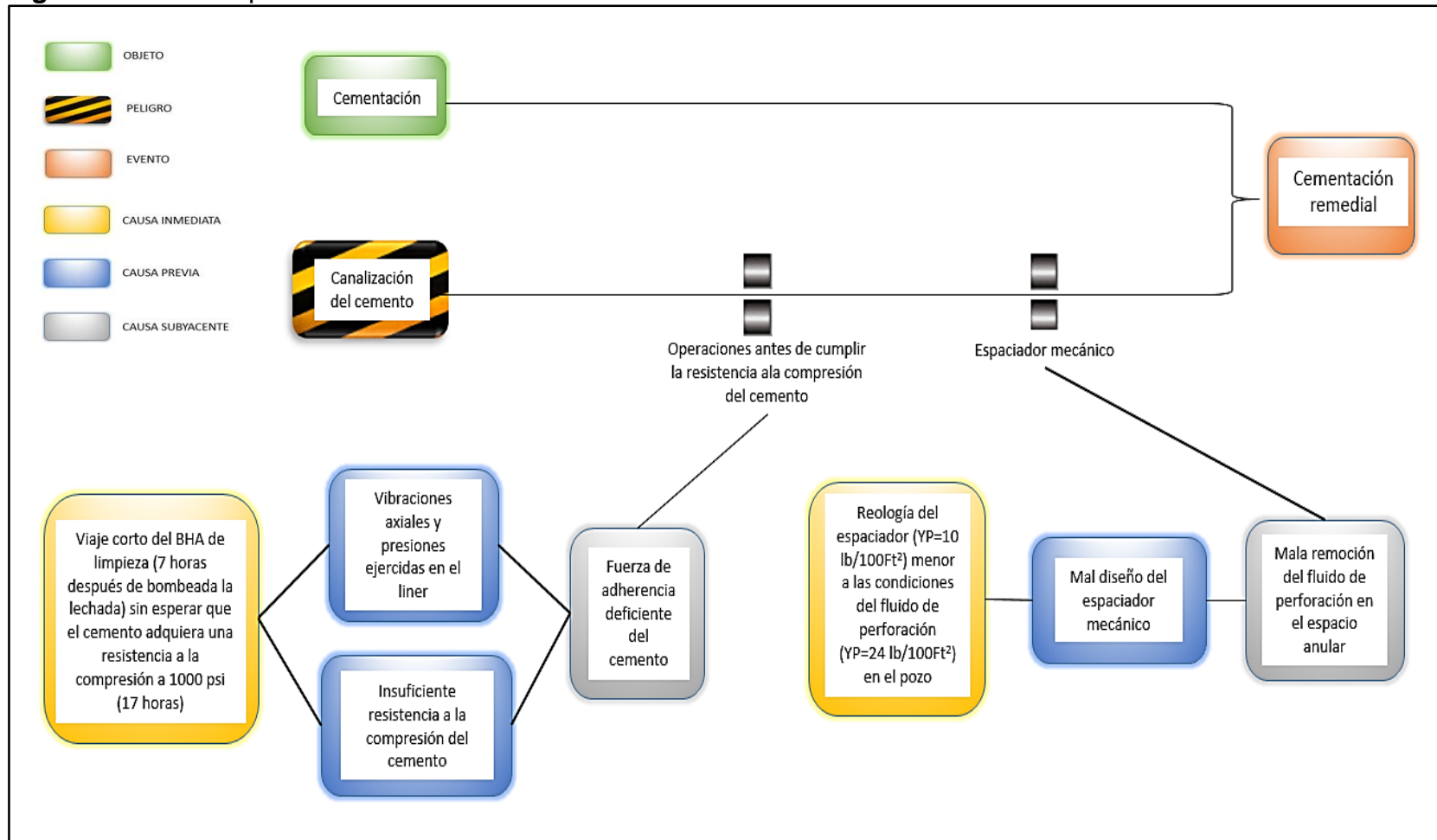
Gráfica 2. Resistencia a la compresión del Pozo A



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

De acuerdo al análisis en la Figura 13 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo A:

Figura 13. Árbol Tripod Beta del Pozo A



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo A presenta fallas con respecto a:

- Fuerza de arrastre insuficiente para desplazar el fluido de perforación, debido a una reología menor del espaciador mecánico con respecto a la del fluido de perforación, provocando una mala limpieza del espacio anular.
- Realizar el viaje de limpieza hasta el tope del liner sin esperar el tiempo suficiente para que la lechada de cementación desarrolle una resistencia a la compresión de 1000 psi.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo A fue la fuerza de adherencia deficiente del cemento y la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.2 Pozo B. Este pozo fue perforado en el año 2014. Se le realizó una cementación remedial a una profundidad de 8750 ft.

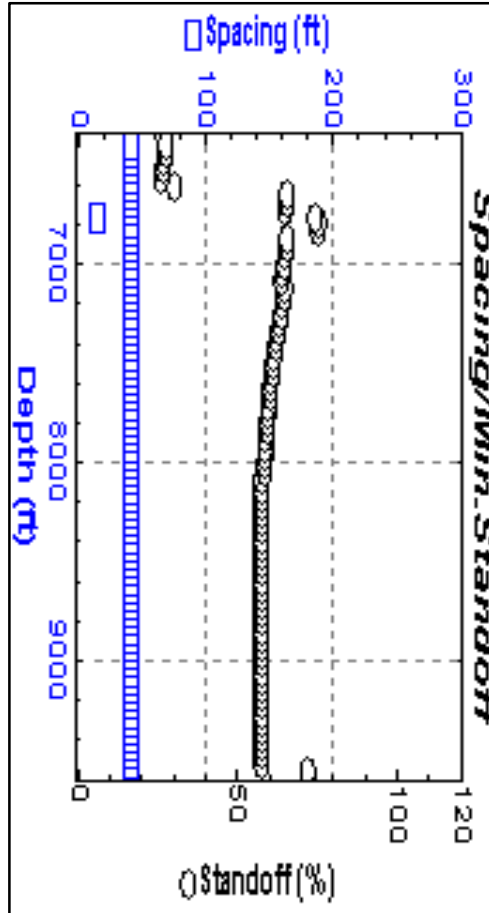
Con base a lecturas de reportes operacionales del Pozo B se diseñó el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Caliper- Centralización.

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 3, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojó un valor de Standoff de 57,3%, ocasionado por utilizar un centralizador por junta. Para obtener un valor de Standoff alto, se debe tener un espaciado mínimo entre los centralizadores de 21 ft, por tal motivo se deben colocar dos (2) centralizadores por junta.

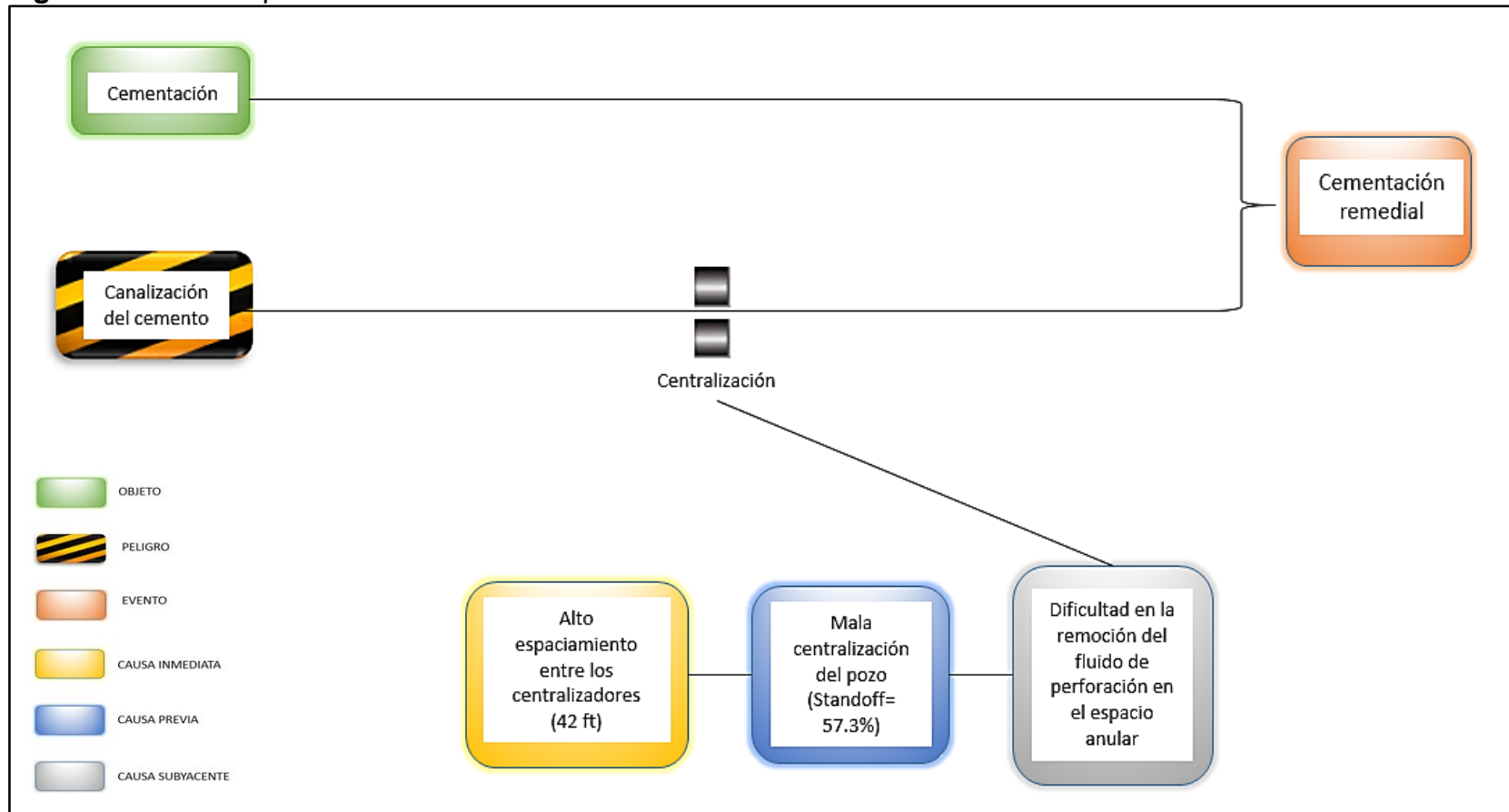
Gráfica 3. Standoff del Pozo B



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

De acuerdo al análisis en la Figura 14 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo B:

Figura 14. Árbol Tripod Beta del Pozo B



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo B presenta fallas con respecto a:

- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un alto espaciamiento entre los centralizadores.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo B fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

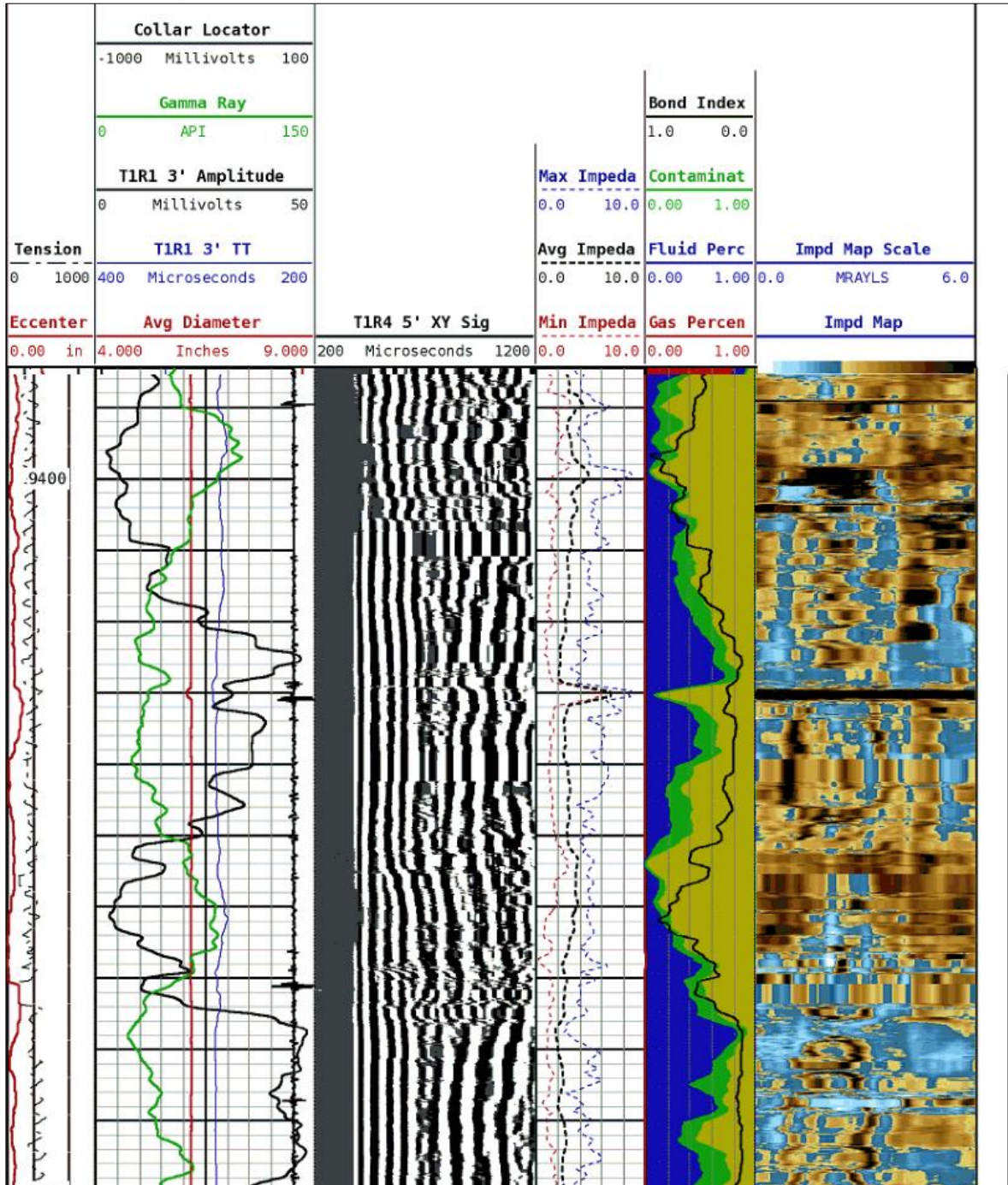
3.2.3 Pozo C. Este pozo fue perforado en el año 2014, al cual se le realizaron dos (2) cementaciones remediales para poder mejorar el sello hidráulico de las formaciones que son revestidas por el liner de 7 pulgadas, los intervalos son:

- 8020 - 8025 ft.
- 9430 - 9435 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 15), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

En la escala de grises se observa la atenuación de la onda, certificando la mala adherencia del cemento al revestimiento, ocasionada por contenido de fluidos en el espacio anular o por ausencia de cemento.

Figura 15. Registro CBL-VDL del Pozo C



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

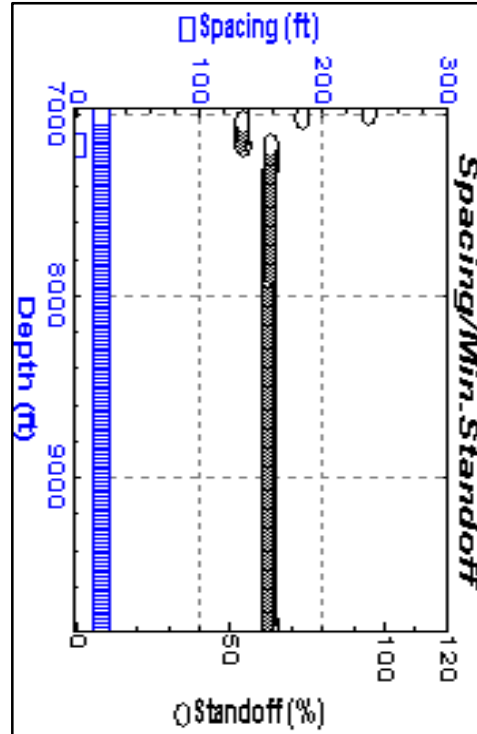
Con base a lecturas de reportes operacionales del Pozo B se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Caliper-Centralización.
- Tiempo de fragüe de la lechada de cementación.
- Tiempo de viaje de limpieza/Corrida de registros.

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 4, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojo un valor de Standoff de 62%, ocasionado por el uso de un centralizador con diámetro externo de 8,5 in en un hueco con diámetro promedio de 9,3 in. A consecuencia de esto, la tubería no quedara fija por la diferencia alta de diámetros.

Gráfica 4. Standoff del Pozo C



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

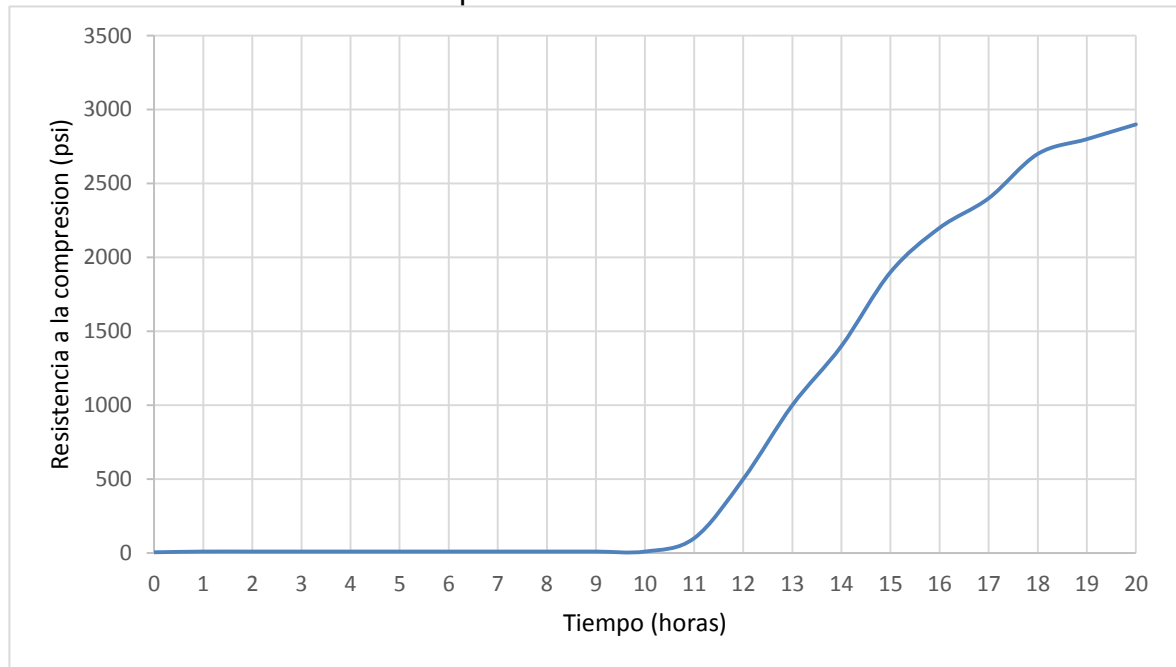
Debido a que no se respeta el tiempo de fragüe y prosiguen con las operaciones después de 10 horas de haber bombeado la lechada de cementación. La realización de las operaciones antes de cumplir el tiempo de fragüe del cemento, hace referencia a que se realiza un viaje corto del BHA de limpieza.

El viaje corto de limpieza se realizó en la sección anterior, es decir, la del casing de 9 5/8 pulgadas. Aunque no se trabaje en la sección del liner de 7 pulgadas, esta se verá afectada debido a que no ha pasado el tiempo prudente que se debe esperar para que tenga una resistencia a la compresión que soporte las presiones y vibraciones axiales que se producen mientras se realiza la limpieza con BHA de la sección anterior.

A partir de una simulación de cementación, se obtiene la tendencia de la curva de la resistencia a la compresión de la lechada de cementación, mostrada en la Gráfica 5. Esta representa el tiempo que tarda el cemento en adquirir la fuerza necesaria para resistir las presiones ejercidas al revestimiento.

La resistencia a la compresión mínima para limpiar el cemento en el tope del Liner es de 1000 psi²¹, para garantizar que las fuerzas de compresión se desarrollen completamente. Para el Pozo C, se alcanza la resistencia a la compresión a las 13 horas de haber terminado de bombear la lechada de cementación.

Gráfica 5. Resistencia a la compresión del Pozo C

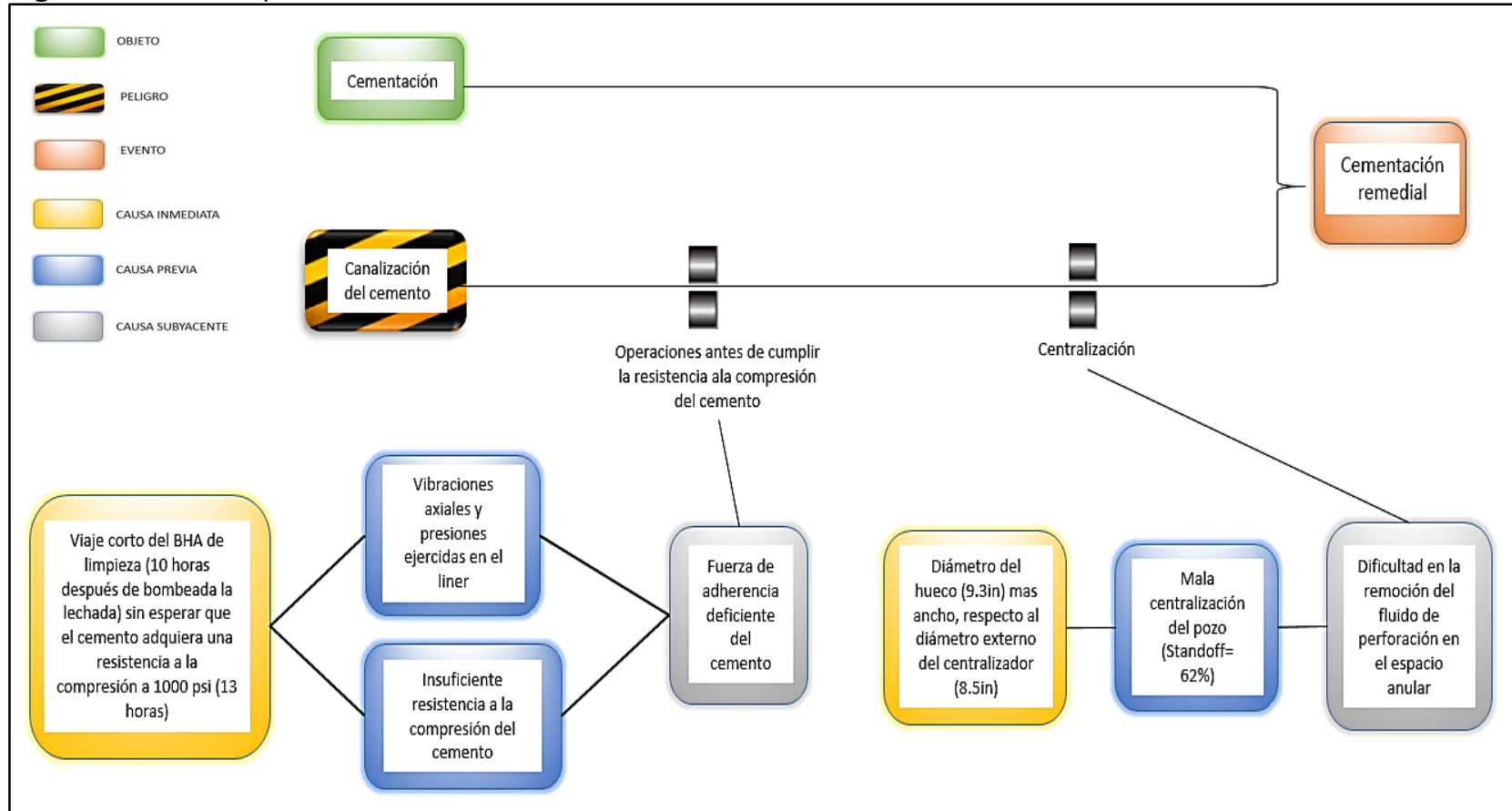


Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

De acuerdo al análisis en la Figura 16 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo C:

²¹BARRADAS, G. HIDALGO, C. MURILLO, S. QUENTA, O. UZEDA, C. Perfiles en pozos entubados: Perfiles de cementación, Registros de cementación. La Paz, Bolivia. 2012. p. 12.

Figura 16. Árbol Tripod Beta del Pozo C



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo C presenta fallas con respecto a:

- Realizar el viaje de limpieza hasta el tope del liner sin esperar el tiempo suficiente para que la lechada de cementación desarrolle una resistencia a la compresión de 1000 psi.
- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un diámetro del hueco más ancho respecto al diámetro externo del centralizador.

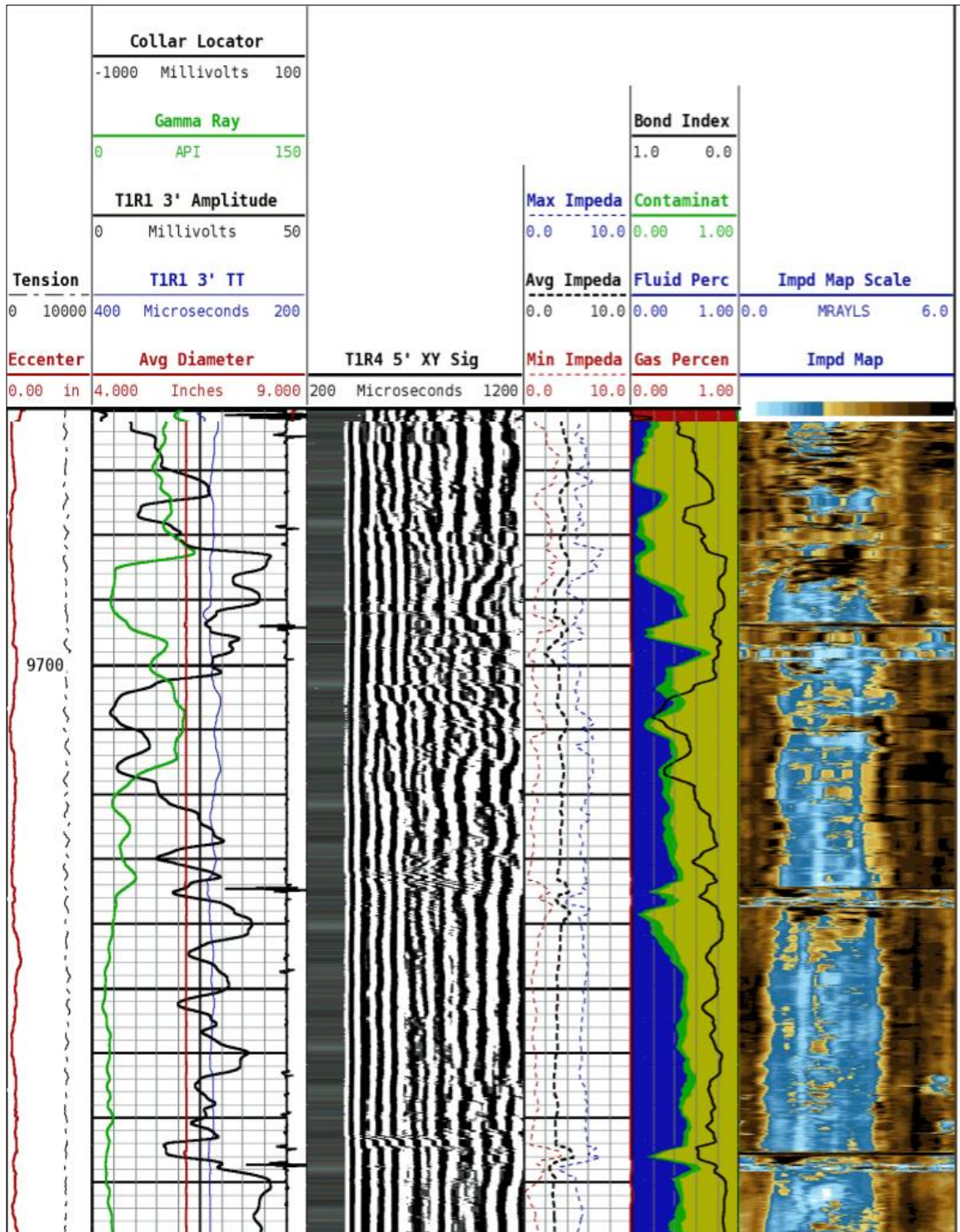
La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo C fue la fuerza de adherencia deficiente del cemento y la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.4 Pozo D. Este pozo fue perforado en el año 2014. Se le realizó una cementación remedial a una profundidad de 9795 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 17), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

En la escala de grises se observa la atenuación de la onda, certificando la mala adherencia del cemento al revestimiento, ocasionada por contenido de fluidos en el espacio anular o por ausencia de cemento.

Figura 17. Registro CBL-VDL del Pozo D



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo D se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

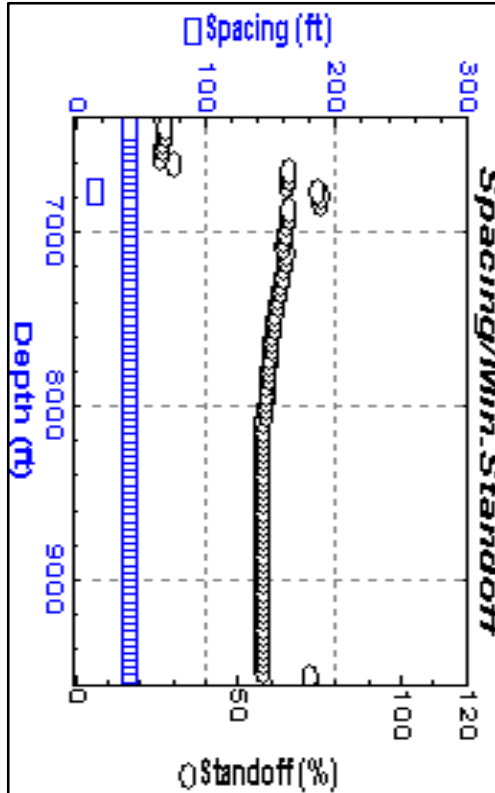
- Caliper- Centralización.
- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/preflujos/cake) Prejob.

Para el acondicionamiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, el reporte pre operacional del Pozo D, recomienda un punto de cedencia para el fluido de perforación menor a 15 lb/100 ft²; sin embargo, este acondicionamiento no se realiza y se deja el punto cedente a 30 lb/100 ft². Si no se acondicionan las propiedades reológicas del fluido de perforación, genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 6, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojo un valor de Standoff de 57,3%, ocasionado por tener una longitud de espaciamiento entre los centralizadores de 60 ft. Para obtener un valor de Standoff alto, se debe tener un espaciamiento mínimo entre los centralizadores de 21 ft, por tal motivo se deben colocar dos (2) centralizadores por junta. También el uso de un centralizador con diámetro externo de 8,5 in en un hueco con diámetro promedio de 9,3 in. A consecuencia de esto, la tubería no quedara fija por la diferencia alta de diámetros afectando la centralización de la tubería de revestimiento.

Gráfica 6. Standoff del Pozo D



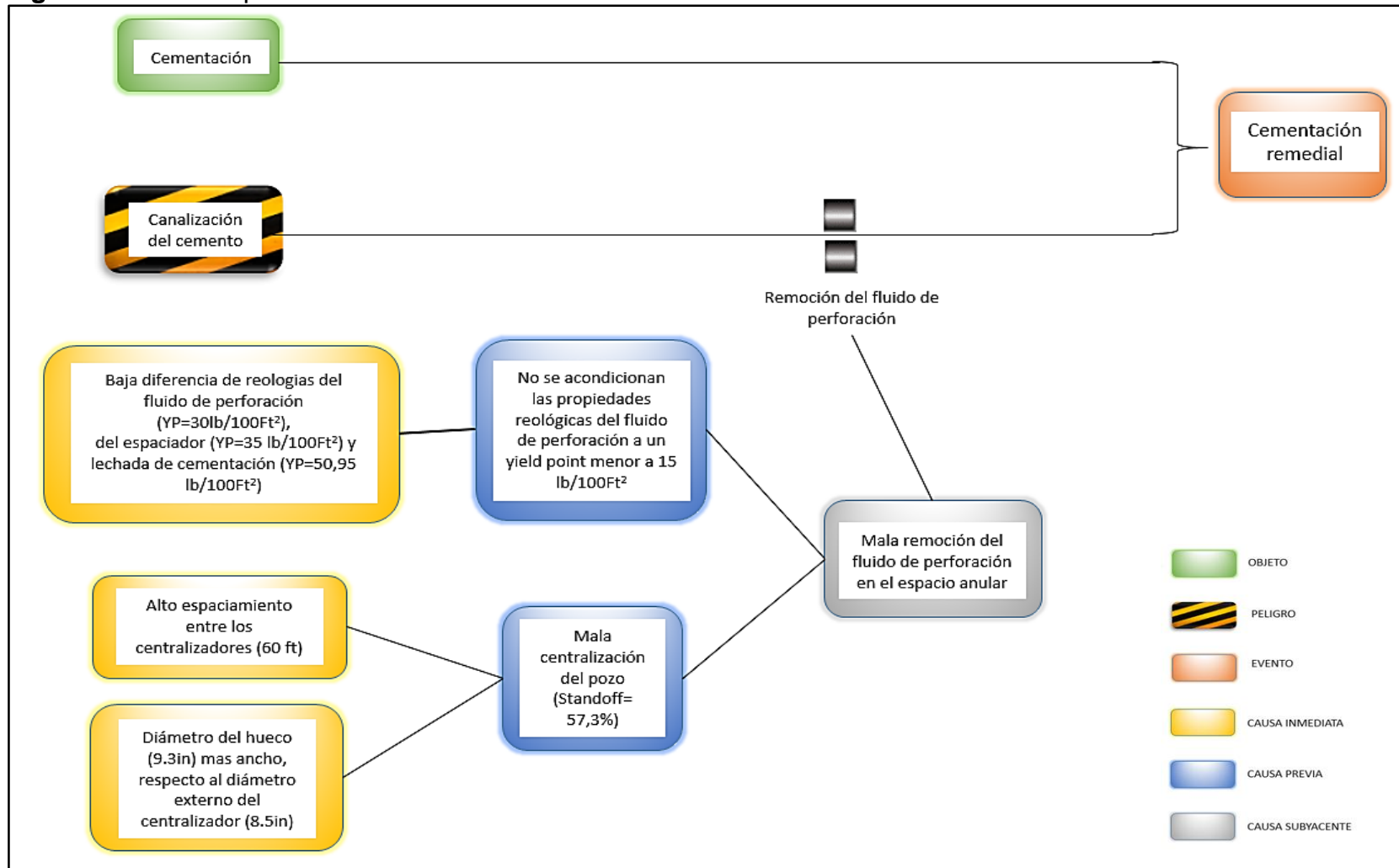
Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

El mal diseño del espaciador mecánico genera una remoción deficiente del fluido de perforación. En el análisis de los datos se identificó que el punto de cedencia de este preflujó ($35 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$) y el punto de cedencia del fluido de perforación ($30 \text{ lb}/100 \text{ ft}^2$) tienen una baja diferencia reológica.

Aunque el valor del punto de cedencia del espaciador es más alto, está muy cercano al valor del punto de cedencia del fluido de perforación. Debido a estas condiciones reológicas el espaciador mecánico no tendrá la fuerza de arrastre suficiente para desplazar el fluido de perforación en el anular y reducir la migración de fluidos.

De acuerdo al análisis en la Figura 18 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo D:

Figura 18. Árbol Tripod Beta del Pozo D



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo D presenta fallas con respecto a:

- Al no acondicionar las propiedades reológicas del fluido de perforación, se genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.
- Fuerza de arrastre insuficiente para desplazar el fluido de perforación, debido a una baja diferencia reológica del espaciador mecánico con respecto a la del fluido de perforación, provocando una mala limpieza del espacio anular.
- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un alto espaciamiento entre los centralizadores y un diámetro del hueco más ancho respecto al diámetro externo del centralizador.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo D fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

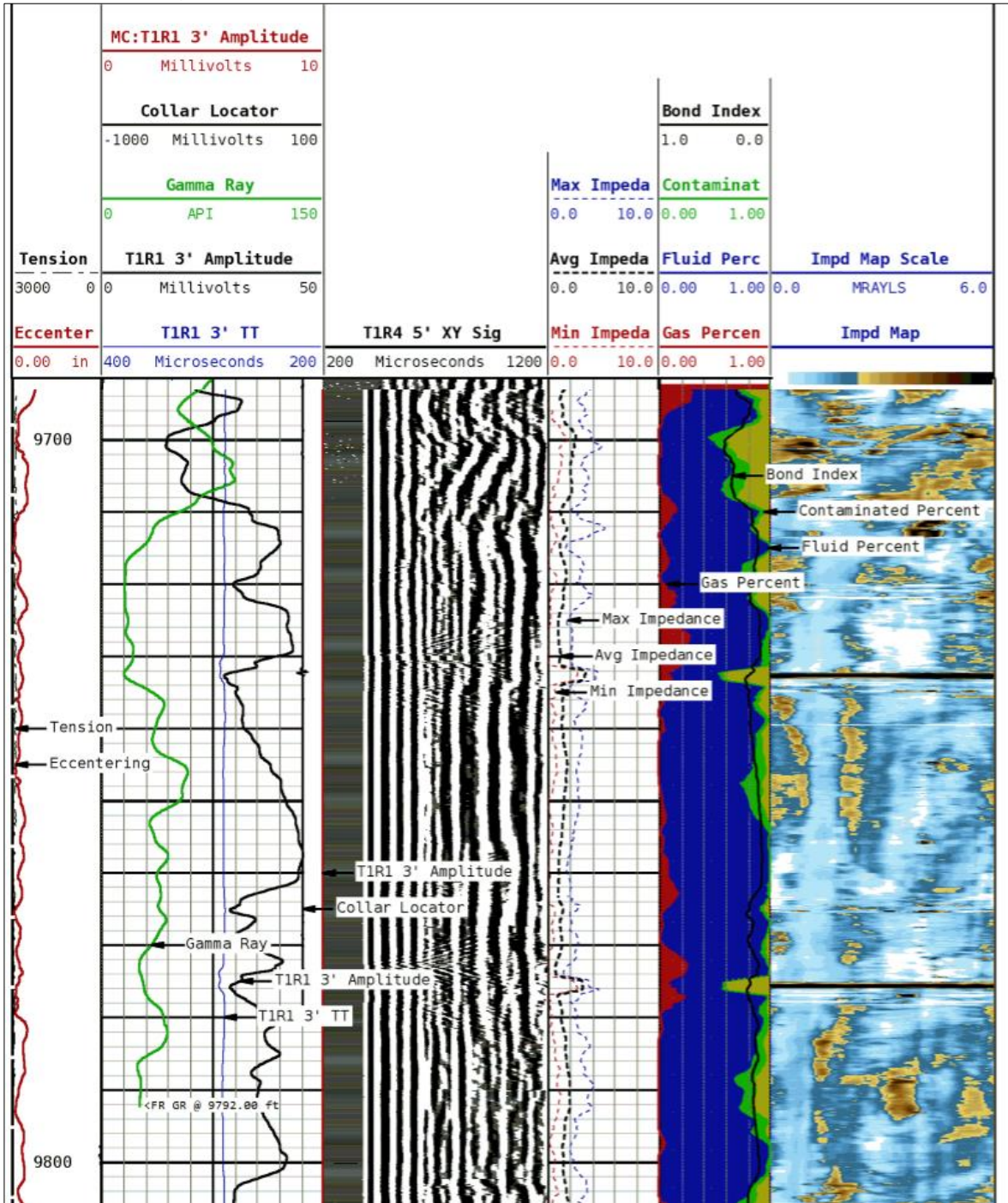
3.2.5 Pozo E. Este pozo fue perforado en el año 2014, al cual se le realiza una cementación remedial a dos profundidades:

- 9710-9715 ft.
- 8990-8995 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 19), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

En la escala de grises se observa la atenuación de la onda, certificando la mala adherencia del cemento al revestimiento, ocasionada por contenido de fluidos en el espacio anular o por ausencia de cemento.

Figura 19. Registro CBL-VDL del Pozo E



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A.

A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo E se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del

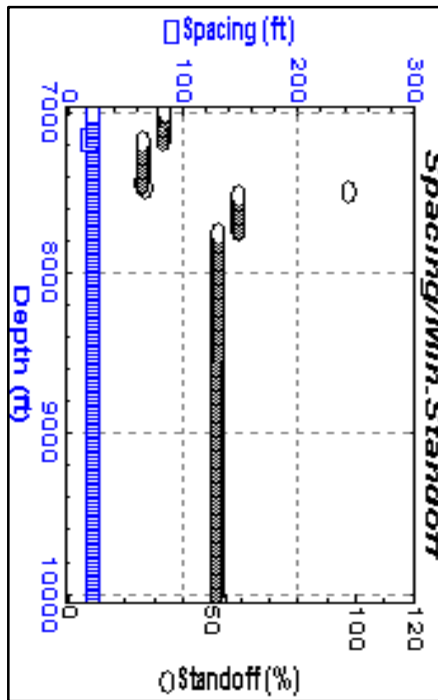
cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Caliper- Centralización.
- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/ preflujos /cake) Prejob.

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 7, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojo un valor de Standoff de 50%, ocasionado por el uso de un centralizador con diámetro externo de 8,5 in en un hueco con diámetro promedio de 9,3 in. A consecuencia de esto, la tubería no quedara fija por la diferencia alta de diámetros.

Gráfica 7. Standoff del Pozo E



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

Para el acondicionamiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, el reporte pre operacional del Pozo E, recomienda un punto de cedencia para el fluido de perforación menor a 20 lb/100 ft²; sin embargo, este acondicionamiento no se realiza y se deja el punto cedente a 30 lb/100 ft². Si no se acondicionan las propiedades reológicas del fluido de perforación, genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.

El mal diseño del espaciador mecánico genera una remoción deficiente del fluido de perforación. En el análisis de los datos se identificó que el punto de cedencia de este preflujos (37,6 lb/100 ft²) y el punto de cedencia del fluido de perforación (32 lb/100 ft²) tienen una baja diferencia reológica.

Aunque el valor del punto de cedencia del espaciador es más alto, está muy cercano al valor del punto de cedencia del fluido de perforación. Debido a estas condiciones reológicas el espaciador mecánico no tendrá la fuerza de arrastre suficiente para desplazar el fluido de perforación en el anular y reducir la migración de fluidos.

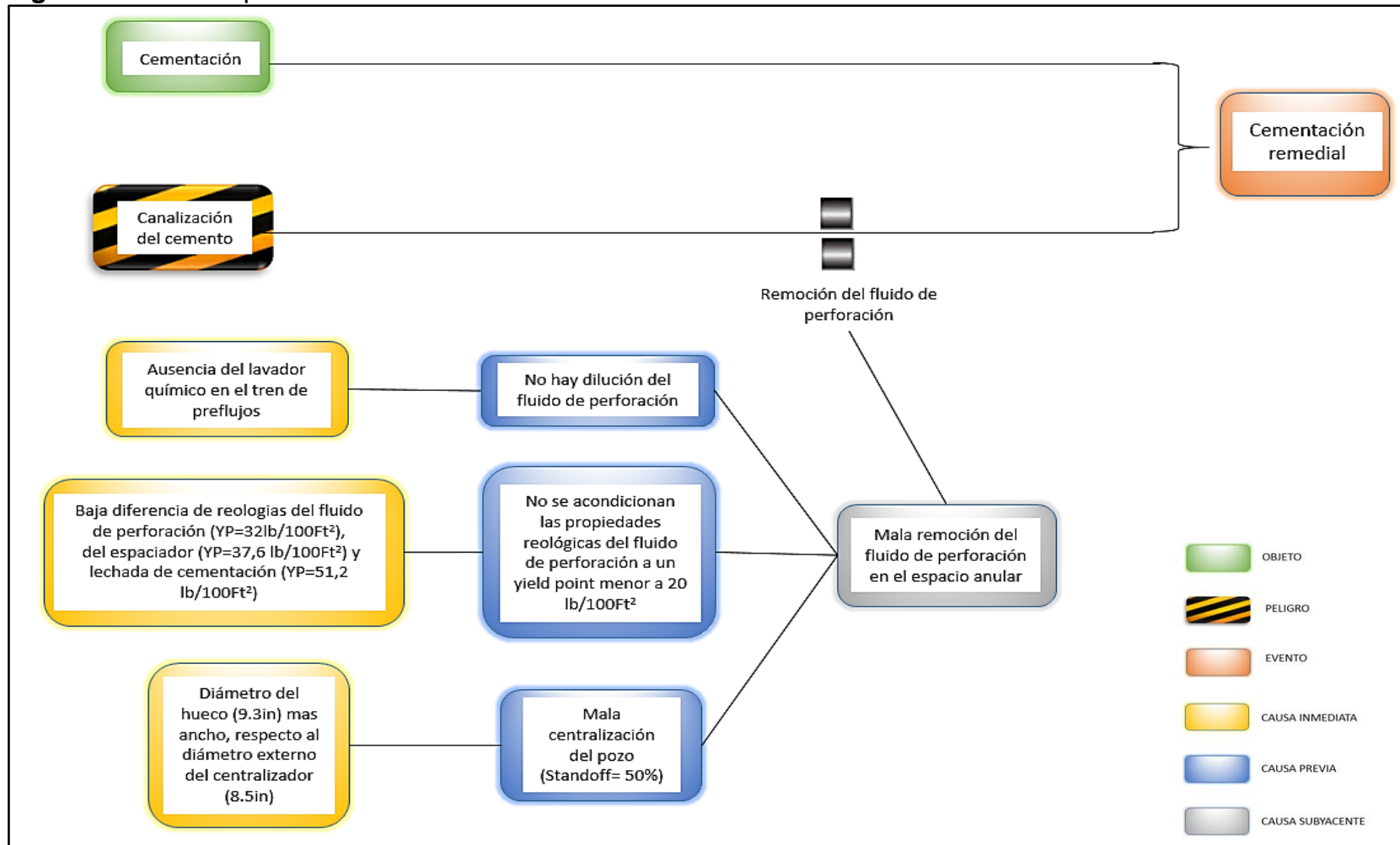
En este pozo no se presenta circulación del lavador químico, teniendo en cuenta que este debe cumplir funciones, entre las que se encuentran:

- Primera separación entre el fluido de perforación y cemento, evitando contaminación.
- Remover el fluido de perforación adherido a la tubería de revestimiento para que exista una mejor adherencia con el cemento.

Por la ausencia del lavador químico en el tren de preflujos, no se logra una dilución del fluido de perforación, afectando directamente la limpieza del espacio anular.

De acuerdo al análisis en la Figura 20 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo E:

Figura 20. Árbol Tripod Beta del Pozo E



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo E presenta fallas con respecto a:

- Al no acondicionar las propiedades reológicas del fluido de perforación, se genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.
- Fuerza de arrastre insuficiente para desplazar el fluido de perforación, debido a una baja diferencia reológica del espaciador mecánico con respecto a la del fluido de perforación, provocando una mala limpieza del espacio anular.
- Ausencia del lavador químico en el tren de preflujos, donde no se logra una buena limpieza del anular, afectando principalmente la adherencia del cemento.
- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un diámetro del hueco más ancho respecto al diámetro externo del centralizador.

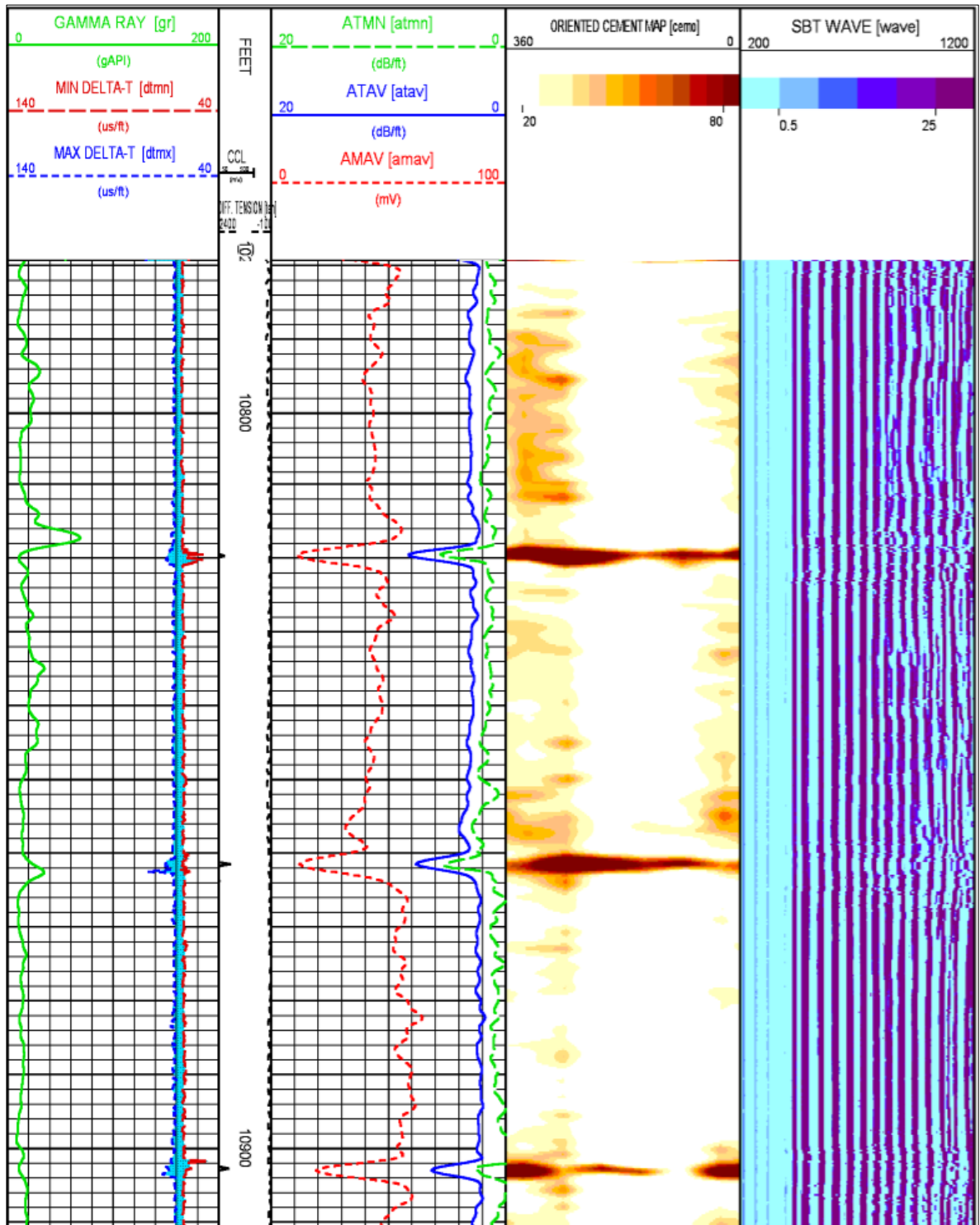
La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo E fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.6 Pozo F. Este pozo fue perforado en el año 2014. Se le realizó dos (2) cementaciones remediales a las siguientes profundidades:

- 10810 ft.
- 10960 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 21), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

Figura 21. Registro CBL-VDL del Pozo F



Fuente. Archivos internos de ECOPEPETROL S.A

A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo F se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

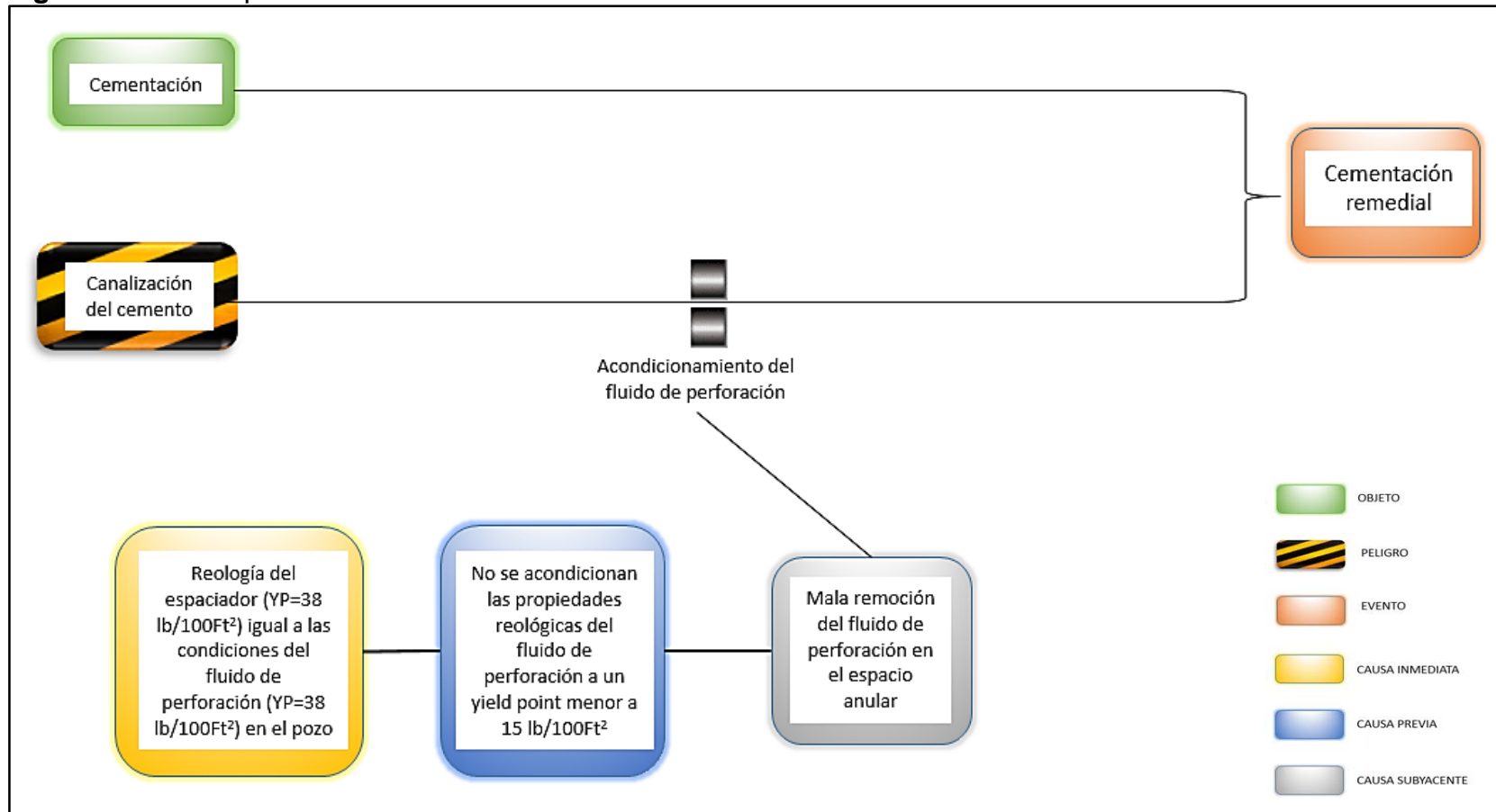
- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/ preflujos /cake) Prejob.

Para el acondicionamiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, el reporte pre operacional del Pozo F, recomienda un punto de cedencia para el fluido de perforación menor a 15 lb/100 ft²; sin embargo, este acondicionamiento no se realiza y se deja el punto cedente a 30 lb/100 ft². Si no se acondicionan las propiedades reológicas del fluido de perforación, genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.

El mal diseño del espaciador mecánico genera una remoción deficiente del fluido de perforación. En el análisis de los datos se identificó que el punto de cedencia de este preflujo (38 lb/100 ft²) es igual al punto de cedencia del fluido de perforación (38 lb/100 ft²). Esto genera que se remueva deficientemente el fluido de perforación, debido a que el espaciador no va a tener la fuerza de arrastre suficiente para desplazar el fluido de perforación en el anular.

De acuerdo al análisis en la Figura 22 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo F:

Figura 7. Árbol Tripod Beta del Pozo F



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo F presenta fallas con respecto a:

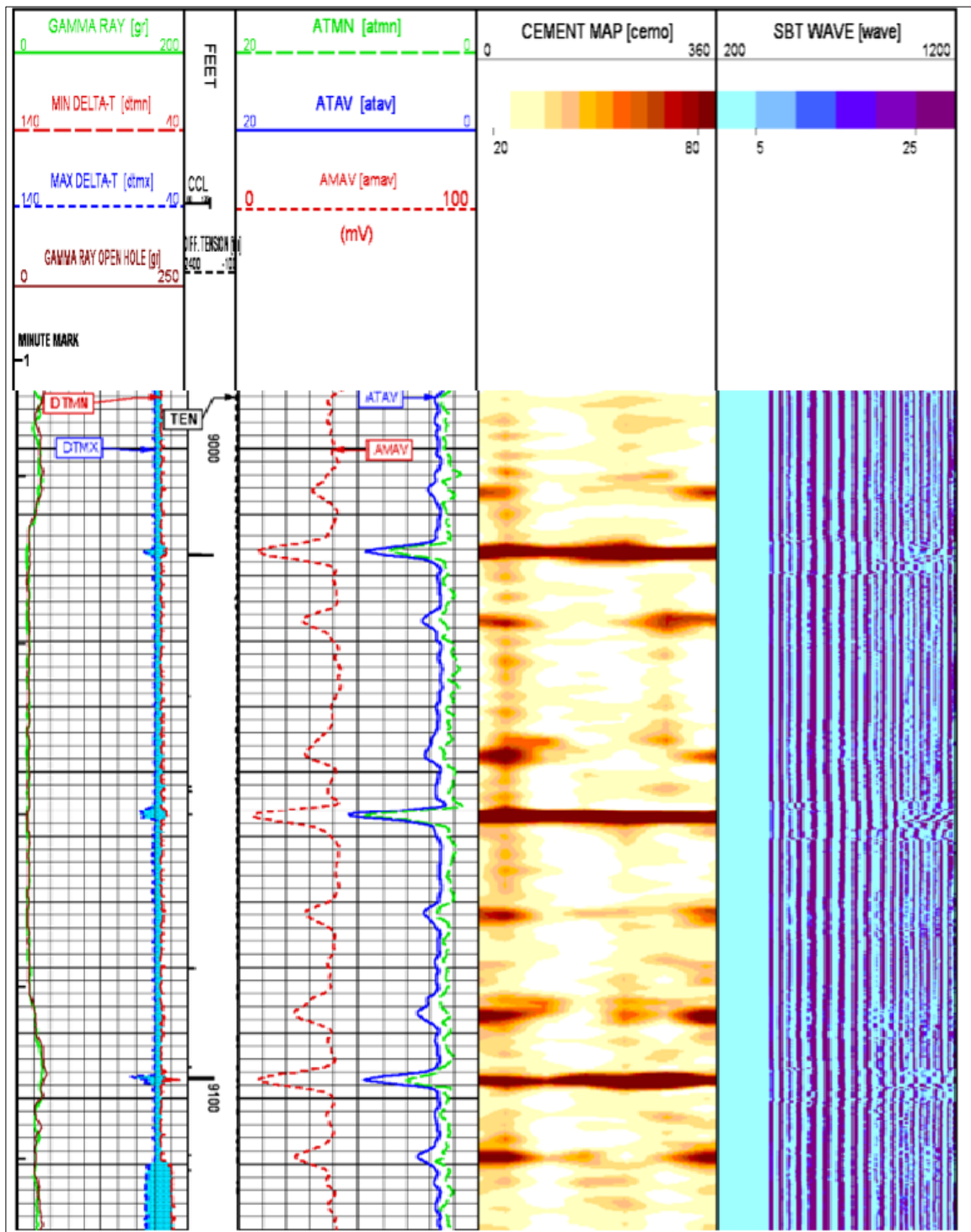
- Al no acondicionar las propiedades reológicas del fluido de perforación, se genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.
- Fuerza de arrastre insuficiente para desplazar el fluido de perforación, debido a condiciones reológicas iguales del espaciador mecánico y el fluido de perforación, provocando una mala limpieza del espacio anular.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo F fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.7 Pozo G. Este pozo fue perforado en el año 2015. Se le realizó una cementación remedial a una profundidad de 7117 ft.

Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 23), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

Figura 23. Registro CBL-VDL del Pozo G



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A

A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo G se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Si hay pérdidas durante la perforación/corrida.
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/preflujo/cake) Prejob.

Durante la expansión del colgador del liner, se evidencia una pérdida de fluido de 21 barriles en el anular, provocando que el fluido se canalice a través del cemento afectando las propiedades de este y por tal motivo la adherencia del cemento en el espacio anular.

El mal diseño del preflujo, debido a dos causas principales:

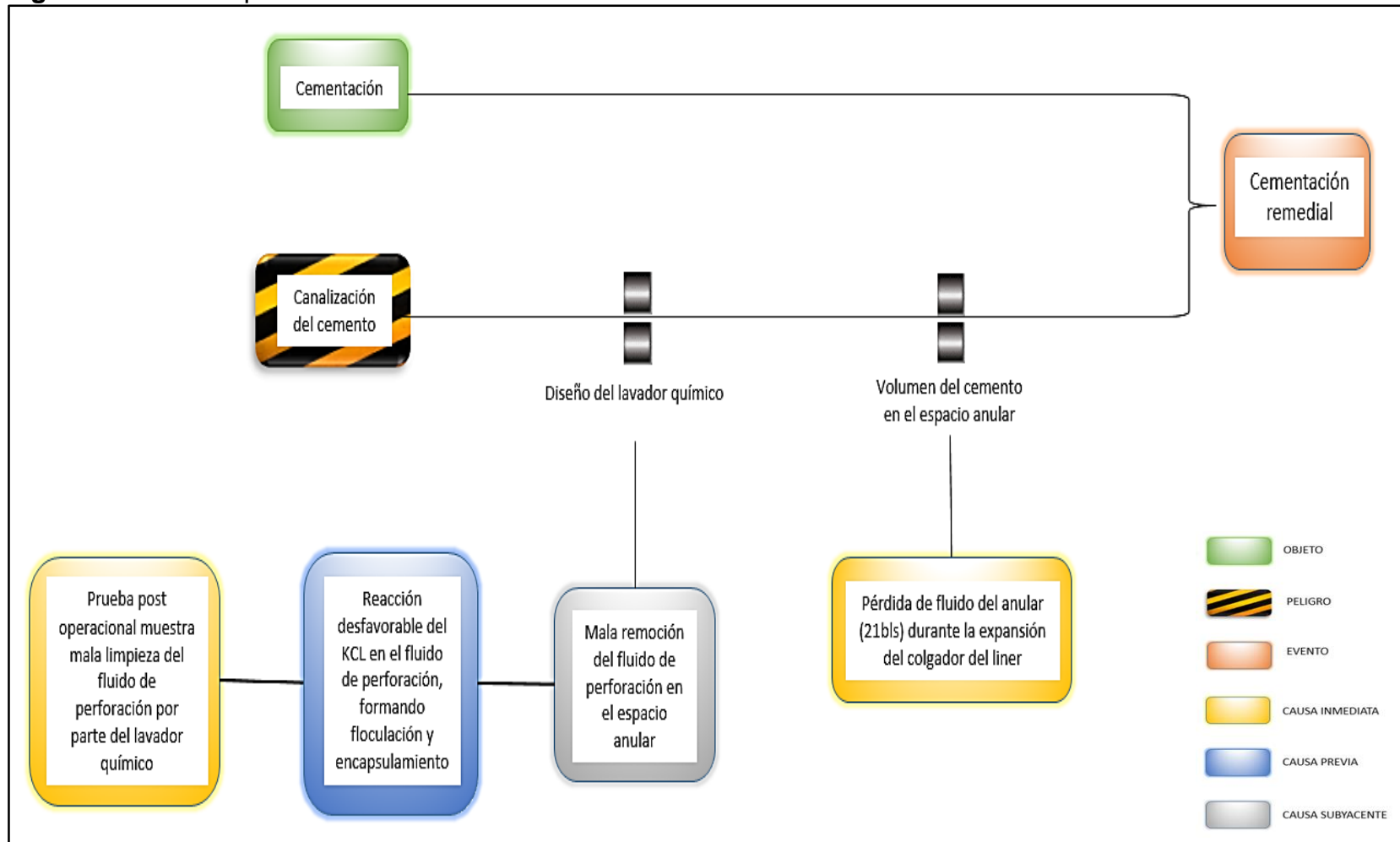
- Una reacción desfavorable del KCl (Cloruro de Potasio) en el fluido de perforación, formando floculación y encapsulamiento, genera una mala selección del lavador química por muestra incorrecta.
- Condiciones reológicas de fluido de perforación inadecuada, por utilizar un punto de cedencia mayor al usado en las pruebas de laboratorio.

Estas causas conllevan a una falla en la prueba pre operacional del lavador químico en la remoción del fluido de perforación realizado en el laboratorio.

Debido a una mala remoción del fluido de perforación por los componentes del lavador químico, se presenta una mala adherencia del cemento.

De acuerdo al análisis en la Figura 24 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo G:

Figura 24. Árbol Tripod Beta del Pozo G



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

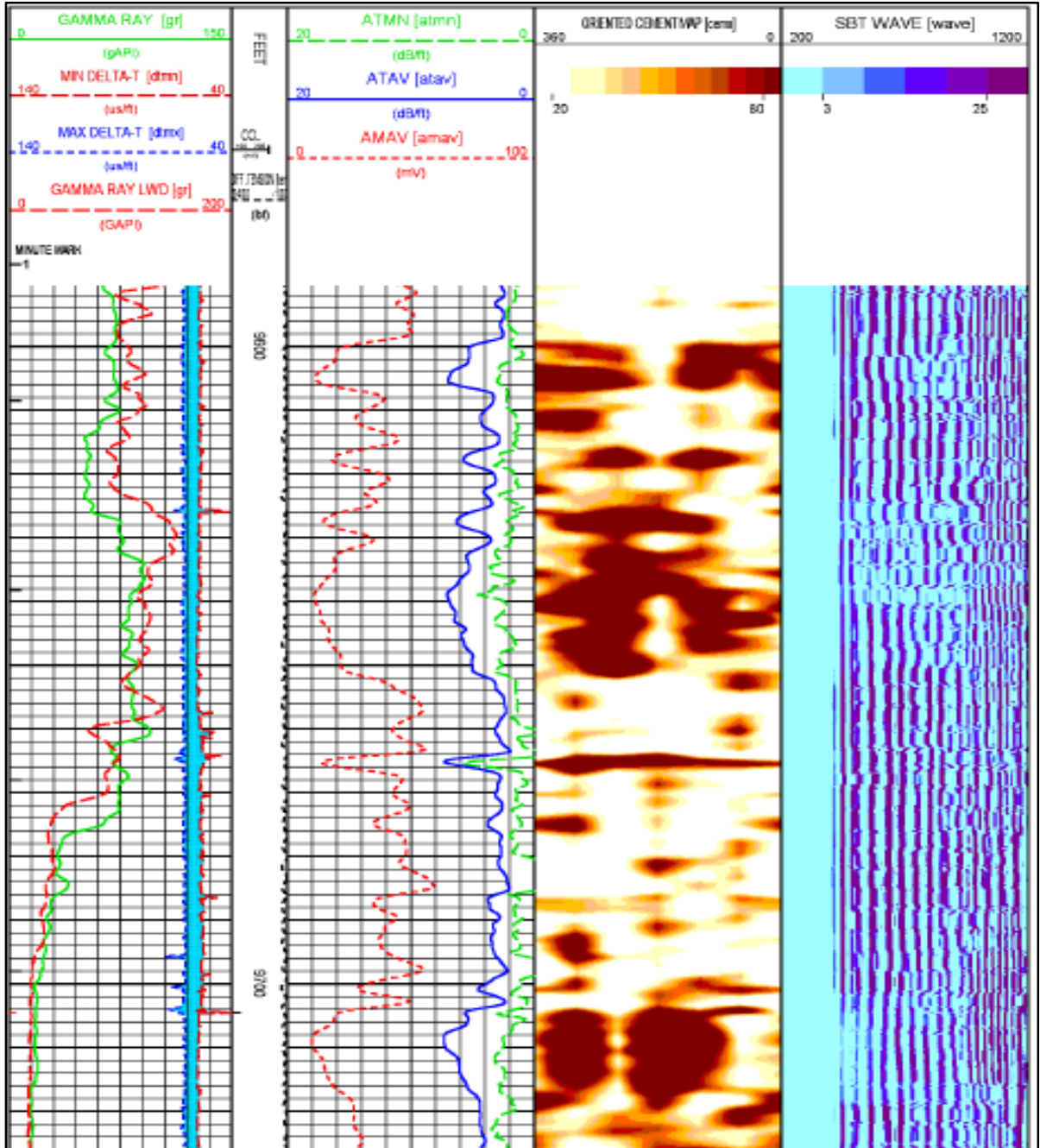
Durante la operación de cementación primaria, el Pozo G presenta fallas con respecto a:

- Pérdida de fluido durante la expansión del colgador del liner.
- El mal diseño del lavador químico, por reacción desfavorable con el KCl y condiciones reológicas del fluido inadecuada; presenta falla en la prueba pre operacional del lavador químico en la remoción del fluido de perforación realizado en el laboratorio.
- Debido a una mala remoción del fluido de perforación por los componentes del lavador químico, se presenta una mala adherencia del cemento.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo G fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.8 Pozo H. Este pozo fue perforado en el año 2015, al cual se le realiza una cementación remedial a un rango de profundidad de 9710- 9715 ft. Para evaluar la adherencia del cemento se realizan los registros sínicos CBL y VDL (Figura 25), donde se evidencia la ausencia de cemento, representada por la variación de la amplitud de una señal sínica que atraviesa el revestimiento y el cemento. Una alta amplitud en el registro, representa ausencia de cemento en la zona.

Figura 25. Registro CBL-VDL del Pozo H



Fuente. Archivos internos de ECOPETROL S.A

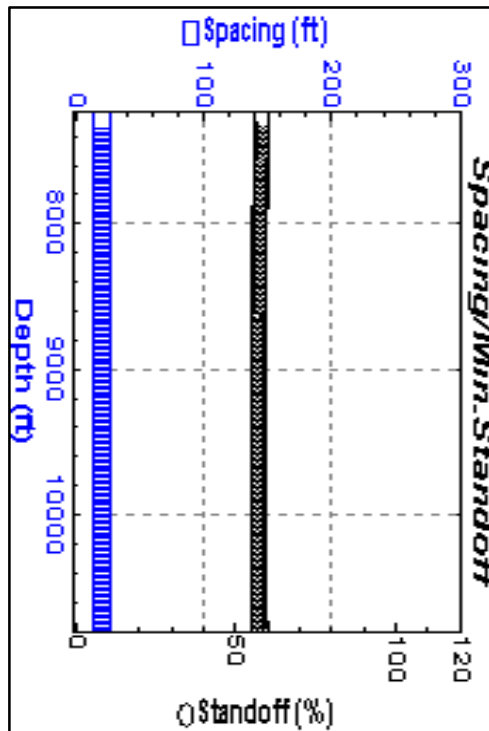
A partir de lectura de reportes operacionales del Pozo H se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

- Caliper- Centralización.
- Si hay pérdidas durante la perforación/corrida.
- Condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación).
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/ preflujos/ cake) Prejob.

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 8, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojo un valor de Standoff de 57%, ocasionado por el uso de un centralizador con diámetro externo de 8,5 in en un hueco con diámetro promedio de 9,5 in. A consecuencia de esto, la tubería no quedara fija por la diferencia alta de diámetros.

Gráfica 8. Standoff del Pozo H



Fuente. Baker Hughes. Simulador CemFACTS. 2016

Se presentan pérdidas de circulación durante la operación debido a zonas con alta permeabilidad observados en el registro de Gamma Ray, estas zonas no consolidadas provocan perdidas de circulación. A causa de las perdidas, se agrega al fluido de perforación material de perdida aumentando la reología del fluido.

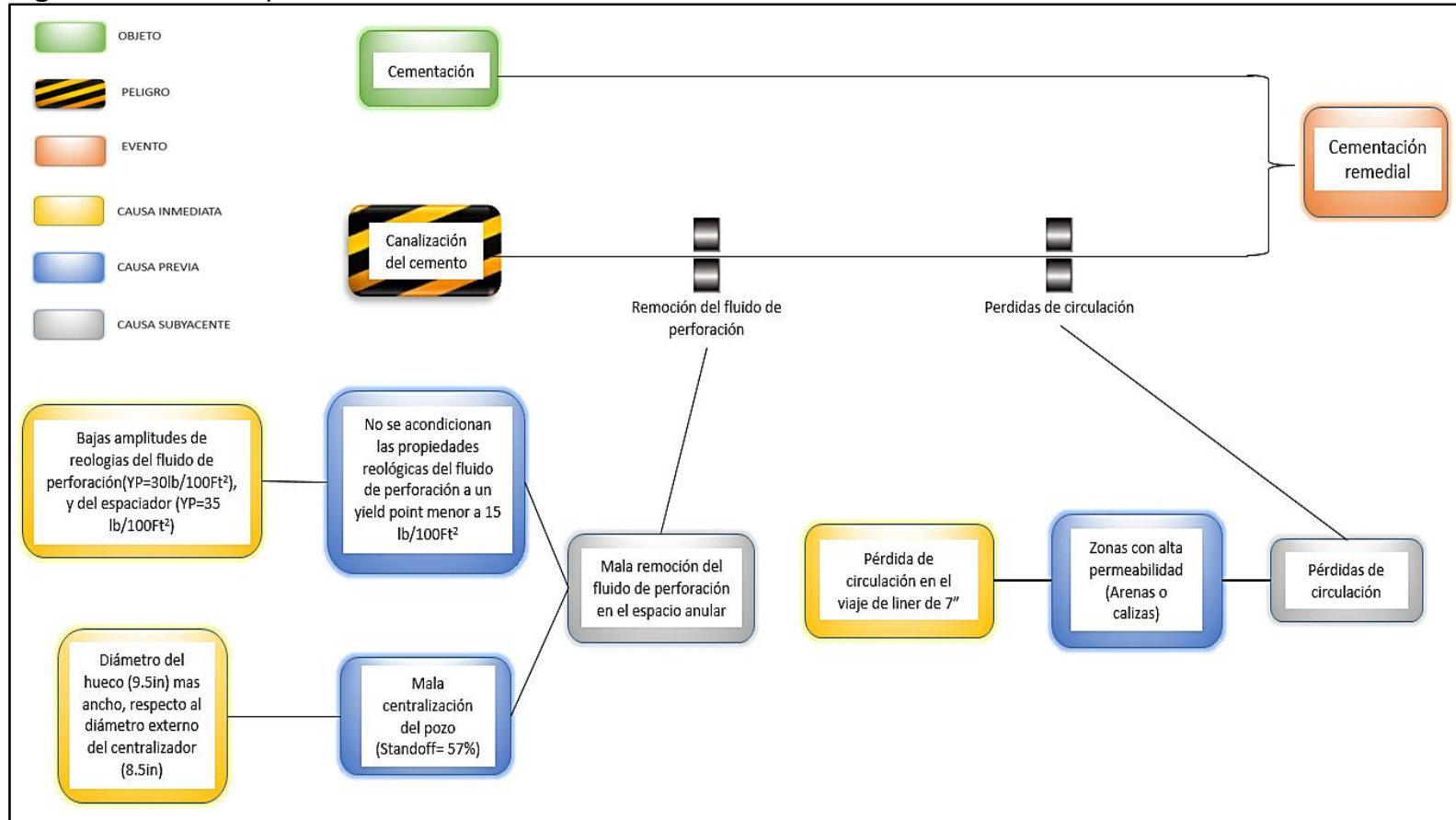
Para el acondicionamiento de las propiedades reológicas del fluido de perforación, el reporte pre operacional del Pozo H, recomienda un punto de cedencia para el fluido de perforación menor a 15 lb/100 ft²; sin embargo, este acondicionamiento no se realiza y se deja el punto cedente a 30 lb/100 ft². Si no se acondicionan las propiedades reológicas del fluido de perforación, genera una limpieza deficiente, debido a que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.

El mal diseño del espaciador mecánico genera una remoción deficiente del fluido de perforación. En el análisis de los datos se identificó que el punto de cedencia de este preflujo (35 lb/100 ft²) y el punto de cedencia del fluido de perforación (30 lb/100 ft²) tienen una baja diferencia reológica.

Aunque el valor del punto de cedencia del espaciador es más alto, está muy cercano al valor del punto de cedencia del fluido de perforación. Debido a estas condiciones reológicas el espaciador mecánico no tendrá la fuerza de arrastre suficiente para desplazar el fluido de perforación en el anular y reducir la migración de fluidos.

De acuerdo al análisis en la Figura 26 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo H:

Figura 26. Árbol Tripod Beta del Pozo H



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo H presenta fallas con respecto a:

- Zonas con alta permeabilidad, provocan pérdidas de circulación.
- Debido a pérdidas de circulación, se adiciona al fluido de perforación material de pérdidas que aumenta la reología del fluido de perforación.
- Al no acondicionar las propiedades reológicas del fluido de perforación, se genera una limpieza deficiente, ya que el fluido de perforación está muy cargado de sólidos, y así mismo va a afectar la lechada de cementación.
- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un diámetro del hueco más ancho respecto al diámetro externo del centralizador.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo H fue por pérdidas de circulación y la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

3.2.9 Pozo I. Este pozo fue perforado en el año 2015, al cual se le realiza una cementación remedial a una profundidad de 9493 ft.

Con base a lecturas de reportes operacionales del Pozo I se diseña el árbol Tripod Beta, donde se identifican posibles fallas que provocaron la canalización del cemento, estas enfocadas a los siguientes factores que se profundizan a continuación:

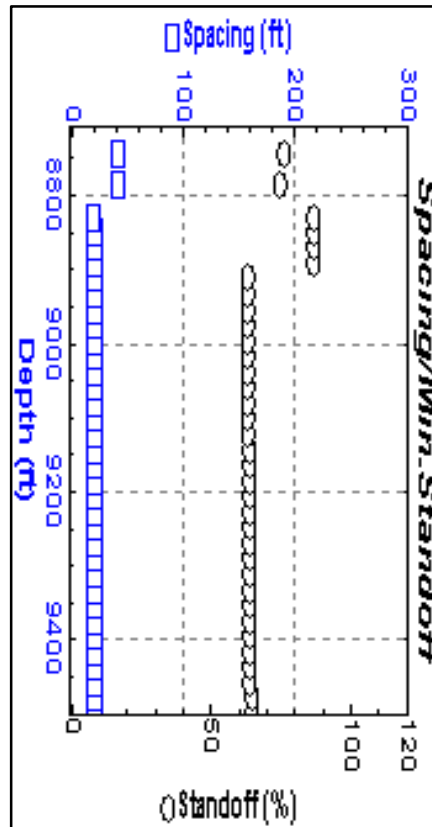
- Caliper-Centralización.
- Remoción del fluido de perforación (Laboratorio/preflujos/cake) Prejob.
- Diseño de cementación (ECD/Lechada/Rata de bombeo/Volumen).

Un Standoff menor al 70% indica una mala centralización, es decir, que la tubería de revestimiento está más cerca a un lado de la pared del pozo, conllevando a una dificultad en la remoción del fluido de perforación. Dado que los fluidos se mueven hacia zonas con menor presión, al haber una menor área de flujo, la presión va a aumentar provocando que los preflujos y la lechada de cementación no pasen por ese espacio.

En la Gráfica 9, se representa la centralización del liner de 7", realizado en el simulador CemFACTS. Arrojo un valor de Standoff de 63%, ocasionado por el uso de un centralizador con diámetro externo de 8,5 in en un hueco con diámetro

promedio de 9,3 in. A consecuencia de esto, la tubería no quedara fija por la diferencia alta de diámetros.

Gráfica 9. Standoff del Pozo I



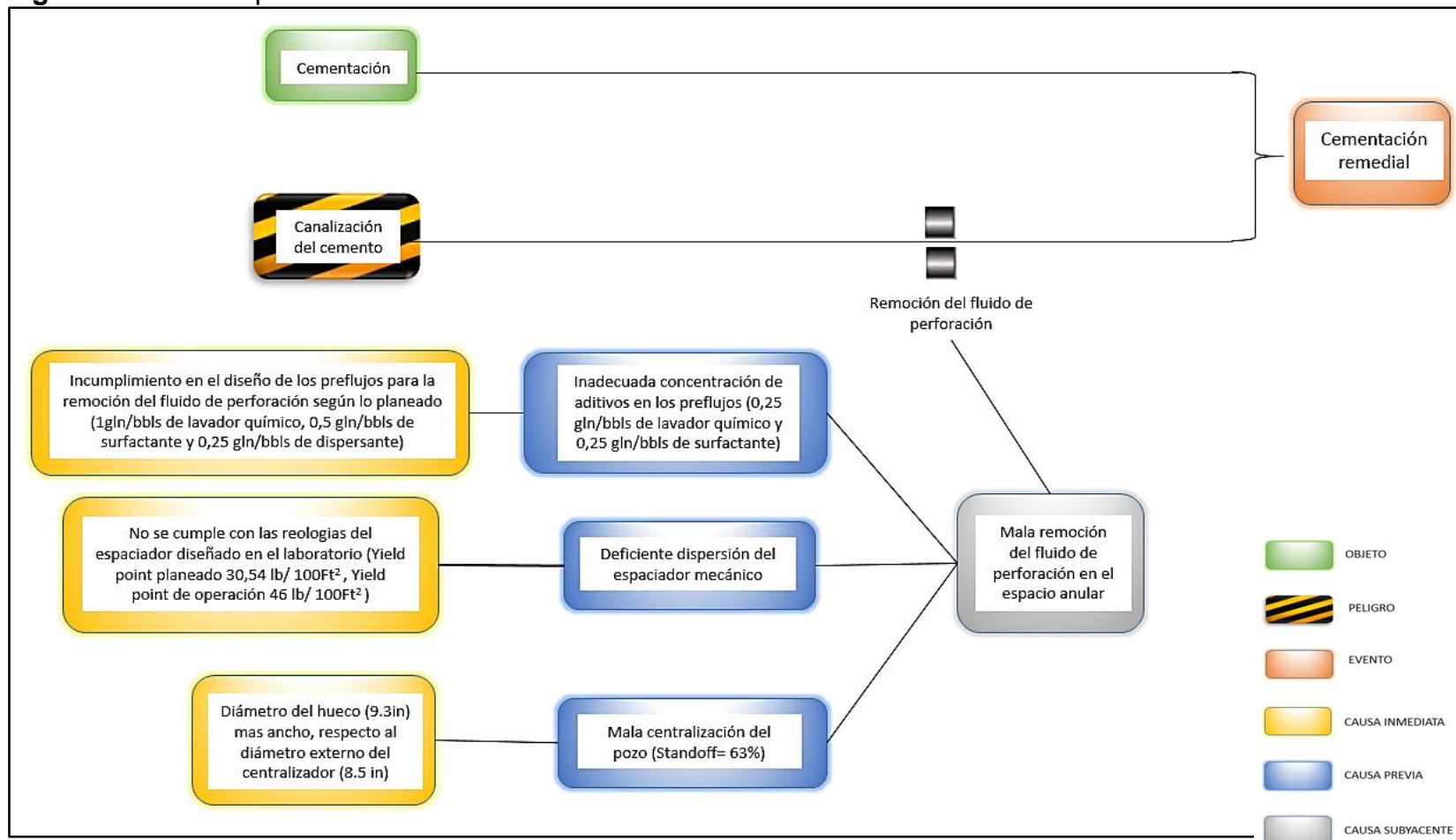
Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

El desarrollo de la operación de cementación según lo planeado, disminuye la probabilidad de tener problemas durante la ejecución del trabajo. Es el caso del Pozo I, el espaciador mecánico presenta deficiente dispersión, ya que el punto de cedencia en la operación es mayor al diseñado en el laboratorio, 30,54 lb/100 ft² y 46 lb/100 ft² respectivamente. Provocando resultados diferentes al del laboratorio.

De igual forma se presenta un diseño de los preflujos para la remoción del fluido de perforación diferente a lo planeado, generado por la inadecuada concentración de aditivos en los preflujos.

De acuerdo al análisis en la Figura 27 se presenta el árbol Tripod Beta para el Pozo I:

Figura 27. Árbol Tripod Beta del Pozo I



Fuente. Información tomada de OpenWells-ECP y archivos internos de ECOPETROL S.A.

Durante la operación de cementación primaria, el Pozo I presenta fallas con respecto a:

- Mala remoción del fluido de perforación por el mal diseño de los preflujos, debido a que no se sigue el programa planeado.
- Mala centralización del pozo, con un Standoff menor a 70%, debido a un diámetro del hueco más ancho respecto al diámetro externo del centralizador.

La causa raíz que ocasiono el problema de canalización del cemento en el Pozo I fue la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

En la Tabla 2, se identifica el análisis de causa raíz, donde se evidencia que en todos los pozos ocurre una mala remoción del fluido de perforación debido a tres factores, los cuales son:

- No se acondiciona el fluido de perforación en el pozo.
- Bajas amplitud de las condiciones reológicas del espaciador mecánico y el fluido de perforación.
- Centralización del pozo deficiente, con un Standoff menor a 70%.

Tabla 2. Resumen del análisis de causa raíz de los pozos de estudio

NOMBRE DEL POZO	CAUSA RAÍZ	CONDICIONES
POZO A	Fuerza de adherencia deficiente del cemento	Viaje corto del BHA de limpieza sin esperar que el cemento adquiera una resistencia a la compresión de 1000 psi
	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Reología del espaciador mecánico menor a las condiciones del fluido de perforación
POZO B	Fuerza de adherencia deficiente del cemento	Viaje corto del BHA de limpieza sin esperar que el cemento adquiera una resistencia a la compresión de 1000 psi
	Dificultad en la remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Mala centralización del pozo por alto espaciamiento entre los centralizadores
POZO C	Dificultad en la remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Mala centralización del pozo por alta diferencia entre el diámetro del hueco y el diámetro externo del centralizador
POZO D	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	No se acondiciona el fluido de perforación en el pozo
		Mala centralización por amplio espaciamiento entre los centralizadores y alta diferencia entre el diámetro del hueco y el diámetro externo del centralizador
POZO E	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Ausencia del lavador químico en el tren de prefujos
		No se acondiciona el fluido de perforación en el pozo
		Mala centralización del pozo por alta diferencia entre el diámetro del hueco y el diámetro externo del centralizador
POZO F	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	No se acondiciona el fluido de perforación en el pozo
POZO G	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Mala eficiencia de limpieza por parte del lavador químico demostrado en las pruebas post operacionales
POZO H	Pérdidas de circulación	Formaciones friables
	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	No se acondiciona el fluido de perforación en el pozo Mala centralización del pozo por alta diferencia entre el diámetro del hueco y el diámetro externo del centralizador
POZO I	Mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular	Incumplimiento en el diseño del lavador químico para la remoción del fluido de perforación según lo planeado
		Reología del espaciador mecánico diseñado en el laboratorio diferente a la reología que se utilizó en la operación de cementación
		Mala centralización del pozo por alta diferencia entre el diámetro del hueco y el diámetro externo del centralizador

4. PROCEDIMIENTO DE CEMENTACIÓN PRIMARIA

El problema de canalización del cemento ocurre en la sección del liner de 7 pulgadas, por tal motivo se realiza un procedimiento para realizar la operación de cementación para esta sección y garantizar una buena cementación primaria, evitando una cementación remedial.

El siguiente procedimiento se realiza con base a las normas API Spec 10 A (Especificación de cementos y materiales para la cementación de pozos) y API RP 10B-2 (Prácticas recomendadas para la cementación de pozos).

4.1 CONSIDERACIONES A TENER EN CUENTA PARA LA CEMENTACIÓN

Para realizar la cementación de un pozo se deben tener en cuenta aspectos del pozo y de los productos que se van a utilizar.

4.1.1 Temperatura de la sección a cementar. Identificar el BHST (Temperatura estática de fondo) y el BHCT (Temperatura de circulación de fondo) para realizar pruebas previas en el laboratorio y conocer el comportamiento que tendrán los fluidos a dichas temperaturas.

4.1.2 Longitud y diámetro de la sección a cementar²². Para realizar el cálculo del volumen de lechada de cementación necesario para cementar el espacio anular, se debe saber la longitud de la sección de interés y el diámetro del pozo. En teoría el diámetro del pozo debe ser igual al diámetro de la broca con que se perforo, sin embargo, debido a parámetros de perforación esta condición cambia. El hueco puede verse afectado por la velocidad de penetración de la broca hacia la roca y la densidad del fluido de perforación, generando derrumbes que cambian el diámetro del hueco.

NOTA: Para determinar las condiciones geométricas del pozo, se debe realizar un registro de Caliper para obtener la medida exacta del pozo y así certificar un buen volumen de lechada de cementación.

4.1.3 Acondicionamiento del fluido de perforación. Al acondicionar el fluido de perforación se reduce la resistencia de gel y la viscosidad plástica del fluido de perforación, generando un incremento en la eficiencia del desplazamiento por los preflujos, esto debido a la reducción de las fuerzas de arrastre de desplazamiento necesarias para retirar el fluido de perforación gelificado.

²² GAITAN, C. GUÍA VIRTUAL PARA EL APRENDIZAJE SOBRE LOS REGISTROS USADOS EN PERFORACIÓN. Colombia. Villavicencio.2012. p. 45.

El correcto acondicionamiento del fluido de perforación, evita que la operación de cementación sea afectada por la presencia de secciones con torta del fluido de perforación. Según la norma API RP 10B-2²³ (Prácticas recomendadas para la cementación de pozos), el fluido de perforación situado en el pozo se debe acondicionar a valores de punto de cedencia menores de 20 lb/100 ft² y mediante la prueba Fann 70 garantizar las condiciones reológicas del fluido de perforación en el fondo del pozo.

Se sugiere circular el pozo al menos dos fondos arriba antes de iniciar operaciones de cementación verificando condiciones de presión estable; se debe evitar al máximo los tiempos estáticos durante la circulación, por lo cual es aconsejable que se conecte la cabeza de cementación y líneas de superficie cuando el revestimiento esté en fondo.

4.1.4 Preflujos. Se deben bombear los preflujos para certificar una limpieza del hueco y un arrastre eficiente de los fluidos de perforación en el anular antes de inyectar la lechada de cementación. Los preflujos que se deben bombear son:

- **Lavador químico.** Su función principal es la dilución y remoción del fluido de perforación que se encuentra en el espacio anular, con el fin de que exista una buena adherencia del cemento a la tubería de revestimiento. Normalmente la densidad es de 8,34 ppg, debido a que son fluidos base agua; se agregan ciertos aditivos para mejorar la afinidad, las propiedades de lavado y aumentar la eficiencia de remoción del fluido de perforación.
- **Espaciador mecánico.** Su función es arrastrar y desplazar el fluido de perforación situado en el espacio anular. El diseño del espaciador debe ser compatible con el fluido de perforación y la lechada de cementación; lo más característico de un espaciador mecánico es que debe ser más pesado, más viscoso y debe tener un yield point más alto que el fluido de perforación pero menos que el de la lechada de cementación. El valor del yield point del espaciador debe tener una alta amplitud con respecto al del fluido de perforación, una diferencia mínima de 15 lb/100 ft², para garantizar un buen funcionamiento del espaciador.

Cabe resaltar que se deben hacer pruebas de laboratorio antes de la operación de cementación, para conocer el comportamiento que tienen estos preflujos al hacer contacto con la lechada de cementación y el fluido de perforación de perforación, certificando más de un 98% de remoción del fluido de perforación.

²³ API RP 10B-2/ISO 10426-2. Recommended practice for testing well cements, first edition. Washington DC, Estados Unidos. 2005.

4.1.5 Propiedades de la lechada de cementación²⁴. Para la zona de interés se aconseja usar una lechada de cementación con una densidad de 16 ppg tipo Elástica-Expandible, debido a que son eficientes frente a formaciones con alta tendencia a fracturas. La lechada de cementación debe tener un alto control de filtrado, mínimo entre 35 – 40 ml/30min y 0% de agua libre. Se debe tener en cuenta que la reología de la lechada debe ser mayor a la reología del espaciador, por lo general con una relación Viscosidad Plástica (VP) y punto de cedencia (YP) de 200 cP/70-75 lb/100 ft².

NOTA: En caso de reportar pérdidas severas durante la perforación, se deben usar lechadas tixotrópicas con un YP>60 lb/100 ft² más fibra hidrofílica 0,5 lb/Bbl.

Para la adición de aditivos en la lechada de cementación se debe tener en cuenta la profundidad en la que se realizara la operación de cementación, la temperatura de la sección, problemas durante la perforación y la densidad de la lechada de cementación bombeada.

4.1.6 Fluido de desplazamiento. La función del fluido de desplazamiento es empujar el tapón superior y la lechada de cementación hacia abajo por la tubería de revestimiento, la idea es que el tapón superior se asiente con el tapón inferior para crear un sello, cuando esto ocurra habrá un incremento de presión indicando que el proceso se finalizó. El fluido de desplazamiento es el mismo fluido de perforación de perforación utilizado en el pozo y normalmente se bombean 2 barriles de lechada de cementación.

4.1.7 Agua de mezcla para la lechada de cementación. De acuerdo con las normas API Spec 10 A y API RP 10B-2, se deben realizar pruebas de laboratorio con el agua que se va a utilizar para la elaboración de la lechada de cementación, con el fin de observar que el agua no afecte las propiedades de este fluido. La mezcla debe estar preparada una (1) hora antes de la operación.

4.1.8 Centralización. Para obtener una buena cementación primaria, se recomienda tener como mínimo un 70% de Standoff; si la tubería no está centralizada los efectos de las fuerzas que resisten el arrastre del fluido de perforación no serán uniformes a través del área de flujo en el espacio anular provocando una remoción de fluido de perforación deficiente.

4.1.9 Rotación de tubería. La rotación puede hacerse durante la cementación, este tipo de movimiento es muy útil para aumentar la efectividad de remoción del fluido de perforación, tener una mejor limpieza del hueco y una buena adherencia

²⁴ API RP 10B-2/ISO 10426-2. Recommended practice for testing well cements, first edition. Washington DC, Estados Unidos. 2005.

del cemento en el espacio anular. Rotando la tubería de 15 a 25 rpm se proporciona un movimiento a la tubería de revestimiento, contribuyendo para que la resistencia de arrastre mejore.

4.2 PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN

Previamente se debe conocer el volumen de lechada de cementación a usar en la operación y haber realizado en acondicionamiento del pozo según el numeral 4.1.3. El procedimiento de cementación se propone de la siguiente forma:

1. Realizar reunión pre operacional y de seguridad para realizar trabajo de cementación.
2. Armar las líneas de cementación
3. Realizar prueba de presión a 500 psi y 3000 psi a las líneas de tratamiento (Desde unidad de cementación hasta el pozo), esta con el fin de verificar que no se presenten fuga y se tenga un eficiente bombeo de los preflujos y la lechada de cementación. La prueba de presión se realiza de la siguiente forma:
 - 3.1 Armar las líneas de tratamiento de alta presión.
 - 3.2 Llenar con agua la unidad de cementación y las líneas de cemento.
 - 3.3 Cerrar la válvula del cabezal del pozo.
 - 3.4 Aumentar la presión hasta un nivel que provoque que la unidad bombee agua.
 - 3.5 Mantener la presión durante cinco (5) minutos y verifique que no hayan fugas.
 - 3.6 Liberar la presión y ajustar las válvulas para realizar la mezcla y bombeo de los preflujos y la lechada de cementación.
4. Bombear 40 barriles de lavador químico a una tasa de 4 bpm
5. Bombear 40 barriles de espaciador mecánico a una tasa de 4 bpm, recordar que la reología del espaciador debe ser mayor a la reología del fluido de perforación y menor a la reología de la lechada de cementación.
6. Mezclar en el Batch Mixer el volumen de lechada de cementación a bombear, en tiempo simultáneo al bombeo del espaciador mecánico.
7. Lanzar el tapón inferior de cementación, con el fin de separar la lechada del fluido de perforación y limpiar el interior de la tubería de revestimiento.
8. Bombear el volumen calculado de la lechada de cementación a una tasa de 4 bpm. Recordar la densidad y reología que debe tener la lechada de cementación, mencionada anteriormente
9. Lanzar el tapón superior, cuya función es evitar que entre en contacto el fluido de desplazamiento con la lechada de cementación.
10. Bombear el volumen calculado del fluido de desplazamiento, iniciar el desplazamiento con dos (2) barriles de lechada de cementación a una tasa de cuatro (4) bpm.
11. Bombear a una tasa de cuatro (4) bpm al estar cerca del acople del tapón superior con el tapón inferior, para observar el rompimiento de los pines y después continuar a dos (2) bpm, hasta asentar el tapón.

12. El proceso de desplazamiento finalizará cuando se indique un aumento de presión en superficie, lo cual ocurre cuando se asiente el tapón superior sobre el tapón inferior.
13. Reciprocación de tubería de revestimiento lentamente, mientras se desplaza.
14. Liberar presión y verificar back flow; si el back flow es menor a 0,5, volver a inyectar ese volumen del fluido de desplazamiento.
15. Desconectar líneas de cementación, liberar la Setting Tool y levantar tubería.
16. Bombear píldora viscosa y circular exceso de cemento hasta obtener retornos limpios, reportar retornos.
17. Sacar tubería de perforación hasta superficie.

NOTA:

- Es muy importante mantener la densidad y la reología del fluido de perforación, el espaciador y la lechada de cementación.

- Esperar el tiempo de la resistencia a la compresión del cemento (Estimado en las pruebas de laboratorio), durante este lapso de tiempo lavar tanques. Después que pase el tiempo de fragüe del cemento se puede proceder a hacer el viaje de BHA de limpieza.

5. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN

Realizando la simulación antes de empezar las operaciones de cementación se certifica como se va a comportar los fluidos (fluido de perforación, lavador químico, espaciador mecánico y la lechada de cementación) en el espacio anular, teniendo en cuenta las condiciones en las que se encuentra el pozo, la centralización de la tubería de revestimiento y las propiedades de los fluidos como la reología y la densidad. El simulador que se utilizó para corroborar los datos que se colocaron en el procedimiento es CemFACTS Customer Version 5.00.

5.1 SIMULADOR CemFACTS Customer Versión 5.00

El software Baker Hughes CemFACTS es un software de aplicación para mejorar el control y el análisis de la calidad de las operaciones de cementación a través de un sistema de diseño de cemento primario y correctivo que presta servicios de diseño previo a la operación, la simulación en tiempo real y análisis post empleo.

Este simulador muestra la geometría integral del pozo, permitiendo incluir el tipo de centralizador, tipo de fluido, la base de datos de los tubulares y definir el modelo reológico de cada fluido a utilizar en la simulación, simultáneamente calcula el caudal de fluido; además muestra gráficamente el régimen de flujo, los cálculos de caída de presión, los modelos de la compresibilidad del fluido y la excentricidad de la tubería de revestimiento.

El simulador necesita una información necesaria para que este pueda realizar una excelente aproximación a la realidad de la operación de cementación. El simulador tiene nueve (9) categorías para facilitar el ingreso de la información, las cuales son:

5.1.1 Job data. En esta categoría se introducen los valores de las profundidades a las cuales está el landing collar, el zapato del casing, el liner hanger y la profundidad del pozo, además la profundidad a la que se quiere dejar el tope del cemento.

5.1.2 Deviation data. En esta categoría se colocan los datos del MD, la inclinación y la azimuth del pozo.

5.1.3 Hole data. En esta sección del simulador se ingresan los datos de profundidad a la cual llega cada sección del pozo con sus respectivos diámetros, las secciones del casing de 9 ⁵/₈ pulgadas y del hueco abierto.

5.1.4 Casing data. En esta categoría se ingresan los datos del diámetro externo, del diámetro interno y la profundidad de la base de los equipos que se utilizan para

la operación de cementación, como son el drill pipe, el hanger, el landing collar, el zapato del liner e información del propio liner.

5.1.5 Centralizer spacing. En esta sección del simulador se ingresan toda la información con respecto a los centralizadores, el tipo y el espaciamiento que va haber entre cada uno.

5.1.6 Drag & torque. En esta categoría se coloca la densidad del fluido de perforación y el valor del factor de fricción en hueco entubado y hueco abierto.

5.1.7 Pore and frac pressures. En esta sección del simulador se ingresan los datos de la presión y densidad del poro y de fractura con respecto a una profundidad específica.

5.1.8 Fluid data. En esta categoría se colocan los valores de las propiedades de todos los fluidos que se van a utilizar en la operación de cementación (Fluido de perforación, lavador químico, espaciador mecánico y lechada de cementación), las propiedades que solicita el simulador son las siguientes:

- Tipo de fluido (Lodo, preflujo, cemento y de desplazamiento).
- Densidad.
- BHCT.
- Tipo de comportamiento del fluido (Plástico de Bingham y Newtoniano).
- Viscosidad (cP).
- Punto de cedencia (lb/100 ft²).

5.1.9 OPERATING SCHEDULE. En esta sección del simulador se definen los volúmenes y la tasa a la cual se va a bombear cada fluido.

5.2 CASO DE SIMULACIÓN POZO D

Para el caso de la simulación se escoge el Pozo D, debido a las fallas que se identificaron para que se originará la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular, siendo la descentralización de la tubería de revestimiento y la baja diferencia de reologías entre el fluido de perforación y el espaciador mecánico ocasionada por no realizar el acondicionamiento del pozo. El simulador CemFacts Customer permite observar el Standoff modificando el tipo de centralizador, el espaciamiento entre los centralizadores y el diámetro del pozo, además facilita la

asignación de valores de las reologías para cada fluido que se utiliza en la operación de cementación.

5.2.1 Simulación de la operación de cementación sin recomendaciones. Se realizó la simulación del Pozo D de acuerdo a la información pre operacional con la que se cemento la sección del liner de 7”.

En la Figura 28, se observa la ventana de Job Data, donde se ingresan los datos de las profundidades a las cuales está el landing collar, el zapato del casing, el liner hanger y la profundidad del pozo, además la profundidad a la que se quiere dejar el tope del cemento.

Figura 28. Sección Job Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

Design	Stage	Rate In	Rate Out	Pressure	Density
0:01:54:59	8	6.00 bpm	6.00 bpm	2360 psi	9.20 ppg

Job Data

Well Depth: 10000 ft
 Landing Collar: 9911 ft
 Previous Shoe Depth: 7163 ft
 Surf. Temp: 85 °F
 Circ. BHT: 158 °F
 Surf. Line Len: 80 ft
 Back Press (Foam Job): 0 psi
 Mud Line: 0 ft
 Sea Level: 0 ft
 Leakoff Depth: 0 ft
 L.Off Start at: 0 bbl
 Fluid Disp. Calc. Start: 6958 ft

Shoe Depth: 9995 ft
 Cement Top: 6680 ft
 Hanger Depth (Liner Job): 6958 ft
 Static BHT: 200 °F
 Surf. Line ID: 1.75 in
 Foam Sched. Calc. Interval: 0 bbl
 Sea Water Den: 0 ppg
 Leakoff Ratio: 0 %
 Fluid Disp. Calc. End: 10100 ft

Exs. Cmt. Handling:
 Incr. Hole Size(s)
 Incr. Height(s)
 Ignore

Cement Qty. Basis:
 Volume
 Mass

Foam agent (if):
 N2
 Air

Direction:
 Forward
 Reverse

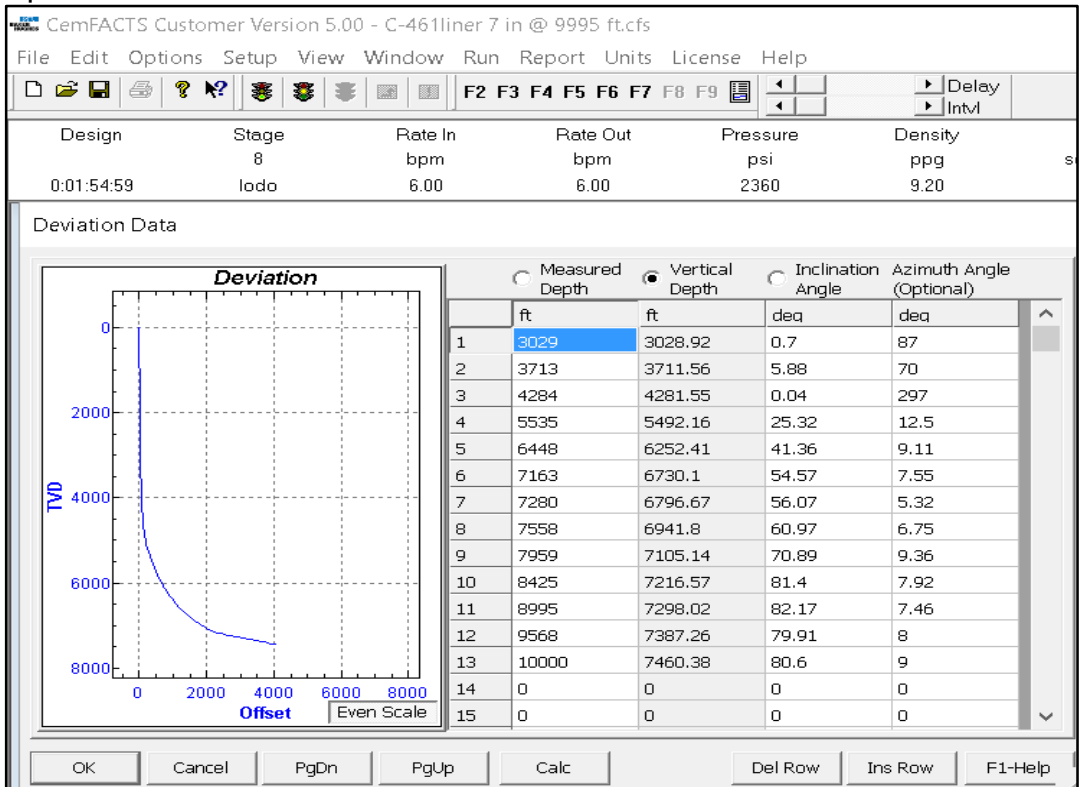
Fluid Disp. Calc:
 Ver. 1.xx (legacy)
 Ver. 2.xx

Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En el programa pre operacional de cementación del Pozo D están los datos que se deben ingresar en la sección Job Data.

En la sección de Deviation Data, Figura 29, se ingresan los datos de la desviación del Pozo D; esta información es adquirida por medio del software OpenWells.

Figura 29. Sección Deviation Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

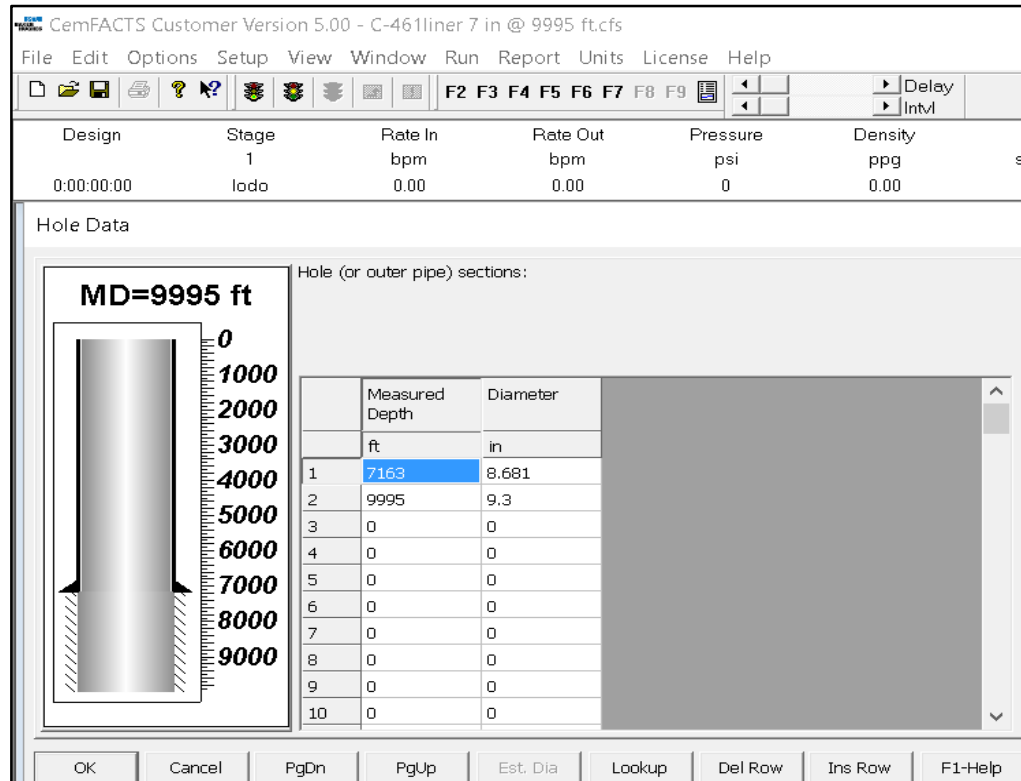


Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la parte izquierda en la Figura 29, se observa la desviación del pozo D después de haber ingresado la inclinación y el azimut correlacionado a una profundidad específica.

En la Figura 30, se observa la sección de Hole Data. En cuya sección se ingresan los valores de los diámetros de las secciones del hueco entubado con casing de 9 5/8 pulgadas y del hueco abierto que en este caso fue de 9.3 pulgadas.

Figura 30. Sección Hole Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

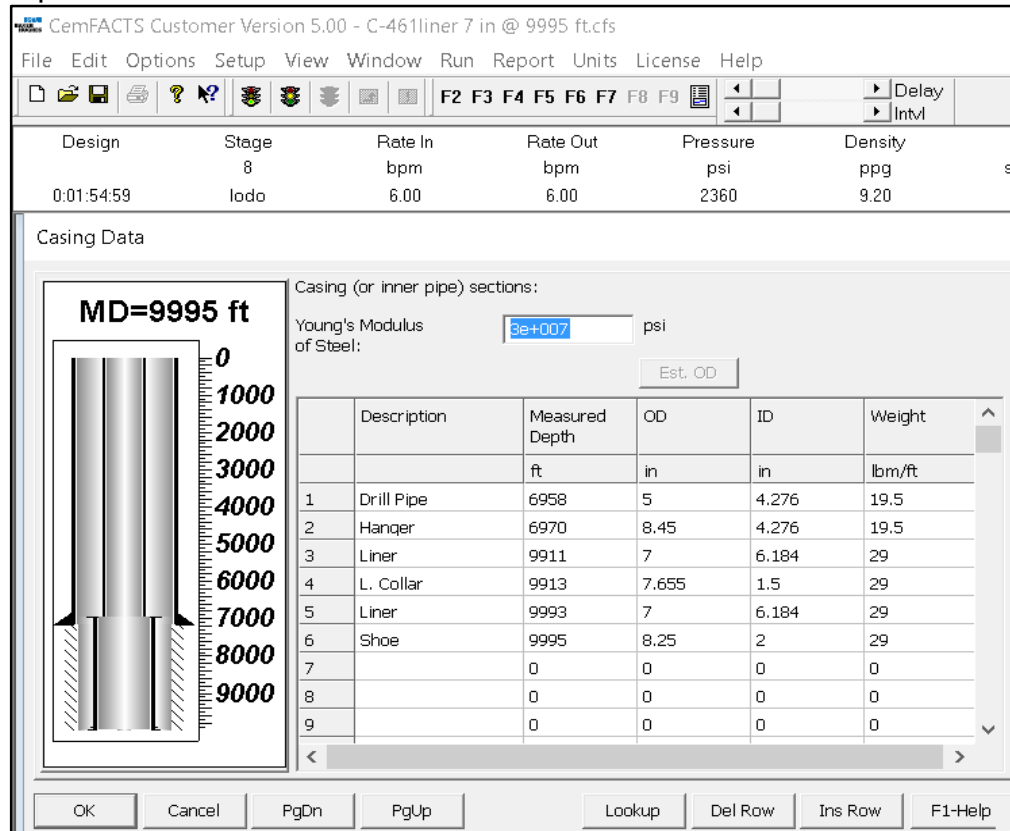


Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la parte izquierda de la Figura 30 se encuentra gráficamente el estado mecánico del pozo D, en la cual se observa que la sección de hueco abierto hace referencia a la sección que se va a cementar siendo la del liner de 7”.

En la sección de Casing Data se ingresan las profundidades y las propiedades (Diámetro externo e interno y el peso) del liner y los elementos que se utilizan para llevar a cabo la operación de cementación. En la Figura 31, se puede apreciar la información que se ingresó en esta sección.

Figura 31. Sección Casing Data para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

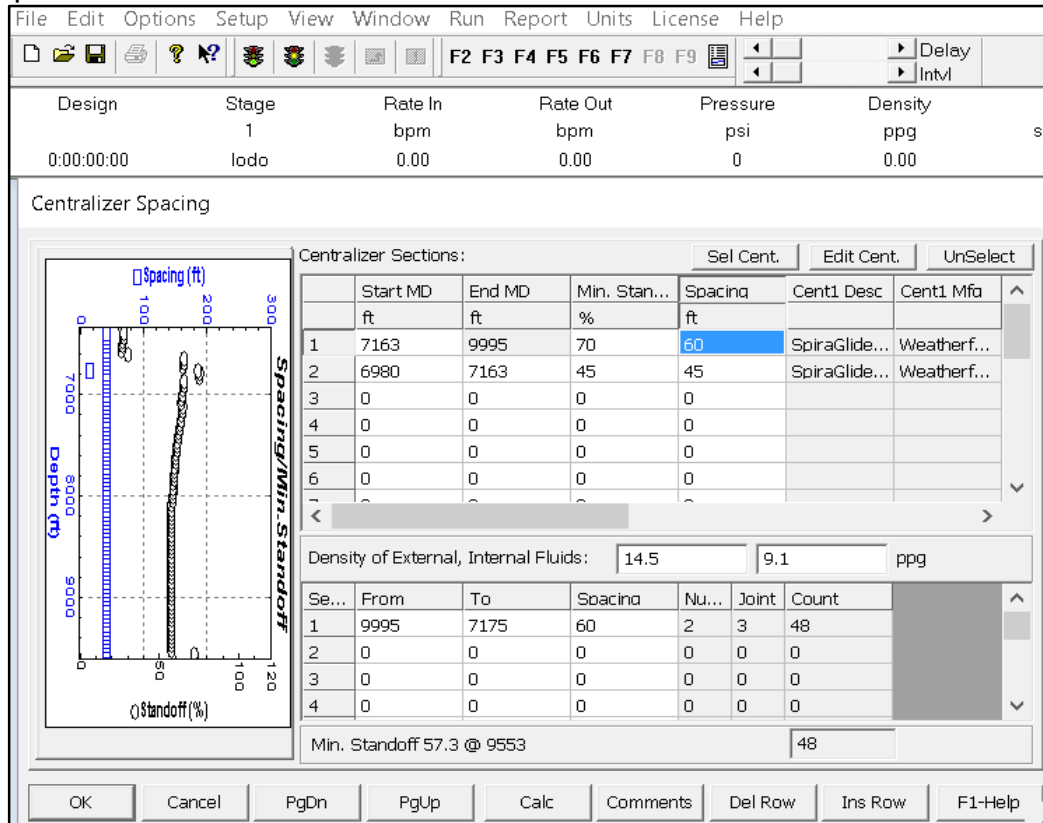


Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la parte izquierda de la Figura 31 se representa gráficamente el estado mecánico acorde a los datos que se ingresan en la parte derecha.

En la sección de Centralizer Spacing, Figura 32, se ingresan los datos referidos al centralizador. El centralizador que se utilizo es de Weatherford con especificaciones de 7"x8.25" SpiraGlider Straight, P/N 901.9255 y un espaciamiento de 60 ft, automáticamente el simulador gráfica el Standoff que se tiene para la sección del liner de 7".

Figura 32. Sección Centralizer Spacing para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la parte izquierda de la Figura 32 se aprecia gráficamente el Standoff arrojado por el simulador de acuerdo a los datos ingresados. A medida que aumenta la profundidad se va perdiendo centralización en la tubería de revestimiento, obteniendo un valor mínimo de Standoff de 57.3 %, provocando una dificultad en la remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

En la Figura 33, se observa la sección de Drag & Torque. En esta sección se ingresa el valor de la densidad del fluido de perforación y el valor del factor de fricción en hueco entubado y hueco abierto.

Figura 33. Sección Drag & Torque para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

Design	Stage	Rate In	Rate Out	Pressure	Density
0:00:00:00	1	bpm	bpm	psi	ppg
	lodo	0.00	0.00	0	0.00

Density of External Fluid:	9.2	ppg
Density of Internal Fluid:	9.2	ppg
Cased-hole Friction Factor:	0.2	
Open-hole Friction Factor:	0.3	

Note: The literature reports friction factor ranges for drag/torque calculations of 0.25-0.40 for a water-based mud and 0.15-0.25 for an oil-based mud.

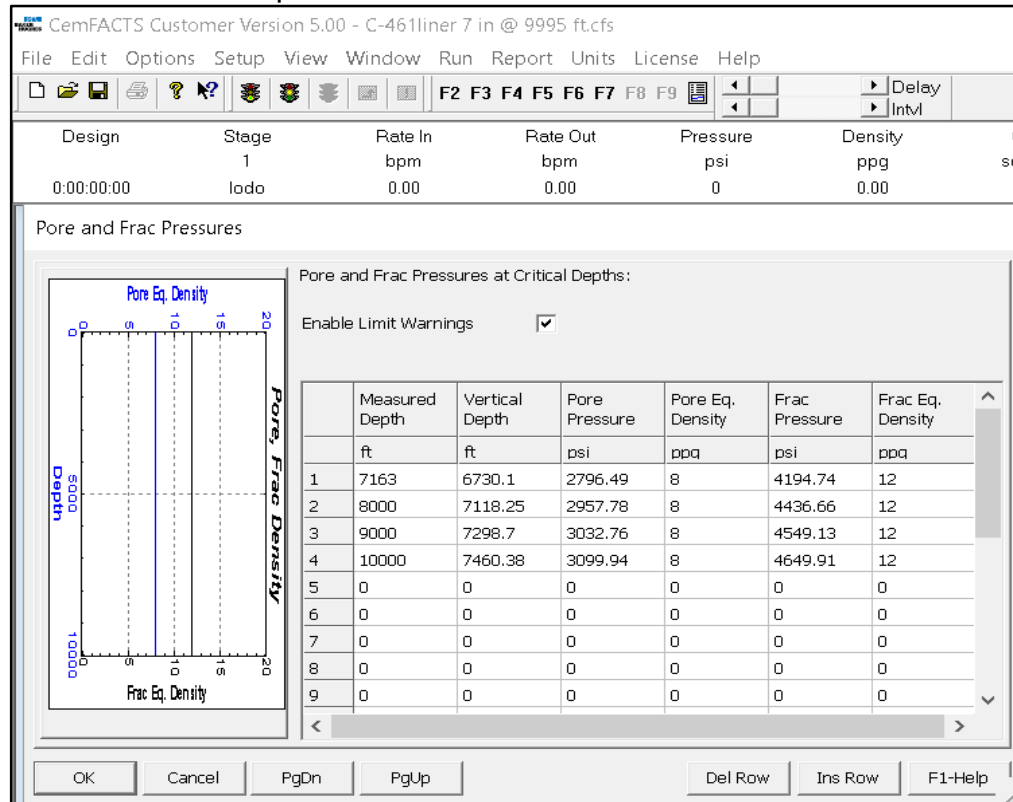
Upstroke Drag:	30982.8	lbf
Downstroke Drag:	28449.8	lbf
Rotating Torque:	7574.89	lbf.ft
Static Hook Load:	133209	lbf
Upstroke Hook Load:	164191	lbf
Downstroke Hook Load:	104759	lbf

Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

Los valores de los factores de fricción para un hueco entubado y abierto son predeterminados por el simulador, siendo 0.2 y 0.3, respectivamente.

En la Figura 34 se representa como está constituida la sección de Pore and Frac Pressures, en la cual se ingresan los datos de las presiones y densidades del poro y de fractura correlacionadas a una profundidad específica.

Figura 34. Sección Pore and Frac Pressures para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

Se conocen los valores de la presión del poro y presión de fractura correlacionada a una profundidad vertical y por medio de la Ecuación 1, se halla la densidad equivalente de poro y la densidad equivalente de fractura.

Ecuación 1. Ecuación para determinar la densidad del poro o la densidad de fractura del poro.

$$\rho = \frac{\text{Presión}}{0.052 \times TVD}$$

Fuente. MITCHELL, R. MISKA, S; Fundamentals of drilling engineering. Volumen 12. Estados Unidos. 2011. p.170.

Donde:

ρ : Densidad de poro o de fractura. [ppg]
 Presión: Presión del poro o de fractura. [psi]
 TVD: Profundidad vertical en ft.

De acuerdo a los resultados de las densidades, el simulador automáticamente diseña la gráfica de la ventana de lodo, como se puede evidenciar en la Figura 34. En la sección de Fluid Data se ingresan los valores de las propiedades de los fluidos que se utilizan en la operación de cementación (Ver Tabla 3).

Tabla 3. Propiedades de los fluidos para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

Tipo de fluido	Densidad (PPG)	Viscosidad plástica (cP)	Punto de cedencia (lb/100 ft²)
Fluido de Perforación	9.2	18	27
Lavador Químico	8.4	1	0
Espaciador Mecánico	10	20	35
Lechada de Cementación	16	301.18	50.95

En la Figura 35, se observa los valores ya subidos en la sección de Fluid Data.

Figura 35. Sección Fluid Data Pressures para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones

CemFACTS Customer Version 5.00 - C-461liner 7 in @ 9995 ft.cfs

File Edit Options Setup View Window Run Report Units License Help

F2 F3 F4 F5 F6 F7 F8 F9 Delay Intvl

Design	Stage	Rate In	Rate Out	Pressure	Density	G
0:00:00:00	1	bpm	bpm	psi	ppg	scf
	lodo	0.00	0.00	0	0.00	

Fluid Data

Fluid 1 Gel lbf/ft² Rheology Note

Sel Fluid Flow Behavior Density Rheology Lab

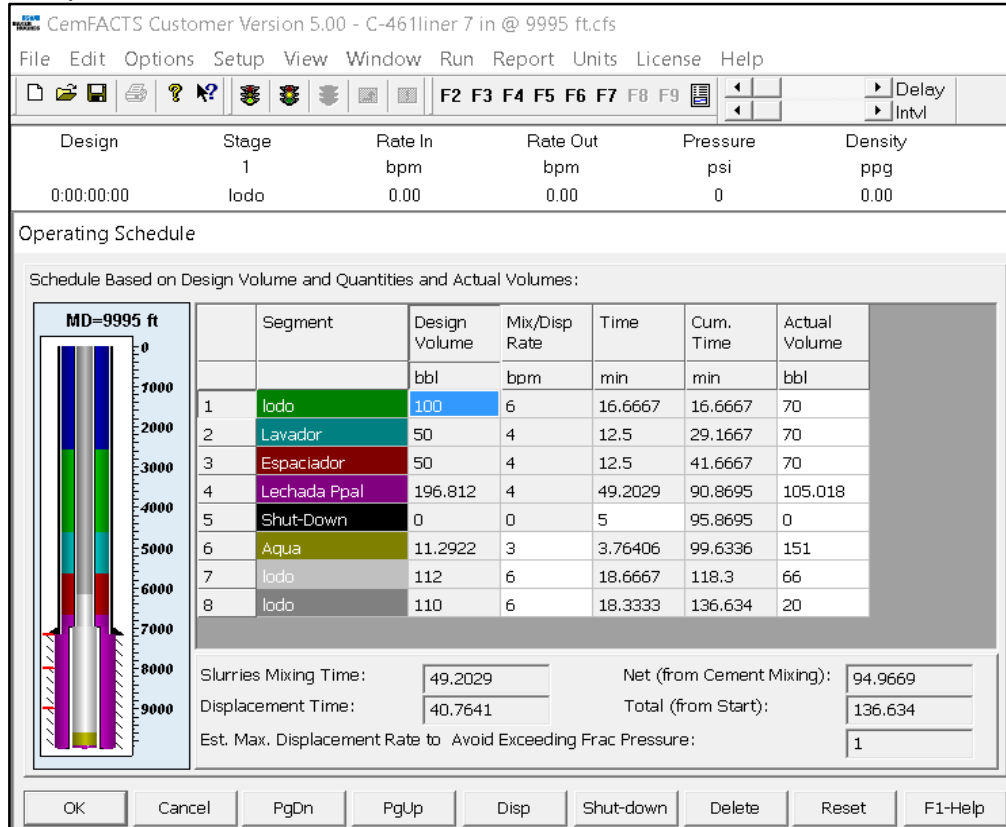
	Fluid Description	Fluid ...	Density	Rheo Temp	Rheo ...	Viscosity			Rheo ^
				Set 1	Set 1	Set 1	Set 1	Set 1	Set 2
			ppg	°F		cp			°F
1	lodo	M	9.2	150	BP	18	27	0	80
2	lodo	M	9.2	150	BP	18	27	0	80
3	Lavador	P	8.4	150	NT	1	0	0	80
4	Espaciador	P	10	150	BP	20	35	0	80
5	Lechada Ppal	C	16	150	BP	301.18	50.95	0	80
6	Aqua	D	8.4	150	NT	1	0	0	80
7	lodo	D	9.2	150	BP	18	27	0	80
8	lodo	D	9.2	150	BP	18	27	0	80
9		D	0	80	NT	0	0	0	80

OK Cancel PgDn PgUp Del Row Ins Row F1-Help

Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la Figura 36, se observa la sección de Operating Schedule. En esta sección del simulador se ingresan los volúmenes y la tasa a la cual se va a bombear cada fluido, el simulador automáticamente determina el tiempo que se va a gastar bombeando cada fluido.

Figura 36. Sección Operating Schedule para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

Los valores del volumen de los preflujos (Lavador y espaciador) son predeterminados por la compañía operadora. El volumen de la lechada de cementación principal se halla utilizando la Ecuación 2.

Ecuación 2. Ecuación para determinar el volumen anular.

$$Volumen\ anular = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4} \times h$$

Fuente. MITCHELL, R. MISKA, S; Fundamentals of drilling engineering. Volumen 12. Estados Unidos. 2011. p.170.

Donde:

Volumen anular. [Bbl]

ID: Diámetro interno del pozo. [in]

OD: Diámetro externo de la tubería de revestimiento o liner. [in]

h: Profundidad. [ft]

Se utiliza el fluido de perforación como fluido de desplazamiento y para hallar el volumen necesario para desplazar la lechada de cementación hacia el espacio anular se utiliza la Ecuación 3.

Ecuación 3. Ecuación para determinar el volumen del fluido de desplazamiento

$$\text{Volumen del fluido de desplazamiento} = \frac{ID^2}{1029.4} \times h$$

Fuente. MITCHELL, R. MISKA, S; Fundamentals of drilling engineering. Volumen 12. Estados Unidos. 2011. p.170.

Donde:

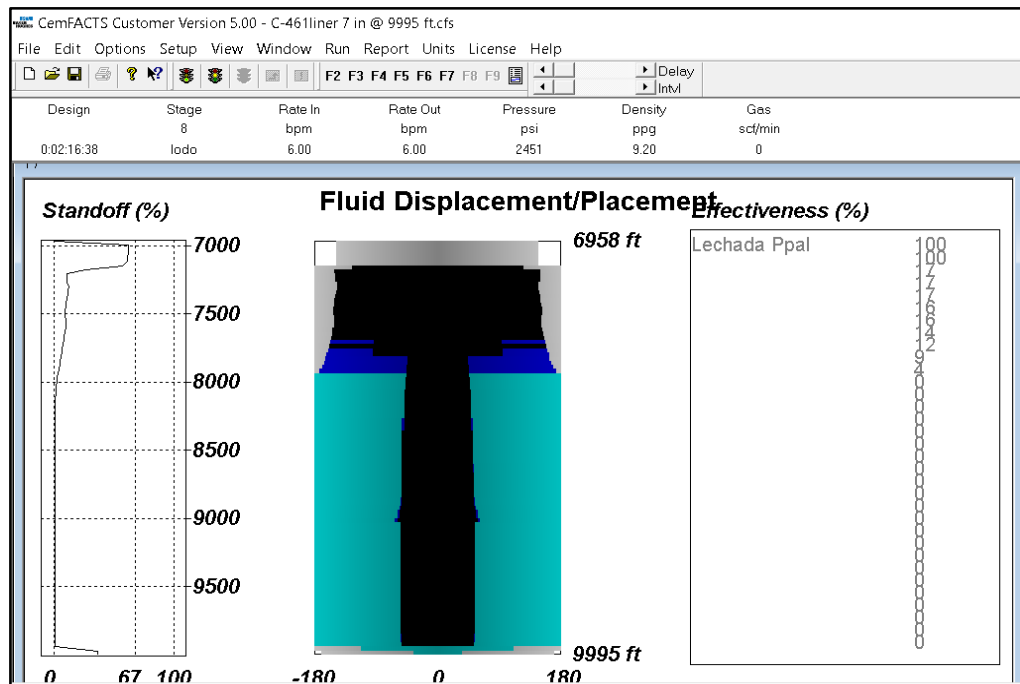
Volumen del fluido de desplazamiento. [Bbl]

ID: Diámetro interno de la tubería o del revestimiento. [in]

h: Profundidad. [ft]

En la Figura 37, se observa el resultado de la simulación utilizando los datos del reporte pre operacional.

Figura 37. Resultado para el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

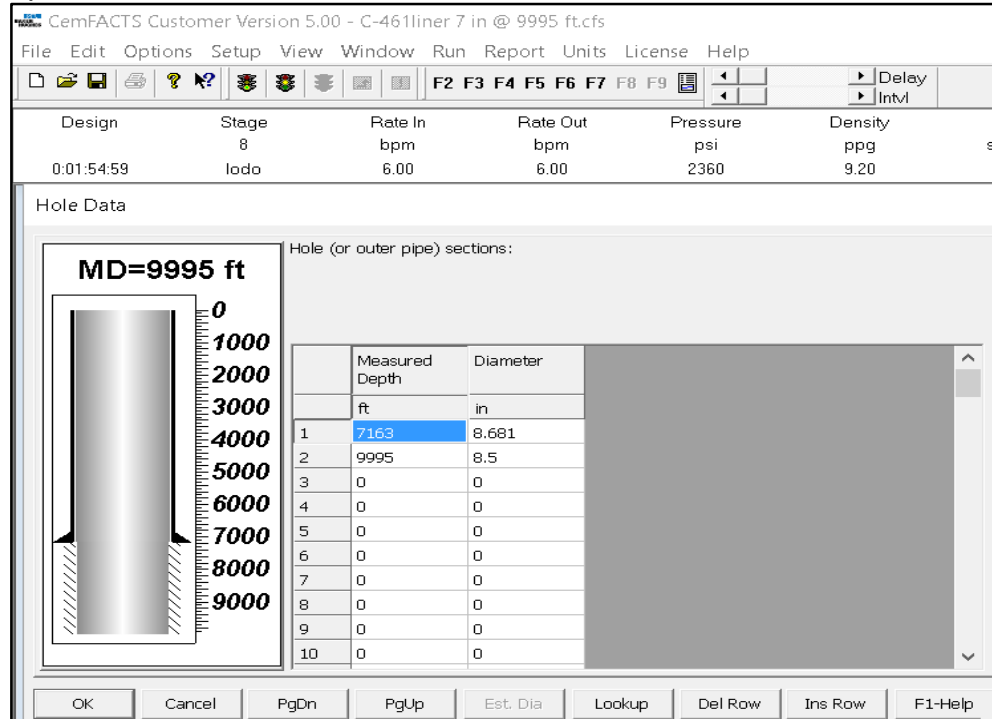
El simulador muestra tres gráficas, la gráfica del lado izquierdo muestra el Standoff en porcentaje; la gráfica central muestra el espacio anular en forma radial, para observar que fluido quedo en el espacio anular y la gráfica del lado derecho se refiere a la cantidad de cemento que quedo en el espacio anular a diferentes profundidades.

En la gráfica central, se observa que por debajo de los 8000 ft no hay presencia de cemento, si no por el contrario se formó una mezcla de fluidos. En la gráfica del lado derecho se evidencia de igual forma la ausencia de cemento, dado que después de los 8000 ft aproximadamente, el contenido de cemento en el espacio anular es de 0 %; a medida de que se aproxima al tope del liner de 7" la cantidad de cemento va incrementándose.

5.2.2 Simulación de la operación de cementación con recomendaciones. De acuerdo a la causa raíz identificada en el árbol de Tripod Beta del Pozo D, se realizaron cambios en el diámetro de la sección de hueco abierto, el espaciamiento entre los centralizadores y las propiedades reológicas (Viscosidad plástica y punto de cedencia) del fluido de perforación, del espaciador mecánico y de la lechada de cementación. Además se cambia el volumen y el caudal a la cual se va a bombear el tren de preflujos, para garantizar un tiempo de contacto de 10 min con el fluido de perforación, esto con el fin de mejorar la eficiencia de remoción del fluido de perforación en el espacio anular.

En la Figura 38, se observa la sección de Hole Data, donde se realiza el cambio de diámetro de la sección del hueco abierto, colocando el mismo valor del diámetro de la broca que es de 8.5", asumiendo que no se generaron cavernas en toda esa sección.

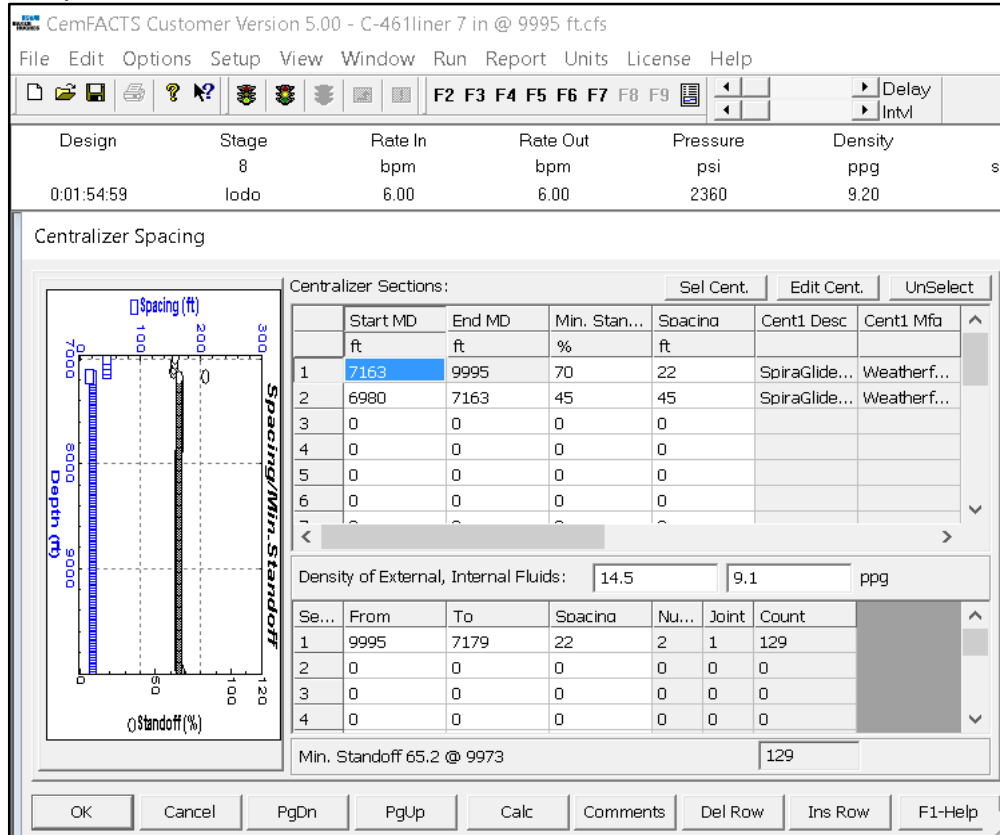
Figura 38. Sección Hole Data para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la sección de Centralizer Spacing se cambia el valor del espaciamiento entre los centralizadores a 22 ft, asumiendo que se coloca dos centralizadores por cada junta. En la Figura 39, se observa un valor de Standoff mejor al del pozo operado (sin recomendaciones).

Figura 39. Sección Centralizer Spacing para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones



Fuente. Baker Hugues. Simulador CemFACTS. 2016

En la sección de Fluid Data se realizan los cambios de las propiedades reológicas (Viscosidad plástica y punto de cedencia) del fluido de perforación, del espaciador mecánico y de la lechada de cementación. Los valores que se ingresan en el simulador se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades de los fluidos para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones

Tipo de fluido	Viscosidad plástica (cP)	Punto de cedencia (lb/100 ft ²)
Fluido de Perforación	18	20
Espaciador Mecánico	20	40
Lechada de Cementación	200	70

Los cambios que se hicieron en el simulador se evidencian en la Figura 40.

Figura 40. Sección Fluid Data para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones

The screenshot shows the 'Fluid Data' section of the CemFACTS software. At the top, there is a status bar with 'CemFACTS Customer Version 5.00 - C-461liner 7 in @ 9995 ft.cfs'. Below it is a menu bar (File, Edit, Options, Setup, View, Window, Run, Report, Units, License, Help) and a toolbar with various icons. A summary table shows: Design: 0:00:00:00, Stage: 1, Rate In: 0.00 bpm, Rate Out: 0.00 bpm, Pressure: 0 psi, Density: 0.00 ppg. The main 'Fluid Data' section has a search box for 'Fluid 1 Gel' with the value '18' and units 'lbf/ft²'. Below this are tabs for 'Sel Fluid', 'Flow Behavior', 'Density', 'Rheology', and 'Lab'. The main data table is as follows:

	Fluid Description	Fluid ...	Density	Rheo Temp	Rheo ...	Viscosity	Set 1	Set 1	Rheo ^
			ppg	°F	Set 1	Set 1	Set 1	Set 1	Set 2
						cp			°F
1	lodo	M	9.2	150	BP	18	20	0	80
2	lodo	M	9.2	150	BP	18	20	0	80
3	Lavador	P	8.4	150	NT	1	0	0	80
4	Espaciador	P	10	150	BP	20	40	0	80
5	Lechada Ppal	C	16	150	BP	200	70	0	80
6	Aqua	D	8.4	150	NT	1	0	0	80
7	lodo	D	9.2	150	BP	17	30	0	80
8	lodo	D	9.2	150	BP	17	30	0	80
9		D	0	80	NT	0	0	0	80

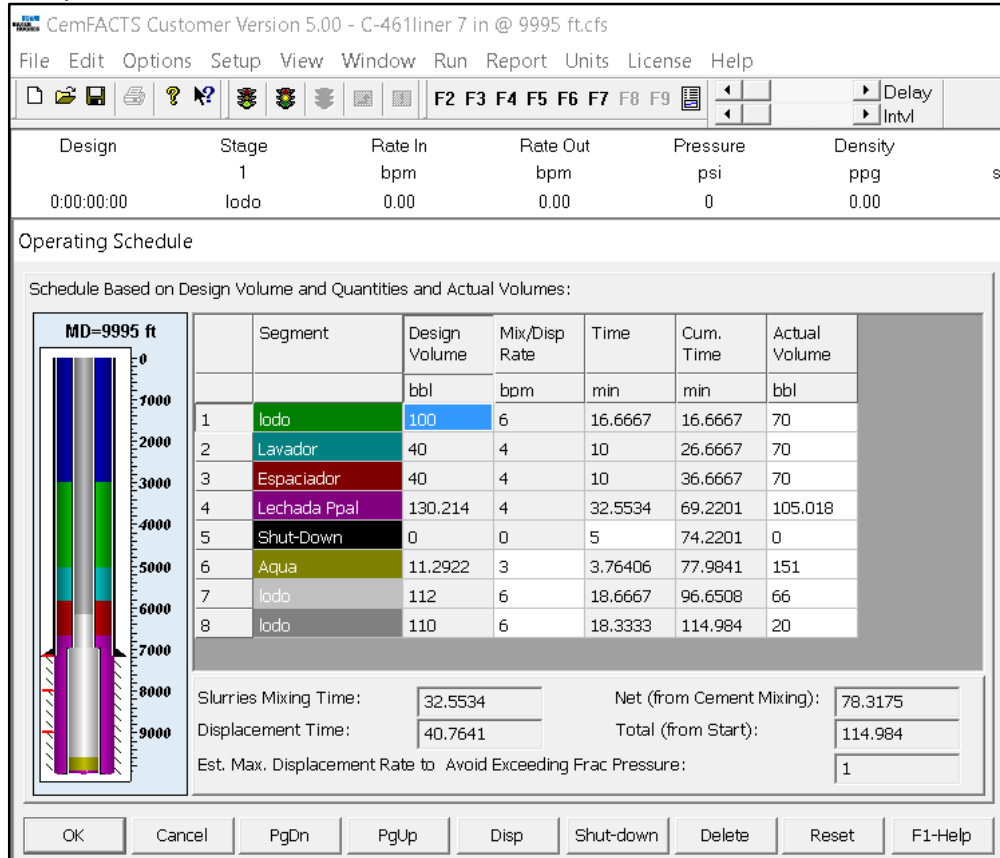
At the bottom of the window are buttons for 'OK', 'Cancel', 'PgDn', 'PgUp', 'Del Row', 'Ins Row', and 'F1-Help'.

Fuente. Baker Hughes. Simulador CemFACTS. 2016

El cambio de los volúmenes de los preflujos y el caudal a la cual se van a bombear se realiza en la sección de Operating Schedule, Figura 41. El volumen del lavador químico y el espaciador mecánico se colocó de 40 Bbl y para certificar un contacto de 10 min con el fluido de perforación, se bombeará a un caudal de 4 bpm.

Según la Norma API Spec 10A y la Norma API RP 10B-2, mencionan que el tiempo de contacto entre los preflujos y el fluido de perforación que se encuentra en el espacio anular debe ser de 10 min, para certificar una buena remoción de la torta.

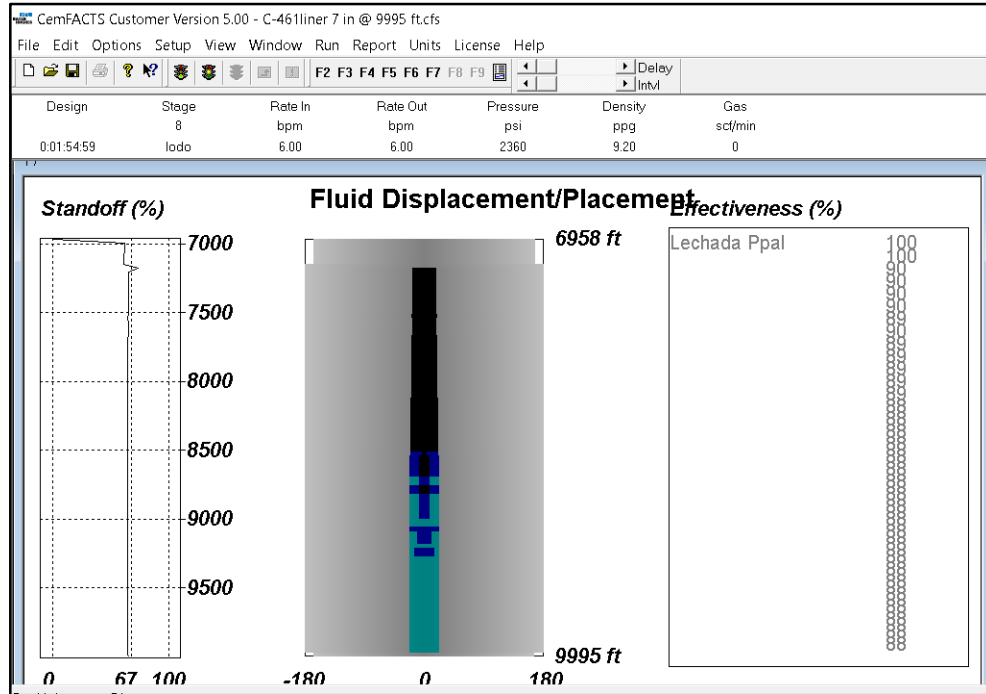
Figura 41. Sección Operating Schedule para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones



Fuente. Baker Hughes. Simulador CemFACTS. 2016

Después de haber realizado los cambios mencionados anteriormente, el simulador arroja los resultados de la simulación. En la Figura 42 se observa una uniformidad de cemento desde el tope hasta la base de la sección del liner de 7", concluyéndose que si se realizaron los cambios pertinentes para certificar una mejora en la operación de cementación.

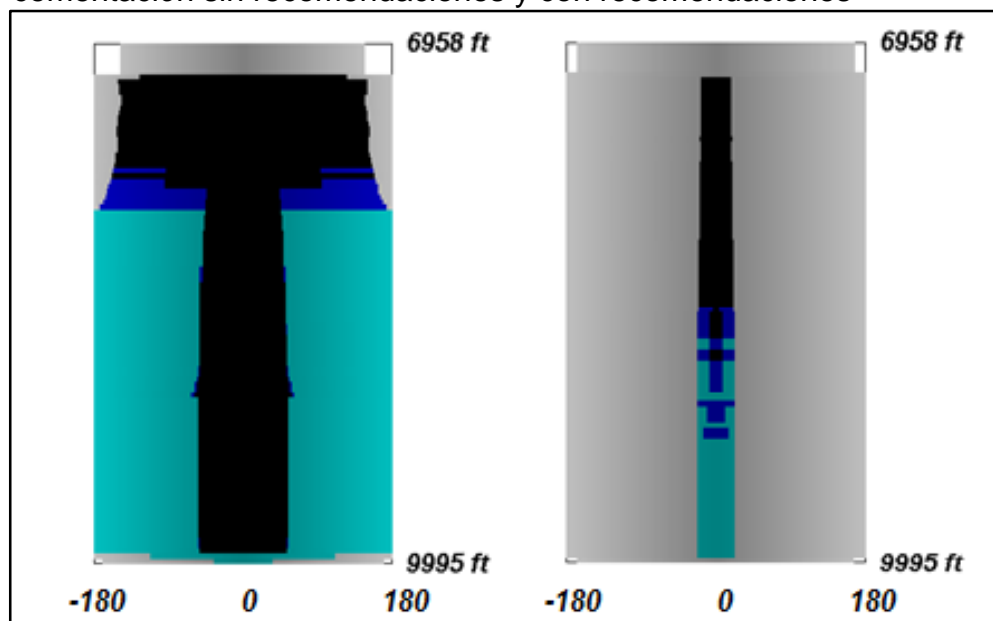
Figura 42. Resultado para el caso de simulación de la operación de cementación con recomendaciones



Fuente. Baker Hughes. Simulador CemFACTS. 2016

En la Figura 43, se evidencia la diferencia entre el caso de simulación sin recomendaciones y con recomendaciones, donde se observa que el cambio referente a las reologías y la centralización pueden hacer que una cementación primaria mejore notablemente.

Figura 43. Comparativo entre el caso de simulación de la operación de cementación sin recomendaciones y con recomendaciones



Fuente. Baker Hughes. Simulador CemFACTS. 2016

6. CONCLUSIONES

- Al atravesar zonas de formaciones friables, provoca que las operaciones de cementación sean complejas debido a que se puede modificar el diámetro del hueco y por lo tanto el volumen de la lechada de cementación no será suficiente para cubrir el espacio anular.
- Se realiza el análisis de la información de las operaciones de cementación de los nueve (9) pozos con respecto a factores donde a partir lecturas de reportes operacionales y datos cargados en OpenWells se determina que el factor de análisis que predomina es el de remoción del fluido de perforación (Laboratorio/preflujos/cake) ocurriendo en siete (7) pozos (33%), seguido de Caliper-centralización y condiciones del pozo (Reología del fluido de perforación) con frecuencia en cinco (5) pozos (21%).
- A partir de la elaboración de los nueve (9) arboles de causa raíz Tripod Beta, se diagnostica que la principal causa para que suceda el problema de canalización del cemento es la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular.
- De acuerdo con el análisis del proyecto, la mala remoción del fluido de perforación en el espacio anular se debe a factores relacionados con la centralización, el acondicionamiento del fluido de perforación y condiciones reológicas del espaciador mecánico, el fluido de perforación y la lechada de cementación.
- El tener una diferencia de reologías mayor a 15 lb/100 ft² entre el fluido de perforación y el espaciador mecánico mejora la eficiencia de desplazamiento del fluido de perforación.
- A partir del análisis se genera el procedimiento para una cementación primaria en la sección del liner de 7 pulgadas, se deben tener en cuenta consideraciones para realizar la operación, tales como la Temperatura (BHST y BHCT) para conocer el comportamiento de los fluidos en el pozo, el acondicionamiento del fluido de perforación, las condiciones reológicas de los fluidos, las propiedades del agua de mezcla para la lechada de cementación, la centralización del pozo y la rotación de la tubería.
- La simulación ayuda a evidenciar el resultado final de la cementación de un pozo, donde a partir de variación de datos se logra comprender el impacto de los factores durante la operación de cementación.

- Durante la simulación en CemFACTS del Pozo D se evidencio que la operación de cementación se ve ampliamente afectada por la centralización de la tubería, referente al diámetro del hueco y el espaciamiento entre los centralizadores.

7. RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar un QA/QC (Aseguramiento de la calidad/Control de calidad) de la información cargada en la base de datos de OpenWells, obteniendo una información confiable para la planificación y toma de decisiones en las operaciones de campo.
- Realizar registro de Caliper para determinar el diámetro del pozo, evitando errores en la determinación del volumen de lechada de cementación necesaria para cumplir un buen aislamiento entre las zonas hidráulicas.
- Correr el registro PLT antes de bajar el liner, permite conocer con mayor detalle el comportamiento del pozo y de las formaciones. Con el objetivo de evidenciar movimiento de fluidos del yacimiento.
- Acondicionar el pozo antes de iniciar las operaciones de cementación, realizando la circulación del fluido de perforación hasta que se observen retornos limpios en superficie y certificando un punto de cedencia menor a 20 ft/100 lb².
- Para certificar un Standoff de 70%, el diámetro del pozo no debe ser mayor a 0.5 ft al diámetro externo del centralizador, además se debe colocar dos centralizadores por junta, es decir, con un espaciamiento de 21 ft.
- Colocar centralizadores metálicos para centralizar la tubería de revestimiento, pudiendo visualizar la ubicación de esta herramienta por medio del registro de CCL, verificando que no cambie el espaciamiento entre estos mismos.
- Rotando la tubería de revestimiento a una velocidad entre 15 y 25 rpm, se mejora la eficiencia de desplazamiento del fluido de perforación en el espacio anular.
- Antes de iniciar el viaje del BHA de limpieza, se debe esperar que la lechada de cementación desarrolle una resistencia a la compresión de 1000 psi, para no afectar la adherencia del cemento con la tubería del revestimiento.
- Los preflujos se deben bombear a un volumen y caudal necesarios para cerciorar un tiempo de contacto de 10 minutos con el fluido de perforación, para aumentar la eficiencia de limpieza en el espacio anular.
- Simular la operación de cementación con el fin de evidenciar el comportamiento de los fluidos en el pozo para minimizar los problemas ocasionados por una cementación primaria deficiente.

BIBLIOGRAFÍA

ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos, "Informe ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas" Internet: http://www.anh.gov.co/media/prospectividad/EVALUACION_DEL_POTENCIA_HIDROCARBURIFERO_DE_LAS_CUENCAS_COLOMBIANAS UIS_2009.pdf

API RP 10B-2/ISO 10426-2. Recommended practice for testing well cements, first edition. Washington DC, Estados Unidos. 2005.

API Spec 10 A/ISO 10426-1. Specification for cements and materials for well cementing, 23rd edition. Washington DC, Estados Unidos. 2002.

API TR 10TR1. Cement sheath evaluation, second edition. Washington DC, Estados Unidos. 2008.

Archivos internos de ECOPETROL S.A.

ARIAS, H; Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga, Colombia. 2012.

BARRADAS, G. HIDALGO, C. MURILLO, S. QUENTA, O. UZEDA, C. Perfiles en pozos entubados: Perfiles de cementación, Registros de cementación. La Paz, Bolivia. 2012.

Diseño de perforación.

ECOPETROL-BEICIP FRANLAB., Estudio geológico regional Cuenca de los Llanos Orientales. 1995.

GAITAN, C. GUÍA VIRTUAL PARA EL APRENDIZAJE SOBRE LOS REGISTROS USADOS EN PERFORACIÓN. Colombia. Villavicencio.2012.

Ingeniería de Cementaciones.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, Presentación de Tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 2008. NTC 1486.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. 2008. NTC 5613.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. 1998. NTC 4490.

LAKE, L.W. Petroleum engineering handbook, Volume 2 Drilling engineering SPE. Texas, Estados Unidos. 2006.

- MITCHELL, R. MISKA, S; Fundamentals of drilling engineering. Volumen 12. Estados Unidos. 2011.
- NELSON, E.B. Well cementing. Developments in petroleum science series. Amsterdam, Alemania. 1990.
- OTUTU, F. AGBA, S. Incident analysis using the root cause (Tripod Beta) methodology- an SPDC experience. Nigeria: Abuja, 2003.
- RABIA, H. Fundamentals of casing design. Volumen 1. Oxford, Great Britain. 1987.
- RAVI, K. MORAN, L. Primary cementing in petroleum well construction, Chapter 8. New York, Estados Unidos. 1998.
- ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" Prognosis ECOPEPETROL S.A. Bogotá, Colombia. 1999.
- SARMIENTO, L. Petroleum Geology of Colombia, Volumen 9 Llanos Basin. Medellín, Colombia.
- SHEIVES, T. TELLO, L. MAKI, V. STANDLEY, T. BLANKINSHIP, T. SPE 15436- A comparison of new ultrasonic cement and casing evaluation logs with standard cement bond logs. Nueva Orleans, 1986.
- SMITH, D.K. Cementing SPE. Texas, Estados Unidos. 1987.
- Taller de cementación ECOPEPETROL S.A. 2015.