

EVALUACIÓN DE COLAPSO EN EL REVESTIMIENTO DE UN POZO EN UN
CAMPO DE ECOPETROL

DANIEL FELIPE SERRANO BARBOSA
LUIS FELIPE VARGAS JARAVA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

EVALUACIÓN DE COLAPSO EN EL REVESTIMIENTO DE UN POZO EN UN
CAMPO DE ECOPETROL

DANIEL FELIPE SERRANO BARBOSA

LUIS FELIPE VARGAS JARAVA

Trabajo de Grado para optar por el Título de
Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO

MSc. en Ingeniería de Petróleos

CODIRECTOR

MIGUEL FERNANDO PALENCIA MUÑOZ

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de llegar hasta acá.

A mis padres Mauricio Serrano y Fabiola Barbosa por su gran apoyo y amor incondicional con lo cual hago realidad esta nueva meta y espero llenarlos de orgullo siendo cada día mejor como ellos me lo inculcaron.

A mi hermano Mauricio Rafael Serrano, a quien le abono sus ánimos constantes para seguir adelante y su perseverancia en los momentos más complicados, los cuales abono para la lograr la culminación de esta etapa.

A mi compañero Luis Felipe Vargas, quien me ofreció su solidaridad, amistad e incondicionalidad desde el comienzo de la carrera, además de sus compromisos con el proyecto los cuales hoy tienen sus frutos.

A todos mis compañeros y amigos que conocí a lo largo de la carrera como ingeniero, que ayudaron a formarme como persona y siempre dar lo mejor de mí, a ellos muchas gracias.

Daniel Felipe Serrano Barbosa

DEDICATORIA

A Dios, ya que él está sobre todas las cosas.

A mis padres Lucy Jarava y Luis Vargas, quienes, con mucho amor, cariño y apoyo, me brindaron todas y cada una de las bases que me formaron como persona, las cuales me hicieron llegar hasta aquí.

A mi hermana Catherine Vargas, por su amor, apoyo e incondicionalidad.

A mi hija Emilia Vargas y a mi novia Juliana Portilla, quienes juntas con mucho amor y ternura, me dieron esa chispa de motivación para desempeñarme en mis compromisos de la mejor manera.

A mi compañero de tesis Daniel Felipe Serrano Barbosa, por su amistad, todo su compromiso, esfuerzo y dedicación a lo largo de este proyecto a pesar de todos los percances.

A aquellos compañeros que, a lo largo de esta formación académica, hicieron parte de esta importante etapa de mi vida y aportaron distintas experiencias gratificantes.

Luis Felipe Vargas Jarava

AGRADECIMIENTOS

A Dios primero que todo, por darnos la vida y traernos hasta aquí para poder cumplir con nuestros objetivos.

A la escuela de ingeniería de petróleos y todos sus docentes, por aportarnos todos esos conocimientos que nos ayudaron a forjarnos como profesionales y personas.

Al ingeniero Néstor Saavedra, por aportarnos sus conocimientos y ayudarnos a dirigir este proyecto, brindándonos su entera disposición e iniciativa para arrancar con esta investigación.

Al ingeniero Miguel Palencia, quien nos proporcionó las herramientas y el conocimiento adecuado, además de ser el guía constante en cada paso que dimos a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A Ecopetrol S.A, especialmente a los ingenieros Raúl Amaya y Uriel Ferreira, quienes nos brindaron gran parte de sus conocimientos y fueron pieza fundamental en el constante avance de este proyecto.

Al ingeniero Wilson Carreño, docente que más allá de sus enseñanzas y su amistad, forjó el amor por la ingeniería de petróleos y por la industria, mostrándonos su sencillez y profesionalismo en cada uno de sus actos.

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos ser parte de su alma máter y brindarnos sus espacios de enseñanza.

Luis Felipe Vargas
Daniel Felipe Serrano Barbosa

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS.....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
2. GENERALIDADES DEL CAMPO Y ESTADO DEL ARTE	19
2.1 LOCALIZACIÓN.....	19
2.2 HISTORIA DEL CAMPO	20
2.3 ESTRATIGRAFÍA	21
2.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	25
2.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	26
2.6 PRODUCCIÓN	26
2.7 ESTADO DEL ARTE.....	28
2.7.1 Completamiento con casing.....	28
2.7.1.1 Estandarización de la tubería de revestimiento	29
2.7.1.2 Grado de la tubería	30
2.7.1.3 Requerimientos químicos.....	31
2.7.1.4 Dimensiones	31
2.7.1.5 Resistencia de los materiales	32
2.7.1.6 Prueba de tensión.....	32
2.7.1.7 Dureza	34
2.7.2 Conexiones	34
2.7.2.1 Clasificación de las roscas según API	34
2.7.2.2 Errores de conexión.....	36
2.7.2.3 Límites de diseño de conexión.....	37
2.7.3 Propiedades mecánicas de los revestimientos	37
2.7.3.1 API 5C3.....	38

2.7.3.2 Colapso.....	38
2.7.3.3 Estallido	39
2.7.3.4 Tensión	40
2.7.4 Causas de la falla de la tubería de revestimiento	41
2.7.5 ¿Cómo identificar las fallas en el casing?	41
2.7.6 Inspección del casing y cementación mediante registros	41
2.7.6.1 Registro multi-finger	41
2.7.6.2 Registro CBL y VDL	43
2.7.6.3 Registro ultrasónico	46
2.7.7 Asentamiento de empaque RTTS (Retrievable Test, Treat, Squeeze Packer)	49
2.7.8 Bloque de impresión (Lead impression block)	49
2.7.9 Herramientas utilizadas para remediar el colapso	50
2.7.9.1 Casing rollers	50
2.7.9.2 Casing swage	50
2.7.9.3 Taper mill	51
2.7.9.4 Watermelon Mills	52
2.7.10 Cañoneo	52
2.7.10.1 Factores a tener en cuenta	53
2.7.11 Esfuerzos en las formaciones	54
2.7.12 Regímenes de esfuerzo	56
2.7.12.1 Esfuerzo de falla normal	56
2.7.12.2 Esfuerzo de falla inversa.....	56
2.7.12.3 Esfuerzo de falla de rumbo	57
2.8 MODELO UTILIZADO EN EL ANÁLISIS DEL PROYECTO	58
3. FACTORES INFLUYENTES EN EL COLAPSO EN CASABE E INTERPRETACIÓN DE HERRAMIENTAS DE DETECCIÓN Y EVALUACIÓN.....	60
3.1 COLAPSOS EN CASABE.....	61
3.2 FACTORES A CONSIDERAR	62
3.3 FALLAS.....	66

3.4 REGISTROS OBTENIDOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO DE LOS BLOQUES III, IV Y V	67
3.4.1 Registro MIT pozo CSBE-0066R	67
3.4.2 Registro CBL, DVL y USIT pozo CSBE-1096	68
3.4.3 Registro CBL, DVL, y USIT pozo CSBE-1094	69
3.4.4 Registro MIT pozo CSBE-1214.....	71
4. HISTORIA DE LOS POZOS Y ESTUDIO DE LOS ESTADOS MECÁNICOS ...	72
4.1 CSBE 0066R.....	72
4.2 CSBE-1153D	74
4.3 CSBE-1096.....	76
4.4 CSBE-1091D	78
4.5 CSBE-1094.....	80
4.6 CSBE-1089	82
4.7 CSBE-1212.....	84
4.8 CSBE-1214	86
4.9 CSBE-1083.....	88
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS E IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE CAUSA RAÍZ	90
5.1 ANÁLISIS DE LOS COLAPSOS DE LOS POZOS	90
5.1.1 Grado del revestimiento	92
5.2 FORMACIONES PRODUCTORAS	92
5.3 DENSIDAD DE CAÑONEO	94
5.4 INTERVENCIONES DE LIMPIEZA POR ARENAMIENTO	97
5.5 FALLAS EN LOS BLOQUES	98
5.6 TÉCNICA DE CAUSA RAÍZ DE LOS CINCO PORQUÉS	100
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Casabe en Colombia	19
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de valle medio del Magdalena.	22
Figura 3. División de bloques por fallas en Casabe	25
Figura 4. Gráfico de producción acumulada de agua, gas y aceite	28
Figura 5. Tubería J55 (13-3/8").....	35
Figura 6. Diagrama del perfil de la rosca buttress.....	36
Figura 7. Diagrama de presión de colapso en el casing	39
Figura 8. Diagrama de presión de estallido en el casing	39
Figura 9. Resultado 3D de la Cuenca del golfo de San Jorge	42
Figura 10. Tuberías de registro multi-finger	43
Figura 11. Amplitud de onda en el registro CBL	45
Figura 12. Registro de calidad de cementación CBL y VDL	46
Figura 13. Resultado registro ultrasónico	48
Figura 14. Bloques de impresión	50
Figura 15. Casing Swage.....	51
Figura 16. Taper Mill	52
Figura 17. Watermelon Mill.	52
Figura 18. Diagrama de esfuerzos principales.....	55
Figura 19. Diagrama de esfuerzos en la falla normal.....	56
Figura 20. Diagrama de esfuerzos en la falla inversa	57
Figura 21. Diagrama de esfuerzos en la falla de rumbo	57
Figura 22. Distribución de colapsos presentados en campos Colombia.....	60
Figura 23. Gráfica pozos colapsados vs. tiempo	61
Figura 24. Pozos colapsados por corrosión bloque III, IV y V	62
Figura 25. Corrosión por CO ₂	63

Figura 26. Erosión (Jeteo)	64
Figura 27. Erosión/corrosión	65
Figura 28. Colapso de casing por falla.....	66
Figura 29. Registro MIT pozo CSBE-0066R @3360ft.....	67
Figura 30. Registro CBL, VDL, CCL @3060-3071 ft pozo CSBE-1096	68
Figura 31. Registro USIT @3060-3071 ft pozo CSBE-1096	69
Figura 32. Registro CBL, VDL, GR y CCL del pozo CSBE-1094 @3110 ft	70
Figura 33. Registro ultrasónico (USIT) pozo CSBE-1094 @3110 ft	70
Figura 34. Registro MFC (MIT) pozo CSBE-1214 @3700-3750 ft.....	71
Figura 35. Estado mecánico año 2013 del pozo CSBE-0066R	73
Figura 36. Estado mecánico actual pozo CSBE-1153D.....	75
Figura 37. Estado mecánico actual pozo CSBE-1096	77
Figura 38. Estado mecánico actual pozo CSBE-1091D.....	79
Figura 39. Estado mecánico actual pozo CSBE-1094	81
Figura 40. Estado mecánico actual CSBE-1089.....	83
Figura 41. Estado mecánico actual pozo CSBE-1212	85
Figura 42. Estado mecánico actual pozo CSBE-1214	87
Figura 43. Estado mecánico año 2012 pozo inyector CSBE-1083	89
Figura 44. Cantidad de colapsos por año en los pozos analizados	90
Figura 45. Eventos de colapso por bloque.....	91
Figura 46. Porcentaje de relación de formaciones colapsadas por pozo	93
Figura 47. Distribución de colapsos por arena.....	94
Figura 48. Distribución de colapsos con respecto al área de influencia de perforados	95
Figura 49. Porcentaje de colapsos respecto al área de influencia de perforados..	96
Figura 50. Número de limpiezas por año para cada pozo	98
Figura 51. Pozos colapsados por fallas	99

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del yacimiento para las arenas productoras del campo Casabe	25
Tabla 2. Propiedades del fluido para las arenas productoras del campo Casabe .	26
Tabla 3. Comparativo de producción de petróleo del campo Casabe.....	27
Tabla 4. Producción acumulada de los fluidos del yacimiento	27
Tabla 5. Grados de acero API del para el casing.....	30
Tabla 6. Factores de seguridad por tipo de revestimiento y carga.....	38
Tabla 7. Estado y número de colapsos para los pozos analizados.....	91
Tabla 8. Formaciones y unidades colapsadas	93
Tabla 9. Densidad de carga e influencia de perforados por pozo	95
Tabla 10. Limpiezas realizadas en la vida activa del pozo	97

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE COLAPSO EN EL REVESTIMIENTO DE UN POZO EN UN CAMPO DE ECOPETROL.*

AUTORES: LUIS FELIPE VARGAS JARAVA
DANIEL FELIPE SERRANO BARBOSA.**

PALABRAS CLAVES: COLAPSO, CASING, CBL, VDL, USIT, MIT, CAMPO CASABE.

DESCRIPCIÓN:

El revestimiento de pozos es un proceso fundamental para la vida e integridad del pozo, por esta razón es necesaria la implementación de buenas técnicas de cementación para evitar daños mecánicos en el casing que obstruyan su normal comportamiento. A raíz de esto, el campo Casabe ha presentado varios eventos de colapso a lo largo de su historia que han perturbado la integridad del hueco en donde principalmente, se analizó el comportamiento de este suceso para los bloques III, IV y V del campo. Problemas de la formación que afectan directamente al revestimiento como lo son el arenamiento o la distribución de fallas, como también factores provenientes del diseño del completamiento como la selección de casing y el cañoneo, son determinantes para evaluar el deterioro del tubular.

Este problema es analizado a partir del análisis comparativo de estados mecánicos entre los pozos afectados de estos bloques y a su vez, la interpretación de registros CBL, VDL, USIT y MIT, los cuales ilustran la calidad del cemento y su índice de adherencia y así revelar las zonas críticas que presentan restricción.

Posteriormente, se realiza un análisis de los colapsos ocurridos en los pozos de estudio y mediante representaciones gráficas estadísticas, se logra interpretar y correlacionar las circunstancias en particular y así, estimar la causa raíz del colapso y la cedencia de la tubería en las múltiples ocasiones en las que ha fallado.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, MSc. en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Miguel Fernando Palencia Muñoz, MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE COLLAPSE IN THE WELLBORE CASING STRING IN AN ECOPETROL FIELD.*

AUTHORS: LUIS FELIPE VARGAS JARAVA
DANIEL FELIPE SERRANO BARBOSA.**

KEY WORDS: COLLAPSE, CASING, CBL, VDL, USIT, MIT, CASABE FIELD.

DESCRIPTION:

Cover the borehole walls is a fundamental process for the life and integrity of the well, for this reason it is necessary to implement good cementation techniques to avoid mechanical damage in casing that might obstruct its normal performance. As a result of this problem, Casabe Field has presented a series of collapse events throughout its history that have disturbed borehole integrity where mainly, the behavior of this event was analyzed for Blocks III, IV and V of the field. Problems of formation directly affecting the casing as sanding or fault distribution, as well as factors arising from completion design such as casing selection and perforation, are determinants for evaluating tubular deterioration.

This problem is analyzed from the comparative analysis of casing designs between the affected wells of these blocks and, at the same time, with the interpretation of CBL, VDL, USIT, and MIT logs, which illustrate the quality of the cement bond index and thus reveal the critical restricted areas.

Subsequently, an analysis of the collapses that occurred in the study wells is carried out and by means of statistical graphical representations, it is possible to interpret and correlate the circumstances in particular and that way, estimate the root cause of the collapse and yield of the tubulars on multiple occasions when it failed.

* Bachelor thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, MSc. en Ingeniería de Petróleos. Codirector: Miguel Fernando Palencia Muñóz, MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Dentro de la industria de los hidrocarburos, los pozos son las estructuras en subsuelo que tienen como fin ser la vía de contacto entre el hombre y el recurso no renovable, realizando sus prácticas de manera rentable e íntegra para extender todo lo posible la vida útil del mismo y obtener la mayor cantidad de barriles en superficie. Con este fin, se desarrollan diseños estratégicos de pozos en donde se realiza un estudio de la geología y la historia del campo con el propósito de cumplir con las condiciones a las que será sometido. No obstante, a lo largo del tiempo se ha evidenciado que en algunos campos se presenta una concentración de esfuerzos generada por múltiples factores como lo son los geológicos, los cuales pueden tener valores elevados que no son posibles de contener por medio de la presión interna de la tubería dando como resultado el colapso del revestimiento.

El fenómeno de colapso es una deformación del material tubular en la que se presenta una reducción notoria del diámetro interno de la tubería de revestimiento provocando así, una compleja restricción irreversible. Esto trae como consecuencia la pérdida o deterioro de la integridad del hueco y la inminente necesidad de incurrir en gastos no previstos.

Muchos estudios se han realizado a lo largo del tiempo respecto a la causa de estos infortunios y las posibles causas son bastante ambiguas y dependen en todos los casos, de las condiciones propias de cada pozo. Es por eso que en este proyecto se va analizar, por medio de la evaluación de estados mecánicos, registros de integridad y registros de calidad de cemento, qué factores externos pueden afectar las paredes de la tubería de revestimiento, además de mirar el completamiento de los pozos para descartar problemas operacionales.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Analizar y evaluar el colapso en el revestimiento de pozos en un campo de ECOPETROL.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los esfuerzos generados en el área de interés del yacimiento a partir de herramientas de detección y evaluación.
- Evaluar los estados mecánicos de los pozos y determinar problemas operacionales que en estos se generan.
- Estudiar las técnicas de causa raíz comprendidas en los factores incidentes de los problemas operacionales.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO Y ESTADO DEL ARTE

El campo Casabe es uno de los campos más antiguos descubiertos en Colombia. Su descubrimiento data de mediados del siglo XX, donde la industria del petróleo se encontraba en auge a nivel mundial. El campo cumple con muchas cualidades, lo que lo hizo convertirse en un referente de investigación por ingenieros y científicos alrededor del globo. El desarrollo del campo y sus propiedades son mostrados a continuación.

2.1 LOCALIZACIÓN

El campo casabe se encuentra ubicado a 350 Km (220 millas) al norte de Bogotá, en medio de la cuenca del valle medio del río magdalena, en el municipio de Yondó, Antioquia Colombia.

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Casabe en Colombia



Fuente: Google Maps.

2.2 HISTORIA DEL CAMPO

Fue descubierto en 1941 por la compañía operadora Shell, mediante el pozo CSB-1 donde fue completado el 20 de octubre de ese mismo año comenzó con una producción inicial de 430 barriles al día, logrando su completo desarrollo en 1958; este campo puede alcanzar la máxima producción en 1954 con una producción de 46000 Bbls provenientes de 414 pozos que, en esta época, correspondía al 26% de la producción nacional.

Inicialmente se realizó una estimación oficial del aceite original en sitio de 1300 millones de barriles, sin embargo, posteriormente se realizó un estudio en el año 2008 con una tecnología sísmica actualizada la cual arrojó un aumento en la estimación original del aceite en sitio de 450 millones de barriles.

En el año de 1974 Ecopetrol S.A. se hace cargo de la operación del campo, por lo que desde este entonces es la responsable de la comercialización del hidrocarburo. En 1977 se inician los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo con el propósito de aumentar la producción y el factor de recobro del campo. En 1979 la empresa Ecopetrol S.A inició la explotación secundaria del campo casabe mediante los pilotos de inyección de agua provenientes de la formación la Mesa.

Pero fue hasta el año de 1985 que esta estrategia se extendió para el resto del campo mediante la implementación de patrones de 5 puntos (cuatro pozos inyectoros y un pozo productor). Este proyecto dio inicio en el sector Norte del campo con los bloques VI, VII y VIII, en este mismo año; y posteriormente en el sector sur con los bloques I, II, III y V. En el proyecto de inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectoros y productores que tuvieron como fin mostrar un incremento importante en la producción del campo.

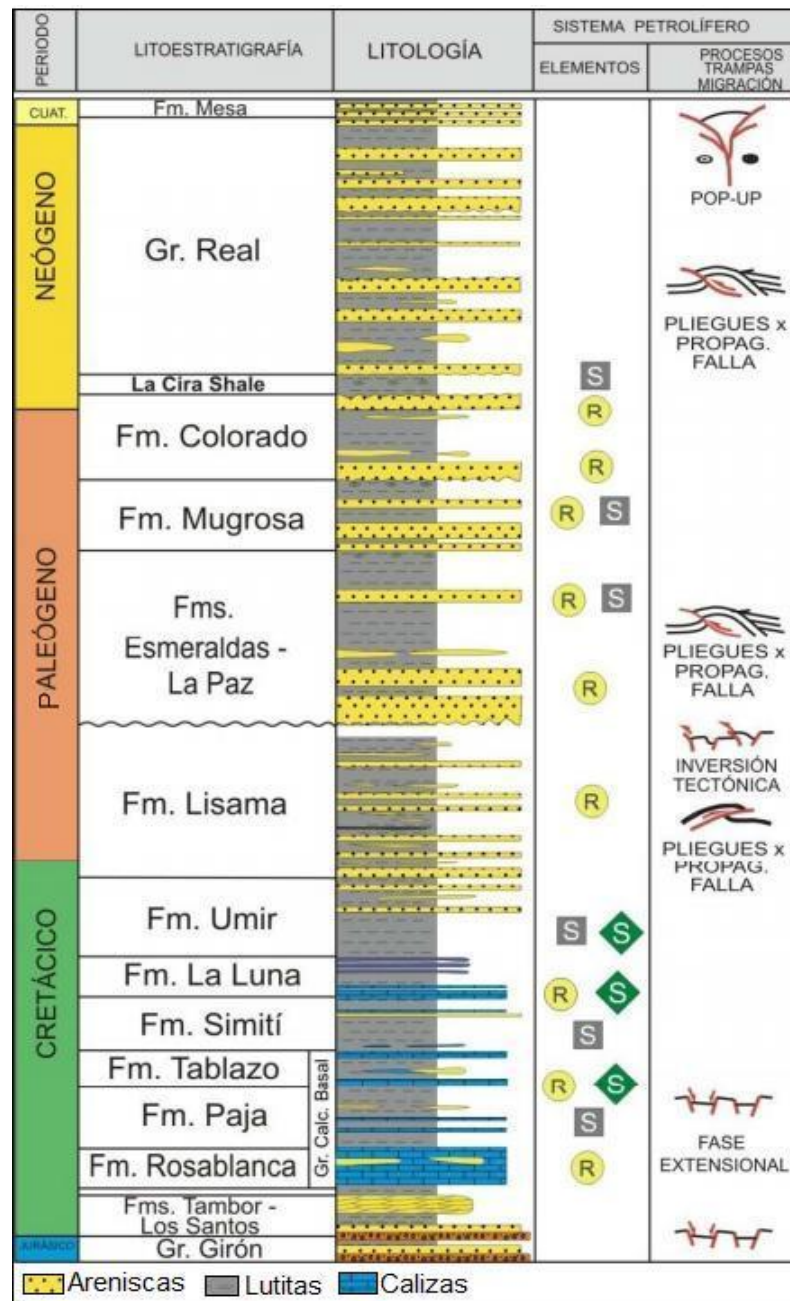
En el año 2004, se firma la alianza tecnológica Ecopetrol S.A. y Schlumberger, la cual buscó generar nuevas iniciativas de mejora en cuanto a la producción y factor de recuperación combinado con técnicas de reducción de costos operacionales mediante técnicas mejoradas de gerencia.¹

2.3 ESTRATIGRAFÍA

El campo Casabe cuenta con 23 estratificaciones y la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Medio del Magdalena es mostrada a continuación, donde podemos ver dónde se encuentran ubicadas las formaciones productoras del campo casabe.

¹ AMAYA, Mauro, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. [Base de datos en línea]. 2010. Oilfield Review. Schlumberger, 22(1), 12. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de valle medio del Magdalena.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613, Evaluación Petrofísica ShaleXpert Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1. [En línea]. 2012, p.29. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>

- Roca Generadora: basado en los resultados de los análisis geoquímicos de la secuencia cretácica, se puede concluir que generalmente, estas presentan características dominantes como rocas potenciadoras para la aportación de hidrocarburos. Por este motivo sobresalen formaciones con alto contenido orgánico de techo a base como lo son Rosablanca, Paja, Tablazo.²
- Roca sello: en el valle medio del Magdalena la secuencia cretácica corresponde en gran parte, a depósitos de ambientes marinos donde se acumularon rocas siliciclásticas y fases laterales más o menos continuas, representadas por arcillolitas y margas principalmente; debido a esto se espera que estas rocas constituyen los mejores sellos regionalmente.
- Roca reservorio: las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz son conocidas en el Campo Casabe como A, B y C respectivamente. Se encuentran en la secuencia terciaria y poseen intercalaciones de arcillolitas y rocas clásticas de grano fino a medio.
- Trampa: el campo Casabe ubicado en el departamento de Antioquia, se encuentra asociado a una trampa tipo estructural y estratigráfica.³

Las zonas productoras del campo Casabe corresponden a las arenas productoras pertenecientes a las formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz, pertenecientes al periodo del Paleógeno como se muestran en la anterior figura, siendo la formación Colorado suprayacente a la formación Mugrosa.

- Formación Colorado: esta formación descansa sobre la formación mugrosa y colinda en la parte superior con el Shale La Cira. Esta consta de manera

² SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Editorial Universidad Eafit. 2011, p.126

³Ibid.

predominante de arcillolitas de múltiples colores con intercalaciones de areniscas de distintos espesores. Ésta presenta un espesor promedio (h) de 1400 ft y fue desarrollada en un ambiente netamente fluvial. Sus arenas se dividen principalmente en 4 grupos desde base a tope (A3, A2, A1, A0) principalmente como se logra observar en la columna.⁴

- Formación Mugrosa: la formación Mugrosa Básicamente se constituye en intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzo-feldespáticas de grano medio hasta fino. Las arenas de este grupo son denominadas operacionalmente como las arenas (B) desarrollada en un ambiente fluvial igual que Colorado, esta formación cuenta con un espesor alcanzado de 1500 ft, subyacente con la formación Colorado y colindando con Esmeraldas por la parte inferior. La parte superior o la primera arena encontrada en el tope de la formación Mugrosa (B0) es muchas veces considerada por algunos geólogos, no como el tope de esta formación si no como simplemente la base de Colorado (A3) ya que es una difícil interpretación.
- Formación La Paz: esta formación hace parte de un grupo denominado con el nombre Chorro, y está ubicado en la parte inferior de dicho grupo; además está compuesto por areniscas de color gris claro con estratificación, limolitas y presenta un elevado contenido de lutitas grises.⁵ La formación se encuentra en contacto de forma discordante en la parte inferior con la formación Lisama y en contacto concordante en la zona superior con la formación Esmeraldas. Además, presenta una parte basal aproximadamente de 30 metros compuesto por

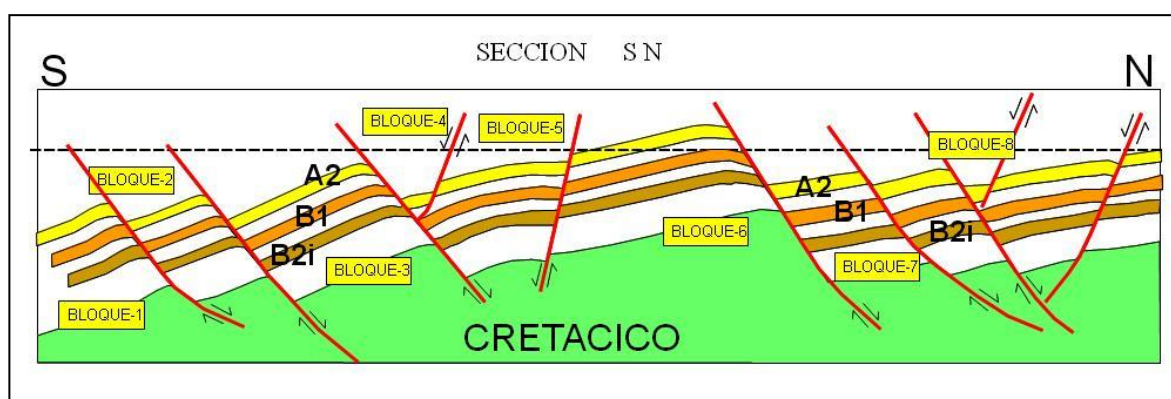
⁴ BELTRÁN GIL, Eliana Carolina. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; Modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el campo Casabe, en la cuenca del valle medio del Magdalena. Tesis de pregrado en Ciencias, mención en Geología. , Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2012, p. 37

⁵ MONTGOMERY. Petroleum potential of upper and middle Magdalena Basins, Colombia. Petroleum information corporation, 1992.

arcillolitas masivas de color crema a rosado, que es denominado como el miembro Toro.⁶

El campo presenta 10 fallas principales en las que se evidencian la clara distribución de las formaciones productoras a lo largo del subsuelo. Ecopetrol en la alianza con SLB logran esclarecer esta división mediante un corte geológico que evidencia de manera ilustrativa la manera en la que el Campo presenta su condición.

Figura 3. División de bloques por fallas en Casabe



Fuente: ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Casabe field: Casing collapse study. Octubre 2014, diap.7

2.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Tabla 1. Propiedades del yacimiento para las arenas productoras del campo Casabe

Propiedad	Arenas Colorado	Arenas Mugrosa
Porosidad (%)	24	25.5
Permeabilidad (mD)	225	385
Espesor Neto (ft)	154	66
Tipo de trampa	Estructural	Estructural
Presión inicial (psi)	1510 @3035 ft	1963 @4015 ft
Presión actual (psi)	1196 @3035 ft	1380 @4015 ft

Fuente: ECOPETROL S.A. Información Casabe (Reporte). Diciembre 2018, p.8

⁶ CASTRO GARCIA, Rubén Hernán y GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis de Pregrado, en mención a ingeniería de Petróleos. Bogotá, D C: Universidad de las Américas, 2005.

2.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Tabla 2. Propiedades del fluido para las arenas productoras del campo Casabe

Propiedad	Arenas Colorado	Arenas Mugrosa
°API	19	20
Viscosidad @Pb (cP)	43	21
Factor volumétrico de formación inicial	1.083	1.117
Factor volumétrico de formación actual	1.055	1.07
GOR inicial (SCF/STB)	187	254
Presión de burbuja (psi)	1350	2200

Fuente: ECOPETROL S.A. Información Casabe (Reporte). Diciembre 2018, p.9

2.6 PRODUCCIÓN

- a) Mecanismo de producción primaria: teniendo en cuenta el comportamiento de la producción primaria del Campo Casabe por medio de información que arrojan las curvas de declinación del campo y propiedades como lo son la presión, el BSW y el GOR, se identifica como mecanismo de producción primario el empuje por acuífero débil sumado a la expansión roca-fluido para las formaciones Mugrosa, Colorado y La Paz. No se evidencia la presencia de un acuífero de alta actividad que logre realizar algún efecto significativo en el yacimiento ni tampoco un comportamiento contribuyente de segregación gravitacional, a pesar de los altos buzamientos de los yacimientos hacia el flanco estructural. Tampoco es evidenciable algún tipo de presencia de una capa de gas significativa incluso con una alta declinación de la presión.
- b) Mecanismo de producción secundaria: el campo Casabe comienza sus primeros pilotos de recuperación secundaria por inyección de agua dulce en el año de 1979 para probar su factibilidad. Posteriormente se decide extender este mecanismo de recuperación secundaria a todo el campo debido al éxito de sus

pilotos. Hasta el día de hoy se mantiene la inyección de agua como recobro secundario de hidrocarburos en el campo. Actualmente con una cantidad de más de 400 pozos inyectoros activos promete seguir dándole cabida al aumento de la producción nacional.

- c) Mecanismo de producción terciaria o recobro mejorado: en la actualidad, Casabe estudia la posibilidad de incorporar recobro químico, más específicamente pilotos de inyección de agua mejorada que prometan aumentar el número de reservas del campo.

A continuación, se muestran una tabla comparativa de la producción inicial del campo, su pico más alto en la historia y su producción actual. Por otro lado, la producción acumulada del campo desde el inicio de su explotación.

Tabla 3. Comparativo de producción de petróleo del campo Casabe

Producción inicial @Jun-1945 (BOPD)	Producción @Feb-1954 (BOPD)	Producción actual @Feb 2019 (BOPD)
6000	47134	10106

Fuente: ECOPETROL S.A. Información Casabe (Reporte). Diciembre 2018, p.9

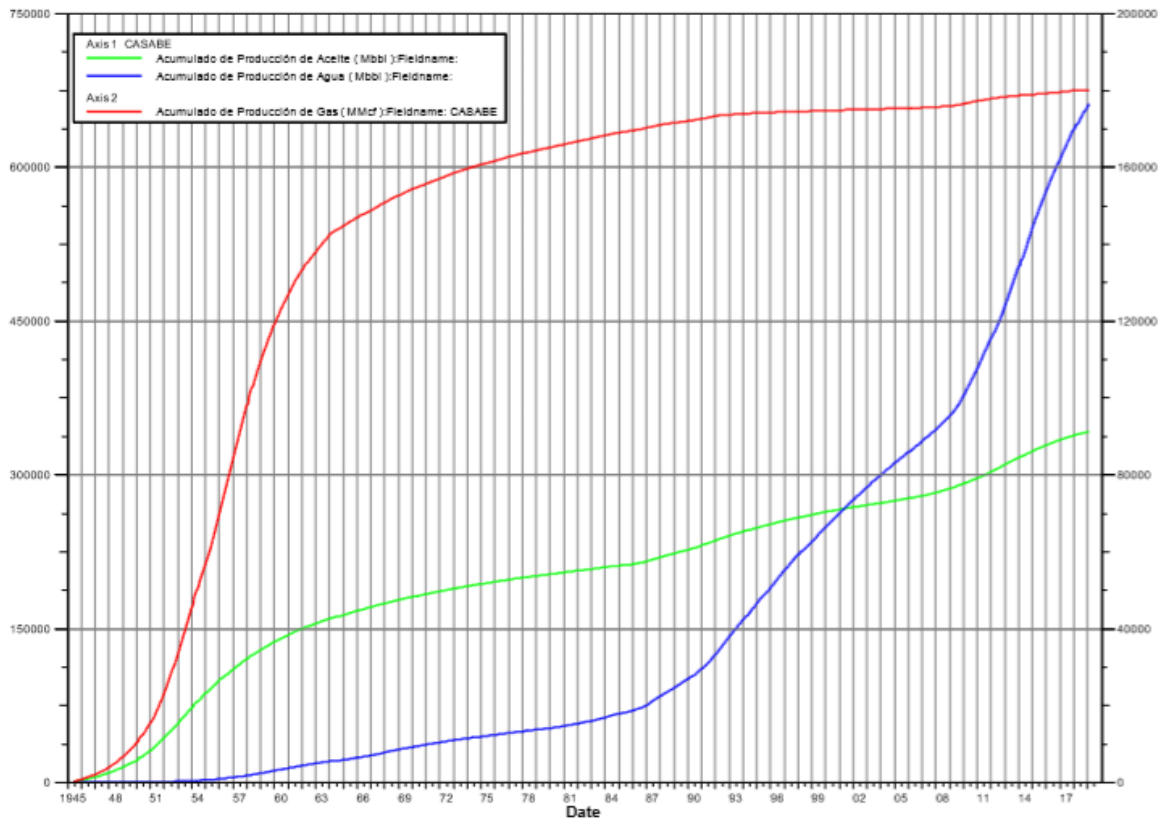
Tabla 4. Producción acumulada de los fluidos del yacimiento

Producción acumulada desde el inicio de la explotación hasta Dic 31 2018			
Campo	Petróleo (Bls)	Gas (Mscf)	Agua (Bls)
Casabe	347.464.503	185.913.311	662.211.465

Fuente: ECOPETROL S.A. Información Casabe (Reporte). Diciembre 2018, p.9

A continuación, se muestra el histórico de producción acumulada en el campo Casabe para la producción de agua, gas y petróleo.

Figura 4. Gráfico de producción acumulada de agua, gas y aceite



Fuente: ECOPETROL S.A. Información Casabe (Reporte). Diciembre 2018, p.10

2.7 ESTADO DEL ARTE

El colapso en el revestimiento de pozos, ha sido un inconveniente que ha causado problemas tanto a la integridad del pozo como también a los costos de las empresas. A continuación se muestra de manera general, los antecedentes de los revestimientos y de los colapsos; de qué manera estos se generan, cómo se detectan y cómo se remedian.

2.7.1 Completamiento con casing. Después que la zona productora es perforada, la tubería de revestimiento o liner es introducida y cementada. Posteriormente se

introducen cañones las cuales son las que hacen el conducto entre el yacimiento y el pozo. Estas perforaciones deben atravesar la tubería de revestimiento y el cemento. De esta manera se evitará que el flujo de hidrocarburos pase por una zona dañada, y no se verá perjudicada su productividad ni su integridad.

Sus principales ventajas son:

- No se necesita limpiar el revoque
- Los disparos atraviesan la zona invadida
- Se pueden aislar zonas
- Se pueden producir varios intervalos de interés
- Buena integridad del pozo si es cementado adecuadamente
- Menos susceptible al colapso
- Se puede utilizar para cualquier formación
- Provee cierto control de arenamiento en el pozo

Sus principales desventajas son:

- Mayor costo que otros completamientos y su operación es compleja
- Mayor tiempo para poner en producción al pozo
- Es menor el flujo del yacimiento al pozo que otros completamientos
- Se genera un daño adicional en la cara del pozo por disparos de los cañones

2.7.1.1 Estandarización de la tubería de revestimiento. La American Petroleum Institute (API) y la International Standards Organization (ISO), han desarrollado ciertos estándares para casing y cuerpos tubulares que han sido aceptados por la comunidad internacional de la industria del petróleo y la industria en general. Por tal motivo el uso de estas tuberías se debe llevar a cabo bajo todas las especificaciones regidas por estos dos entes.

Para las tuberías de revestimiento se tiene un rango de diámetros externos (OD) desde 4.5 hasta 20 pulgadas. Según la API 5CT y la ISO 11963-2005.⁷

2.7.1.2 Grado de la tubería. La API y la ISO han adoptado el grado de la tubería de revestimiento para definir las características y fuerzas o esfuerzos que esta puede llegar a resistir. El grado consiste en un código designado por una letra seguida de un número.

El número designado determina el mínimo esfuerzo cedente del acero de la tubería en miles de psi. El esfuerzo cedente o esfuerzo de cedencia es el esfuerzo requerido para producir una elongación específica por unidad de longitud en un material, en este caso el acero. Esta tensión va más allá del límite elástico del material. Así como existe el mínimo esfuerzo de cedencia, también existe el máximo esfuerzo de cedencia, y mínimo elongación por unidad de longitud al fallo de la tubería para cada grado de casing.

La letra designada es también utilizada para distinguir varios requerimientos o tratamientos de calor utilizado dependiendo del elemento químico que ha sido utilizado, distinto para ciertos tubulares.⁸

Tabla 5. Grados de acero API del para el casing

GRADOS DE ACERO DE CASING API				
Grado API	Esfuerzo cedente (psi)		Resistencia mínima a la tensión (psi)	Mínima elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.5

⁷ MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. Fundamentals of Drilling Engineering. Richardson, USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. p. 385. (SPE Textbook Series No. 12). ISBN 978-1-55563-207-6

⁸ Ibid., p. 388

Continuación tabla 5.

GRADOS DE ACERO DE CASING API				
Grado API	Esfuerzo cedente (psi)		Resistencia mínima a la tensión (psi)	Mínima elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
T-95	95,000	110,000	105,000	18
P-110	110,000	140,000	125,000	15
Q-125	125,000	150,000	135,000	18

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Purchasing Guidelines: API 5CT: Specification for Casing and Tubing. ISO 11960:2011 Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as casing or tubing for Wells. [On line]. 9th Edition, June 2011. Available in: <https://www.api.org/~media/files/certification/monogram-apiqr/program-updates/5ct-9th-edition-purch-guidelines-r1-20120429.pdf>

2.7.1.3 Requerimientos químicos. El acero utilizado en las tuberías de revestimiento y los couplings deben obedecer a ciertos requerimientos químicos. Todos los grados de acero usados en la API y la ISO para casing y tubing, tienen un contenido máximo de azufre y fósforo específico, los cuales están expresados como un porcentaje del peso total del tubular. Los grados más altos de acero pueden tener algunas composiciones químicas adicionales para el carbón, manganeso, molibdeno, cromo, níquel, y silicio. ⁹

2.7.1.4 Dimensiones. La API y la ISO determinan tres rangos de longitud para tuberías de revestimiento. Rango 1 (R-1) que incluyen juntas desde 16 a 25 ft de longitud. Rango 2 (R-2), que cubren juntas de tubería de 25 a 34 ft de longitud, y rango 3 (R-3), el cual involucra tuberías de 34 hasta 48 ft de longitud por junta. ¹⁰

De esta manera los casing de mayor uso son los R-3 debido a que se reduce el número de conexiones a lo largo de la operación. Otra razón por la cual tubulares de casing también son comprados de mayores longitudes es debido a que los taladros de perforación tienen mayor tamaño que los taladros de workover y se

⁹ Ibíd., p. 388

¹⁰ Ibíd., p. 390

aprovecha para obtener una mayor capacidad de almacenamiento de tubería en una operación.

Entre las medidas que especifican los estándares, también se encuentra el drift, el cual es el diámetro mínimo de paso sin ninguna obstrucción a través del casing.

2.7.1.5 Resistencia de los materiales. Muchas de las propiedades de desempeño de los revestimientos, están basados en la resistencia del acero, el cual es una aleación de hierro con carbono. Por tal motivo es menester comprender cómo se mide la resistencia del acero ante distintos escenarios. Más allá de las propiedades del acero tales como la dureza o la temperatura de uso, otros factores pueden tener un impacto sobre la aplicación apropiada de un acero.¹¹

La gran mayoría de tubulares que ingresan a un pozo, están sometidos a una alta complejidad de cargas combinadas las cuales requieren un análisis especial de distintas técnicas para asegurar que la interacción de estos esfuerzos combinados, no terminen en un siniestro.

2.7.1.6 Prueba de tensión. La fuerza o resistencia de un material es la habilidad de soportar una carga y es generalmente medida mediante un ensayo o prueba de tensión uniaxial. En esta prueba, una máquina sujeta el material de prueba, y esta impone una deformación sobre uno de los extremos del material, desplazando una cabeza móvil a una velocidad controlada. Una celda de carga conectada al extremo fijo manda una señal que representa la carga aplicada al material, de la cual se obtiene una relación de la carga aplicada y el estiramiento o la elongación del material.

¹¹ BRAVO VALLEJO, Christian Alejandro, *et al.* Capacidad de resistencia de las tuberías petroleras. [En línea]. México D.F: Instituto Politécnico Nacional. 2013, p. 9. Disponible en: <http://oilproduction.net/files/OilProduction%20-%20capacidad-de-resistencia-de-tuberias.pdf>

De igual manera existen ciertas ecuaciones que calculan el esfuerzo nominal y la deformación, las cuales arrojan resultados teóricos para graficar posteriormente una curva que pueda establecer una comparación entre los resultados teóricos (mediante las ecuaciones), y los experimentales (mediante la prueba de laboratorio). De tal manera tenemos que las ecuaciones son:

$$\sigma = F_a/A \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$\varepsilon = \Delta L/L \quad (\text{Ecuación 2})$$

Hay que tener en cuenta que el esfuerzo y la deformación hallados mediante las ecuaciones, difieren del método experimental ya que en el método teórico no se tienen en cuenta los cambios en el área transversal o las alteraciones en la longitud del material durante la prueba de tensión uniaxial. El verdadero esfuerzo es la fuerza aplicada al material de la prueba dividido en el área actual de la muestra. La verdadera tensión es calculada en base a la longitud actual de la muestra.

Para bajos valores de esfuerzo, la relación entre el esfuerzo y la tensión es proporcional para muchos materiales incluyendo la gran mayoría de los aceros. Esta relación es descrita por la ley de Hooke:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde E es el módulo de Young, la cual es denominada como la constante de proporcionalidad o módulo elástico. Este módulo es una medida de la rigidez del material. Materiales con alto módulo necesitan mayor esfuerzo para lograr la deformación esperada. Cabe resaltar que el módulo elástico del acero es de aproximadamente 30,000 ksi (kilopound per square inch).¹²

¹² MITCHELL & MISKA. Óp. cit., p. 392

2.7.1.7 Dureza. La dureza es la habilidad de un material para resistir una deformación. La dureza es una propiedad bastante útil, ya que está relacionada con el esfuerzo de tensión. Los aceros con mayor dureza involucran altos esfuerzos.¹³

2.7.2 Conexiones. Las conexiones son una parte importante de las tuberías debido a que son las encargadas de soportar esfuerzos de tensión y compresión, estos rodamientos están compuestos por una serie de hilos los cuales tienen la función de mantener las tuberías o juntas de revestimiento unidas; son seleccionadas dependiendo del esfuerzo requerido a soportar, la habilidad para cortar la banda de rodamiento, el costo y la resistencia a fugas.

Según la API, podemos encontrar tres tipos básicos. Primero, Juntas de acoplamiento con hilos largos o cortos, segundo, Juntas de acoplamiento con roscas asimétricas o trapezoidales y, por último, casing de línea extrema con hilos trapezoidales sin acoplamiento. API 5C2 (1982).¹⁴

2.7.2.1 Clasificación de las roscas según API. De acuerdo con la API podemos encontrar 4 tipos diferentes de roscas:

- Redondas
- Buttress
- Enganchadas
- Doble Enganchadas

De los cuatro tipos anteriores de roscas vamos a tratar las que son más comunes en la industria que son las dos primeras.

¹³ Ibid., p. 394

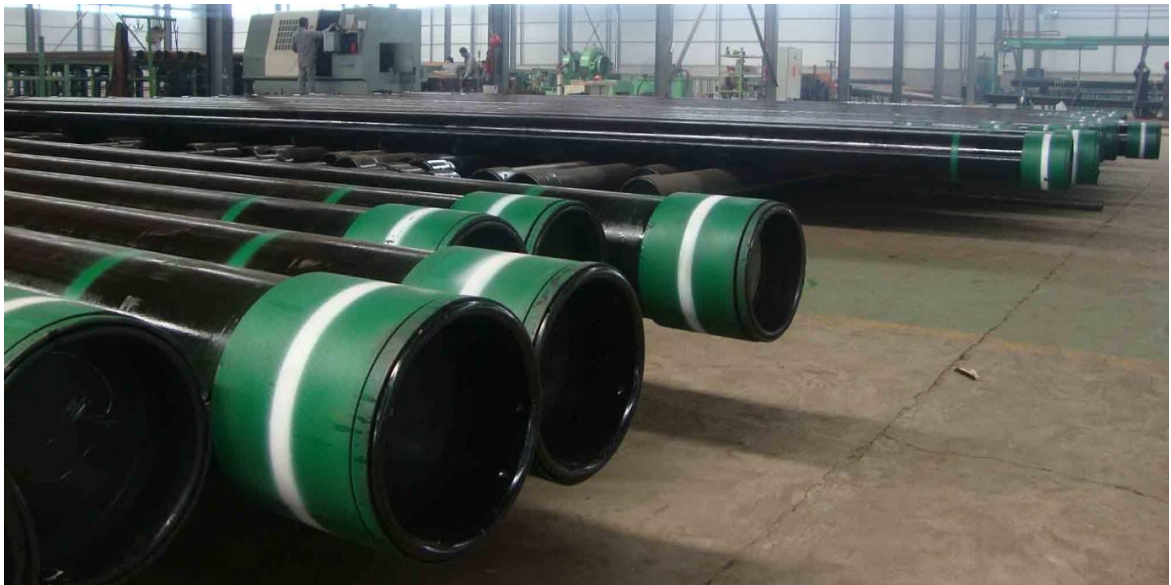
¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. [Bulletin]. API 5C2: Bulletin on performance properties of casing, tubing and drill Pipe. 21 ed. Washington, USA, 1999

- Roscas Redondas: cuando hablamos de este tipo de roscas hace referencia que tanto la parte superior o cresta y la parte inferior o raíz poseen una forma circular que ayudan a proporcionar una mejor resistencia.

Debido a su forma circular son las más comunes y populares en la industria de la perforación de pozos petroleros, además actualmente son usadas en proyectos de alta complejidad y en la extracción de todo tipo de fluidos, incluyendo el gas.

Generalmente este tipo de conexión es conocida como 8HRR (ocho hilos rosca redonda) debido a que posee ocho hilos por pulgada en los diámetros más usados.

Figura 5. Tubería J55 (13-3/8")

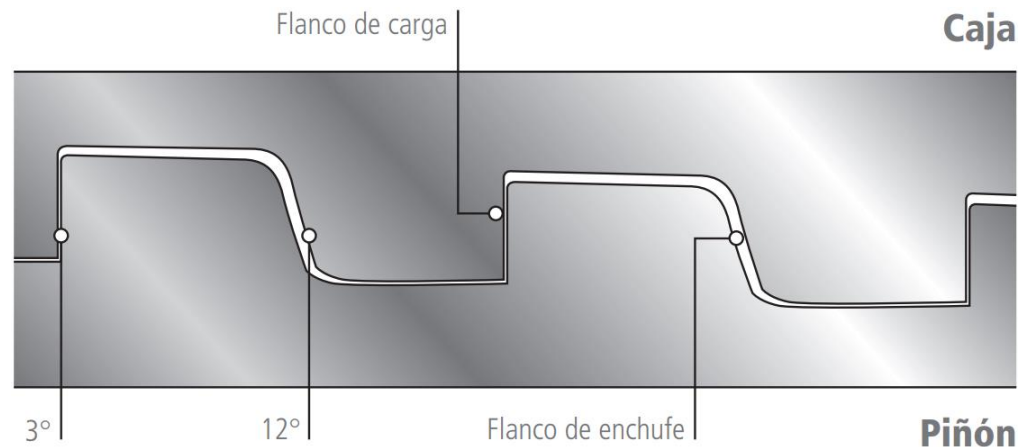


Fuente: SOVONEX. Fuertes Tuberías de Revestimiento – Certificadas por API & Probadas en Campo. [En línea]. China, 2008, p.1. Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-revestimiento-api/>

- Rosca Buttress (Trapezoidales): Las roscas trapezoidales son conocidas como las madres de las roscas acopladas; también son las mejores para soportar esfuerzos de compresión además de ofrecer resistencia a las filtraciones.

En comparación con las rocas de forma redonda, estas generalmente cuando son mayores a 16" son fabricadas con cinco hilos por pulgada a diferencia de las redondas que poseen ocho hilos por pulgada.¹⁵

Figura 6. Diagrama del perfil de la rosca buttress



Fuente: BARRANTES, Doris. Rosca Buttress BCN. [En línea]. México, D.F: Tenaris Tamsa, 2005, p.1. Disponible en: https://www.academia.edu/17352295/ROSCA_BUTTRESS_BCN

2.7.2.2 Errores de conexión. Los errores en las conexiones son muy delicados ya que en su mayoría los problemas de tubería se deben a errores en esta parte del proceso que pueden suceder debido a factores como un diseño que no cumpla con las características necesarias para el pozo, un excesivo torque durante la operación, una mala predicción en la presión interna de producción o fracturamiento de la tubería. En otras ocasiones también se tienden a cometer errores debido a que no se conoce la tolerancia de la tubería frente a diferentes esfuerzos, por lo anterior es muy importante conocer este tipo de datos y así poder evitar estos posibles errores en la operación.

La tubería también es atacada por diferentes factores que pueden disminuir su resistencia y provocar inconvenientes, como por ejemplo cuando las tuberías son

¹⁵ VILLACRÉS, Andrés. Procedimiento de inspección de tuberías de perforación causados por diferentes problemas dentro de un pozo en las instalaciones de Insepeca Cia Ltda. Tesis de Tecnólogo, mención en Petróleos. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial, 2007, p.44-45

transportadas pueden sufrir daños por lo cual es necesario revisar las tuberías antes de ser utilizadas. Otro factor que se debe tener en cuenta sobre todo en la parte de producción es evitar o disminuir en lo posible la corrosión de la tubería.

2.7.2.3 Límites de diseño de conexión. Los límites de diseño se encuentran directamente relacionados con la geometría y las propiedades de los materiales utilizados, además también son afectados por las características de fabricación como el tratamiento superficial que recibe o el tipo de aleación a la que sea sometida la tubería para obtener una mayor resistencia en el caso necesario.

Los límites también son función de las variables operacionales como los son el tipo de compuesto utilizado en la rosca de la tubería o el torque ejercido en la sarta. De igual manera hay que tener en cuenta a qué fluidos está expuesta la tubería y a qué presión o temperatura va a ser sometida para verificar que no sobrepase los límites soportados, evitando así posibles inconvenientes eventuales en un futuro.

2.7.3 Propiedades mecánicas de los revestimientos. A la hora de perforar pozos de petróleo y gas a ciertas profundidades, es necesario cubrir las paredes de estos mediante el uso de casing o tuberías de revestimiento con el fin de darle estabilidad al agujero, aislar fluidos de la formación, y facilitar la instalación de todos los componentes para dar comienzo al proceso de producción de los fluidos del yacimiento. Estos revestimientos, los cuales son cementados por etapas a medida que aumenta la profundidad y las condiciones del pozo hasta llegar a la formación objetivo de la manera más eficaz y realizando la predicción adecuada de los posibles problemas que se generen a partir de las condiciones naturales del pozo. Es por esto que se debe analizar detalladamente la tubería de revestimiento a instalar para garantizar el óptimo proceso de extracción de hidrocarburos ante toda adversidad.

2.7.3.1 API 5C3. La norma API 5C3 establece criterios de colapso, estallido y tensión necesarios para el diseño de las tuberías de revestimiento en distintos escenarios, junto con los factores de seguridad recomendados por el instituto. A continuación, en la tabla 6 se muestran los valores anteriormente mencionados, pero aun así los valores pueden ser modificados de acuerdo a la voluntad de cada fabricante.

Tabla 6. Factores de seguridad por tipo de revestimiento y carga

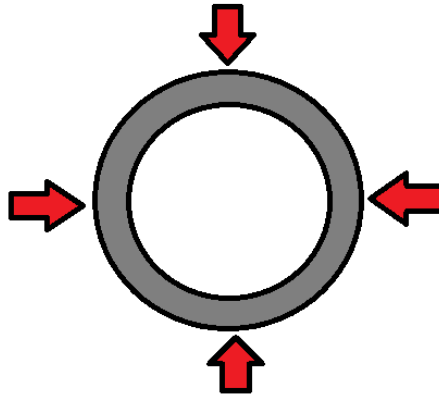
Casing	Colapso	Estallido	Tensión
Conductor	1.0	-	-
Superficial	1.0	1.1	1.6
Intermedio	1.0	1.1	1.6
Producción	1.1	1.1	1.6

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. [Bulletin]. API 5C3: Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill Pipe and line Pipe properties. 6ta ed. Washington, USA, 1994

2.7.3.2 Colapso. El efecto del colapso se puede definir como la deformación de la tubería de revestimiento generado por una presión externa a ella, de tal forma la resistencia al colapso es el escenario en el que el tubular tiene la capacidad de mantener su forma original, cuando se le está aplicando esta presión externa la cual generalmente es originada por la presión hidrostática del fluido presente en el pozo. Esta presión hidrostática actúa sobre toda la pared de la tubería y para el diseño de la tubería, se supone que ésta esté completamente vacía.¹⁶

¹⁶ MITCHELL & MISKA. Óp. cit., p. 400

Figura 7. Diagrama de presión de colapso en el casing



2.7.3.3 Estallido. Se refiere a la resistencia al estallido al diferencial de presión interna de la tubería de revestimiento generada por el fluido hidráulico que se encuentra dentro del tubular. Es importante tener en cuenta que en el análisis del diseño de la tubería por el criterio de estallido se asume que la presión externa debe ser menor que la interna y que a su vez la resistencia a la presión de estallido debe ser superior en las conexiones entre tubulares que entre el resto del cuerpo del tubo.

Figura 8. Diagrama de presión de estallido en el casing



Al igual que el colapso, el estallido es también un criterio de diseño estipulado por la norma API 5C3 y ésta muestra el procedimiento de cálculo de la presión mediante la siguiente ecuación.¹⁷

$$P_B = 0.875 \times \left(\frac{2 \times Y_p \times t}{D} \right)$$

(Ecuación 4)

Donde:

P_B: presión mínima de estallido (psi)

Y_p: esfuerzo cedente, "Yield point" (psi)

t: espesor de la tubería (in)

D: diámetro externo de la tubería (in)

2.7.3.4 Tensión. La tensión generada en una tubería de revestimiento es causada por la carga axial presentada a lo largo toda la sección revestida debido al peso de todas las juntas de tubulares y a su vez por un conjunto de esfuerzos generados por el yacimiento.¹⁸

$$F_y = 0.7854 Y_p (OD^2 - ID^2)$$

(Ecuación 5)

Donde:

F_y: Fuerza de tensión (lbs)

Y_p: esfuerzo cedente, "Yield point" (psi)

OD: diámetro externo de la tubería (in)

ID: diámetro interno de la tubería (in)

¹⁷ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. [Bulletin]. API 5C3: Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill Pipe and line Pipe properties. 6ta ed. Washington, USA, 1994

¹⁸ Ibíd.

2.7.4 Causas de la falla de la tubería de revestimiento.

- Corrosión o erosión
- Movimiento de placas tectónicas
- Presión excesiva: interna o externa
- Desgaste por drill pipe
- Toque inapropiado durante la corrida
- Operaciones de pesca dentro del casing¹⁹

2.7.5 ¿Cómo identificar las fallas en el casing?

Las fallas o imperfecciones tanto dentro como fuera de la tubería de revestimiento, son hallazgos detectados por herramientas especiales o dispositivos mecánicos que logran esbozar estos inconvenientes presentados en subsuelo. Todos estos se corren hasta el lugar de la falla y sus resultados son interpretados en superficie.

2.7.6 Inspección del casing y cementación mediante registros.

2.7.6.1 Registro multi-finger. El registro multi-finger es una herramienta muy versátil que nos ayuda a saber en qué condición se encuentra la tubería que tengamos dentro del pozo, gracias a que es un registro que cuenta con una cantidad variable de pequeñas varillas o también conocidas como “brazos”, por así decirlo que se introducen por el interior de la tubería con el propósito de ir registrando mediante una medición de forma directa.

Este registro puede detectar diferentes condiciones dentro de la tubería, como dobleces del pozo, desgastes por corrosión o erosión, deformaciones y agujeros gracias a su precisión. Su funcionamiento se basa en detectar y registrar cualquier

¹⁹ WEATHERFORD. Tecnología de Pesca y Re-Intervención. [Presentación en línea]. En Slideshare. 2006, diap. 75

cambio de diámetro que puede ser representado en alta resolución y a color para tener una mejor visualización.²⁰

Figura 9. Resultado 3D de la Cuenca del golfo de San Jorge



Fuente: CERDÁ, Martín; QUINTAVALLA, Claudio y SALAS, Víctor. Evaluación de integridad de cañería en pozos de la Cuenca del Golfo de San Jorge. [Base de datos en línea]. Agosto, 2013, p.60. Petrotecnia. Disponible en: <http://www.petrotecnia.com.ar/agosto2013/notas/GolfoSJorge.pdf>

- Principio: su principio de funcionamiento está regido por una serie de brazos o dedos de número variable según sea el diámetro del pozo, que van unidos o pegados al revestimiento de forma mecánica; donde podemos tener de 20 a 60 dedos, entre mayor sea el número de brazos será más preciso la medición.

Esta herramienta se puede correr por dentro de la tubería de perforación o producción sea el caso, para tener una idea de cómo se encuentra la tubería en cuanto al desgaste por corrosión o la desviación del pozo para evitar todos los riesgos, minimizando así la posibilidad de perder capital en la intervención del pozo. Con el dispositivo ya introducido en el agujero, se va registrando que tan expandida o reducida se encuentra la tubería, tomando como referencia el diámetro de la

²⁰ ACUÑA, Cristian y QUIROGA, Harold. Registro Caliper. [Presentación en línea]. En Slideshare. Barrancabermeja: Instituto Técnico del Petróleo, 2014, diapos. 15 y 16

tubería que se esté analizando y por medio de una señal eléctrica se envía el cambio de resistencia que llega a un potenciómetro; donde sus resultados los podemos tener tanto en dos dimensiones como en tres según sea la importancia de los datos.

Figura 10. Tuberías de registro multi-finger



Fuente: GOWELL. Multi-Finger Caliper (MFC). [En línea]. Agosto 2017, p.1. Disponible en: https://www.bonnettsenergy.com/images/pdf_files/2018/mfc_56_arm.pdf

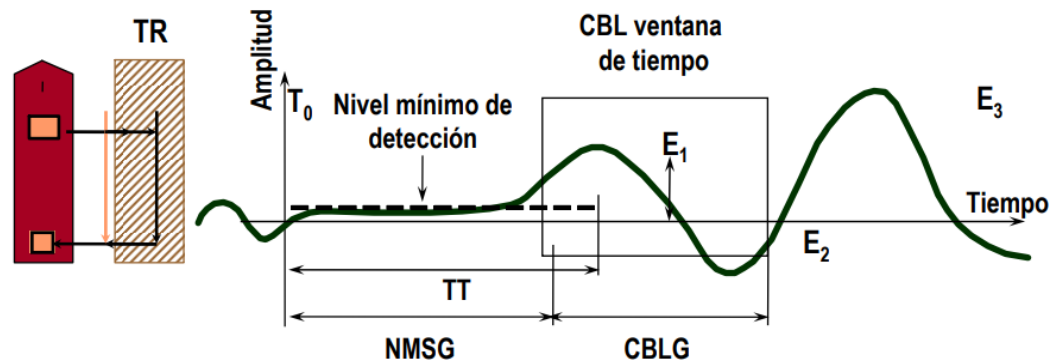
2.7.6.2 Registro CBL y VDL. Estas herramientas conocidas como CBL (Cement Bond Log) o registro de adherencia del cemento y VDL (Variable Density Log); son muy utilizadas en la evaluación de la calidad del cemento. El CBL me dice la cantidad de cemento adherida entre las paredes del revestimiento y el hueco, en cambio el VDL es el encargado de mostrar que tan buena fue la cementación. Esto es un factor muy importante porque me ayuda a generar una buena integridad en el pozo con lo cual me proporciona una mejor vida útil del mismo; además reduce

posibles problemas que se me pueden presentar más adelante en la tubería ya sea por estallido o colapso.

- Principio: su mecanismo está basado en un transmisor que me envía ondas acústicas que posteriormente son recibidas por dos receptores, ubicados uno a 3 y el otro a 5 pies de distancia, los cuales son los encargados de convertir esas ondas en amplitudes e imágenes respectivamente que posteriormente son interpretadas.

Para el caso del CBL las ondas recibidas son convertidas en amplitudes, en donde pequeños valores de las mismas significa que la adherencia del cemento fue óptima, y amplitudes grandes que no fue tan buena, ya que para una mejor comprensión, lo podemos explicar cómo cuando golpeamos una pared y tiene un hueco, el sonido es diferente a cuando golpeamos una pared maciza, es algo así, la onda al pasar por la tubería y no encontrarse directamente con el cemento genera un aumento de amplitud y en el caso contrario, cuando la onda entra en contacto con el cemento casi de inmediato la amplitud generada es mucho menor. Generalmente cuando se habla de valores grandes es mayor a 10 milivoltios (mV) y valores óptimos que representen una buena cementación es menor a 4 milivoltios (mV).

Figura 11. Amplitud de onda en el registro CBL

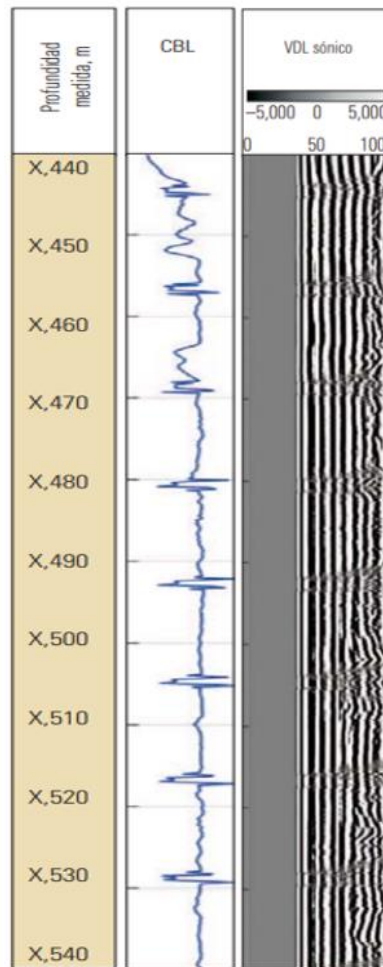


Fuente: SOOKRAM, Neil. Evaluación de Cemento USIT-CBL/VDL. [En línea]. Schlumberger, p. 10. Disponible en: https://www.academia.edu/29182971/Evaluaci%C3%B3n_de_Cemento_USIT-CBL_VDL

En el caso del VDL el receptor ubicado a 5 pies es el encargado de convertir esas ondas compresionales en trazas, en donde un registro de trazas constantes representa una mala cementación, pero si hay una variación en las trazas si hay buena cementación.²¹

²¹ BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. [En línea]. En: Oilfield Review. Schlumberger. 2008. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

Figura 12. Registro de calidad de cementación CBL y VDL



Fuente: BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. [En línea]. En: Oilfield Review. Schlumberger. 2008, p.26. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf*

2.7.6.3 Registro ultrasónico. El registro ultrasónico es un dispositivo tecnológico que nos brinda una información más detallada cuando tenemos cementaciones que en el registro de CBL no sabemos con certeza qué clase de cementación se está presentando en nuestro pozo, es decir que los valores de amplitudes están muy cerca de los 10 milivoltios generando posibles ambigüedades.

* Modificado por los autores

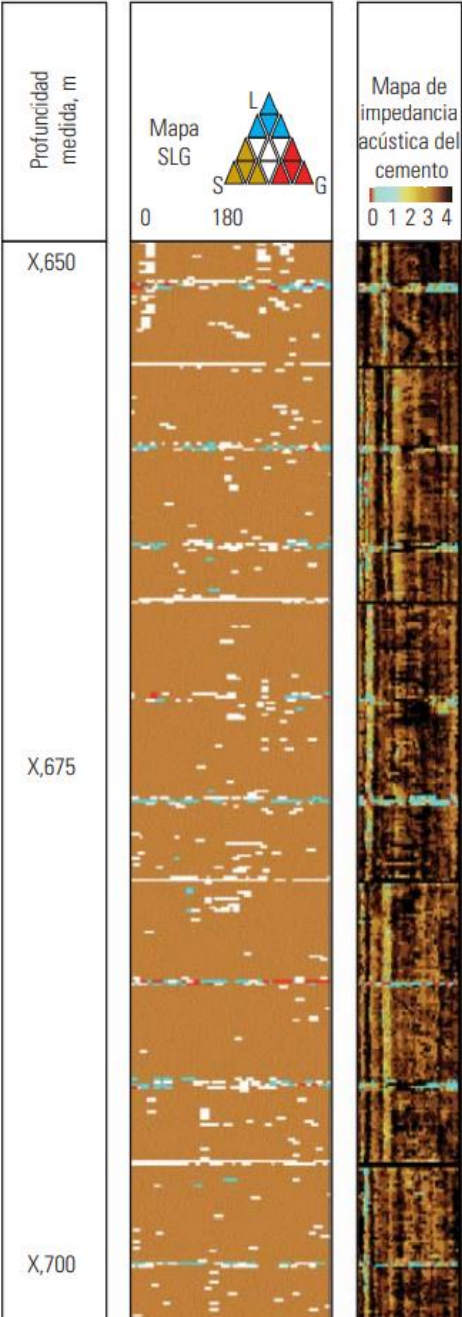
En base a este problema se generó una solución que es la implementación de esta herramienta la cual intenta reducir o eliminar la incertidumbre que puede surgir con el CBL.

- Principio: su base funcional está centrada en un cabezal giratorio orientado, que tiene un emisor de 500 KHz y un receptor que posee la capacidad de efectuar 100 lecturas en los 360° de la circunferencia del casing, a una razón de 4 tomas o lecturas por pie en pozos revestidos (pozos con hueco abierto se duplica). Su base teórica de evaluación de la calidad del cemento es que considera las propiedades acústicas de la materia o en otras palabras la impedancia acústica.

En sus resultados muestra una gama de colores que generalmente son amarillo, azul y rojo donde cada color quiere decir que está en estado sólido, líquido y gas respectivamente. Una buena cementación es representada por el color amarillo y es bueno leerlo en compañía de otro registro como CBL y/o DVL para ir corroborando la certeza de la información.²²

²² ROGEL CASTELLANOS, Carlos Yukio. Determinación de la calidad de cementación en una tubería de revestimiento a través del sistema sónico de imágenes USI. Tesis de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. México D.F: Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, 2011, p.25

Figura 13. Resultado registro ultrasónico



Fuente: BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. [En línea]. En: Oilfield Review. Schlumberger. 2008, p.26. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf*

* Modificado por los autores

2.7.7 Asentamiento de empaque RTTS (Retrievable Test, Treat, Squeeze Packer). Es una herramienta muy versátil y se recomienda correrla con algunos elementos adicionales como la junta de seguridad (RTTS safety joint) que permita liberar la tubería en caso de pegas y una válvula de circulación (RTTS Circulating Valve) que permita circulación en ambos sentidos, ya que facilita el manejo de presiones en caso de alguna complicación.

Esta herramienta se puede correr tanto en pruebas negativas como positivas dependiendo de la dirección en que se asiente el empaque con respecto al flujo. Éste se asienta y se desasienta a distintas profundidades, haciendo pruebas donde se debe mantener cierta presión y en el momento en que esta presión caiga, allí se encontrará el intervalo en el que se encuentra el colapso.

Este empaque también utiliza para fracturamiento y acidificación, pruebas por suabeo, pruebas de formación DST, cementación correctiva, tratamientos químicos y colocación de resinas, para localizar fugas en el revestimiento.²³

2.7.8 Bloque de impresión (Lead impression block). El propósito especial de estos bloques es determinar visualmente un pescado, o las condiciones en las que se encuentra el pozo. Los bloques se encuentran en 5 medidas estándar que colectivamente cubren todos los tamaños de tubería de 4 a 13-3/8" OD. Se pueden bajar ya sea con tubería de trabajo o con cable, como se requiera, pero hay que tener en cuenta que la corrida con tubería de trabajo es necesaria para aplicar peso, rotación, y circulación.

Deformaciones internas en la tubería de revestimiento, herramientas perdidas en el fondo, tubería rota o cualquier otra protuberancia en el pozo, dejará una impresión

²³ HALLIBURTON. Manual de Empaques. [Presentación en Línea]. 2014, diap. 21-28

en el material de plomo del bloque, el cual producirá una marca legible precisa, que demuestra físicamente la existencia del daño.²⁴

Figura 14. Bloques de impresión



Fuente. IRON PLANET. [Fotografía en línea]. Disponible en: <https://uao.libguides.com/c.php?g=529834&p=3623716#Figura>

2.7.9 Herramientas utilizadas para remediar el colapso

2.7.9.1 Casing rollers. Usado para restaurar la tubería de revestimiento a su ID normal cuando este está ligeramente colapsado. La herramienta consiste en una serie de rodillos “rollers” y una nariz cónica en la punta montados sobre un mandril excéntrico. Al rotar, un roller golpea un lado de la tubería mientras que el otro golpea el lado opuesto. Estos son intercambiables.²⁵

2.7.9.2 Casing Swage. Esta herramienta es usada principalmente para reparar el casing colapsado y reacondicionar el pozo a su forma original. La herramienta tiene una nariz larga que pasa a través del casing dañado. Esta es bajada con una serie de tubulares de trabajo y dentro de su configuración usa la fuerza de martillos para

²⁴ ANEXO 2: HERRAMIENTAS DE PESCA [Anónimo]. p.6

²⁵ WEATHERFORD. Op. cit., diap.79

activarse. Se pueden realizar varias corridas con diferentes diámetros para reparar el casing poco a poco hasta llegar al ID adecuado u original.²⁶

Figura 15. Casing Swage



Fuente: SCHLUMBERGER. Fishing Tools and Services. Houston, Texas, 2012, p. 4

2.7.9.3 Taper mill. Los taper mill son herramientas clasificadas como herramientas de pesca en procesos de workover. Originalmente son usados para limar o moler la tubería dañada que ha quedado como pescado dentro del pozo. La herramienta es fabricada de una aleación especial de acero de larga duración, dureza y abrasión. Su forma es cónica invertida con la punta hacia el lado inferior, lo cual la hace muy versátil para la pesca y en muchas ocasiones, para abrir ventanas en el casing o resolver restricciones cuando sea necesario. Por lo cual su diseño tiene como fin entrar en espacios reducidos para desaparecer cualquier tipo de obstrucción.

En las operaciones de arreglos de colapso o daños del casing, su diseño y diámetro varía según lo requerido por la situación. Esta herramienta se debe inspeccionar minuciosamente antes de ser corrida y mantenerse pintada y debidamente engrasada en su rosca para protegerla de la corrosión y así asegurar condiciones óptimas de trabajo. Cuando se conoce el diámetro y forma del colapso, se elige un taper mill con tamaño de aproximadamente $\frac{1}{4}$ mayor que el colapso registrado.²⁷

²⁶ Ibid., diap.80

²⁷ SCHLUMBERGER. Fishing Tools and Services. Houston, Texas, 2012, p. 27

Figura 16. Taper Mill



Fuente: SCHLUMBERGER. Fishing Tools and Services. Houston, Texas, 2012, p. 27

2.7.9.4 Watermelon Mills. Los Watermelon Mills son herramientas que principalmente se utilizan para moler, pero también son empleadas para otros usos en los revestimientos. Se corre con la caja hacia abajo y rosca hacia arriba y están recubiertas de carburo de tungsteno, diseñada para corregir tubería de revestimiento parcialmente colapsada. Se corren con tubería de trabajo y también pueden existen configuraciones en las que se sitúa encima del Taper Mill para ensanchar y alisar parcialmente el casing colapsado, o una formación.²⁸

Figura 17. Watermelon Mill.



Fuente. ANEXO 2: HERRAMIENTAS DE PESCA [Anónimo]. p. 11

2.7.10 Cañoneo. El cañoneo es la intervención por la cual es posible conectar el yacimiento o formaciones de interés con nuestro pozo, para esto es necesario atravesar el revestimiento y el cemento, este tipo de perforaciones se realizan con

²⁸ ANEXO 2: HERRAMIENTAS DE PESCA. Óp. cit., p.11

balas o cargas explosivas que van dentro de un dispositivo conocido como cañón. Hay varios tipos de balas y también de cañones según sea los requerimientos de nuestro pozo y de esta manera proporcionar un óptimo proceso; con el fin de tener un buen índice de producción y reducir las intervenciones adicionales en la vida útil del pozo.

Este proceso es altamente delicado y se debe llevar a cabo bajo estrictos estándares y de esta manera garantizar la seguridad del personal, ya que las cargas utilizadas en esta práctica son altamente peligrosas. El cañoneo comienza desde el posicionamiento de la herramienta en el fondo del pozo o frente a las formaciones de interés, en este punto se toman las respectivas medidas para accionar el cañón (se genera el disparo en una fracción de segundo), seguido se produce una explosión donde salen las partículas metálicas fundidas (depende del tipo de carga) contenidas en el cañón impulsadas a una velocidad a lo largo del eje de carga que a su paso generan los canales por los cuales entrará el hidrocarburo.²⁹

2.7.10.1 Factores a tener en cuenta

- Limitaciones de presión y temperatura: es importante tener en cuenta las especificaciones que brinda el fabricante como primer paso, además de la presión que pueden soportar las cargas en el caso que vayan expuestas. La temperatura es fundamental tener un valor de cercano al verdadero y así, evitar problemas con las cargas y cuidar el revestimiento.
- Daños en el cemento y revestimiento: los daños tanto en el revestimiento como en el cemento pueden estar relacionados con el tipo de carga que se utilice en el diseño de completamiento, es por este motivo que es importante realizar el estudio necesario para evitar estos eventos. Los cañones entubados cuando son bajados a la formación de interés no tienen muchos efectos sobre el casing

²⁹ DÍAZ RODRÍGUEZ, Johan y SÁNCHEZ RODRÍGUEZ, Christian. Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. Tesis de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra, 2007, p.40.

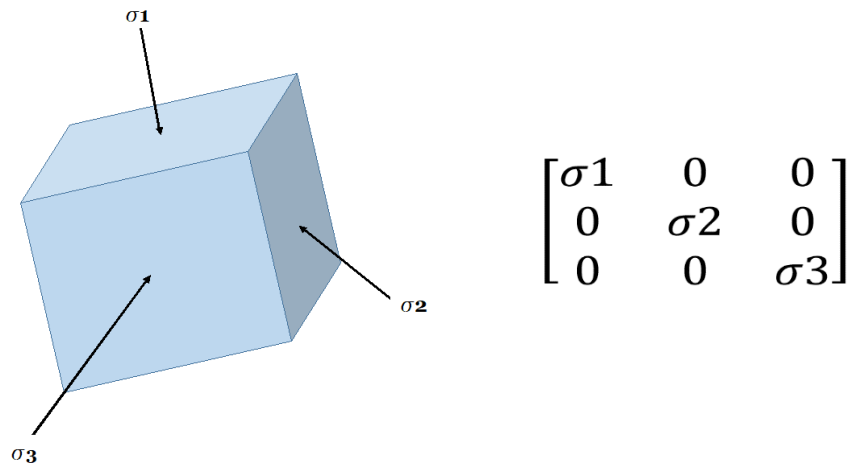
debido a que el tubo absorbe la energía que no se utilizó en el disparo protegiendo las paredes del casing al igual que con cañones tipo bala tampoco dañan mucho la tubería de revestimiento; pero por el contrario las cargas tipo chorro si son de precauciones por que se deben tener varios factores en cuenta para no dañar el casing tales como densidad de disparo, grado o tipo de tubería de revestimiento, diámetro de carga, cantidad de explosivo y profundidad de penetración.

- Densidad de disparos: la determinación de la densidad de disparos está plenamente relacionado con la producción requerida, debido a que si la producción estimada es alta la intensidad o densidad de disparo también será grande (Tiros por pie), la configuración más general es de 4 tiros por pie de 0.5 de diámetro, pero esto puede variar dependiendo del tipo de formación, la permeabilidad del yacimiento y la longitud del intervalo disparado.³⁰

2.7.11 Esfuerzos en las formaciones. Las formaciones están sometidas a distintas fuerzas que varían dependiendo su causa y presentan una magnitud y dirección, las características de un vector. Los tipos de esfuerzos que se toman a cierta profundidad en el subsuelo son denominados esfuerzos principales, los cuales son vectores normales a los planos perpendiculares, en cada uno de los ejes cartesianos. Por tal motivo se analiza el modelo de un cubo y en 3 de sus caras se presentan los esfuerzos principales en dirección normal a cada cara.

³⁰ BEHRMANN, Larry, *et al.* Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. USA: Oilfield Review. 2000, p. 59-61

Figura 18. Diagrama de esfuerzos principales



Fuente: HUDSON, John & HARRISON, John. Engineering rock mechanics. Netherlands: Pergamon, 1997. p.38. ISBN: 0-08-041912-7

Donde: **s1=S1**, **s2=S2** y **s3=S3**

De la figura anterior podemos observar los tres esfuerzos principales que afectan a la muestra de roca cúbica, en donde se puede apreciar gráficamente normalidad de cada esfuerzo a las 3 caras perpendiculares.

σ_1 = esfuerzo vertical el cual se hace mayor a medida que la profundidad es más alta debido al overburden en ese punto de la formación. (σ_v)

σ_2 = esfuerzo horizontal máximo el cual se obtiene a con los valores de presión de poro y profundidad. (σ_H)

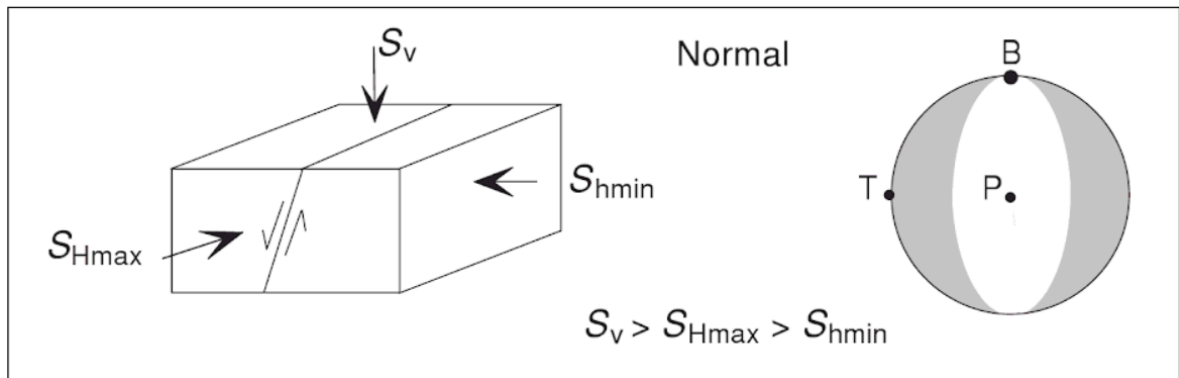
σ_3 = esfuerzo horizontal mínimo el cual se obtiene con pruebas de presión medidas directamente en campo. (σ_h)³¹

³¹ HUDSON, John & HARRISON, John. Engineering Rock Mechanics. Netherlands. Pergamon: 1997, p. 38-39

2.7.12 Regímenes de esfuerzo

2.7.12.1 Esfuerzo de falla normal. Una falla normal presenta el episodio en el que la capa superior cae y la inferior sube y tiene como esfuerzo principal el esfuerzo vertical, el cual es el que prima en este tipo de fallas. En orden de magnitudes, el esfuerzo vertical es el mayor, seguido del horizontal máximo y por último el horizontal mínimo.

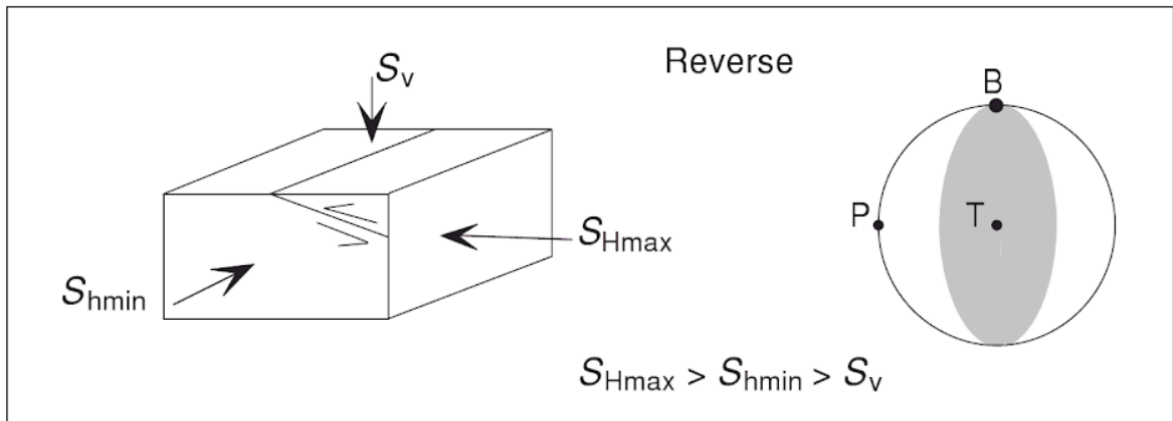
Figura 19. Diagrama de esfuerzos en la falla normal



Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. New York, USA: Cambridge, 2010, p.12. ISBN: 9780521146197

2.7.12.2 Esfuerzo de falla inversa. En las fallas inversas, se presenta el episodio contrario al de las fallas normales, lo cual es que la capa superior sube o asciende mientras que la capa inferior desciende. En este tipo de fallas, el esfuerzo principal es el esfuerzo horizontal máximo, seguido del esfuerzo horizontal mínimo y por último el vertical.

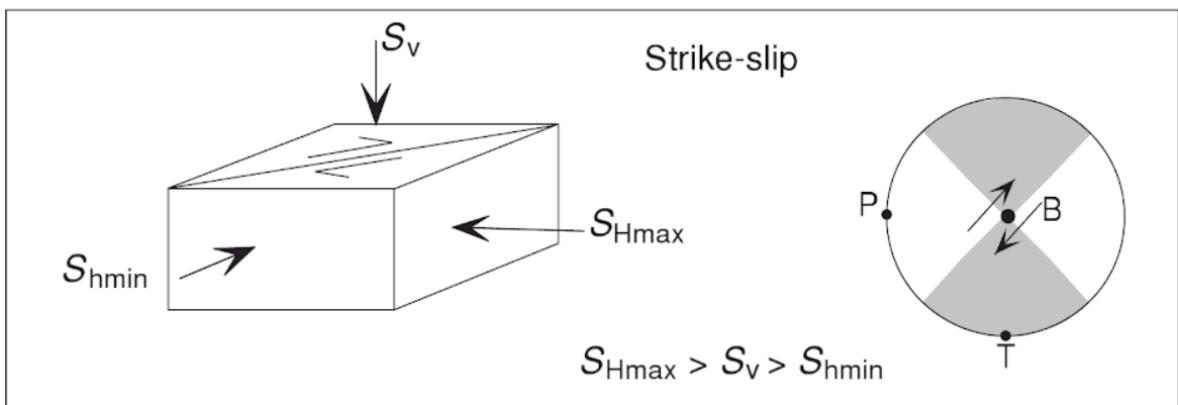
Figura 20. Diagrama de esfuerzos en la falla inversa



Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. New York, USA: Cambridge, 2010, p.12. ISBN: 9780521146197

2.7.12.3 Esfuerzo de falla de rumbo. Las fallas de rumbo son un tipo de fallas en las que su superficie es habitualmente vertical y el movimiento a lo largo de esta se presenta en un plano paralelo al de la superficie como se muestra en la figura 21. En esta falla es el esfuerzo que prima es el horizontal máximo, seguido del esfuerzo vertical y finalmente en orden de magnitudes, se encuentra el esfuerzo horizontal mínimo.

Figura 21. Diagrama de esfuerzos en la falla de rumbo



Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. New York, USA: Cambridge, 2010, p.12. ISBN: 9780521146197

Para estos esfuerzos anteriormente presentados, hay que tener en cuenta que la magnitud del esfuerzo vertical (S_v), es equivalente a la integración de las densidades de roca desde superficie hasta la profundidad de interés, o, en otras palabras, la densidad de overburden.

$$S_v = \int_0^z \rho(z)g dz \approx \bar{\rho}gz \quad (\text{Ecuación 5})$$

Ecuación de la magnitud del esfuerzo vertical.³²

Donde $\rho(z)$ es igual a la densidad en función de la profundidad, g es la aceleración gravitacional, y $\bar{\rho}$ es la densidad de overburden promedio.

Para pozos offshore, se corrige la anterior fórmula para obtener de igual manera, el peso de la columna de agua del océano y también su altura.

2.8 MODELO UTILIZADO EN EL ANÁLISIS DEL PROYECTO.

El modelo utilizado está aplicado a nueve pozos entre los cuales se tienen productores e inyectores que se encuentran en estado activo, inactivo o de abandono. Este se basa en el análisis de los diferentes factores que pueden afectar la integridad de un pozo. Para el desarrollo del proyecto se utilizó el análisis de resultados de diferentes herramientas, como lo son los registros de calidad del cemento, en los cuales se puede obtener información de la presencia de sellos detrás del revestimiento, generando una mayor resistencia a esfuerzos, también tenemos los registros de integridad de casing, los cuales se emplean en el seguimiento del cambio de diámetro de la tubería generado por el desgaste de su

³² ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. New York, USA: Cambridge, 2010, p.13. ISBN: 9780521146197

pared y la pérdida de sus propiedades mecánicas originales. Estos registros fueron contrastados con sus respectivos estados mecánicos actuales con el fin de tener certeza de los intervalos colapsados para posteriormente, analizar las posibles causas de este acontecimiento.

En primer lugar, se analiza la historia del pozo contemplando datos como las zonas perforadas y su configuración como la densidad de disparos en el completamiento. Así mismo, se establecen las fechas de inicio de los proyectos y sus estados actuales para determinar los años de actividad y hacer una comparación de los datos obtenidos en los nueve pozos. También se obtiene información de las intervenciones realizadas para el control de arenas a lo largo de su vida útil, como también los servicios a pozos que se hicieron con el propósito de subsanar las restricciones o daños que se evidenciaron mediante los recursos anteriormente mencionados.

3. FACTORES INFLUYENTES EN EL COLAPSO EN CASABE E INTERPRETACIÓN DE HERRAMIENTAS DE DETECCIÓN Y EVALUACIÓN

En Colombia se presenta una serie de problemáticas en lo que concierne a la tectónica teniendo en cuenta la zona en la que se ubica nuestro país, en medio de la cordillera; es por eso que las condiciones geológicas no contribuyen al normal desarrollo de proyectos que impliquen la interacción con el subsuelo. De esta manera específicamente Ecopetrol S.A. evidencia serios problemas de colapso en el revestimiento de los pozos ubicados en las cuencas del Magdalena y la cuenca de los Llanos orientales.

Campos como La Cira, Casabe, Galán, Gala, Llanito, La Hocha, Tello, Rio Ceibas, Guando, Abanico, Piedemonte y Tibú; son los principales afectados por este hecho y se han convertido en el foco de estudio en el tema de colapsos.

Figura 22. Distribución de colapsos presentados en campos Colombia



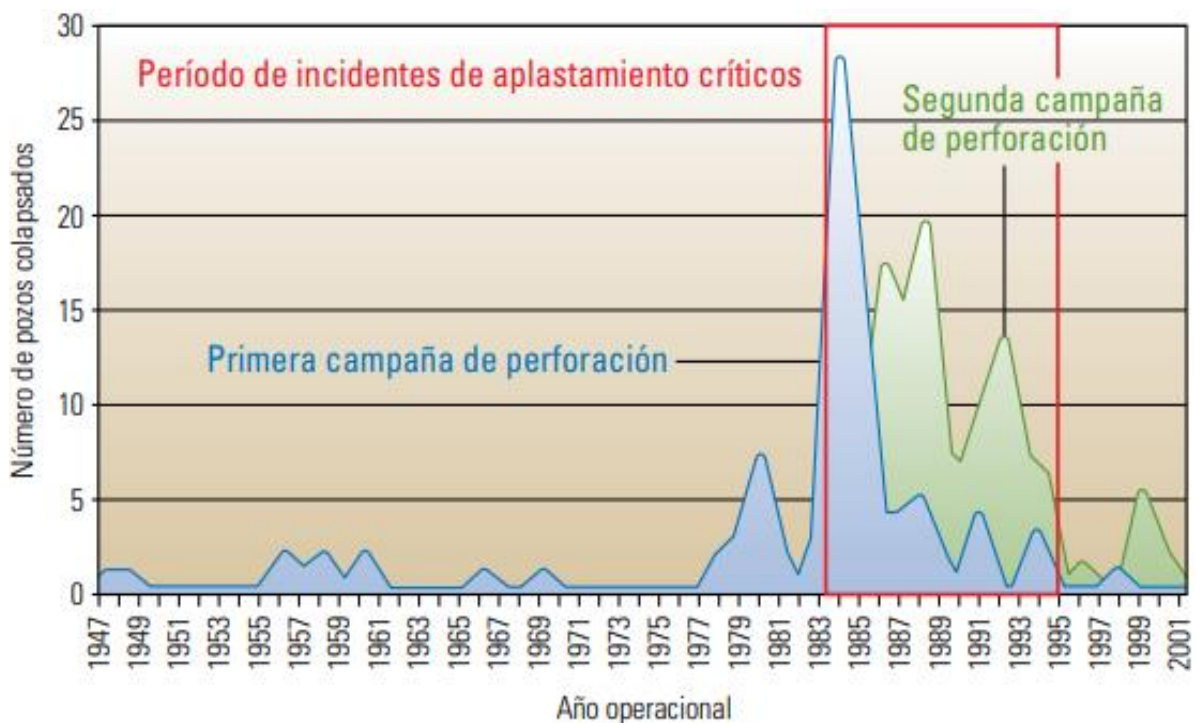
Fuente: ECOPETROL S.A. Action plan definition for prevention of casing collapse damage in Ecopetrol Oilfields. Octubre 2014, diap.3

3.1 COLAPSOS EN CASABE

En el Campo Casabe se tienen en cuenta muchos factores tanto operacionales como naturales para extender todo lo posible la vida útil del pozo, por eso en este estudio nos vamos a centrar en los siguientes factores asociados a la posible ocurrencia de colapso en los revestimientos de los pozos.

En este proyecto el foco de estudio son los bloques 3, 4 y 5 para lo cual nos basaremos en información del campo en general con el propósito de dar solución a estas secciones en particular.

Figura 23. Gráfica pozos colapsados vs. tiempo



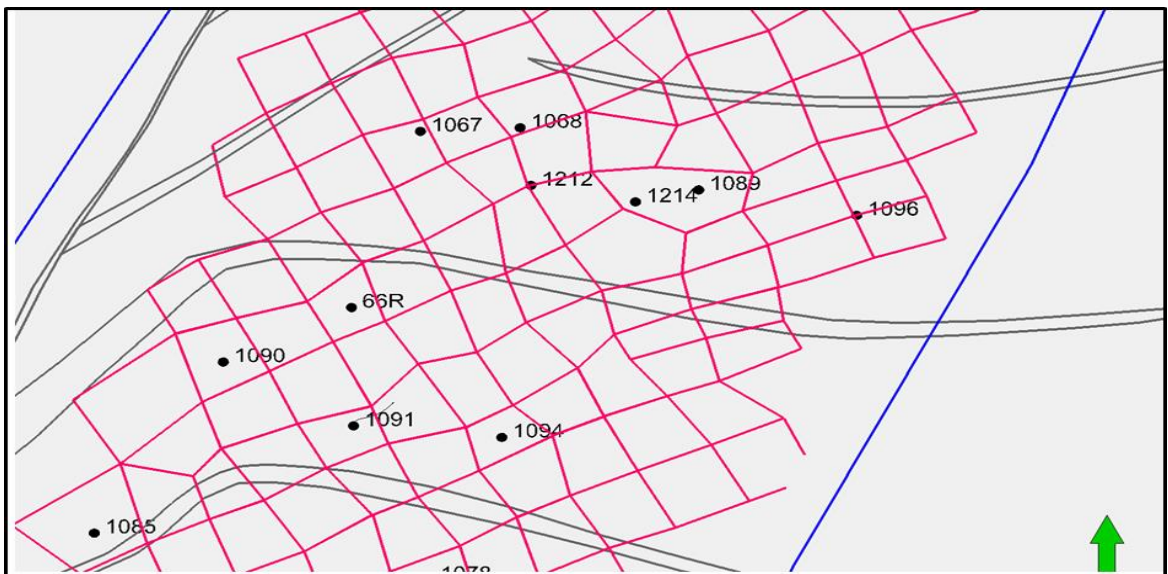
Fuente: AMAYA, Mauro, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. [Base de datos en línea]. 2010. Oilfield Review. Schlumberger. 22(1), 12. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

Como se puede evidenciar en la imagen anterior, en este campo los problemas relacionados a colapsos son un tema que han venido presentando a lo largo del tiempo y en la historia del campo. Es evidente el estado crítico mostrado en la segunda campaña de perforación desde mediados del año ochenta, donde colapsaron entre 10 y 20 pozos por año. A raíz de esto se comienzan estudios que den solución a este inconveniente y así encontrar las causas para poder mitigar o prevenir futuros daños.

3.2 FACTORES A CONSIDERAR

- Corrosión: la corrosión se ve implicada en las superficies dentro del pozo que se encuentran expuestas a los fluidos de producción. En este caso el casing se ve expuesto tanto interna como externamente, al potencial corrosivo de los fluidos que sean transportados por el anular.

Figura 24. Pozos colapsados por corrosión bloque III, IV y V



Fuente: ECOPETROL S.A. Pozos corrosión Casabe Bloque III-IV-V. Octubre 2014, diap.3

- Corrosión por H₂S: la presencia del H₂S en el campo Casabe se ha venido incrementando a lo largo de los años debido a la implementación de la inyección de agua. Este fluido activa la presencia del H₂S debido a microorganismos llamados sulfato reductores y por tal motivo, este ácido se convierte un factor importante de monitoreo. Este tipo de corrosión es altamente peligrosa y puede generar puntos críticos en la tubería, lo cual la hace más propensa a sufrir daños mecánicos irreversibles.
- Corrosión por CO₂: la mayoría de los pozos en Casabe poseen cantidades de CO₂ mayores al 1% y estas al igual que las cantidades del H₂S han incrementado con el tiempo y se activan como ácidos en contacto con el agua en donde comienza aumentar la velocidad de corrosión dependiendo de factores como la concentración que maneje cada pozo.

Figura 25. Corrosión por CO₂



Fuente: PALACIOS, Carlos. Reporte técnico confidencial: revisión técnica de la integridad mecánica de activos del Campo Casabe Colombia. Junio 2012, p.25

- Arenamiento: se conoce como arenamiento a la condición en que los sólidos transportados en un fluido dentro del pozo forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido que genera como consecuencia una restricción significativa y en ciertas ocasiones total del flujo de fluidos en el sistema.

Esta situación ocasiona un incremento en la presión de bombeo o intake.

- Erosión/corrosión y Jeteo: es evidente la masiva producción de arena en el campo casabe por lo que el fenómeno de jeteo, el cual es una combinación de la erosión y la corrosión, hace presencia en todas las instalaciones de producción del campo. Factores como los volúmenes de arena, la velocidad de flujo a través de los perforados del Casing son principalmente la causa del fenómeno erosivo/corrosivo. Hablando de erosión netamente los volúmenes de arena y velocidades de flujo son mucho más altas que para la erosión/corrosión por lo tanto, el fenómeno es similar a un Sandblasting.

Figura 26. Erosión (Jeteo)



Fuente: PALACIOS, Carlos. Reporte técnico confidencial: revisión técnica de la integridad mecánica de activos del Campo Casabe Colombia. Junio 2012, p.27

Figura 27. Erosión/corrosión



Fuente: PALACIOS, Carlos. Reporte técnico confidencial: revisión técnica de la integridad mecánica de activos del Campo Casabe Colombia. Junio 2012, p.28

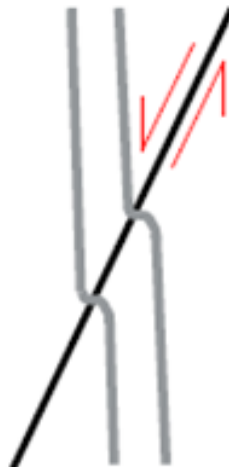
- Diseño de Completamiento: en el diseño de completamiento debemos tener en cuenta dos elementos que, en el caso de no realizar un estudio óptimo para el diseño del mismo, puede generar daños en el revestimiento; por tal motivo es necesario verificar la selección tanto del grado de la tubería utilizado como la densidad de carga en el cañoneo y de esta forma mitigar futuros problemas.
- Grado de tubería: la selección del grado de tubería a utilizar en cada pozo es responsabilidad de los ingenieros a cargo del diseño, donde se debe tener en cuenta por la información previa que se tenga en pozos cercanos sobre cómo son las propiedades del yacimiento y cómo se comporta la geología en ese mismo sector. Basado en la información anterior se comienzan a mirar opciones de tubería que me soporten las afectaciones que se pueden presentar en el pozo.
- Densidad de carga: el cañoneo es la parte crucial de nuestra operación debido a que es el momento que conectamos el pozo con la formación de interés, la

densidad de disparo que sea seleccionada va de la mano con la producción requerida o estimada, pero es importante realizar una buena práctica en esta selección porque una densidad muy alta (tiros por pie) me puede generar grietas en el casing y hasta en el cemento lo cual podría convertirse en un daño mecánico irreversible.

3.3 FALLAS

Las fallas presentes en la división de los bloques en el campo, abre la posibilidad de un evento de colapso por la alteración del estado normal de los esfuerzos, sumado a la localización del pozo en intersección con la falla. La reducción o alteración de alguno de los esfuerzos principales permite que una fuerza actúe con mayor intensidad en la roca y no haya un equilibrio, lo que es traducido a una alteración en el área del tubular en la zona de contacto.

Figura 28. Colapso de casing por falla



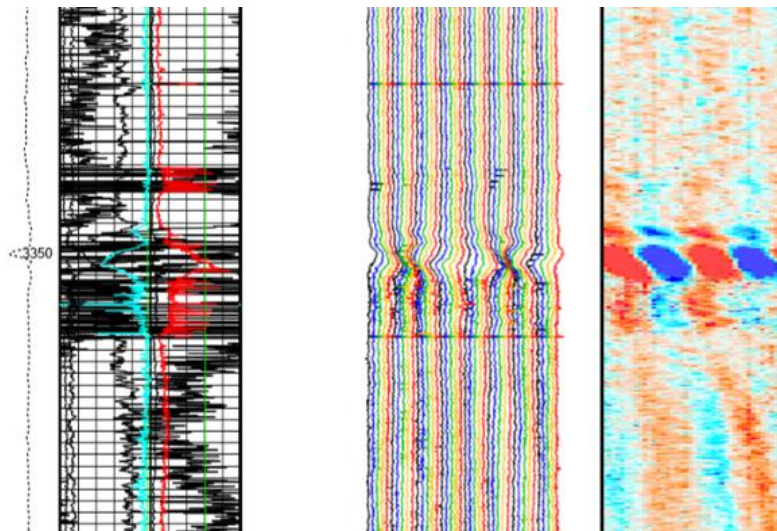
Fuente: ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Casabe field: Casing collapse study. Octubre 2014, diap.43

3.4 REGISTROS OBTENIDOS DE LOS POZOS DE ESTUDIO DE LOS BLOQUES III, IV Y V.

Con el fin de evidenciar las restricciones o colapsos presentados en los pozos de estudio del campo, se muestran a continuación los registros obtenidos de calidad del cemento e integridad del revestimiento.

3.4.1 Registro MIT pozo CSBE-0066R. Se evidencia en el registro multi-finger Caliper (MIT) del pozo CSBE-0066R, la deformación encontrada a 3360 ft. Esta alteración de la tubería pudo ser causada por diferentes motivos como lo son esfuerzos de la roca, que al ser perforada modifican su estado inicial y con el paso del tiempo pueden llegar a generar colapsos en el revestimiento. También hay que tomar en cuenta que el grado de tubería utilizado en el diseño en este caso P-110, fue el indicado para soportar dichos esfuerzos y si mitigaron fenómenos de arenamiento y corrosión.

Figura 29. Registro MIT pozo CSBE-0066R @3360ft

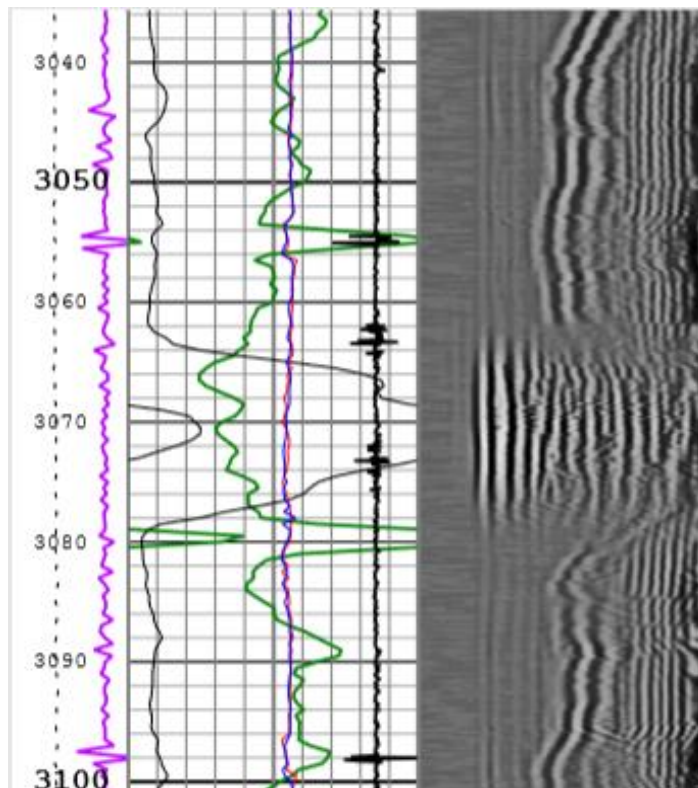


Fuente: ECOPETROL S.A. y SCHLUMBERGER. Pozo Casabe 66R. Colombia, Julio 2007, p.10*

* Modificado por los autores.

3.4.2 Registro CBL, DVL y USIT pozo CSBE-1096. El registro CBL disparado muestra a continuación, el deterioro de la adherencia del cemento al casing en este punto en contraste con el VDL, el cual muestra la discordancia en la distribución del cemento para esta sección. Este un indicador directo de la falla en esta zona. Por otro lado, el registro USIT es el determinante a la hora de constatar la distribución de la cual se tuvo una idea con los anteriores registros y muestra que, el espacio anular entre el casing y el hueco está mínimamente ocupado por cemento. Desde los 3060 hasta los 3071 ft, la zona ha comenzado a ser invadida por otro tipo de fluidos, los cuales han empezado a generar canales de gas y una micro-desadherencia que disminuye la integridad del cemento. Es posible hablar de la presencia de un micro-anillo en este intervalo.

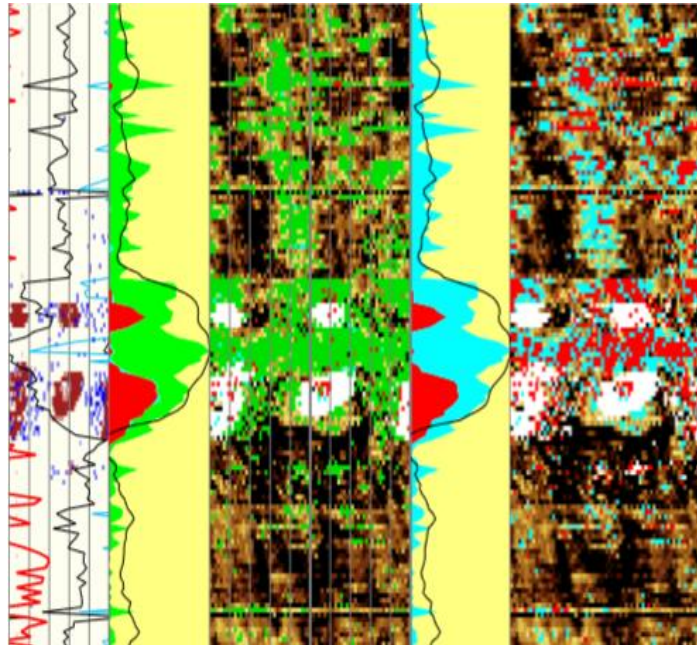
Figura 30. Registro CBL, VDL, CCL @3060-3071 ft pozo CSBE-1096



Fuente: ECOPETROL S.A. y SCHLUMBERGER. Pozo Casabe 1096. Colombia, agosto 2018, p.13*

* Modificado por los autores

Figura 31. Registro USIT @3060-3071 ft pozo CSBE-1096

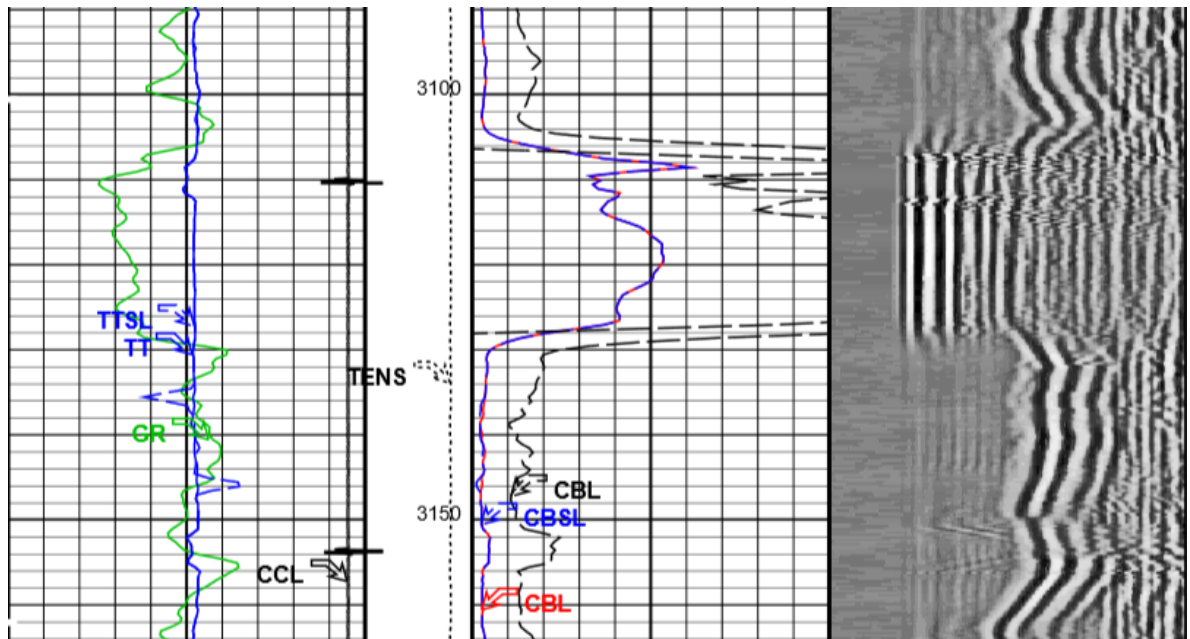


Fuente: ECOPETROL S.A. y SCHLUMBERGER. Pozo Casabe 1096. Colombia, agosto 2018, p.13*

3.4.3 Registro CBL, DVL, y USIT pozo CSBE-1094. Los registros CBL, VDL, CCL y GR, nos ayudan a evidenciar un colapso que se presenta a la profundidad de 3110 ft. El CBL nos indica que la cantidad de cemento en esta sección es muy poca y el VDL ayuda a verificar esta situación mediante las trazas de manera discontinua. Mediante el CCL se evidencia que el colapso se presentó en el punto de conexión de dos juntas.

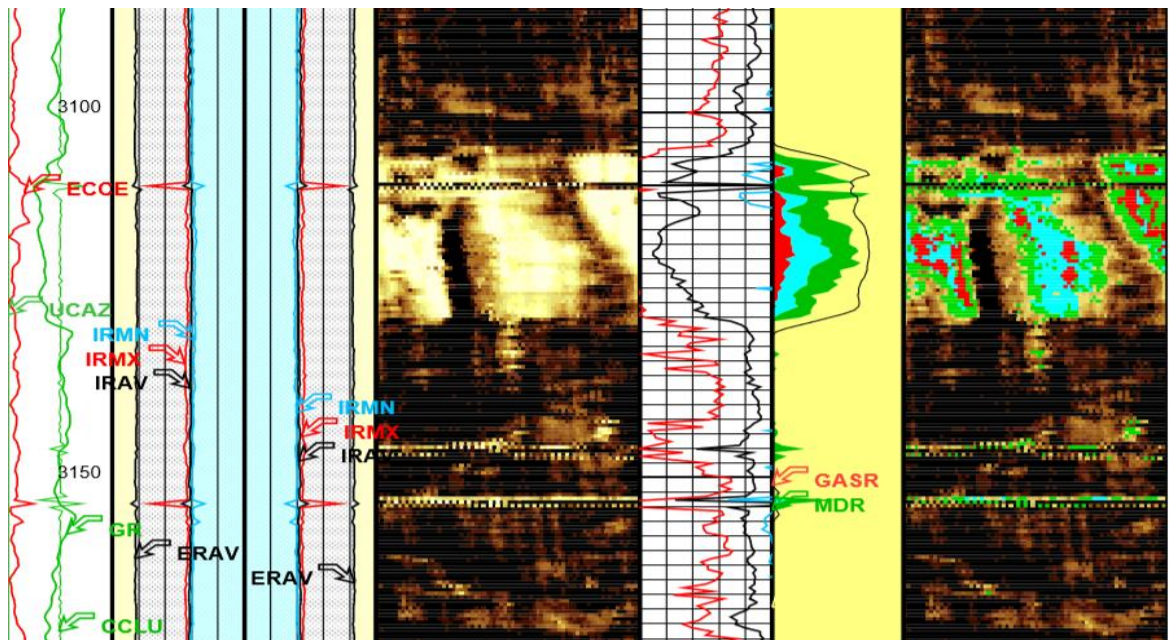
En el registro ultrasónico (USIT) se puede observar en que condiciones se encontraba el cemento ubicado detrás del revestimiento. La escala de colores evidenciada indica la mala adherencia y compactación del cemento, junto con la presencia de fluidos de yacimiento.

Figura 32. Registro CBL, VDL, GR y CCL del pozo CSBE-1094 @3110 ft



Fuente: ECOPETROL S.A. y SCHLUMBERGER. Pozo Casabe 1094. Colombia, Sept. 2008, p.21*

Figura 33. Registro ultrasónico (USIT) pozo CSBE-1094 @3110 ft

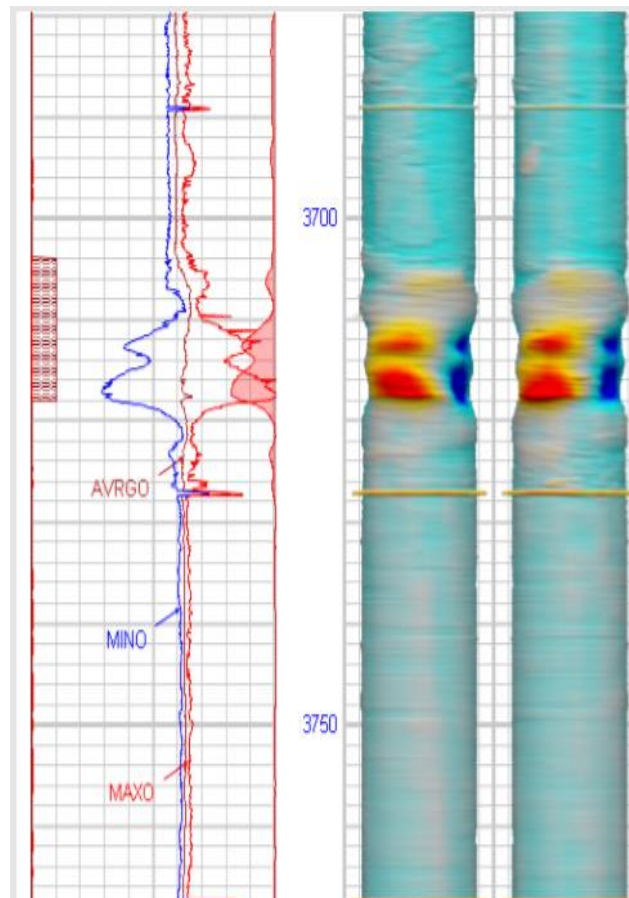


Fuente: ECOPETROL S.A. y SCHLUMBERGER. Pozo Casabe 1094. Colombia, Sept. 2008, p.43*

* Modificado por los autores

3.4.4 Registro MIT pozo CSBE-1214. En esta corrida se detectan un par de restricciones en la tubería las cuales se perciben a profundidades de aproximadamente 3000 y 3700 ft. Las malformaciones en la tubería que lee este registro demuestran la deformación o daño mecánico que tiene la tubería mostrando una alteración del diámetro interno y externo de la tubería. Teniendo en cuenta los antecedentes del pozo, se atribuye la malformación a la corrosión y acumulación de sólidos en esta zona, ya que se ubica en un punto de influencia de perforados. Este pozo presenta corrosión al nivel de los perforados, donde se estudia la posibilidad de instaurar tratamientos químicos para darle solución a este problema.

Figura 34. Registro MFC (MIT) pozo CSBE-1214 @3700-3750 ft



Fuente: ECOPETROL S.A y ERAZO VALENCIA S.A. Pozo Casabe 1214. Colombia, agosto, 2018, p.25

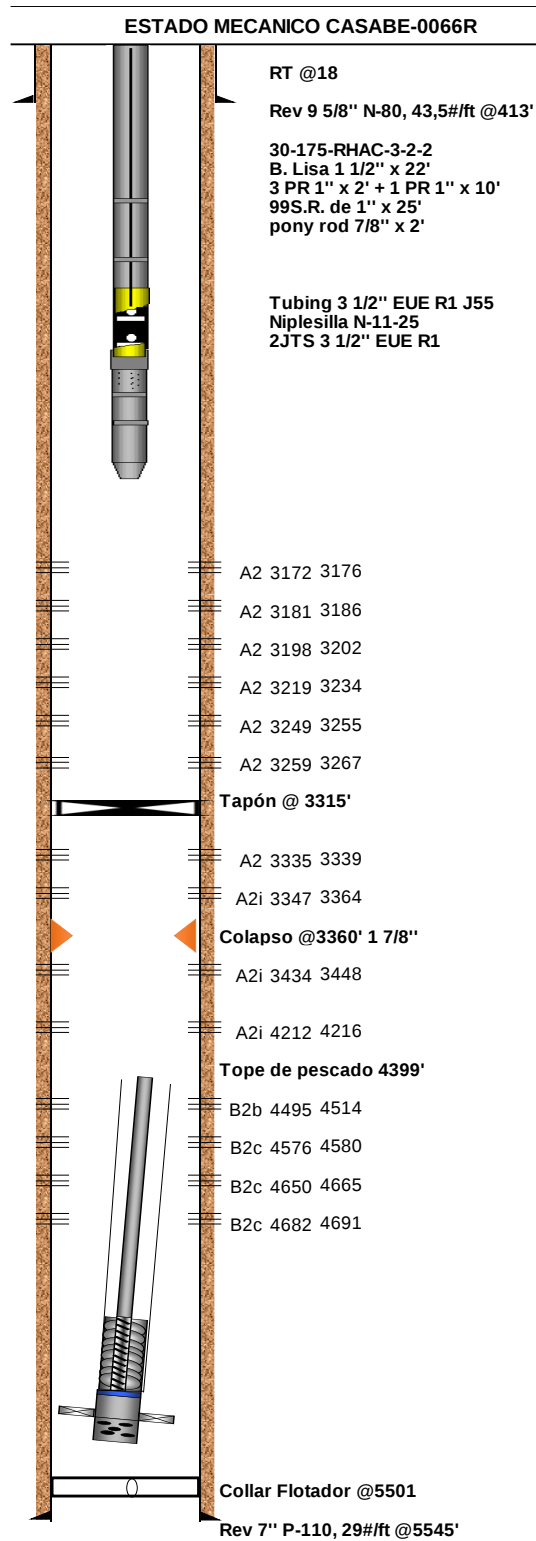
4. HISTORIA DE LOS POZOS Y ESTUDIO DE LOS ESTADOS MECÁNICOS

Los nueve pozos de estudio de los bloques III, IV y V, entre los cuales se tienen pozos activos, abandonados, productores e inyectores, se muestran gráficamente en este capítulo. Allí se pueden evidenciar los colapsos y obstrucciones haciendo deducciones a partir de la historia de vida desde la perforación hasta su estado actual.

4.1 CSBE 0066R

El pozo productor CSBE-0066R se encuentra ubicado en el bloque III del campo Casabe. Fue perforado el 21 de enero del 2005 penetrando las arenas A2i y la B2c, mientras que se revistieron las zonas de interés con un casing de producción de 7" P-110, 29 lb/ft a una profundidad de 5545 ft. Este pozo fue completado el 1 de febrero del mismo año con un cañón ultra jet y una intensidad de 5 TPP. El 5 de enero del 2006 se evidenció el colapso del pozo a 3360 ft por medio de un bloque de impresión de 6-1/8" con el cual se confirma la existencia de este. A lo largo de la vida del pozo se realizaron múltiples intervenciones debido a que era un pozo con alta producción de arena. Este pozo de igual manera presentaba corrosión en las tuberías de revestimiento ocasionando un deterioro del espesor de pared de la tubería y haciéndola propensa a este suceso. Es por eso que en 2012 es bajado un tapón a 3315 ft con el fin de subsanar un pescado que se encuentra atrapado en fondo y a su vez el colapso anteriormente mencionado, por tal motivo el pozo produjo exclusivamente de la formación Colorado por medio de un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Actualmente el pozo se encuentra abandonado debido al daño mecánico severo que presentaba.

Figura 35. Estado mecánico año 2013 del pozo CSBE-0066R

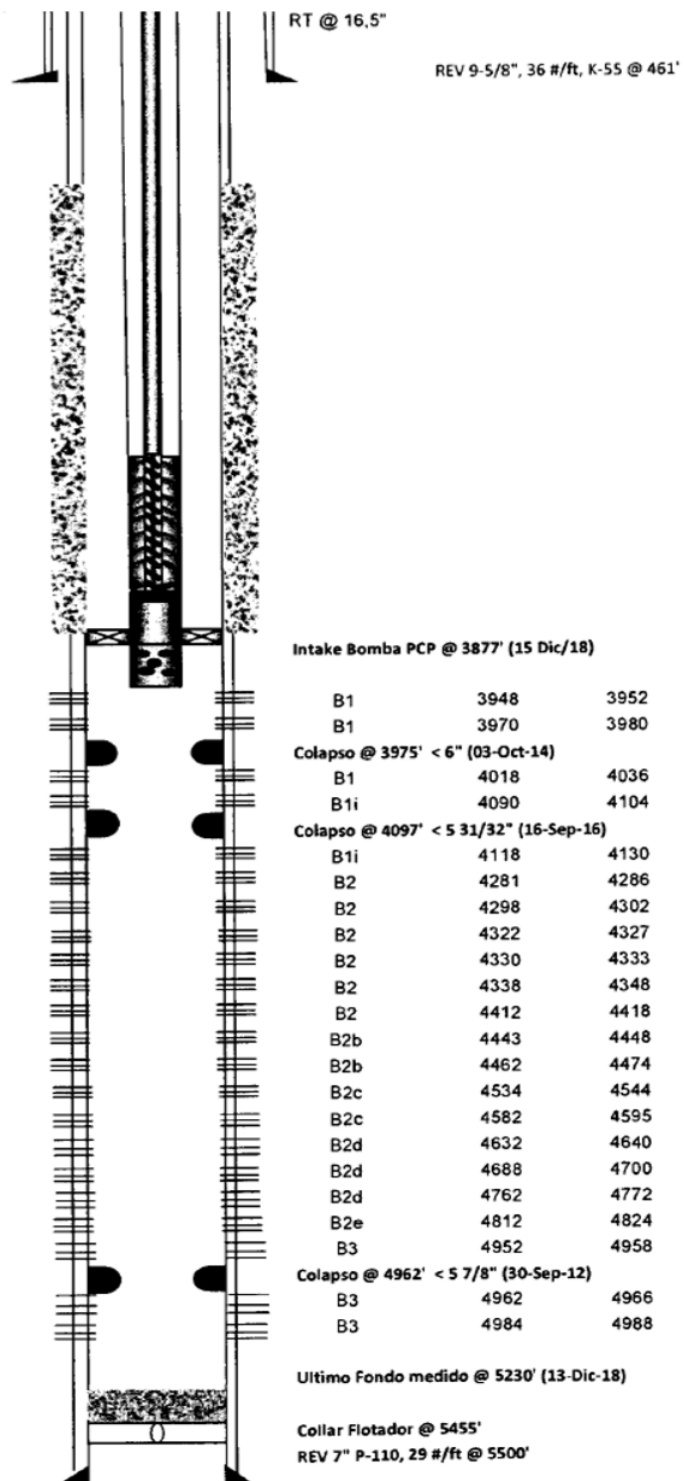


Fuente: ECOPETROL S.A. Pozo Casabe 66R. Colombia, Julio 2007, p.10

4.2 CSBE-1153D

El pozo productor CSBE-1153D se encuentra ubicado en el bloque III del campo Casabe. Se perforó el 14 de octubre del 2009 con un hoyo direccional hasta los 5500 ft de profundidad y se instauró un revestimiento de 7" P-110, 29 lb/ft con zapato en los mismos 5500 ft. Posteriormente, el 24 de noviembre del 2009 se iniciaron las operaciones de completamiento y se procede a realizar perforados con un cañón UT (ultra jet) a una densidad de carga de 5 TPP en un intervalo neto de 241 ft de formación productora en este caso Mugrosa. En la actualidad el pozo produce con un sistema de levantamiento PCP con una profundidad de asentamiento a 3877 ft. Hasta la fecha el pozo registra una alta producción de arena lo que ha conllevado a realizar múltiples intervenciones de Flushing correctivo y es esta una de las razones por las cuales hay reportados tres colapsos en casing de producción a 3975, 4097 y 4962 ft, hallados por medio de la herramienta taper mill con diámetro de 6", 5-31/32" y 5-7/8" respectivamente.

Figura 36. Estado mecánico actual pozo CSBE-1153D

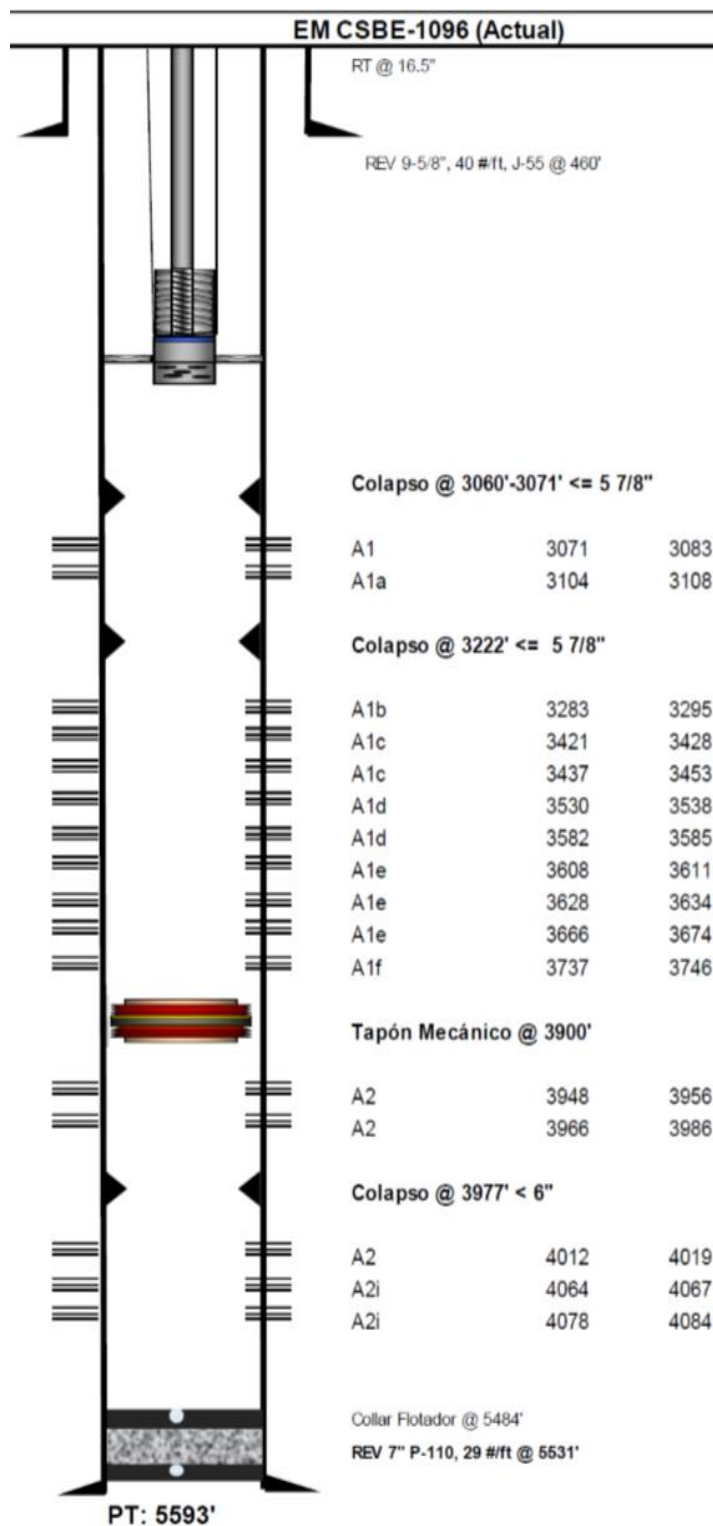


Fuente: ECOPETROL S.A. Pozo CBE-1153. Diciembre 2018.

4.3 CSBE-1096

El pozo productor CSBE-1096 perteneciente al bloque V, se perforó hasta una profundidad total 5531 ft (MD) y se revistió en la zona de interés con un casing de 7" P-110, 29 lb/ft y zapato a 5500 ft. El cañoneo del pozo toma lugar 20 días después con cañones UT de 4-1/2" a 5 TPP en la zona A. Inicialmente el pozo fue completado con un sistema de levantamiento PCP con una profundidad de asentamiento de 3773 ft, pero en la actualidad posee un sistema de bombeo mecánico a la profundidad de 2902 ft. Durante las calibraciones que se le han realizado al pozo mediante la herramienta taper mill, se han detectado un total de tres colapsos. La restricción ubicada en la profundidad de 3977 ft se remedió con el asentamiento de un tapón mecánico ubicado a 3900 ft de profundidad, el cual fue instalado principalmente para aislar la zona productora A2 debido a su alta producción de arena y alto porcentaje de BSW dejando así, solo dos colapsos presentes en la actualidad; a 3022 ft y a 3060 ft de profundidad con 5-7/8 de restricción cada uno. Este pozo hace parte de los mencionados anteriormente en el tema de corrosión, y en general el deterioro de la pared de tubería. Una de sus causas es la alta cantidad arena producida.

Figura 37. Estado mecánico actual pozo CSBE-1096

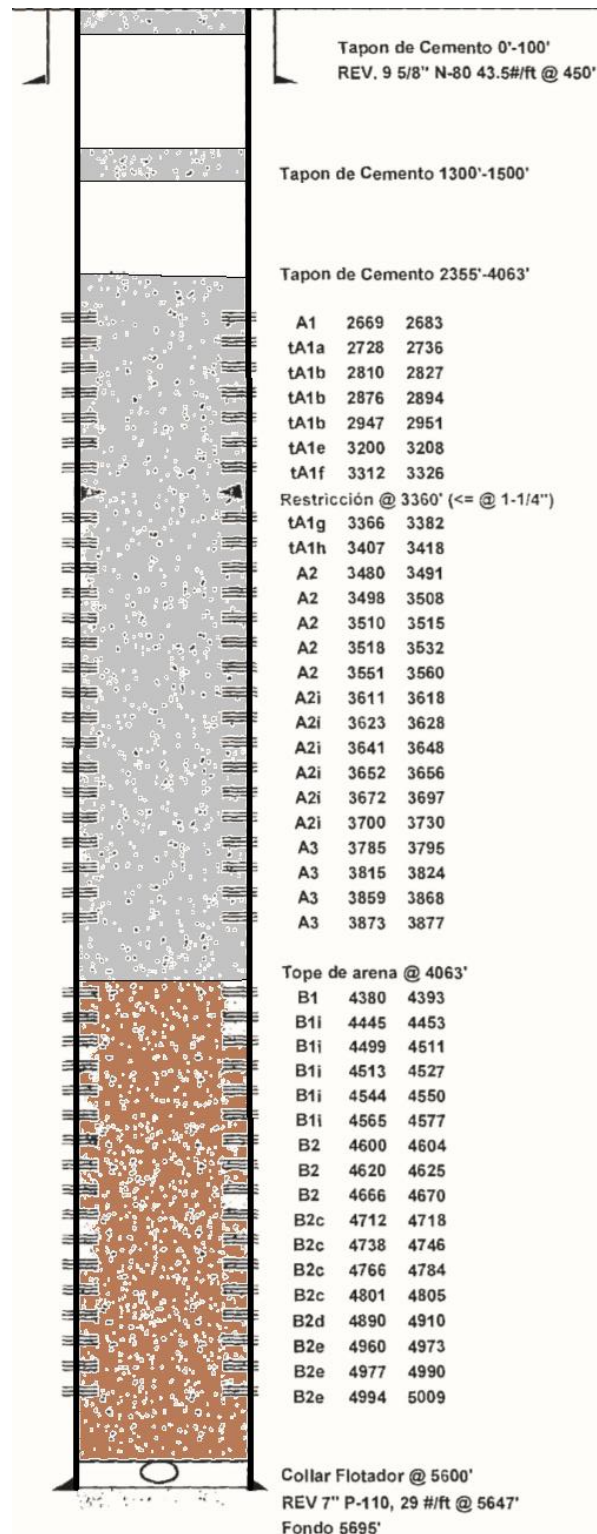


Fuente: ECOPETROL S.A. Pozo Casabe 1096. Colombia, Agosto 2018, p.13

4.4 CSBE-1091D

El pozo productor CSBE-1091D, ubicado en el bloque III fue perforado el 24 de enero del 2009 a una profundidad de 5695 ft con objetivo de alcanzar las formaciones A y B. Fue cementado en la zona de interés con un casing de producción de 7" de OD P-110, 29 lb/ft con un zapato a 5647 ft. El pozo posteriormente fue completado el 22 de febrero del 2009 con una intensidad de cañoneo a 5TPP. Este pozo es un pozo catalogado como un pozo arenoso que trajo consigo varios inconvenientes encontrados en intervenciones realizadas para calibrar el pozo. En este procedimiento se encuentra una restricción a 3320 ft, exactamente en un perforado de la arena A1f, la cual fue la partícipe del colapso de 1-1/4". Posteriormente ocurre un Arenamiento masivo en la arena productora B, la cual inhabilitó el acceso con la formación Mugrosa, además de ser uno de los candidatos de los pozos con riesgo de colapso por corrosión debido al deterioro de pared de tubería por presencia de H₂S y CO₂, combinado con los procesos de erosión y jeteo, estas fueron las principales razones por las cuales Ecopetrol decide abandonar este pozo el 22 de marzo del 2014, con un tope de arena a 4063 ft desde el fondo.

Figura 38. Estado mecánico actual pozo CSBE-1091D

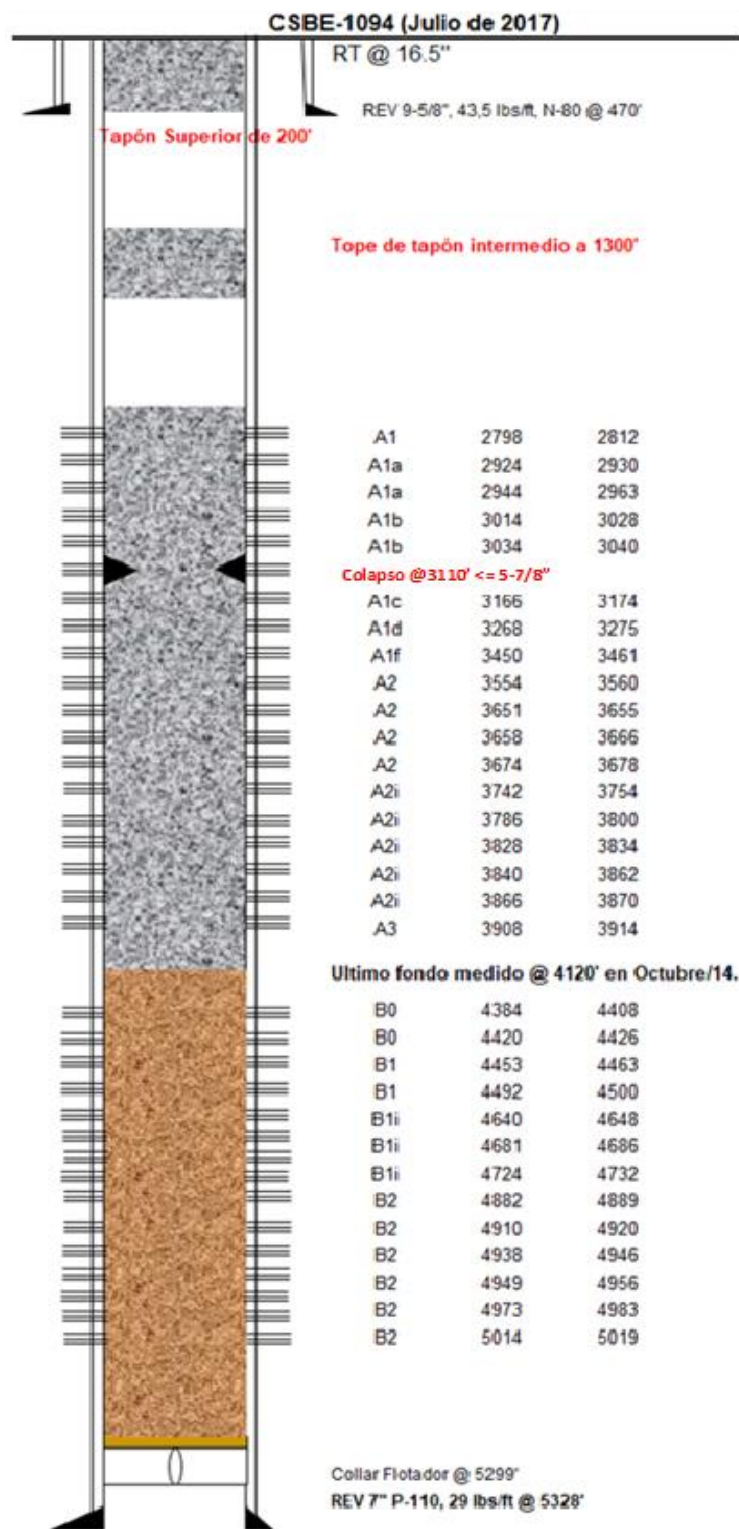


Fuente: ECOPETROL S.A. Diagrama mecánico CSBE 1091

4.5 CSBE-1094

El pozo productor CSBE-1094 perteneciente al bloque III, actualmente abandonado desde el 8 de junio del 2017, fue perforado el 12 de septiembre del 2008 con objetivo de alcanzar las formaciones productoras A y B y fue revestido con un casing de producción de 7" P-110, 29 lb/ft con el zapato a 5328 ft. Fue completado el 12 de octubre del 2008 con una densidad de cañoneo de 5 TPP. Este pozo tenía presencia de CO₂ y H₂S, estos agentes corrosivos implicaron la implementación de un tratamiento químico inhibidor de corrosión. Considerado como un pozo arenoso tanto así que su arenamiento masivo se evidencia en el estado mecánico bloqueando la formación B en su totalidad para despues ser llevado al abandono.

Figura 39. Estado mecánico actual pozo CSBE-1094



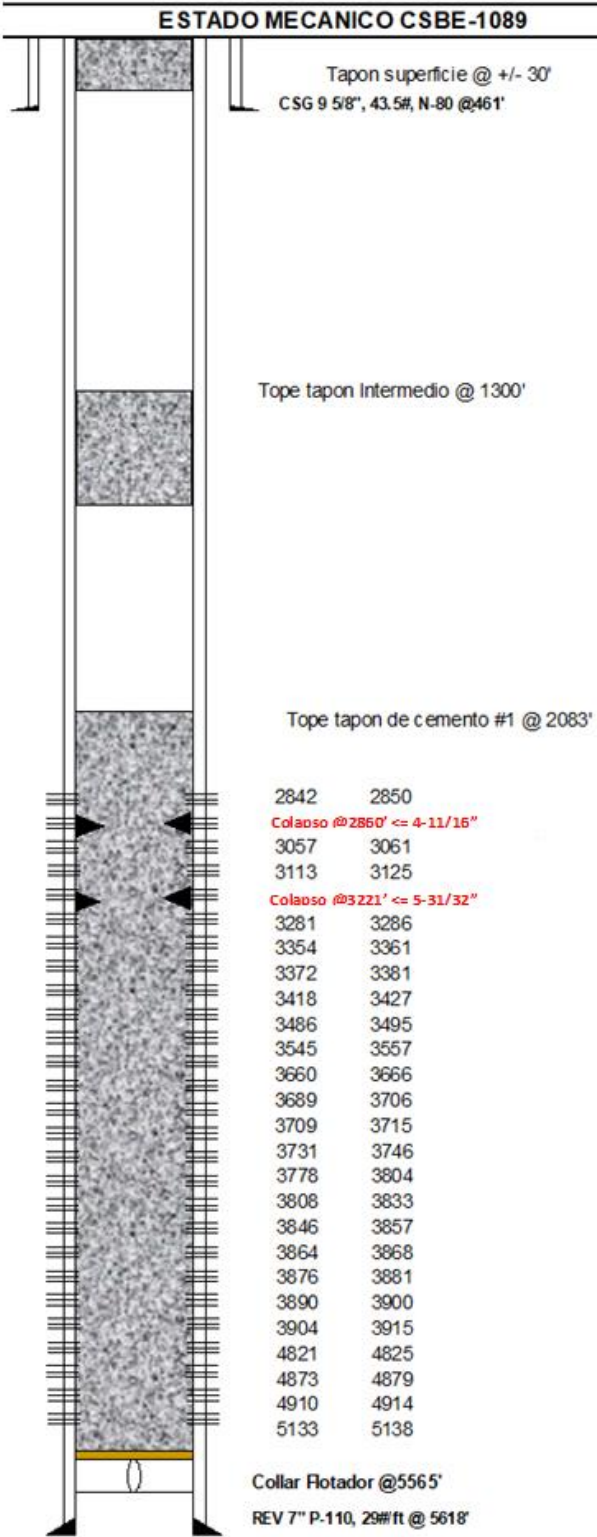
Fuente: ECOPETROL S.A. CSBE-1094. Julio 2017.

4.6 CSBE-1089

El pozo productor CSBE-1089 perteneciente al bloque V, fue perforado el 17 de noviembre del 2008 con una profundidad de 5618 ft y revestido en la zona productora de arenas A1c y A1, con un casing de 7" P-110, 29 lb/ft. Fue completado el 11 de diciembre del 2008 con una densidad cañoneo de 5TPP. El pozo presentó problemas de corrosión a lo largo de su vida productiva lo que facilitó la disminución de la pared de la tubería de revestimiento en las zonas de perforados.

La primera calibración del pozo con canasta calibradora fue realizada el 5 de diciembre del 2008 antes de terminar la completación. Al día siguiente de ser completado fue re calibrado con un taper mill de 6" junto con un raspador. El primer colapso del pozo fue registrado 18 abril del 2011 con canasta calibradora de 5-31/32", a una profundidad de 3221 ft en la zona de perforados. El último colapso fue encontrado con un taper mill un año después a una profundidad de 2860 ft. En la actualidad el pozo de encuentra abandonado.

Figura 40. Estado mecánico actual CSBE-1089

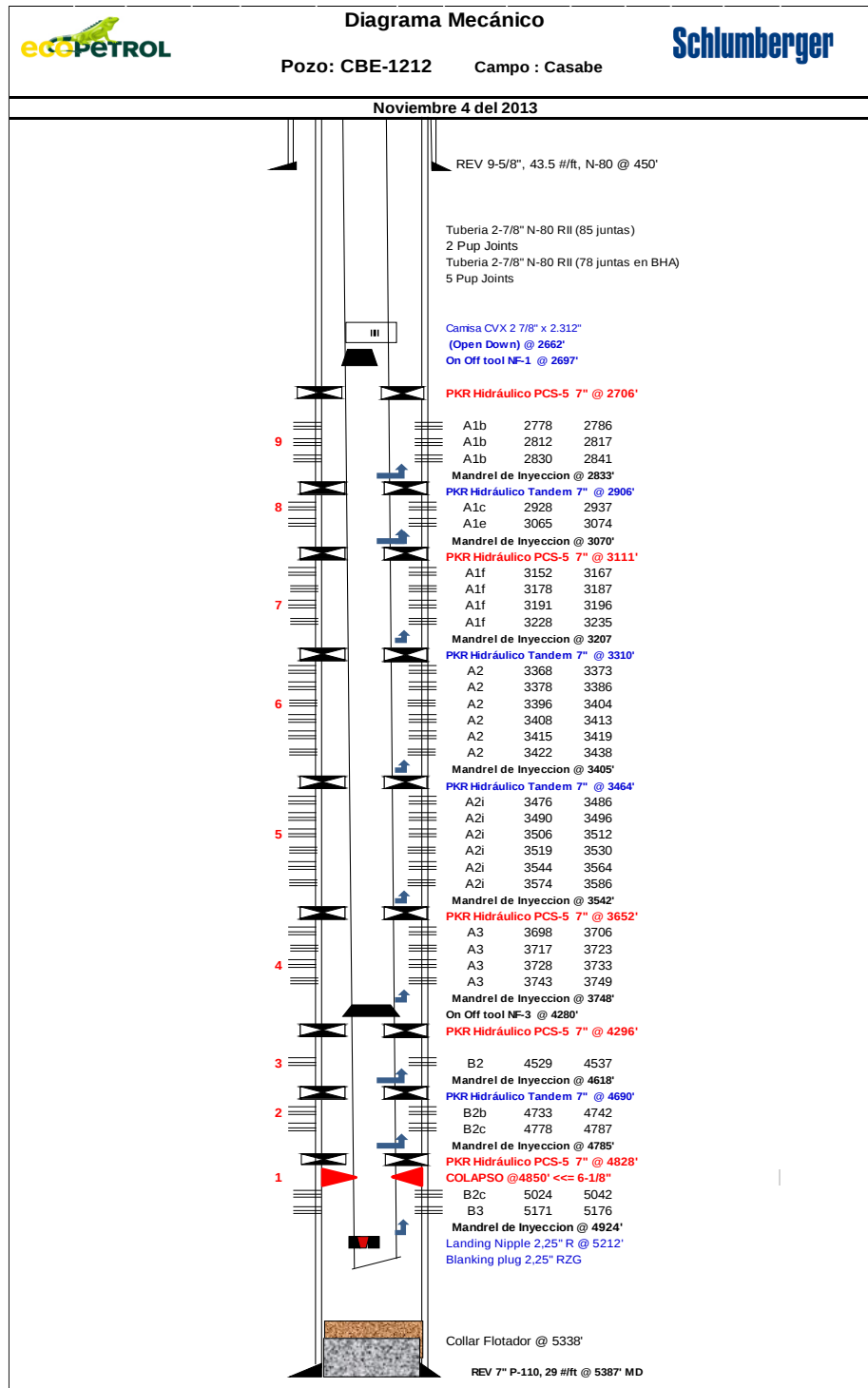


Fuente: ECOPETROL S.A. Estado mecánico CSBE-1089.

4.7 CSBE-1212

El pozo inyector CSBE-1212 ubicado en el bloque V del campo Casabe fue perforado a una profundidad de 5387 ft el 23 de septiembre del 2007 con objetivo de alcanzar las formaciones Colorado y Mugrosa (A y B) y revestido con un casing de 7" P-110, 29 lb/ft, el cual fue posteriormente cañoneado a 5 TPP. El completamiento actual presenta un diseño selectivo con el propósito de proporcionar caudales óptimos a cada estratificación mejorando así, la eficiencia del barrido en las formaciones. De esta manera, el pozo cuenta con 9 mandriles de inyección en su sarta de 2-7/8 N-80, los cuales se encuentran posicionados entre 5 empaques hidráulicos que buscan optimizar el patrón de inyección en el área. El 5 de julio del 2008, es bajada la herramienta taper mill y se detecta un colapso en el pozo a una profundidad de 4850 ft, justo en los perforados. A su vez se bombean 360 bls de salmuera de 8.4 ppg, de los cuales no se obtuvo retorno, lo cual ratifica la criticidad del zona.

Figura 41. Estado mecánico actual pozo CSBE-1212



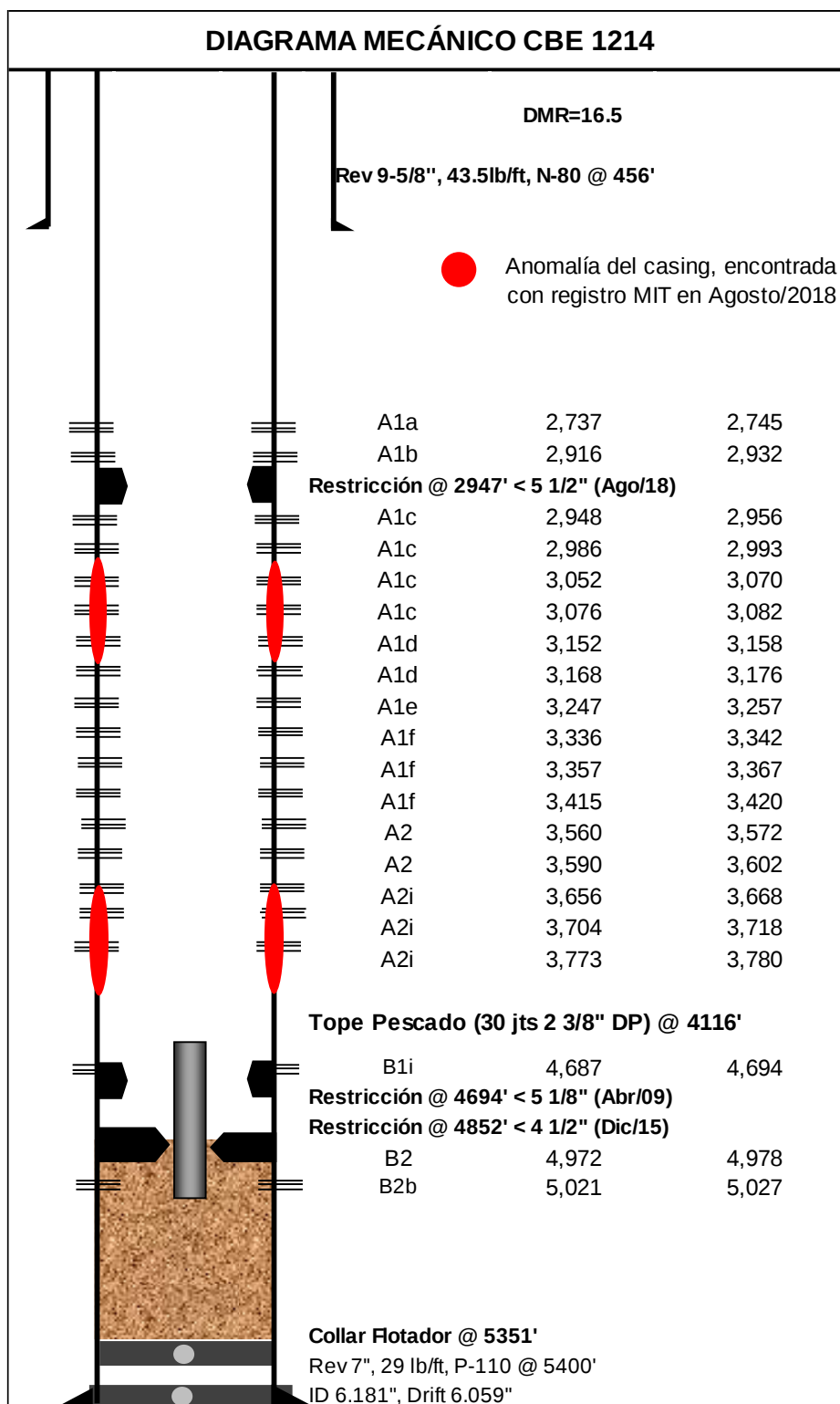
Fuente: ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Diagrama Mecánico: Pozo CSBE-1212. Campo Casabe, noviembre 2013.

4.8 CSBE-1214

El pozo productor CSBE-1214 localizado en el bloque V del campo Casabe fue perforado el 14 de noviembre del 2007 a una profundidad de 5400 ft. A su vez el revestimiento utilizado en la zona de interés fue de 7" P-110, 29 lb/ft. Posteriormente fue cañoneado a una densidad de disparo de 5 TPP y completado con un sistema de bombeo mecánico con seating nipple asentado a 2714 ft de profundidad. Con una herramienta taper mill, se logra detectar una restricción a 4852 ft, la cual no fue posible sobre pasar con un diámetro 4-1/2". Posteriormente, se corre un registro (Multifinger Imaging Tool (MIT), en el cual se detectan un par de restricciones en la tubería las cuales se perciben a profundidades de aproximadamente 3000 y 3700 ft, y uno de sus resultados se mostró en la figura.

Las malformaciones en la tubería que lee este registro demuestran la deformación o daño mecánico que tiene la tubería mostrando una alteración del diámetro interno y externo de la tubería. Teniendo en cuenta los antecedentes del pozo, se atribuye la malformación a la corrosión y acumulación de sólidos en esta zona, ya que se ubica en un punto de influencia de perforados. Este pozo presenta corrosión al nivel de los perforados, donde se estudia la posibilidad de instaurar tratamientos químicos para darle solución a este problema.

Figura 42. Estado mecánico actual pozo CSBE-1214

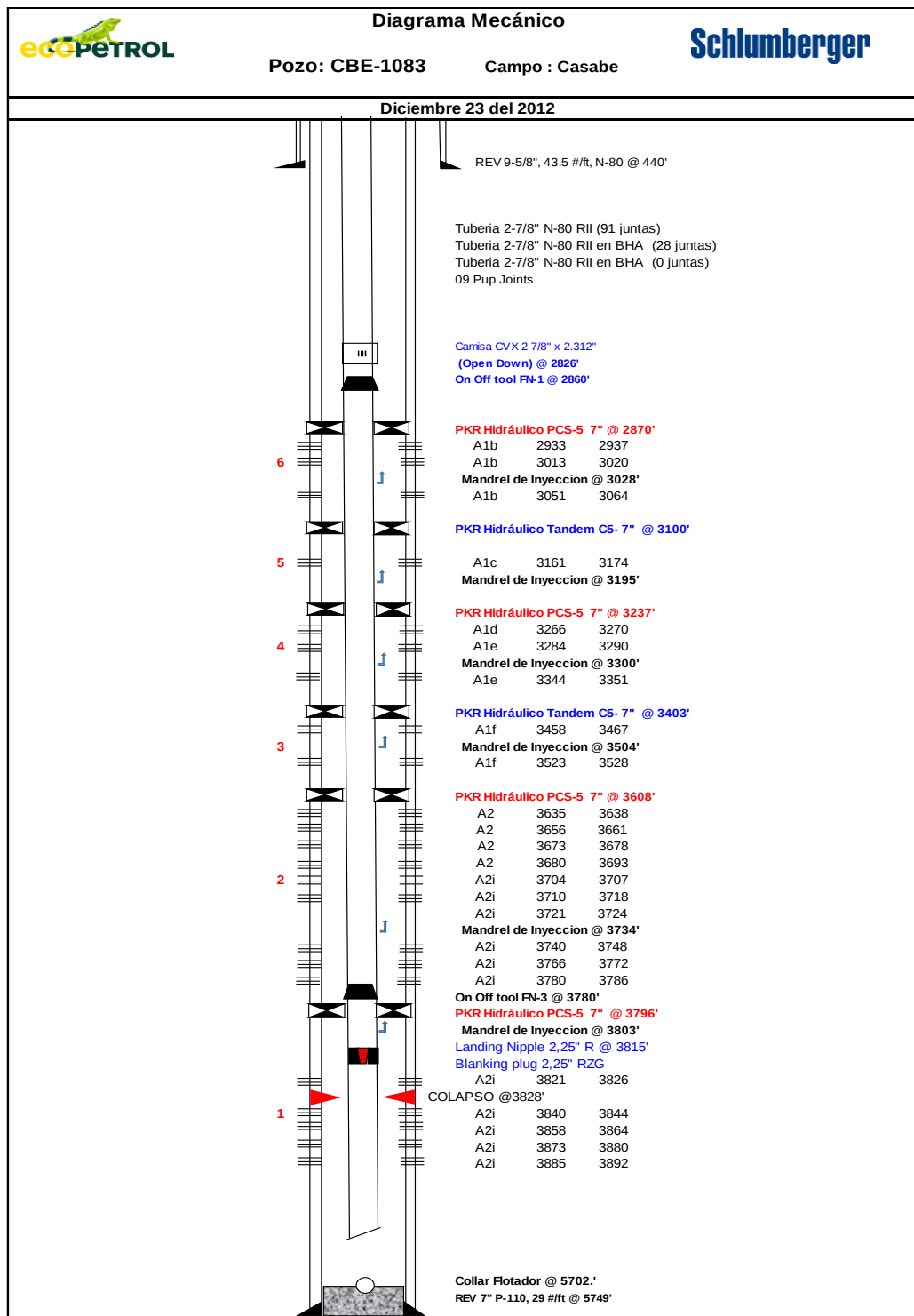


Fuente: ECOPETROL S.A. Diagrama mecánico CBE 1214.

4.9 CSBE-1083

El pozo inyector CSBE-1083, ubicado en el bloque IV del campo Casabe, ha sido perforado el 19 de mayo del 2008 hasta una profundidad de 6749 ft, donde se encuentra asentado el zapato del revestimiento de producción de 7" P-110, 29 lb/ft. Posteriormente fue completado el 10 de junio del 2008 de forma selectiva, proporcionado un cañoneo a las formaciones de interés con una densidad de disparos de 5 TPP al total del intervalo neto a intervenir. A su vez se procedió a realizar la instalación de 6 mandriles de inyección a las profundidades necesarias distribuidos entre 4 empaques hidráulicos. El 17 de diciembre del 2012 se intenta calibrar el pozo con un taper mill de 5-3/16" pero a la profundidad de 3828 ft, justo en la zona de perforados del mandril de inyección más profundo, se detecta un colapso que impide el paso de la herramienta.

Figura 43. Estado mecánico año 2012 pozo inyector CSBE-1083



Fuente: ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Diagrama Mecánico: Pozo CBE-1083. Campo Casabe, diciembre 2012

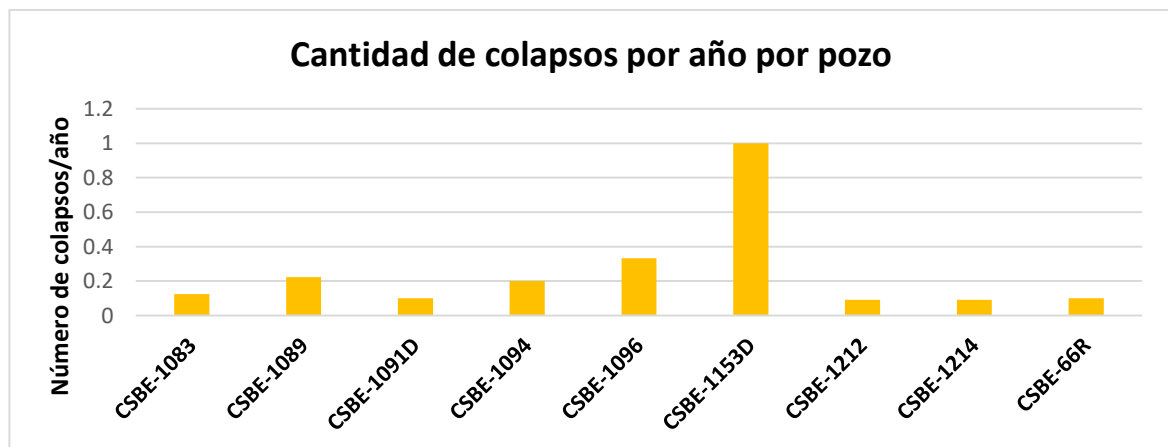
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS E IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE CAUSA RAÍZ

En la evaluación del colapso de los revestimientos de los pozos del bloque III, IV y V de Casabe se analizan los problemas comunes que se generan en el campo como lo son, el arenamiento en las formaciones productoras, la corrosión, la densidad de cañoneo, grado del casing, las fallas presentes e incluso la inyección selectiva. Todos estos problemas se ven reflejados en los pozos que se analizaron en el capítulo anterior por lo cual se muestran los resultados obtenidos en la correlación de los pozos anteriormente mostrados tanto productores como inyectoros, activos o abandonados.

5.1 ANÁLISIS DE LOS COLAPSOS DE LOS POZOS

En la siguiente gráfica se muestra la cantidad de colapsos que han surgido en cada pozo, en relación con el número de años que éste estuvo activo para percibir una idea general de la cantidad de eventos presentados a lo largo de su vida productiva.

Figura 44. Cantidad de colapsos por año en los pozos analizados

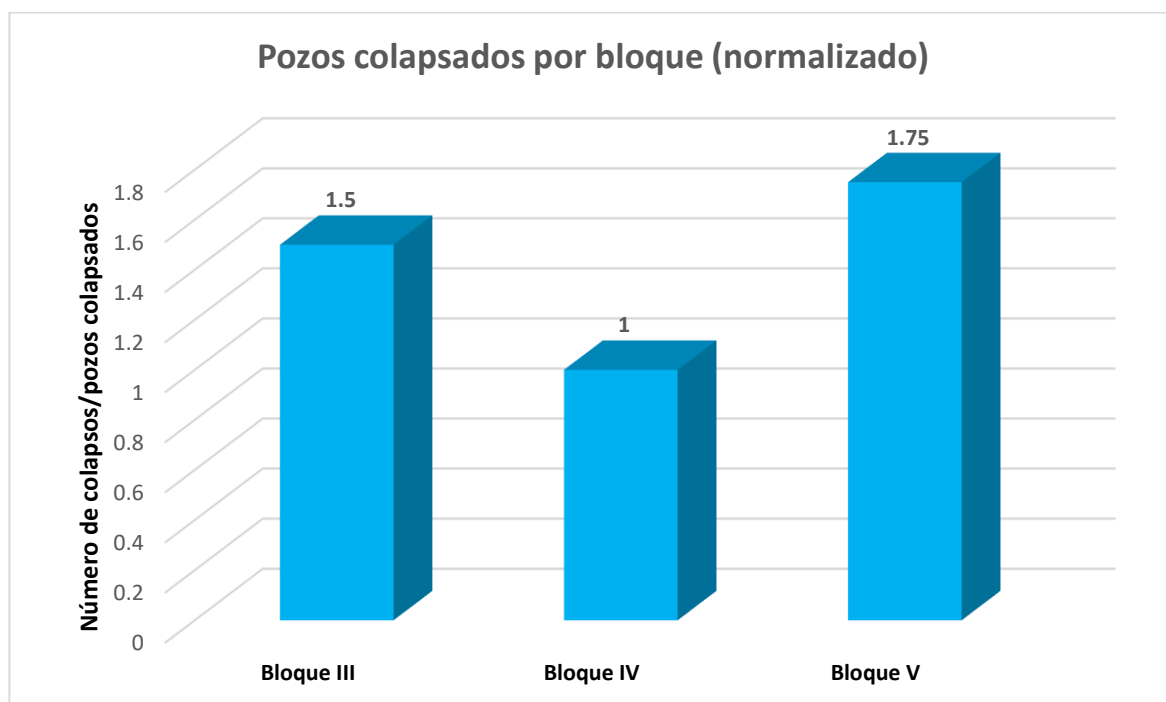


A continuación, se realiza la normalización de la relación del número de colapsos y pozos colapsados dentro de los analizados en el capítulo anterior, teniendo en cuenta la división por bloques que presenta el campo.

Tabla 7. Estado y número de colapsos para los pozos analizados

Pozo	Bloque	Tipo de pozo	Estado actual	# colapsos
CSBE-0066R	III	Productor	Abandonado	1
CSBE-1153D	III	Productor	Activo	3
CSBE-1096	V	Productor	Activo	3
CSBE-1091D	III	Productor	Abandonado	1
CSBE-1094	III	Productor	Abandonado	1
CSBE-1089	V	Productor	Abandonado	2
CSBE-1212	V	Inyector	Activo	1
CSBE-1214	V	Productor	Activo	1
CSBE-1083	IV	Inyector	Activo	1

Figura 45. Eventos de colapso por bloque



Teniendo en cuenta la relación de los eventos de colapso por el número de pozos analizados de cada bloque, el anterior resultado nos indica que entre los bloques III, IV y V es el bloque V el que más falla, arrojando una relación de 1.75, esto quiere

decir que se presentan casi dos eventos de colapso por cada pozo del bloque que colapsa. Se evidencia que los bloques III y V, ambos presentan en promedio más de un colapso a lo largo de su sarta de revestimiento.

5.1.1 Grado del revestimiento. En el análisis realizado, se evaluaron los revestimientos pertenecientes a la tubería asentada en el área en la que el pozo estaba en interacción con las formaciones productoras (arenas A y B), por lo cual, en este caso, se tienen en cuenta los casing productores, los cuales corresponden a la última sección de cada pozo.

Para los pozos analizados, la tubería de revestimiento fue de 7" de OD P-110, con un peso nominal de 29 lb/ft fue en todos los casos, la tubería que cedió al colapso para los tres bloques. Una tubería de estas características tiene un diámetro interno de 6.184 pulgadas, por lo cual se puede inferir que la tubería tiene un espesor de pared de 0.408 pulgadas. A su vez, la tubería proporciona límite de colapso de 8510 psi, lo cual indica que presiones superiores a este valor, activan la vulnerabilidad de la tubería y conllevan a la deformación de sus paredes. Es necesario el uso de recubrimientos químicos al acero en la tubería para aumentar su resistencia.

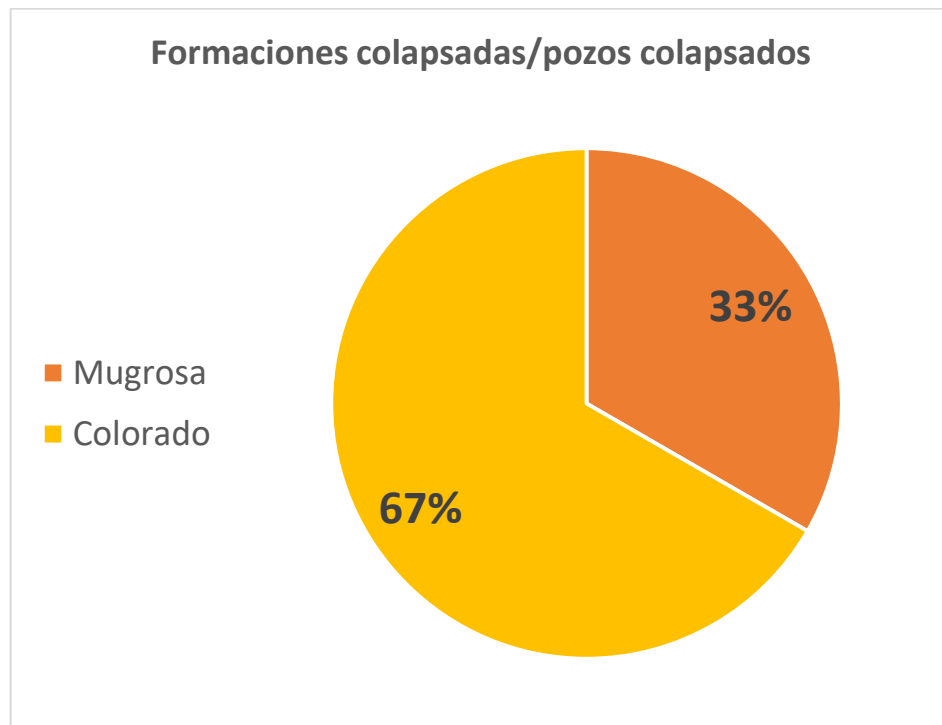
5.2 FORMACIONES PRODUCTORAS

Las formaciones intervenidas en los pozos que se analizaron fueron Mugrosa y Colorado, penetrando múltiples unidades de estas formaciones. En la siguiente tabla se muestran las formaciones que cedieron y así mismo las unidades que fallaron para cada pozo.

Tabla 8. Formaciones y unidades colapsadas

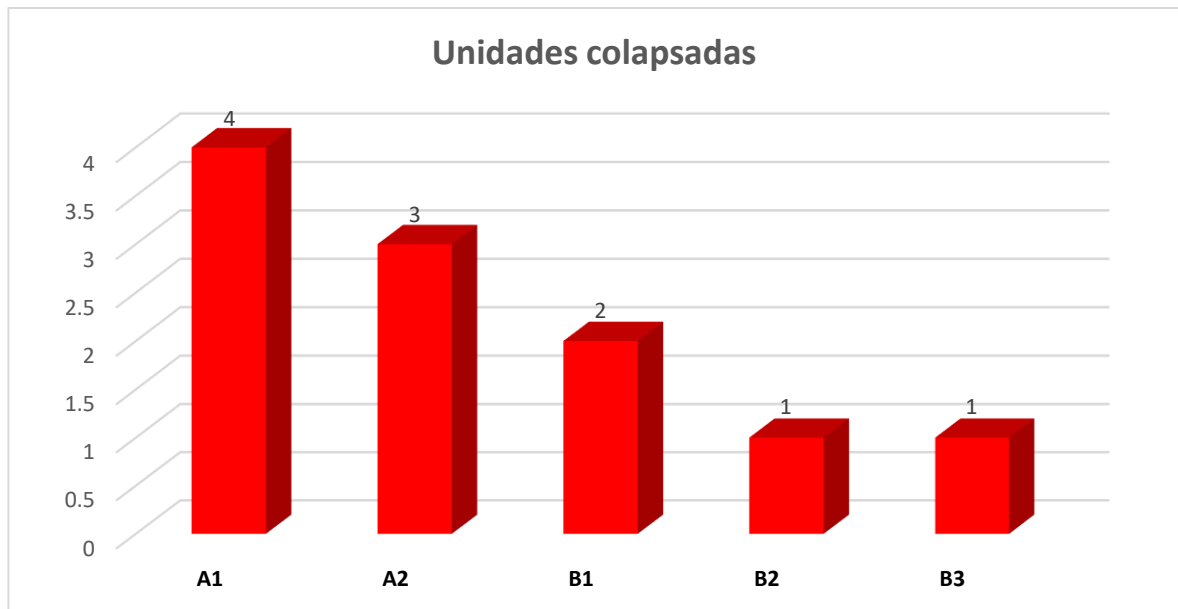
Pozo	Bloque	Formaciones colapsadas	Unidad colapsada
CSBE-0066R	III	Colorado	A2
CSBE-1153D	III	Mugrosa	B1 y B3
CSBE-1096	V	Colorado	A1 y A2
CSBE-1091D	III	Colorado	A1
CSBE-1094	III	Colorado	A1
CSBE-1089	V	Colorado	A1
CSBE-1212	V	Mugrosa	B2
CSBE-1214	V	Mugrosa	B1
CSBE-1083	IV	Colorado	A2

Figura 46. Porcentaje de relación de formaciones colapsadas por pozo



De los pozos analizados fue la formación Colorado la que más falló reflejando un 67% del total de colapsos analizados para los tres bloques.

Figura 47. Distribución de colapsos por arena



Las unidades A1 y A2 (pertenecientes a la formación arenosa Colorado, la cual es una arenisca poco consolidada y estratificada a lo largo de todo su espesor) son las unidades que más fallaron a la hora de presentarse un colapso o alguna restricción en el pozo en los bloques III, IV y V.

5.3 DENSIDAD DE CAÑONEO

Se aprecia una densidad de Cañoneo muy similar para casi todos los pozos que se evaluaron a excepción del pozo CSBE-1089, y realizando perforados a distintos espesores netos de formación a cañonear. Se habla en este análisis de la densidad de cañoneo sobre la influencia de los perforados en el colapso de los pozos. Se asume que los perforados influyen o están dentro del área del colapso, si la restricción o el colapso encontrados se dieron a una distancia de entre 5 a 10 ft por encima o por debajo algún perforado en el área productora.

Se plasma en la siguiente tabla los valores de densidad de carga o disparo para cada pozo que colapsó y a su vez si ese colapso registrado estaba dentro o fuera del área de perforados.

Tabla 9. Densidad de carga e influencia de perforados por pozo

Pozo	Bloque	Densidad de Cañoneo (TPP)	Dentro del área de influencia perforados
CSBE-0066R	III	5	Si
CSBE-1153D	III	5	Si
CSBE-1096	V	5	Si
CSBE-1091D	III	5	Si
CSBE-1094	III	5	No
CSBE-1089	V	12	Si
CSBE-1212	V	5	No
CSBE-1214	V	5	No
CSBE-1083	IV	5	Si

Ahora teniendo en cuenta los pozos que generaron colapsos fuera o dentro del área de perforados, se procede analizar de manera simultánea la representación gráfica de la distribución de aquellos colapsos con respecto al área de influencia para cada uno en particular.

Figura 48. Distribución de colapsos con respecto al área de influencia de perforados

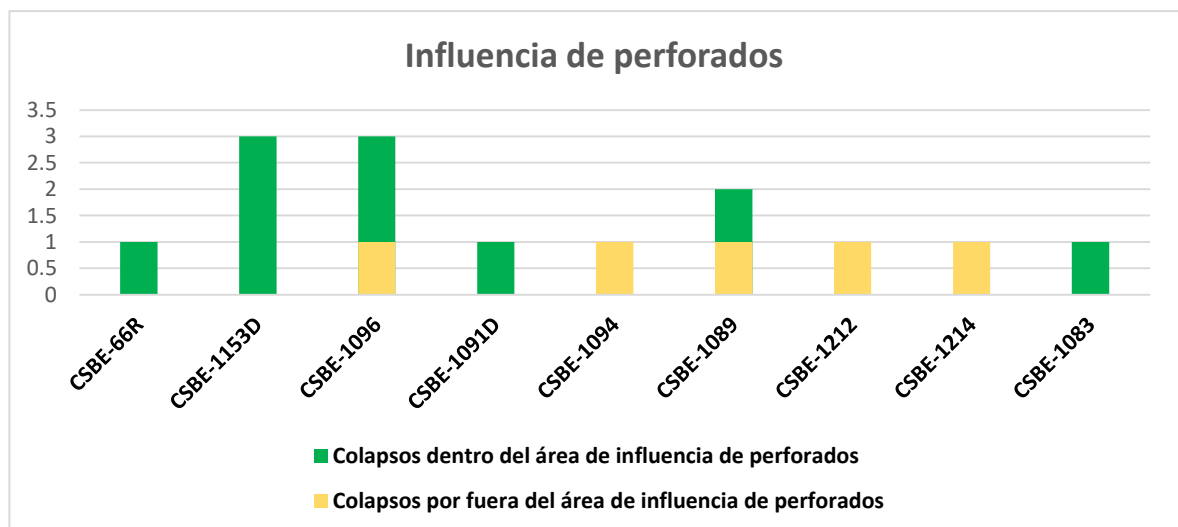
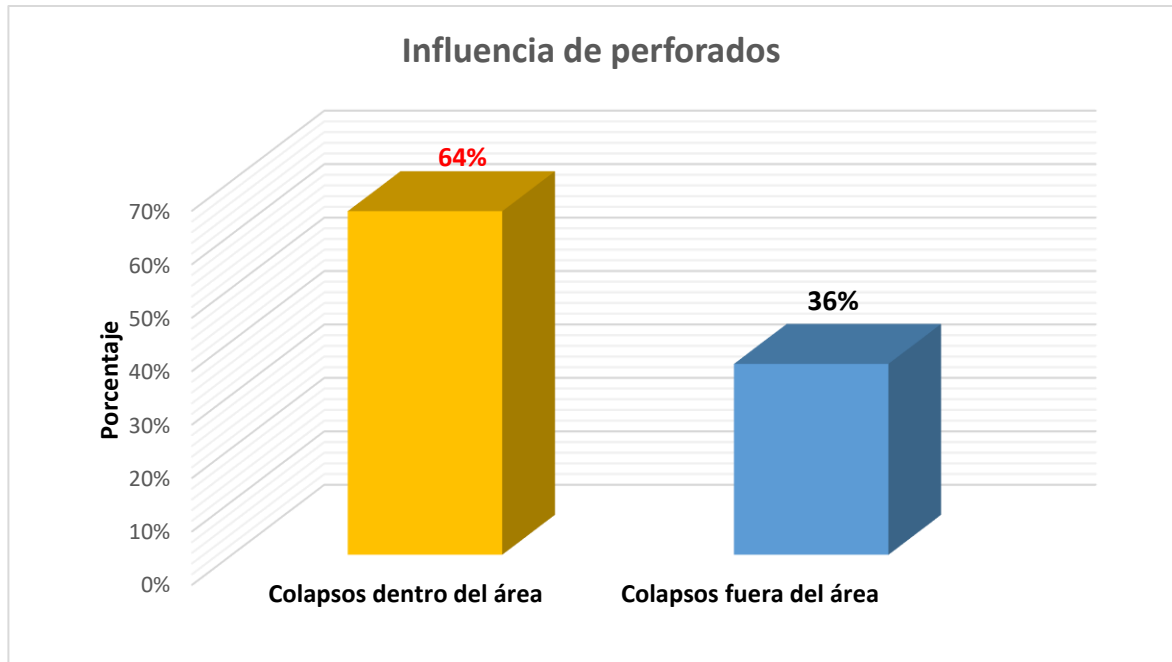


Figura 49. Porcentaje de colapsos respecto al área de influencia de perforados



En la gráfica anterior se presenta la clara distribución de los colapsos de los pozos evaluados dentro o fuera del área de influencia de los agujeros ocasionados por el cañoneo los cuales son la comunicación directa con los fluidos de la zona de interés y el pozo, los cuales en esta ocasión fueron en su gran mayoría de 5 tiros por pie. Lo cual indica que, en los colapsos presentados, las configuraciones de cañón con 5 TPP de densidad son las más propensas a fallar y causar este tipo de infortunios.

De los colapsos presentados en los pozos evaluados, el 64% hace presencia dentro del área de influencia de perforados (5 a 10 ft por encima o por debajo), lo que lo convierte en la mayoría. Es por esto que la densidad de disparo en la configuración del cañoneo influye o logra ser determinante en la causa de los colapsos de los pozos de los bloques III, IV y V.

5.4 INTERVENCIONES DE LIMPIEZA POR ARENAMIENTO

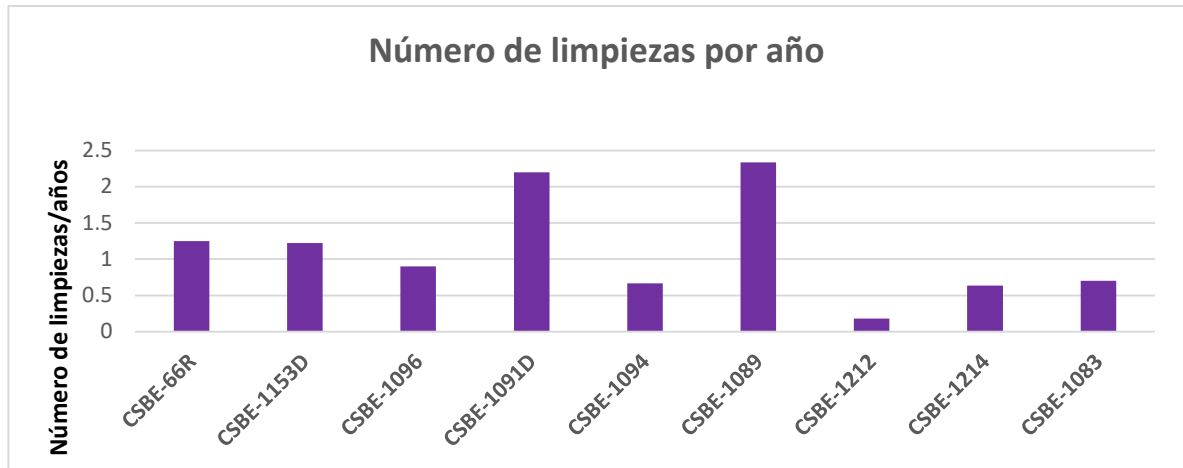
A lo largo de la vida productiva de cada uno de estos pozos, se han realizado distintas intervenciones de flushing, en la gran mayoría de casos, correctivo, ya que Casabe es un campo muy arenoso y el contacto del hueco con la formación (perforados) es una razón bastante contundente para atribuir la acumulación de arena dentro del pozo. Esta acumulación logra, en su mayor expresión, disminuir la producción (si el pozo es productor) y en el peor de los casos, alterar las tensiones a lo largo del casing, deteriorar la pared del revestimiento y eventualmente generar la pérdida secuencial de muchas de sus propiedades mecánicas. A continuación, se aprecian el número de limpiezas que se le han realizado a cada uno de los pozos evaluados y así mismo, el tiempo de vida productiva de estos.

Tabla 10. Limpiezas realizadas en la vida activa del pozo

Pozo	Bloque	Estado actual	Tiempo activo @Abril 2019 (años)	# Limpiezas
CSBE-0066R	III	Abandonado	8	10
CSBE-1153D	III	Activo	9	11
CSBE-1096	V	Activo	10	9
CSBE-1091D	III	Abandonado	5	11
CSBE-1094	III	Abandonado	9	6
CSBE-1089	V	Abandonado	3	7
CSBE-1212	V	Activo	11	2
CSBE-1214	V	Activo	11	7
CSBE-1083	IV	Activo	10	7

Después de hacer la organización de los datos en la tabla, se realiza la representación gráfica de los pozos que presentan mayor número de intervenciones por año. De tal manera se puede observar cual pozo requirió mayor mantenimiento para prevenir este suceso.

Figura 50. Número de limpiezas por año para cada pozo



Los pozos CSBE-1091D y CSBE-1089 fueron los más afectados por arenamiento realizando más de dos intervenciones anuales por limpieza correctiva, pero actualmente ambos ya se encuentran abandonados, por lo cual se puede inferir que el arenamiento pudo haber sido el factor más influyente para determinar el abandono del pozo.

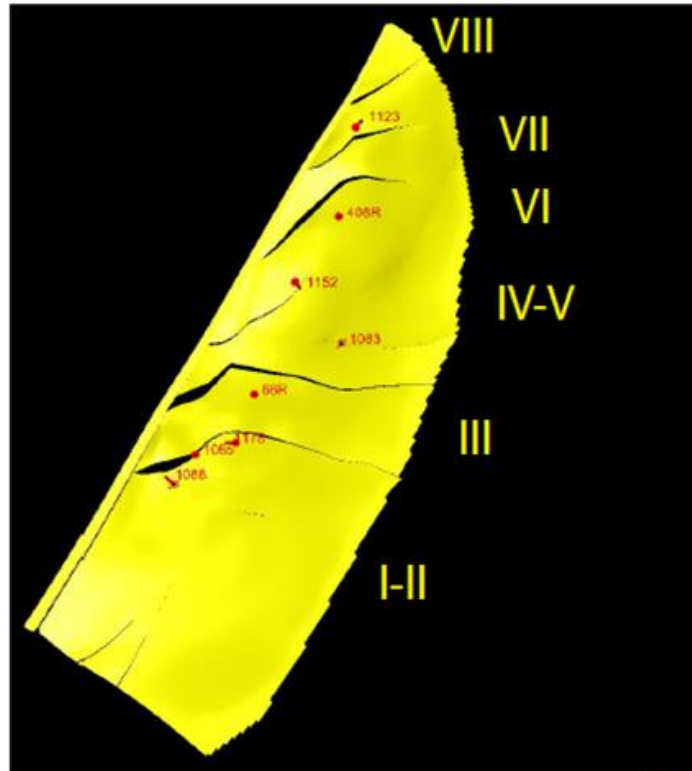
A la gran mayoría de pozos se les ha realizado flushing más de una vez por año, así que la presencia de arenas es masiva y lo crucial que es su remoción se ve reflejada en las estadísticas. Es por esto que la producción de arena es considerada como una de las principales causas del colapso y una de las más preocupantes para Ecopetrol.

5.5 FALLAS EN LOS BLOQUES

En los bloques III, IV y V campo Casabe está asociado a múltiples fallas. Los pozos CSBE-0066R y CSBE-1083 son interceptados por las fallas normales en las que estos se sitúan. Es por esto que el colapso en estos pozos es atribuido por el factor

geológico estructural. En la siguiente imagen se aprecian los pozos del campo que han colapsado por este suceso.

Figura 51. Pozos colapsados por fallas



Fuente: ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Casabe field: Casing collapse study. Octubre 2014, diap. 43

Estos pozos presentan un fenómeno de reducción en el esfuerzo horizontal mínimo, debido a la alteración de los esfuerzos in situ originales del pozo, lo que es la principal causante de que la magnitud del esfuerzo vertical se manifieste y el overburden actúe de manera predominante ya que no tiene oposición alguna o es despreciable. Este fenómeno, sumado al alto grado de activación de las fallas en el campo, se evidencian estos colapsos en el intercepto de la falla.

5.6 TÉCNICA DE CAUSA RAÍZ DE LOS CINCO PORQUÉS

Esta técnica es utilizada con el fin de definir el verdadero problema, analizando sistemáticamente las posibles causas a través de preguntarse por lo menos cinco veces el por qué, además de permitir analizar el problema y tomar las decisiones de la forma más adecuada para enfrentar el problema real y la raíz del inconveniente.³³

A continuación se realiza esta técnica para uno de los factores incidentes en el colapso y es el cañoneo utilizado para perforar la formación productora ya sea Colorado o Mugrosa.

- a) Problema: El cañoneo de las formaciones productoras seleccionado en el diseño del completamiento del pozo con tubería de revestimiento, es una de las principales causas del colapso, ya que se evidencia mediante los registros y los estados mecánicos la cercanía de este fenómeno al área de los perforados en la mayoría de los casos estudiados.
- b) Primer por qué: ¿Por qué el cañoneo está asociado al colapso de los pozos de estudio? Esto es debido a la densidad de cañoneo planteada en el diseño, con el fin de cumplir la producción proyectada.
- c) Segundo por qué: ¿Por qué la densidad de cañoneo afecta los revestimientos? La densidad de disparo es equivalente al número de tiros por pie, por lo cual a mayor densidad, se genera un mayor daño en el casing; pero también se tiene en cuenta el tamaño de la carga.
- d) Tercer por qué: ¿Por qué generar una mayor cantidad de tiros por pie genera mayor daño en el casing? Al abrir más agujeros en el casing se reduce la

³³ MORALES RAMIREZ, José Iván. Serie de técnica de Resolución de Problemas: "Los 5 Por Qué's". [En línea]. Cinco Consultores: Guatemala, 2013. Disponible en: <http://www.5consultores.com/wp-content/uploads/2014/06/WP-T%C3%A9nicas-Resoluci%C3%B3n-de-Problemas-5-Por-Qu%C3%A9.pdf>

resistencia que este aporta al pozo, haciendo más alta su exposición a los caudales con alto contenido de arena que presenta el campo.

- e) Cuarto por qué: ¿Por qué el alto contenido de arena en la producción provoca una susceptibilidad del casing al colapso? Porque la alta presencia de arena en la cara de pozo genera un efecto de erosión y corrosión que con el paso del tiempo, disminuye su vida útil.
- f) Quinto por qué: ¿Por qué el efecto de erosión y corrosión disminuye el tiempo de vida útil del revestimiento? Este fenómeno genera un aumento en el diámetro de los perforados y a su vez un deterioro de la pared de la tubería, factores que juntos, debilitan el cuerpo del tubular en la zona y generan una pérdida de su resistencia, lo cual se traduce al colapso.

Al anterior problema expuesto de por qué el cañoneo es una de las principales causas del colapso en el campo Casabe, tiene como causa raíz el aumento de diámetro de los perforados y el deterioro o disminución de la pared de tubería con el paso del tiempo por fenómenos de erosión y corrosión, problema que va de la mano con el fenómeno del arenamiento en la producción de los pozos; dos factores puntuales que se demuestran en los resultados gráficos de este capítulo.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Como se evidenció en los registros de integridad de casing como lo es el MIT, se establecieron los daños por factores operacionales. No es posible ver cómo son afectadas las tuberías de revestimiento por los esfuerzos de la roca al ser alterados de su estado natural después de la perforación, ya que con las herramientas analizadas no fue posible llegar a predecir el comportamiento de éstos.
- En la evaluación realizada de los estados mecánicos de los pozos, se encontró que la influencia de los perforados en el colapso fue del 64% de los pozos evaluados. Así mismo la densidad de cañoneo fue igual para la mayoría de los pozos con una configuración de 5 TPP, y las arenas más afectadas fueron las A1 y A2 pertenecientes a la formación Colorado. Con estos resultados es posible concluir, que las paredes de los pozos son posiblemente afectadas por una combinación de estos factores y aumentan la probabilidad de que el revestimiento falle. La densidad de carga utilizada no es benéfica para este tipo de formación en este estudio, por tal razón la distribución de sus perforados, sumado a la alta producción de arena que presenta el campo pusieron en riesgo la vida productiva de los pozos analizados.
- En este proyecto se muestra que el diseño de los pozos es muy similar uno del otro en cuanto a la selección de grado de tubería, debido a que todos los analizados fueron revestidos con tuberías P-110, pero también se muestra cómo factores como la corrosión, erosión y alteración de esfuerzos de la roca pueden llegar a generar colapsos. Se recomiendan tratamientos químicos adicionales que proporcionen un aumento en la resistencia de la tubería para prolongar su vida útil.

- Se recomienda analizar registros de tipo magnéticos con el fin de conocer el desgaste de la tubería tanto interna como externamente y poder así, establecer otras posibles causas que demuestren la alteración de las propiedades mecánicas de la tubería.
- Se recomienda seguir con el estudio de este problema con la adición de más pozos de los bloques III, IV y V, sin discriminar el tipo de pozo ni el estado, con el fin de obtener resultados que permitan generalizar las causas del colapso y lograr una perspectiva más amplia; posteriormente adicionar prácticas en el completamiento de pozos con hueco revestido, que permitan prevenir o mitigar la alta frecuencia de estos fenómenos en la vida útil de los pozos.

BIBLIOGRAFÍA

ACUÑA, Cristian y QUIROGA, Harold. Registro Caliper. [Presentación en línea]. En Slideshare. Barrancabermeja: Instituto Técnico del Petróleo, 2014, diap.15 y 16

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Valle Medio del Magdalena: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613, Evaluación Petrofísica ShaleXpert Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1. [En línea]. 2012, p.29. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>

ALFORD Jeff, et al. Perfilaje síónico durante la perforación: Respuestas de corte. En Oilfield Review. Schlumberger. 2012, Vol. 24, No.1.

AMAYA, Mauro, et al. Casabe: Revitalización de un campo maduro. [Base de datos en línea]. 2010. Oilfield Review. Schlumberger, 22(1), 12. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/sum10/01_casabe.pdf

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. [Bulletin]. API 5C2: Bulletin on performance properties of casing, tubing and drill Pipe. 21 ed. Washington, USA, 1999

------. [Bulletin]. API 5C3: Bulletin on formulas and calculations for casing, tubing, drill Pipe and line Pipe properties. 6ta ed. Washington, USA, 1994

------. Purchasing Guidelines: API 5CT: Specification for Casing and Tubing. ISO 11960:2011 Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as casing or tubing for Wells. [On line]. 9th Edition, June 2011. Available in:

<https://www.api.org/~media/files/certification/monogram-apiqr/program-updates/5ct-9th-edition-purch-guidelines-r1-20120429.pdf>

ANEXO 2: HERRAMIENTAS DE PESCA [Anónimo]. p.6; 11

BARRANTES, Doris. Rosca Buttress BCN. [En línea]. México, D.F: Tenaris Tamsa, 2005, p.1. Disponible en: https://www.academia.edu/17352295/ROSCA_BUTTRESS_BCN

BEHRMANN, Larry, et al. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad. USA: Oilfield Review. 2000, p. 59-61

BELLABARBA, Mario, et al. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. [En línea]. En: Oilfield Review. Schlumberger. 2008, p.26. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish08/sum08/aseguramiento_del_aislamiento_zonal.pdf

BELTRÁN GIL, Eliana Carolina. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; Modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el campo Casabe, en la cuenca del valle medio del Magdalena. Tesis de pregrado en Ciencias, mención en Geología. , Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, 2012, p. 37

BRAVO VALLEJO, Christian Alejandro; GARCÍA DE LA ROSA, Itzel; LEAL ORTA, Alejandro; MENDOZA VARGAS, Jorge Alejandro; SANTIAGO ÁVILA y Edgar Alexis; URIBE HERNÁNDEZ, José Salvador. Capacidad de resistencia de las tuberías petroleras. [En línea]. México D.F: Instituto Politécnico Nacional. 2013, p.9.

Disponible en: <http://oilproduction.net/files/OilProduction%20-%20capacidad-de-resistencia-de-tuberias.pdf>

CASTRO GARCIA, Rubén Hernán y GORDILLO LOCARNO, Gustavo Mauricio. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis de Pregrado, en mención a ingeniería de Petróleos. Bogotá, D C: Universidad de las Américas, 2005.

CERDÁ, Martín; QUINTAVALLA, Claudio y SALAS, Víctor. Evaluación de integridad de cañería en pozos de la Cuenca del Golfo de San Jorge. [Base de datos en línea]. Agosto, 2013, p.60. Petrotecnia. Disponible en: <http://www.petrotecnia.com.ar/agosto2013/notas/GolfoSJorge.pdf>

DÍAZ RODRÍGUEZ, Johan y SÁNCHEZ RODRÍGUEZ, Christian. Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción. Tesis de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra, 2007, p.40.

ECOPETROL S.A. CSBE-1094. Julio 2017.

----- . Diagrama mecánico CBE 1214.

----- . Estado mecánico CSBE-1089

ECOPETROL S.A y ERAZO VALENCIA S.A. Pozo Casabe 1214. Colombia, agosto, 2018, p.25

ECOPETROL S.A y SCHLUMBERGER. Casabe field: Casing collapse study. Octubre 2014, diap.7; 43

-----, Diagrama Mecánico: Pozo CBE-1083. Campo Casabe, Diciembre 2012.

-----, Diagrama Mecánico: Pozo CSBE-1212. Campo Casabe, Noviembre 2013.

-----, Pozo Casabe 66R. Colombia, Julio 2007, p.10

-----, Pozo Casabe 1094. Colombia, Septiembre 2008, p.21-43

-----, Pozo Casabe 1096. Colombia, Agosto 2018, p.13

GOWELL. Multi-Finger Caliper (MFC). [En línea]. Agosto 2017, p.1. Disponible en: https://www.bonnettsenergy.com/images/pdf_files/2018/mfc_56_arm.pdf

HALLIBURTON. Manual de Empaques. [Presentación en Línea]. 2014, diap. 21-28

HUDSON, John & HARRISON, John. Engineering rock mechanics. Netherlands: Pergamon, 1997. p.38. ISBN: 0-08-041912-7

IRON PLANET. [Fotografía en línea]. Disponible en: <https://uao.libguides.com/c.php?g=529834&p=3623716#Figura>

MITCHELL, Robert & MISKA, Stefan. Fundamentals of Drilling Engineering. Richardson, USA: Society of Petroleum Engineers, 2011. p. 385–400. (SPE Textbook Series No. 12). ISBN 978-1-55563-207-6

MONTGOMERY. Petroleum potential of upper and middle Magdalena Basins, Colombia. Petroleum information corporation, 1992.

MORALES RAMIREZ, José Iván. Serie de técnica de Resolución de Problemas: “Los 5 Por Qué’s”. [En línea]. Cinco Consultores: Guatemala, 2013. Disponible en:

<http://www.5consultores.com/wp-content/uploads/2014/06/WP-T%C3%A9cnicas-Resoluci%C3%B3n-de-Problemas-5-Por-Qu%C3%A9.pdf>

PALACIOS, Carlos. Reporte técnico confidencial: revisión técnica de la integridad mecánica de activos del Campo Casabe Colombia. Junio 2012, p.25-28

ROGEL CASTELLANOS, Carlos Yukio. Determinación de la calidad de cementación en una tubería de revestimiento a través del sistema sónico de imágenes USI. Tesis de grado, mención en Ingeniero de Petróleos. México D.F: Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, 2011, p.25

SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Editorial Universidad Eafit. 2011, p.126

SCHLUMBERGER. Fishing Tools and Services. Houston, Texas, 2012, p. 4; 27

SOOKRAM, Neil. Evaluación de Cemento USIT-CBL/VDL. [En línea]. Schlumberger, p. 10. Disponible en: https://www.academia.edu/29182971/Evaluaci%C3%B3n_de_Cemento_USIT-CBL_VDL

SOVONEX. Fuertes Tuberías de Revestimiento – Certificadas por API & Probadas en Campo. [En línea]. China, 2008, p.1. Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-revestimiento-api/>

VILLACRÉS, Andrés. Procedimiento de inspección de tuberías de perforación causados por diferentes problemas dentro de un pozo en las instalaciones de Insepeca Cia Ltda. Tesis de Tecnólogo, mención en Petróleos. Quito, Ecuador: Universidad Tecnológica Equinoccial, 2007, p.44-45

WEATHERFORD. Tecnología de Pesca y Re-Intervención. [Presentación en línea].
En Slideshare. 2006, diap.75

ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. New York, USA: Cambridge, 2010, p.12-
13. ISBN: 9780521146197