

**METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE TUBERÍAS DE
REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN EN LA DETERMINACIÓN DE LA
VIABILIDAD DE UN PROCESO DE RECAÑONEO DE ALTA PENETRACIÓN EN
CAMPO ESCUELA COLORADO**

JENNIFFER ANDREA FLÓREZ TAPIAS

OSKAR JULIÁN HERNÁNDEZ USEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS**

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2014

**METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE TUBERÍAS DE
REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN EN LA DETERMINACIÓN DE LA
VIABILIDAD DE UN PROCESO DE RECAÑONEO DE ALTA PENETRACIÓN EN
CAMPO ESCUELA COLORADO**

JENNIFFER ANDREA FLÓREZ TAPIAS

OSKAR JULIÁN HERNÁNDEZ USEDA

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

HERNEY DELGADO MARTÍNEZ

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BUCARAMANGA

2014

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	20
MARCO TEÓRICO	21
1. CAÑONEO DE POZOS	22
1.1 ANTECEDENTES	23
1.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL CAÑONEO	23
1.2.1 Densidad de disparo	23
1.2.2 Dirección de tiro	23
1.3 TREN DE EXPLOSIVOS	23
1.3.1 Explosivos	25
1.3.2 Detonadores	28
1.3.2.1 Detonadores eléctricos	28
1.3.2.2 Detonadores por percusión	29
1.3.3 Cordón de detonación	30
1.3.4 Cargas huecas moldeadas	31
1.3.4.1 Cargas huecas de penetración profunda (DP)	32
1.3.4.2 Cargas huecas de hueco grande (BH)	33
1.3.5 Proceso de penetración	34
1.4 CAÑONES	35

1.4.1 Cañones desechables y semidesechables	37
1.4.2 Cañones recuperables entubados	37
1.4.3 Clasificación de los cañones	37
1.4.3.1 Cañon tipo bala	37
1.4.3.2 Cañones tipo hidráulico	39
1.4.3.3 Cañones tipo cortadores mecánicos	40
1.5 GEOMETRÍA Y TAMAÑO DE PENETRACIÓN	40
1.6 SISTEMAS DE CAÑONEO	41
1.6.1 Cañoneo en bajo balance	42
1.6.2 Cañoneo en sobre balance	42
1.6.3 Cañoneo en sobre balance extremo	42
1.7 TÉCNICAS DE CAÑONEO	42
1.7.1 Disparos con cable eléctrico (Wireline, WL)	42
1.7.2 Disparos con cañones transportados por tubería (Tubing conveyed perforating, TCP)	44
2. ANÁLISIS ESTADO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	47
2.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	47
2.2 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	48
2.2.1 Tubería de revestimiento conductora o guía	49
2.2.2 Tubería de revestimiento superficial	49
2.2.3 Tubería de revestimiento intermedia o de protección	50

2.2.4 Tubería de revestimiento de explotación o de protección	50
2.2.5 Tubería de revestimiento colgada o liners	50
2.3 CARGAS OPERACIONALES DURANTE LA VIDA DE UN POZO	51
2.3.1 Efecto de los diferenciales de presión	52
2.3.2 Efecto del choque	53
2.3.3 Efecto de la curvatura del pozo	53
2.3.4 Efecto del pandeo en la tubería	53
2.3.5 Efecto de la temperatura	54
2.4 MODOS DE FALLA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	54
2.5 DIAGNOSTICO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	56
2.5.1 Métodos de evaluación directos de la integridad del revestimiento	56
2.5.1.1 Multifinger caliper tool MFCT.	56
2.5.1.2 Tubing geometry sonde TGS.	62
2.5.1.3 Ultrasonic imager tool USI.	64
2.5.1.4 Ultrasonic corrosión imager UCI.	66
2.5.1.5 Electromagnetic casing inspection tool (EM pipe Scanner).	70
2.5.1.6 Ultrasonic borehole imager UBI.	72
2.5.1.7 Videocámaras.	74
2.5.1.8 Bloque de impresión.	75
2.5.2 Métodos de evaluación indirecta de la integridad del revestimiento	75

2.6 HERRAMIENTAS USADAS PARA LA REPARACIÓN DE LAS DISTINTAS FALLAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	76
2.6.1 Herramientas de molienda (Mill tolos)	76
2.6.1.1 Junk Mill.	79
2.6.1.2 Tapper Mill.	80
2.6.1.3 Pilot Mill.	81
2.6.2 Metal Skin	83
2.6.3 Raspadores (Casing Scraper)	84
2.6.4 Trompo	85
2.6.5 Casing Roller	86
3. ANÁLISIS DE LA INTEGRIDAD EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS	87
3.1 CEMENTACIÓN DE POZOS	87
3.2 OPERACIONES DE CEMENTACIÓN	87
3.2.1 Cementación primaria	87
3.2.2 Tapones de cemento	89
3.2.2.1 Tapón de cemento balanceado.	89
3.2.2.2 Tapón de cemento forzado.	92
3.2.3 Cementación correctiva	94
3.2.3.1 Cementación correctiva a altas presiones (Squeeze).	95
3.2.3.2 Cementación por circulación con retenedores.	98

3.3 LECHADA DE CEMENTO	98
3.3.1 Componentes de la lechada de cemento	98
3.3.2 Propiedades de la lechada de cemento	101
3.4 MODOS DE FALLA DEL CEMENTO	103
3.4.1 Cemento canalizado	104
3.4.2 Cemento parcial o a baches	104
3.4.3 Cemento degradado	105
3.4.4 Cemento inexistente	106
3.5 DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL CEMENTO	107
3.5.1 Métodos de evaluación directa del estado del cemento	107
3.5.1.1 Cement Bond Log (CBL).	108
3.5.1.2 Variable Density Log (VDL).	110
3.5.2 Métodos de evaluación indirecta del estado del cemento	111
4. METODOLOGÍA PARA EL DIAGNOSTICO DEL ESTADO DE POZOS CANDIDATOS Y LA VIABILIDAD DEL CAÑONEO EN CAMPO ESCUELA COLORADO	112
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO	121
6. CONCLUSIONES	139
7. RECOMENDACIONES	140
BIBLIOGRAFÍA	141
ANEXOS	145

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1: Tren de explosivos.	24
Figura 2. Curva temperatura-tiempo de explosivos.	28
Figura 3. Detonador eléctrico.	29
Figura 4. Detonador por percusión.	30
Figura 5. Cordón detonante.	31
Figura 6. Carga hueca.	32
Figura 7. Revestimiento cónico de carga hueca de alta penetración.	33
Figura 8. Revestimiento hemisférico de carga hueca de hueco grande.	33
Figura 9. Detonación de la carga	35
Figura 10. Tipos de cañones.	36
Figura 11. Cañón perforado por una bala durante prueba en superficie.	38
Figura 12. Geometria tipica de perforacion.	41
Figura 13. Tipos de tuberia de revestimiento.	48
Figura 14. Imagen 3D que muestra deterioramiento del revestimiento por corrosion y depositos.	57
Figura 15: Registro del MFCT a un revestimiento nuevo de 9 5/9 in.	59
Figura 16: Registro del MFCT a un revestimiento usado de 9 5/9 in.	61
Figura 17. Registro TGS a una sección de revestimiento.	63

Figura 18. Registro USI para identificar tope de cemento y estado del revestimiento.	65
Figura 19. Principios básicos de la herramienta UCI.	67
Figura 20. Registro UCI tomado al pozo A-10 del campo Ghawar de Arabia Saudita.	69
Figura 21. Registro EM pipe scanner a una tubería de revestimiento de 5 ½ in cañoneado.	72
Figura 22. Cuerpo de la herramienta de toma de imágenes UBI.	73
Figura 23. Registro UBI tomado a una liner de 7 in.	74
Figura 24. Imagen capturada de un pozo con basura y escombros en fondo.	75
Figura 25. Herramientas Junk Mills.	80
Figura 26. Herramienta Tapper Mill.	81
Figura 27. Herramienta Pilot Mill.	82
Figura 28. Secuencia de corrida de herramienta metal skin.	83
Figura 29. Herramienta usada para raspar el revestimiento (Casing Scraper).	85
Figura 30. Trompo para reparar revestimientos.	85
Figura 31. Herramienta Casing Roller.	86
Figura 32. Cemento canalizado.	104
Figura 33. Cemento parcial o a baches.	105
Figura 34. Cemento degradado	106

Figura 35. Cemento inexistente.	107
Figura 36. Ejemplo de un registro compuesto con CBL.	110
Figura 37. Recopilación de datos pozo Colorado 58 entregados por yacimientos.	123
Figura 38. Estado mecánico actual del pozo Colorado 58.	128

LISTA DE FIGURAS EN ANEXO

	Pag.
Figura 39. Recopilación de datos pozo Colorado 36 entregados por yacimientos.	145
Figura 40. Estado mecánico pozo Colorado 36.	151
Figura 41. Recopilación de datos pozo Colorado 37 entregados por yacimientos.	152
Figura 42. Estado mecánico pozo Colorado 37.	158
Figura 43. Recopilación de datos pozo Colorado 38 entregados por yacimientos.	159
Figura 44. Estado mecánico pozo Colorado 38.	164
Figura 45. Recopilación de datos pozo Colorado 55 entregados por yacimientos.	165
Figura 46. Estado mecánico pozo Colorado 55.	170
Figura 47. Recopilación de datos pozo Colorado 67 entregados por yacimientos.	171

Figura 48. Estado mecánico pozo Colorado 67.

176

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Clasificación de explosivos.	25
Tabla 2. Especificaciones herramienta multifinger caliper tool (MFCT).	58
Tabla 3. Optimización de las ratas de demolición para distintos escenarios en pozo.	77
Tabla 4. Pozos candidatos inactivos Campo Escuela Colorado.	99
Tabla 5. Pozos candidatos activos Campo Escuela Colorado.	122
Tabla 6. Datos pozo Colorado 58.	124
Tabla 7. Antecedentes pozo Colorado 58.	126

LISTA DE TABLAS EN ANEXO

	Pag.
Tabla 8. Datos pozo Colorado 36.	146
Tabla 9 Antecedentes pozo Colorado 36.	148
Tabla 10. Resumen aplicación de Metodología Colorado 36.	149
Tabla 11. Datos pozo Colorado 37.	153
Tabla 12. Antecedentes pozo Colorado 37.	155
Tabla 13. Resumen aplicación de Metodología Colorado 37.	157
Tabla 14. Datos pozo Colorado 38.	159
Tabla 15. Antecedentes pozo Colorado 38.	161

Tabla 16. Resumen aplicación de Metodología Colorado 38.	162
Tabla 17. Datos pozo Colorado 55.	166
Tabla 18. Antecedentes pozo Colorado 55.	168
Tabla 19. Resumen aplicación de Metodología Colorado 55.	169
Tabla 20. Datos pozo Colorado 67.	172
Tabla 21. Antecedentes pozo Colorado 55.	174
Tabla 22. Resumen aplicación de Metodología Colorado 67.	175

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN EN LA DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD DE UN PROCESO DE RECAÑONEO DE ALTA PENETRACIÓN EN CAMPO ESCUELA COLORADO.*

AUTORES: JENNIFFER ANDREA FLOREZ TAPIAS, OSKAR JULIAN HERNANDEZ USEDA**.

PALABRAS CLAVES: Completamiento, Cañoneo, Operaciones, Campo Escuela Colorado

DESCRIPCIÓN:

En la ejecución de toda actividad petrolera, la principal variable a controlar y mejorar es la producción de crudo. Con la disminución de los grandes descubrimientos y el decaimiento de las reservas durante los últimos años, gran parte del desarrollo y la investigación se han enfocado en la creación de tecnologías y métodos que permitan aumentar el factor de recobro de los campos existentes.

Este documento pretende determinar la viabilidad operativa de la implementación de una de estas nuevas tecnologías, por estar razón se centra en el desarrollo de una metodología que permita evaluar la posibilidad de implementar una campaña de recañoneo de alta penetración en campos maduros; buscando con esto el incremento de la producción en el Campo Colorado.

Inicialmente se hizo un estudio de los tipos de cañones y los factores que afectan su desempeño, seguidamente se consideraron los métodos de evaluación existentes ya sean directos o indirectos del estado mecánico de un pozo, para lo cual se analizaron las diferentes herramientas y métodos empleadas en el diagnóstico del revestimiento y el cemento.

Finalmente aplicando los conocimientos previos y la experiencia de campo se planteó la metodología más apropiada a aplicar para determinar si es factible operativamente ejecutar un procedimiento de recañoneo en un pozo viejo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Herney Delgado Martinez

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR CASING AND COMPLETION STATUS DIAGNOSIS ON THE FEASIBILITY DETERMINATION OF A DEEP SHOOTING PROCESS IN COLORADO OILFIELD. *

AUTHORS: JENNIFFER ANDREA FLOREZ TAPIAS, OSKAR JULIAN HERNANDEZ USEDAR**.

KEY WORDS: Completion, Casing integrity, Operations, Shooting, Colorado Oilfield.

DESCRIPTION:

In every oilfield development, the main variable to control and improve is the oil production. Along with the diminution of the great discoveries and the decreasing in oil reserves over the last years, a considerable amount of the research and development has been focused on the technologies and methodologies creation which allows increasing the recovery factor of the existing oilfields.

This research project attempts to determine the operative feasibility of the implementation of one of these new technologies, for this reason, is focused in the development of a methodology which allows evaluating the possibility of implementing a new deep shooting campaign in mature oilfields, seeking with this the increase of the Colorado oilfield actual production.

Initially a study of the different kinds of perforating guns was made, along with the factors affecting their performance, followed by a consideration of the existing mechanical state diagnosis methods, whether direct or indirect. In order to achieve this, different tools and methods employed in the casing and cement completion diagnosis were analyzed.

Finally, applying the previous stated concepts and field experience, a novel methodology was planted, more appropriated for application in order to determinate if a deep shooting process in a mature oil well is factible to apply.

* Undergraduated Project.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Herney Delgado Martinez

INTRODUCCIÓN

Este documento busca satisfacer la necesidad del campo escuela colorado de determinar si los pozos seleccionados para una campaña de recañoneos resistirán la aplicación de estos procedimientos, mediante la propuesta de una metodología que proporcione una guía práctica y detallada para el diagnóstico de los estados tanto de la tubería de revestimiento como del trabajo de cementación y así entonces determinar si es factible o no realizar un cañoneo de alta penetración en el pozo al cual se le aplica esta metodología.

En el primer capítulo se busca dar claridad acerca de todo lo que compone los procedimientos de cañoneo, barriendo desde los antecedentes del mismo, pasando por los fundamentos teóricos, ensamblajes y técnicas de cañoneo hasta terminar en las distintas configuraciones haciendo especial hincapié, en clarificar lo que es una carga de alta penetración y sus implicaciones.

Seguidamente se procede ilustrar al lector acerca de los procedimientos, técnicas y herramientas empleadas para la evaluación, diagnóstico y reparación de las tuberías de revestimiento de pozos, haciendo una pausa para mostrar las posibles causas de los daños que se pueden llegar a presentar en el revestimiento; de igual manera se exponen las herramientas de diagnóstico y los procedimientos empleados para la evaluación y reparación de los trabajos de cementación de los pozos.

Ya para finalizar y como aplicación del conocimiento consignado en capítulos anteriores en el último capítulo se plantea y ejecuta una metodología sencilla y concisa, que posibilita la evaluación de los pozos empleando métodos directos e indirectos de diagnóstico, para así determinar con claridad el estado en el que se encuentran los pozos evaluados y así señalar si resulta o no viable la implementación de un procedimiento de recañoneo en el pozo evaluado.

MARCO TEÓRICO

1. CAÑONEO DE POZOS

Durante la culminación de los trabajos a realizar en un pozo para la obtención de hidrocarburos, es importante el establecimiento de una comunicación efectiva con la formación productora para el intercambio de fluidos que permitan la producción del pozo. Dicha conexión entre la zona productora y el pozo, depende del propósito de diseño del completamiento, el cual puede variar de hueco abierto a uno con revestimiento y cementado.

Todo pozo completado con tubería debe ser cañoneado para permitir el flujo de fluidos con la zona productora. La operación de cañoneo es un procedimiento que mediante un aumento de presión, perfora revestimiento, cemento y formación, construyendo así un puente de conexión entre la formación y el pozo, el cual habilita la producción del mismo. Esta actividad requiere que las perforaciones sean idealmente limpias, de tamaño y profundidad uniforme y que no afecten la integridad del revestimiento y la cementación; razón por la cual, el diseño del cañoneo requiere tener en cuenta las condiciones a las que se encuentra el yacimiento, las características de la formación y los requerimientos pedidos por el pozo.

Con el cañoneo de un pozo se presenta un aumento en los costos, especialmente cuando se tienen ángulos grandes o intervalos de penetración amplios; sin embargo, es una actividad que representa numerosas ventajas con respecto a un hueco abierto, pues no solo brinda una conexión más segura y eficiente entre la formación y el pozo, sino que permite añadir posteriormente nuevas zonas de la formación e incluso re-cañonear zonas que habían sido taponadas por escamas o depósitos y que venían disminuyendo la producción.

1.1 ANTECEDENTES¹

La operación de disparos se remonta al año 1926 cuando el cañoneo de balas fue patentado, este procedimiento usaba balas metálicas y un propelente que ubicados dentro de pequeños cartuchos eran bajados al fondo del pozo y disparados por medio de una impulso eléctrico, enviando así la bala hacia la formación de la misma manera que un cañón dispara su carga, este procedimiento se posiciono entre los años 1930 y 1950 como el método más usado y efectivo pese a sus obvias limitaciones en las formaciones altamente consolidadas, donde difícilmente se lograba penetrar la formación.

Las limitaciones del método de balas llevaron al desarrollo de otros procedimientos más prometedores, como es el caso de la inyección de agua y arena a altas presiones dirigida mediante una boquilla para que impactara el casing y así conseguir una perforación más uniforme, limpia y casi sin daño; pese a las ventajas anteriormente mencionadas este método resulto ineficiente debido a los altos costos de la inyección del agua a presión así como la limitación que tenía de hacer una sola perforación a la vez, convirtiéndolo en un procedimiento completamente inviable a la hora de perforar formaciones productoras de grandes espesores.

Ya en el año de 1948 se empezó a implementar la tecnología de cargas huecas, basada en una tecnología antitanques que permitía perforar los cascos blindados de dichos vehículos y que fue desarrollada durante la segunda guerra mundial, esta tecnología es al que actualmente conocemos como cañones tipo jet, que se han generalizado a tal punto que en la actualidad más del 95% de las operaciones de cañoneo se realizan usando este método, es por esto que los avances en tecnología se centran principalmente en el mejoramiento de esta forma de cañón, por lo cual se describirá más detalladamente conceptos que permitan un estudio más exhaustivo de los disparos tipo jet.

¹ SMITHSON Tony; "Definición de operaciones de disparos" Olfield review 2012.

1.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL CAÑONEO²

Para entender la operación de cañoneo y lograr que sea exitosa, es necesario tener en cuenta varios conceptos importantes para el entendimiento de esta operación.

1.2.1 Densidad de disparo: Se define densidad de disparos, como el valor que refleja el número de disparos por unidad de longitud que están produciendo o inyectando con eficiencia. Los valores más comunes se encuentran entre 2 a 4 disparos por pie (DPP). El aumento en la densidad de los disparos tiende a dejar el revestimiento en malas condiciones, ya que implica realizar múltiples disparos en un mismo plano, lo que debilita el revestimiento.

1.2.2 Dirección de tiro: La dirección de tiro, indica el ángulo entre las cargas que van a ser disparadas. Las perforaciones se hacen alrededor de todo el revestimiento y no en una sola línea, por lo que los tiros pueden estar en una o varias direcciones, de acuerdo con el ángulo en que se encuentre (0°, 90°, 120°, y 180°). La distribución de los disparos, reduce la caída de presión cerca de la cara del pozo y ayuda a que el flujo que se genere sea alrededor de todo el pozo; evitando así, que el revestimiento se debilite de un solo costado.

1.3 TREN DE EXPLOSIVOS^{3 4 5}

² CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

³ CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

⁴ BELLARBY Jonathan; “Well completion design” Elsevier 2009.

⁵ GALARZA Jorge; “Estudio de factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo, Gustavo Galindo Velasco, provincia de Santa Elena” Universidad Estatal Península de Santa Elena 2013.

Los componentes del tren explosivo están típicamente conformados por tres elementos: un detonador que inicia el proceso explosivo, un cordón detonante que trasmite la detonación a lo largo del cañón y las cargas huecas moldeadas que son las encargadas de penetrar hasta la formación, estos elementos son mostrados en la figura 1.

En una fracción de segundo, el tren de explosivos es detonado para que las cargas huecas distribuidas a lo largo del cañón, disparen un chorro de energía en una sola dirección que penetrara la formación. Esta energía direccionada genera presiones altas que deforman el revestimiento y aplasta el cemento y la formación. El material resultante del pozo no se destruye en el proceso, por lo que los desechos generados en el cañoneo deben ser eliminados de forma rápida y eficaz.

Figura 1. Tren de explosivos



Fuente: BELLARBY Jonathan; "Well completion design" Elsevier 2009.

1.3.1 EXPLOSIVOS

Existe una variedad de diferentes explosivos comercializados para el uso del cañoneo. Estos explosivos varían de acuerdo a la energía generada en la detonación y a la estabilidad de la temperatura, por lo que se clasifican en dos tipos: los altamente explosivos y los explosivos bajos.

Los altamente explosivos son los usados en el tren de explosivos del cañón, los cuales se caracterizan por que su detonación ocurre a velocidades supersónicas. Los explosivos bajos reaccionan a una velocidad subsónica en un proceso llamado deflagración; razón por la cual esta clase de explosivo no es usado en aplicaciones de cañoneo tipo jet. La tabla 1, presenta la clasificación de los principales explosivos encontrados y sus usos.

Tabla 2. Clasificación de explosivos

SIGL A	Nombre	Formula	Características
TNT	Trinitrotolueno	$C_6H_2(NO_2)_3CH_3$	Se desestabiliza a 176°F por lo que no es adecuado para uso en pozo
RDX	Royal demolition explosive	$C_3H_6N_6O_6$	Explosivo más usado en pozos. Posee una densidad de 1.8 g/cm ³ , una velocidad de detonación de 28700 ft/s y una presión de detonación de 5 MMpsi.
HMX	High melting explosive	$C_4H_8N_8O_8$	Resiste una mayor temperatura que el RDX. Posee una densidad de 1.9 g/cm ³ , una velocidad de detonación de 30000 ft/s y una presión de detonación de 5.7

			MMpsi.
HNS	Hexanitrostilbene	$C_{14}H_6N_6O_{12}$	Aumenta estabilidad para altas temperaturas, pero reduce su poder de penetración en comparación con el HMX. Posee una densidad de 1.74 g/cm ³ , una velocidad de detonación de 24300 ft/s y una presión de detonación de 3.5 MMpsi.
PYX	Picrylaminodinitropyridine	$C_{17}H_7N_{11}O_{16}$	Ofrece una mayor penetración de la formación comparado con los otros explosivos. Posee una densidad de 1.77 g/cm ³ , una velocidad de detonación de 24900 ft/s y una presión de detonación de 7.7 MMpsi.
TATB	Triaminotri-nitrobenzene	$C_{17}H_7N_{11}O_{16}$	No es usado en pozos. Generalmente se encuentra en sistemas de misiles y se caracteriza por ser difícil su detonación.
HTX	High-temperature explosive	Combinación de HNS y TATB	Posee diferentes formulaciones posibles; proporciona mejor penetración que el HNS.

Fuente: BELLARBY Jonathan; “Well completion design” Elsevier 2009.

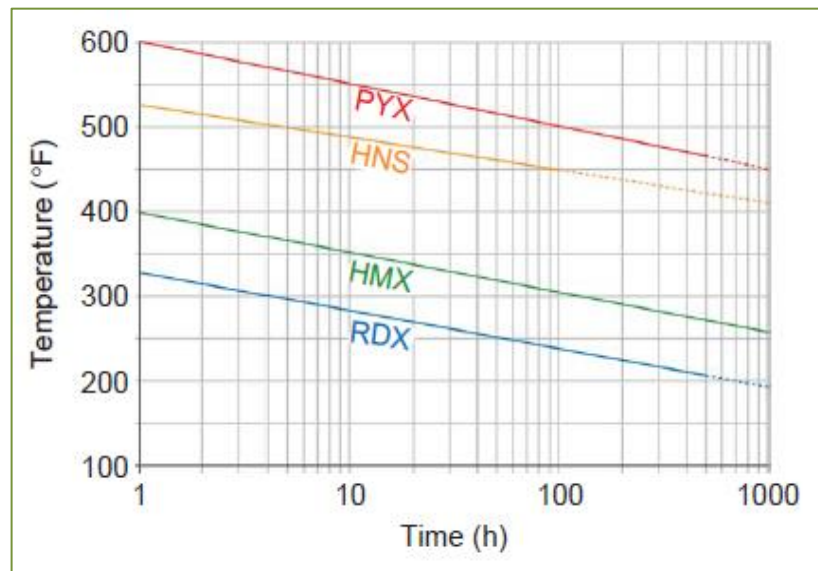
Adicionalmente, existe una clasificación de los explosivos de velocidades supersónicas o altamente explosivos, la cual divide este tipo de explosivos en

primarios y secundarios. Los explosivos primarios son los usados para la iniciación de la detonación, por lo cual requieren de especial cuidado pues se hacen sensibles al calor, la llama, la fricción, el impacto y las descargas eléctricas. Los explosivos secundarios son menos sensibles a factores externos, por lo cual su detonación presenta una mayor dificultad; son utilizados especialmente en las cargas huecas, pero también se encuentran como iniciadores y en los cordones detonantes.

Dado que el poder del explosivo se deteriora cuando se encuentra expuesto a altas temperaturas, es necesario analizar la estabilidad térmica del material empleado. Las tasas de descomposición de los explosivos son funciones exponenciales de la temperatura; por lo que un explosivo dependiendo de la temperatura a la que esté sometido puede reaccionar en cuestión de microsegundos o en cuestión de millones de años. La figura 3, muestra una representación gráfica de la relación tiempo-temperatura de los principales explosivos secundarios empleados en pozo, la cual ha sido desarrollada experimentalmente como guía para controlar la degradación térmica de los explosivos.

Si la relación tiempo-temperatura es excedida, una descomposición térmica puede llegar a tener lugar, lo que terminaría ocasionando una explosión. De manera que los límites de tiempo-temperatura no se deberían exceder a fin de evitar accidentes y problemas operacionales. Cabe resaltar que en estas curvas no se estableció un factor de seguridad y se consideró a la temperatura como único factor que afecta a la temperatura, por lo que los cálculos empleados mediante el uso de estas graficas debe someterse a reevaluaciones dependiendo de las condiciones a las que se va a trabajar el explosivo.

Figura 2. Curva temperatura-tiempo de explosivos



Fuente: BELLARBY Jonathan; “Well completion design” Elsevier 2009.

1.3.2 Detonadores⁶⁷: Las operaciones de cañoneo generalmente implican la utilización de explosivos de alto orden secundarios, los cuales requieren de la utilización de una fuente externa para iniciar su detonación. Un detonador puede activar el explosivo mediante dos formas: detonación eléctrica y detonación por percusión.

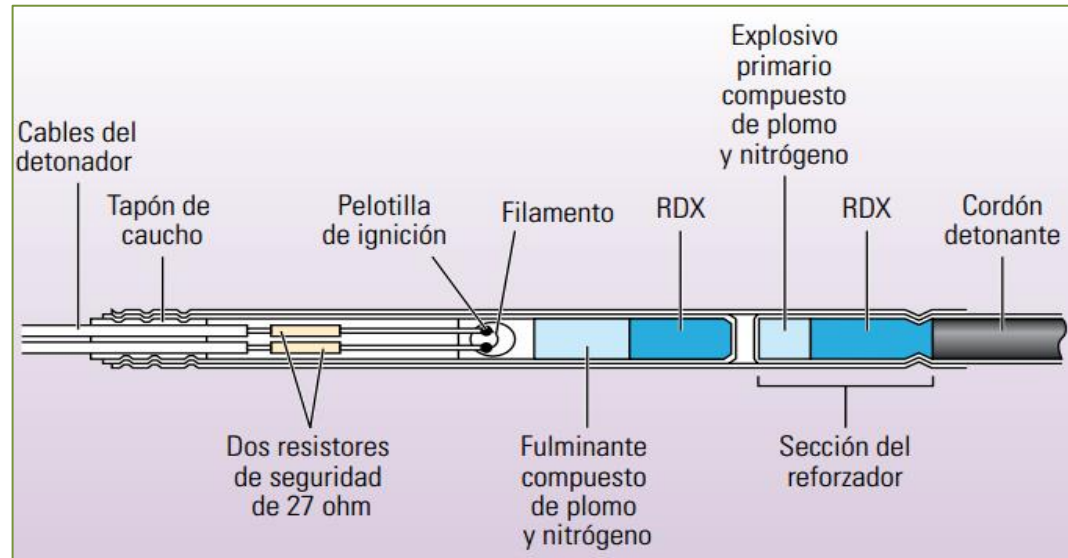
1.3.2.1 Detonadores eléctricos: La detonación eléctrica es iniciada cuando una corriente pasa a través de un filamento que enciende una mecha e inicia una reacción en cadena, la cual empieza con la detonación de un explosivo primario compuesto por plomo y nitrógeno que hace posteriormente detonar el explosivo secundario. Los detonadores eléctricos se bajan con cable para asegurar la conexión eléctrica con superficie cuando se mande la corriente que dispare las

⁶CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominador de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

⁷ GALARZA Jorge; “Estudio de factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo, Gustavo Galindo Velasco, provincia de Santa Elena” Universidad Estatal Península de Santa Elena 2013.

cargas. La configuración de este sistema se presentada en la figura 4, la cual varía dependiendo de los explosivos usados en la detonación.

Figura 3. Detonador eléctrico



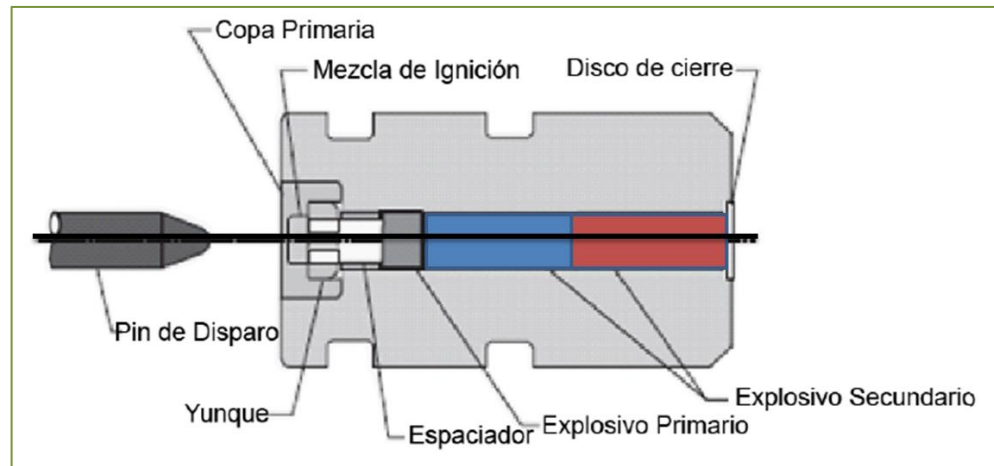
Fuente: SMITHSON Tony; “Definición de operaciones de disparos” Olfield review 2012

A pesar de que los detonadores eléctricos se consideran confiables, se deben desarrollar numerosos procedimientos de seguridad que eviten la detonación accidental del mismo. Dichas prácticas incluyen la desconexión del suministro eléctrico durante el armado del Cañón, la puesta a tierra de los sistemas eléctricos, y la des-habilitación de las transmisiones radiales, las cuales plantean un gran peligro al poder inducir corriente en los cables de detonación, adicionalmente se debe evitar cañonear después de una lluvia ya que esto puede haber cargado los equipos metálicos de estática y generar chispas durante la operación.

1.3.2.2 Detonadores por percusión: Los detonadores iniciados mecánicamente son los conocidos como detonadores por percusión. El detonador se conecta al cordón detonante, lo que genera una onda de choque que hace detonar las cargas huecas en la pistola de disparo. Este tipo de detonador se activa por un golpe

proporcionado por un pin de disparo a una parte sensible del detonador, generando la reacción de los explosivos primarios y secundarios. La figura 5, presenta un ensamble típico de este tipo de detonadores.

Figura 4. Detonador por percusión

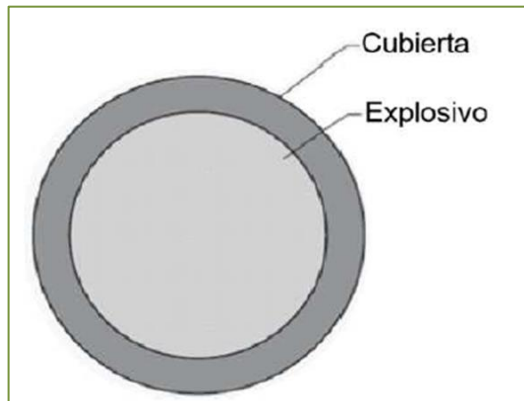


Fuente: CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominador de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

Una de las principales ventajas encontradas en el uso de estos detonadores mecánicos es la no susceptibilidad a problemas eléctricos; sin embargo, también requieren prácticas de seguridad amplias pues un golpe puede activar el detonador y generar un accidente.

1.3.3 Cordón de detonación: El cordón detonante suele ser de material plástico o metálico, el cual recubre un núcleo que por lo general contiene material explosivo secundario como se aprecia en la figura 6. Su función principal es transmitir la onda de detonación de una carga hueca a otra a lo largo del Cañón.

Figura 5. Cordón detonante



Fuente: CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominador de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

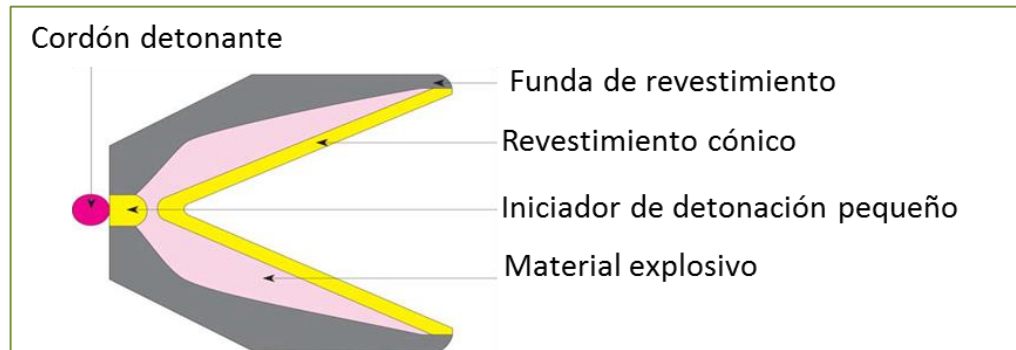
1.3.4 Cargas huecas moldeadas^{8 9 10}: Las cargas huecas moldeadas son las encargadas de direccionar la energía del disparo en forma de chorro para penetrar hasta la formación. Están diseñadas para generar combinaciones óptimas de tamaño y profundidad del hueco. Consisten de cuatro elementos presentados en la figura 6: un iniciador de la detonación pequeño que actúa como el enlace entre el cordón detonante y el material explosivo; una funda de revestimiento externa que mantiene los explosivos en su lugar; material explosivo que genera la energía usada para el cañoneo; y, un revestimiento cónico que crea el chorro de energía de alta presión que perfora tubería, cemento y roca.

⁸ BEHRMANN Larry; E. BROOKS James; FARRANT Simon; FAYARD Alfredo; VENKITARAMAN Adi; BROWN Andrew; MICHEL Charlie; NOORDERMEER Alwyn; SMITH Phil; UNDERDOWN David; “Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad” Oilfield review 2000.

⁹ BELLARBY Jonathan; “Well completion design” Elsevier 2009.

¹⁰ CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominador de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

Figura 6. Carga hueca



Fuente: BELLARBY Jonathan; "Well completion design" Elsevier 2009.

Las cargas huecas definen la geometría del orificio que se está realizando, por lo que se tienen variedad de formas y tamaños para obtener resultados diferentes. Se clasifican en dos grandes grupos: Las cargas huecas de penetración profunda (DP) y las cargas huecas de huecos grandes (BH).

1.3.4.1 Cargas huecas de penetración profunda (DP): Cuando el daño a la formación es grande y la productividad del pozo se ve afectada, se busca una penetración más profunda que reduzca la caída de presión. Este aumento en la longitud del orificio se logra emitiendo chorros de energía prolongados con perfiles de velocidades óptimos. Una carga de penetración profunda, posee una estructura de revestimiento cónica que genera un hueco estrecho, alargado y fino.

El revestimiento cónico se halla compuesto de diversas mezclas de metal pulverizado de alta densidad, lo que genera máxima longitud de descarga y mayor presión de impacto que maximiza la penetración. Los diseños y materiales usados en el revestimiento, proporcionan distintos rangos de penetración en la roca; por lo que existen nuevos diseños de revestimiento que logran una mayor eficiencia de penetración. La figura 7, enseña distintos revestimientos usadas para cargas huecas de alta penetración.

Figura 7. Revestimiento cónico de carga hueca de alta penetración



Fuente: CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

1.3.4.2 Cargas huecas de hueco grande (BH): Las cargas huecas de hueco grande, buscan optimizar la resistencia del revestidor y reducir los residuos generados en la operación de cañoneo, al aumentar el área de flujo e incrementar el rendimiento de la densidad de disparos. Se caracterizan por tener un revestimiento parabólico o hemisférico como se observa en la figura 8, el cual provoca un chorro de energía con bajas velocidades.

Figura 8. Revestimiento hemisférico de carga hueca de hueco grande



Fuente: CEVALLOS Christian; “Estudio de disparos con carga dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano” Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010.

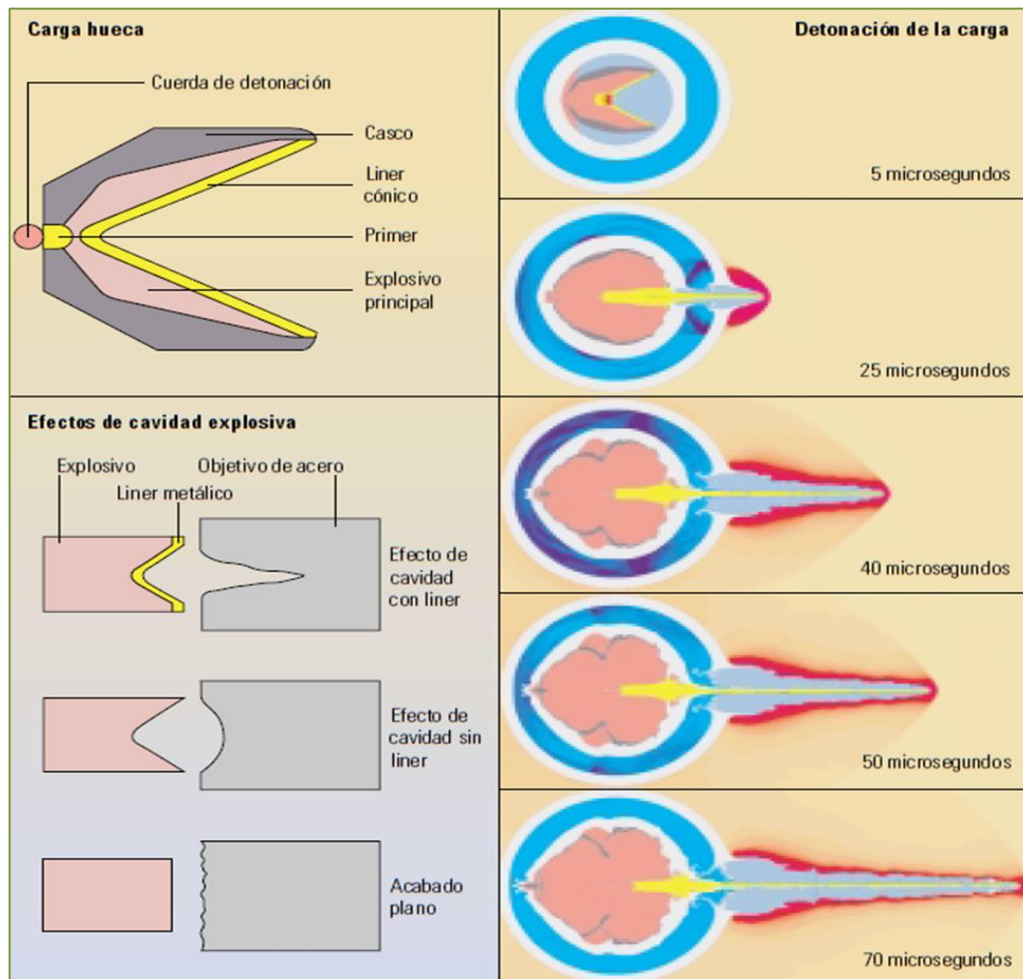
1.3.5 Proceso de penetración¹¹¹²: El proceso para realizar los disparos, comienza cuando al detonar el explosivo secundario que pasa por el cordón detonante, se produzca una reacción en cadena que active todas las cargas huecas. El chorro de gran potencia que se genera en cada carga, logra alcanzar velocidades de 30000 pies por segundo, generando presiones que varían entre 5 y 15 millones de psia. Esta presión deforma el revestimiento y tritura el cemento y la formación. La penetración de la formación puede ser completada cuestión de microsegundos, como se aprecia en la figura 7; sin embargo, el material perforado debe ser removido por lo que suele tomar mayor tiempo.

- Proceso de detonación de la carga
 1. Carga sin detonar
 2. La carga se detona. La carcasa se expande. El liner de la carga comienza a colapsarse.
 3. Se forma un chorro de alta presión de partículas de metal fundido. La onda de presión viaja a 8000 ft/seg y presiones de más o menos 7 millones de psi.
 4. El chorro se desarrolla más. La presión hace que la velocidad aumente a 23000 ft/seg.
 5. La penetración se logra mediante una presión de impacto elevada en el revestidor (mayores a 3 millones de psi) y una presión de cerca 300000 psi en la formación.

¹¹BELLARBY Jonathan; "Well completion design" Elsevier 2009.

¹² GALARZA, Jorge. "Estudio de la factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo Gustavo Galindo Velasco, Provincia de Santa Elena" Universidad Estatal Península de Santa Elena 2013.

Figura 9. Detonación de la carga



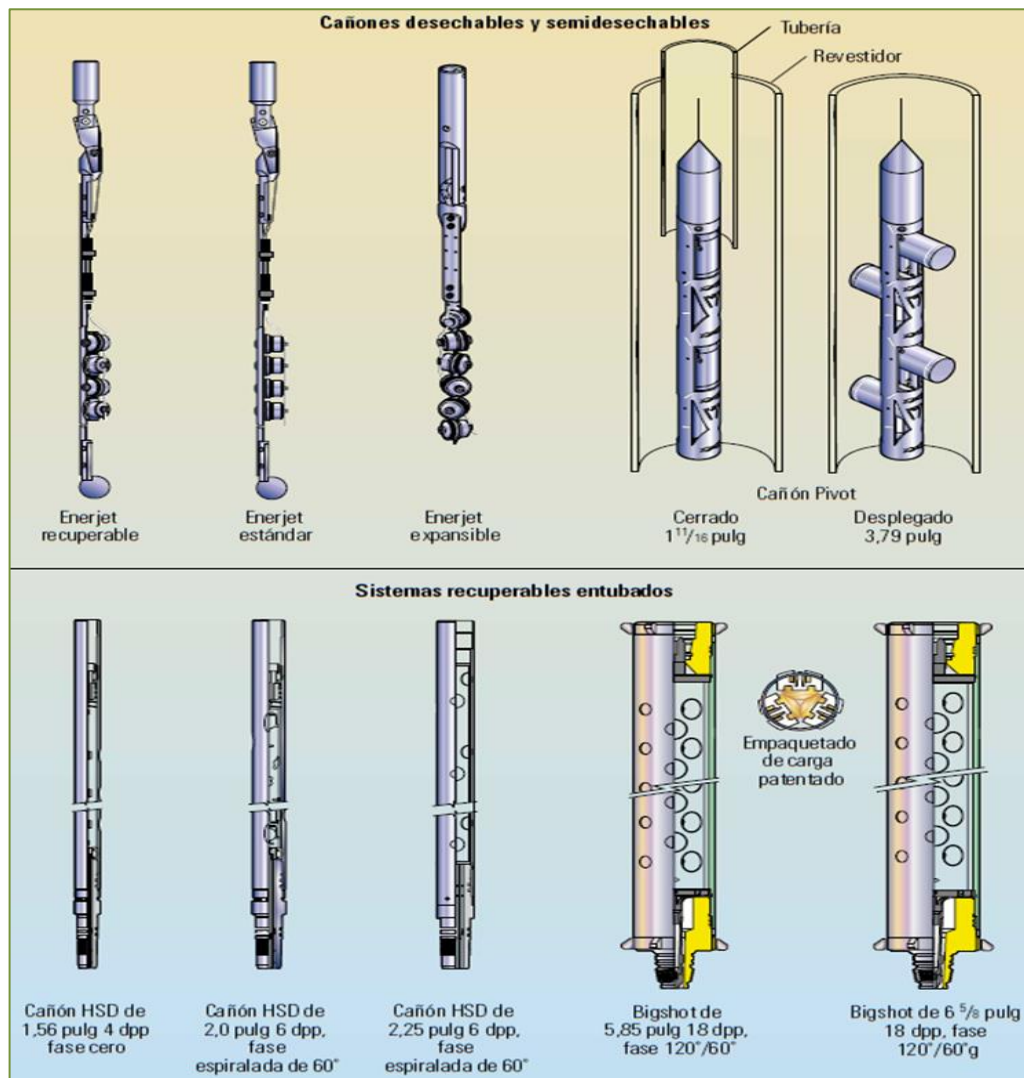
Fuente: BEHRMANN Larry; E. BROOKS James; FARRANT Simon; FAYARD Alfredo; VENKITARAMAN Adi; BROWN Andrew; MICHEL Charlie; NOORDERMEER Alwyn; SMITH Phil; UNDERDOWN David; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad" Olfield review 2000

1.4 CAÑONES¹³

¹³ BEHRMANN Larry; E. BROOKS James; FARRANT Simon; FAYARD Alfredo; VENKITARAMAN Adi; BROWN Andrew; MICHEL Charlie; NOORDERMEER Alwyn; SMITH Phil; UNDERDOWN David; "Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad" Olfield review 2000

El tren de explosivos se encuentra colocado en cañones que se bajan al fondo de pozo hasta alcanzar la profundidad a la que se planea perforar. Los cañones pueden ser de dos tipos: recuperables entubados y desechables y semi-desechables. Estos sistemas se encuentran disponibles en iguales tamaños para ambos casos, como se aprecia en la figura 10.

Figura 10. Tipos de cañones



Fuente: BEHRMANN, Larry; BROOKS, James; FARRANT, Simon; FAYARD, Alfredo; VENKITARAMAN, Adi; BROWN, Andrew; MICHEL, Charlie; NOORDERMEER, Alwyn; SMITH, Phil; UNDERDOWN, David. "Técnicas de

1.4.1 Cañones desechables y semidesechables: Los cañones desechables y semi-desechables, se utilizan en operaciones realizadas a través de tubería de producción y se bajan con cable de acero y línea de arrastre. Las cargas dentro de estos cañones están expuestas en el pozo por lo que se encapsulan en contenedores separados y resistentes a la presión. Una vez se efectúa el disparo, los residuos de estos cañones descartables quedan en el pozo.

Los cañones desechables, suelen ser de un material quebradizo, el cual se destruye una vez realizada la detonación y logra una mayor penetración que los otros sistemas. Los cañones semi-desechables son menos eficientes y vienen equipados con un porta carga que permite su recuperación luego de la operación.

1.4.2 Cañones recuperables entubados: Los cañones recuperables entubados pueden ser bajados con cable de acero, tuberías de producción, sartas de perforación, unidades para entubar contra presión o por tubería flexible con o sin línea eléctrica. En estos cañones, las cargas se encuentran dentro de transportadores huecos de acero, los cuales son recuperados o liberados y abandonados en fondo una vez completada la operación.

Este tipo de cañones, suelen ser operados a grandes profundidades, altas presiones y altas temperaturas. No deforman la tubería de revestimiento y pueden ser reutilizables hasta 100 veces.

1.4.3 Clasificación de los cañones

1.4.3.1 Cañón tipo bala: Los cañones tipo bala tuvieron su auge en los años 30, como un método efectivo y relativamente sencillo de comunicar la formación con el pozo.

Consisten en un cilindro de acero que aloja un grupo de recamaras acomodadas con una disposición radial que en su interior contienen balas o perdigones, cuyos diámetros varían desde 1/16" hasta 9/16" y un detonante o propelente que al encenderse con una mecha impulsa la bala fuera de la recamara a una velocidad de 3300 ft/s, haciendo que esta colisione y atraviese el revestimiento y el cemento deteniéndose finalmente formación adentro, como se aprecia en la figura 11.

Figura 11. Cañón perforado por una bala durante prueba en superficie



Fuente: Petrowiki

Este tipo de cañón puede alcanzar profundidades de penetración de hasta 15", en formaciones poco consolidadas donde su rendimiento es óptimo. Este rendimiento se ve severamente afectado cuando la formación se encuentra sometida a elevados esfuerzos de compresión (>2000 psi).

Estos cañones pueden configurarse para que detonen de forma selectiva o en simultáneo, y están en condiciones de soportar presiones de hasta 20000 psi y

temperaturas de 250 °F, lo que de cierta manera los hace aplicables a pozos profundos

Una de sus mayores ventajas consiste en el hecho de que las balas realizan perforaciones limpias, uniformes y libres de escombros que taponen la formación, disminuyendo entonces el daño generado por la operación.

Debido a la uniformidad de los huecos resultantes en el revestimiento y el cemento, pueden ser usados como un método adecuado para el control de arenas en yacimientos con altos índices de arenamiento.

1.4.3.2 Cañones tipo hidráulico: Los cañones tipo hidráulico hicieron su aparición en los 60 como una alternativa más segura que los cañones tipo bala, ya que no implican la manipulación de explosivos (propelente), ni la idea de tener balas en superficie que actúen como armas de fuego en caso de detonaciones accidentales.

Este sistema consiste en bajar una tubería con el extremo de fondo cerrado y unas boquillas el final de la misma, orientadas contra el revestimiento por las cuales se envía desde superficie agua cargada con un sólido abrasivo (generalmente arena) que impacta contra el revestimiento. La presión con la cual el fluido abrasivo alcanza el revestimiento debe ser suficiente para que se produzca un efecto de corte o desintegración y por tanto una penetración exitosa de la formación.

Este efecto puede mejorarse si se le añade nitrógeno a la corriente de fluido, esto debido a un efecto similar al que produce la cavitación en las bombas.

Una de sus ventajas además de la seguridad como se mencionó antes, es que debido a la continua circulación y a la potencia sostenida del impacto se obtienen perforaciones muy uniformes y libres de escombros, sin embargo debido a las altas presiones se pueden presentar intrusiones no deseadas de fluido a la formación productora.

Este tipo de cañón presenta un mejor rendimiento en formaciones consolidadas y semi-consolidadas, aunque resulta inefectivo cuando la formación a cañonear presenta un espesor considerable, debido al lento avance de la herramienta.

1.4.3.3 Cañones tipo cortadores mecánicos: Aunque no pueden llamarse cañones propiamente dichos ya que no disparan nada contra el completamiento del pozo, pueden considerarse como tales ya que su función es comunicar el pozo con una zona de interés.

Este tipo de cañones emplean cuchillas o herramientas de molienda (Junk Mill, Taper Mill) para hacer ranuras o ventanas que comuniquen el fondo del pozo con la formación de interés.

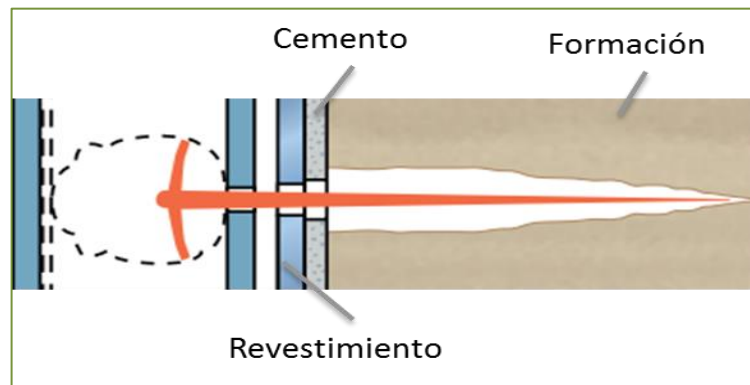
Son usados principalmente cuando se requiere hacer algún tipo de empaquetamiento o control de arenas, como es el caso de los empaquetamientos con grava.

1.5 GEOMETRÍA Y TAMAÑO DE LA PERFORACIÓN¹⁴

Durante el cañoneo de pozos, se logra penetrar tanto revestimiento como cemento y formación; situación que permite se presenten diferentes geometrías a lo largo del hueco perforado. La figura 12, muestra un esquema típico de cómo se apreciaría el punzonamiento con una carga hueca.

¹⁴ BELLARBY Jonathan; "Well completion design" Elsevier 2009.

Figura 12. Geometria típica de perforacion



Fuente: SMITHSON Tony; “Definición de operaciones de disparos” Olfield review 2012.

El revestimiento, es el primer obstáculo que se atraviesa con la detonación de la carga. Suele estar libre de irregularidades internas y presentar deformaciones en la parte exterior por donde sale el chorro de energía. Se caracteriza por presentar un diámetro menor a los encontrados en el cemento y en la formación, debido a las propiedades del material como tal que se está penetrando.

El orificio resultante en el cemento, puede resultar de mayor diámetro que el encontrado en la formación; sin embargo, determinar el tamaño y el diámetro del hueco en estas secciones requiere de pruebas físicas y registros.

En teoría, las pruebas físicas realizadas para determinar el tamaño y profundidad de la perforación, pueden ser realizadas en cualquier material, pero se suele usar concreto y arenisca consolidada. Las perforaciones realizadas en concreto suelen ser largas, mientras que las realizadas en areniscas varían de acuerdo a la dureza de la roca usada. La norma API RP 19B (2000), es el procedimiento estándar más usado por las empresas que realizan el servicio de cañoneo.

1.6 SISTEMAS DE CAÑONEO¹⁵

¹⁵ “Perforating solutions” Halliburton.

1.6.1 Cañoneo en bajo balance: Existe un desbalance en la operación cuando la presión dentro del pozo es menor que la presión de la formación. Los disparos en bajo balance, permiten mejorar la eficiencia de flujo, incrementar la longitud de los disparos y el área de flujo, minimizar la invasión de fluidos en la roca y optimizar la limpieza de residuos. Un excesivo bajo balance puede crear diferentes problemas operacionales, entre los cuales se encuentra el arenamiento en los cañones y el entrapamiento del ensamble del Cañon.

1.6.2 Cañoneo en sobre balance: El sobre balance en pozo se encuentra cuando la presión hidrostática es mayor a la presión de la formación. Su objetivo es fracturar la formación al momento del disparo; sin embargo, si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas que suelen ser difíciles de romper. Este sistema es implementado en la mayoría de los pozos y requiere que el pozo este cerrado. Se puede llevar a cabo con lodo o con fluidos limpios, tales como aceite o agua.

1.6.3 Cañoneo en sobre balance extremo: Un disparo con sobrepresión extrema implica que la presión del pozo exceda en gran medida la resistencia de la roca, lo cual produce la iniciación de una fractura o quiebre de la presión. Es un sistema de estimulación en la cercanía del pozo, que proporcionan rupturas en la formación que sirven como preparación para estimulaciones futuras.

1.7 TÉCNICAS DE CAÑONEO

Existen varios métodos con los cuales se puede disparar un cañón en fondo de pozo. Entre las principales técnicas encontramos: disparos con cable eléctrico y disparos con cañones transportados por tubería. Cada operación ofrece diferentes ventajas y desventajas, lo cual dificulta la elección de modelo a usar.

1.7.1 Disparos con cable eléctrico (WIRELINE, WL)¹⁶: Los sistemas de disparos operados con cable se efectúa cuando el pozo se encuentra en sobre balance. Es

¹⁶ DELGADO, Herney. Completamiento de pozos. Universidad Industrial de Santander. Clase.

una técnica que usa el cable para proporcionar comunicación entre la pistola de fondo y superficie. El cable brinda una correlación de profundidad precisa; no obstante, está limitado la geometría del pozo y la longitud y el peso de las pistolas. Estos disparos se pueden efectuar de dos formas: con cañones bajados por tubería de revestimiento (casing gun) y con cañones bajados por tubería de producción (through tubing).

- Procedimiento para realizar un cañoneo con Wireline
 1. Reunión de seguridad personal y pre operacional (normas de seguridad y descripción de la operación).
 2. Armar y probar en superficie la herramienta CCL (Casing Collar Locator: localizador de collares en el revestimiento).
 3. Armar el (ó los) cañón(es); medir la distancia desde LA MITAD del CCL hasta la primera bala y esta longitud se le resta al tope del intervalo a cañonear; ej: la distancia medida fue de 3 pies y el intervalo a cañonear es 6320'-6328', entonces se resta $6320' - 3' = 6317'$ y en esta profundidad ubicamos el CCL para cañonear.
 4. Conectar el cañón a la herramienta CCL, bajar hasta 200-300 pies y verificar el buen funcionamiento de la herramienta.
 5. Continuar bajando hasta 3-4 cuellos (collares) de revestimiento (si se puede) por debajo de la zona de interés.
 6. Se inicia el registro DE ABAJO HACIA ARRIBA, de mínimo 3 cuellos (collares) de revestimiento (a veces solo se pueden 2 ó 1), por debajo y por encima de la zona de interés y se comparan si están a la misma profundidad de los cuellos registrados en el CCL del hueco revestido; generalmente están desfasados, entonces NECESARIA Y OBLIGATORIAMENTE hay que dejarlos a la misma profundidad para no cañonear MAL y para ello se suma o se resta la longitud necesaria para que queden en profundidad.

7. Una vez corregida la profundidad, se regresa de nuevo al fondo y se registran los collares descritos COMPROBANDO QUE AHORA SI ESTAN A LA MISMA PROFUNDIDAD que en el CCL del hueco revestido y ubicamos el CCL en 6317' (nuestro ejemplo) para cañonear.
8. Sacamos una copia física de los collares registrados y lo superponemos sobre el registro CCL del hueco revestido comprobando que todos los cuellos estén a la misma profundidad; de nuevo verificamos $6320' - 3' = 6317'$.
9. Miramos que 6317' esté registrado en la pantalla y en el contador del malacate y damos la orden de cañonear.
10. Se saca el cañón y verificamos en superficie que esté totalmente disparado.
11. Desconectamos el cañón de la herramienta CCL, se bajan las poleas, se recoge el cable y las herramientas y se da por terminada la operación de cañoneo.
12. Si son varios cañones, se repite el mismo procedimiento.

1.7.2 Disparos con cañones transportados por tubería (TUBING CONVEYED PERFORATING, TCP)¹⁷: Los cañones transportados por tubería, se fijan en la tubería y se bajan en el pozo utilizando un equipo de perforación o de determinación de pozos. Con esta técnica es posible dejar la tubería de producción en su lugar después de ejecutar la operación de disparos en condiciones de bajo balance. El resultado de este método genera orificios limpios, profundos y simétricos. Permite la utilización de cañones de mayor diámetro, con cargas de alta penetración, alta densidad de disparo, sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en la corrida y con un diferencial de bajo balance que remueve residuos generados.

- Procedimiento para realizar un cañoneo con TCP

¹⁷ DELGADO, Herney. Completamiento de pozos. Universidad Industrial de Santander. Clase

1. Reunión de seguridad personal y pre operacional (descripción de la operación).
2. Armar, conectar y bajar dentro del pozo todo el BHA del TCP (cañones, válvulas de apertura y cierre para pruebas DST y empaque), instalando una marca radiactiva en el pin de una junta arriba del empaque que sirve para correlacionar la profundidad al momento de cañonear.
3. Se procede a bajar el BHA del TCP con tubería hasta la profundidad deseada (dejar la marca radiactiva por debajo de lo profundidad programada, dejando vacía la cantidad de tubería calculada.
4. Bajar tubería hasta que la marca radiactiva quede por debajo +/- 5 pies, de su profundidad programada inicialmente.
5. Se baja con cable (wireline) la herramienta CCL por dentro de la tubería y se registra la profundidad de la marca radiactiva (línea gruesa y grande).
6. Se observa en el registro cuántos pies está por debajo la marca, levantamos la herramienta CCL 20-30 pies y sacamos la tubería los pies necesarios para que la marca quede a la profundidad programada inicialmente, registramos de nuevo y verificamos que ahora sí la marca quedó a la profundidad deseada.
 - a. Si la marca hubiese quedado por arriba debemos sacar la herramienta CCL, adicionar tubería y volver a bajar el CCL generando doble costo y pérdida de tiempo.
7. Una vez la sarta en profundidad, se sienta hidráulicamente el empaque.
8. Se instalan en superficie cabeza y líneas de producción para recibir el pozo.
9. Lanzamos la barra de bronce a través de la tubería para que caiga sobre la cabeza de disparo y active el o los cañones.

10. Una vez el pozo empieza a fluir, se recibe en superficie iniciando las pruebas DST, análisis de build up y draw down, monitoreo de producción y caracterización de los fluidos.
11. Si son varias zonas de interés, se repite el procedimiento.

2. ANÁLISIS ESTADO TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El análisis de la tubería de revestimiento en pozos para prevenir problemas operacionales, es una de las prácticas operacionales más recomendada en la industria petrolera, cuya ejecución está enfocada a determinar el estado mecánico y la probable vida útil de la tubería inspeccionada, a fin de evitar aumento de costos generados para corregir los daños causados en las zonas donde la tubería presente deformación.

Esta deformación y desgaste en el revestimiento debe ser tomada como un problema grande, pues ocasiona restricciones en el acceso al pozo, pérdida de la integridad hidráulica e inclusive la pérdida total del pozo. Una inspección apropiada disminuirá los posibles problemas operativos, de seguridad, ecológicos y económicos que se pueden presentar en pozo.

En una operación de cañoneo o recañoneo, se hace importante la verificación de las condiciones del revestimiento para garantizar el paso de las herramientas usadas en la operación antes y después de su aplicación.

2.1 TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

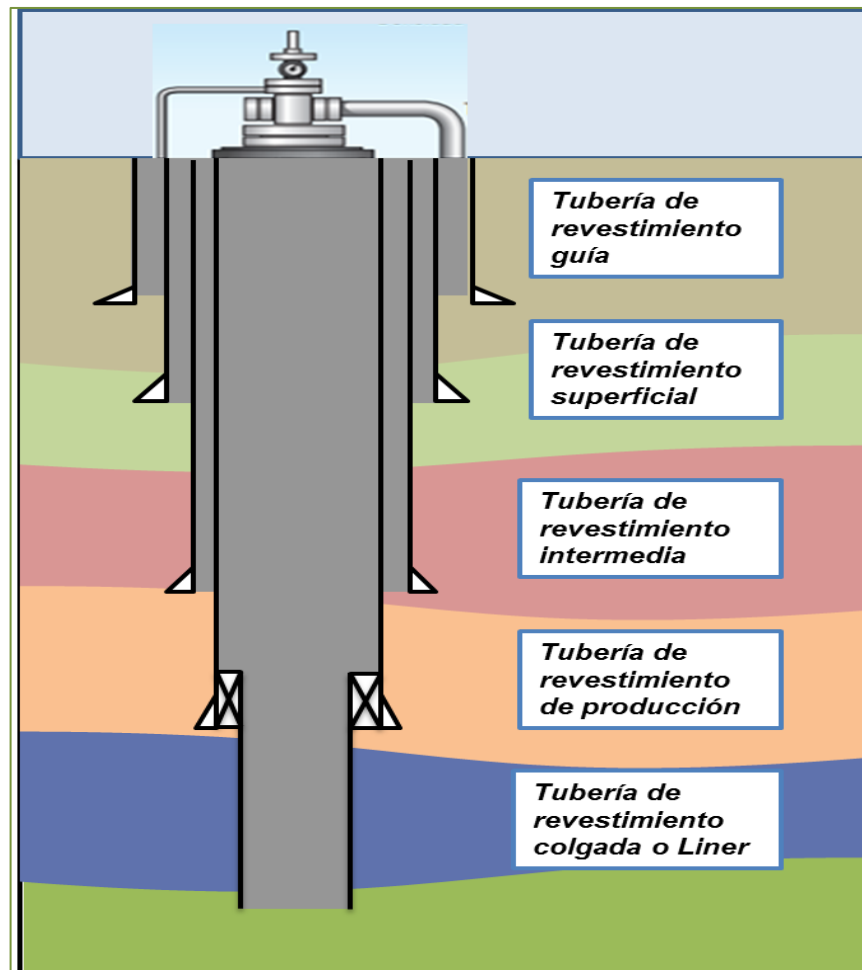
La tubería de revestimiento consiste en cualquier columna de tuberías que se instalen dentro del pozo enroscándose una a otra para formar un tubo continuo hasta la profundidad deseada. Su utilización se debe a que permite estabilizar el hueco, aislar y controlar fluidos y presiones de formación con ayuda del cemento que se ubica en el anular exterior entre la tubería y la formación perforada.

Toda formación débil, fracturable y que tenga intercambios no deseados de fluidos con la formación debería ser revestida con tubería. Los revestimientos están diseñados para proveer soporte a las rocas no consolidadas, aislar zonas de influjos, dar una conexión segura con los equipos en cabeza del pozo y facilitar mediciones y corrida de herramientas al definir un diámetro del agujero conocido.

2.2 TIPOS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO¹⁸

En la figura 13, se presentan las diferentes configuraciones para la sarta de revestimiento. Generalmente se presentan cinco tramos de tubería, cada uno con un mismo diámetro de tubería, los cuales se instalan dependiendo de la función que vayan a realizar en pozo y el diseño del completamiento realizado.

Figura 13. Tipos de tubería de revestimiento



Fuente: Autores del proyecto

¹⁸CASTRO, Yovani; ILLAN, Carlos; LUGO, Karen; MEZA, Luis; MONDRAGON, Tania. "Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento" Instituto Politécnico Nacional 2013

2.2.1 Tubería de revestimiento conductora o guía: Es la primera sección de tubos revestimiento que se encuentra en el pozo. Se caracteriza por ser la sarta de mayor diámetro (alrededor de 18 5/8”), tener una profundidad de asentamiento que varía de 70 a 800 pies y estar completamente cementada. Posee diferentes utilidades entre las que se encuentran:

- Evitar derrumbes de las formaciones someras no consolidadas del pozo.
- Controlar la erosión causada por el lodo de perforación.
- Establecer un medio de circulación y control de fluido de perforación que retorna del pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento.
- Aislar y proteger de la contaminación a fuentes de agua dulce someras.
- Dar un soporte para la instalación del sistema de equipo de superficie.

2.2.2 Tubería de revestimiento superficial: La tubería de revestimiento superficial es la siguiente sarta que se ubica dentro del pozo y que se encuentra cementada hasta superficie. Su principal objetivo es instalar conexiones superficiales de control. Su diámetro puede encontrarse entre 9 5/8” y 13 3/8” pero cambian de acuerdo a la profundidad del hueco. La profundidad a la que se asienta esta sarta puede variar entre 1600 y 3280 pies, dependiendo de la profundidad de la zona de interés y de la profundidad a la cual se encuentran los acuíferos someros. Esta tubería se usa para:

- Aislar acuíferos someros.
- Evitar zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno.
- Soportar el peso del resto de las tuberías colocadas en el pozo.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo hoyo.
- Proporcionar un ancla para el equipo preventor de reventones.

2.2.3 Tubería de revestimiento intermedia o de protección: Esta tubería se denomina revestimiento intermedio o de protección, pues su objetivo primordial es el de permitir el ajuste de peso del fluido de perforación a medida que se perforan diferentes presiones de poro. Es usada dependiendo de la profundidad del pozo o de las condiciones que se encuentren durante la perforación. Las dimensiones de esta tubería dependen de la profundidad del pozo, sin embargo, los diámetros de este revestimiento suelen variar de 9 5/8" a 10 3/4". Entre los objetivos a alcanzar mediante el uso de esta tubería se encuentran:

- Control de presiones anormales que se encuentran en el pozo.
- Proteger formaciones como domos salinos o arcillas desmoronables del fluido de perforación.
- Dar estabilidad al pozo antes de llegar a la sección de interés.
- Aislar formaciones con flujos de agua salada o formaciones que contaminen el fluido de perforación.

2.2.4 Tubería de revestimiento de explotación o de producción: Este revestimiento es utilizado para aislar zonas productoras y contener presiones de formación. Tiene que estar diseñada para soportar altas presiones, tales como, las generadas en un proceso de cañoneo, fractura e incluso de cementación. Las tuberías pueden ser de 7" o más pequeñas y son usadas para:

- Aislar zonas productoras.
- Evitar intercambio de fluidos entre zonas.
- Instalar empacadores y accesorios para la terminación del pozo.

De acuerdo al diseño de completamiento usado, este revestimiento también puede ser usado como conductor de los fluidos producidos.

2.2.5 Tubería de revestimiento colgada o liners: Los liners son tubería corta de revestimiento la cual no llega hasta superficie de pozo, pero que permite cubrir el

agujero descubierto. La tubería colgada reduce costos y mejora la hidráulica en perforaciones más profundas. La mayoría de revestimientos de este tipo se encuentran cementados en toda su longitud, suelen tener diámetros de 4 1/2" y entre sus propósitos de uso se encuentran:

- Reducir las cargas excesivas generadas sobre el tope del revestimiento intermedio o de producción del cual cuelga el liner.
- Disminuir la tensión en la tubería de revestimiento al tener una longitud menor.
- Remediar problemas de integridad en los revestimientos anteriores.
- Acortar tiempos de instalación de revestimiento al colocar secciones de tubería corta.
- Mermar los volúmenes de cemento usados al no necesitar cementación hasta superficie.

2.3 CARGAS OPERACIONALES DURANTE LA VIDA DE UN POZO¹⁹²⁰

Durante la vida del pozo, los revestimientos se ven sometidos a diferentes cargas que pueden afectar negativamente la tubería, ocasionando incrementos en los costos y tiempos de operación para la reparación de las mismas.

En las operaciones de instalación de la sarta, la tubería se ve expuesta a diferenciales de presión a través de la sección transversal, cargas axiales, expansión térmica, choque, pandeo y deflexión debida a la concentración de esfuerzos ocasionados por la geometría irregular del pozo; todo ello, resulta generando deterioro en las condiciones de resistencia necesarias para que el revestimiento sirva adecuadamente, lo que lleva a tener graves problemas operacionales que resultan en un aumento de costos. Por tal razón, es importante

¹⁹CASTRO, Yovani; ILLAN, Carlos; LUGO, Karen; MEZA, Luis; MONDRAGON, Tania. "Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento" Instituto Politécnico Nacional 2013

²⁰MARTINEZ, Javier. "Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P" Universidad Industrial de Santander 2011.

optimizar desde el principio los diseños de la sarta a ser colocada y cementada, a fin de garantizar la integridad del pozo durante la perforación y la terminación del mismo.

La evaluación de los efectos a los que se expone el revestimiento, se hace importante para la determinación de las posibles fallas que se puedan generar y las posibles soluciones que se pueden encontrar a las mismas. Por lo tanto, se describen brevemente algunas de las cargas mencionadas anteriormente que afectan en mayor medida la vida útil del revestimiento.

2.3.1 Efecto de los diferenciales de presión: El revestimiento se encuentra sometido a presiones aplicadas sobre la cara interior y exterior del revestimiento, las cuales son el resultado de la acción de las presiones de formación y los fluidos que se encuentren dentro del pozo.

Durante el asentamiento de la tubería, se encuentra diferentes fluidos que ocupan el espacio poroso de la roca. Estos fluidos pueden causar presiones anormales en la parte externa del revestimiento, los cual pueden variar de acuerdo al gradiente hidrostático generado entre el lodo de perforación y el fluido en la formación. Cuando la presión actuando en la cara externa del revestimiento es muy grande, existe la posibilidad de que no solo se presente un desgaste en la tubería, sino que se dé un escape de fluidos de la roca al pozo, los cuales, resultan aumentando aún más la presión ejercida en los revestimientos colocados anteriormente en el pozo y ocasionando graves problemas operacionales.

Cuando se cementa, el gradiente de presión generado en la tubería se basa en el diferencial de presión entre la densidad del lodo y la lechada de cementación. Si el revestimiento se encuentra expuesto a cambios de presión interno, el lodo se encuentra ejerciendo una mayor presión que la lechada de cemento, por lo que se crea un esfuerzo tangencial en la pared del tubo, el cual tiende al estallamiento. Por otro lado, si se presentan cambios de presión externa, se somete a la tubería

a un esfuerzo compresivo, lo que disminuye el diámetro de la misma y puede llevar al colapso de la tubería.

Una vez cementado el revestimiento y bajada la tubería de producción, existe la posibilidad de que se generen más cargas por presiones diferenciales en la parte interna del revestimiento, que suelen relacionarse generalmente con fallas mecánicas en la sarta de producción. Este aumento de presión ocasionado por las fallas, generalmente termina en el estallido de la tubería de revestimiento y en el colapso de la tubería de producción.

2.3.2 Efecto del choque: Las cargas de choque en la tubería de revestimiento, son producto de la suspensión súbita de la inmersión de la tubería en el pozo. Estas se pueden dar cuando durante la corrida de tubos, se colocan cuñas o se encuentra alguna capa obstructora en fondo. Este esfuerzo aplicado al revestimiento, generalmente no se considera severo; sin embargo, se tiene que ser cuidadoso con las velocidades de inmersión, pues cambios bruscos en el movimiento generan mayor desgaste.

2.3.3 Efecto de la curvatura del pozo: Cuando el revestimiento es forzada dentro un pozo con geometría irregular y ángulos de desviación amplios, esta se expone a tres tipos de esfuerzo que le generan desgaste: la fricción con las paredes del hueco, el esfuerzo axial provocado por los ángulos de desviación significativos y la tensión en el lado convexo de la curva de la tubería. Todas estas cargas aplicadas a la tubería deben ser entonces evaluadas en el diseño para evitar fallas futuras.

2.3.4 Efecto del pandeo en la tubería: La presencia de los múltiples factores a los que se somete la tubería de revestimiento en pozo, permite que se presente un fenómeno conocido como pandeo o buckling. Esta anomalía se manifiesta por la aparición de deflexión en la tubería, la cual es causada generalmente por fuerzas de compresión; sin embargo, en los casos en los que la tubería está llena de fluido, se puede dar por presencia de vacíos en la misma.

Los ejemplos más comunes en los que ocurre este fenómeno, están asociados a incrementos en la densidad del lodo, la presión interna de superficie y en la temperatura de la tubería; así mismo, la remoción del fluido en el espacio anular o la disminución en la densidad del lodo pueden dar pie al pandeo.

Durante el diseño, es de fundamental importancia el análisis de este factor, pues a medida que el pandeo se desarrolla a lo largo de la tubería, este puede desarrollar una deformación elástica, la cual limita severamente la resistencia a la compresión del revestimiento y ocasiona desgaste en la misma.

2.3.5 Efecto de la temperatura : Los cambios de temperatura que encuentra el revestimiento en pozo, pueden ser considerables, por lo que las variaciones en la temperatura deben ser uno de los principales factores a tener en cuenta cuando se diseña y evalúa la tubería. Un aumento o disminución en la temperatura puede ocasionar un alargamiento o reducción en la longitud de la tubería, lo que induce esfuerzos de tensión o compresión que llevan a aumentos en el desgaste y posibles problemas operacionales.

2.4 MODOS DE FALLA DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO²¹

Aunque durante la vida operativa de la tubería de revestimiento esta puede presentar distintos tipos de falla, estas se pueden dividir en tres grandes grupos: el colapso, el cual se presenta como una deformación de la tubería debida a la exposición a presiones externas, pandeo y temperatura; el estallido, que se refiere a la anomalía ocasionada por excesivo diferencial de presión interna; y las fallas ocasionadas por las mismas condiciones y propiedades de las conexiones de los revestimientos.

²¹ ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed; AL-HENDI, Khaled; AL-MUHAILAN, Mohannad; JAWALE, Ram; AL-KHALAF, Adel Abdulla; AL-KINDI, ZAID; AL-KUAIT, Abdulmohsen; AL-QAHTANI, Hassan; AL-YATEEM, Karam; ASRAR, Nausha; AZIZ, Syed; KOHRING, J.J.; BENSLIMANI, Abderrahmane; FITURI, M. Aiman; SENGUI, Mahmuyt. "Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos" Oilfield review, Schlumberger 2013.

Entre los factores que aceleran y permiten la presencia de falla en la tubería antes y durante la vida útil del revestimiento, se encuentran:

- Selección errónea del revestimiento. Las propiedades del revestimiento, no soportan con eficiencia las cargas a las que se va a exponer la tubería en el pozo.
- Errores de fábrica. En el revestimiento y sus acoples se ven fallas en su cuerpo antes de ser usadas en pozo, estas incurren debido a la inadecuada inspección de la tubería seleccionada. Un ejemplo común, es el cambio de las dimensiones de la tubería, las cuales pueden presentar diámetros menores a los reportados y causar graves problemas operacionales.
- Manipulación, transporte y almacenamiento inapropiado.
- Formación de costras de cemento, lodos, parafinas y demás sustancias que se puedan encontrar en la pared interna del revestimiento. Estas incrustaciones ocasionan cambios en el diámetro interno de la tubería, las cuales de no ser removidas, causarían problemas al bajar herramientas, las cuales podrían generar mayores cargas sobre la tubería y terminar también en fallas del revestimiento.
- Exceso en las cargas a las que se somete la tubería. En el diseño del revestimiento, se considera varios factores de seguridad que incluyen la resistencia a todas las fallas que se cree posible puedan suceder al aplicar esas cargas. Un mal diseño, pueden llevar a la presencia de anomalías difíciles de reparar en el revestimiento que llegan a generar un cierre total de pozo.
- Corrosión en la tubería. Los costos por corrosión en tubería, son los más altos que se pueden tener en la industria de los hidrocarburos, por lo que la mitigación de la corrosión ocasionada por el lodo de perforación y los fluidos encontrados en pozo, es una de las operaciones más importantes cuando se quiere alargar la vida operativa de un pozo. Información como

temperatura, presión y composición de los fluidos de producción y lodos, permiten prever los posibles daños que se puedan presentar e iniciar las medidas para la mitigación del mismo. Entre las soluciones que se plantean para la prevención y reparación de los problemas causados en corrosión se encuentra: la protección catódica de los revestimientos, la inyección de fluidos anticorrosivos, la modificación de los fluidos que ocasionan la corrosión y la sustitución de la tubería afectada.

2.5 DIAGNOSTICO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Cuando se realiza operaciones en pozo, tales como estimulaciones o re-cañoneos, es importante la visualización del estado mecánico de la tubería de revestimiento para determinar la factibilidad de la realización del trabajo. Un revestimiento en mal estado deberá reacondicionarse para su uso, por lo que es crítico en primera medida conocer el estado actual en que se encuentra.

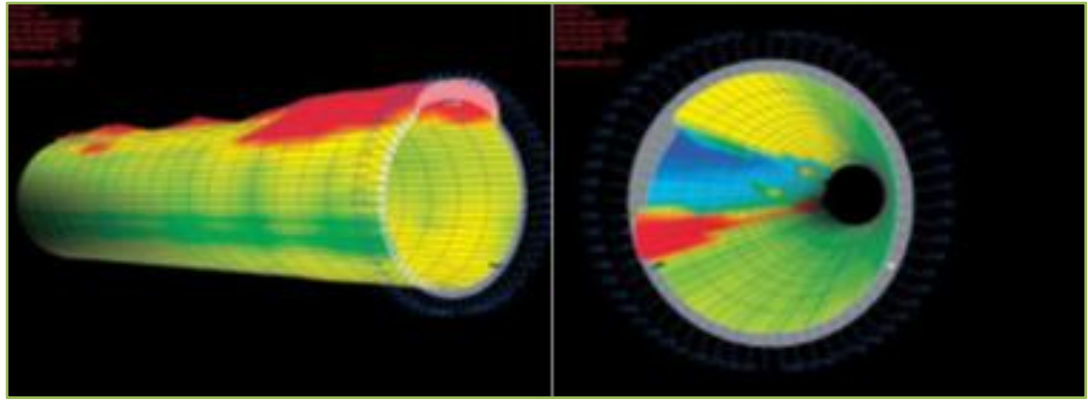
Para evaluar la condición en la que se encuentra el revestimiento, se pueden usar herramientas que permiten evaluar la integridad de la tubería al intervenir en el pozo o mediante el uso de métodos de evaluación indirecto que no implica intervenciones pero que conlleva resultados menos precisos.

2.5.1 Métodos de evaluación directos de la integridad del revestimiento

2.5.1.1 Multifinger caliper tool MFCT²²: Es un registro mecánico tipo caliper, que provee detalles en alta resolución sobre la condición del revestimiento mientras que va midiendo su diámetro interno. Consta de una serie circular de dedos o brazos (24 a 80), los cuales pueden ser corridos por wireline, slickline o coiled tubing. Se encuentra en diferentes tamaños elegidos de acuerdo a al tamaño de la tubería.

²² “Wireline and perforating services” Halliburton.

Figura 14. Imagen 3D que muestra deterioramiento del revestimiento por corrosión y depositos.



Fuente: “Wireline and perforating services” Halliburton.

- Aplicaciones:
 - Entrega información detallada del casing con la medida del radio interno actual.
 - Genera imágenes 3D del revestimiento.
- Características:
 - Viene en diferentes tamaños para trabajar un amplio rango de revestimientos.
 - Puede ser corrido en wireline, slickline o coiled tubing.
 - Puede ser corrido en pozos horizontales
 - Identifica y localiza daños es casing tales como huecos, rajás, hendiduras, divisiones o grietas a lo largo del pozo.
 - Puede ser usado para una evaluación a escala
 - Provee un método para el mapeo de perforaciones.

Tabla 2. Especificaciones herramienta multifinger caliper tool (MFCT)

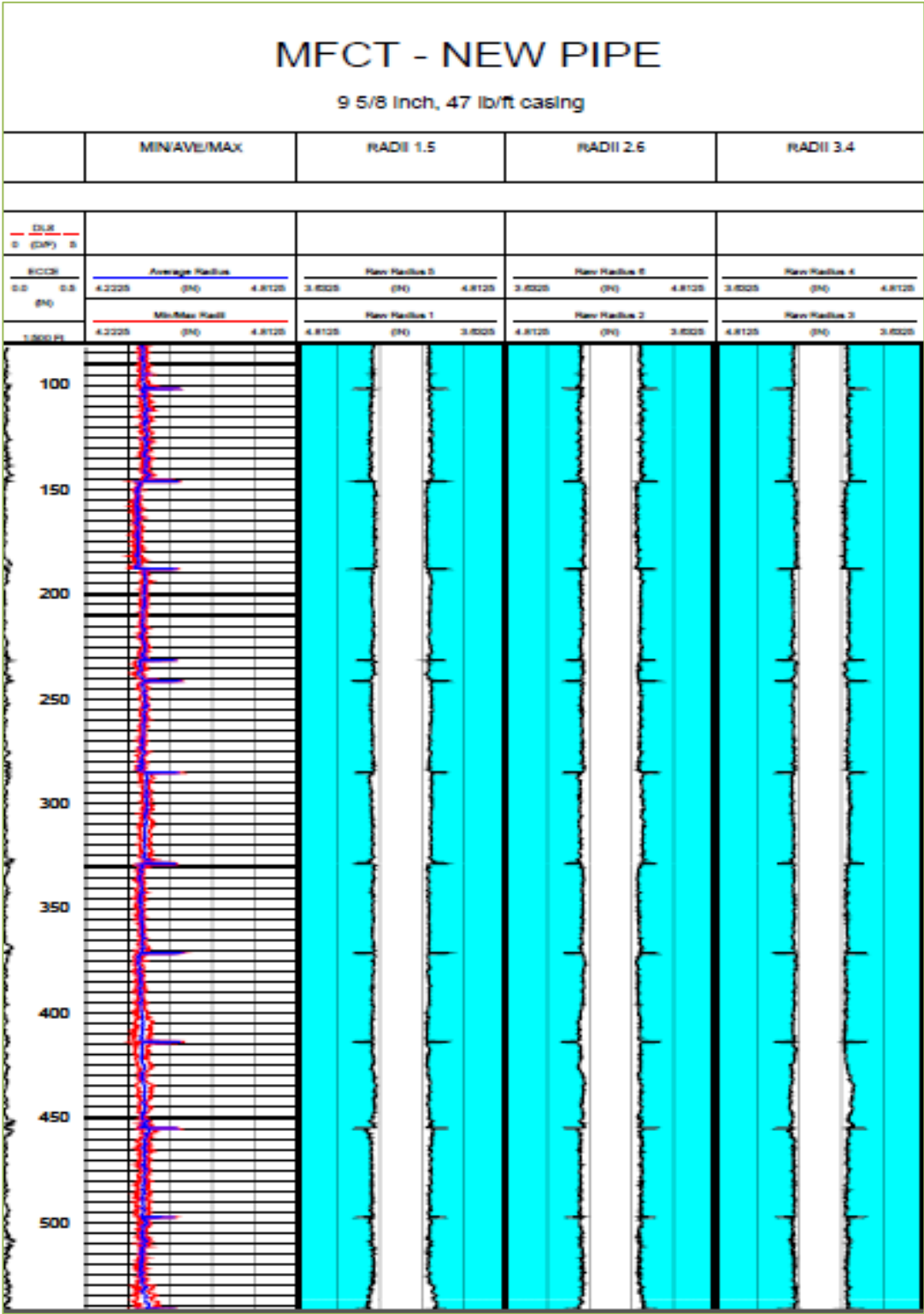
Numero de brazos	Largo (ft)	Diámetro (in)	Presión máxima (psi)	Máxima temperatura (F)	Peso (lb)
24	3.75	1.69	15000	150	20
40	5.5	2.75	15000	150	62
60	5.75	4.00	15000	150	100
80	3.33	8.00	15000	150	93

Fuente: “Wireline and perforating services” Halliburton.

²³La figura 15, muestra un registro MFCT tomado por la compañía Schlumberger a una tubería nueva, en este se hace una partición de 5 tracks (columnas); el primero, representa la profundidad registrada, el segundo, representa el radio interno mínimo, promedio y máximo de la tubería; el tercero, cuarto y quinto, representan los radios internos de los sectores diametralmente opuestos a una misma profundidad tomados por los multifinger (en este caso se usó una configuración conocida como 3MIN/3MAX, la cual toma la forma de 3 lecturas de sectores de 120 grados los cuales pueden contener 24 dedos; con esta configuración se generan lecturas de máximos y mínimos diámetros de cada sector). Esta prueba se hizo a una tubería nueva de 9 5/8 in y 47 lb/ft de peso. La función de esta prueba, es tener una medida comparativa con respecto a otros registros aplicados a tuberías usadas.

Figura 15: Registro del MFCT a un revestimiento nuevo de 9 5/9 in.

²³ “Pipe integrity logs” Geo Quest Schlumberger.

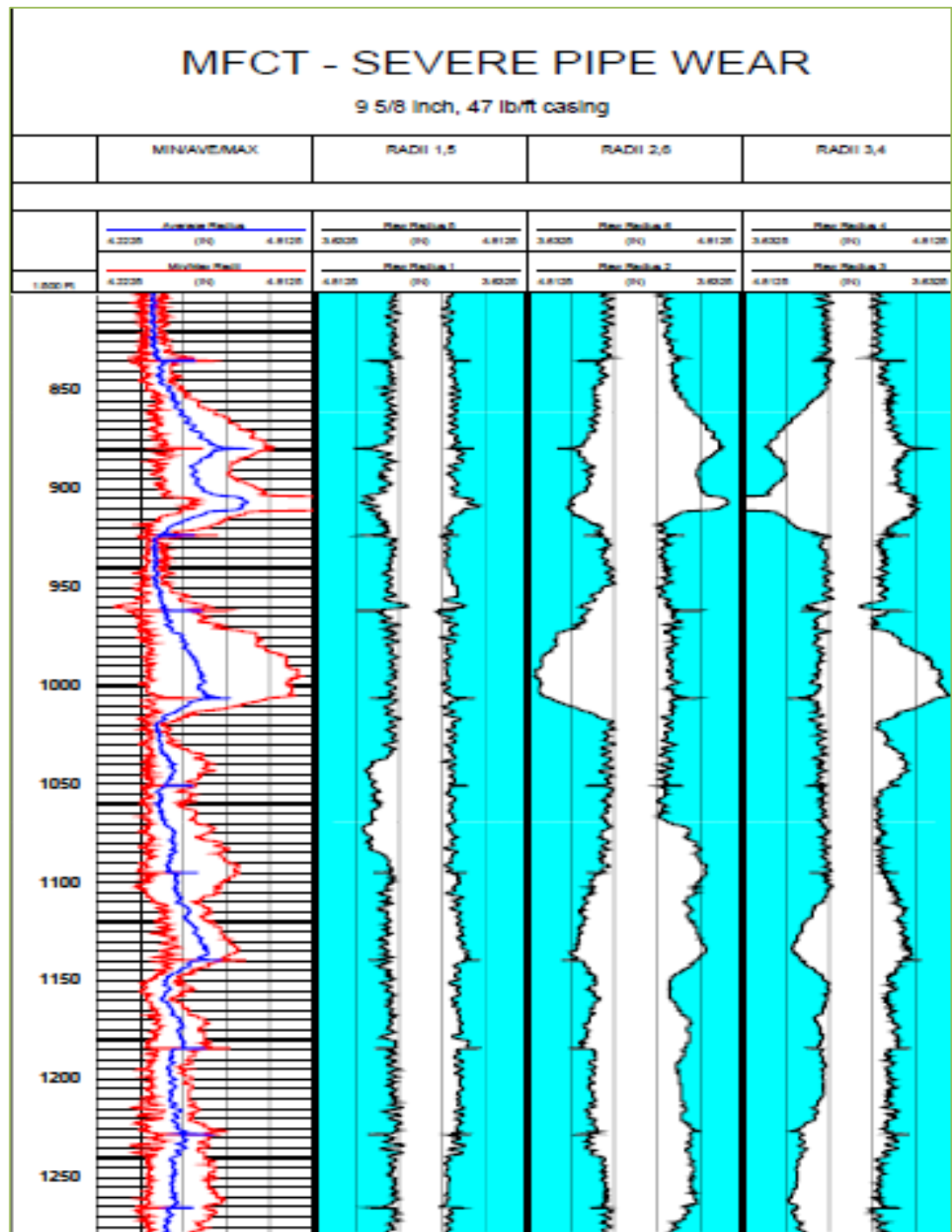


²⁴En la figura 16, se muestra el registro MFCT tomado a la anterior tubería de 9 5/8 in para cuantificar cualquier desgaste que pudo ocurrir mientras se perforaba la siguiente sección de pozo de 8 ½ in. Del registro la empresa observo que:

- Un surco profundo erosionado se encuentra en prácticamente todo el intervalo. A algunos niveles (por ejemplo a 908 ft) se ha presentado 100% de penetración en la pared.
- La aparición de una ranura en 2 sectores adyacentes (por ejemplo sectores 3 y 6 en el intervalo de 850-910 ft) indica que la falla debe estar entre los dos sectores.
- La migración de la falla de un sector a otro adyacente es probable que se deba a la rotación de la herramienta de perforación.
- En vista de la gravedad del desgaste del revestimiento como lo indica el MFCT, la sección dañada se cortó y tiro. Se encontró que el estado de la muestra recogida estaba en pésimas condiciones.

Figura 16: Registro del MFCT a un revestimiento usado de 9 5/9 in.

²⁴ “Pipe integrity logs” Geo Quest Schlumberger.



Fuente: "Pipe integrity logs" Geo Quest Schlumberger

2.5.1.2 Tubing geometry sonde TGS²⁵: Es un registro caliper con 16 brazos, el cual está diseñado para monitorear la corrosión/erosión en un revestimiento de diámetro pequeño.

- Características:
 - 16 brazos independientes.
 - Cada brazo contiene un cojinete de bolas que buscan minimizar el desgaste al correr la herramienta.
 - Los 16 brazos graban radios en la superficie.
 - La sonda puede ser abierta y cerrada en fondo.
 - Puede ser corrido con un amplio rango de fluidos en fondo.
 - Diseñado para correrse en tuberías que varían de 2 7/8 in a 7 in.

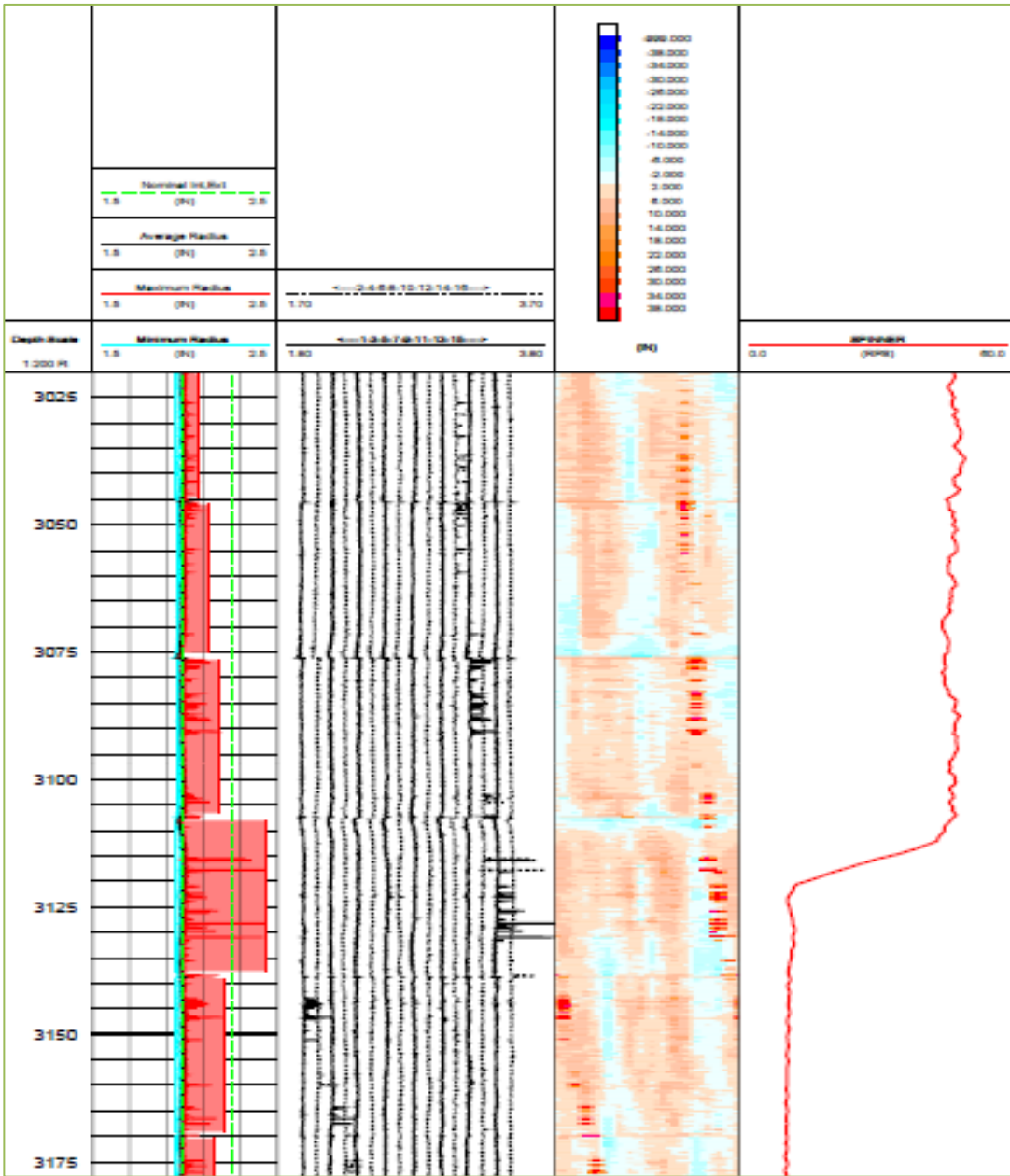
La figura 17, representa la sección de un registro TGS corrido por la empresa schlumberger para ilustrar el grado de penetración y las características radiales en la tubería. En este registro se realiza una partición de 5 tracks (secciones): el primero, indica la profundidad a la que fue corrido el registro; el segundo, indica por colores el radio mínimo por nivel (azul), el radio mínimo por junta (azul), el radio promedio por nivel (negro), el radio nominal teórico (verde), el radio máximo por nivel (rojo) y el radio máximo por junta (rojo); el tercero, muestra los 16 radios medidos por los brazos en el revestimiento; el cuarto, muestra una imagen de la pérdida de metal de los 16 radios tomados, también ilustra con colores la aparente disminución del grosor en la pared (rojo) y el aparente aumento en el grosor del revestimiento (azul); por último, el quinto track muestra un registro PLT²⁶ spinner de detección de pérdidas. La empresa concluyo con este registro,

²⁵ “Pipe integrity logs” Geo Quest Schlumberger.

²⁶ Registro PLT Spinner: Es un registro corrido en pozos completados productores o inyectores. Se encarga de evaluar la distribución de los fluidos, diagnosticar problemas en el pozo o en yacimiento y evaluar la eficiencia del completamiento (topes y calidad del cemento, zonas de canalización, calidad uso de grava, entre otros).

que la tubería presenta una línea estrecha de agujeros pequeños que pueden estar asociados con erosión y corrosión localizada, posiblemente en presencia de agua.

Figura 17. Registro TGS a una sección de revestimiento.



Fuente: “Pipe integrity logs” Geo Quest Schlumberger.

2.5.1.3 Ultrasonic imager tool USI²⁷: Registro ultrasónico usado para la inspección del revestimiento y la cementación. Entre sus principales funciones se encuentra la de la detección y el monitoreo de la corrosión, la detección del daño interno y externo en la tubería y el análisis del espesor del revestimiento. Usa un transductor montado en la parte inferior de la herramienta, que transmite una señal ultrasónica con una frecuencia que oscila entre 200 y 700 kHz para hacer resonar la tubería, lo que proporciona una escaneada en circunferencia de 360° en tiempo real con imágenes 2D y 3D del diámetro interno y el espesor del revestimiento.

- Aplicaciones
 - Inspección del revestimiento.
 - Detección y monitoreo de corrosión.
 - Detección del daño o deformación interna y externa.
 - Análisis del espesor del revestimiento por colapso y cálculos por presión de estallido.
 - Evaluación del cemento.
- Especificaciones
 - Resultados del registro: impedancia acústica, adherencia del cemento al revestimiento, radio interno y grosor del casing.
 - Profundidad investigada: interface entre el cemento y el revestimiento.
 - Temperatura máxima de operación: 350 F.
 - Presión máxima de operación: 20000 psi
 - Rango del revestimiento: 4 1/2- 13 3/8 in.
 - Diámetro exterior de la herramienta: 3.375 in.

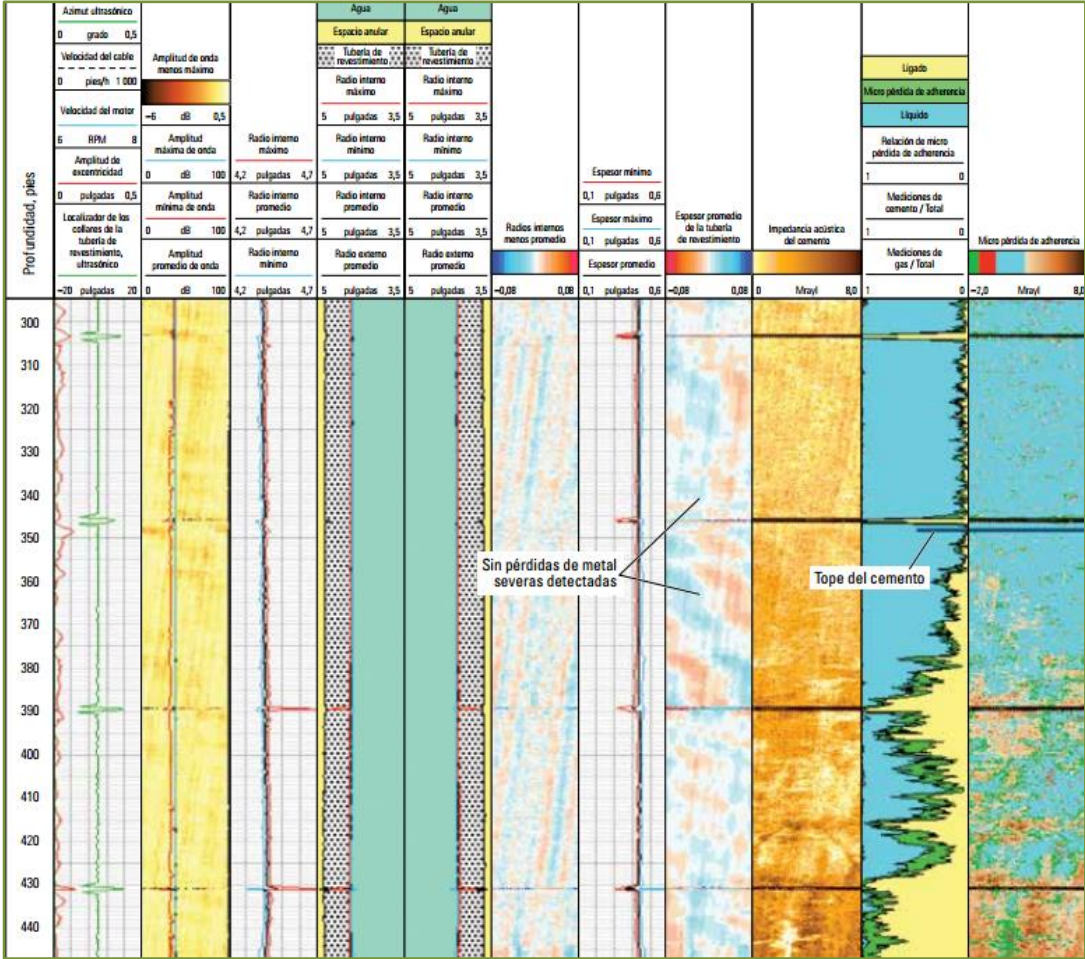
²⁸Para ejemplificar el uso del USI, la figura 18 muestra el registro tomado por los ingenieros de Qatar Petroleum a una tubería corta de revestimiento

²⁷ “USI UltraSonic Imager Tool” Schlumberger.

²⁸ ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed; AL-HENDI, Khaled; AL-MUHAILAN, Mohannad; JAWALE, Ram; AL-KHALAF, Adel Abdulla; AL-KINDI, ZAID; AL-KUAIT, Abdulmohsen; AL-QAHTANI, Hassan; AL-YATEEM, Karam; ASRAR, Nausha; AZIZ, Syed; KOHRING, J.J.; BENSLIMANI,

7 in y una tubería de revestimiento de 9 5/8 in. El USI, fue tomado para realizar una inspección ultrasónica que trataba de localizar el tope del cemento por detrás del casing y el daño por corrosión que podían presentar ambas tuberías.

Figura 18. Registro USI para identificar tope de cemento y estado del revestimiento.



Fuente: ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed; AL-HENDI, Khaled; AL-MUHAILAN, Mohannad; JAWALE, Ram; AL-KHALAF, Adel Abdulla; AL-KINDI, ZAID; AL-KUAIT, Abdulmohsen; AL-QAHTANI, Hassan; AL-

Abderrahmane; FITURI, M. Aiman; SENGUI, Mahmuyt. “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos” Oilfield review, Schlumberger 2013.

YATEEM, Karam; ASRAR, Nausha; AZIZ, Syed; KOHRING, J.J.;BENSLIMANI, Abderrahmane; FITURI, M. Aiman; SENGUI, Mahmuyt. “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos” Oilfield review, Schlumberger 2013.

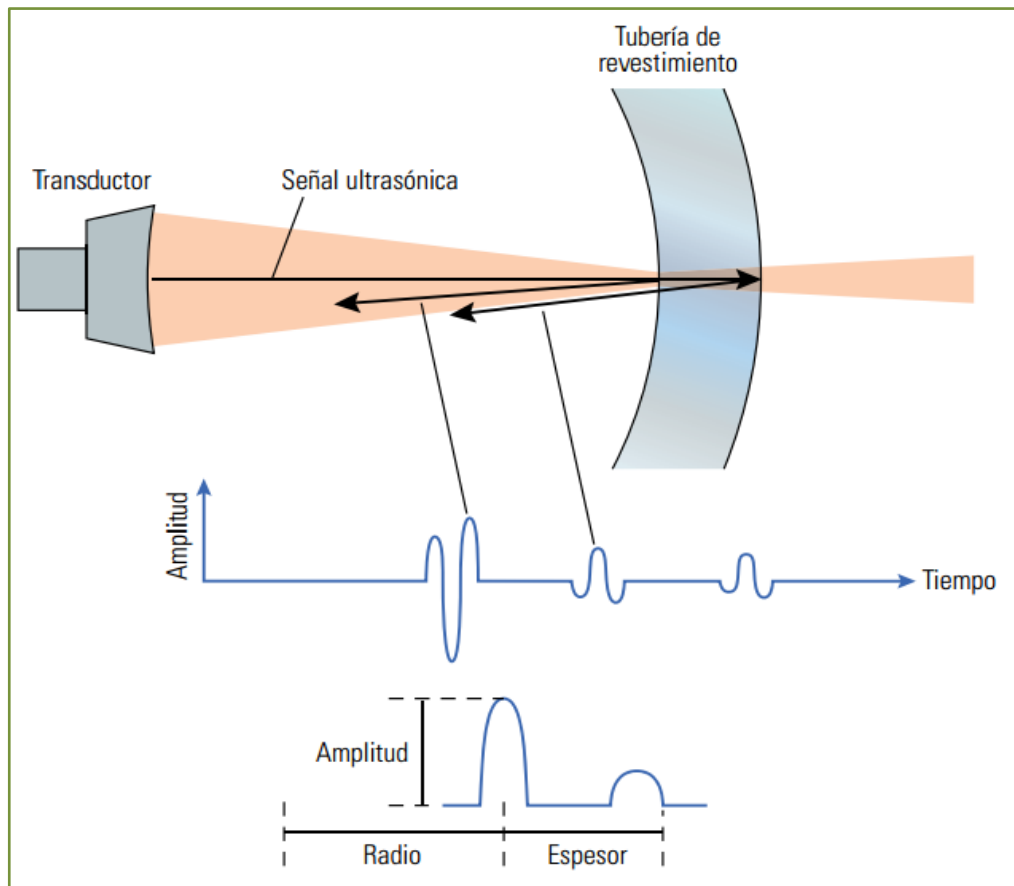
Con el registro anterior, los ingenieros localizaron con precisión el tope del cemento por detrás del revestimiento de 9 5/8 in (track 10 y 11). Los datos del USI indicaron que el revestimiento de 7 in y de 9 5/8 in están libres de cualquier problema de corrosión significativo o de la presencia de agujeros que pudieran permitir la comunicación de los fluidos.

2.5.1.4 Ultrasonic corrosión imager UCI²⁹: La herramienta UCI utiliza un transductor enfocado de 2 MHz que mejora la medición ultrasónica con respecto al USI. El principio básico de funcionamiento del transductor del UCI se muestra en la imagen 19. La herramienta registra dos tipos de eco: el principal, proveniente de la superficie interna de la tubería de revestimiento y el secundario, un eco más pequeño que proviene de la superficie externa. La señal es emitida (o pulsada) por el transductor a través del fluido del pozo hacia el interior de la tubería de revestimiento (extremo superior). Cuando encuentra una discontinuidad, tal como la pared interna o externa de la tubería de revestimiento (centro), la señal se refleja. La mayor parte de la energía se refleja en el eco inicial, en la pared interna de la tubería de revestimiento, debido al gran contraste de impedancia existente entre el lodo y el acero; la energía remanente transmitida hacia el interior de la tubería de revestimiento se vuelve a reflejar en la pared externa. La señal que se vuelve a reflejar en la pared interna puede ser utilizada para evaluar el estado y el radio de la tubería de revestimiento. La diferencia de tiempo entre los dos primeros ecos puede ser utilizada para determinar el espesor de la tubería de revestimiento

²⁹ ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed; AL-HENDI, Khaled; AL-MUHAILAN, Mohannad; JAWALE, Ram; AL-KHALAF, Adel Abdulla; AL-KINDI, ZAID; AL-KUAIT, Abdulmohsen; AL-QAHTANI, Hassan; AL-YATEEM, Karam; ASRAR, Nausha; AZIZ, Syed; KOHRING, J.J.;BENSLIMANI, Abderrahmane; FITURI, M. Aiman; SENGUI, Mahmuyt. “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos” Oilfield review, Schlumberger 2013.

(extremo inferior). La utilización de este registro se limita a aquellas operaciones en las que el fluido del pozo consiste en salmueras, petróleo y lodos a base de petróleo liviano o agua.

Figura 19. Principios básicos de la herramienta UCI.



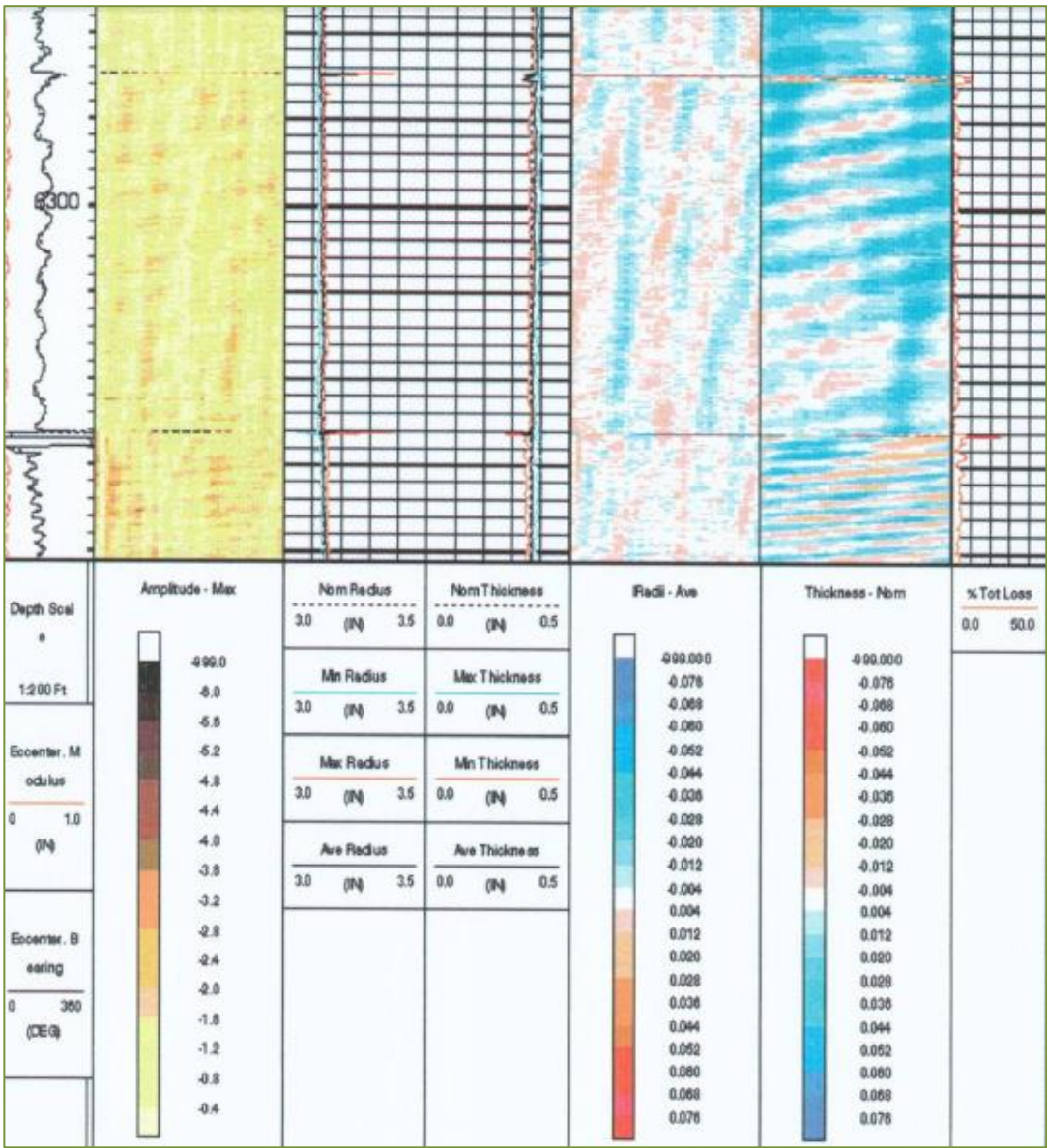
Fuente: ABDALLAH, Dalia; FAHIM, Mohamed; AL-HENDI, Khaled; AL-MUHAILAN, Mohannad; JAWALE, Ram; AL-KHALAF, Adel Abdulla; AL-KINDI, ZAID; AL-KUAIT, Abdulmohsen; AL-QAHTANI, Hassan; AL-YATEEM, Karam; ASRAR, Nausha; AZIZ, Syed; KOHRING, J.J.; BENSLIMANI, Abderrahmane; FITURI, M. Aiman; SENGUI, Mahmuyt. "Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos" Oilfield review, Schlumberger 2013.

- Aplicaciones
 - Inspección del revestimiento.
 - Medición del nivel de corrosión en la tubería.
 - Sensibilidad a defectos internos y externos presentes en el revestimiento.
- Características
 - Herramienta de medición instantánea en campo que detecta los defectos presentes en tuberías.
 - Para su operación, requiere el acceso a un solo lado del material para medir el estado de todo el objeto evaluado.
 - Permite la obtención de imágenes exteriores e interiores detalladas del material.

Para visualizar los resultados arrojados por la herramienta ultrasónica de imágenes de corrosión UCI, se toma de ejemplo el registro corrido al pozo A-10 del campo Ghawar de Arabia Saudita de la figura 20³⁰. El pozo A-10 fue perforado en 1999, y la operación se suspendió luego de asentar un revestimiento de 7 in y cementarlo. El UCI mostro que el casing se encontraba en excelentes condiciones atreves del intervalo registrado. La coloración amarilla predominante de la imagen de amplitud implica una alta defectibilidad acústica indicando la integridad de la pared de la tubería. Además, los datos del revestimiento de 7 in indican que la tubería está libre de pérdidas de metal serias o defectos. Una pequeña rugosidad localizada en la tubería se hace evidente en algunos lugares de la imagen de amplitud donde se presentan puntos oscuros, se sospecha que esta rugosidad se ocasiono durante el proceso de perforación.

³⁰ AL-SHUWAIKHAT, Hisham; AL-DRIWEESH, Saad; AL-ZAIN, Ahmed; AL-BUHASSAN, Shaker; EL-ZEFZAFY, Ibrahim; AL-TAMMAR, Hasan. "Well casing integrity excellence: A case history of evaluating casing integrity using modern imaging and corrosion tool logs in Ghawar field in Saudi Aramco" Paper SPE/IADC 125712 2009.

Figura 20. Registro UCI tomado al pozo A-10 del campo Ghawar de Arabia Saudita.



Fuente: AL-SHUWAIKHAT, Hisham; AL-DRIWEESH, Saad; AL-ZAIN, Ahmed; AL-BUHASSAN, Shaker; EL-ZEFZAFY, Ibrahim; AL-TAMMAR, Hasan. "Well casing integrity excellence: A case history of evaluating casing integrity using modern imaging and corrosion tool logs in Ghawar field in Saudi Aramco" Paper SPE/IADC 125712 2009.

2.5.1.5 Electromagnetic casing inspection tool (EM pipe Scanner)³¹: Es una herramienta de inducción electromagnética que inspecciona el revestimiento de forma no destructiva. Usa una bobina de transmisión que genera un campo magnético variable en el tiempo cuyo flujo es guiado por la tubería de revestimiento; este flujo induce un voltaje sobre una bobina secundaria o bobina de recepción. La guía de flujo representada por el revestimiento se pierde o se disipa en el medio debido a las corrientes inducidas en el metal de la tubería. La herramienta mide estas pérdidas para determinarlas propiedades geométricas, electromagnéticas y magnéticas de la tubería, incluyendo la corrosión o picaduras de corrosión en la tubería.

- Aplicaciones
 - Cuantifica y evalúa el daño por corrosión en la tubería de revestimiento.
 - Cuantifica y evalúa el daño por corrosión presente en múltiples tuberías en pozo (tubing y casing).
 - Estima velocidades de corrosión a partir de la comparación de lapsos de tiempo.
 - Identifica e inspecciona la corrosión del casing detrás del tubing.
 - Determina el radio interno de la tubería en presencia de escamas.
- Características
 - Resultados: Grosor de la tubería, diámetro interno del revestimiento, propiedades del revestimiento, imágenes de alta y baja frecuencia, reporte del resumen de la corrosión encontrada.
 - Velocidad de corrida: en pozos donde se encuentra solo el revestimiento alcanza velocidades de 1800 ft/hr cuando se

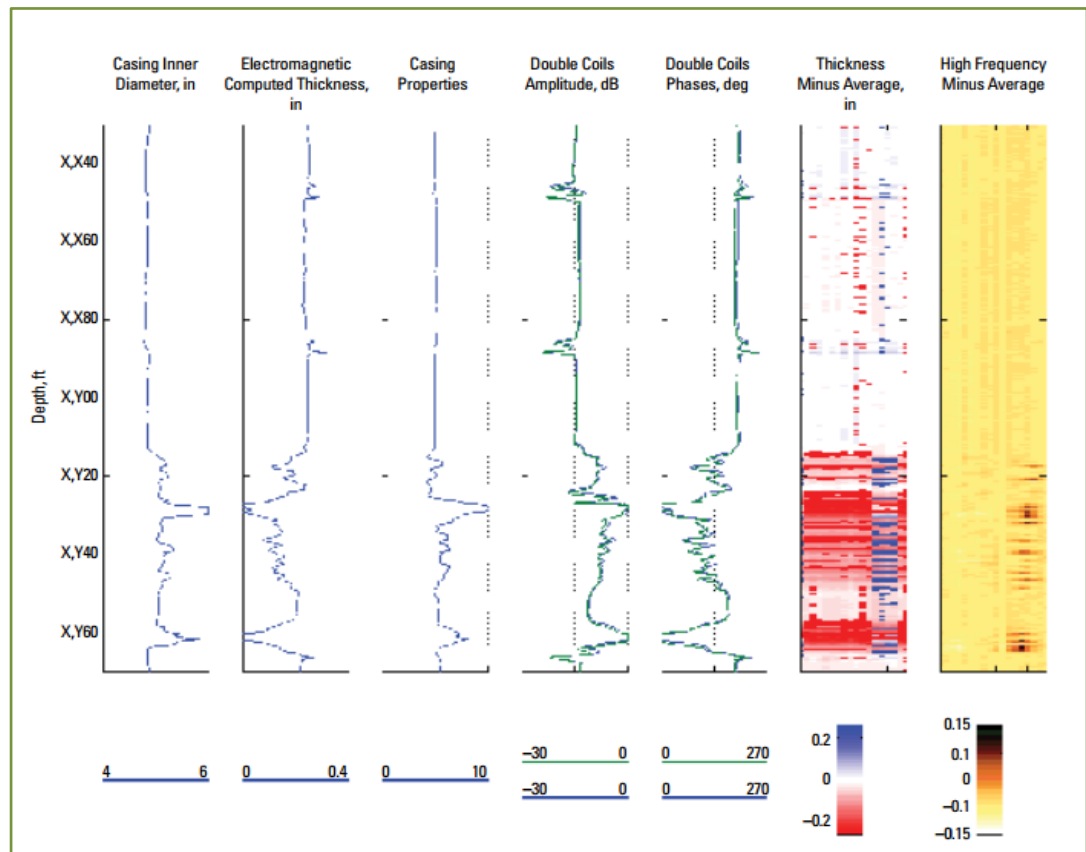
³¹ “EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool” Schlumberger 2009.

inspecciona con resolución estándar y velocidades de 300 ft/hr cuando se inspecciona con alta resolución.

- Rango de tamaños del revestimiento: 2 7/8-13 3/8 in.

La figura 21, presenta un caso de estudio donde se corrió un registro EM pipe scanner para evaluar un revestimiento liner de 5 ½ in cañoneado (sección X,Y15 a X,Y65 ft). En el registro se evidencia en mayor medida la corrosión cuando se evalúa la imagen de baja frecuencia (track 2) que cuando se toma la imagen de alta frecuencia (track 7). El indicio de que se presente de forma más clara el desgaste en la imagen de baja frecuencia, indica que la corrosión empezó de la parte externa de la pared hacia la parte interna, siendo corroído de forma agresiva el metal de la tubería por los fluidos provenientes de formación, por lo que afecto la producción.

Figura 21. Registro EM pipe scanner a una tubería de revestimiento de 5 ½ in cañoneado.

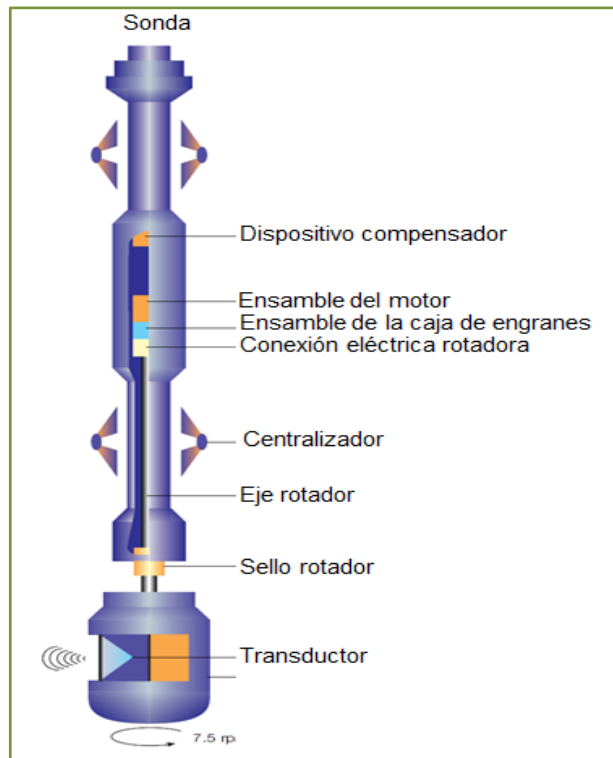


Fuente: “EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool”
Schlumberger 2009.

2.5.1.6 Ultrasonic borehole imager UBI³²: Es un nuevo tipo de herramienta acústica, basada en la tecnología de imágenes ultrasónicas. El UBI usa un transductor enfocado rotante que produce una imagen del revestimiento. El transductor lanza un pulso ultrasónico al revestimiento. Parte de la energía es reflejada de vuelta al transductor desde la superficie interna de la tubería. Al medir el tiempo entre el momento en que se dispara el pulso y la llegada del primer eco recibido, se puede calcular el diámetro interno de la tubería. La amplitud del primer eco también brinda una imagen nítida de la superficie de la superficie interna del revestimiento. Esta herramienta tiene una resolución vertical de 0.2 in.

³² BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekanth; SEMERAD, Tony. “Corrosion in the oil industry” Oilfield review Schlumberger 1994.

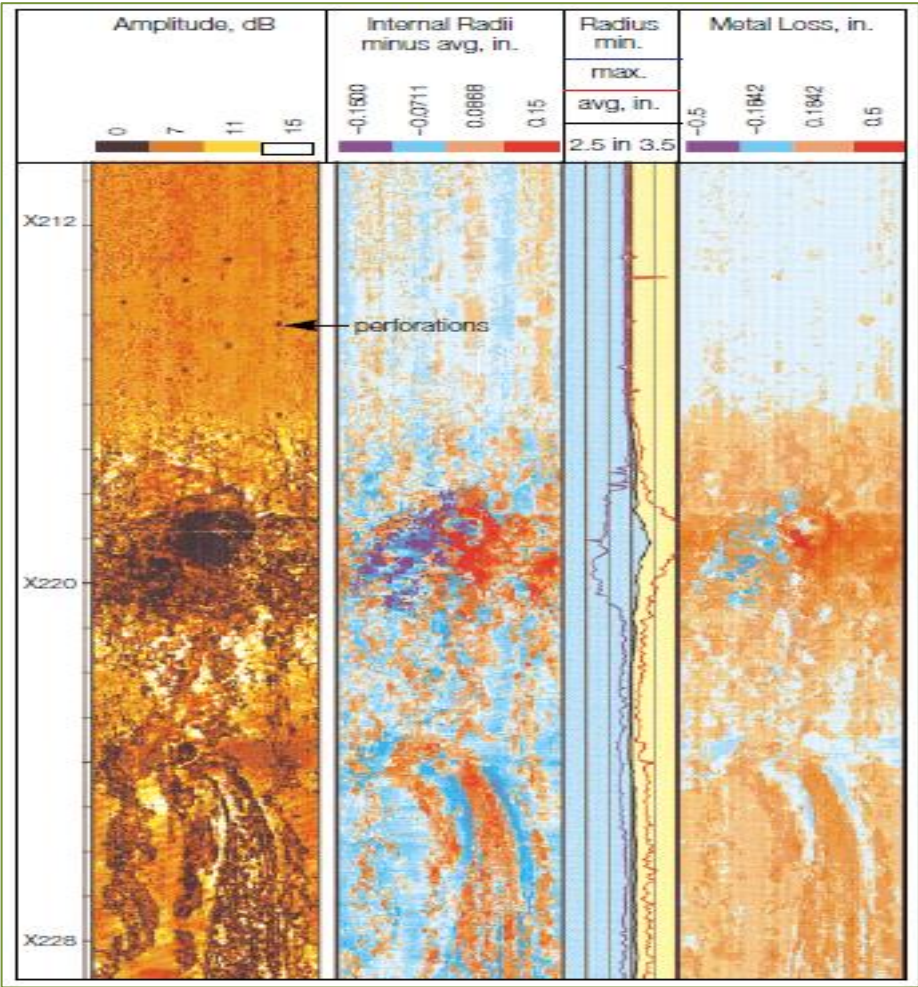
Figura 22. Cuerpo de la herramienta de toma de imágenes UBI



Fuente: BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekant; SEMERAD, Tony. "Corrosion in the oil industry" Oilfield review Schlumberger 1994.

El UBI proporciona imágenes en alta resolución que permiten tener las medidas de la geometría interna del revestimiento y medidas del radio interno. La figura 23, muestra un registro UBI realizado a lo largo de un liner de 7 in. En el registro, se aprecia una gran abolladura ubicada a una profundidad de X22 que está rodeada de irregularidades en la pared y algunas pequeñas perforaciones ocasionadas por corrosión localizada. El registro esta subdividido en cuatro track (secciones): el primero, una imagen de amplitud; el segundo y tercero, registra el incremento y decremento en el radio interno de revestimiento; y el cuarto, muestra las imágenes de la pérdida de metal en la tubería.

Figura 23. Registro UBI tomado a una liner de 7 in.



Fuente: Fuente: BRONDEL, Denis; EDWARDS, Randy; HAYMAN, Andrew; HILL, Donald; MEHTA, Shreekant; SEMERAD, Tony. "Corrosion in the oil industry" Oilfield review Schlumberger 1994.

2.5.1.7 Videocámaras: Una técnica para medir el estado de la tubería de revestimiento es mediante la inmersión de videocámaras en el pozo. Esta modalidad, es poco implementada debido a que está restringida a casos donde fluidos claros se presentan. El equipo usado provee imágenes videografías en tiempo real de la integridad del revestimiento para revisar la posible presencia de

huecos, áreas corroídas y entradas y salidas de fluido en la tubería. También puede ser usada para identificar escamas o acumulaciones bacterianas, las cuales puedan impedir el flujo de producción y a futuro causar problemas operacionales.

Figura 24. Imagen capturada de un pozo con basura y escombros en fondo.



Fuente: "Wireline and perforating services" Halliburton.

2.5.1.8 Bloque de impresión: Esta herramienta es generalmente usada para evaluar la configuración de los topos de los pescados, pero puede determinar la magnitud de los colapsos de revestimiento, por lo que se menciona en este trabajo. La herramienta cuenta con un inserto de plomo blando, este proporciona una superficie sobre la cual se obtiene una impresión de la parte superior del material que crea una obstrucción en el pozo.

2.5.2 Métodos de evaluación indirecta de la integridad del revestimiento

Cuando se habla de una medición indirecta, podemos pensar en dos métodos: El uso de herramientas software que permita la simulación del desgaste del revestimiento y la evaluación del historial de intervenciones realizadas en el pozo.

Con el historial de intervenciones, tenemos el registro de todas las operaciones efectuadas al pozo. Es una herramienta útil de usar cuando se quieren implementar nuevos trabajos, ya que permite visualizar las falencias y los posibles problemas que se podrán ver en pozo sin necesidad de bajar algún tipo de herramienta; sin embargo, los resultados obtenidos al implementar operaciones basadas únicamente en este tipo de método, pueden llegar a ser inefectivas debido a lo interpretativo que llega a ser esta metodología.

Los softwares de simulación, son una herramienta que mediante el uso de datos obtenidos de yacimiento, propiedades de los fluidos, registros y características físicas del revestimiento en pozo, permiten predecir el posible desgaste ocasionado en la tubería al ser sometida a condiciones de fondo. Es de gran utilidad cuando se quieren disminuir los gastos que acarrearán la introducción de equipos para medir desgaste, pero no garantiza resultados certeros.

2.6 HERRAMIENTAS USADAS PARA LA REPARACIÓN DE LAS DISTINTAS FALLAS QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN LA TUBERÍA DEL REVESTIMIENTO

Una vez identificado la falla que se encuentra presente en la tubería, se analiza la viabilidad de la reparación del problema. Si se determina que operacional y económicamente es posible reparar el revestimiento con éxito, se procede a realizar alguno de los siguientes procedimientos, dependiendo del daño detectado.

2.6.1 Herramientas de molienda (Mill tools)³³: utilizadas para moler o pulverizar herramientas atascadas, tubería, revestimientos colapsados, limpiar escamas presentes en la superficie de la tubería, remover una sección de revestimiento,

³³ : “Guidelines for effective milling” Weatherford

eliminar tapones de cemento, entre otras cosas. Entre las herramientas de molienda usadas para la corrección de revestimientos, encontramos: junk mills, pilot mills y taper mil.

Las siguientes recomendaciones aplican para cualquier tipo de herramienta de molienda:

- Optimización de las tasas de demolición: para obtener un máximo rendimiento en la operación, es necesario ajustar la velocidad con la se corre la herramienta dependiendo del estado en el que se encuentra el pozo. La tabla 3, muestra los cambios en la rata de operación que mejorarían el trabajo de molienda.

Tabla 3. Optimización de las ratas de demolición para distintos escenarios en pozo.

Situación	Recomendaciones
Revestimiento cementado	Incrementar la velocidad y el peso sobre la herramienta para mejorar la rata de penetración (ROP).
Revestimiento sin cementar	Implementar velocidades pequeñas con poco peso sobre la herramienta.
Revestimiento severamente corroído	Incrementar la velocidad y reducir el peso sobre la herramienta para evitar desgarres o astillamientos en el revestimiento.
Herramienta inestable	Corra un estabilizador por encima de la herramienta si es posible. El diámetro externo del estabilizador no debe exceder el de la herramienta.
Rebotes o una operación irregular	Disminuir la velocidad y el peso de la herramienta hasta que la operación se torne más suave. Después de una hora, aumentar de manera lenta la velocidad y el peso. Si la rata de penetración (ROP) de la herramienta es aceptable, se debe continuar con las mismas condiciones

	en las que está trabajando, si no, se debe incrementar la velocidad y el peso hasta obtener un ROP aceptable. Si es necesario, se repite el procedimiento hasta que la operación resulte.
Antiguos modelos de colgadores de liners, centralizadores y rascadores	La mayoría de los colgadores de liner son molidos de manera rápida, sin embargo modelos antiguos tienen resbalones y partes giratorias. Cuando estos modelos se encuentran, se debe perforar de manera frecuente con la herramienta, cambiándola de posición para romper la el colgador y molerlo efectivamente. Para moler centralizadores y rascadores, se debe emplear una herramienta con un diámetro externo capaz de demoler los objetos y pasar por el pozo sin ocasionar daño en las paredes.

Fuente: "Guidelines for effective milling" Weatherford

- Velocidades de rotación: Para herramientas pequeñas, hasta 8 1/2 in de diámetro, se puede alcanzar velocidades de 150 RPM (revoluciones por minuto), sin embargo, se debe mantener por debajo de 100 RPM para evitar problemas operacionales.
- Peso de las herramientas: Excesivo peso puede ocasionar que el carbonato de tungsteno, material que permite la molienda, sufra daño. El carbonato de tungsteno corta metal óptimamente en un rango de 100-500 psi. Insertos de carbonato de tungsteno cortan metal en un rango de 150-500 psi. Se puede determinar el peso sobre la herramienta usando la siguiente formula:

$$(\text{OD diámetro externo de la herramienta})^2 * (0.7854) * (\text{psi aplicado para cortar}) = \text{peso recomendado sobre la herramienta}$$

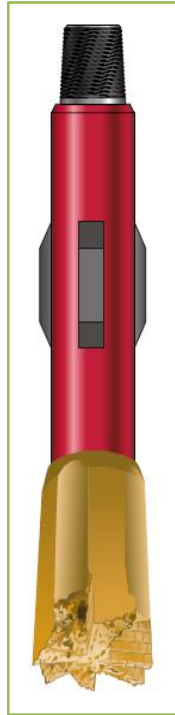
2.6.1.1 Junk Mill: Herramienta demoledora que trabaja con buenos resultados en tubería cementada y que puede moler casi cualquier material que se encuentre en

pozo, incluyendo brocas, cuñas, cemento, conos de broca, tubería de perforación, empaques, botellas, retenedores, revestimientos colapsados, entre otros. La herramienta tiene forma cilíndrica y puntas planas, lo que permite que este en contacto con el objeto a ser molido todo el tiempo, cortando continua y uniformemente la obstrucción.

- Operación de la herramienta en un pozo revestido³⁴
 1. Use un junk mil con diámetros de 1/8 a 1/4 in menor que el diámetro del revestimiento.
 2. Correr un estabilizador por encima del junk mil con el mismo diámetro.
 3. Usar un mínimo de 10000 libras de botellas (drill collars).
 4. Golpear la herramienta sobre la obstrucción de forma suave, mientras se empieza a demoler con 5000 libras de peso y 80 a 100 RPM, con un bombeo normal.
 5. Cuando se observa que el junk mil rota sin dificultad se debe golpear suavemente dos o tres veces.
 6. Después del primer progreso, se levanta la herramienta de 15 a 20 ft, se reduce el bombeo por cerca de dos minutos para q se libere el junk mill de la obstrucción y, se chequea el asentamiento de partículas que puedan entrelazar la herramienta.
 7. Se golpea varias veces de nuevo la obstrucción y se perfora con un peso de 4000 a 12000 libras y velocidades de 100 a 125 RPM.
 8. Se repite el punto 6 y 7 cada uno o dos pies hasta que la obstrucción sea totalmente liberada.

Figura 25. Herramientas Junk Mills.

³⁴ DELGADO, Herney. "Manual de limpieza de pozos" Universidad Industrial de Santander 1982



Fuente: “Guidelines for effective milling” Weatherford

2.6.1.2 Tapper Mill: Herramienta de molienda que permite el arreglo de colapsos o daños presentes en el revestimiento. Es fabricada de aleación especial de acero para larga duración, dureza y abrasión. Tiene forma puntuda (cónica), lo que la hace ideal para reparar obstrucciones del diámetro interno del revestimiento.

- Operación de la herramienta para reparar un revestimiento colapsado.³⁵
 1. Determinar el diámetro y forma del colapso por medio de impresiones, brocas y tuberías.
 2. Usar un tapper mill 1/4 in más grande del diámetro interno del colapso. El intervalo colapsado se demuele por etapas.
 3. La longitud y el diámetro de la herramienta será establecida por las condiciones del revestimiento.

³⁵ DELGADO, Herney. “Manual de limpieza de pozos” Universidad Industrial de Santander 1982

4. Comenzar a rotar con una velocidad de 50 RPM. El peso es gobernado por el torque encontrado. En muchos casos el peso es de 2000 a 3000 libras.
5. Cuando el revestimiento tiene un colapso extremadamente grande, la parte inferior del intervalo actúa como una cuchara para desviar el pozo. El taper mill en este caso, puede cortar a través de la parte superior del intervalo colapsado y puede ser desviado por la parte inferior del revestimiento dañado. En muchos casos de revestimiento extremadamente colapsado, es mejor correr tubería de perforación con estabilizadores y usar poco peso y una velocidad de 150 RPM.

Figura 26. Herramienta Tapper Mill



Fuente: "Guidelines for effective milling" Weatherford

2.6.1.3 Pilot Mill: Es una herramienta de punta de diamante con piloto. Entre sus usos se encuentra demoler efectivamente revestimientos, liners, zapatos rotadores, tubería de lavado, adaptadores, tubería de perforación y collares.

- Operación de la herramienta: Dependiendo del material a ser molido, el peso que se debe usar puede variar de 4000 a 10000 libras con una velocidad de 125 RPM.³⁶
 - 1 Introduzca la herramienta hasta 5 ft por encima de la obstrucción.
 - 2 Poner freno, rotar y romper circulación.
 - 3 Suavemente incrementar la rotación hasta 125 RPM.
 - 4 Tomar parámetros de pesos arriba y abajo. Este paso dice el peso neutro de la sarta y permite establecer el torque normal en la sarta. Al determinar el torque en la sarta cuando la herramienta entra en la obstrucción, se puede determinar si el pilot entro correctamente.
 - 5 Bajar la herramienta suavemente hasta que toque la punta del pescado, luego se empieza a demoler.
 - 6 Continuar moliendo a una velocidad uniforme sin interrupción.

Figura 27. Herramienta Pilot Mill



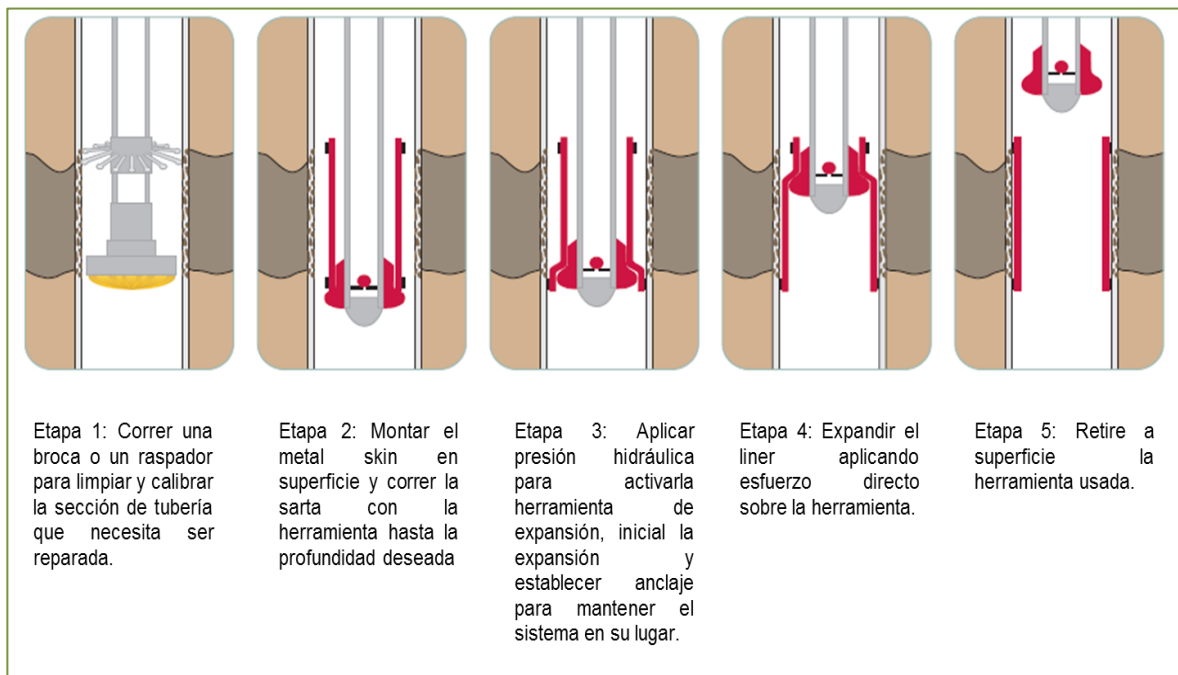
Fuente: "Guidelines for effective milling" Weatherford

³⁶ "Guidelines for effective milling" Weatherford

2.6.2 Metal Skin³⁷: Herramienta que expande un liner sobre la sección de revestimiento a ser reparada. Puede ser usado para aislar el daño en el revestimiento sin importar la longitud o forma del mismo.

- Operación de la herramienta
 - 1 Correr una broca o un raspador para limpiar y calibrar la sección de tubería que necesita ser reparada.
 - 2 Montar el metal skin en superficie y correr la sarta con la herramienta hasta la profundidad necesaria.
 - 3 Aplicar presión hidráulica para activarla herramienta de expansión, inicial la expansión y establecer anclaje para mantener el sistema en su lugar.
 - 4 Expandir el liner aplicando esfuerzo directo sobre la herramienta.
 - 5 Retire a superficie la herramienta usada.

Figura 28. Secuencia de corrida de herramienta metal skin.



³⁷ “Metalskin solid expandable systems” Weatherford

Fuente: “Metalskin solid expandable systems” Weatherford

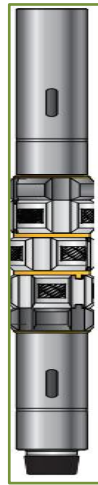
2.6.3 Raspadores (Casing Scraper)³⁸³⁹: Herramienta usada para limpiar mecánicamente la tubería de revestimiento mediante el raspado y la eliminación de incrustaciones de cemento, lodos, parafinas y demás sustancias que se puedan encontrar en la pared interna de la tubería. La herramienta está diseñada para ser corrida sola o como parte de un sistema integrado para la limpieza de pozo.

- Aplicaciones
 - Operaciones de limpieza de tubería de trabajo y revestimiento.
 - Raspar tubería mientras se perfora.
- Características
 - Posee un diseño rotacional que permite la operación de raspado cuando se llevan a cabo labores que requieran altas ratas de rotación, tales como la perforación de un tapón de cemento.
 - Asegura un raspado de 360 grados a toda la pared interna del revestimiento, limpiando toda restricción en la tubería en un solo viaje.
 - Cuenta con una amplia área alrededor de los bloques raspadores, la cual permite el flujo fácil de escombros, prevenir altas densidades de circulación y el posible daño de la zona productora causadas por contrapresiones en la formación.

Figura 29. Herramienta usada para raspar el revestimiento (Casing Scraper).

³⁸ DELGADO, Herney. “Manual de limpieza de pozos” Universidad Industrial de Santander 1982

³⁹ “CLEARMAX Wellbore Cleaning Services” Weatherford



Fuente: “CLEARMAX Wellbore Cleaning Services” Weatherford

2.6.4 Trompo⁴⁰: Herramienta de corrección de revestimiento que consiste en un cono metálico de alta dureza, que se acciona mediante percusión (dejándolo caer de forma consecutiva sobre la obstrucción).

Figura 30. Trompo para reparar revestimientos.



⁴⁰ HERRERA, Jorge. “Análisis de las técnicas de pesca aplicadas en las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo en el campo Sacha” Universidad Tecnológica Equinoccial 2012.

Fuente: HERRERA, Jorge. “Análisis de las técnicas de pesca aplicadas en las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo en el campo Sacha”
Universidad Tecnológica Equinoccial 2012.

2.6.5 Casing Roller⁴¹: Herramienta de corrección diseñada para restaurar la redondez del diámetro interno de la tubería, ejerciendo presión lateral en el revestimiento. Consiste en una hilera de bloques metálicos que al girar corrigen de manera progresiva el revestimiento. Los bloques o rodillos se ajustan para cada diámetro de tubería, se rotan lentamente y bajan gradualmente al pozo a velocidades de 45 a 75 RPM.

Figura 31. Herramienta Casing Roller.



Fuente: HERRERA, Jorge. “Análisis de las técnicas de pesca aplicadas en las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo en el campo Sacha”
Universidad Tecnológica Equinoccial 2012.

⁴¹ HERRERA, Jorge. “Análisis de las técnicas de pesca aplicadas en las operaciones de reacondicionamiento de pozos de petróleo en el campo Sacha” Universidad Tecnológica Equinoccial 2012

3. ANÁLISIS DE LA INTEGRIDAD EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS

3.1 CEMENTACIÓN DE POZOS

La cementación es una operación que mezcla cemento y ciertos aditivos en agua, para formar una lechada que rellenara el espacio anular entre el revestimiento y la pared de la formación. Consiste en introducir un cierto volumen predeterminado de la lechada, el cual se dejara fraguar y endurecer para que forme una barrera permanente e impermeable al movimiento de los fluidos detrás del revestimiento.

Entre sus principales funciones se encuentran: soportar la tubería de revestimiento, aislar acuíferos someros, evitar la contaminación de fluido de pozo y restringir el flujo de fluido entre formaciones.

Una buena cementación, representara un aumento en la vida operativa del pozo; mientras que, una mala práctica, acarreará problemas operacionales que implicaran aumento en los costos operativos para la empresa.

3.2 OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

3.2.1 Cementación primaria: Como su nombre lo indica, es la primera operación de cementación que se realiza en pozo. Consiste en bombear un bache de lechada de cemento por la tubería de revestimiento hasta alcanzar la ubicación deseada en el anular. El cemento colocado en el pozo no necesariamente debe rellenar todo el espacio anular; sin embargo, se debe asegurar que rellene el espacio alrededor del zapato y frente a las zonas que contienen fluidos.

La operación de cementación primaria se puede dividir en los siguientes pasos:

1. Corrida de lodo de perforación por la tubería de revestimiento. Busca confirmar que se presente flujo por el espacio anular por donde va a pasar la lechada y remover los posibles ripios que en ella se encuentre.
2. Prueba de presión. Trabajo realizado para determinar si el sistema puede soportar las presiones que se van a manejar durante la cementación.

3. Bombeo de bache lavador. Usado para desplazar el lodo de perforación de las zonas donde planea ubicarse el cemento. Cuando no se desplaza correctamente el lodo, puede producirse canalizaciones, contaminación del cemento, y mala adherencia del cemento. La lechada de cemento y el lodo de perforación son incompatibles, por lo que la buena cementación debe asegurar una remoción del revoque del lodo en el espacio a ocupar el cemento. Normalmente, el lavador usado en este paso es agua.
4. Corrida de un espaciador (bottom plug-tapón inferior). Es el encargado de desplazar los fluidos que se encuentran delante de la primera lechada de cemento. Actúa como un tapón de goma en el sentido de que transporta todo el lodo y el bache lavador, sin permitir que este se mezcle con la lechada de cementación. Posee una membrana que al ser presionada, puede romperse para permitir la circulación del cemento.
5. Inmersión de la lechada de relleno. Como su nombre lo dice, es una lechada que busca evitar la contaminación de la lechada principal, debido a que está aún se puede encontrar con restos de lodo de perforación.
6. Introducción lechada principal. Lechada de cemento que se adherirá al anular entre la tubería de revestimiento y la formación.
7. Corrida de un espaciados (top plug-tapón superior). Es el encargado de bombear la lechada de cemento. Es desplazado con lodo de cemento y ejerce la presión necesaria para que se rompa el bottom plug y se circule el cemento al anular. El top plug es destruido solo cuando se perfora con broca.
8. Secado del cemento. El cemento ya ubicado en la posición preestablecida dentro del anular, deberá permanecer allí el tiempo necesario para que seque de manera completa. Cabe decir, que cada lechada de cemento tiene un comportamiento diferente, por lo que el tiempo de espera para que fragüe es variado.

Cuando se hace este proceso, es recomendable tener un sistema de circuitos cerrado, que permita contabilizar los fluidos que entran y salen del sistema activo.

3.2.2 Tapones de cemento: Un tapón de cemento, es una operación en la que a una profundidad determinada, se introduce un volumen de lechada de cemento, la cual sellara la zona y/o evitara la migración de fluidos en pozo.

Los tapones de cemento son usados para:

- Abandonar pozos cuando no siguen siendo comercialmente rentable. En pozos nuevos se requiere solo un tapón; mientras que en pozos viejos y depletados, en donde se sabe que a futuro seguirá sin ser viable su reactivación, es necesario el uso de tres tapones de cemento.
- Realizar desvíos. Se hacen cuando un pozo presenta una pesca imposible de atrapar o se necesita desviar el rumbo del pozo para corregir la verticalidad del mismo.
- Controlar perdidas de circulación en pozo, forzando a la lechada de cemento a penetrar zonas donde la cementación debe ser corregida.
- Aislar zonas inferiores a los intervalos de interés, las cuales pueden estar proporcionando alta producción de agua o no son de importancia.

Los tapones de cemento pueden ser temporales o permanentes; y se pueden colocar de manera balanceada o de manera forzada.

3.2.2.1 Tapón de cemento balanceado: En esta operación se balancea la lechada de cemento entre el espacio anular de la tubería de revestimiento y la sarta de trabajo. La realización de este proceso inicia con el pozo lleno de un fluido, al cual se le va a introducir un bache lavador, seguido de la lechada de cemento y terminando con otro bache lavador. Cuando todos los fluidos se encuentran balanceados dentro de la tubería de trabajo y en el espacio anular entre esta y la tubería de revestimiento, se procede a retirar la tubería de trabajo. El tapón balanceado pasa a ocupar todo el diámetro interno del revestimiento a lo

largo sección de tubería ya calculada; la base del tapón se encuentra a la profundidad a la que estaba la tubería de trabajo cuando se balancearon los fluidos y su longitud depende del volumen de lechada usado.

- Aplicaciones
 - Aislar zonas de interés.
 - Abandonar pozos.
 - Abandonar zonas no productoras.
 - Desviar pozos.
 - Corregir pérdidas de circulación.
- Operación
 - 1. Llenar el pozo.
 - 2. Mezclar la lechada que será bombeada al pozo.
 - 3. Bombear el cemento.
 - 4. Desplazar hasta dejar el cemento en la profundidad circulada.
 - 5. Sacar tubería hasta tope deseado y lavar el exceso de cemento.
 - 6. Sacar tubería y esperar fragüe.
- Cálculos necesarios para la operación:
 - 1. Recopilación de información
 - a) Estado mecánico del pozo
 - b) Características y propiedades mecánicas de la tubería que se encuentra en pozo.
 - c) Densidad de lodo en formación.
 - d) Longitud del tapón a cementar.
 - e) Propiedades del cemento (aditivos, agua de mezcla) y rendimiento (suele ser 1,15 ft³/saco).
 - f) Galones de agua a usar por saco de cemento.
 - g) Volumen del espaciador a usar.
 - 2. Calculo del volumen de la lechada del cemento
$$\begin{aligned} \text{Vol lechada de cemento (bbl)} \\ &= \text{Capacidad revestimiento} \\ &\quad * \text{longitud del tapon(ft)} \end{aligned}$$

$$\text{Capacidad de revestimiento} = \frac{(\text{diametro interno (in)})^2}{1029.4}$$

3. Calculo de los sacos de cemento a usar

Sacos

$$= \text{vol lechada de cemento (bbl)} * \frac{5.615 \text{ ft}^3}{1 \text{ bbl}} * \frac{1}{\text{rendimiento}(\frac{\text{ft}^3}{\text{sacos}})}$$

4. Calculo del agua de mezcla

Agua de mezcla (bbl)

$$= \text{sacos de cemento} * \frac{\text{galones de agua necesaria}}{1 \text{ saco de cemento}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}}$$

5. Volumen que ocupara la lechada en la tubería de trabajo y en el anular (espacio entre la tubería de trabajo y el revestimiento).

volumen de lechada

$$= \text{volumen anular} + \text{volumen en tuberia de trabajo}$$

Volumen tuberia de trabajo (bbl)

$$= \frac{(ID \text{ tuberia de trabajo})^2}{1029.4} * \text{Longitud}$$

Volumen anular (bbl)

$$= \frac{((ID \text{ revestimiento})^2 - (OD \text{ tuberia de trabajo})^2)}{1029.4} * \text{Longitud}$$

6. Tope de la lechada con tubería adentro: Con la longitud calculada en el paso anterior, podremos determinar el tope de la lechada cuando la tubería de trabajo esté presente y así calcular el volumen de fluido de desplazamiento que necesitaremos.

7. Volumen de desplazamiento

Volumen desplazamiento (bbl)

$$= \frac{(ID \text{ tuberia de trabajo})^2}{1029.4} * \text{Tope lechada con tuberia}$$

3.2.2.2 Tapón de cemento forzado: Este tipo de tapones fuerzan el cemento a entrar a la formación, por lo que se realizan en formaciones ya cañoneadas o para hacer re-cañoneos. El volumen total de cemento calculado en este tipo de tapón es mayor que el calculado en el balanceado y la diferencia entre métodos radica en la proyección de la inyección.

○ Cálculos necesarios para la operación:

1. Recopilación de información
 - a. Estado mecánico del pozo
 - b. Características y propiedades mecánicas de la tubería que se encuentra en pozo.
 - c. Densidad de lodo en formación.
 - d. Longitud del tapón a cementar.
 - e. Propiedades del cemento (aditivos, agua de mezcla) y rendimiento (suele ser 1,15 ft³/saco).
 - f. Galones de agua a usar por saco de cemento.
 - g. Volumen del espaciador a usar.
 - h. Volumen a inyectar en el anular.
 - i. Gradiente de fractura.
 - j. Propiedades del fluido de desplazamiento.

2. Calculo del volumen de la lechada del cemento

Volumen lechada

$$= \text{volumen a inyectar en anular} \\ + \text{volumen tapon balanceado}$$

Vol lechada tapon balanceado (bbl)

$$= \text{Capacidad revestimiento} \\ * \text{longitud del tapon(ft)}$$

$$\text{Capacidad de revestimiento} = \frac{(\text{diametro interno (in)})^2}{1029.4}$$

3. Calculo de los sacos de cemento a usar

$$\text{Sacos} = \text{vol lechada (bbl)} * \frac{5.615 \text{ ft}^3}{1 \text{ bbl}} * \frac{1}{\text{rendimiento}(\frac{\text{ft}^3}{\text{sacos}})}$$

4. Calculo del agua de mezcla

Agua de mezcla(bbl)

$$= \text{sacos de cemento} \\ * \frac{\text{galones de agua necesaria}}{1 \text{ saco de cemento}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}}$$

5. Volumen que ocupara la lechada en la tubería de trabajo y en el anular (espacio entre la tubería de trabajo y el revestimiento).

$$\begin{aligned}
 & \text{volumen de lechada} \\
 & \quad = \text{volumen anular} \\
 & \quad + \text{volumen en tuberia de trabajo} \\
 & \text{Volumen tuberia de trabajo (bbl)} \\
 & \quad = \frac{(ID \text{ tuberia de trabajo})^2}{1029.4} * \text{Longitud} \\
 & \text{Volumen anular (bbl)} \\
 & \quad = \frac{((ID \text{ revestimiento})^2 - (OD \text{ tuberia de trabajo})^2)}{1029.4} \\
 & \quad * \text{Longitud}
 \end{aligned}$$

6. Tope de la lechada con tubería adentro: Con la longitud calculada en el paso anterior, podremos determinar el tope de la lechada cuando la tubería de trabajo esté presente y así calcular el volumen de fluido de desplazamiento que necesitaremos.

7. Volumen de desplazamiento

$$\begin{aligned}
 & \text{Volumen desplazamiento (bbl)} \\
 & \quad = \frac{(ID \text{ tuberia de trabajo})^2}{1029.4} \\
 & \quad * \text{Tope lechada con tuberia}
 \end{aligned}$$

8. Calculo de la presión de fractura

$$\begin{aligned}
 & \text{Presion de fractura (psi)} \\
 & \quad = \text{Gradiente de fractura} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) * \text{profundidad}
 \end{aligned}$$

9. Calculo de las presiones presentes cuando no se ha forzado el tapón balanceado (Pimf)

$$\begin{aligned}
 & \text{Pimf (psi)} \\
 & \quad = \text{Presion de fractura (psi)} \\
 & \quad - \text{Presion hidrostática1 (psi)}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Presion Hidrostatica1 antes de forzar (psi)} \\
 & \quad = \text{Presion hidrostática fluido desplazamiento1} \\
 & \quad + \text{Presion hidrostática lechada cemento sin forzar 1}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Presion Hidrostatica fluido desplazamiento 1} \\
 & \quad = 0.052 * \text{densidad fluido} * \text{profundidad}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presion Hidrostatica lechada cemento sin forzar 1} \\ & = 0.052 * \text{densidad cemento} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

10. Calculo de las presiones presentes cuando ya se ha forzado el tapón balanceado (P_{fmf})

$$\begin{aligned} P_{fmf} \text{ (psi)} & \\ & = \text{Presion de fractura (psi)} \\ & - \text{Presion hidrostatica2 (psi)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presion Hidrostatica2 despues de forzar (psi)} \\ & = \text{Presion hidrostatica fluido desplazamiento2} \\ & + \text{Presion hidrostatica lechada cemento forzada2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presion Hidrostatica fluido desplazamiento 2} \\ & = 0.052 * \text{densidad fluido} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presion Hidrostatica lechada cemento forzada 2} \\ & = 0.052 * \text{densidad cemento} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

3.2.3 Cementación correctiva: Las cementaciones correctivas, se definen como el proceso mediante el cual, la lechada de cemento es forzada a presión en los espacios donde se presentaron inconsistencias o fallas en la cementación primaria (espacios vacíos, perforaciones de cañoneo, fracturas, rotura del revestimiento).

La cementación correctiva es usada cuando:

- Se necesita aislar formaciones en los que se presente interacción entre fluidos.
- Hay filtración de fluidos en el revestimiento causadas por las roturas, corrosión o juntas que presenten fugas.
- Existe un vacío en el espacio anular o cuando se presenta canalización del cemento detrás del revestimiento.
- Se presenta pérdida de circulación o de alta presión.
- Se va a sellar un conjunto o varios conjuntos de orificios de cañoneo para abandonar zonas productoras agotadas.

3.2.3.1 Cementación correctiva a altas presiones (Squeeze): Esta cementación, busca inyectar un volumen determinado de cemento a la máxima presión posible, sin que se presenten fracturas o colapsos en el revestimiento.

- Operación de la herramienta
 1. Limpiar el pozo con raspador
 2. Bajar empaques por debajo y por encima del intervalo a cementar para asegurar un aislamiento zonal.
 3. Cañonear el orificio para cementar.
 4. Realizar prueba de inyección para calcular número de sacos de cemento que se requerirán en la operación.
 5. Inyectar en el intervalo el cemento a altas presiones. En todo momento se deben tomar muestras de las condiciones del cemento (consistencia, bombeabilidad, densidad), asegurarse de que no se llegue a fragüe durante la inyección y que la presión no sobrepase la permisible.
 6. Lavar en reversa una vez la operación de cementación esté terminada.
 7. Subir varias paradas de tubería para evitar que esta pueda quedar atrapada en caso de retorno (back flow).
 8. Después de un mínimo de 8 horas de fragüe, taladrar el tapón resultante y probar con presión la calidad de la cementación.
- Cálculos necesarios para la operación
 1. Recopilación de información
 - a. Estado mecánico del pozo
 - b. Características y propiedades mecánicas de la tubería que se encuentra en pozo.
 - c. Densidad de lodo en formación.
 - d. Longitud del tapón a cementar.
 - e. Propiedades del cemento (aditivos, agua de mezcla) y rendimiento (suele ser 1,15 ft³/saco).

- f. Galones de agua a usar por saco de cemento.
 - g. Volumen del espaciador a usar.
 - h. Volumen a inyectar en la formación.
 - i. Volumen de lechada a dejar dentro de la tubería.
 - j. Gradiente de fractura.
 - k. Propiedades del fluido de desplazamiento.
2. Calculo del volumen de la lechada del cemento

Volumen lechada

$$= \text{volumen a inyectar en formacion} \\ + \text{volumen tapon en revestimiento} \\ + \text{volumen de lechada a dejar dentro de tuberia}$$

Vol lechada tapon en revestimiento (bbl)

$$= \text{Capacidad revestimiento} \\ * \text{longitud del tapon(ft)}$$

$$\text{Capacidad de revestimiento} = \frac{(\text{diametro interno (in)})^2}{1029.4}$$

3. Calculo de los sacos de cemento a usar

$$\text{Sacos} = \text{vol lechada (bbl)} * \frac{5.615 \text{ ft}^3}{1 \text{ bbl}} * \frac{1}{\text{rendimiento}(\frac{\text{ft}^3}{\text{sacos}})}$$

4. Calculo del agua de mezcla

Agua de mezcla(bbl)

$$= \text{sacos de cemento} \\ * \frac{\text{galones de agua necesaria}}{1 \text{ saco de cemento}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}}$$

5. Calculo del tope de la lechada dentro de la tubería de trabajo:
Para este punto es importante recalcar que la lechada antes de ser forzada, se ubica aproximadamente 300 ft arriba de la profundidad donde se asentó el empaque.

$$\left(\frac{\text{Volumen lechada(bbl)}}{\left(\frac{(\text{ID tubería de trabajo})^2}{1029.4} \right)} \right)$$

= Longitud que ocupa lechada en tubería

Tope lechada en tubería

$$= (\text{Profundidad del empaque} + 300 \text{ ft}) \\ + \text{longitud que ocupa lechada en tubería}$$

6. Volumen de desplazamiento

$$\begin{aligned} & \text{Volumen desplazamiento (bbl)} \\ &= \frac{(ID \text{ tubería de trabajo})^2}{1029.4} \\ & \quad * \text{Tope lechada en tubería} \end{aligned}$$

7. Calculo de la presión de fractura

$$\begin{aligned} & \text{Presión de fractura (psi)} \\ &= \text{Gradiente de fractura} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) * \text{profundidad} \end{aligned}$$

8. Calculo de las presiones presentes cuando no se ha forzado la lechada (Pimf).

$$\begin{aligned} & P_{imf} \text{ (psi)} \\ &= \text{Presión de fractura (psi)} \\ & \quad - \text{Presión hidrostática 1 (psi)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática 1 antes de forzar (psi)} \\ &= \text{Presión hidrostática fluido desplazamiento 1} \\ & \quad + \text{Presión hidrostática lechada cemento sin forzar 1} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática fluido desplazamiento 1} \\ &= 0.052 * \text{densidad fluido} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática lechada cemento sin forzar 1} \\ &= 0.052 * \text{densidad cemento} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

9. Calculo de las presiones presentes cuando ya se ha forzado el tapón balanceado (Pfmf)

$$\begin{aligned} & P_{fmf} \text{ (psi)} \\ &= \text{Presión de fractura (psi)} \\ & \quad - \text{Presión hidrostática 2 (psi)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática 2 después de forzar (psi)} \\ &= \text{Presión hidrostática fluido desplazamiento 2} \\ & \quad + \text{Presión hidrostática lechada cemento forzada 2} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática fluido desplazamiento 2} \\ &= 0.052 * \text{densidad fluido} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{Presión Hidrostática lechada cemento forzada 2} \\ &= 0.052 * \text{densidad cemento} * \text{profundidad} \end{aligned}$$

3.2.3.2 Cementación por circulación con retenedores: Técnica usada en casos donde la cementación del revestimiento es realmente mala por encima y por debajo de la arena de interés, por lo que se necesitaría hacer dos cementaciones squeeze para remediar el problema.

- Operación de la herramienta
 1. Cañonear frente a una arcilla por debajo y por encima de la zona de interés.
 2. Bajar raspador
 3. Bajar retenedor (cement retainer) y ubicarlo dentro de las perforaciones, pero buscando que este más cercano a la perforación superior.
 4. Llenar el pozo y asegurar que haya circulación entre las dos perforaciones.
 5. Bombear y desplazar el cemento, buscando que quede ubicado completamente por detrás la sección cañoneada del revestimiento de modo que se forme la menor cantidad posible de tapón de cemento.
 6. Lavar por encima de la perforación superior en reversa hasta que retorne el exceso de cemento.

3.3 LECHADA DE CEMENTACIÓN

3.3.1 Componentes de la lechada de cementación: La lechada de cementación está compuesta por tres componentes principales: el cemento, el agua de mezcla y los aditivos.

3.3.1.1 Cemento: Los cementos se fabrican para cumplir con los requerimientos químicos, físicos y de comportamiento en mezcla. Están fabricados de caliza (u otro material de alto contenido de carbonato de calcio) y arcilla. Las normas API (clase de cemento) y ASTM (tipo de cemento), los clasifican como se ve en la tabla 4:

Tabla 4. Clasificación de los cementos

Clase de cemento. Norma API	Tipo de cemento. Norma ASTM	Rango profundidad (pies)	Temperatura máxima (°C)	Comentarios
A	I	Hasta 6000	77	Usado cuando no se requieren propiedades especiales. Disponible solo el tipo ordinario de resistencia a los sulfatos
B	II	Hasta 6000	77	Disponible cuando se requiere moderada y alta resistencia a los sulfatos
C	III	Hasta 6000	77	Disponible en los tipos ordinario, moderado y alta resistencia a los sulfatos.
D		De 6000 a 10000	110	Usado bajo condiciones de presión y temperatura alta. Disponible en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
E		De 10000 a 14000	143	Usado bajo condiciones de presión y temperatura alta.

				Disponible en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
F		De 10000 a 16000	160	Usado bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Disponible en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
G		Hasta 8000	103	Puede usarse con aditivos como retardadores o aceleradores. Disponible en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
H		Hasta 8000	103	Puede usarse con aditivos como retardadores o aceleradores. Disponible en moderada resistencia a los sulfatos.
J		De 12000 hasta 16000	160	Usado bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Puede usarse con

				retardadores o aceleradores para aumentar su rango de trabajo. Disponible en moderada y alta resistencia a los sulfatos.
--	--	--	--	--

3.3.1.2 Agua de mezcla: Es el fluido que integra el cemento y los aditivos. Es de vital importancia la caracterización de esta agua, debido a que en su composición se pueden presentar químicos orgánicos e inorgánicos que alteran la mezcla y pueden ocasionar una aceleración o retardo en los tiempos de fraguado.

3.3.1.3 Aditivos: Los aditivos son materiales agregados a la lechada de cemento para cumplir propósitos específicos, Entre los más utilizados se encuentran los aditivos que buscan:

- Acelerar el tiempo de fraguado
- Retardar el tiempo de fraguado
- Reducir la densidad de la lechada
- Aumentar la densidad de la tubería
- Mejorar las propiedades de flujo (reducir viscosidad)

3.3.2 Propiedades de la lechada de cementación

3.3.2.1 Densidad: Al diseñar una lechada de cementación, uno de los factores más importantes a tener en cuenta es el valor de la densidad del lodo en el sistema. La lechada deberá tener una densidad lo suficientemente elevada para que no se presente reboce en el pozo y se pueda remover el lodo; pero no lo suficientemente pesada como para fracturar o producir pérdidas de circulación en la formación.

Una lechada liviana, contiene aditivos como la bentonita, ceniza volcánica, silicato de sodio o algún otro extendedor que permita utilizar un mayor volumen de agua en la mezcla, lo que aliviana la densidad de la mezcla. Un exceso en el agua empleada en la lechada, podrá producir cementación de partículas sólidas y presencia de agua libre en la mezcla. Su utilización resulta más económica que las lechadas de mayor densidad, pues reduce concentraciones de aditivos y emplea mayores cantidades de agua.

Una lechada pesada, se puede dar mediante la reducción de la cantidad de agua empleada en la mezcla o agregando un aditivo de peso. El aumento en el peso de la mezcla, tornara la lechada más pesada y gruesa, por lo que podría ser difícil de bombear.

3.3.2.2 Tiempo de espesamiento: En una lechada de cementación, se considera el tiempo de espesamiento o tiempo de bombeabilidad, al tiempo que una lechada requiere para alcanzar 100 unidades de consistencia (Bearden units Bc). Cuando este valor es alcanzado, la mezcla se solidifica, por lo que evidentemente ya no puede ser bombeada por la tubería a presiones razonables.

3.3.2.3 Resistencia a la compresión: Un cemento fraguado, debe ofrecer resistencia a la compresión y a la tensión. Dado que la resistencia a la compresión es de 5 a 10 veces más grande que la resistencia a la tensión, el diseño de la lechada se hace en base a compresión. Es aceptado que la resistencia mínima necesaria por la lechada para sustentar la tubería, impedir intrusión de fluidos no deseados, intercambio de fluidos de formación, confinar fluidos inyectados en la formación deseada y resistir los esfuerzos de reperforación y cañoneo es de 500 psi.

3.3.2.4 Viscosidad: La viscosidad es una variable determinante en el diseño de la lechada de cemento. Es un parámetro que se ve afectado por la cantidad de agua

presente en la mezcla. Los valores de este parámetro oscilan entre 5 y 11 Bc. Valores por debajo de 5 Bc, muestran una lechada con exceso de agua libre; valores por encima de 11 Bc, muestran una lechada más oscura, que desarrolla dificultades para su bombeo.

3.3.2.5 Agua libre: El agua libre, es el agua que se acumula en la parte superior de la lechada de cemento cuando la misma se deja en reposo y sin ser perturbada. El exceso de agua libre en la mezcla, puede ocasionar fisuras o puntos débiles en el sello del cemento; por lo que, si se diseña y ensaya de manera correcta este parámetro.

3.4 MODOS DE FALLA DE CEMENTO

El estado del cemento en cualquier proceso de cañoneo es una de las condiciones más críticas a evaluar, pues el éxito de la operación dependerá en gran medida de las condiciones en las que el cemento se encuentre al cañear, esto se debe a que es el cemento el que soporta realmente la presión del yacimiento, los esfuerzos de la formación contra el pozo y por lo tanto lo que le da integridad al pozo y protege al revestimiento de las condiciones del yacimiento.

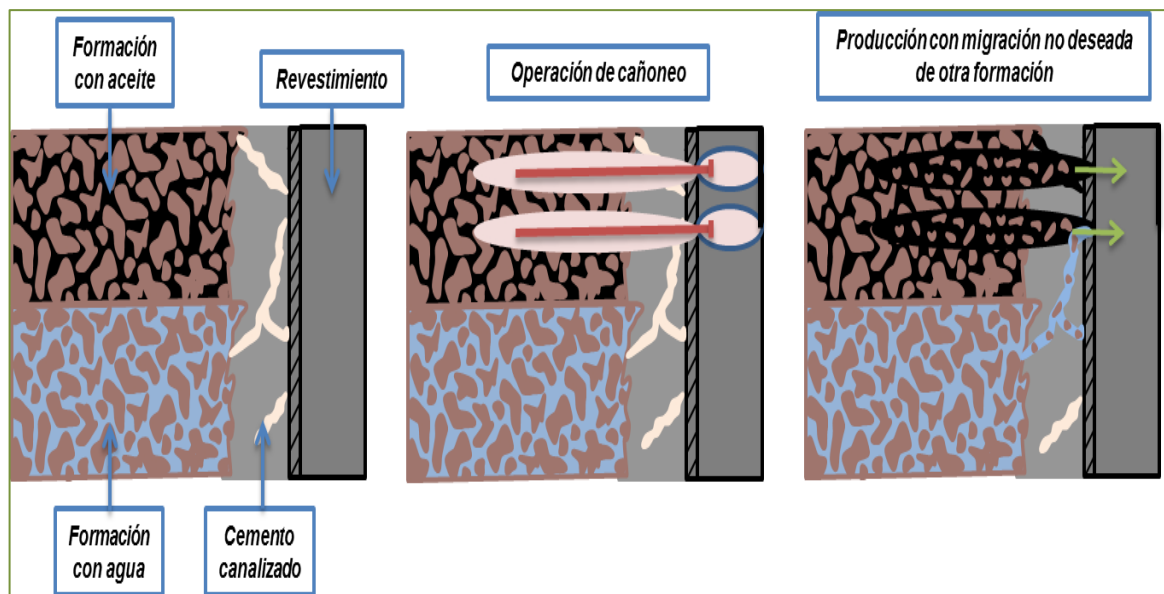
Al realizar un cañoneo en un cemento en buen estado se genera una conexión sólida y estable entre el pozo y la formación lo cual en resumen sería un cañoneo exitoso; si por el contrario se llegara a cañonear un pozo con un cemento en malas condiciones y entiéndase por malas condiciones cualesquiera de los siguientes escenarios:

- Cemento canalizado
- Cemento a baches
- Cemento degradado
- Cemento inexistente

Se estaría incurriendo en un grave error operativo que acarrearía una amplia gama de problemas que irían desde una baja eficiencia del pozo hasta la pérdida del pozo, a continuación se evaluara cada uno de los escenarios planteados.

3.4.1 Cemento Canalizado: Este escenario corresponde al menos grave ya que implica la presencia de cemento solidado en gran parte del intervalo a cañonear, con el defecto de que dicho cemento presenta canales o surcos, que al momento de cañonear, facilitarían la interconexión entre distintas zonas del pozo teniendo como consecuencia las migraciones no deseadas de fluidos ya sea de la formación productora hacia otras formaciones contaminándolas o de fluidos no deseados de otras formaciones (Agua o gas) al pozo; en ambos casos el resultado de esta condición será el decaimiento de la producción del pozo.

Figura 32. Cemento canalizado.

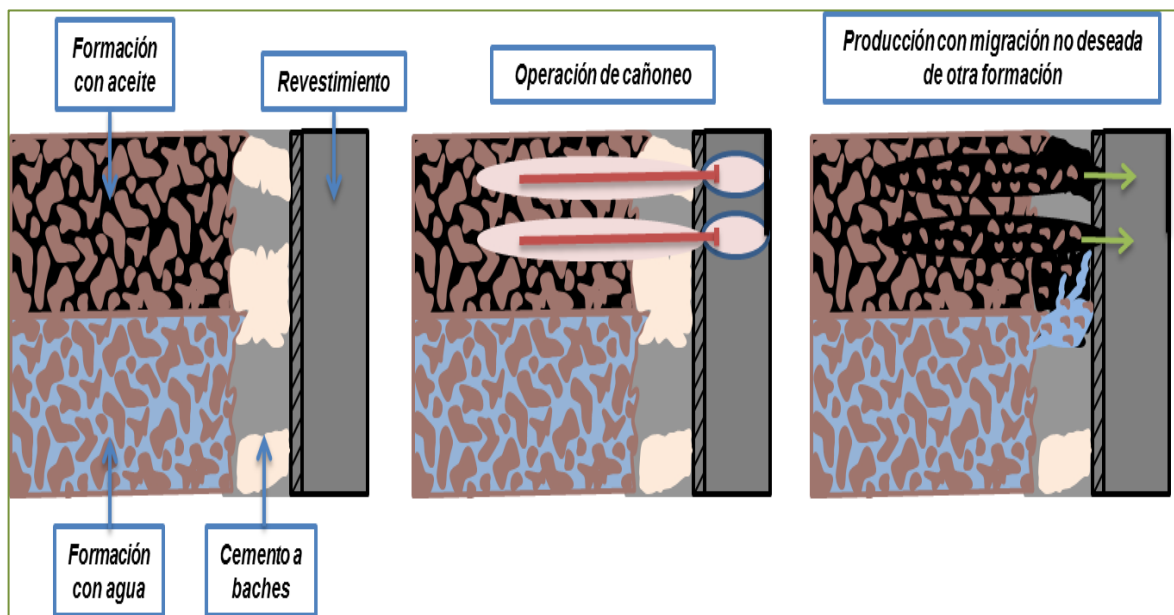


Fuente: Autores del proyecto

3.4.2 Cemento Parcial o a Baches: Bajo esta condición se pueden considerar dos casos particulares, el primero de estos sería el de un pozo nuevo (revestimiento nuevo), en este caso al cañonear obtendremos una conexión

irregular y poco consolidada con la formación ya que en los sectores en lo que no se tiene cemento mucha energía será disipada por la formación y no se contará con el sostén que proporciona el cemento; esta condición producirá un flujo exagerado hacia el pozo lo que desencadenará altas tasas de arenamiento o el cierre de las perforaciones. El segundo caso considera un pozo viejo es decir un revestimiento que ha estado sometido en algunas zonas a las condiciones de la formación por mucho tiempo y que a consecuencia de esto se encuentra bastante corroído y fatigado por las cargas soportadas; al cañonear un revestimiento en estas condiciones, le estaremos sometiendo a un esfuerzo excesivo que terminará por dañarlo severamente y por consiguiente estaremos afectando la integridad del pozo pudiendo incluso generar que se derrumbe.

Figura 33. Cemento parcial o a baches.

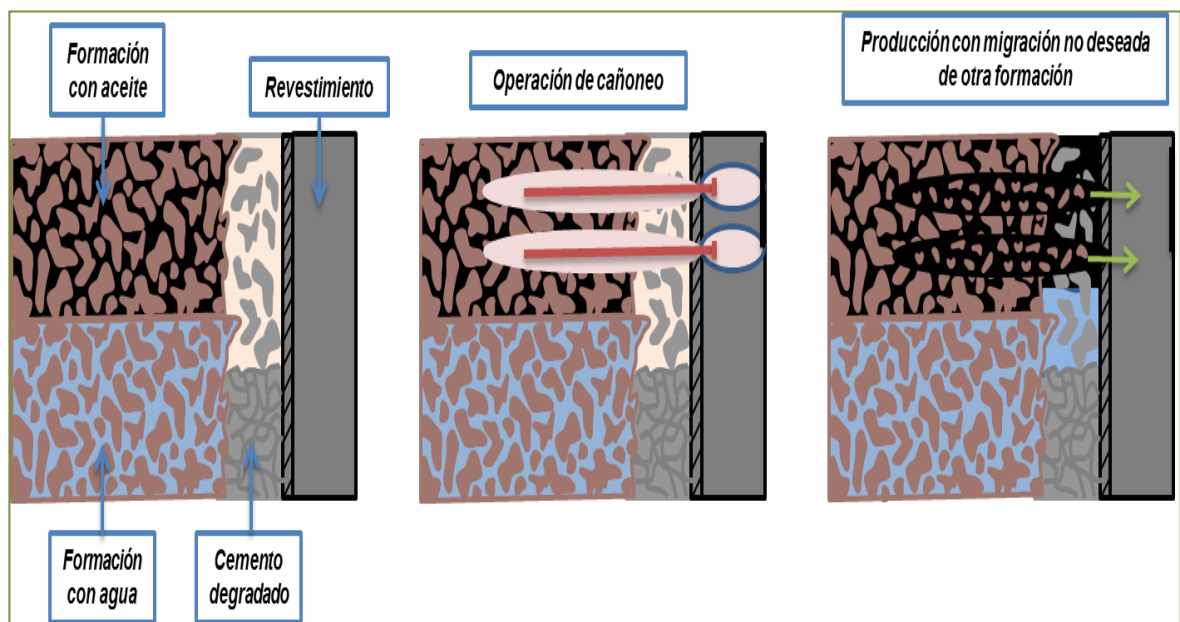


Fuente: Autores del proyecto

3.4.3 Cemento Degradado: Se presenta generalmente en pozos viejos y consiste en que el cemento se ha fragmentado tanto que proporciona un soporte muy pobre al pozo y ningún tipo de aislamiento o protección, esto implica los fluidos de

las formaciones adyacentes han estado en contacto con el revestimiento y han socavado su integridad por lo cual un cañoneo en este revestimiento presentara colapsos o rupturas con el tiempo o de inmediato si la condición del revestimiento es muy crítica; las consecuencias de este escenario son variadas en el caso más optimista hará que el pozo tenga una baja producción debido a altas tasas de arenamiento y en el caso más grave se podría producir el colapso del pozo.

Figura 34. Cemento degradado



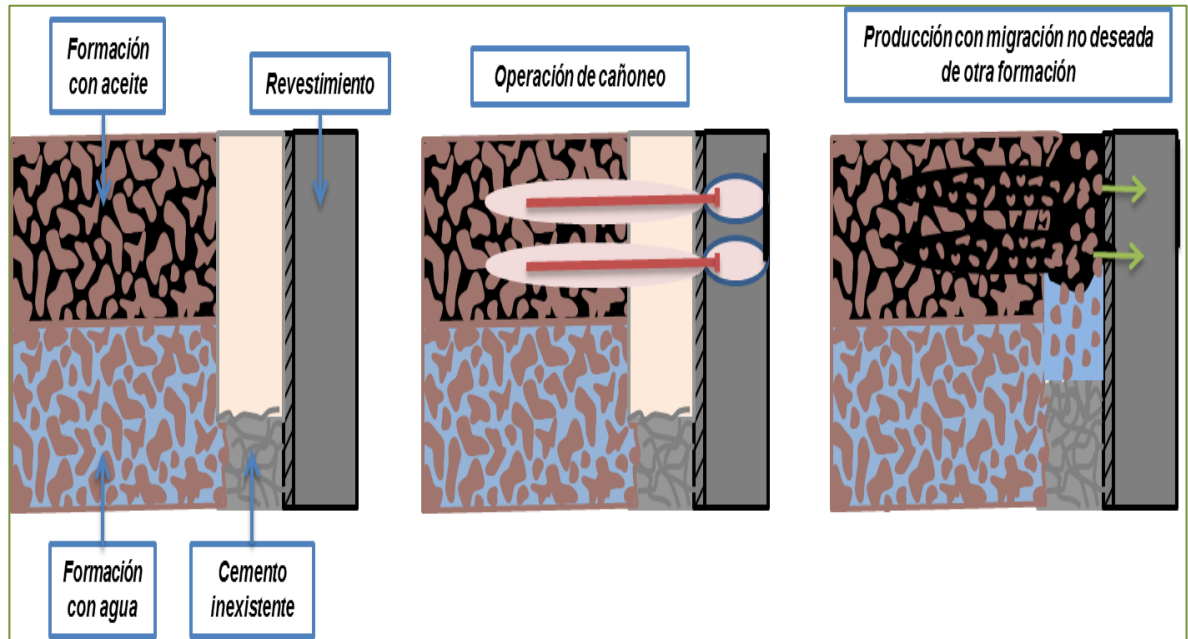
Fuente: Autores del proyecto

3.4.4 Cemento Inexistente: Este escenario es el más grave ya que además de considerar que el revestimiento ya se encuentra desgastado por el contacto con los fluidos de las formaciones adyacentes también ha estado sometido a los esfuerzos de la formación directamente, por lo que realizar cualquier modificación en él, sin los debidos controles seguridad puede resultar en una operación riesgosa.

Hacer un cañoneo en un pozo con esas condiciones supone que el revestimiento desgastado soporte gran parte del impacto del cañoneo sin ningún cemento que le

soporte, llegando a deformarlo o fracturarlo e incluso a colapsarlo por completo ocasionando la pérdida del pozo.

Figura 35. Cemento inexistente



Fuente: Autores del proyecto

3.5 DIAGNOSTICO DEL ESTADO DEL CEMENTO

Debido a la posición del cemento y al poco o nulo contacto que se tiene con él una vez fraguado en fondo, las formas de evaluarle resultan un poco limitadas, sin embargo y como se ha visto ya, el conocer su estado resulta en una actividad indispensable a la hora de realizar un cañoneo; es posible determinar el estado del cemento mediante evaluaciones directas o indirectas, el uso de una u otra estará dado por las facilidades con las que se cuente y el grado de precisión que se desee.

3.5.1 Métodos de evaluación directa del estado del cemento: El diagnóstico del estado del cemento se puede ejecutar de varias maneras, pero las más

acertadas resultan ser aquellas implican la intervención del pozo y son las siguientes:

3.5.1.1 Cement Bond Log (CBL)⁴²: consiste en un registro acústico que permite determinar el grado de adherencia del cemento con las paredes del casing y por tanto la posición del cemento. Su principio se basa en la diferencia de la amplitud y la velocidad que tiene una onda sonora cuando viaja en sólidos y el en aire. Así pues cuando la onda sonora enviada por un emisor viaja por un sólido (cemento adherido al casing) tiene una velocidad de desplazamiento mayor y una amplitud particular y registra un tiempo menor en ser percibida por el receptor; lo contrario ocurre cuando el cemento se encuentra pobremente adherido ya que la onda tiene que viajar por espacios vacíos o parcialmente sólidos, altera su amplitud de onda y demora su trayecto hacia el receptor.

- Aplicaciones
 - Medición de la atenuación de la energía acústica en la interface cemento-revestimiento.
 - Evaluación del acoplamiento del cemento a la formación al correlacionar los datos de la onda con otras medidas petrofísicas.
 - Indicar canales o intervalos con cemento parcial o baches.
 - Localizar tubería libre y el tope del cemento.
 - Evaluar el proceso de desplazamiento del lodo.
- Características
 - Puede ser corrido en combinación con los registros gamma ray (GR)⁴³ y casing collar locator (CCL)⁴⁴.

⁴² “Wireline and perforating services” Halliburton

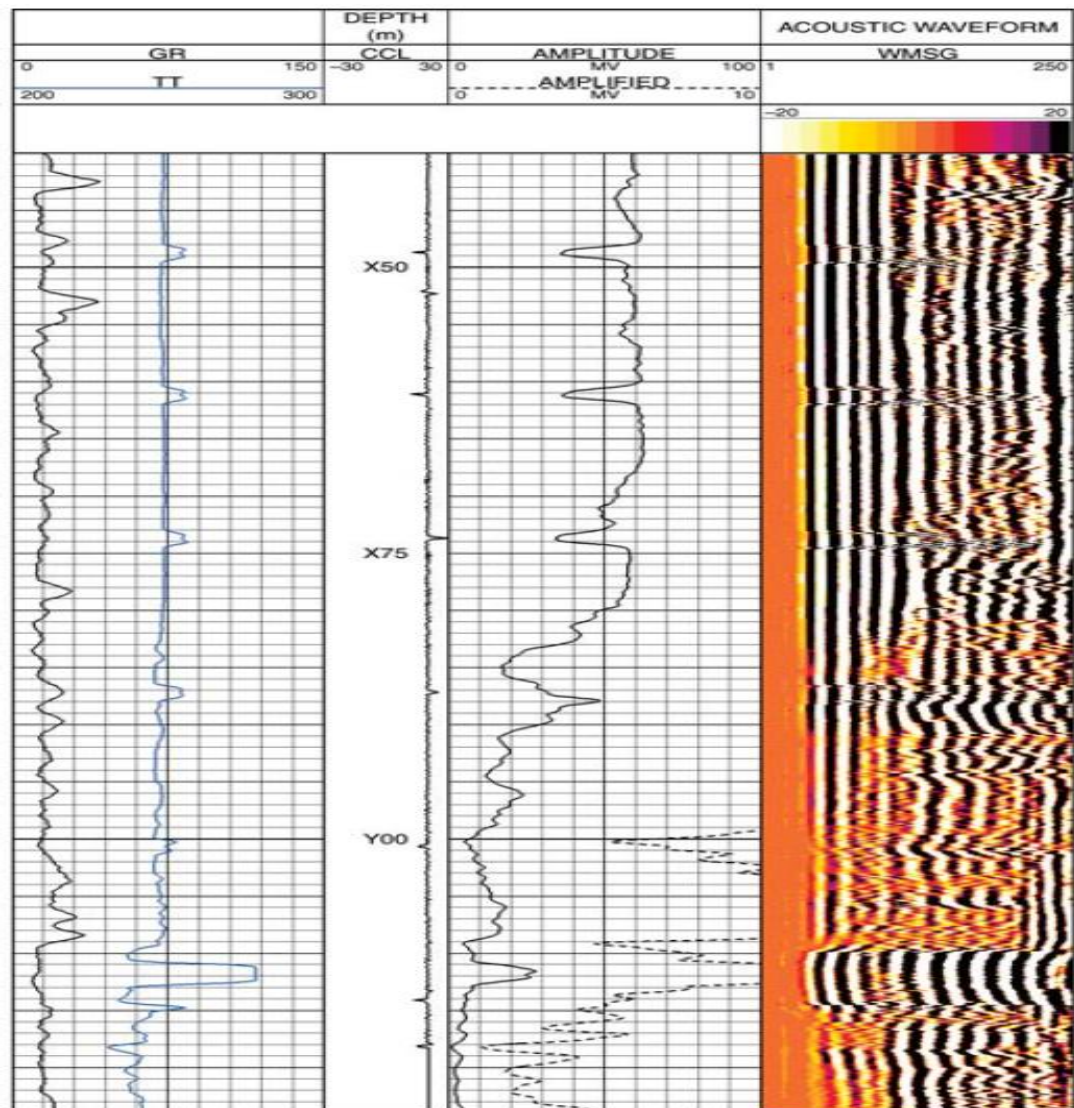
⁴³ Registro Gamma Ray (GR): Registro que mide la radiactividad natural de las formaciones (las arenas productoras se caracterizan por tener un nivel muy bajo de radioactividad). El GR puede ser corrido en pozos revestidos, lo que lo hace útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo.

⁴⁴ Registro casing collar locator (CCL): Es un registro que responde a los cambios en masa, por lo que localiza en profundidad los acoples entre juntas y perforaciones.

- Registros de neutrón pueden ser usados en formaciones donde hay un contraste mínimo de rayos gamma.
- La herramienta CBL está diseñada para ser corrida en todos los tipos de wireline.
- Evaluación de la adherencia del cemento-revestimiento en un amplio rango de revestimientos, desde diámetros pequeños hasta diámetros de revestimiento por encima de las 20 in.
- Grabación digital de la forma de la onda para la transmisión en tiempo real de la información.

La figura 36, ilustra un ejemplo de registro compuesto con CBL, en el cual localiza el aparente tope del cemento. El registro está dividido en cuatro secciones (tracks): el primero, consta del registro gamma ray para la correlación y tiempo de viaje que se utiliza para el control de calidad; el segundo, muestra la profundidad a la cual se están tomando los registros; el tercero, presenta las curvas de amplitud y amplitud amplificada, las cuales indican la calidad de adherencia del cemento al revestimiento y del cemento a la formación; y el cuarto, muestra la forma de la onda acústica que está tomando el registro. El tope de cemento se localizó a la profundidad X80.

Figura 36. Ejemplo de un registro compuesto con CBL.



Fuente: "Wireline and perforating services" Halliburton

3.5.1.2 Variable Density Log (VDL): el registro de densidad variable funciona de una manera similar al CBL con la diferencia de que este analiza todo el tren completo de ondas sonoras que viajan a través de los distintos medios del pozo, determinando cuales vienen de cada sector, permitiendo no solo identificar el grado de adhesión del cemento con el revestimiento sino también su estado en el anular y la adhesión con la formación, otorgando así una vista más completa del estado del cemento en toda su longitud.

3.5.2 Métodos de evaluación indirecta del estado del cemento: En este aspecto cabe mencionar que la única información que es posible extraer del cemento de manera indirecta proviene de dos fuentes:

- **Historiales de intervención y perforación:** por medio de estos se pueden tener conocimiento acerca del estado inicial del cemento en el pozo y de las cementaciones remediales que se le han hecho, esta información permitirá estimar la posición del cemento en el pozo, su estado y sus posibles zonas críticas.
- **Registros de Cemento Anteriores:** Si el pozo cuenta con registros de cemento tomados con anterioridad, se puede contar con un herramienta más directa que nos proporcionara una idea más clara del estado del cemento en el pozo y su evolución con el tiempo; si el pozo cuenta con un registro de cemento relativamente actual este puede ser usado para la operación de cañoneo reduciendo así el costo y la duración de la intervención.

4. METODOLOGÍA PARA EL DIAGNOSTICO DEL ESTADO DE POZOS CANDIDATOS Y LA VIABILIDAD DEL CAÑONEO EN CAMPO ESCUELA COLORADO



La metodología mostrada en el grafico anterior, propone realizar la evaluación de los pozos del campo escuela Colorado de la manera más óptima e integral posible, promoviendo la utilización de métodos indirectos de evaluación como filtro inicial, pero sin desconocer la necesidad de realizar análisis más específicos y directos.

En esta a su vez se propone fusionar las evaluaciones directas con las intervenciones a los pozos, con el fin de disminuir los tiempos y optimizar los costos de la campaña de cañoneo; así pues el esquema plantea de manera resumida el procedimiento que se explica a continuación:

Paso 0: Postulación de posibles candidatos por parte del equipo de ingeniería de yacimientos

Antes de pensar en evaluar las condiciones en las que los pozos se encuentran, es importante considerar si resulta viable o no la realización de los trabajos de estimulación en los pozos y de ser viable, que intervalos se van a cañonear y cuál es el cañón más efectivo esta función es desempeñada por el equipo de ingeniería de yacimientos del campo; este trabajo no se centra en el desarrollo de esta actividad ya que fue realizado en un trabajo de grado anterior⁴⁵, por otro lado no está de más especificar los criterios que fueron considerados para la selección de los pozos que se desean evaluar mediante la aplicación de esta metodología.

El primer criterio que se considero fue la cantidad de reservas con las que contaba cada pozo, es decir entre mayor fuese la cantidad de reservas del pozo más viable se hace la implementación del recañoneo. Esto se debe a que las reservas corresponden a un buen indicativo de la cantidad de crudo que será posible extraer del pozo una vez este se ponga en producción⁴⁶.

El segundo criterio empleado fue el caudal de crudo esperado después del recañoneo, ya que a medida que este valor sea más grande más pronto se tendrán las reservas en superficie y por tanto el trabajo realizado será rentable en menos tiempo⁴⁷.

Al cruzar estos dos datos: las reservas y el caudal esperado, se pueden seleccionar los pozos con el mayor atractivo para ser recañoneados, ya que se filtran aquellos pozos que no solo rentabilizaran la campaña más rápidamente sino

⁴⁵ DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado”

⁴⁶ Estos datos se encuentran consignados en: Informe Colorado 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente. ECOPETROL S.A.

⁴⁷ Estos datos se encuentran consignados en: Informe Colorado 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro para ocho áreas de la gerencia centro oriente. ECOPETROL S.A.

que lo harán por mucho más tiempo. Una vez identificados estos pozos se procede ejecutar el siguiente paso.

Paso 1: Revisión de reporte de perforación

Una vez han sido preseleccionados los pozos candidatos iniciales teniendo en cuenta, las zonas de interés (reservas) y su potencial (caudal esperado), se debe pasar a evaluar su estado mecánico, razón por la cual se deben conocer los reportes de perforación y completamiento del pozo, ya que estos contienen información específica y detallada sobre el estado final de pozo una vez perforado, sentados los revestimientos y cañoneado; de estos reportes se debe extraer la siguiente información:

- Longitudes, configuraciones, diámetros, espesores y grado de la tubería de revestimiento.
- Volúmenes de lechada bombeados (topes teóricos de cemento), topes reales detectados de cemento y fluidos de desplazamiento.
- Profundidades finales y longitud del pozo.
- Intervalos cañoneados y densidad de disparos por pie
- Diagrama del estado mecánico inicial del pozo

Como se puede observar esta información facilita crear de manera detallada una idea del estado del pozo una vez terminado, proporcionando así un punto de comparación el cual se podrá contrastar pasos más adelante facilitando visualizar la evolución del estado del pozo.

Paso 2: Análisis de historial de intervenciones

Teniendo un idea clara de cuál era el estado mecánico del pozo una vez completado, es importante conocer estado actual del pozo, por esta razón se debe

proceder a revisar que cambios ha tenido este a través del tiempo, para esto se deben estudiar los reportes de todas la intervenciones que se le han hecho al pozo, en busca de todos aquellos indicativos que señalen algún cambio o tendencia en el pozo.

Esto permitirá detectar posibles:

Daños:

- Colapsos
- Estallidos de revestimiento
- Ruptura de Casing

Cambios en el estado mecánico:

- Cementaciones remediales
- Correcciones de casing
- Aislamiento de zonas
- Cambios del fondo del pozo (Acumulación de sucio, Pescados)

Tendencias:

- Arenamiento
- Precipitación de orgánicos
- Precipitación de inorgánicos
- Inestabilidad del pozo
- Presencia de gases

El tener conocimiento de si el pozo presenta o no, alguna de estas condiciones permitirá estar adecuadamente preparado (servicios, herramientas, facilidades, etc.) para las posibles contrariedades que se puedan presentar durante las intervenciones futuras e incluso la operación eficiente del campo.

Para la detección de estas condiciones, generalmente bastara con leer los reportes diarios de las intervenciones hechas en el pasado, prestando atención a todos los reportes que indiquen la presencia de alguna de las condiciones nombradas anteriormente; adicionalmente se deberá prestar especial atención a condiciones como las siguientes:

- Intervenciones que tuvieron dificultades para sacar o meter la sarta de producción o de trabajo
- Dificultades al momento de posicionar y sentar empaques
- Daños en los elastómeros o anillos de los empaques
- Perdidas de peso en la sarta de trabajo recurrentes a determinadas profundidades
- Ralladuras en la tubería de producción o de trabajo
- Altas frecuencias en trabajos de acondicionamiento de pozo (acidificaciones, limpiezas de arena u orgánicos, etc.)

Paso 3: Preselección de pozos candidatos

Con la ejecución de los pasos anteriores se tendrá una idea clara de las condiciones de los pozos que inicialmente se pretendían intervenir en la campaña, lo que permitirá seleccionar cuales son los mejores candidatos no solo por su alto potencial y reservas, sino también por su buena condición mecánica, factor que influirá de manera positiva en la realización de los trabajos futuros.

Es por esta razón que en este pasó, se procede a seleccionar y priorizar los pozos cuyas condiciones mecánicas sean las más favorables es decir:

- Pozos que no hayan sufrido daños en el revestimiento.
- Pozos que tengan menos tendencia a ensuciarse o taponar las tuberías.
- Pozos cuyas operaciones de cementación hayan resultado satisfactorias y sean propicias para las operaciones de recañoneo (buen cemento en las nuevas zonas de interés).

- Pozos que no tengan pescados o mucha suciedad en fondo.

En resumen se filtraran los pozos que no presenten problemas que retrasen o dificulten las intervenciones de cañoneo para así darles prioridad en la ejecución de la campaña.

Adicionalmente esta selección servirá como base para la ejecución de los trabajos previos a la campaña de recañoneo que se verán a continuación.

Paso 4: Intervenciones menores

Una vez se cuente con el banco de datos de los pozos y se haya realizado el primer filtrado para obtener los pozos prioritarios, es recomendable actualizar esta información mediante la realización de intervenciones menores a los pozos, que faciliten la obtención de información directamente del pozo en cuestión. Estos trabajos pueden ser:

- Intervenciones con equipos Slickline para hacer corridas de bloques de impresión y así realizar calibración de tubería, verificación de fondo, toma de muestras de fondo y toma de impresiones de posibles pescados o colapsos, si es que el pozo los presenta.
- Intervenciones con equipos Wireline para la corrida de registros⁴⁸ que permitan obtener información más detallada del estado actual del pozo.

Con estas intervenciones se busca detectar posibles cambios en las condiciones del pozo que no habían sido registradas previamente en reportes de trabajos anteriores ya que si bien es cierto y ya se cuenta con una buena cantidad de información de los pozos, no se debe desconocer que dicha información proviene de registros históricos y que por tanto cuentan con un grado significativo de incertidumbre que se hace más notorio cuando los reportes más “actuales” no corresponden a fechas cercanas a la actual.

⁴⁸ Véase numeral 2.5.1 Métodos de evaluación directos de la integridad del revestimiento. Pag. 41.

Otra razón por la cual se recomienda realizar este tipo de trabajos es con el fin de evaluar aquellos pozos de los que no se dispone de mucha información o es muy imprecisa para poder determinar si las condiciones de su estado mecánico en general son favorables o no, para ejecución de una operación de recañoneo.

Para la realización de estos trabajos es necesario planear una ruta de intervenciones es decir, determinar el orden en el cual se irán interviniendo uno a uno los pozos que se desean evaluar. Para la planeación de esta ruta se debe considerar principalmente y como se mencionó anteriormente el grado de prioridad de cada pozo, aunque adicionalmente se deben evaluar otros factores como, la cercanía de los pozos, el estado de las vías del campo y las condiciones de las locaciones de los pozos. El tener en cuenta todos estos factores contribuirá a que durante la ejecución de la ruta se mantenga la prioridad de los pozos a la vez que se optimizan los tiempos de ejecución ya que se disminuyen las duraciones de las movilizaciones de los equipos.

Paso 5: Selección definitiva de pozos candidatos

Ya para este punto se procederá a revisar a la luz de la nueva información disponible (proveniente de las intervenciones menores que se le realizaron a los pozos), que pozos en definitiva serán intervenidos pues presentan las condiciones más favorables para la realización de los trabajos de recañoneo.

Se seleccionaran y priorizaran entonces los pozos que se encuentren en las mejores condiciones, es decir:

- Pozos en los que no se hayan evidenciado daños en el revestimiento.
- Pozos en los que no se presentaron dificultades en las corridas de las herramientas de los equipos rigless (Slickline y Wireline).
- Pozos en los que no se detectaron pescados o mucha suciedad consolidada en fondo.

- Pozos en los que los registros tomados evidencian buenas condiciones en el casing y el cemento.

Esto además de proporcionar la lista de los pozos candidatos a intervenir, permitirá prever que tipo de intervenciones y servicios serán necesarios durante la ejecución de la campaña.

Paso 6: Planeación de intervenciones mayores

Ya habiendo escogido los pozos candidatos a ser recañoneados, después de pasar por el proceso de evaluación y selección que se enumeró en los pasos 0 al 5, solo resta la establecer la ruta de workover, contratar los servicios que durante la evaluación se hizo evidente serán necesarios y planear los trabajos que se le van a realizar a cada pozo es decir, el plan de trabajo de cada intervención.

Como se mencionó anteriormente y al igual que la ruta de los equipos de intervenciones menores, la ruta de workover se debe hacer basada en la prioridad de los pozos a intervenir, sin desconocer por supuesto las condiciones del campo, procurando entonces la optimización de los tiempos de movilización mediante la consideración de los estados de las vías y locaciones del campo, así como la ubicación de cada pozo a intervenir.

En cuanto a los servicios, se deben realizar las respectivas contrataciones que durante la fase de evaluación se detectó serían necesarios y por supuesto aquellos que resultan inherentes a la operación de cañoneo, ejemplos de estos pueden ser:

- Servicio de cañoneo
- Servicio de toma de registros
- Servicio de herramientas de pesca
- Servicio de cementación
- Empaques

En resumen todos los servicios que sean necesarios para la ejecución de la campaña de recañoneos.

En lo que al plan de trabajo o wellplanning respecta, este debe ser particularizado para cada pozo, debido a que cada uno posee distintas condiciones y por lo tanto presentara escenarios de trabajo diferentes; el plan de trabajo deberá además contar con la información necesaria para la buena realización de los trabajos en el pozo y procurar prever posibles situaciones que se puedan presentar una vez se esté interviniendo el pozo.

En conclusión este paso consiste en la planeación y preparación de todo lo que haga falta para llevar a cabo la campaña de recañoneos en el campo.

Paso 7: Intervención de equipo de Workover

Antes de la intervención del equipo de workover se deben garantizar las condiciones de la locación del pozo y la vía de acceso a la misma, es decir: terreno firme y nivelado, contrapozo en buenas condiciones, anclajes para los vientos en caso de que el equipo los requiera, canaletas para evacuación de fluidos de la locación, espacio suficiente para ubicar el equipo y sus periféricos, buen estado de la vía de acceso, entre otros. Por esta razón se recomienda que antes de cualquier intervención y preferiblemente durante la planeación de la ruta se realicen visitas a los pozos candidatos, para así determinar cuáles necesitaran que se adelanten obras civiles.

Ya con el equipo instalado en la locación se procederá con la ejecución del well planning que se ha realizado durante la ejecución del paso anterior, incluyendo por supuesto aquellas actividades que se presenten durante la intervención y que no hayan sido consideradas.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA AL CAMPO COLORADO

El objetivo de la metodología es determinar la viabilidad operativa de la ejecución de un procedimiento de recañoneo a los pozos del campo escuela Colorado, ya que como se demostró en trabajos anteriores⁴⁹ este tipo de estimulaciones resultarían adecuadas para la recuperación de la producción del campo; así pues se procederá aplicar la metodología a continuación.

Paso 0: Postulación de posibles candidatos por parte del equipo de ingeniería de yacimientos

Inicialmente se parte de la selección de pozo candidatos contenidos en las tablas que se encuentran a continuación, y que contienen los pozos que fueron seleccionados a través de un estudio para evaluar su productividad después de realizarles un recañoneo.

Tabla 4. Pozos candidatos inactivos Campo Escuela Colorado.

Pozo	Bloque	Reservas (MBIs)	Q _r Reportes (Bls/día)	Q reactivar Ecopetrol 2004 (Bls/día)
COL 0003	III	259.694	3.03	10
COL 0023	I	284.114	5.65	5
COL 0031	II	273.54	10	8
COL 0033	III	335.187	2.1	-
COL 0035	II	84.395	4.8	10
COL 0044	II	244.501	6.5	8
COL 0045	IV	282.291	6	10
COL 0049	VI	161.143	7.19	15
COL 0055	V	447.111	7	10
COL 0056	V	104.784	5.5	10

⁴⁹ DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado”

COL 0058	V	350.536	7.3	10
COL 0063	II	242.362	0.35	-
COL 0066	IV	250.321	2.1	-
COL 0067	IV	457.374	14.84	20
COL 0074	V	229.3160	6.6	8
COL 0059	IV	327.262	12	10

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado”

Tabla 5. Pozos candidatos activos Campo Escuela Colorado.

Pozo	Bloque	Reservas (MBIs)	Q _r Reportes (Bls/día)	Q reactivar Ecopetrol 2004 (Bls/día)
COL 0012	II	103.064	1.9	10
COL 0025	I	15.053	6.74	6
COL 0036	V	244.974	11.53	16
COL 0037	VI	251.655	5.16	18
COL 0038	I	283.729	4.58	23
COL 0069	III	178.176	1.51	15
COL 0070	II	42.551	1.43	7
COL 0075	V	77.583	2.29	7

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado”

Los pozos sombreados corresponden a los pozos seleccionados tanto activos como inactivos del campo, para la aplicación de la metodología, siendo estos como se observa en los datos, los pozos con la mayor cantidad de reservas in situ y el más alto caudal esperado, lo cual los convierte en excelentes candidatos a ser evaluados. A manera de ejemplo solo se detallara a continuación la aplicación de

la metodología al pozo **Colorado 58**, para la consulta de la información de los demás pozos seleccionados remítase al anexo de este documento.

En cuanto a la información suministrada por el equipo de yacimientos respecto al pozo Colorado 58 se tienen los siguientes datos:

Figura 37. Recopilación de datos pozo Colorado 58 entregados por yacimientos.

Intervalos a Recañear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
5414'-5392'	154	22
5350'-5340'	70	10
5335'-5322'	91	13
5176'-5167'	63	9
4504'-4496'	56	8
4462'-4452'	70	10
4341'-4333'	56	8
4254'-4246'	56	8
4518'-4504'	98	14
4452'-4440'	84	12
4333'-4320'	91	13
4261'-4254'	49	7
4242'-4230'	84	12
4934'-4926'	56	8
4828'-4818'	70	10
4802'-4790'	84	12
4758'-4750'	56	8
2589'-2582'	49	7
2566'-2552'	98	14
2508'-2492'	112	16
2460'-2444'	112	16
2334'-2327'	49	7
2176'-2168'	56	8
2158'-2146'	84	12
Total	1848	264

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 90

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 105

Paso 1: Revisión de reporte de perforación

Una vez seleccionados los pozos que se desean evaluar se procede a establecer las condiciones en las que se encontraban una vez terminados, la información que se ve a continuación cumple con este objetivo.

Tabla 6. Datos pozo Colorado 58.

POZO COL. 58	
Alias	Colorado 0058
TD	5903 ft
Campo	Colorado
Área	65-4E
Zona	C-CB
Elevación	441.11

Revestimiento de superficie (0 a 511.7 ft) 11/02/1961						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
8 5/8	8.097	24	J-55	8R-LTC	496.8	15

Zapato flotador	
Tipo	Baker flotador
Longitud (ft)	1.8
Asentado a (ft)	511.7

Collar Flotador	
Tipo	Baffle plate
Asentado a (ft)	476.2

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 511.7 ft) 11/02/1961						
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento		Bbl fluido desplazamiento	
Nare	200	110	Agua		30.7	
Retorno de cemento						
# sacos estimados	85					
Revestimiento de producción (0 a 5864 ft) 18/03/1961						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud	# Juntas

5 1/2	4.95	15.5	J-55	8R-LTC	5863.2	141
-------	------	------	------	--------	--------	-----

Zapato flotador	
Tipo	Baker guia
Longitud (ft)	1.4
Asentado a (ft)	5864

Collar Flotador	
Tipo	Baker flotador
Longitud (ft)	1.6
Asentado a (ft)	5818.9

Cemento para revestimiento de producción (430 a 5864 ft) 18/03/1961			
Mezcla			
Componente	# Sacos		
Cemento Hércules	664		
Strata Crete	94		
Acuagel	23		
Total	781		

Peso mezcla (lb/ft3)	102
Tope cemento calculado (ft)	300
Tope cemento por registro de temperatura (ft)	430

Fluido de desplazamiento	Agua-Lodo
Barriles fluido desplazamiento	10-129

Completamiento 13/04/1961		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
4230	4242	25
4254	4261	15
4320	4333	17
4440	4452	25
4504	4518	29
4246	4254	17
4333	4341	17
4452	4462	21
4496	4504	17
5167	5176	19
5322	5335	27
5340	5350	21
5392	5414	45

Recompletamiento 04/08/1966		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
2446	2458	25
2468	2476	17
2327	2334	15
2444	2460	33
2492	2508	33
2552	2566	29
2582	2589	15
4750	4758	17
4790	4802	25
4818	4828	21
4926	4934	17

Fuente: Autores del proyecto

Como se puede observar en la información consignada lo que se pretende es hacerse con una idea muy detallada y específica de las condiciones en las que el pozo quedo una vez terminado, esto proporcionara un punto de referencia del cual partir para estudiar los cambios que se presentaron en el pozo desde que se completó.

Paso 2: Análisis de historial de intervenciones

Una vez se extrae la información de los reportes de perforación y completamiento, se pasa a estudiar los reportes de las intervenciones que se le han realizado al pozo, esto con el fin de detectar cambios en el estado mecánico, daños y tendencias del pozo⁵⁰. A continuación se presenta un resumen de las intervenciones que se le hicieron al pozo Colorado 58.

Tabla 7. Antecedentes pozo Colorado 58.

Línea de tiempo de antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
08/10/1964	Se limpió con raspador parafina hasta 1500'
18/08/1965	Se limpió con raspador parafina hasta 1500'
04/08/1966	Se cambiaron 60 tubos parafinados
08/10/1970	Se encontró 20' de sucio y 900' de tubería parafinada
30/06/1973	Se cambiaron 48 tubos parafinados
05/08/1975	Se cambiaron 44 tubos parafinados
15/04/1977	Se encontraron 168' de sucio y se bajó raspador al pozo
30/05/1977 a 07/06/1977	Se encuentra restricción mientras se corría un raspador a 2070'. Se baja bloque de impresión mostrando 2 perforaciones en la base. Se baja broca para moler pero no se pudo avanzar por lo que se decide correr un Junk Mill para moler lo que se concluyó eran cuñas hasta bajar libremente. Toca fondo a 5649' (170' de sucio). se termina de correr raspador
25/05/1977 a 01/08/1977	Se hicieron pruebas de suaveo en las que se presentaron problemas con el desplazamiento de los empaques. Adicionalmente con estas pruebas se evidencio que el agua de formación es salada y acida
05/12/1977	Cambio de bomba e inyección de aceite caliente al tubing
06/07/1978	Cambio de bomba e inyección de aceite caliente al tubing
22/02/1980	Cambio de bomba e inyección de aceite caliente al tubing

⁵⁰ Véase “Paso 2: Análisis de historial de intervenciones”, Pag. 96

22/02/1982	Limpieza de parafina con aceite caliente por el tubing y se cambian 50 tubos tapados de parafina
11/06/1984	Limpieza de parafinas con aceite caliente por el tubing
17/07/1984	Limpieza con aceite caliente. Se probó tubería encontrando el tubo # 177 roto; se sacaron 3 tubos y se baja bomba. El pozo quedo trabajando
31/10/1989	Se trata de sacar bomba de pozo, pero se encuentra partida por lo que fue necesario sacar tubería. Se encontraron 41' de sucio
17/01/1990	Se tomó prueba de fluidos en formación encontrándose: ph=7.1; cloruros(ppm cl-)=11100; alcalinidad(ppm CaCO3)=80; bicarbonatos(ppm HCO3)= 9706; sulfatos(ppm so4-)=5.4; calcio(ppm Ca+2)=740; magnesio(ppm Mg+2)=85.1; dureza total (ppm CaCO3)= 2200; Dureza Ca (ppm CaCO3)= 1850; Dureza Mg (ppm CaCO3)=350; %aceite=83.6; %agua=16.3; %emulsion=0.1; API=40.2
28/09/1993	Se probó tubería (@600 psi),ok. Se cambiaron 16 tubos parafinados
12/09/1997	Limpieza de parafinas con aceite caliente
12/10/2010	Fondo encontrado a 5420' (251' de sucio). Se cambiaron 50 tubos parafinados

Fuente: Autores del proyecto

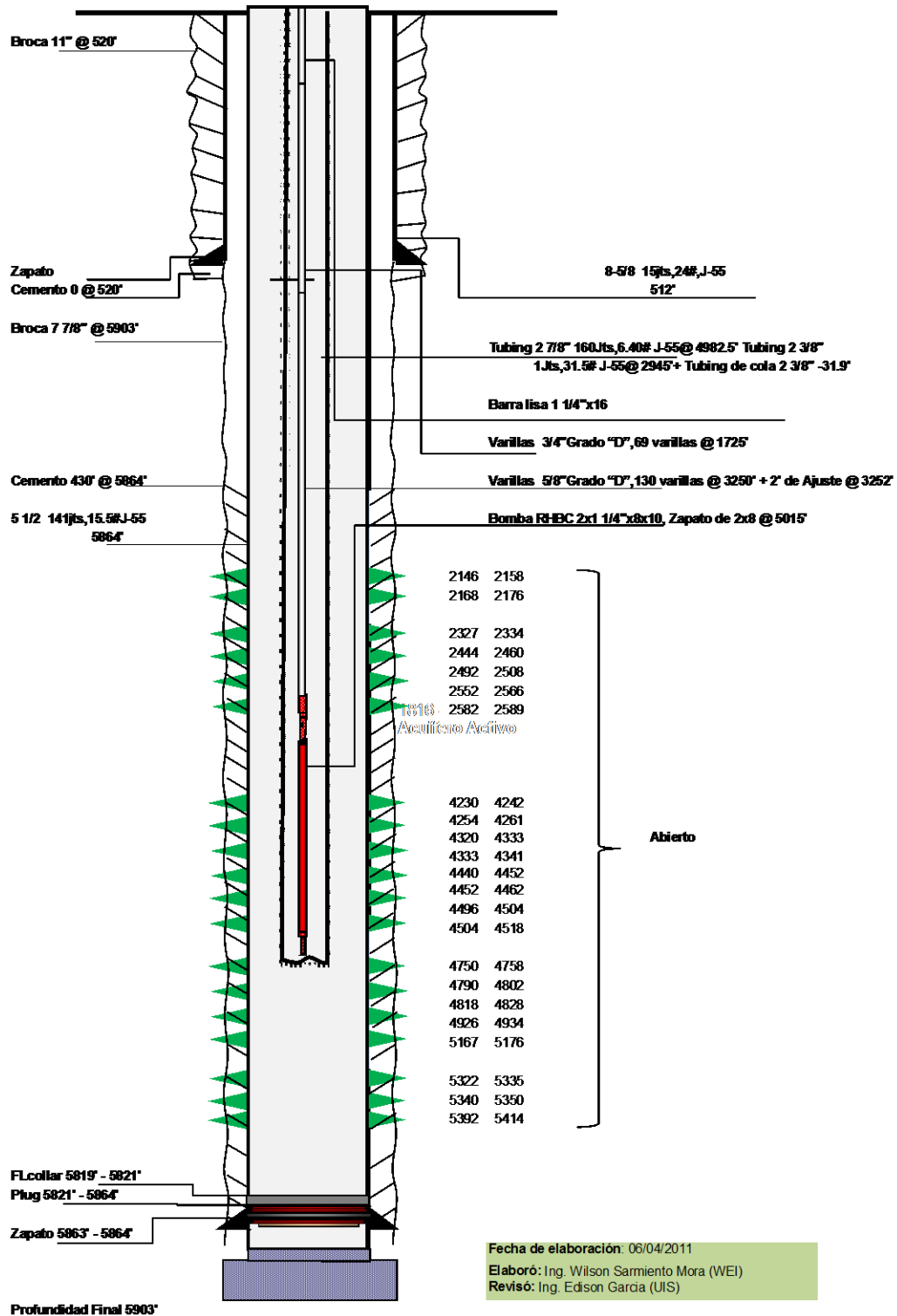
De la información contenida en la tabla anterior se pueden extraer las siguientes condiciones:

- El pozo tiene tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos lo que genera dificultades por sartas pegadas durante las intervenciones.
- El pozo presenta antecedentes que indican posibles daños leves en el revestimiento.
- Los fluidos del pozo someten el revestimiento a un ambiente salado que puede acelerar los procesos de corrosión en las paredes del casing.
- En la última limpieza se dejó muy poco rathole en el pozo lo que puede indicar que posiblemente el pozo tenga intervalos tapados con sucio.
- No se cuenta con registros de cemento del pozo, por lo que se desconoce el estado de este.

Adicionalmente se presenta a continuación el diagrama del estado mecánico actual, para tener una idea más clara de las condiciones y características del pozo.

Figura 38. Estado mecánico actual del pozo Colorado 58.

ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-58



Fuente: Well Files, Campo Escuela Colorado

Paso 3: Preselección de pozos candidatos

Como se observó en el paso anterior el pozo Colorado 58 se encuentra en buenas condiciones generales, pese a que tiene evidencias de daños leves que no representan dificultades significativas para la realización del procedimiento de recañoneo, razón por la cual se considera un pozo viable y un buen candidato para la campaña.

Paso 4: Intervenciones menores

Una vez los pozos atraviesan el primer filtro se procede a planear que intervenciones menores es necesario llevarles a cabo; en el caso del pozo Colorado 58 como se observó en la información disponible, la última vez que se intervino es relativamente reciente por lo que no se tiene tanta incertidumbre acerca de su estado actual, sin embargo el pozo no cuenta con registros de cemento, por lo que no se tiene idea de en qué condiciones se encuentre el cemento del pozo, a causa de esto se debe realizar la toma de un registro de cemento⁵¹ ya que para la operación de cañoneo, el conocer el estado del cemento del pozo es muy importante.

Adicionalmente se recomienda como medida preventiva realizar la toma de un registro de corrosión⁵², pues como se muestra en la información del pozo, las características del agua de fondo promueven un ambiente altamente corrosivo que muy posiblemente ha venido debilitando el revestimiento.

Paso 5: Selección definitiva de pozos candidatos

Una vez se tenga la información completa de cada pozo preseleccionado incluyendo el estado del cemento, se seleccionaran aquellos pozos que se encuentren en las mejores condiciones para la ejecución del recañoneo; en el

⁵¹ Véase numeral 2.5.2 Métodos de evaluación directa del estado de cemento. Pag. 90

⁵² Véase numeral 2.5.1 Métodos de evaluación directos de la integridad del revestimiento. Pag. 41

caso del pozo Colorado 58 la toma del registro de cemento se hará durante la intervención del equipo de Workover, para optimizar los tiempos de ejecución de la campaña, así pues se procede a realizar la planeación del recañoneo a continuación.

Paso 6: Planeación de intervenciones mayores⁵³

Ya con el pozo seleccionado se pasa a realizar el plan de las actividades necesarias para ejecutar el reacondicionamiento del pozo; a continuación y a modo de ejemplo se muestra el procedimiento a seguir en el pozo colorado 58:

1. Movilizar el equipo al pozo a intervenir
2. Reunión pre operacional de inicio de trabajo, divulgar el well planning al personal, asignar de roles y apertura de permisos de trabajo necesarios.
3. Armar unidad básica e instalar equipos de trabajo. Hacer inspección del rig y verificar equipos.
4. Instalar y probar de líneas al poor boy y líneas de control de pozo
5. Registrar y descargar presiones del tubing y anular hasta conseguir THP=0 psi y CHP=0 psi. Evaluar pozo durante 1 hora, de acuerdo al comportamiento controle el pozo con salmuera libre de sedimentos.
6. Realizar prueba de integridad a la tubería con 800 psi por 10 minutos.
7. Retirar cabezal de unidad de bombeo mecánico e instalar parrilla y herramientas de trabajo para varilla.
8. Aplicar tensión y desanclar bomba. Retirar barra lisa 1 ¼" x 16'
9. Instalar y probar sistema de preventoras de varillas y armar herramientas de manejo de varillas.
10. Sacar la siguiente sarta de varillas: 69 varillas 3/4" mas 130 varillas 5/8" más 2' de ajuste 5/8", en total 199 varillas (4977'). Si es necesario realizar back-off mecánico. Sacar bomba RHBC 2x1 ¼"x8x10 y zapato de 2x8"

⁵³ Este plan se elaboró con el apoyo de los ingenieros: Herney Delgado Martínez, Álvaro Muñoz Rodríguez y Cristina Celis Aparicio, basados en "Programa operacional servicio a pozos" Campo escuela colorado UIS.

sentado a 5015'. Reportar estado de la sarta y enviar bomba a taller para revisión.

11. Desarmar herramientas de manejo de varillas y desinstalar sistema de preventoras de varillas.
12. Instalar sistema de preventoras de tuberías y conectar sistemas hidráulicos.
Armar herramientas de manejo de tubería y mesa de trabajo.
13. Probar preventoras con 500 psi y 1500 psi y sistema de choque.
14. Sacar tubería de producción a los racks así: 160 juntas 2 7/8" mas 1 junta 2 3/8" mas 1 junta de cola 2 3/8", en total 162 juntas (5014.4'). Si es necesario realizar back-off mecánico. Reportar estado de la sarta.
15. Verificar de fondo con sand line y barras de peso y determinar nivel de fluido.
16. Limpieza de pozo hasta alcanzar fondo (5819') o rat hole aceptable (si el pozo lo requiere de lo contrario pasar al numeral 17)
 - a. Correr tubería de recámara con tapón en punta para probar la recámara (20 juntas).
 - b. Sacar de tubería de recámara a la torre y armar de BHA de limpieza (cuello dentado-flapper – recámara – bomba desarenadora).
 - c. Correr sarta limpieza hasta tope de sucio.
 - d. Trabajar bomba desarenadora hasta lograr el máximo avance.
 - e. Sacar 4 juntas y esperar 1/2 hora por aportes y bajar nuevamente para verificar tope de sucio.
 - f. Si es necesario hacer otra corrida sacar a la torre, vaciar recámara y volver a correr sarta de limpieza de lo contrario sacar quebrando.
 - g. Desarmar sarta de limpieza
17. Bajar broca de 4 3/4" ó 4 5/8", y raspador de 5 1/2" con tubería de trabajo hasta fondo limpio midiendo sarta, reportar posibles puntos apretados (colapsos) y realizar los viajes necesarios para que las paredes del pozo queden totalmente limpias (3 a 4 viajes), recircular hasta obtener retorno limpio en tanque.

18. Desplazar el pozo con salmuera, sacar la tubería, llenar el pozo con agua filtrada (8 micrones). Y entregar el pozo para toma de registros eléctricos.

19. Toma de registros de cemento

- a. Armar la unidad de registros eléctricos y probar los equipos de presión.
- b. Armar la sarta de registros de cemento (GR, CCL, CBL, VDL y USIT).
- c. Tomar registros de cemento, si el registro muestra adecuada adherencia del cemento frente a los intervalos a recañonear pasar al numeral 21, de lo contrario seguir con el siguiente paso.

20. Cementación remedial

- a. Conectar e instalar en superficie empaque RBP de 5 ½". Asentarlo 15' debajo de la zona a cementar; el empaque RBP se bajara con tubería de trabajo.
- b. Sacar tubería de trabajo en paradas a la torre.
- c. Bajar con tubería de trabajo para bombear 10' de área sobre el empaque RBP y sacar tubería de trabajo en paradas a la torre nuevamente.
- d. Bajar con cañón, correlacionar y realizar perforaciones con casing puncher (4 tiros por pie) en frente de la zona a cementar
- e. Conectar e instalar en superficie retenedor de 5 ½". Asentarlo de 10' a 20' por encima de la zona cañoneada; el retenedor de 5 ½" se bajará con wireline.
- f. Sacar cable hasta superficie.
- g. Diseñar trabajo de cementación forzada para realizar cementación correctiva al casing.
- h. Realizar prueba de presión a las líneas de superficie a 500 y 3000 psi.
- i. Bajar con stinger y tubing. Conectarse al retenedor y realizar prueba de circulación o inyektividad (tener cuidado con la presión para evitar

fractura de formaciones), para confirmar diseño de trabajo de cementación.

- j. Verificar retornos por anulares (tubing - casing y casing 5 1/2" – 8 5/8") abrir este último anular al tanque para efectuar esta operación.
- k. Bombear cemento y realizar trabajo de cementación diseñado previamente. Verificar volumen de retornos por anular casing – casing si los hubo durante el trabajo.
- l. Cerrar anular casing – casing. Desconectar stinger y circular en reversa exceso de cemento y sacar stinger.
- m. Esperar fragüe con el pozo cerrado por 12 horas, o lo que muestren los testigos y recomiende la empresa de cementación. Drenar presión, observar retornos y sacar sarta de trabajo
- n. Bajar con tubería de trabajo con punta abierta hasta tope de cemento para determinar profundidad.
- o. Sacar tubería de trabajo en dobles a la torre
- p. Preparar en superficie BHA para moler retenedor y tapón de cemento así: junk mil, junk basket, drill collar, fishing jar, spiral drill collar, jar intensifier.
- q. Bajar sarta de molienda hasta tocar tope del retenedor.
- r. Levantar 5' e iniciar circulación y rotación para tomar parámetros de sarta libre (pesos hacia arriba y hacia abajo, torque, presión, etc).
- s. Bajar con circulación y rotación e iniciar trabajo de molienda, utilizando los siguientes parámetros sugeridos:
 - i. WOB: 2000 lb y 8000 lb
 - ii. RPM: 50 y 120
 - iii. GPM: 240 y 300
- t. Mantenga una tasa de perforación constante agregando peso regularmente, sin permitir que se quede sin peso sobre el junk mil. Prestar atención a los retornos y el avance para evitar dañar el empaque RBP.

- u. Una vez haya llegado a la arena, circular hasta limpio.
- v. Sacar el BHA, desconectar herramientas y evaluar desgaste de las herramientas.
- w. Bajar con tubería de trabajo y herramienta de pesca para desasentar empaque RBP y sacar empaque quebrando a los racks.

21. Recañoneo de intervalos

- a. Previo al trabajo de cañoneo probar manifold y líneas de flujo al manifold con 500 psi por 10 min. Y 2000 psi por 1 hora.
- b. Realizar reunión preoperacional y de seguridad.
- c. Prepare alineación al separador y verifique todas las válvulas en posición previa al cañoneo, prepare tanque con agua y manguera para prueba de soplo.
- d. Ensamblar y cargar los cañones tipo 1 – 11/16 pwr spiral 7.5, este procedimiento deberá ser realizado solo por el personal autorizado de la compañía que presta el servicio.
- e. Efectuar rig up del lubricador.
- f. Conectar la línea de tierra de la unidad a la torre y la cabeza de pozo. Comprobar que los voltajes de fuga no sean mayores de 250 mv entre la torre - tierra, cabeza de pozo - tierra y unidad - tierra.
- g. Apagar todos los radios de comunicaciones, incluyendo los de la torre, y del cliente, walkie talkie's, celulares, en un radio de 350 pies durante la operación. Colocar los respectivos avisos de advertencia.
- h. Llevar la cabeza de cañoneo a la unidad para su revisión de aislamiento y continuidad. Conectar el CCL a la cabeza de cañoneo y comprobar su señal y el paso de corriente. Lo anterior siempre que se requiera debe ser efectuado en la cabina de la unidad.
- i. Señales de explosivos y de no fumar deben ser colocados en el lugar de trabajo. No se permite ningún tipo de soldadura eléctrica durante la operación.

- j. Colocar en la posición de “safe” el interruptor de seguridad del panel de disparo.
- k. Desconectar cualquier tipo de conexión eléctrica externa que se tenga, (lámparas, extensiones) a la energía de la torre. Verificar que todas las fuentes de esten apagadas. Apagar el sistema y los generadores eléctricos de la unidad. Desalojar la cabina de la unidad. No debe permanecer ninguna persona dentro de ésta.
- l. Hacer retirar de la planchada a toda persona que no forme parte de la operación.
- m. Conectar el cañón al CCL en forma tal que la línea de disparo esté despejada.
- n. Revisar el detonador usando el tubo de seguridad para detonadores.
- o. Colocar momentáneamente la línea viva del cañón a tierra para comprobar que no tiene corriente y luego conectar el detonador, colocado en el tubo de seguridad las líneas de corriente.
- p. Proceder a unir el detonador con el cable detonador del cañón.
- q. Medir la distancia entre mitad del CCL y disparo superior del canon, de igual forma longitud total del cañón.
- r. Levantar el conjunto de canon & CCL hacia el pozo, colocar el cero del cañón que se encuentra en el centro del CCL y actualizar este valor en el odómetro mecánico del panel del operador. Este cero debe ser colocado al mismo punto de referencia al que se colocó el primer registro de gamma ray de hueco abierto. Si se trata de la misma torre con que se realizó este registro, el cero será en el centro del CCL referido a la altura de la mesa rotaria.
- s. Ubicar el cañón dentro de lubricador y equipo de presión conectado completamente.
- t. Si todo se encuentra bajo control proceder a bajar el cañón dentro del pozo. Encender las los generadores eléctricos de la unidad cuando se está por debajo de 200' de profundidad y encender

computador y actualizar inmediatamente la profundidad en éste. Viajar hasta la zona de interés a la máxima velocidad segura controlando y monitoreando en todo momento la señal de tensión ya que ésta es la primera indicación de problemas con la herramienta en el pozo. Verificar que la señal de CCL llega a superficie durante todo el trayecto del cañón.

- u. Descender en el pozo hasta el intervalo de correlación deseado, registrar una sección y ajustar la profundidad según se requiera, bajar por debajo del intervalo de cañoneo y registrar subiendo verificando cuellos. El company man debe verificar la exactitud de la profundidad y el intervalo de cañoneo.
- v. Bajar por lo menos tres (3) juntas por debajo de la zona a cañonear y registrar de nuevo parando en la profundidad determinada, pasar el panel de disparo a “shoot” y detonar el cañón. Continuar registro por encima de profundidad de disparo.
- w. Repetir el anterior procedimiento para cada una de las corridas con cañones en el pozo.
- x. Retirar sarta y equipos de cañoneo una vez terminada la operación

22. En caso de tener flujo en superficie registre caudales de líquido y gas, presiones en cabeza y alto de llama cada 30 min. API, %BSW, cloruros y viscosidad cada 2 horas llevando muestras al laboratorio de la estación de producción, mantenga pozo chocado para evitar presiones excesivas en el separador no mayores a 300 psi. Esta prueba se debe llevar a cabo por 1 día o hasta nueva orden del departamento de yacimientos.

23. Armar BHA con raspador de 5 ½” y cuello dentado para limpieza de pozo.

24. Bajar sarta de limpieza con tubería de producción repasando las zonas cañoneadas, baja y verificar fondo reportando tope de sedimentos; en caso de no exceder los 10’ sacar la sarta de limpieza en paradas a la torre, de lo contrario circule hasta obtener retornos limpios.

25. Saque tubería de producción en paradas a la torre.

26. Baje el mismo diseño de tubería de producción que se sacó así: 1 junta de cola de 2 3/8" de 31.9', zapato de 2x8" y 4982.5' de tubería de 2 7/8" midiendo tubo por tubo. Probando tubería con standing valve cada 1000' a 800 psi por 10 minutos. Llevar registro de medidas en tally de tubería.
27. Rig up unidad slickline para pescar standing valve, correr sarta de pesca, recuperar standing valve y desarmar unidad slickline.
28. Desarme de herramientas de manejo de tubería, mesa de trabajo y preventoras de tubería y desconexión de sistemas hidráulicos
29. Instalar y probar sistema de preventoras de varillas y armar herramientas de manejo de varillas.
30. Probar bomba en superficie con el equipo; bajar bomba inserta RHBC 2x1 1/4"x10x12 y la siguiente sarta de varillas: 2' de ajuste 5/8" más 130 varillas 5/8" mas 69 varillas 3/4" para un total 199 varillas (4977'). Torquear varillas aplicando el procedimiento de desplazamiento circunferencial, de acuerdo a recomendación de fabricante.
31. Desarmar herramientas de manejo de varillas y desinstalar sistema de preventoras de varillas.
32. Instalar barra lisa 1 1/4" x 16'. Espaciar bomba y realizar prueba manométrica con 500 psi durante 10 minutos. Instalar cabezal de la unidad y conectar líneas de superficie.
33. Conectar el pozo y probar funcionamiento de la bomba de subsuelo.
34. Desarmar unidad básica y desinstalar equipos de trabajo
35. Instalar encerramientos perimetrales, limpiar la locación y liberar equipo

Paso 7: Intervención de equipo de Workover

Con el plan de intervención ya realizado se procede a preparar el pozo para la intervención del equipo; en el caso del pozo colorado 58 se debe evaluar en qué condiciones se encuentra la locación y su vía de acceso por lo cual se deberá visitar el pozo con el supervisor del equipo de workover para conocer los

requerimientos del equipo y detectar las posibles falencias que tenga la locación y la vía de acceso para adelantar las obras civiles correspondientes.

7. CONCLUSIONES

- Lo métodos y herramientas disponibles en el mercado para la evaluación del estado mecánico de un pozo son muy diversos, y su elección dependerá en gran medida del grado de fidelidad y precisión de los datos que se deseen obtener.
- Los métodos de evaluación directa de los estados mecánicos proporcionan una idea muy específica y clara acerca de las condiciones en las cuales se encuentra el pozo, por tanto corresponden a la mejor opción al momento de evaluar un pozo.
- El éxito de una operación de cañoneo dependerá principalmente del estado en el que se encuentre el cemento de la zona que se desee cañonear, por lo cual se debe garantizar que los intervalos a perforar cuenten con una sección sólida y consolidada de cemento en toda su longitud para poder garantizar la integridad del pozo.
- Se planteó una metodología que facilita la selección, de los pozos cuyas condiciones son las más adecuadas para la ejecución de una intervención de cañoneo, mediante el uso integrado de diversos mecanismos de evaluación ya sean directos o indirectos.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que antes de cañonear se garantice una buena cantidad de cemento consolidado por encima y por debajo de las zonas de interés, para así evitar la interconexión de zonas y la producción de fluidos no deseados.
- Para el caso de pozos inactivos se recomienda hacer visitas a las locaciones para garantizar su buen estado y el buen estado de las vías de acceso, de no ser así se deben realizar los respectivos trabajos de reacondicionamiento.
- Antes de implementar la campaña de recañoneos se recomienda la realización de un análisis económico que considere los topes de producción a alcanzar y los contraste con los costos de la iniciativa.
- Se recomienda realizar una evaluación de las condiciones del campo y de las facilidades de las que dispone con el fin de determinar si se cuenta con la capacidad necesaria para manejar los nuevos volúmenes de producción, una vez se hayan implementado los trabajos de reacondicionamiento de pozos.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ACOSTA Wilian; SALAZAR Edwin; “Optimización de procedimientos de inspección para tubería de perforación, tubería de producción y tubería de revestimiento de pozos petroleros utilizando ensayos no destructivos” Escuela Politécnica Nacional 2007
- ACUÑA Irlec; BRILL Thile; “Detección de la corrosión en el fondo del pozo” Oilfield Review Vol. 22
- Advanced borehole imaging independent of mud type Schlumberger 2002
- ALFORD Jeff; BLYTH Matt; “Perfilaje sónico durante la perforación: Respuesta de corte” Oilfield Review 2012
- BEHRMANN Larry; BROOKS James “Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad” Oilfield Review 2000
- BELL W. T; “Recent Developments in Perforating Techniques” Schlumberger Well Services
- BELLARBY Jonathan; “Well Completion Design” Elsevier 2009
- BOAS Jacqueline; “Análisis técnico de los costos del uso del StimGun como método de punzamiento en algunos pozos de petroproduccion” Escuela Superior Politécnica del Litoral 2009
- BOLOGNANI Celeste; DOLSO Adrian; “Operaciones de logging a cable, especialmente con herramientas de resonancia magnética, en pozos altamente desviados en el bloque de aguada pichana, Neuquén. Planeamiento, construcción y evaluación” VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos 2011
- BOUMALI Abderrahmane; “Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos” Oilfield Review 2006
- BRONDEL Denis; EDWARDS Randy; “Corrosion in the oil industry” Oilfield Review 1994

- CAICEDO F; "Procedimiento de seguridad para el armado, bajada de la sarta de cañoneo y cañoneo" Halliburton y B.J Services
- Cañoneo en pozos de petróleo Universidad Industrial de Santander
- CASTRO Yovani; ILLAN Carlos; LUGO Karen; MEZA Luis; MONDRAGÓN Tania; "Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento" Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura 2013
- CASTRO Yovani; ILLAN Carlos; LUGO Karen; MEZA Luis; MONDRAGÓN Tania; "Tecnología de la perforación y terminación no convencional" Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura 2013
- Cemento bond logging tools Schlumberger 2007
- CEVALLOS Christian; "Estudio de disparos con cargas Dominator de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano" Escuela Politécnica Nacional Ecuatoriana 2010
- DELGADO Herney; "Manual de limpieza de pozos" Universidad Industrial de Santander 1982
- Diseño de la perforación de pozos
- Employee Development Center; "Curso OPS 201 Cementación – Básico" BJ Services 2006
- EUGENE L. Davis; "Specifications for oil-well cement" The Texas Co. 1938
- Evaluación de la calidad del cemento
- FARFÁN Luis; RODRÍGUEZ Carolina; "Instructivo para cañonear con TCP" Ecopetrol 2011
- FONTENOT Kyle; LESSO Bill; "Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento" Oilfield Review 2005
- GALARZA Jorge; "Estudio de factibilidad para el cañoneo selectivo en las arenas productoras del campo, Gustavo Galindo Velasco, provincia de santa elena" Universidad Estatal Península de Santa Elena 2013

- GODFREY W. K; "Effect of jet perforating on bond strength of cement" Journal of petroleum technology 1968
- Guidelines for effective milling Weatherford 2006
- HARRIS M. H; "The effect of perforating on well productivity" Journal of petroleum technology
- KING George; "Designing an efficient perforating program" Journal of Petroleum Technology 1987
- KING George; "Selecting a perforating system" Journal of Petroleum Technology 1987
- LEON Camilo; BOHADA Marlon; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo colorado" Universidad Industrial de Santander 2009
- LEÓN Camilo; BOHADA Marlon; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo colorado" Universidad Industrial de Santander 2009
- MARTÍNEZ Javier "Consideraciones técnicas para el diseño de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P" Universidad Industria de Santander 2011
- MHASKAR Nauman; SLOAN Mark; "Desing and qualification of an ultra-high pessure perforating system" Paper SPE 151475
- MOHAMED Dalia; MOHANNAD Khaled; "Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos" Oilfield Review Vol. 25
- OCHOA Oscar; "Análisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del piedemonte llanero operados por BP" Universidad Industrial de Santander 2008
- Oilfield review Schlumberger 2011
- OLLEN T. O; "Effectiveness of gun perforating" Petroleum transactions AIME 1954

- Optimización de producción para sistemas de levantamiento artificial Weatherford 2013
- PAE Argentina; “Corrosión de los metales” Manual de producción
- Pipe integrity logs Geo Quest Schlumberger
- Registros en pozos entubados UMSA 2011
- SALAS Alexander; “Análisis de las operaciones de cementación, empaquetamiento con grava y fluidos de perforación para un pozo tipo en el campo jazmín” Universidad Industrial de Santander 2005
- SMITHSON Tony; “Definición de operaciones de disparos” Oilfield review 2012
- SNIDER Phil; RINDELS Chuck; “Perforating system selection for optimum well inflow performance, alba field, equatorial guinea” Paper SPE 84420 2003
- Terminación y mantenimiento de pozos
- USI ultrasonic imager tool” Schlumberger 2004
- VILLAVICENCIO Jorge; “Recuperación de producción en pozo con pescado en el campo sacha” Escuela Superior Politécnica del Litoral 2008
- Wireline and perforating services Halliburton

6. ANEXO

COLORADO 36

Figura 39. Recopilación de datos pozo Colorado 36 entregados por yacimientos.

Intervalos a Cañonear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
4580'-4590'	70	10
4528'-4540'	84	12
Total	154	22

Intervalos a Recañonear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
5908'-5906'	14	2
5820'-5818'	14	2
5282'-5279'	21	3
4990'-4987'	21	3
4864'-4861'	21	3
5912'-5908'	28	4
5905'-5904'	7	1
5837'-5831'	42	6
5826'-5820'	42	6
5817'-5816'	7	1
5288'-5282'	42	6
5279'-5274'	35	5
5168'-5162'	42	6
5158'-5150'	56	8
4996'-4990'	42	6
4987'-4982'	35	5
4866'-4864'	14	2
4861'-4860'	7	1
4816'-4806'	70	10
4778'-4770'	56	8
4723'-4716'	49	7
4694'-4683'	77	11
4637'-4644'	49	7
4634'-4632'	14	2

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; “Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado”; Pag. 99

3500'-3492'	56	8
3196'-3188'	56	8
2493'-2483'	70	10
2584'-2574'	70	10
2493'-2483'	70	10
Total	1127	161

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 84

Tabla 8. Datos pozo Colorado 36

POZO COL. 36	
Alias	Colorado 0036
TD	6048 ft
Campo	Colorado
Área	
Zona	C-B
Elevación	372.52 ft

Revestimiento de superficie (0 a 605 ft) 17/07/1957						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
9 5/8	8,835	40	J-55	8R-LTC	605.45	20

Zapato flotador	
Tipo	guide shoe baker
Longitud (ft)	1.55
Asentado a (ft)	604.5

Collar Flotador	
Tipo	Float collar baker
Asentado a (ft)	571.25

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 605 ft) 17/07/1957				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Nare	220	114-119	lodo	41.5

Retorno de cemento

# sacos estimados	30
----------------------	----

Revestimiento de producción (0 a 5978 ft) 05/09/1957						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca- Unión	Longitud	# Juntas
6 5/8	6.049	24	N-80	8R-LTC	1588.24	52
6 5/8	6.049	20	J-55	8R-LTC	4394.49	104

Zapato flotador	
Tipo	Guide shoe baker
Longitud (ft)	1.85
Asentado a (ft)	5978.75

Collar Flotador	
Tipo	Float collar baker
Longitud (ft)	
Asentado a (ft)	5950

Cemento para revestimiento de producción (550 a 5978 ft) 05/09/1957			
Mezcla			
Componente	# Sacos	Peso mezcla (lb/ft3)	102
Cemento	636	Tope cemento calculado (ft)	900
Estarcor		Tope cemento por registro de temperatura (ft)	550
Strata Crete	47		
Bentonita	14		
Total	697		

Fluido de desplazamiento	Agua-Lodo
Barriles fluido desplazamiento	9-201

Completamiento 27/09/1954		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
4634	4636	5
4861	4864	6
4987	4990	6
5279	5822	6
5818	5820	5
5906	5908	4

Fracturamiento 20/05/1958	
Intervalos	
Desde (ft)	Hasta (ft)
4486	4982
4806	4816
4632	4644
4770	4778

4632	4644	20
4683	4694	23
4716	4723	15
4770	4778	17
4806	4816	21
4860	4861	3
4864	4866	4
4982	4987	11
4990	4996	12
5150	5158	17
5162	5168	13
5274	5279	11
5282	5288	12
5816	5817	4
5820	5826	12
5831	5837	13
5904	5905	4
5908	5912	8

Recompletamiento 03/11/1958		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
2062	2072	22
2332	2342	21
2044	2061	
2318	2331	
2356	2363	

Completamiento adicional 20/05/1961		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
3188	3196	17
3492	3500	17
2483	2493	
2574	2584	

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 9 Antecedentes pozo Colorado 36.

Línea de tiempo antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
25/09/1957	Se realiza tratamiento MCA, se aplicaron 3003 galones de MCA a 6000 psi para romper la formación 5374' -5283' pero no se logró.
20/05/1961	Limpieza de parafina, se sacó y se limpió el full bore
25/05/1961	Cementación forzada en el intervalo 3188' a 3196' (Intervalo productor de agua salada). Se bombeo 69 sx de Nare con presiones entre 1700 psi y 1000 psi, se desplazó con 119 pc de agua, presiones 3200 psi y 700 psi
27/05/1961	Cementación forzada en el intervalo 2574' a 2584'. Se bombeo 40 sx de cemento Nare con presiones entre 900 psi y 500 psi, se desplazó con 93 pc de agua, presiones 3400 psi y 2400 psi.
27/05/1961	Cementación forzada en el intervalo 2493' a 2483'. Se bombeo 50 sx de cemento Nare, se desplazó con 83 pc de agua, presiones 0 psi y 1600 psi. Para recañoea el intervalo.
18/09/1961	Limpieza de parafina al tubing hasta +/- 2238'.
24/01/1962	Limpieza de parafina hasta 1000' dentro del tubing.
20/11/1962	Limpieza de parafina con raspador de 2'' hasta +- 200'.

21/11/1961	Limpieza de parafina con raspador de 2 1/2'' hasta +- 1200'.
13/08/1964	Limpieza de parafina hasta 1600'. Los primeros 800' la parafina fue dura, a 800' se formó un puente que impedía bajar el raspador de aletas, por lo que se bajó el raspador de chuzo con el cual se rompió y se terminó de limpiar hasta 1600'.
24/07/1965	Limpieza de parafina dura con raspador de 2'' y 2 1/2'' hasta 1600' del tubing.
16/08/1967	Se sacaron 38 tubos parafinados.
29/07/1969	Se cambiaron 25 tubos parafinados por limpios.
30/05/1970	Se le metió raspador de parafina hasta 700' sin obstáculo. Se cambia bomba por una del mismo calibre.
08/05/1970	Se limpió 1500' de parafina. Se cambia bomba por una del mismo calibre.
20/10/1976	Limpieza de parafina con aceite caliente
02/07/1978	Limpieza de parafina con aceite caliente
01/03/1982	Limpieza de parafina con aceite caliente
07/11/1982	Limpieza de parafina con aceite caliente
09/10/1989	En intervención de pozo se presentó dificultades para sacar la tubería, adicionalmente se encontró fondo a 2409', es decir, 911' de sucio.
25/01/2011	Durante una intervención fue necesario bajar cuello dentado para liberar tubería de producción ya que se encontraba enterrado 46' (tope de sucio 2389- fondo real 3320')

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 10. Resumen aplicación de Metodología Colorado 36.

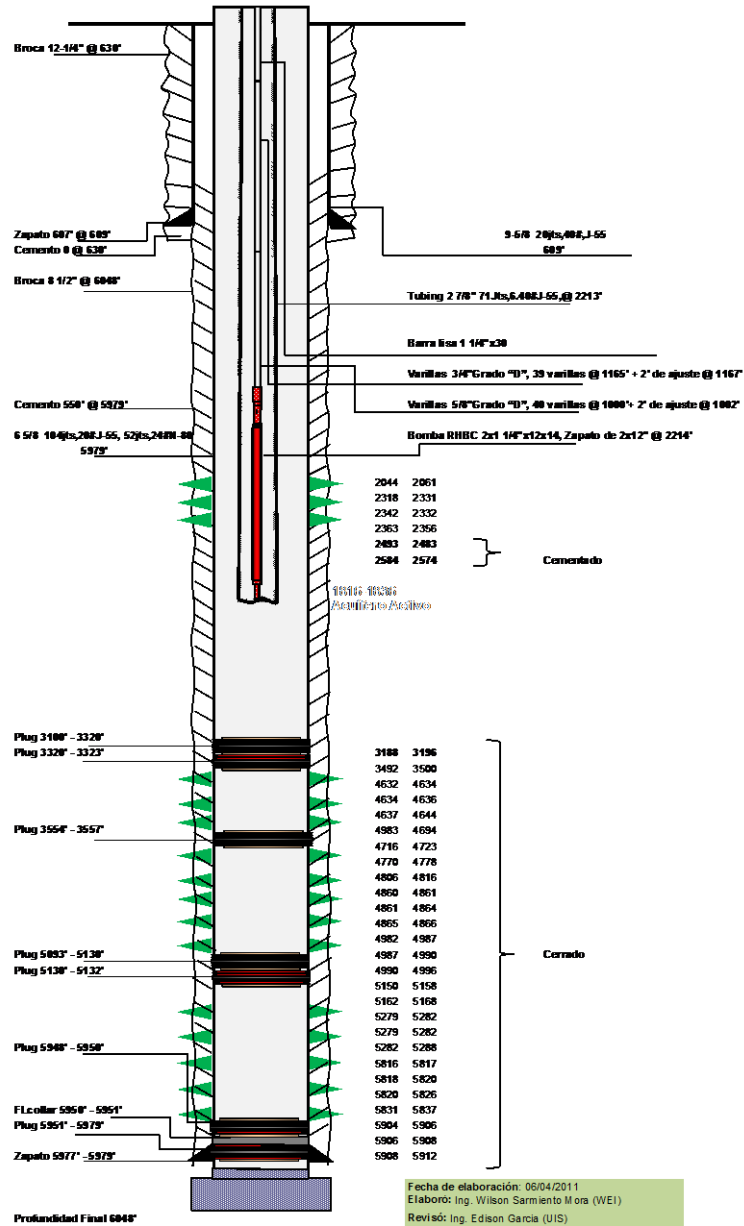
	Observaciones y Recomendaciones	Aprobado
Preselección de pozo	Observaciones: - El pozo tiene tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos lo que genera dificultades por sargas pegadas durante las intervenciones. - El pozo tiene gran cantidad de sucio en fondo que será necesario limpiar lo que retrasará la ejecución de los trabajos de cañoneo y recañoneo. - El pozo cuenta con varios tapones de cemento que se encuentran sobre los intervalos que se desean cañonear por lo que se debe tener presente que será necesario molerlos para completar la intervención.	El pozo tiene una condición que presenta dificultades significativas al momento de intervenir y que retrasarían de manera importante la ejecución de la campaña, lo cual hace que este pozo sea aprobado pero considerado como un pozo de baja prioridad, ya que igual mente no se puede desconocer su elevado potencial productivo.
Selección Definitiva	Observaciones: El pozo presenta serias dificultades para la realización de evaluaciones directas a su	El pozo es uno de los más problemáticos debido a su estado y requerirá de más

	estado, ya que no será posible pasar por los tapones de cemento con unidades Slickline o Wireline. Recomendaciones: • Debido a la importancia de conocer el estado del cemento del pozo y el revestimiento se recomienda realizar la toma de registros durante la intervención del equipo de workover, una vez se hayan perforado los tapones y calibrado el revestimiento.	tiempo para la ejecución de los trabajos de cañoneo y recañoneo, adicionalmente hay que tener en cuenta que no se tendrá idea alguna del estado del cemento hasta que el equipo este en el pozo, por lo cual este pozo se considera aprobado pero de baja prioridad.
--	---	---

Fuente: Autores del proyecto

Figura 40. Estado mecánico pozo Colorado 36.

ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-36



COLORADO 37

Figura 41. Recopilación de datos pozo Colorado 37 entregados por yacimientos.

Intervalos a Cañonear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
6288'-6280'	56	8
6249'-6230'	133	19
5977'-5972'	35	5
5896'-5885'	77	11
5730'-5728'	14	2
5526'-5724'	14	2
5380'-5378'	14	2
5192'-5190'	14	2
5028'-5026'	14	2
4880'-4878'	14	2
2342'-2340'	14	2
2190'-2188'	14	2
3808'-3806'	14	2
3562'-3560'	14	2
3368'-3366'	14	2
3218'-3216'	14	2
5738'-5720'	126	18
5610'-5590'	140	20
5576'-5562'	98	14
5530'-5520'	70	10
5460'-5450'	70	10
5422'-5416'	42	6
5413'-5407'	42	6
5382'-5374'	56	8
5208'-5184'	168	24
5154'-5134'	140	20
5114'-5100'	98	14
5030'-5016'	98	14
4954'-4934'	140	20
4918'-4911'	49	7
4894'-4888'	42	6
4882'-4872'	70	10
2348'-2324'	168	24
2290'-2274'	112	216
2192'-2178'	98	14
2164'-2154'	70	10
3216'-3204'	84	12
3132'-3122'	70	10
5274'-5262'	84	12
5236'-5226'	70	10

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana;
 “Metodología para la selección,
 diseño y ejecución del cañoneo y
 recañoneo de pozos de bajo
 potencial. Aplicación al campo
 colorado”; Pag. 100

3812'-3802'	70	10
3782'-3772'	70	10
3760'-3748'	84	12
3568'-3554'	98	14
Total	2996	428

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 85

Tabla 11. Datos pozo Colorado 37.

POZO COL. 37

Alias	Colorado 0037
TD	7069 ft
Campo	Colorado
Área	
Zona	BC-DE
Elevación	350.7 ft

Revestimiento de superficie (0 a 600 ft) 23/01/1959						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
9 5/8	8,835	40	J-55	8R-LTC	593.3	19

Zapato flotador	
Tipo	flotador
Longitud (ft)	1.8
Asentado a (ft)	600

Collar Flotador	
Tipo	baffle plate
Asentado a (ft)	574.4

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 600 ft) 23/01/1959				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Nare	250	115	agua	43.5

Retorno de cemento

# sacos estimados	30
----------------------	----

Revestimiento de producción (0 a 6444 ft) 11/03/1959						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca- Unión	Longitud	# Juntas
6 5/8	6.049	24	N-80	8R-LTC	2257	54
6 5/8	6.049	20	J-55	8R-LTC	3695	90
6 5/8	6.049	24	N-80	8R-LTC	496	12

Zapato flotador	
Tipo	Float
Longitud (ft)	1.9
Asentado a (ft)	6443.5

Collar Flotador	
Tipo	Float
Longitud (ft)	1.5
Asentado a (ft)	6403

Cemento para revestimiento de producción (1145 a 6444 ft) 11/03/1959			
Mezcla			
Componente	# Sacos	Peso mezcla (lb/ft3)	95
Cemento Dyckerhoff	400	Tope cemento calculado (ft)	1800
Strata Crete	52	Tope cemento por registro de temperatura (ft)	1145
acuagel	16		
Total	468		

Fluido de desplazamiento	lodo
Barriles fluido desplazamiento	334

Completamiento 27/05/1959		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
6288	6280	17
6249	6230	39
5977	5912	11
5896	5885	13
5730	5728	4
5526	5524	4
5380	5378	4
5192	5190	4

Cañoneo adicional 17/02/1968		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
3216	3204	25
3132	3122	21
5274	5262	25
5236	5226	21
3812	3802	21
3782	3772	21
3760	3748	25
3568	3554	29

5088	5026	4
4880	4878	4
2342	2340	5
2190	2188	5
3808	3806	5
3562	3560	5
3368	3366	5
3218	3216	5
5738	5720	223
5610	5590	
5576	5562	
5530	5520	
5460	5450	
5422	5416	
5413	5407	
5208	5144	
5154	5134	
5114	5100	
5030	5016	
4954	4934	
4918	4911	
4894	4888	
4882	4872	
2348	2324	68
2290	2274	
2192	2178	
2164	2154	

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 12. Antecedentes pozo Colorado 37.

Línea de tiempo antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
12/04/1960	Se cambiaron 34 tubos parafinados
25/11/1960	Se realizó limpieza de parafinas con raspadores en el tubing
05/06/1961	Se realizó limpieza de parafinas con raspadores en el tubing
01/03/1962	Se limpiaron 1000' de parafinas con raspadores en el tubing
17/11/1962	Se limpiaron 900' de parafinas con rapadores en el tubing

09/11/1963	Se limpiaron 2500' de parafinas con rapadores en el tubing
28/07/1964	Se limpiaron 1800' de parafinas con raspadores en el tubing
09/06/1965	Se limpiaron 1500' de parafinas con raspadores en el casing y se cambiaron 54 tubos parafinados.
22/01/1968	Durante un trabajo de suaveo se presentaron dificultades para posicionar el empaque BP.
25/01/1968	Durante un trabajo de suaveo al tratar de pescar el empaque BP hubo dificultades a causa de la acumulación de 68' de solidos sobre el empaque.
29/01/1968	Durante un trabajo de suaveo se presentaron dificultades para sacar el empaque FB del pozo ya que este se atascaba recurrentemente.
02/02/1968	Durante un trabajo de suaveo se presentaron dificultades para sentar el empaque FB a una profundidad de 3155', el informe indica que la causa posiblemente fue la acumulación de parafinas en las paredes del casing.
07/02/1968	Se realizó aislamiento con cemento forzado al intervalo 3218' - 3204' con 60 sx de cemento Hercules MOU, con presiones entre los 1400 psi y 400 psi; después de probar el tapón se decidió volver a forzar otros 60 sx de cemento Hercules MOU, que se desplazó con 68 pc de agua con presiones entre los 3000 psi y 2800 psi.
17/07/1968	Se cambiaron 18 tubos que estaban completamente parafinados
26/11/1969	Se cambiaron 59 tubos que estaban completamente parafinados
02/06/1970	Se cambiaron 59 tubos que estaban completamente parafinados
26/08/1970	Se cambiaron 30 tubos que estaban completamente parafinados
01/03/1973	Se cambiaron 31 tubos que estaban completamente parafinados
21/04/1975	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
18/10/1976	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
26/11/1976	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
08/07/1978	Se realizó limpieza de parafinas circulando aceite caliente por el tubing en 2 ocasiones ya que la parafina se encontraba muy solidificada.
29/01/1980	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
19/10/1980	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
16/07/1982	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
30/07/1986	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
14/12/1987	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente
24/10/1996	Se realizó limpieza de parafinas en el tubing con aceite caliente, adicionalmente se verifico fondo encontrándolo a 5240' es decir 1152' de sucio.
14/12/2007	Durante la intervención se encontró la sarta de producción pegada por lo que fue necesario tensionarla con 8000 lb de overpool durante un tiempo para soltarla.

Fuente: Autores del Proyecto

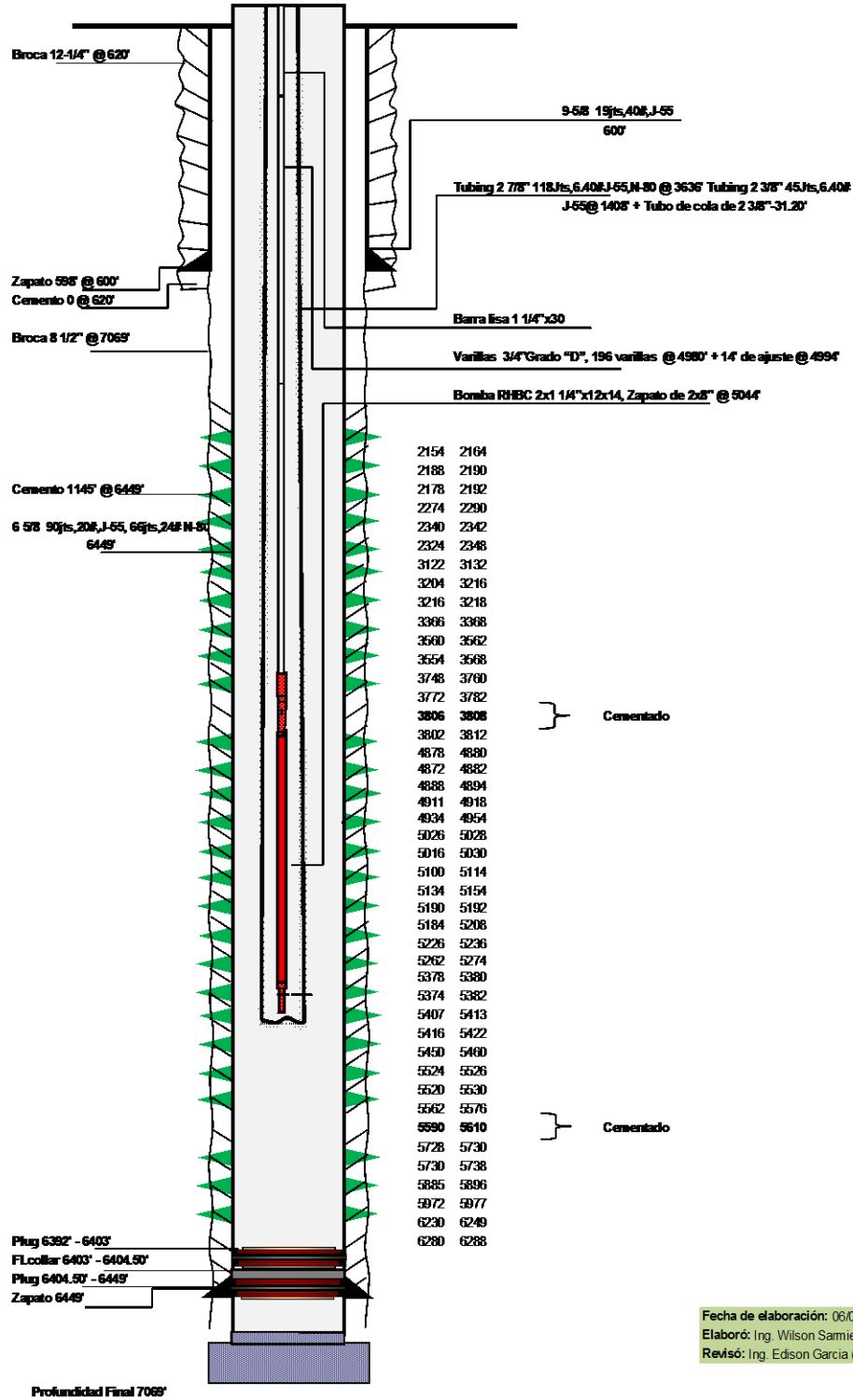
Tabla 13. Resumen aplicación de Metodología Colorado 37.

	Observaciones y Recomendaciones	Aprobado
Preselección de pozo	Observaciones: • El pozo tiene tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos lo que genera dificultades por sartas pegadas durante las intervenciones. • El pozo tiene gran cantidad de sucio en fondo que será necesario limpiar, lo que retrasara la ejecución de los trabajos. • El pozo tiene tendencia a aportar mucha suciedad de las formaciones. • No se cuenta con registros de cemento del pozo, por lo que se desconoce el estado de este.	El pozo no presenta ninguna dificultad que pueda afectar la ejecución del recañoneo, a excepción de la gran cantidad de sucio que esta acumulado en fondo y que cubre algunos intervalos que se van cañonear; sin embargo el pozo presenta condiciones favorables y se aprueba como un buen candidato.
Selección Definitiva	Observaciones: • El pozo no cuenta con registros de cemento por lo que no se tiene idea de en qué condiciones se encuentre actualmente. Recomendaciones: • Debido a la gran cantidad de suciedad que tiene el pozo se recomienda tomar registros de cemento una vez se haya realizado la limpieza y calibración del pozo, para así poder evaluar las zonas que se encuentran cubiertas de suciedad.	El pozo se encuentra en buenas condiciones generales por lo que resulta viable la ejecución del recañoneo en este, siendo consecuentes con ello, se aprueba como un pozo prioritario para la ruta de la campaña.

Fuente Autores del proyecto

Figura 42. Estado mecánico pozo Colorado 37.

ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-37



Fecha de elaboración: 06/04/2011
Elaboró: Ing. Wilson Samiento Mora (WEI)
Revisó: Ing. Edison Garcia (UIS)

COLORADO 38

Figura 43. Recopilación de datos pozo Colorado 38 entregados por yacimientos.

Intervalos a Recañear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
3384'-3396'	84	12
3453'-3459'	42	6
3488'-3506'	126	18
3705'-3723'	126	18
4018'-4006'	84	12
3723'-3705'	126	18
2118'-2110'	56	8
1943'-1938'	35	5
1909'-1905'	28	4
1878'-1862'	112	16
1829'-1812'	119	17
Total	938	134

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 86

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 101

Tabla 14. Datos pozo Colorado 38.

POZO COL. 38	
Alias	Colorado 0038
TD	4220 ft
Campo	Colorado
Área	-
Zona	C-CB
Elevación	508.66 ft

Revestimiento de superficie (0 a 451 ft) 12/05/1954						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
9 5/8	8,835	40	J-55	8R-LTC	432.9	14

Zapato flotador	
Tipo	-
Longitud (ft)	0.7
Asentado a (ft)	450.8

Collar Flotador	
Tipo	-
Asentado a (ft)	-

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 451 ft) 12/05/1954				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Nare	260	115	Agua	33.5

Retorno de cemento	
# sacos estimados	-

Revestimiento de producción (0 a 4212 ft) 21/06/1954						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud	# Juntas
6 5/8	6.049	20	J-55	8R-LTC	4202.8	134

Zapato flotador	
Tipo	-
Longitud (ft)	0.8
Asentado a (ft)	4211.11

Collar Flotador	
Tipo	-
Longitud (ft)	-
Asentado a (ft)	-

Cemento para revestimiento de producción (0 a 4212 ft) 21/06/1954				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Unaflo	620	116	Lodo y agua	-

Retorno de cemento	
# sacos estimados	-

Completamiento 04/08/1954		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
3384	3396	25
3453	3459	13
3488	3506	37
3705	3723	37
4006	4018	25

Recompletamiento 06/10/1954		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
3705	3723	55

Fracturamiento 27/01/1955		
Intervalos		
Desde (ft)	Hasta (ft)	
3705	3723	

Completamiento adicional		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
1812	1829	35
1862	1878	33
1905	1909	9
1938	1943	11
2110	2118	17

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 15. Antecedentes pozo Colorado 38.

Línea de tiempo antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
04/06/1954 a 22/06/1954	Durante la perforación se observó que el pozo pasaba por zonas con grandes cavidades, lo que impidió la circulación de lodo en muchas ocasiones; esto llevo a que el pozo fuera cementado en dos etapas.
30/05/1955	El pozo se fracturo en el intervalo 3705' a 3723' con aceite y luego con arena ottawa y agua
03/10/1955	Se hizo limpieza de arena al pozo. Tope de arena a 3705', se limpió hasta 3744'.
30/01/1958	Se hizo limpieza de parafinas cambiando 35 tubos
13/01/1959	Se limpió arena con desarenadora. Fondo encontrado a 3716', se limpió hasta 4085'. Se sacó arena en el primer viaje, en el segundo agua y en el tercero cuñas y cauchos. Por error del equipo se rompió el retenedor ubicado a 3750' que aislaba el intervalo de 4006' a 4018'.
14/01/1959	Se limpió casing de parafinas (1500') para hacer suaveo
17/12/1959	Se cambiaron 18 tubos parafinados y la bomba parafinada y muy gastada
21/02/1961	Se hizo limpieza de parafinas al tubing (la parafina se encontraba muy dura)

Fuente: Autores del proyecto

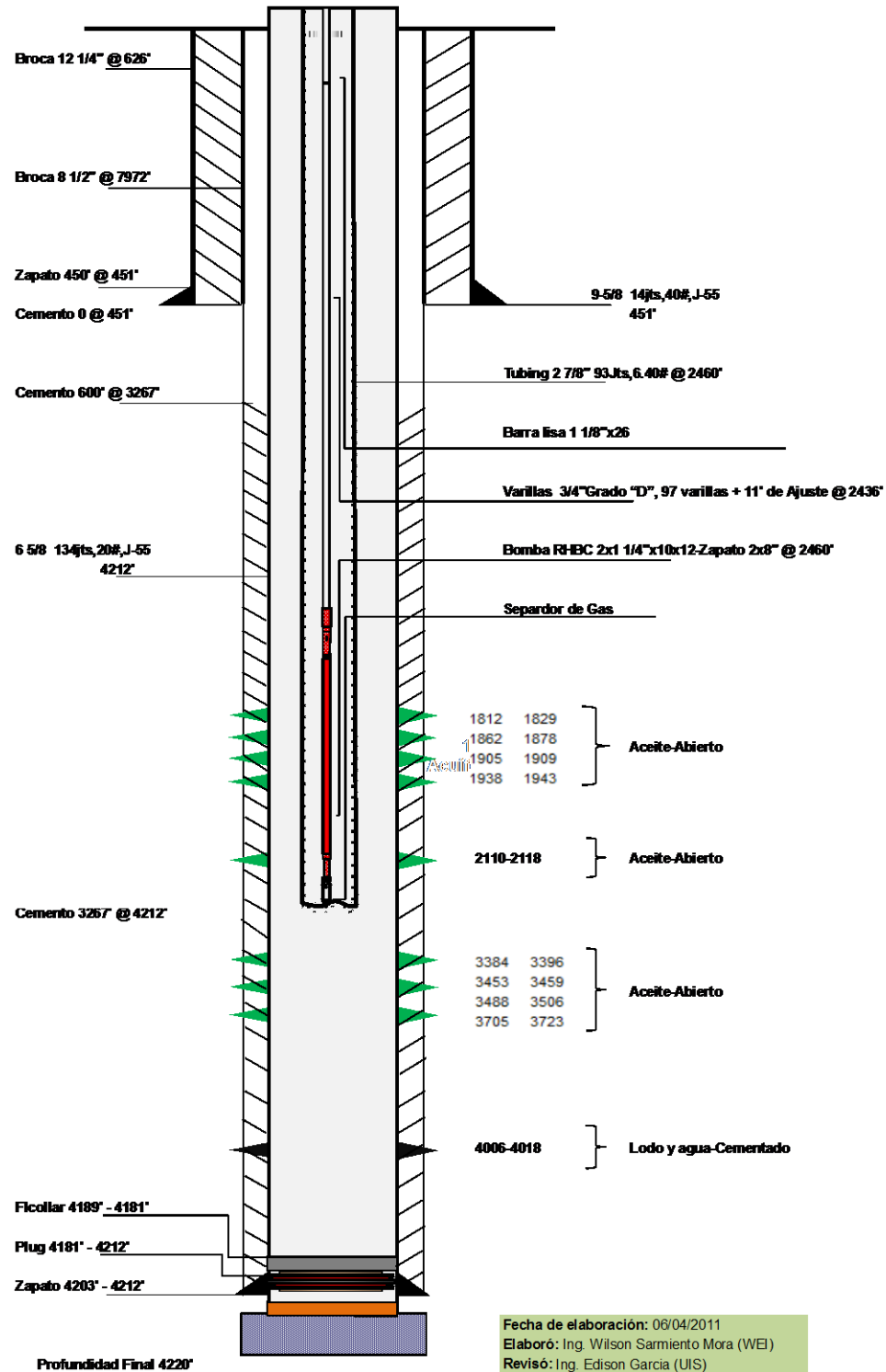
Tabla 16. Resumen aplicación de Metodología Colorado 38.

	Observaciones y Recomendaciones	Aprobado
Preselección de pozo	Observaciones: • El registro histórico del pozo menciona muy pocas alteraciones al estado mecánico del pozo. • El pozo tiene tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos. • Se tiene poco conocimiento acerca del estado actual del pozo y no se ha realizado una verificación de fondo en mucho tiempo. • No se cuenta con registros de cemento del pozo, por lo que se desconoce el estado de este.	Este pozo aparentemente se encuentra en buenas condiciones, pero no se dispone de mucha información actualizada acerca de las condiciones del estado mecánico, por lo que no se puede aprobar o descartar con solo estos criterios.
Selección Definitiva	Observaciones: • El pozo no cuenta con información actualizada acerca de su condición actual. • El pozo no cuenta con registros de cemento por lo que no se tiene idea de en qué condiciones se encuentre actualmente. Recomendaciones: • Debido a la falta de información sobre las condiciones del pozo se deben realizar corridas de bloques de impresión para calibrar revestimiento y verificar fondo. De estar limpio y no presentar ningún daño u obstrucción, se debe proceder a correr registros de cemento para evaluar las condiciones del cemento del pozo y verificar el estado del cemento en el intervalo 4018'-4006' así como comprobar que la cementación en dos etapas fue exitosa.	La aprobación de este pozo dependerá de las condiciones en la que se encuentre una vez se hayan llevado a cabo las recomendaciones hechas, ya que la información disponible de este pozo es demasiado escasa para poder emitir un juicio.

Fuente: Autores del proyecto

Figura 44. Estado mecánico pozo Colorado 38.

ESTADO MECANICO ACTUAL-06/04/2011 C-38



Fecha de elaboración: 06/04/2011
 Elaboró: Ing. Wilson Samiento Mora (WEI)
 Revisó: Ing. Edison Garcia (UIS)

COLORADO 55

Figura 45. Recopilación de datos pozo Colorado 55 entregados por yacimientos.

Intervalos a Recañear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
5507'-5496'	77	11
5426'-5411'	105	15
5338'-5318'	140	20
5192'-5175'	119	17
5150'-5140'	70	10
5083'-5070'	91	13
5012'-4986'	182	26
4805'-4790'	105	15
4768'-4757'	77	11
4678'-4658'	140	20
5515'-5510'	35	5
5450'-5434'	112	16
5392'-5387'	35	5
5108'-5098'	70	10
4850'-4844'	42	6
4750'-4742'	56	8
4652'-4646'	42	6
2438'-2432'	42	6
2414'-2402'	84	12
2388'-2374'	98	14
2338'-2320'	126	18
2296'-2290'	42	6
Total	1890	264

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 89

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 104

Tabla 17. Datos pozo Colorado 55.

POZO COL. 55						
Alias	Colorado 0055					
TD	5789 ft					
Campo	Colorado					
Área						
Zona	CD					
Elevación	354.75 ft					

Revestimiento de superficie (0 a 500.7 ft) 04/05/1960						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
8 5/8	7.925	32	J-55	8R-LTC	487.6	15

Zapato flotador	
Tipo	Baker flotador
Longitud (ft)	1.9
Asentado a (ft)	500.7

Collar Flotador	
Tipo	Baffle plate
Asentado a (ft)	466.7

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 500.7 ft) 04/05/1960				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Nare	170	115	Agua	29

Retorno de cemento	
# sacos estimados	40

Revestimiento de producción (0 a 5608 ft) 04/06/1960						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud	# Juntas
5 1/2	4.95	15.5	J-55	8R-LTC	5607.8	171

Zapato flotador

Collar Flotador

Tipo	Baker guia
Longitud (ft)	1.3
Asentado a (ft)	5608

Tipo	Baker flotador
Longitud (ft)	1.5
Asentado a (ft)	5573.5

Cemento para revestimiento de producción (1000 a 5608 ft) 04/06/1960

Mezcla	
Componente	# Sacos
Cemento Dyckerhoff	480
Strata Crete	42
Aguagel	18
Total	540

Peso mezcla (lb/ft3)	115
Tope cemento calculado (ft)	1700
Tope cemento por registro de temperatura (ft)	1000

Fluido de desplazamiento	Agua-Lodo
Barriles fluido desplazamiento	5-127.7

Completamiento 17/06/1960		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
4658	4678	41
4757	4768	23
4790	4805	31
4986	5012	53
5070	5083	27
5140	5150	21
5175	5192	35
5318	5338	41
5411	5426	31
5496	5507	23

Recompletamiento 27/06/1966		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
2290	2296	13
2320	2338	37
2374	2388	29
2402	2414	25
2432	2438	13
4646	4652	13
4742	4750	17
4844	4850	13
5098	5108	21
5387	5392	11
5434	5450	33
5510	5515	11

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 18. Antecedentes pozo Colorado 55.

Línea de tiempo antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
04/05/1960	Asentamiento y cementación de revestimiento de superficie de 8 5/8'. Se presenta dificultad para bajar sarta de la sexta junta en adelante, por lo que se introduce desplazándola de arriba hacia abajo.
10/02/1964	Limpieza de parafinas del tubing hasta unos 1500'.
20/08/1970	Limpieza de parafinas en tubería. Se remueven 47 tubos de 2 3/8 y 7 triples
21/08/1970	Se encuentra fondo a 5490' con 84' de sucio. Fondo real 5574'.
24/08/1970	Se limpió desde 5490' hasta 5518'. Se circula a 5518' hasta limpio, saliendo arena fina y rípios de cañoneo
25/08/1970	Se toca fondo con tubería de trabajo a 5518'.
30/05/1972	Cambio de bomba tapada por parafinas.
29/08/1973	Cambio de bomba por baja producción.
06/08/1974	Cambio de bomba por baja producción.
23/09/1974	Cambio de bomba por no producir satisfactoriamente.
15/01/1975	Cambio de bomba por baja producción.
01/09/1975	Cambio de bomba por baja producción.
17/04/1976	Cambio de bomba por baja producción.
18/10/1976	Limpieza de tubería de producción parafinada con aceite caliente. Se cambió la bomba.
16/07/1977	Cambio de bomba por baja producción.
30/01/1979	Tratamiento de parafina con aceite caliente.
30/01/1980	Limpieza de tubería de producción parafinada con aceite caliente. Se cambió la bomba.
01/06/1980	Limpieza de tubería de producción parafinada con aceite caliente. Se cambió la bomba.
19/07/1982	Limpieza de tubería de producción parafinada con aceite caliente. Bomba dañada, se asegura el pozo con varillas queda parado.
24/07/1982	Se remueven varillas y se baja nueva bomba. El pozo queda trabajando.
13/07/1984	Durante intervención se parte por el cuerpo la varilla # 26. Se baja pescador y se pesca. Se le hecha aceite caliente y se cambia la bomba.
12/11/1993	Reporte de toma de fondo. Fondo encontrado de 5530', fondo real de 5574'.
19/11/1993	Limpieza de parafina en tubería de producción con aceite caliente. Se cambió la bomba.
29/07/1998	Tratamiento de parafina con aceite caliente.

18/08/2010	Varilla y tubería de producción pegada por parafina. Se aplicó back off mecánico y se cambia bomba.
17/05/2012	Se sacaron 40 tubos en superficie parafinados, los últimos 8 tubos en fondo salieron llenos con arena fina.

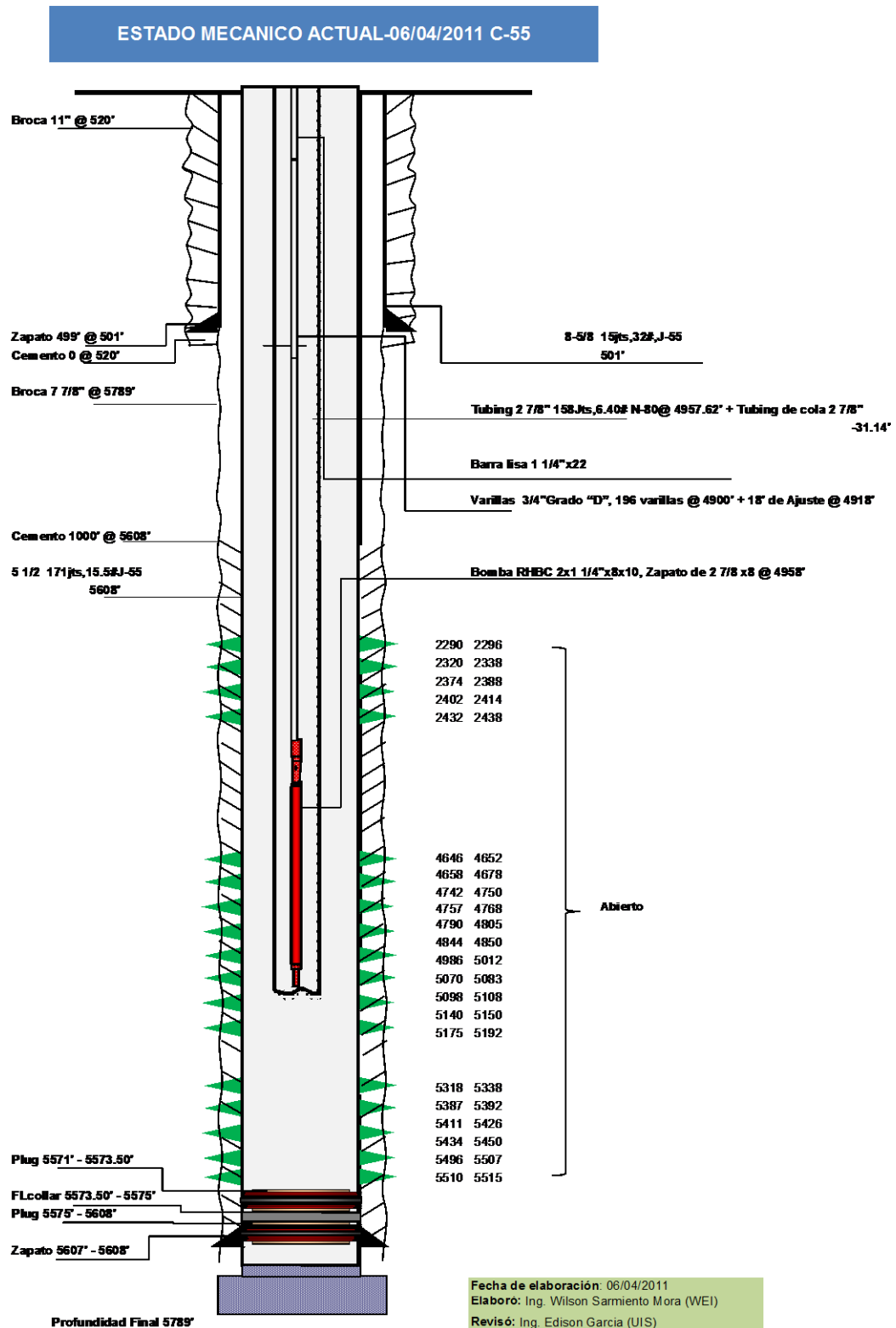
Fuente: Autores del proyecto

Tabla 19. Resumen aplicación de Metodología Colorado 55.

	Observaciones y Recomendaciones	Aprobado
Preselección de pozo	Observaciones: - El pozo tiene tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos. - En la última intervención al pozo se evidencio gran cantidad de suciedad en fondo que será necesario limpiar. - La última intervención que se le realizo al pozo no presento dificultades para sacar la tubería de producción lo que evidencia buen estado en el revestimiento. - No se cuenta con registros de cemento del pozo, por lo que se desconoce el estado de este.	El historial del pozo muestra que se encuentra en buenas condiciones generales pese a que no se dispone de información alguna respecto al estado del cemento. Po lo cual se aprueba como pozo prioritario para la evaluación directa.
Selección Definitiva	Observaciones: - El pozo en la última intervención que fue realizada hace poco tiempo no mostro ninguna evidencia de daño en el revestimiento por lo cual se asume está en buenas condiciones. - El pozo no cuenta con registros de cemento por lo que no se tiene idea de en qué condiciones se encuentre actualmente. Recomendaciones: - Se debe realizar una verificación de fondo y de ser necesario limpiar el pozo una vez realizadas estas comprobaciones se procederá con la toma de un registro del cemento para evaluar las condiciones del cemento del pozo	El pozo se encuentra en buenas condiciones generales y se posiciona como uno de los pozos prioritarios a intervenir debido a su gran cantidad de reservas.

Fuente: Autores del proyecto

Figura 46. Estado mecánico pozo Colorado 55.



COLORADO 67

Figura 47. Recopilación de datos pozo Colorado 67 entregados por yacimientos.

Intervalos a Recañonear

Intervalo	Total de tiros	Espesor Intervalo (ft)
4594'-4584'	70	10
4313'-4305'	56	8
4078'-4070'	56	8
4382'-4374'	56	8
4392'-4305'	609	87
4254'-4238'	112	16
4178'-4172'	42	6
4070'-4060'	70	10
4023'-4016'	49	7
2131'-2122'	63	9
1896'-1886'	70	10
1886'-1878'	56	8
1815'-1798'	119	17
1792'-1783'	63	9
1778'-1770'	56	8
3886'-3878'	56	8
3870'-3854'	112	16
2066'-2050'	112	16
2030'-2022'	56	8
Total	1883	269

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 91

Tipo de cañón recomendado

Tipo de Cañón	1 – 11/16 Pwr Spiral 7.5
Tiros por pie	7
Carrier	Wireline

Fuente: DE LA HOZ Maty; ORTIZ Diana; "Metodología para la selección, diseño y ejecución del cañoneo y recañoneo de pozos de bajo potencial. Aplicación al campo colorado"; Pag. 106

Tabla 20. Datos pozo Colorado 67.

POZO COL. 67

Alias	Colorado 0067
TD	5300 ft
Campo	Colorado
Área	
Zona	R-CB
Elevación	

Revestimiento de superficie (0 a 478' ft) 31/12/1961						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud (ft)	# Juntas
9 5/8	8,835	40	J-55	8R-LTC	465	14

Zapato flotador	
Tipo	Baker flotador
Longitud (ft)	1.7
Asentado a (ft)	475.65

Collar Flotador	
Tipo	Baffle plate
Asentado a (ft)	445

Cemento para revestimiento de superficie (0 a 500.7 ft) 31/12/1961				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Nare	200	115	Agua	35.2

Retorno de cemento	
# sacos estimados	50

Revestimiento de producción (0 a 5300 ft) 09/02/1962						
OD (in)	ID (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca-Unión	Longitud	# Juntas
5 1/2	4.95	15.5	J-55	8R-LTC	5213.19	157

Zapato flotador	
Tipo	Baker guía

Collar Flotador	
Tipo	Baker flotador

Longitud (ft)	1
Asentado a (ft)	5212.79

Longitud (ft)	1.6
Asentado a (ft)	5184.54

Cemento para revestimiento de producción (0 a 5300 ft) 09/02/1962				
Marca	# Sacos	Peso (lb/ft3)	Fluido de desplazamiento	Bbl fluido desplazamiento
Hercules	1130	110	Lodo	123

Retorno de cemento	
# sacos estimados	50

Completamiento 24/05/1962		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
1770	1778	17
1783	1792	19
1798	1815	35
1878	1886	17
1886	1896	21
2122	2131	19
4016	4023	15
4060	4070	21
4172	4178	13
4238	4254	33
4292	4305	27
4374	4382	17
4070	4078	17
4305	4313	17
4584	4594	21

Recompletamiento 01/08/1967		
Intervalos		# Tiros
Desde (ft)	Hasta (ft)	
2022	2030	17
2050	2066	33
3854	3870	33
3878	3886	17

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 21. Antecedentes pozo Colorado 55.

Línea de tiempo antecedentes relevantes para metodología	
Fecha	Observaciones
31/12/1961	Asentamiento y cementación de revestimiento de superficie de 9 5/8'. Últimos 5 jts bajaron con dificultad.
11/04/1962	Durante intervención de equipo se encontró tubería de producción pegada en fondo.
01/06/1963	Limpieza de parafinas del tubing hasta unos 1500', con raspadores de 2" y 2 1/2"
21/07/1967	Limpieza de parafinas en tubería, 30 juntas parafinadas.
28/07/1967	Pescado en fondo 4418'. Restos molidos de retenedores de magnesio.
06/08/1969	Limpieza de 60' de parafina a tubing con raspadores.
14/05/1971	Limpieza de 1450' de parafinas a tubing con raspadores.
06/07/1972	Limpieza de parafinas a tubing con raspadores.
06/11/1974	Desarenando de 4170' a 4270' (nuevo fondo, fondo real se encuentra a 5185')
13/11/1974	Limpieza de 260' de parafinas a tubing con raspadores.
03/07/1978	Limpieza de parafinas con aceite caliente al tubing.
26/02/1980	Limpieza de parafinas con aceite caliente a 15 tubos del tubing..
31/05/1980	Destapando bomba con aceite caliente.
17/02/1982	Destapando bomba con aceite caliente. Cambio de 42 tubos llenos de parafina.
23/09/1985	Fondo encontrado a 3345', se tienen 1080' adicionales de suciedad.
20/11/1986	Limpieza de bomba con aceite caliente.
01/12/1986	Cierre de pozo.
Nov/1988	Se reactiva el pozo.
05/10/1998	Limpieza de parafina con aceite caliente.
11/08/2010	Se reemplazan 27 juntas parafinas y se limpiaron 32' de sucio, dejando 348' de sucio.
06/12/2011	Se reemplazan 91 juntas parafinadas.

Fuente: Autores del proyecto

Tabla 22. Resumen aplicación de Metodología Colorado 67.

	Observaciones y Recomendaciones	Aprobado
Preselección de pozo	Observaciones: • El pozo tiene alta tendencia a taponar tuberías por precipitación de orgánicos. • El pozo tiene gran cantidad de suciedad en fondo acumulada que será necesario limpiar para la ejecución de los trabajos. • El pozo tiene reportado un pescado (chatarra de retenedor) en fondo que será necesario extraer. • No se cuenta con registros de cemento del pozo, por lo que se desconoce el estado de este.	El historial del pozo muestra que tiene gran cantidad de suciedad en fondo así como un pescado y un retenedor que retrasaran la ejecución de los trabajos de cañoneo y recañoneo, sin embargo el revestimiento del pozo se encuentra en buenas condiciones por lo que se aprueba para la evaluación directa.
Selección Definitiva	Observaciones: • El pozo en la última intervención que fue realizada hace poco tiempo no mostro ninguna evidencia de daño en el revestimiento. • El pozo no cuenta con registros de cemento por lo que no se tiene idea de en qué condiciones se encuentre actualmente. Recomendaciones: • Debido a las condiciones del pozo se debe realizar las toma de registros durante la intervención de equipo de workover una vez se haya realizado la limpieza del pozo, para poder hacer la evaluación de todas las zonas a recañonear.	El pozo presenta condiciones que retrasaran la ejecución de los trabajos de recañoneo, pero no se debe desconocer que es el pozo con la mayor cantidad de reservas y con el más elevado potencial de producción, factor que lo ubica como un pozo prioritario.

Fuente: Autores del proyecto

Figura 48. Estado mecánico pozo Colorado 67.

