

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS OPERACIONES RIGLESS
CON WIRELINE DE REGISTROS Y CAÑONEO EN EL CAMPO PROVINCIA DE
ECOPETROL S.A.**

**LEIDY PAOLA SANTAMARÍA RODRÍGUEZ
EMERSON STEVEN TÉLLEZ CASTAÑEDA**

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

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS OPERACIONES RIGLESS
CON WIRELINE DE REGISTROS Y CAÑONEO EN EL CAMPO PROVINCIA DE
ECOPETROL S.A.**

**LEIDY PAOLA SANTAMARÍA RODRÍGUEZ
EMERSON STEVEN TÉLLEZ CASTAÑEDA**

Trabajo de Grado para optar el título de Ingeniero de Petróleo

Director:

Ing. OSCAR VANEGAS ANGARITA

Co-Director:

Ing. Jorge Andrés Sáchica Ávila

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

2015

DEDICATORIA

Dios tu eres el ser al que debo agradecer, por darme la vida y la oportunidad de estar en este mundo y en este cuerpo cumpliendo todos y cada una de mis metas; me has dado todo el valor y fortaleza para llegar a este capítulo de mi vida, a pesar de las adversidades.

Agradezco a mis padres, Hugo y Lurbieth por toda la confianza depositada en mí y permitirme estar donde quiero y hacer lo que he decidido; el amor de ustedes su esfuerzo y el millón de esperanzas que tienen sobre mi, me llevan a pasos agigantados y seguros por el camino del profesionalismo e innata humildad.

Ustedes luz, Karen y Yaya son mis mujeres y mi única familia, a quien debo agradecer su respeto, apoyo e incondicionalidad. Juntas tenemos muchos proyectos y más grandes han sido nuestros propósitos que los obstáculos, inmensamente agradecida.

Universidad, orgullosa y afortunada me siento por hacer parte de la infinita lista de buenos profesionales; la comunidad UIS es un sueño cumplido, que no lo hubiese podido consumir sin sus preciados conocimientos y las grandes personas que pude conocer, mis AMIGOS, son pocos pero ustedes me acompañaron en este camino y en cada decisión que tome.

Paola Santamaría

DEDICATORIA

Agradezco a Dios ya que con la ayuda de él me fortalecí espiritualmente para vencer todas las adversidades, gracias por ser el artífice de este sueño hecho realidad. La gloria y la honra son para ti

Agradezco a mis padres Hernando Téllez y Rosana Castañeda por el apoyo económico y espiritual; por cada una de esas oraciones que me regalaron cuando más lo necesitaba para vencer cada una de las dificultades. Gracias Hernandito y Rosita

A Edwin y Elkin gracias por su apoyo en esta meta, como hermanos mayores han sido un buen ejemplo a seguir, sus consejos me han dado fuerza para crecer personal y profesionalmente

A la Universidad Industrial de Santander por su aporte intelectual y formación como profesional. A cada uno de los amigos que conocí en este largo trayecto por sus críticas constructivas y bromas que ayudaron a fortalecerme personal y profesionalmente

Steven Téllez

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente al ser superior que nos dio la oportunidad de estar cumpliendo nuestros sueños, Dios.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos todos los conocimientos necesarios para formarnos como personas y profesionalmente.

A Uriel Fernando Ferreira Ballesteros, Ingeniero de Ecopetrol S.A por todo su apoyo en la adquisición de datos y su incondicionalidad a la hora de compartir sus conocimientos y toda su experiencia en operaciones Rigless.

A nuestro director Ingeniero Oscar Vanegas por su orientación durante la planeación y desarrollo del proyecto.

A nuestro Co-director Jorge Andrés Sachica Ávila por su tiempo prestado; su gran colaboración y disposición para la adquisición de datos de campo necesarios para resolver los objetivos de nuestro proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA	22
1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO PROVINCIA	22
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	23
1.3 ESTRUCTURA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	25
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO PROVINCIA	29
2. DESCRIPCIÓN EQUIPO WIRELINE	30
2.1 INTRODUCCIÓN	30
2.2 EQUIPO EN SUPERFICIE	31
2.2.1 Guaya	31
2.2.2 Dispositivos de medición	32
2.2.3 Indicadores De Peso	33
2.2.4 Bloques de Suelo o Poleas	34
2.2.5 Caja Empaquetadora	35
2.2.6 Lubricantes	36
2.2.7 Uniones Simples	37
2.3 SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO	38
2.3.1 El Wireline (Rope) Socket	38
2.3.2 Conector de línea trenzada	39
2.3.3 Wireline Stem (Barras de peso).	40
2.3.4 Knuckle Joint	42
2.3.5 Martillos hidráulicos de wireline (Wireline Jars).	42
2.4 HERRAMIENTAS DE ACONDICIONAMIENTO DE TUBERÍA	46

2.4.1 Medidor de tubería	46
2.4.2 Raspador de parafina	46
2.4.4 Liberador de presión hidrostática	48
2.4.6 Caja Ciega	49
2.4.7 Bloque de impresión	49
2.4.8 Broca de estrella	50
2.4.9 Herramientas de localización	50
2.4.10 Desarenadores	51
2.4.11 Sujetador de wireline	51
2.4.12 Herramientas de pulling sin liberación	52
2.4.13 Herramienta de pulling con liberación	52
2.4.14 Herramienta de kickover	52
2.4.15 Barra de corte	53
2.4.16 Go-Devil	53
2.4.17 Cortador de Wireline	53
2.4.18 Cortador lateral	54
2.4.19 Herramienta de desplazamiento o posicionamiento	54
2.4.20 Calibrador de tubería y casing	55
2.4.21 Medidor de presión de fondo (Bomba).	55
2.4.22 Sujetador tipo caimán	55
2.4.23 Perforador de tubería	55
2.4.24 Extractor choke	55
3. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES	57
3.1 OPERACIÓN CON EQUIPO WIRELINE: RIG UP, PRUEBAS DE PRESIÓN, RIG DOWN	57
3.1.1 Procedimiento Operacional	58
3.2 REGISTROS (CASED HOLE)	60
3.2.1 Registro CBL-VDL.	61
3.2.2 Registro USIT	63

3.2.3 Física de medición	64
3.2.4 Registro CCL-GR	66
3.2.5 Registro Gamma Ray GR	68
3.2.5.1 Física de medición	68
3.3 TOMA DE REGISTROS RIGLESS	69
3.3.1 Consideraciones de los Registro Comprometidos.	70
3.3.2 Equipo requerido para la operación	71
3.4 CAÑONEO	73
3.4.1 Generalidades	73
3.4.2 Explosivos	74
3.4.3 Cargas moldeadas	75
3.4.4 Cañones.	76
3.4.4.1 Tipos de cañones	76
3.4.5 Cordón detonante.	77
3.4.6 Métodos de Cañoneo.	77
3.4.7 Operaciones de Cañoneo y Completamiento con TCP	80
4. OPERACIONES RIGLESS DE CAÑONEO Y REGISTROS DESARROLLADAS EN EL CAMPO PROVINCIA.	85
4.1 ANÁLISIS DE RIESGOS PARA POZO SANTOS 159.	87
4.2 REGISTROS RIGLESS CON WIRELINE	89
4.2.1 Programa Operacional Registro Rigless Pozo Santos 159	90
4.3 CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE	92
4.3.1 Historia del Pozo	92
4.3.2 Justificación Técnica	93
4.3.3 Programa Operacional Cañoneo Rigless Pozo Santos 159	95
4.4 CONCLUSIONES DE LAS OPERACIONES	96
5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS OPERACIONES	98
5.1 ASPECTOS OPERACIONALES	98

5.1.1 Movilización de Equipo Wireline	98
5.1.2 Movilización de Rig Convencional	99
5.2 REGISTROS	99
5.2.1 Consideraciones	99
5.2.2 Procedimiento Operacional	100
5.3 CAÑONEO	101
5.3.1 Parámetros pre-operacionales	101
5.3.2 Cañoneo con unidad wireline	102
5.3.2.1 Casing gun	103
5.3.2.2 Through Tubing Gun	104
5.3.3 Cañoneo con Rig Convencional	105
5.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE PARÁMETROS OPERACIONALES	108
5.4.1 Costos	108
5.4.2 Tiempo Aproximado de duración de la Operación	108
5.4.3 Potencial del Pozo	109
5.4.4 Disponibilidad de Equipo	110
5.4.5 Estado de las Locaciones y Vías de Acceso	110
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA	113
6.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LAS OPERACIONES DE REGISTRO.	114
6.1.1 Costos Operacionales de Rig Convencional (Workover)	114
6.1.2 Costos Operacionales de la Tecnología Rigless	116
6.1.3 Metodología Evaluación Económica Operación de Registros	118
6.1.4 Análisis y Discusión de los Resultados	120
6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LAS OPERACIONES DE CAÑONEO.	121
6.2.1 Costos Operacionales de Rig Convencional	121
6.2.2 Costos Operacionales de la Tecnología Rigless	123
6.2.3 Metodología Evaluación Económica Operación de Cañoneo	126
6.2.4 Análisis y discusión de los resultados	127

6.3 DATOS ESTADÍSTICOS DE TRABAJOS DE REGISTRO Y CAÑONEO EN CAMPO PROVINCIA.	128
6.3.1 Datos Estadísticos de Registro y Cañoneo del 2011 al 2013 en el Campo Provincia	129
6.3.2 Datos Estadísticos de Registro y Cañoneo del 2013 al 2015 en el Campo Provincia	130
6.3.3 Resultado de la Evaluación	131
7. CONCLUSIONES	134
8. RECOMENDACIONES	135
BIBLIOGRAFÍA	136

LISTA DE FIGURA

	Pág.
Figura 1. Ubicación campo Provincia.....	24
Figura 2. Estructura del Área Provincia	27
Figura 3. Estratigrafía del Campo Provincia	28
Figura 4. Equipo Wireline en Superficie	31
Figura 5. Dispositivos de Medición	33
Figura 6. Indicadores de Peso	33
Figura 7. Sistema de Transporte de Carrete de Guaya Eléctrica.....	34
Figura 8. Poleas.....	35
Figura 9. Caja Empaquetadora	36
Figura 10. Lubricador.....	37
Figura 11. Uniones Simples.....	38
Figura 12. El Wireline (Rope) Socket.....	39
Figura 13. Conector de Línea Trenzada Tipo Slip	40
Figura 14. Wireline Stem (Barras de peso).....	41
Figura 15. Knuckle Joint (Unión Móvil)	42
Figura 16. Tipos de martillos hidráulicos wireline.....	45
Figura 17. Medidor de Tubería / Cortador de Parafina	46
Figura 18. Raspador de Parafina.....	47
Figura 19. Ensanchador de Tubería	47
Figura 20. Liberador de Presión.....	48
Figura 21. Limadores de Tubería.....	49
Figura 22. Caja Ciega	49
Figura 23. Bloque de Impresión	50
Figura 24. Broca Estrella	50
Figura 25. Localizador al Final de la Tubería	51

Figura 26. Desarenador	51
Figura 27. Sujetador	52
Figura 28. Tubo Go-Devil.....	53
Figura 29. Cortador Wireline	54
Figura 30. Cortador lateral	54
Figura 31. Principio de Medición CBL-VDL.....	62
Figura 32. Sonda de Registro CBL-VDL	62
Figura 33. Funcionamiento del Registro USL	64
Figura 34. Sonda de Registro USIT	65
Figura 35. Principio de Medición del CCL.....	67
Figura 36. Sonda de Registro CCL	67
Figura 37. Sonda de Registro Gamma Ray	69
Figura 38. Equipo para Toma de Registros Rigless.....	72
Figura 39. Proceso de Cañoneo	73
Figura 40. Carga Moldeada	75
Figura 41. Componentes de un Cañón	76
Figura 42. Montaje de Equipo Cañoneo Rigless.....	81
Figura 43. Estado Mecánico del Pozo Santos 159	91
Figura 44. Intervalos Prospectivos a Cañonear	93
Figura 45. Ticket Registros con Workover de Campo Santos159.....	115
Figura 46. Ticket Registros con Tecnología Rigless de Campo Santos159	117
Figura 47. Metodología General de la Evaluación Económica.	119
Figura 48. Resultados Producción Diferida y Ahorro con Tecnología Rigless	120
Figura 49. Ticket Operaciones de Cañoneo con Rig Convencional.....	122
Figura 50. Ticket Operación de Cañoneo con la Tecnología Rigless	124
Figura 51. Resultados Producción Diferida y Ahorro con Tecnología Rigless	127

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del Yacimiento.....	29
Tabla 2. Clasificación de los Explosivos Según su Velocidad de Ignición	74
Tabla 3. Análisis de Riesgos.....	87
Tabla 4. Información General del Pozo:.....	89
Tabla 5. Datos De Tubería.....	90
Tabla 6. Información General del Pozo.....	94
Tabla 7. Datos De Tubería.....	94
Tabla 8. Intervalos a Cañonear Teniendo en Cuenta las Consideraciones	96
Tabla 9. Comparación Operaciones con Rigless y Equipo Workover.....	112
Tabla 10. Datos para la Evaluación Económica	119
Tabla 11. Datos para la Evaluación Económica	126
.Tabla 12. Datos Estadísticos 2011-2013 en campo Provincia.....	130
Tabla 13. Datos Estadísticos 2013-2015 en Campo Provincia	130
Tabla 14. Análisis Comparativo de Rigless y Workover.....	131

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS OPERACIONES RIGLESS CON WIRELINE DE REGISTROS Y CAÑONEO EN EL CAMPO PROVINCIA DE ECOPETROL S.A.*

AUTORES: LEIDY PAOLA SANTAMARÍA RODRÍGUEZ
EMERSON STEVEN TÉLLEZ CASTAÑEDA**

PALABRAS CLAVES: Wireline, tecnología, implementación, Rigless, operaciones, rentabilidad, producción.

DESCRIPCIÓN.

Las tecnologías Rigless han venido ganando un mercado cada vez con mayor evolución en su participación dentro de la industria petrolera; a pesar que su implementación en el medio ha sido lenta, a teniendo un continuo crecimiento a nivel de resultados en cuanto a seguridad, tiempo y lo más importante costos.

El principal objetivo de este trabajo es proporcionar la suficiente información con el fin de constatar en forma general como ha sido la aplicación de las operaciones Rigless en el campo Provincia en cuanto a toma de registros y cañoneo, de esta manera este documento sirve como precursor técnico.

Con la información obtenida de las operaciones de toma de registros y cañoneo en el campo Provincia, permite realizar una comparación de los procedimientos con Rig convencional y Rigless con wireline, de esta manera se puede determinar los pro y contra a nivel técnico de la operación y así mismo efectuar un análisis del comportamiento de ambos trabajos.

Partiendo que la industria y en cualquier otro campo, siempre se busca la economía con el fin de favorecer activos; por tal motivo se realiza la evaluación económica con la finalidad de conocer la optimización a nivel rentable que trae la implementación de esta tecnología y como principal objetivo la producción.

Esta técnica puede establecerse como medio rentable y productivo en cualquier campo colombiano de manera estandarizada, para ello se deja como punto de referencia esta documentación tal que pueda afianzarse con estudios más específicos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Oscar Vanegaz Angarita. Codirector Ing.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATIONS OF RIGLESS OPERATIONS WITH WIRELINE OF LOG AND GUNFIRE IN THE PROVINCIA FIELD ECOPETROL.S.A^{*}

AUTORES: LEIDY PAOLA SANTAMARÍA RODRÍGUEZ
EMERSON STEVEN TÉLLEZ CASTAÑEDA^{**}

KEYWORDS: Wireline, technology, implementation, Rigless, operations, profitability and production.

DESCRIPTION:

The rigless technologies have been gaining a market with increasing evolution in its participation in the oil industry; even though its implementation in the medium been slow to have a steady growth in terms of results and also about safety, time and most important cost.

The main purpose of this work is to provide enough information in order to verify in general form as has been the application of rigless operations in the Provincia field in terms of taking logs and gunfire, so this document serves as a technical precursor.

The information gathered from the operations taking logs and gunfire in the Lisama field allows a comparison with conventional procedures rig and rigless with wireline, so that can determine the positive and negative technical level of operation and so same conduct an analysis of the behavior of both works.

Starting in the industry and in any other field always the economy seeks to promote active; for this reason the economic evaluation is performed in order to know the profitability that brings the implementation of this technology and the main purpose of optimizing production.

This technique can be set as profitable and productive environment in any Colombian countryside in a standardized way, for this as a reference point this documentation such that it can take hold with more specific studies.

^{*} Thesis

^{**} Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director Ing. Oscar Vanegas Angarita Codirector Ing

INTRODUCCIÓN

Debido a que la industria petrolera requiere altas inversiones para obtener resultados, las compañías operadoras se han visto en la obligación de crear diversas estrategias para optimizar el tiempo y costo en las operaciones de completamiento rutinarias observando el ciclo de vida de un pozo de hidrocarburos, iniciando desde sus primeras etapas, la construcción hasta su abandono final, las cuales están limitadas por trabajos de intervención que contribuyen con un gran porcentaje a los costos operativos y al tiempo transcurrido para su producción.

La eficacia de estos proyectos a nivel técnico y económico depende significativamente de: Costos, potencial del pozo, disponibilidad del equipo, estado de locaciones y vías de acceso y tiempo aproximado de duración de las operaciones que se llevan a cabo para realizar dichos trabajos; adicional a esto se ve reflejado también la implementación de equipos convencionales como taladros de perforación y Rig convencional para lo cual se presenta la tecnología Rigless como una alternativa para mejorar estos parámetros en la obtención de registros y labores de cañoneo donde se realizara una evaluación técnica y económica para encontrar su viabilidad en la implementación de la tecnología en el campo Provincia.

Las operaciones de completamiento Rigless se postulan en este campo y para todo el país como una buena alternativa para completar y acondicionar los pozos, reduciendo costos y tiempos de operación los cuales son parámetros indispensables para operar con los precios bajos del hidrocarburo y poder mantener la producción nacional.

El proyecto inicia con una descripción del campo Provincia como sus generalidad, estructura y estratigrafía posteriormente se hace una delineación de las herramientas y componentes empleados de arriba hacia abajo; continuo se plantean los procedimientos operacionales para correr registros y cañoneo donde se presentan modelos existentes en el campo Provincia. En los dos capítulos finales se plantean diferentes parámetros fundamentales los cuales son tenidos en cuenta para hacer el análisis técnico y económico.

El análisis técnico se lleva a cabo planteando ventajas y desventajas con lo cual se obtendrá la viabilidad de la tecnología y el capítulo económico se basa en flujos de caja con ingresos y egresos detallados del trabajo realizado en campo. Para finalizar el proyecto se manifiestan las conclusiones y recomendaciones como resultado del trabajo y datos particulares del campo encontrados en la implementación de Rigless. La perspectiva del proyecto es generar un documento mostrando la posibilidad de reducir costos y tiempo en operaciones de registro y cañoneo sin embargo esta misma metodología puede ser implementada para comparaciones de otro tipo de operaciones realizadas con wireline y grúa determinando cual puede ser más eficiente y económico para las empresas operadoras.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA

El campo Provincia se encuentra localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco Oriental, entre los ríos Lebrija y Sogamoso, en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander.

Los límites del campo son: al Norte el contrato de asociación entre ECOPETROL y la compañía Tritón denominado en El Piñal, al Sur el campo Payoa actualmente manejado por la compañía Petrosantander, al Occidente la falla de Provincia y al Sur-Oriente un contacto aceite-agua y una falla Inversa de Cabalgamiento asociada a la falla principal de Provincia. Dentro del Campo Provincia de encuentran las antiguas áreas de concesión, 604 “El limón” (actualmente área de Suerte) y 605 “El Roble” (actualmente áreas de Santos, Sabana y el Campo Bonanza) y 625 “El Conchal” (actualmente área de Conde). El Campo Provincia tiene una extensión de 12 Km por 1,5 Km para un área aproximada de 18 Km².

1.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL CAMPO PROVINCIA¹

Fue en el año de 1955, cuando INTERCOL (International Petroleum Limited) inició las perforaciones de los pozos en los terrenos del Valle del Magdalena Medio, a unos 100 Km. de Bucaramanga. Ese mismo año se firmaron con el gobierno Colombiano, tres contratos de concesión para la exploración y la producción del crudo en jurisdicción de los municipios de Sabana de Torres, Lebrija y Ríonegro, en el departamento de Santander. Dichas concesiones son conocidas como: “El

¹ ACOSTA GONZALES, Luis José. Manejo De La Información Del Software Corporativo Dfw Para Identificar Y Analizar Los Problemas De Operación En El Campo Provincia Ecopetrol S.A. Proyecto de Grado. UIS. 2005

Piñal“, “El Conchal” y “El Roble“y comprendían 46.902, 37.034 y 49.999 Hectáreas respectivamente. El Campo Provincia, también lo conformaban el contrato de asociación llamado “Sabana“.

El 10 de noviembre de 1962, se declara como la fecha inicial para el periodo de producción de las dos concesiones “El Roble y El Conchal“. Así mismo se fija la fecha de expiración de estos contratos para el día 9 de Noviembre de 1992 y para el contrato de asociación “Sabana” el 9 de Noviembre de 1993.

Las primeras perforaciones a finales de los años cincuenta (50’s) y principio de los sesentas (60’s) no fueron exitosas. Los pozos Provincia – 1 y Rosa – 1 resultaron secos. En 1960 INTERCOL asociada con la compañía Sinclair de Colombia y la British Petroleum Company Limited, continuaron la exploración dando como resultado el hallazgo del pozo petrolero Santos – 1. Los trabajos de perforación del pozo Santos – 1 se iniciaron el 6 de Abril de 1960 y finalizaron el 4 de Agosto del mismo año, con una producción inicial de 2500 BOPD y 10 M SCFD de gas.

En esta primera fase exploratoria se perforaron 15 pozos, de los cuales 10 resultaron productores, procediendo a instalar las facilidades de superficie para el recibimiento y tratamiento del crudo y gas producido, dando origen de esta forma a las estaciones de recolección y tratamiento denominadas: Santos, Suerte y Bonanza.

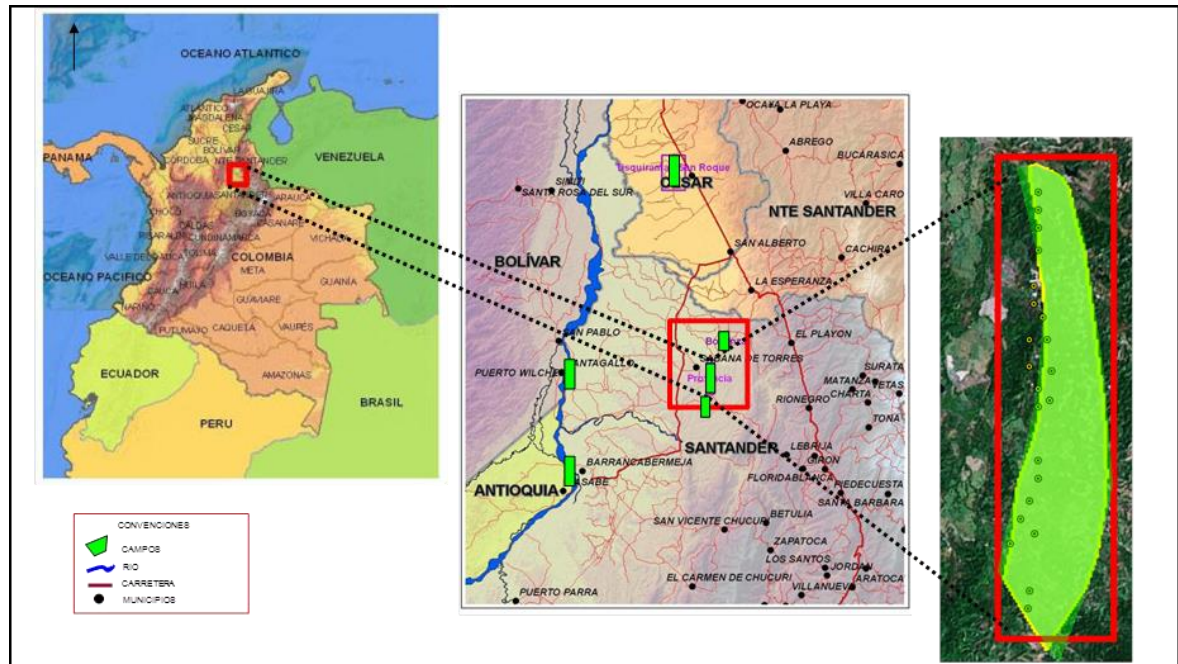
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Provincia se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres (Santander), y su operación directa de producción es ejercida por la operadora Ecopetrol S.A. El Campo de Provincia se encuentra subdividido por cuatro campos internos que cuentan con características de yacimiento bastante heterogéneas

entre sí, pero producen crudo y gas con condiciones y propiedades muy semejantes (Provincia, Bonanza, Tisquirama y San Roque). También cuentan con sistemas de levantamiento artificial muy variados, por ejemplo, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, Bombeo electro sumergible, Bombas de cavidad Progresiva y Gas Lift.

Geográficamente estos campos petroleros se encuentran ubicados en el margen oriental de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en la cuenca media y baja del Río Lebrija, entre el Río Sogamoso y la Quebrada Tisquirama. Campo Provincia en Sabana de Torres, (Santander), Campo Tisquirama y Campo San Roque en San Martín, (Cesar) y Campo Bonanza en el municipio de Rionegro, (Santander).

Figura 1. Ubicación campo Provincia



Fuente: Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A

1.3 ESTRUCTURA Y ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO²

Estructuralmente al campo Provincia ubicado en la cuenca Valle Medio del Magdalena se denomina como una cuenca intracordillerana, está conformada por los campos: Conde, Santos, Sabana y Suerte, corresponde a un anticlinal con dirección Norte-Sur, este modelo estructural es de tipo compresional asimétrico, fallado a lo largo de su cresta por la falla de Provincia, la cual forma el límite oriental del campo; al Occidente, el campo está delimitado por una falla tipo inversa en la parte Norte y por el contacto agua aceite (WOC) en la parte Sur, el cual se estimó inicialmente a una profundidad de -10500 pies s.s. Los límites Norte y Sur están formados por el cierre de los ejes del anticlinal en ambas direcciones. Las formaciones productoras presentes en Provincia pertenecen al Terciario.

Se encuentran fallas de tipo normal en sentido Oeste-Este con saltos muy pequeños localizadas principalmente en la cresta de la estructura. Asociados a la estructura principal se encuentran pliegues imbricados y fallados seccionados en bloques que muestran la complejidad estructural del sector

Una descripción que compone la estratigrafía de la zona se expone a continuación de forma consecutiva. La secuencia como son perforadas las formaciones corresponden a los sedimentos que van desde el cretáceo (Formación Umir) hasta el terciario (Formación Real) sin embargo solo se plasma las formaciones que tienen mejor trascendencia en la producción del campo.

Formación Lisama: Paleoceno. Definida por T.A. Link en 1925, su localidad tipo se encuentra ubicada en la quebrada Lisama en el sector Noreste de la Concesión

² SÁNCHEZ PICÓN, Andrea Camila. CAVIEDES GALINDO, Marcela. Selección de Pozos para Operaciones de Workover Mediante Análisis Avanzados de Producción en el Campo Provincia. Proyecto de Grado. 2011.

de Mares. Esta formación representa la transición en el tipo de ambiente de depósito, de un medio marino somero a uno continental. Descansa en forma concordante y gradacional sobre la formación Umir. Está conformada principalmente de shales y arcillas de varios colores (rojas, marrón, azul), con intercalaciones de capas de arena de grano fino, de colores gris claro, gris verdoso y marrón, con estratificación cruzada y secuencias grano crecientes, también se presentan delgados mantos de carbón. Los estratos de arena son más comunes hacia la base de la unidad.

Formación La Paz: Eoceno. Namson (1994) propone que la formación La Paz estaría ausente en el anticlinal de Provincia y que las arenas basales serían desarrollos arenosos a la base de la formación Esmeraldas. Consiste de una serie de areniscas conglomeráticas masivas con estratificación cruzada de color gris claro e intercalaciones de lutitas grises y feldespatos. En algunos sectores se presenta una disconformidad entre la formación La Paz y la formación Lisama.

Formación Esmeraldas: Eoceno. Esta formación fue probablemente nombrada primero por los geólogos del Gulf Oil Company y divulgada por Wheeler (1925). La localidad tipo se encuentra en el río Sogamoso. Está conformada por areniscas de estratificación delgada, micáceas y de grano fino, de color gris claro hasta verdoso, con intercalaciones de lutitas gris oscuro o manchas rojo violáceo, con algunos bancos delgados de lignito. Las arenas de la formación Esmeraldas poseen un menor contenido de feldespatos que la formación La Paz.

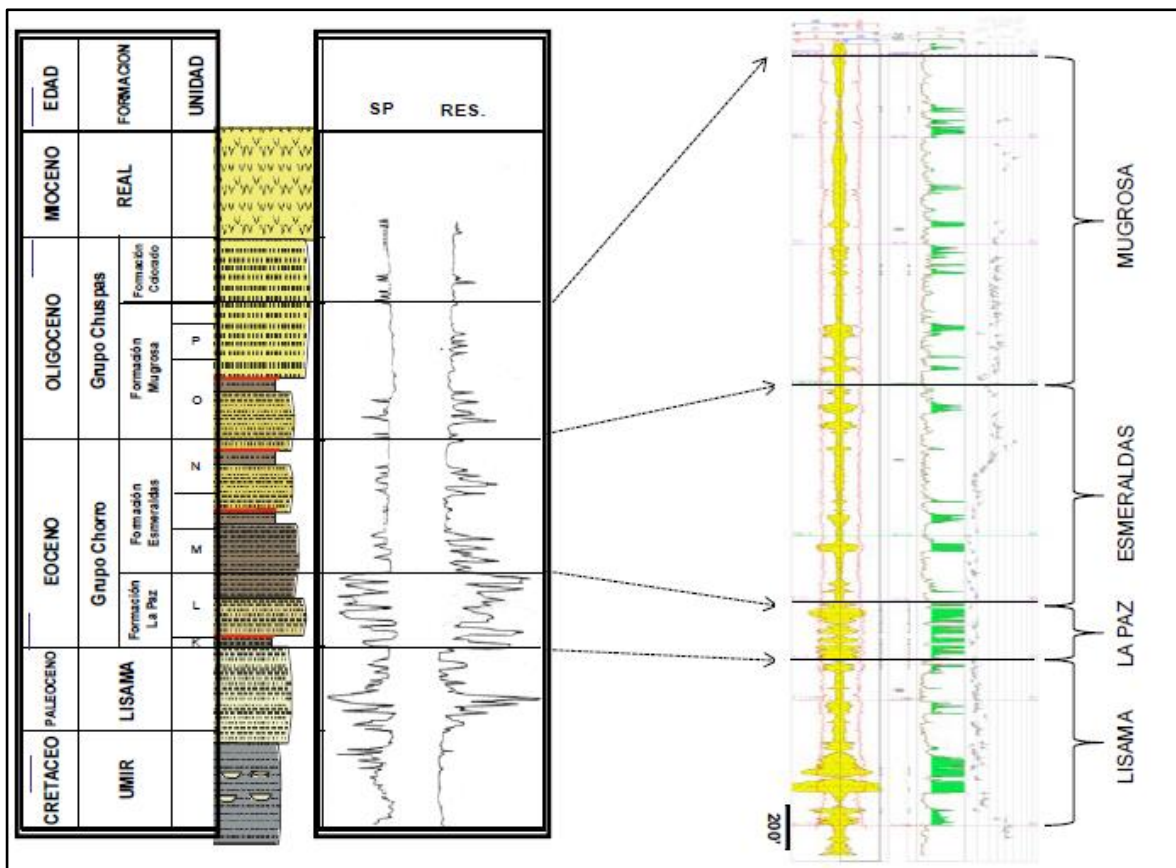
Formación Mugrosa: Oligoceno. Nombre original asignado por geólogos de la Tropical Oil, refiriéndose a las rocas expuestas a lo largo del anticlinal de Mugrosa en el sector de la Concesión de Mares. Constituida por arcillolitas de colores grises y púrpura, intercaladas con delgadas capas de arena de grano fino a medio y con menores intercalaciones de shales rojizos moteados. Las capas de arena

son más comunes hacia la base de la unidad. El contacto inferior con la infrayacente formación Esmeraldas es discordante.

Formación Colorado: Oligoceno. El nombre Colorado fue usado originalmente por A.K. McGill en 1929, más tarde fue publicado por Wheeler (1935). Una excelente sección de afloramientos sedimentarios se encuentra en el río Colorado.

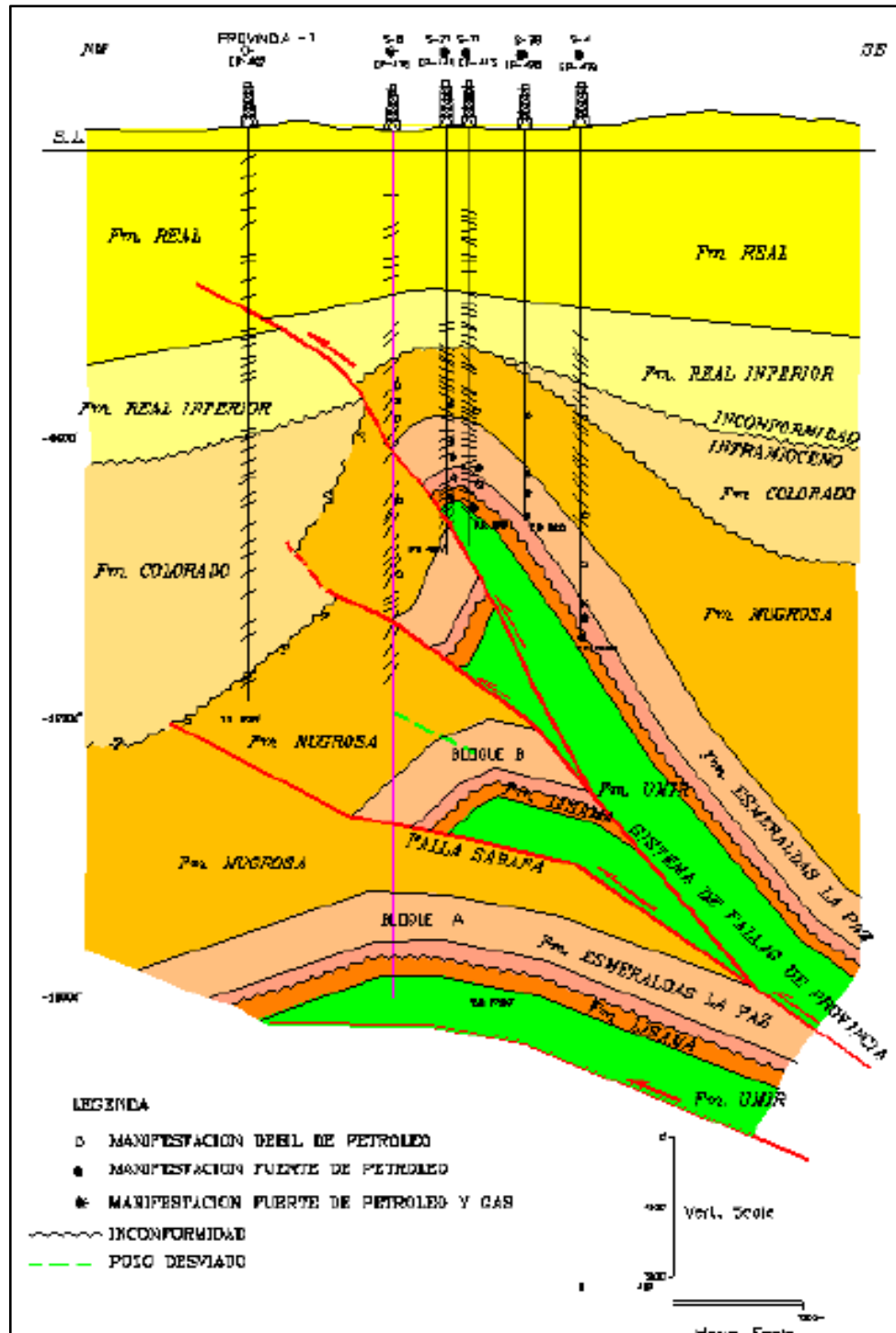
Conformada por shales arcillosos, de color frecuentemente rojo, alternado con areniscas de grano grueso a conglomerático, en la parte superior se encuentra el horizonte de fósiles de la Cira, que contiene fragmentos arcillosos carbonáceos.

Figura 2. Estructura del Área Provincia



Fuente: Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A

Figura 3. Estratigrafía del Campo Provincia



Fuente: Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL S.A

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO PROVINCIA

En la Tabla 1. Se resumen las principales características de las rocas y fluidos en el Campo Provincia

Tabla 1. Características del Yacimiento

PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE LOS FLUIDOS	FORMACIÓN			
	LISAMA	LA PAZ	ESMERALDA	MUGROSA
ϕ Efectiva (%)	10-22	16-22	8-18	22
k (mD)	12,3	74,16	14	93,3
Buzamiento	50 - 80°	45 - 70°	45 - 60°	45 - 60°
S_{wi} (%)	34,6	30,5	38	42,6
P_i (psia)	4400	4250	3900	3000
Gravedad API (°)	34	32	31	23
\bar{h} (ft.)	100 – 295	150 – 300	65 – 500	65 – 500
Gravedad del Gas	0,69	0,75	0,7	0,68
B_{OI} (BLS/STB)	1,424	1,47	1,261	1,222
B_{WI} (BLS/STB)	1,019	1,022	1,021	1,012
μ_o (cp)	0,591	0,538	0,797	2,37
μ_g (cp)	0,025	0,027	0,023	0,02
μ_w (cp)	0,397	0,373	0,38	0,475
GOR Inicial (SCF/STB)	800	900	780	570
T Formación (°F)	170	175	170	140

Fuente: Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. ECOPETROL.S.A. 2009

2. DESCRIPCIÓN EQUIPO WIRELINE

2.1 INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la industria de petróleo y gas, se ha implementado la tecnología wireline y debido al surgimiento que ha tenido las nuevas herramientas aplicadas para el reacondicionamiento de pozos. Primeramente se inició ya que los pozos muy profundos presentaban dificultad para ser medidos, los pozos de poca profundidad eran medidos con una cinta marcada con la escala en pies, pero a medida que la profundidad y la presión de los pozos aumentaba se hizo complejo leer con exactitud las medidas.

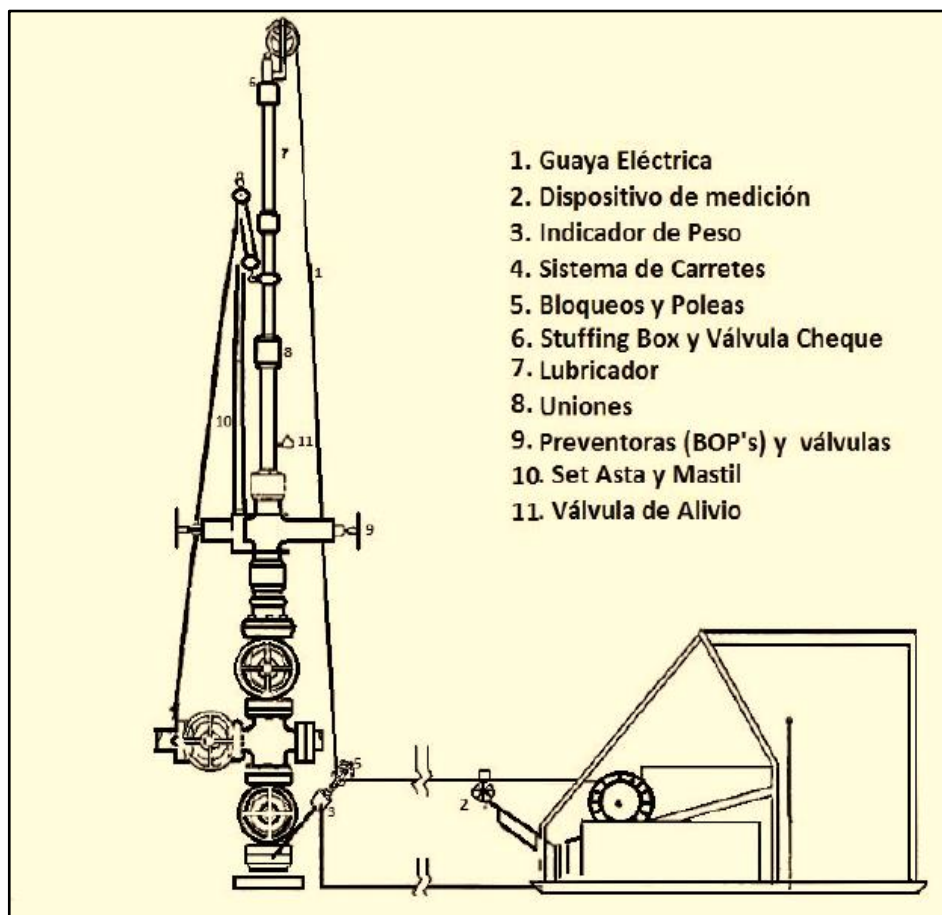
A la medida que se han hecho más complejas las operaciones de perforación ha sido necesario el desarrollo de los servicios con wireline ya que la industria ha tenido un crecimiento desde pozos pocos profundos hasta pozos de grandes profundidades. En estos tiempos esta tecnología ha tenido tanta aplicabilidad que ha tenido paso por operaciones offshore, ahora este servicio es primordial en una operación por la rapidez que presta, eficiencia, efectividad y costos.

Es importante tener en cuenta que el cable o guaya eléctrica hace referencia a términos tales como electric line, wireline, guaya eléctrica y conductor line, la cual posee alambres o filamentos conductores y mediante ella se accionan y se bajan herramientas eléctricas con el fin de reacondicionar o completar un pozo y slick-line y braided line se refieren a líneas para bajar equipo o herramientas mecánicas.

2.2 EQUIPO EN SUPERFICIE

El equipo de superficie está dado principalmente por dos factores: la presión del pozo y el tamaño del tubing de producción, como lo es en otros casos particulares donde se completan nuevos pozos como (cañoneo y registros) donde solo dependen de la presión.

Figura 4. Equipo Wireline en Superficie



Fuente: Modification de Wireline Operations and Procedures. 3ª edición.

2.2.1 Guaya. Es un cable de acero trenzado alrededor de un núcleo central. Debido a su buena ductilidad, alta resistencia a la tensión y bajo costo, el acero al carbón mejorado es el material del cual está hecho; este clase de acero, cuenta

con un porcentaje de carbón que está entre 0.05 y 0.7, también tiene el cable de acero al carbón estirado en frío y mejorado el cual soporta aún más tensión, llegando hasta los 230000 a 240000 psi.

En este momento los diámetros de cable (guaya) que se usan son 0.066, 0.072, 0.082, 0.092 y 0.105 pulgadas estos pueden variar de longitudes entre 10000 y 25000 pies (3048-7720 m). Teniendo en cuenta que todas las características de los cables o guaya eléctrica están regidas por norma API 9A (Specification for wire rope). En caso que esta sea expuesta a gases ácidos debido a las altas profundidades o que el yacimiento tenga trazas de estos gases, el cable pierde vida útil es recomendado usar el acero inoxidable tipo 316.

2.2.2 Dispositivos de medición. Lo más importante en toda operación es conocer la ubicación exacta de la herramienta, en cualquier punto de referencia que se haya establecido desde el cabezal de pozo u otro punto, ya que al saber la ubicación de la herramienta el operador pueda manipular o controlar la velocidad y evitar posibles problemas operacionales que involucren luego un trabajo de pesca.

Un dispositivo que mantenga la línea de medición libre de cualquier tipo de deslizamiento es el aquel que demuestra precisión y es de tipo corrugado, que puede conllevar a lecturas poco precisas o erróneas.

El conjunto de ruedas que se encargan de contar o medir la cantidad de movimiento de cable desde y hacia el pozo, es el sistema de medición; estas ruedas medidoras están acopladas a unos codificadores ópticos los cuales transmiten señales eléctricas hacia la cabina de mando donde se realiza la lectura, estas ruedas se encuentran bajo la acción de unos resortes totalmente adaptados a la medida de las ruedas para proporcionar la fricción adecuada y evitar que entre la rueda y el cable ocurra algo de deslizamiento.

Figura 5. Dispositivos de Medición



Fuente: BenchMark Wireline Products. Operating Manual.

2.2.3 Indicadores De Peso. Este se hace necesario cuando se lleva a cabo operaciones en las que se requiere el uso de máxima capacidad de carga del equipo como lo son las conexiones con martillos hidráulicos, también existen mecánicos y eléctricos. Son de gran utilidad para detectar una pérdida de alguna herramienta o componente del BHA. También ellos registran lecturas de la carga total del BHA junto con el cable.

Figura 6. Indicadores de Peso



Fuente: Drillinginstruments. Sistemas de Indicadores de Peso.

Sistema De Carretes. Es un carrete con un tamaño ideal con el fin de acomodar la longitud requerida del cable para llevar a cabo la operación, este sistema es el contenedor y transportador de todo el embalaje de guaya eléctrica. Donde este sistema es movido por un motor hidráulico y posee una transmisión manual de varias velocidades dependiendo de la envergadura del carrete (3 o 4) y es activado desde la cabina de mando, su potencia depende de la operación pero el rango puede variar entre 20 y 90 caballos de potencia (HP) y puede alcanzar velocidades, dependiendo de la carga, de entre 350 pies y 4000 pies por minuto y de acuerdo a su estructura los puede haber de ciertos tipos: empotrados en una base, empotrados en camión, en un remolcador y en un bote (operaciones offshore).

Figura 7. Sistema de Transporte de Carrete de Guaya Eléctrica

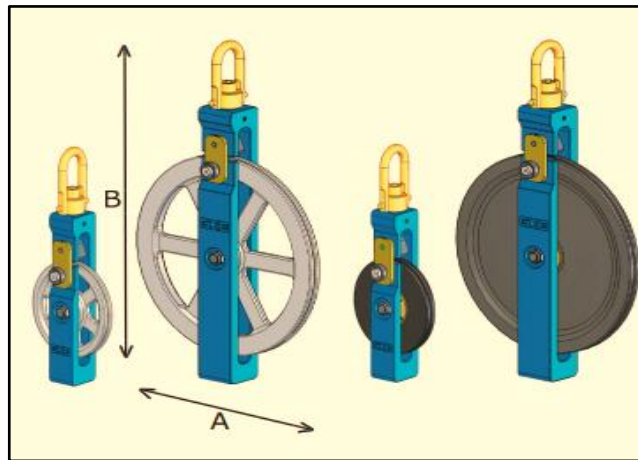


Fuente: Modificado de proyectochicontepecatg-equipos blogspot.

2.2.4 Bloques de Suelo o Poleas. La dirección de la línea se puede cambiar varias veces, dependiendo de las condiciones que se requieran, esto se da cuando el cable es dirigido desde el carrete hasta la caja empaquetadora. Con el fin de evitar el exceso de tensión en la flexión los bloques de suelo o poleas son dimensionados, este es el propósito principal. Los bloques ganchos tipo poleas

son por lo general instalados en la línea para evitar tener que pasar al extremo a través de las poleas de soporte.

Figura 8. Poleas

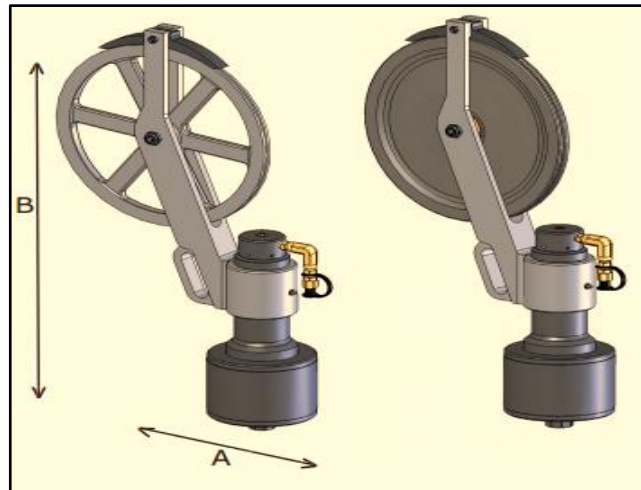


Fuente: Modificado de wireline stuffing box and hay pulley

2.2.5 Caja Empaquetadora. Cuando es necesario realizar trabajo desde un pozo bajo presión las cajas empaquetadoras de cable (guayas o wireline) son usadas. La caja empaquetadora consiste en una cámara de empaquetamiento con una tuerca externa ajustable. La tuerca está lo suficientemente tensa para minimizar las fugas resultantes de la presión en la línea. Generalmente la caja empaquetadora tiene un soporte giratorio y una polea que guía la línea de medición hacia la pieza de embalaje. Las cajas empaquetadoras más pesadas están equipadas con una pieza anti-fugas y un lugar para establecer un “preventor de fugas”. En caso de que el empaquetamiento se corte o tenga una fuga se usa el preventor ya que su propósito es cortar el flujo hacia la caja empaquetadora. Se hace difícil sellar el pozo cuando existen múltiples retrasos debido a la construcción de la línea trenzado (utilizada en pozos de baja presión); por esta razón, una caja de relleno fue diseñado con un sello de grasa. Se forma una barrera contra el flujo de líquidos o gases en la boca de pozo, esto sella

completamente el flujo y lubrica la línea debido a la grasa que se bombea en la caja empaquetadora bajo presión. Estas cajas empaquetadoras con sello de grasa son utilizadas por todas las empresas de cables (incluyendo las de línea eléctrica) cada vez que se requiera.

Figura 9. Caja Empaquetadora



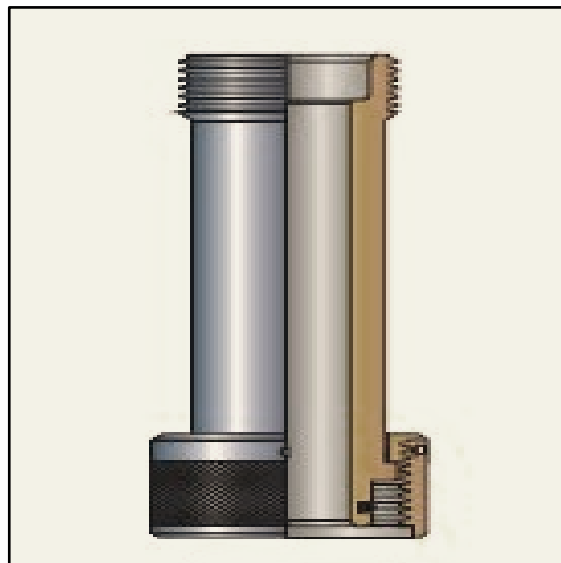
Fuente: Modificado de wireline stuffing box and hay pulley

2.2.6 Lubricantes. Este puede ser descrito como una serie de secciones tubulares de la tubería ensamblados juntos con una caja empaquetadora para empacar el cable en la parte superior. Las secciones tubulares son ensambladas en la tierra o en plataformas y unidas con uniones simples. Se coloca en posición vertical por encima de la válvula del cable luego del ensamblado completo. De acuerdo a las herramientas de reparación de pozo el ensamblado debe adaptarse según el tamaño y el largo del tubo y tener una presión de trabajo cercana o mayor que la de la cadena de la tubería a través de la cual las herramientas están reducidas.

Con el fin de manejar la cadena más larga de herramientas entre la válvula del cable y la caja empaquetadora y ser fácilmente transportado desde y hacia la locación el lubricador es generalmente estándar en longitud. En el caso de las

operaciones con cable costa afuera el lubricador debe estar cerca de 20 pies sin los conectores de las uniones; aunque la mayoría de los barcos están equipados con poleas hidráulicas, entonces el largo y peso no es un gran problema. El uso de los lubricadores son usados especialmente cuando hay situaciones problemáticas como una exposición de sulfuro de hidrogeno o dióxido de carbono. El lubricador es generalmente construido con acero de baja aleación, tratado con calor y suavizado para dar cumplimiento a la Asociación Nacional de Ingenieros (NACE) Estándar MR01-75, 1978.

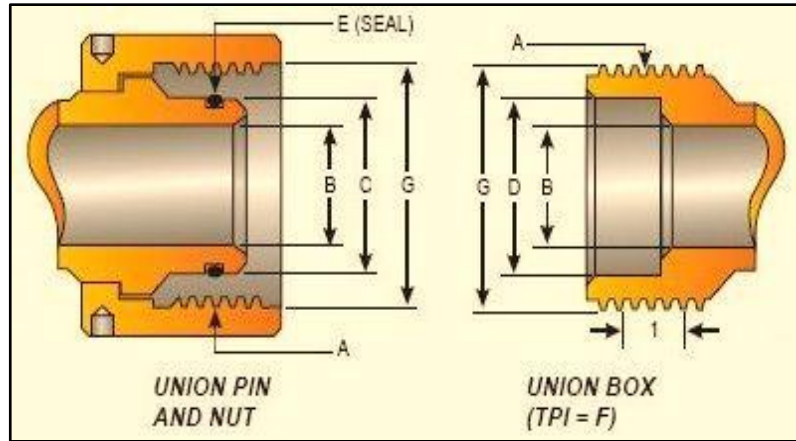
Figura 10. Lubricador



Fuente: modificado de American Completions Tools

2.2.7 Uniones Simples. Las uniones simples se encargan de unir todos los extremos de cada sección del lubricador mediante soldadura o tornillos esta uniones están fabricadas con un sello tipo o-ring para mantener la presión del pozo. Como parámetros de seguridad se tiene que; no se debe desconectar mientras haya presión en el lubricador para lo cual una de las mitades se desliza dentro de la otra mitad asegurándola una tuerca a la mitad de la caja tipo hembra.

Figura 11. Uniones Simples



Fuente: American Completion Tools. Wireline pressure tool string. Oiltoolscatalog

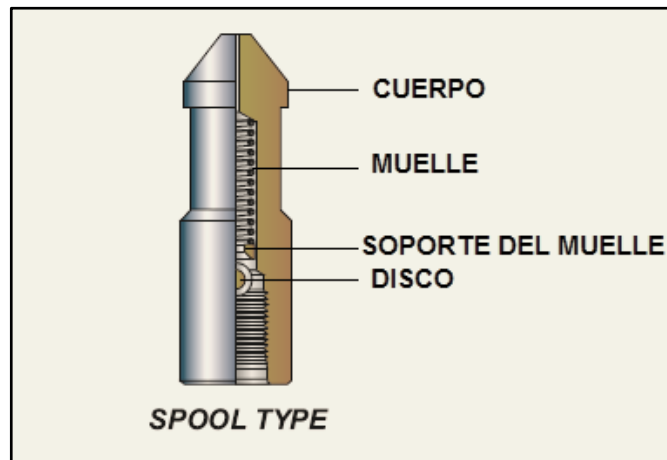
2.3 SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO

2.3.1 El Wireline (Rope) Socket, Tipo Spool Figura 12, El objetivo es sujetar el cable a la sarta de herramientas que se utilizaran en las diferentes operaciones. Los Rope socket más comunes están conformados por un cuerpo, muelle, soporte de muelle y disco. El cuerpo de esta herramienta esta perforado en el centro para darle cavidad a las partes internas, en la parte superior permite la entrada de wireline y en su parte inferior sujeta la tubería. Cerca de la parte superior tiene un cuello, con un diámetro ligeramente menor al del cuerpo, que permite fijar herramientas de operaciones de pesca de tamaños estándar; por encima de este cuello de pesca, el cuerpo es cónico para guiar la herramienta y facilitar su acoplamiento. En la parte cónica su punta es plana, esta superficie de choque tiene como finalidad evitar que el material se deteriore y cierre el orificio de entrada del cable, ya que esta herramienta está sometida a sacudidas e impactos severos durante operaciones de pesca. El muelle actúa como un amortiguador para evitar que el entrelazado de wireline (nudo) falle bajo fuertes impactos. El soporte de muelle centra el disco y la carga de modo que la fuerza de tensión

ejercida por la herramienta y el wireline sobre el Rope Socket sea un esfuerzo directo.

El muelle actúa como un amortiguador para evitar que el nudo falle bajo impacto severo, como durante las operaciones de pesca. El soporte de muelle centra el disco y la carga de modo que la fuerza aplicada es un esfuerzo directo.

Figura 12. El Wireline (Rope) Socket



Fuente: Modificado de *Parveen Industries Pvt. Ltd., Kundli*

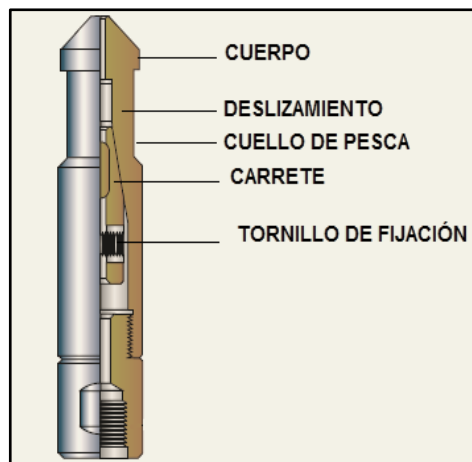
El cable (wireline) se sujeta al disco que está ranurado alrededor de toda su circunferencia. Esta ranura es suficientemente profunda como para evitar daños en la línea cuando el disco se apoya contra el soporte del muelle. Para absorber el esfuerzo al que pueda estar sometido, el nudo de fijación del cable al disco debe estar sujetado con gran cuidado.

2.3.2 Conector de línea trenzada. Este tipo de herramienta tiene el mismo objetivo que el wireline socket en los que se encuentran diferentes tipos como Wedge, Spool, Slip, Clamp las cuales tienen el mismo principio de funcionamiento y su primordial diferencia radica en la forma de sujetar la línea trenzada a la

herramienta. En este tipo de herramienta la línea se asegura por un cojinete en lugar de ser atado en contorno de un carrete (tipo spool). Se compone de un cuerpo con un cuello de pesca, un carrete, sector de deslizamiento, un tornillo de fijación y un lower sub. Diseñada para romper la línea según un porcentaje específico de resistencia de tracción de la línea.

Los conectores de cuerda de tipo Slip son diseñados para ser usados con pequeñas líneas trenzadas, a través de 5/16 de pulgada de diámetro. En algunos casos se usa un conector de cuerda sin el nudo sobre el cable (wireline) sólido convencional. En condiciones como acidificaciones se requiere la utilización de una metalurgia especial para el cable (wireline) sólido que no tiene mucha capacidad de soportar los efectos de torsión. En estos casos se usa uno de tipo sin nudo (Tipo Clamp) o un conector de cuerda de tipo cuña (Tipo Wedge) similar al conector de línea trenzada. Sin embargo, es importante incluir una unión de nudillo debajo del conector de cuerda para proveer la acción de giro necesaria.

Figura 13. Conector de Línea Trenzada Tipo Slip



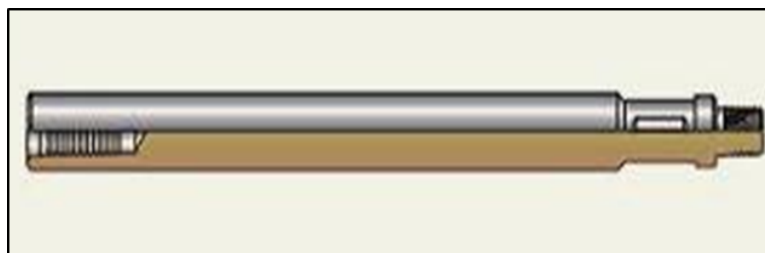
Fuente: Modificado de Parveen Industries Pvt. Ltd., Kundli

2.3.3 Wireline Stem (Barras de peso). El tubo (Figura 14.) proporciona el peso para tensionar y correr la sarta de herramientas wireline en el pozo. El peso

proporcionado por el tubo también es necesario para operaciones de sacudidas o recortar los alfileres metálicos que liberan las herramientas en las corridas y sacadas del pozo. Otra de las atribuciones correspondientes a esta herramienta es la modificación del peso total la cual puede ser aumentada o disminuida según se requiera, por ejemplo, el número total de las longitudes del tubo. Para aumentar el peso sin aumentar la longitud, se usan tubos con mayor peso por cada pie de longitud. Estos son fabricados para usar a un grado bueno de 4140 o tubos similares de acero y llenándolos con plomo. Sus terminaciones macho y hembra son atornillados y soldados en el lugar para impedirles moverse hacia atrás. Un tubo es esencialmente una barra redonda con una conexión macho y un cuello de pesca en la parte final superior, y una conexión hembra al final inferior. Los tubos pueden tener diámetros exteriores de 3/4 pulgadas, 1 1/4 pulgadas y 1 3/4 de pulgada. Son usualmente elaborados entre 2 ,3 y 5 pies de longitud.

Los tubos también tienen sus aplicaciones especiales. Ellos pueden ser usados como espaciadores cuando se hace necesarias las herramientas de posición en un nivel más alto en el tubing. Por ejemplo, en operaciones de perforación donde una parada de tubería ha sido puesta, el tubo va a espaciar la perforación en un nivel ligeramente más alto, esto si es deseado. Un tubo también puede ser colocado inmediatamente debajo de los martillos para colocarlos en un nivel más alto en la sarta de tubería cuando hay posibilidad de su ensuciamiento por el cable durante las operaciones de pesca.

Figura 14. Wireline Stem (Barras de peso)

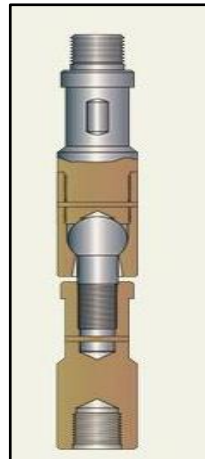


Fuente: American Completion Tools. Wireline pressure tool string. Wireline stem-lead filled stem.

2.3.4 Knuckle Joint (Unión móvil). Estas uniones son similares a los Wireline Stem en su forma mas no en su funcionamiento, la principal diferencia es una esfera en la mitad de su sección que gira. Su finalidad es proporcionar la flexibilidad a la sarta de herramientas para facilitar la toma de varios instrumentos, y permitirles a éstos pasar por la tubería torcida donde, de otra manera podrían ser obstruidos o dañados. La unión móvil, cuando es usada en la sarta de herramientas Wireline, debería estar inmediatamente debajo de los martillos donde la flexibilidad es importante. Si se encuentra la tubería torcida, las uniones móviles pueden ser ubicadas entre el tubo y martillos; y, en tubería sumamente torcida, entre los tubos individuales.

La unión móvil debe ser inspeccionada con frecuencia para asegurarse que los hilos, la esfera y los pines estén en buenas condiciones. Si los pines se aflojan, la herramienta debería ser enviada a reconstruir para prevenir su desintegración en el pozo.

Figura 15. Knuckle Joint (Unión Móvil)



Fuente: Modificado de Parveen Industries Pvt. Ltd., Kundli

2.3.5 Martillos hidráulicos de wireline (Wireline Jars). El propósito del martillo hidráulico de wireline es proporcionar el entorno para hacer vibrar las herramientas

wireline mientras están en el pozo. El mecanismo para producir el golpe puede estar encima o abajo. Los martillos de golpe, martillos tubulares, y los martillos hidráulicos son los más comunes, y estos están disponibles en varios tamaños y diferentes mecanismos de golpe.

Los martillos de golpe son inherentes a la herramienta de cable y usan el peso de los tubos (Wireline Stem), unidos justo arriba de la herramienta, también sirven como medio para generar impactos eficaces para la manipulación del cable en la superficie. La eficiencia de esta herramienta es en gran parte dependiente del peso del tubo (Stem) y la longitud del golpe. Sin embargo, el tamaño y la profundidad de los instrumentos, la densidad y la viscosidad del fluido en el tubing, presión del pozo e incluso el tamaño del cable son factores que deben ser considerados. Los Martillos de golpe están compuestos de dos piezas unidas juntas como una larga cadena de conexiones.

Los martillos de golpe son libres de ser alargados o colapsados. En la práctica una sarta consiste de un conector Wireline (wireline socket), tubos según lo requiera la operación, los martillos de Wireline y algunas herramientas propias de la operación. Esta sarta de herramientas es bajada en el pozo con una línea de medición de acero sólida. Para la manipulación del wireline en la superficie, los martillos pueden ser alargados o colapsados. Si ellos son alargados gradualmente y permitiendo colapsarse bruscamente, un golpe hacia abajo se generara. De ser alargado bruscamente, un impacto ascendente ocurrirá. El uso de 1 ½ pulgadas de diámetro externo (OD) en tubería con diámetros mayores a 2 pulgadas de diámetro interno no es recomendable, esto generaría que los martillos se doblen o se traben y causen un corte de las dos secciones generando restricciones en las entradas. Esto es cierto cuando son usados en un casing debajo de una sarta de tubing. Los Martillos tubulares generalmente son usados en las conexiones con martillos en el casing o en tubing de gran tamaño, durante la pesca u operaciones

de tocar fondo en limpiezas de arena. El Martillo es tubular y la sección de tubo es perforada para la circulación fluida cuando el émbolo es subido o bajado.

Martillos hidráulicos (Figura 16.) son diseñados para que sus vibraciones o golpes sean ascendentes solamente producidos por el impacto del émbolo en su recorrido, este golpe es proporcional a la tensión sobre el wireline y el peso de la sección de tubos sobre los martillos. Cuando es requerido que los martillos hidráulicos hagan perturbaciones descendentes se recurren a martillos mecánicos los cuales son corridos conjuntamente y por lo general debajo de ellos para asegurar la perturbación descendente. Entonces, si los martillos hidráulicos fallan debido a la pérdida de fluido o la filtración de gas en la cámara, los martillos mecánicos pueden ser usados para completar la operación.

Los Martillos hidráulicos consisten en un cuerpo lleno por aceite, mecanizados internamente a través de una parte de su longitud para restringir el movimiento de un pistón de prueba. Como el pistón se mueve hacia arriba por el cuerpo esto genera un golpe discordante. Un pistón balanceado en la sección de cuerpo inferior mantiene la presión igualada con la presión hidrostática exterior. El recorrido del pistón es bastante lento debido a que el espacio que existe entre el anular del cuerpo y el pistón es muy reducido lo cual no permite un flujo alto de aceite.

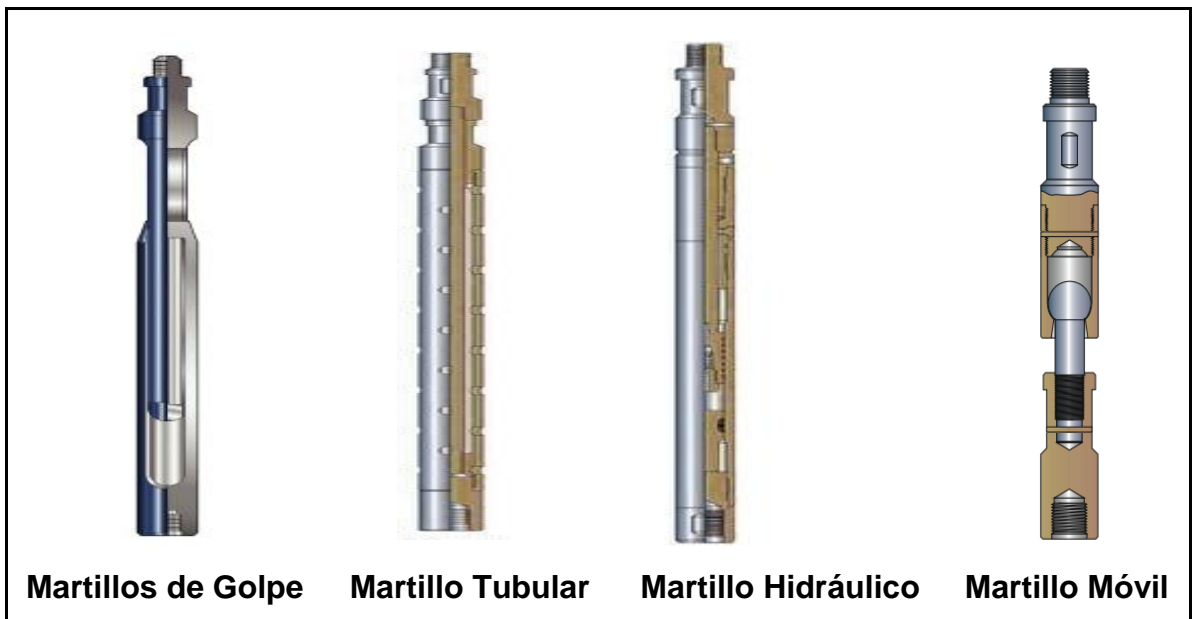
El golpe por estroques ocurre cuando las paredes del pistón se acoplan en el área anular del cuerpo interno y el aceite lubrica el espacio anular entre el cuerpo y el pistón reduciendo la fricción y proporcionando el rápido movimiento del pistón contra el cuerpo. Después de que el Martillo ha sido colisionado, la sarta de tubos pesados produce otro golpe.

Uno de los principales elementos que componen el martillo hidráulico es el mandril el cual es probado por colapso, halando de la parte superior y fijando su parte inferior, si este se mueve libremente o tiene un movimiento brusco cuando es

liberado, se considera que el martillo no está en buen estado y debería ser reparado.

Los martillos móviles son elementos de los equipos con unidades wireline los cuales permiten equipar accesorios para diferentes operaciones estos martillos son similares en cuanto a su construcción a las uniones móviles la principal diferencia es que el martillo móvil tiene una esfera levitando dentro de 4 pulgadas del conector pero sigue siendo un martillo tubular.

Figura 16. Tipos de martillos hidráulicos wireline



Fuente: Modificado de Parveen Industries pvt. Ltd., Kundli

El martillo explosivo está conformado por uniones móviles y un barril superior del perforador los cuales son empleados en la generación de la fuerza explosiva la cual crea el golpe en forma descendente que acciona el martillo, puede ser recargado y usado otra vez. El martillo tiene como objetivo principal golpear de manera descendente lo cual puede ser útil dependiendo la operación en curso (introducir un agujero en un tapón o tomar una impresión profunda con un bloque de impresión). En el caso de pozos profundos o direccional con problemas de

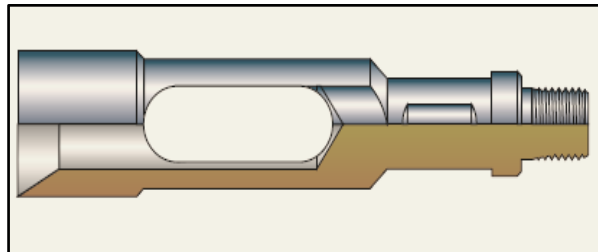
estárter pegados los martillos mecánicos no son muy útiles ya que no generaría la fuerza necesaria para aflojar la pega, el martillo explosivo se convierte en una gran herramienta.

El martillo de tensión logra el mismo objetivo que el Martillo Hidráulico, aunque este martillo está sujeto por un perno o muelle lo que lo constituye como una acción mecánica más que hidráulica.

2.4 HERRAMIENTAS DE ACONDICIONAMIENTO DE TUBERÍA³

2.4.1 Medidor de tubería. Los medidores de tubería deben ser corridos con anterioridad a una operación que corresponda a correr o sacar algún control en superficie, con el fin de asegurar a los operadores que la tubería no se encuentra obstruida por ningún elemento. Este instrumento también puede usarse con el objetivo de cortar parafinas.

Figura 17. Medidor de Tubería / Cortador de Parafina



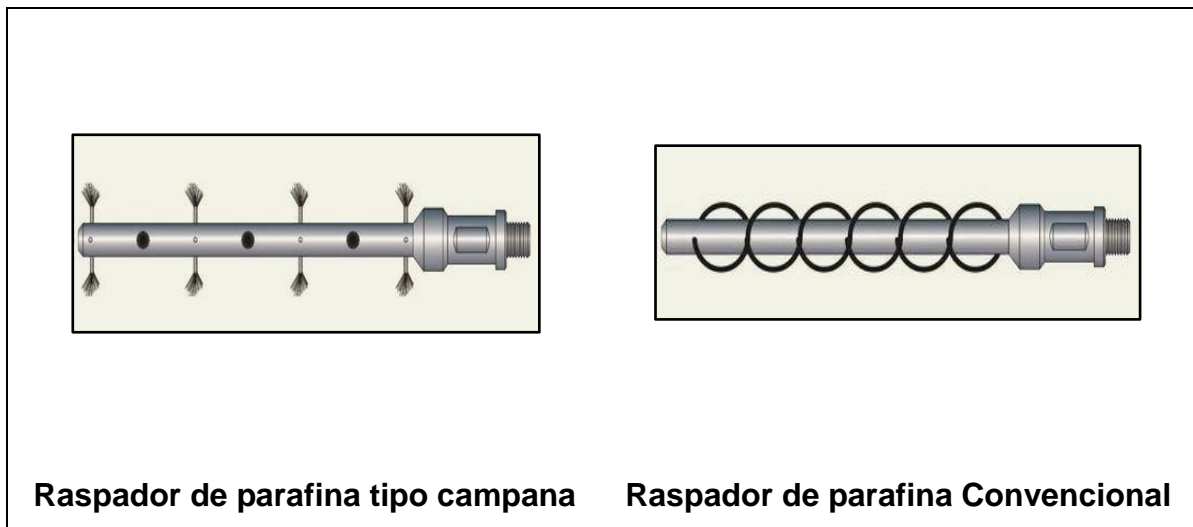
Fuente: Parveen Industries pvt. Ltd., Kundli . Wireline Tool String Components & Accessories

2.4.2 Raspador de parafina. Hay diferentes clases de herramientas que tienen como segunda funcionalidad cortar o raspar las parafinas de la tubería. Esta herramienta tiene como su principal finalidad raspar la pared de la tubería para deshacerse de las parafina y en segunda instancia es usada para limpiar los

³ Wireline Operations and Procedures. American Petroleum Institute third edition 1994.

nipples o también en operaciones de pesca cuando caen pequeños trozos de wireline en el pozo. Se recomienda por lo general llevar a cabo antes de la corrida de cualquier medidor de tubería.

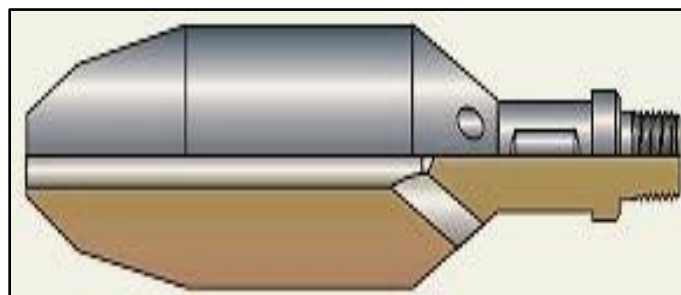
Figura 18. Raspador de Parafina



Fuente: Modificado de Parveen Industries pvt. Ltd., Kundli. American Completion Tools, Inc

2.4.3 Ensanchadores de tubería. El ensanchador de tubería tiene como propósito ensanchar o ampliar ciertos lugares en la sarta de tubería que se han podido deformar en determinado lugar del diámetro interno (ID). El diámetro externo del ensanchador es el mismo diámetro de flujo de la tubería (ID).

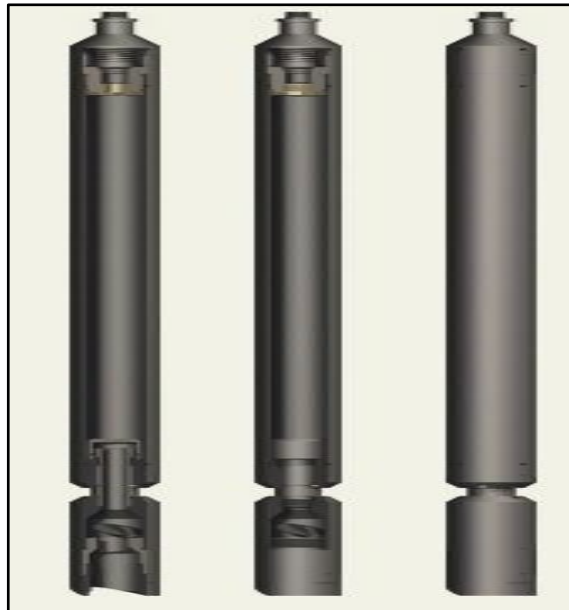
Figura 19. Ensanchador de Tubería



Fuente: Parveen Industries pvt. Ltd., Kundli

2.4.4 Liberador de presión hidrostática. El Liberador de presión Hidrostática es un herramienta con forma de cilindro con una longitud aproximada de 5 pies estándar, tiene un mecanismo de disco esquilador en la base. El cilindro se encuentra sellado a la presión del pozo con empaques y se corre en el pozo a la presión atmosférica. Cuando el sello del equipo es alcanzado por el fondo del pozo, el disco esquilador lo rompe por medio de un golpe hidráulico descendiente. Es disco esquilado permite el acceso al cilindro de la presión del pozo y la presión de la cabeza hidrostática como oleada repentina. Un sello obstaculiza el flujo de arena o ripios. Esta herramienta debe ser usada únicamente cuando se intente remover los ripios desde el wireline hasta la superficie.

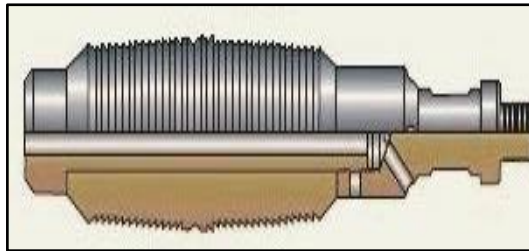
Figura 20. Liberador de Presión



Fuente: Peak Well Systems. Hydrostatic bailer Tools

Limadores de tubería. Los limadores de tubería tienen como objetivo extraer restos metálicos e imperfecciones de la pared de tubería antes de la corrida o sacada de cualquier herramienta de servicio. Este equipo está constituido por aros o anillos (posicionados y espaciados según se requiera), diamantes (debido a su grado de resistividad), o fragmentos metálicos que son fuertemente afilados.

Figura 21. Limadores de Tubería



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.6 Caja Ciega. Esta es una herramienta de servicio usada cuando es necesario un fuerte golpe descendente. El instrumento es plano y reforzado sobre el fondo para no dañarse fácilmente.

Figura 22. Caja Ciega

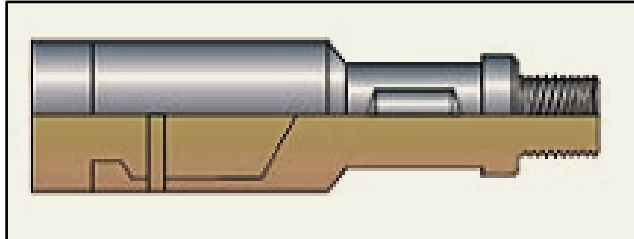


Fuente: modificado de Hunting Well Intervention Equipment

2.4.7 Bloque de impresión. Un bloque de impresión es un fragmento de plomo o un buje cilíndrico de metal lleno con un pin en la sección como plomo para prevenir perder el plomo para prevenir perder el plomo. Con el objetivo de acertar la forma o el tamaño del tope del pescado es usado este instrumento durante

operaciones de pesca y también puede indicar el tipo de herramienta necesaria para la siguiente operación.

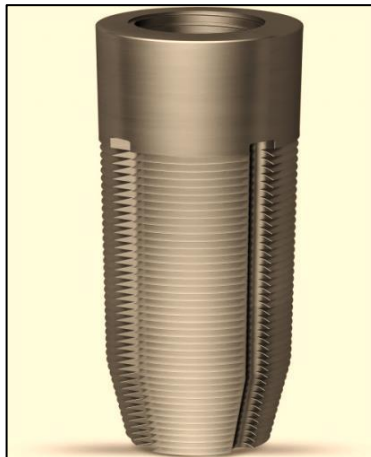
Figura 23. Bloque de Impresión



Fuente: modificado de American Completions Tools

2.4.8 Broca de estrella. La broca de estrella tiene láminas sobre el inferior para cortar o romper los detritos en el pozo y para conducir los ripios por un intervalo de workover.

Figura 24. Broca Estrella

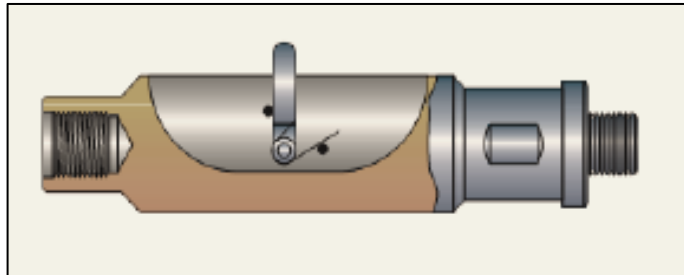


Fuente: Modificado de Fordia productos accesorios herramientas de recuperación.

2.4.9 Herramientas de localización. Estas herramientas son diseñadas con el fin de localizar nipples, el fondo del pozo y el fondo del tubing, todo en una sola corrida de wireline. Para localizar exactamente el final de la sarta de la tubería es usado el localizador de final de tubería. Es importante limpiar la tubería corriendo

alguna clase de limpiadora de tubería antes de ser corrida esta herramienta; esto asegura que el localizador pasará por el final de la tubería. También puede usarse como localizador para el final de tubería un raspador de parafina, eliminando la necesidad de localizador de final de tubería.

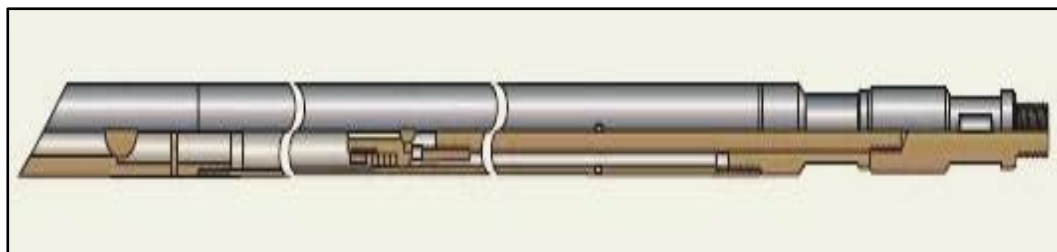
Figura 25. Localizador al Final de la Tubería



Fuente: modificado de American Completions Tools

2.4.10 Desarenadores. Los desarenadores (tipo bomba) están diseñados para quitar la arena, el lodo, la sal, la parafina, los ripios, u otros fragmentos de la tubería o la cubierta. Esto también puede ser usado como una herramienta de muestreo de fondo de pozo.

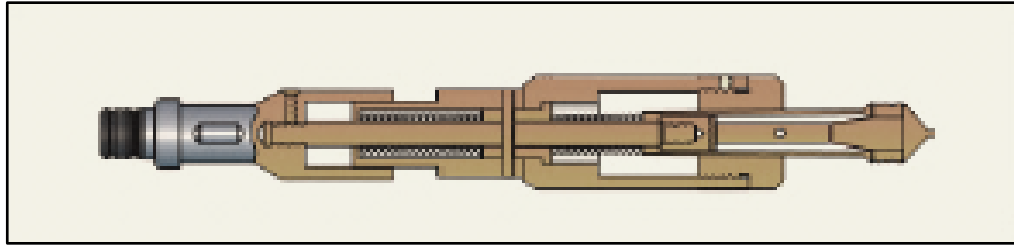
Figura 26. Desarenador



Fuente: modificado de American Completions Tools

2.4.11 Sujetador de wireline. Este sujetador consiste en un tubo o housing con una, dos o tres puntas con lengüetas puntiagudas soldadas al lado interior. Esta herramienta es usada para pescar cable que se ha roto en el pozo.

Figura 27. Sujetador



Fuente: modificado de American Completions Tools

2.4.12 Herramientas de pulling sin liberación. Estas están diseñadas para pescar herramientas que no tienen ningún estándar en cuello de pesca o para pescar cuellos cilíndricos. Estas son usadas especialmente cuando existe un esfuerzo final para recuperar dispositivos sub-superficiales en el caso que otros instrumentos han fallado. La herramienta de pulling de liberación debe ser corrida en conjunto con un sujetador de cuerda así el operador tiene ventaja de cortar la herramienta si es inevitable.

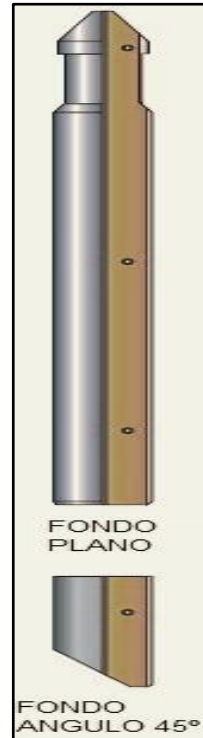
2.4.13 Herramienta de pulling con liberación. Esta herramienta es usada para recuperar las herramientas que tienen un cuello estándar de pesca. Dependiendo del tipo de herramienta esta se puede cortar por un golpe descendente o ascendente y en el centro tiene un pin que puede ser de acero o cobre. Consiste en un borde y múltiples en el muelle. El golpe hidráulico libera la herramienta de pulling. Estas herramientas tienen el beneficio de ser fijadas muchas veces para quitar tubos, añadir o hacer un cambio de herramienta antes de correrla una vez más en el pozo.

2.4.14 Herramienta de kickover. Esta herramienta puede ser usada para diseños orientados y no orientados también para mandriles localizados selectivamente en el housing que se puede recuperar.

2.4.15 Barra de corte. Una barra de corte es un tubo con una caja ciega conectada al inferior. Esto es usado para cortar la línea en el conector Wireline.

2.4.16 Go-Devil. La Go-Devil es una herramienta con forma cilíndrica la cual tiene ranuras, en su parte superior un cuello de pesca y en el fondo puede ser plana o con un ángulo de 45°. Las ranuras longitudinales tienen a dentro una tira metálica fijada para evitar que se salga la línea de cable. Su principal objetivo es cuando la cuerda de la herramienta esta enredada sobre o debajo del cable.

Figura 28. Tubo Go-Devil

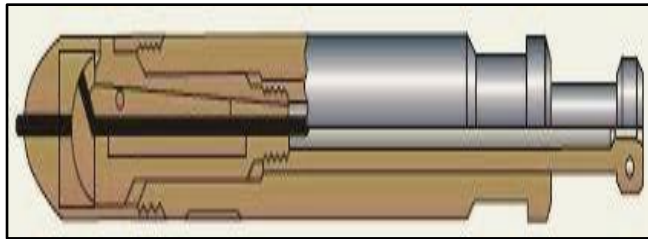


Fuente: Modificado de American Completion Tools. Wireline pressure tool string

2.4.17 Cortador de Wireline. El objetivo del cortador de wireline es cortar la línea de cable cerca del rope socket y recuperar en la superficie el extremo de cable cortado. Tiene un cuerpo cilíndrico el cual está ranurado. En estas ranuras hay una sección de cuchillas dentro del cuerpo que tiene como propósito cortar

cualquier línea solida dentro de o debajo de la tubería simplemente poniendo el cuerpo ranurado de la línea y dejándolo caer en la tubería. La línea es cortada por acción del cuchillo, el movimiento de corte y junto con el impacto contra el conector de wireline o un objeto sólido.

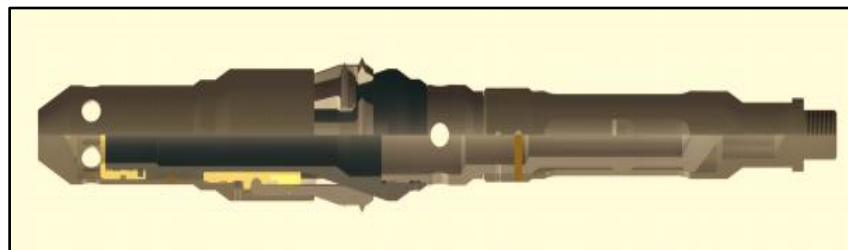
Figura 29. Cortador Wireline



Fuente: Modificado de American Completion Tools. Wireline pressure tool string

2.4.18 Cortador lateral. Esta herramienta está equipada con los cuchillos que superponen un mandril afilado que tiene la función de cortar la línea contra la pared de tubería. Es usado cuando los instrumentos están atrapados y la línea no se ha separado, puede ser corrido con la sarta de herramientas y puesto en cualquier punto de la tubería.

Figura 30. Cortador lateral



Fuente: Peak well Systems. Sidewall Cutter

2.4.19 Herramienta de desplazamiento o posicionamiento. La herramienta de desplazamiento o posicionamiento cumple con su rol abriendo o cerrando una

puerta que está en los costados la cual se desliza (manga corrediza), también puede ser usada como un localizador de nipples.

2.4.20 Calibrador de tubería y casing. El calibrador es una herramienta que identifica y registra el estado en el que se encuentra la tubería o el casing, pueden funcionar sobre la línea de cable cuando se encuentra bajo presión.

2.4.21 Medidor de presión de fondo (Bomba). El medidor de presión de fondo es una herramienta usada para registrar la presión y temperatura del fondo del pozo. Es corrida con wireline convencional.

2.4.22 Sujetador tipo caimán. La meta de esta herramienta es extraer los objetos que han caído accidentalmente en el pozo. Su diseño y estructura son una serie de dientes en forma de mandíbula que asimilan las fauces de un caimán, estas son fijadas abiertas antes de entrar al pozo, se cierran automáticamente al contacto con el pescado y se mantienen cerradas por la tensión del muelle.

2.4.23 Perforador de tubería. La herramienta, Perforador de tubería, es usualmente corrida en operaciones wireline cuando se requiere un trabajo remediador en el casing o tubing. Su función es generar agujeros. El sistema del Perforador es de tipo mecánico o explosivo.

2.4.24 Extractor choke. La herramienta está fabricada para halar una puerta lateral de esta cuando la presión sea mayor en el nipple que en el tubing. Esta presión que afecta la herramienta es la que se encuentra en el anular (casing y tubing).

El Extractor choke es manipulada por presión y es usado en conjunto con las herramientas de pulling. Consiste en una conexión para juntar una herramienta de pulling, un cuello de pesca, dos tazas de obstrucción que por su mecanismo son

expandidas, y un muelle con una esfera que previene la fuga de fluidos por el extractor.

En operaciones de wireline, cuando las condiciones antepuestas existen y se hacen operaciones de pulling normales, una presión sobre balanceada en el casing genera que las herramientas, la puerta lateral se abran o amplíen y el cable se perturbe cuando el embalaje inferior pasa sobre la puerta lateral.

La herramienta Choke también se puede usar para hacer pulling de cargas pesadas aunque no son prácticas para operaciones de wireline. Cuando las condiciones de presión son tales que un diferencial puede ser tomado a través de un extractor, una cantidad considerable de cable puede ser tirada; Herramientas entrelazados en el cable y con exceso de arrastre, por lo general pueden ser extraídos.

El diseño del extractor es tal que si un control sub superficial no es sacado del pozo y el pin en la herramienta de pulling no corta, un pequeño puerto permite a la presión igualarse a través del extractor antes de que se intente realizar la acción de pulling con alguna otra herramienta. También, si es necesario bombear por el extractor, el muelle con la esfera permite al flujo por el ensamblaje. Un extractor no debe ser usado cerca de la superficie sobre todo en pozos de gas.

Una liberación repentina de un extractor con alto diferencial cerca de la superficie puede causar daño a conexiones de cabeza de pozo, y puede dañar conexiones superficiales.

Cuando se corren los extractores, es preciso que el puerto de igualación esté abierto. Cuando realicé un pulling asegúrese que no exista ningún diferencial de presión a través del extractor.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES

Las Operaciones Rigless con unidad Wireline, han estado presentes en muchas operaciones reemplazando las de Rig convencional convirtiéndose en una alternativa viable para realizar diferentes proyectos ya que las hacen con igual eficacia y desempeño en un tiempo más corto y con menos presupuesto, lo que lleva a las empresas operadoras a ahorrar dinero de operación y de mano de obra calificada requiriendo menos personal que en trabajos de Rig convencional. A continuación se describirán las operaciones Rigless con Wireline para trabajos de cañoneos y toma de registros ejecutados en el campo Provincia.

3.1 OPERACIÓN CON EQUIPO WIRELINE: RIG UP, PRUEBAS DE PRESIÓN, RIG DOWN

En las operaciones con el equipo de Wireline se requieren tres procedimientos operacionales los cuales son esenciales a la hora de iniciar el proceso los cuales incluyen:

- Rig Up, consiste en armar el equipo de wireline (unidad, grúa, camión de grasa).
- Pruebas de Presión, las cuales se realizan posteriormente al armando.
- Rig Down, en este procedimiento se lleva a cabo el desenganche del equipo.

El personal encargado (Mecánico) de las operaciones no siempre lleva a cabo estas consideraciones ya sea por su experiencia o porque no se requiere, sin embargo es imprescindible conocer a fondo todo el procedimiento paso a paso para realizar esta operación sin ningún tipo de contratiempo. Para realizar el Rig

Up debe haber una excelente planeación y un conocimiento completo acerca de la operación a realizar por parte de todo el personal que va a trabajar, y a su vez asegurar eficiencia, seguridad y disponibilidad de todas las herramientas durante el trabajo. Durante las pruebas de presión deben tenerse y ejecutarse todas las consideraciones necesarias por Ecopetrol S.A. respecto a este proceso para asegurar la integridad del pozo y de la operación. La etapa de Rig Down se debe realizar cumpliendo las normas de seguridad para proteger el personal, el medio ambiente y el equipo.

3.1.1 Procedimiento Operacional⁴ El procedimiento como se llevan a cabo las operaciones pueden variar dependiendo el tipo de pozo o los problemas que se presenten en el desarrollo de este sin embargo Ecopetrol S.A, estandariza estos protocolos para las siguientes operaciones:

a) Rig Up

- Ubicar el equipo completo de Wireline en la locación (unidad, grúa, camión de grasa) y realizar la charla pre-operacional, asegurarse de que cada trabajador conozca su labor a desempeñar en el desarrollo de la operación.
- Verificar el estado de la locación antes de empezar el rig up.
- Verificar el funcionamiento de las preventoras
- Ubicar las preventoras.
- Asegurarse que la válvula de suaveo (swabbing) esté cerrada. Lentamente abrir la válvula instalada el árbol y eliminar el exceso de presión que tenga el pozo, monitorear por varios minutos.
- Preparar el lugar de la cabeza del cable, teniendo en cuenta el estado del pozo y el BHA que va a ser utilizado.
- Armado de la polea superior dejando suficiente cable.

⁴ Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Campo Provincia de ECOPETROL.S.A.

- Conectar todas las mangueras de los sistemas hidráulicos y de grasa.
- Prepara el tubo lubricador y conectar todas las secciones en tierra.
- Levantar lubricador usando las respectivas abrazaderas y atornillarlas a la parte más superior del lubricador.
- Asegurar que los sistemas hidráulicos y de grasa estén correctamente conectados a los tanques y que verificar el estado de las preventoras y del manifold.
- Conectar el lubricador a la preventora y dar inicio a la prueba de presión

b) Prueba De Presión

- Antes de empezar cualquier prueba de presión es indispensable realizar una prueba de integridad para detectar cualquier fuga en la línea y percatarse de que todo el aire haya sido extraído cuando se llene la línea con fluido.
- La preventora también debe ser probada antes del armado y totalmente cerrada con un set de varillas y no el cable como tal y evitar el daño en los arietes.
- La presión del sistema de inyección de grasa debe ser 20% más alta que la presión en el lubricador.
- El equipo completo de cabezal este probado con 1.2 veces la presión máxima esperada en el cabezal.
- Se verifica la integridad de la grasa en la línea de retorno esperando que se mantenga por 10 minutos.
- Si la prueba es satisfactoria se iguala la presión del equipo con la del cabezal del pozo y empieza la operación.

c) Rig Down

- Remover el panel de la válvula master.
- Desconectar el lubricador de la preventora, levantarlo para asegurar que la sarta de herramientas está dentro.

- Cuidadosamente desarmar el BHA teniendo el lubricador levantado y observar si tiene marcas de posibles daños. El desmontaje del BHA debe hacerse luego de que se ha pasado por el punto crítico mientras se está levantando el lubricador con extremo cuidado.
- Almacenar todo el equipo electrónico menor mientras se desmonta el equipo.
- Desconectar todas las mangueras asegurando que no haya presión en ninguna.
- Remover la preventora del cabezal de pozo y almacenarla.
- Remover el indicador de peso y la polea del árbol de producción
- Asegurar el estado de la locación para su posterior entrega en el documento al responsable del área.

3.2 REGISTROS (CASED HOLE)

El principal propósito de las operaciones de registro es proporcionar mediciones de las propiedades, ya sea del yacimiento o del pozo a las profundidades que hayan sido medidas. Los datos obtenidos generalmente son de profundidad, donde se identifican los estratos tales como: tope, base y grosor aparente. Habitualmente todas las mediciones se hacen bajo condiciones pseudo-dinámicas.

Teniendo en cuenta que en los 350 campos que se encuentran en Colombia únicamente 17 tienen o han tenido procesos de recuperación secundaria ya sea mediante inyección de agua o mediante otro proceso de recuperación terciaria, el 36% del OOIP de todo el país está en la cuenca del valle medio del Magdalena y entre los campos en operación directa de ECOPETROL S.A de la cuenca del valle medio del Magdalena se encuentra el Área Provincia que tiene más de cuatro décadas de producción y alcanza un factor de recobro de 26.5% ; por lo tanto con el fin de aumentar el potencial de pozos productores, se ha logrado la utilización

de una serie de registros con el fin de establecer las condiciones de cemento y las condiciones internas y externas del casing (CBL VDL, USIT).

3.2.1 Registro CBL-VDL. Cement Bond-Variable Density un registro con siglas en ingles CBL-VDL suministra un promedio radial mediante una imagen o caracterización de las condiciones del cemento; teniendo en cuenta que en cuanto a la fijación del cemento al casing, únicamente lo proporciona el registro Usit.

El registro encargado de medir la amplitud sónica de la señal reflejada en la pared del casing es el registro CBL, tener en cuenta que en cuando mayor sea la amplitud menos es la cantidad de cemento, el encargado de mostrar la imagen de la onda sónica total es el registro VDL.

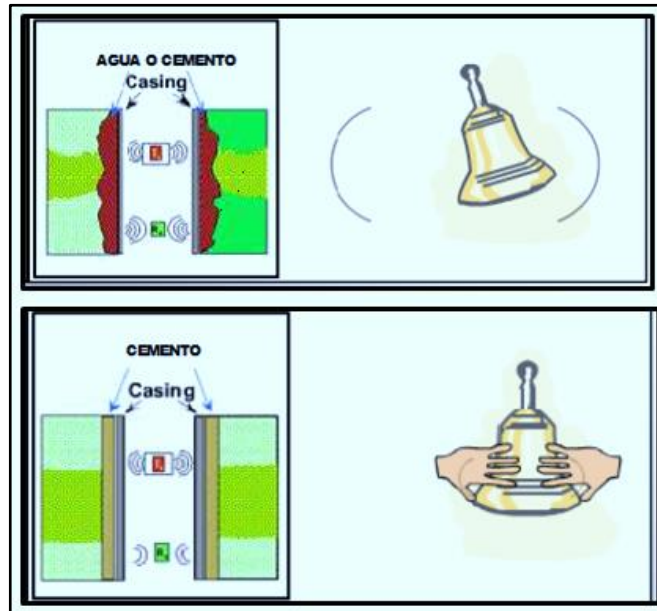
Para la evaluación de cementos se ha utilizado durante varios años la combinación de CBL-VDL como herramienta primaria sónica de baja frecuencia, está constituida por un trasmisor y dos transmisores ubicados a tres y cinco pies del trasmisor (R3 Y R5).

- **Principio de medición⁵** Esta herramienta sónica, envía un pulso omnidireccional dentro del pozo en dirección del casing a través del trasmisor, provocando una vibración que luego es captada por el receptor que está a tres pies; la cual se determina la amplitud y el tiempo de transito del primer arribo, mediante la onda que regresa bajando por el casing. Se puede comparar con el retumbo de una campana; La tubería vibra generando un sonido fuerte, cuando hay un fluido detrás del casing que no es cemento. Tener en cuenta que cuando el casing está adherido al cemento las vibraciones son proporcionales a la superficie adherida al cemento.

⁵ Schlumberger. Registros de Evaluación de Cementación 2014

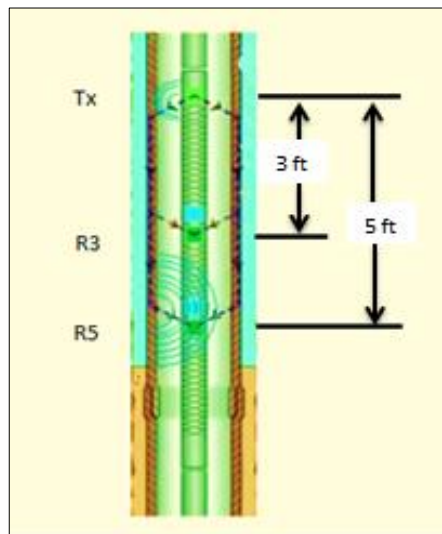
VDL el registro de densidad variable es opcional y complementa la información proporcionada por el CBL, este registro es una imagen del tren de onda completo de la señal en el receptor a 5 pies.

Figura 31. Principio de Medición CBL-VDL



Fuente: Modificado de Registros de Pozo Sumsa. Wordpress. Registros de Pozos Entubados.2011

Figura 32. Sonda de Registro CBL-VDL



Fuente: Modificado de Registros de Pozo Sumsa. Wordpress. Registros de Pozos Entubados.2011

Los factores que influyen en la amplitud de la señal son:

- Presión y temperatura
- Atenuación del lodo
- Calibración
- El diámetro y el espesor del casing
- Envejecimiento de transductores

3.2.2 Registro USIT. Sus siglas en inglés (Ultra Sonic Imaginig Tool), herramienta ultrasónica de imagen, debido a las complicaciones que presentaban las herramientas comunes para la medición de calidad del cemento (CBL-VDL) surgió esta herramienta que no proporciona datos de distribución y consistencia del cemento.

Esta herramienta está compuesta por un transductor ultrasónico ordinario que es transportado por una cabeza rotaria. La cobertura total del casing con alta resolución es debido a la rotación del transductor. El registro se genera gracias al eco que produce el casing cuando la herramienta genera ondas ultrasónicas de reflexión y con las señales de resonancia se genera el registro valiéndose de la máxima amplitud de eco y los tiempos de transmitancia.

Principalmente tiene dos aplicaciones:

- Evaluación del casing (desgaste interno y externo y corrosión del casing)
- Evaluación del cemento

Con estas aplicaciones se puede realizar la toma de registros. Las lecturas registradas y la impedancia acústica del cemento y del espesor del casing como diámetro interno y externo son tomadas en superficie con un software.

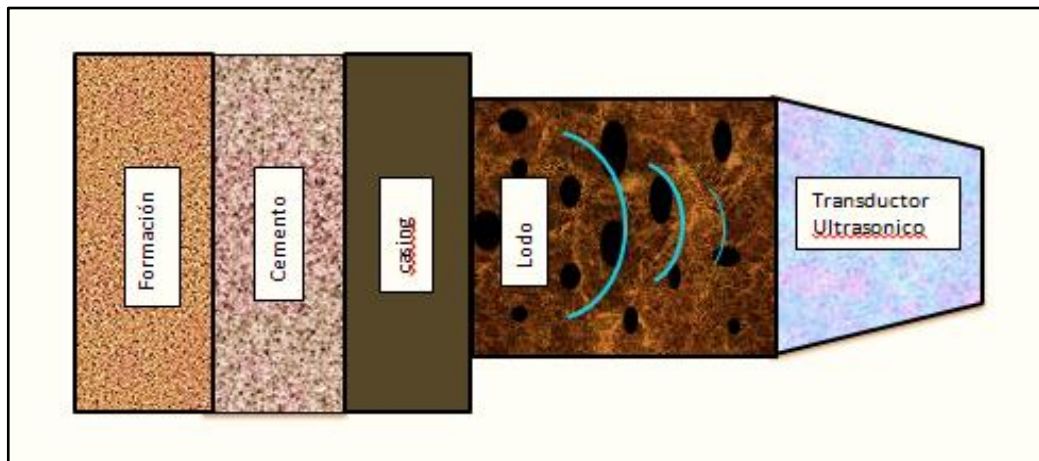
Las ondas se procesan para así poder obtener los siguientes datos:

- Espesor

- Radio interno
- Impedancia acústica
- Amplitud del eco

3.2.3 Física de medición. Con el fin de medir el espesor, surge la idea de crear resonancia en el casing y con la onda que se transmite se hace la medición. La resonancia se encarga de detectar cualquier aspecto ya sea de presencia de cemento o si existe un vacío de cemento, la presencia de cemento detrás del casing es manifestada rápidamente como un efecto de amortiguamiento de la resonancia, y el vacío con un rápido decaimiento en la intensidad de la resonancia.

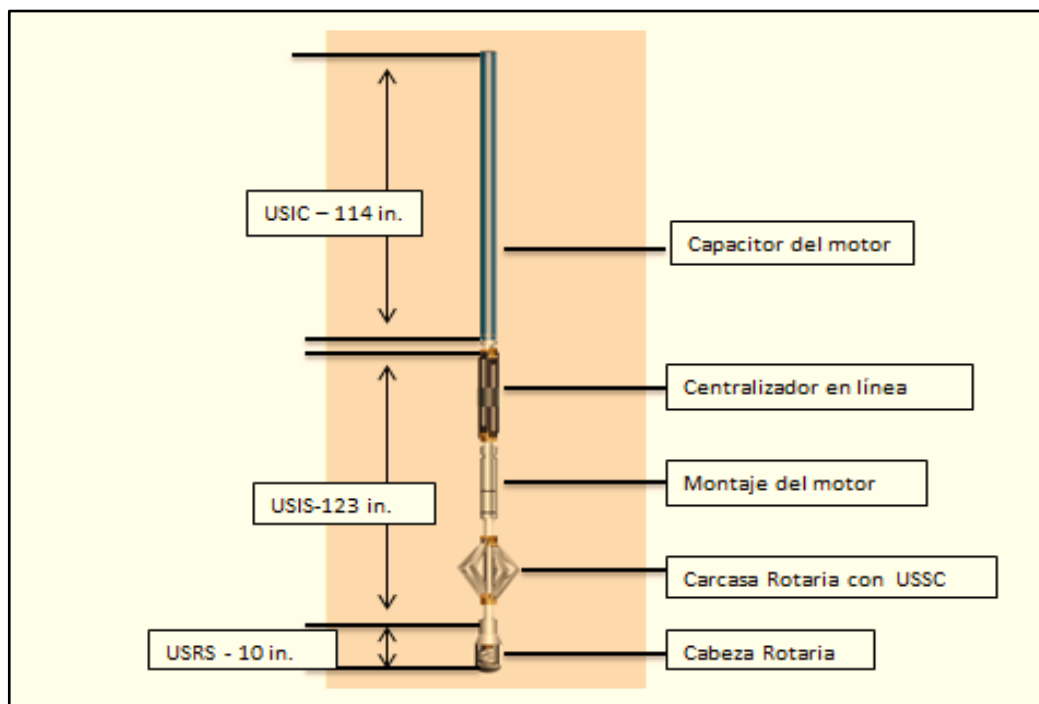
Figura 33. Funcionamiento del Registro USL



El Transductor permanentemente envía pulsos ultrasónicos a través del casing, que se encuentra entre una y dos pulgadas de la pared del casing, luego de viajar por el lodo la mayor cantidad de este pulso se refleja hacia el transductor por la primera interface. Aproximadamente la primera reflexión es diez veces más larga que las siguientes; luego parte de la energía sigue propagándose hacia la siguiente interface. La impedancia acústica es la función de cada amplitud del impulso en los medios: lodo, acero y formación.

- **Principio de medición⁶.** La cabeza giratoria rota 7.5 rev/s aproximadamente cuando el transductor se encuentra ubicado en la misma, así la herramienta genera la emisión de ondas. Antes que las imágenes sean procesadas, las señales recibidas son digitalizadas, todo esto depende de la manera como se haya corrido la herramienta.

Figura 34. Sonda de Registro USIT



Fuente: modificado de schlumberger USI UltraSonic Imager Tool.

- **Espesor e impedancia acústica:** Por medio de un análisis de frecuencia de ondas y con el procesamiento de un software se encuentra el espesor del casing y la impedancia acústica. El ancho de banda de resonancia está

⁶ Schlumberger. Registros de Evaluación de Cementación. 2014

relacionado con la impedancia. El espesor es inversamente proporcional a la frecuencia de resonancia.

- **Corrosión:** Con la medición del tiempo de tránsito y el espesor de casing se hace la evaluación del radio interno y externo. Con el fin de saber que tan desgastado está el casing por efecto de la corrosión.
- **Tiempo de tránsito:** Con los picos de onda se mide el tiempo entre el disparo y el pico más alto del eco. Mediante la velocidad del sonido en el lodo que en este caso es el medio, se realiza la conversión de tiempo a radio interno.

3.2.4 Registro CCL-GR. EL registró Casing Collar Locator; con el fin de detectar las juntas de tubería, ya sean sartas sencillas como tubería de producción o de perforación. Antes de llevar a cabo las operaciones de cañoneo se correlacionan los registros CBL-VDL en sartas de casing. En tubería de producción se utiliza para identificar equipo del pozo tales como tubing puncher, correlaciones, plugs, empaques, juntas de expansión y válvulas de gas-lift, etc. En sartas de tubería de perforación se usan para identificar equipo que se encuentre dentro del pozo y juntas antes de realizar un disparo de back-off.

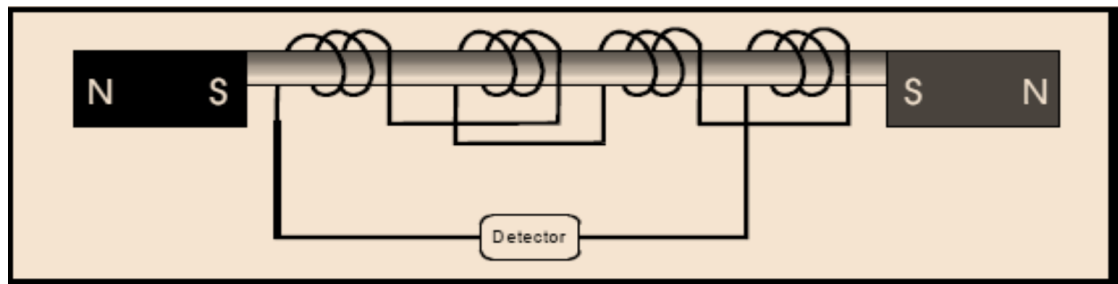
- **Física de medición.** La ley de Faraday de inducción electromagnética es el principio básico de este registro. La herramienta de registros CCL, por medio de dispositivos electromagnéticos localiza collares mediante el paso de fuertes campos magnéticos directamente sobre la integridad de la junta y midiendo el voltaje inducido debido a la perturbación de las líneas de flujo causadas por las discontinuidades que ocurren entre junta y junta.

La herramienta consta de dos imanes instalados en línea y enfrentados cara a cara por los polos sur magnéticos. Entre los imanes y bajo el efecto del campo

magnético se encuentran cuatro bobinas conectadas en serie alrededor de un núcleo ferromagnético. Cuando la herramienta registra una masa de hierro:

- El primer imán registra el incremento en la masa de hierro
- El flujo incrementado viaja al punto de retorno en el núcleo y continúa a través de éste al polo sur magnético del imán.
- La densidad de flujo del imán se incrementa
- El cambio de la densidad de flujo induce un voltaje en las bobinas
- El voltaje inducido es enviado como señal del registro CCL

Figura 35. Principio de Medición del CCL



Fuente: modificado de Casing Collar Locators. Schlumberger Perforating & Testing

Los que promueven un componente de control son los registros CCL, el ingeniero puede contar el número de juntas conociendo la longitud del casing y así determinar la profundidad de la herramienta ubicada en el pozo. El registro Gamma Ray se usa como método de correlación.

Figura 36. Sonda de Registro CCL



Fuente: Modificado de American Completion Tools

3.2.5 Registro Gamma Ray GR. El Registro Gamma Ray es un método para medir naturalmente la radiación gamma de las rocas o sedimentos en un pozo, las rocas emiten diferentes cantidades y espectros de radiación gamma. Es una medida continua de la naturaleza radioactiva que emana la tierra. Los principales isotopos que emanan son:

- Potasio-40
- Uranio-238
- Torio-32

3.2.5.1 Física de medición. Los rayos gamma son emitidos del isotopo de la formación a su vez su energía va reduciendo paulatinamente como resultado de las colisiones con los átomos de las rocas. El efecto Compton ocurre en el momento que los rayos gamma tienen baja energía que son absorbidos por la formación.

El registro mide la intensidad de los rayos gamma con respecto a:

- La composición elemental de la roca depende de la intensidad inicial de emisión de los rayos gamma.
- La distancia entre la emisión de rayos gamma, el detector y la densidad del material que interviene depende de la cantidad de efecto Compton.

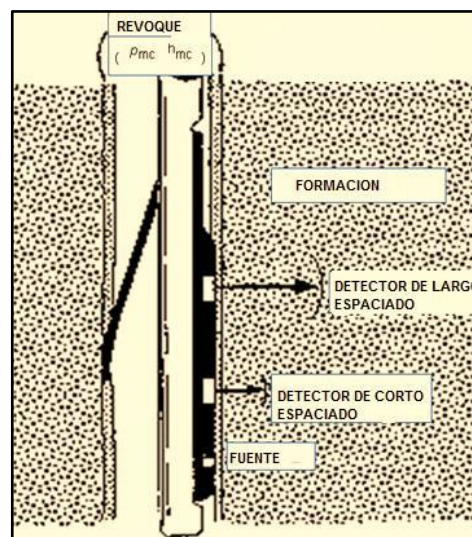
Principio de medición⁷. Esta herramienta consiste sencillamente en un detector altamente sensible a los rayos gamma, éste contiene un cantador de titilaciones; y a su vez está compuesto de un cristal de talio y yoduro activado, amparado por un fotomultiplicador compuesto de fotocátodos y ánodos en serie custodiados progresivamente a potenciales cada vez más altos, el número de electrones primarios se producen cuando el destello golpea el fotocátodo, luego van pasando por el tren de ánodos, con el fin de completar un ánodo de 10, aproximadamente

⁷ Petrophysics MSc Course Notes. 2013

cada ánodo produce 6 electrones que en total sería 6^{10} electrones que constituyen mayor señal a la de los electrones y con la ayuda de amplificadores convencionales puede amplificarse.

Por su alta confiabilidad y resolución vertical, la herramienta de GR hace parte de casi toda la combinación de sonda de registros y así mismo una disminución con los casing. Por estas razones la herramienta de GR es usada en aplicaciones de correlación de profundidad como registro de referencia.

Figura 37. Sonda de Registro Gamma Ray



Fuente: achjij.blogspot.com/2012/01/registros-de-pozos.html

3.3 TOMA DE REGISTROS RIGLESS

El campo Provincia conjunto a sus necesidades de adelantar trabajos de registros en pozos nuevos o viejos requieren adelantar trabajos de registros, donde se corren registros **GR-CCL-USIT-CBL-VDL**, por lo tanto la sarta de trabajo contiene las herramientas correspondientes para la obtención de adherencia del cemento, imágenes ultrasónicas, identificar respectivamente los cuellos de la tubería de revestimiento y rayos gamma.

La canasta o cesta calibradora se corre junto con las herramientas, con el fin de calibrar el pozo y buscar colapsos o restricciones que puedan atrapar herramientas y generar problemas en la corrida del ensamblaje a lo largo del pozo.

En el momento que el ensamblaje de pozo esté listo se procede a introducirlo en el pozo. Tener en cuenta que antes todas las herramientas del ensamblaje deben ser calibradas para así tener certeza que las lecturas obtenidas pertenezcan a lo que verdaderamente sucede en fondo. Es importante conocer medidas de calibración tales como:

- Profundidad permitida del pozo
- Desviación del pozo
- Tamaño y peso del casing
- Restricciones

3.3.1 Consideraciones de los Registro Comprometidos⁸.

a) CBL-VDL

- Detectar correctamente el pico de lectura E1.
- Acordar el tiempo de lectura en la tubería libre.
- Acordar el tiempo de transito T0, forma y configurarlo en un nivel de 1000 mV.
- Inspeccionar la herramienta y la posición de su respectivo registro, si lo requiere reubicarla manualmente en la sección de tubería libre.

b) USIT

- Registrar los valores de entrada como peso de lodo entre otros.
- Establecer el espesor nominativo del revestimiento.

⁸ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES

- Establecer el espacio de rotación con el fin de realizar el trabajo.
Seleccionar la manera más óptima para trabajar la herramienta. (Evaluación de Cemento o modo corrosión en el caso de Provincia).

c) GR

En el caso de esta herramienta, no tiene una normatividad que rijan un ajuste que deba realizarse antes de correrla dentro del pozo.

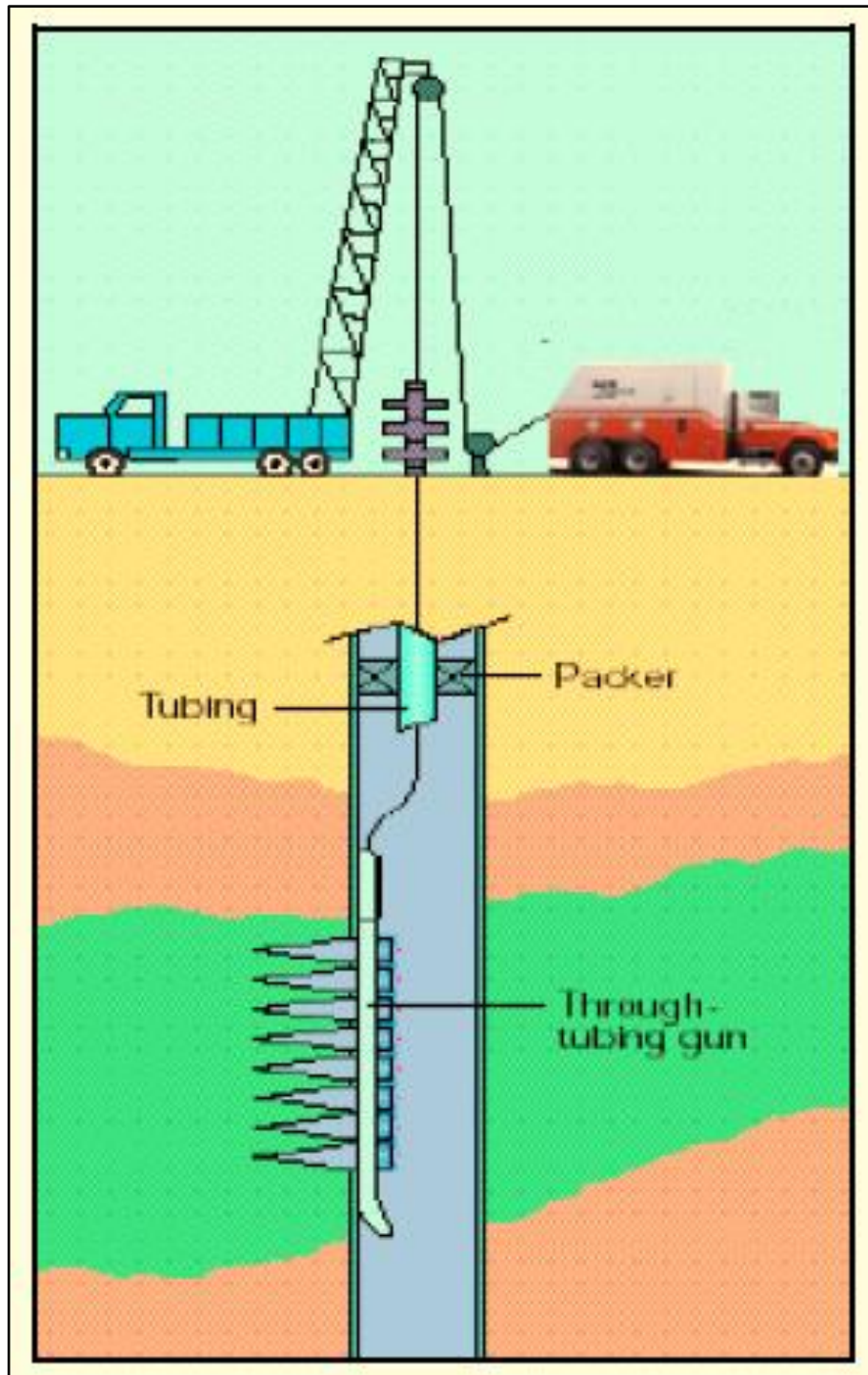
d) CCL

- Con el fin de adaptar la herramienta para diferentes tamaños de revestimiento con la correcta amplitud; se hace un movimiento en la herramienta en la misma dirección 100 pies a velocidad entre 3000 a 6000 pies por hora.
- Debe ajustarse el transformador del cartucho receptor de energía para así asegurar un buen funcionamiento de la herramienta teniendo en cuenta que tipo de corriente se está usando si es alterna o continua.

3.3.2 Equipo requerido para la operación

- Unidad wireline
- Grúa
- Equipo de control de presión (BOP 3000-5000N psi)
- Equipo inyector de grasa HGT
- Tubos lubricadores
- BHA de registros (haciendo uso de las herramientas de registro CCL)

Figura 38. Equipo para Toma de Registros Rigless

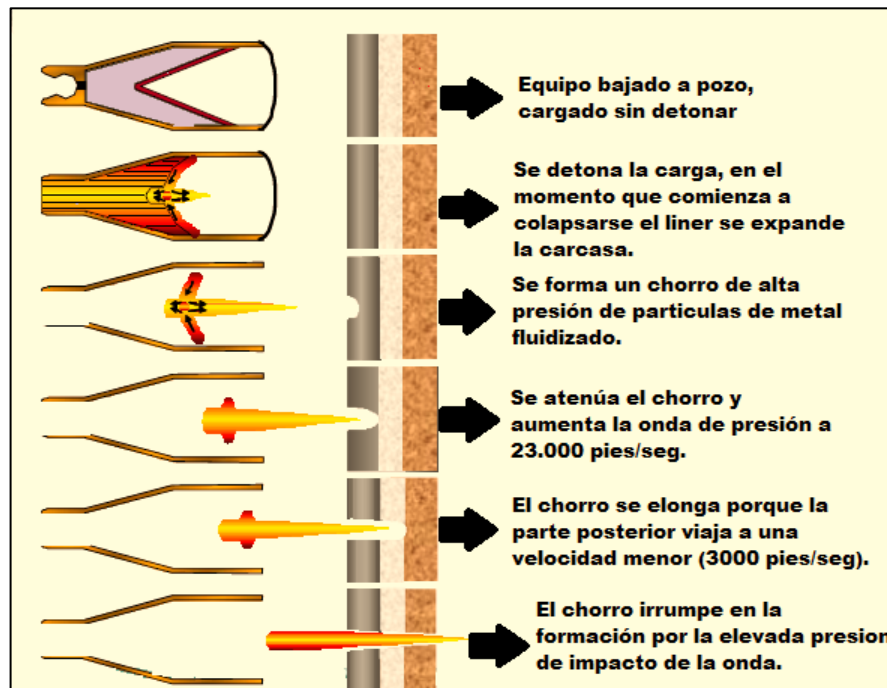


Fuente: RODRÍGUEZ DÍAZ Jhoan, RODRÍGUEZ SÁNCHEZ Christian. Análisis técnico económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por petroproducción. Guayaquil-Ecuador. 2007. P.51.

3.4 CAÑONEO

3.4.1 Generalidades. La operación de cañoneo se hace luego de hacer el respectivo completamiento de pozo, como es la perforación, revestimiento y cementación, para así suministrar un canal de flujo entre el yacimiento y el pozo; donde estos canales comunican a través del casing, cemento y formación de la misma manera con los fluidos presentes y confinados, también mediante el diferencial de presión que ocurre el movimiento hacia la cara del pozo y consecutivamente hacia la superficie ya sea por flujo natural o algún sistema de levantamiento artificial. Donde el principal objetivo es prevenir daño a la formación y así mismo que la operación se realice de forma segura.

Figura 39. Proceso de Cañoneo



Fuente: Modificado de Ingeniero de Petróleos RODRÍGUEZ, Luis; cañoneo de pozos capítulo V.

La herramienta que toma el registro Casing Collar Locator (CCL) se baja con el cañón como parámetro para correlacionar con los registros a hueco revestido.

Las operaciones de cañoneo se pueden clasificar según

➤ **Cañoneo inicial :**

Este es el que se efectúa por primera vez cuando se ha terminado el completamiento, se realiza con la finalidad de comunicar la formación y sus fluidos del pozo.

➤ **Cañoneos adicionales :**

Este cañoneo se realiza con el objetivo de aumentar la productividad del pozo, esta operación se hace cuando ha transcurrido un tiempo prudente y mediante la adición de intervalos productores, tener en cuenta que se debe aislar las zonas productoras existentes. Los cañoneos adicionales se hacen cuando los intervalos productores iniciales no pueden recuperarse debido a un alto daño en las perforaciones o porque el pozo utilizado está declinando su producción.

3.4.2 Explosivos. Durante las operaciones de cañoneo, los explosivos son de gran importancia ya que se encargan de generar energía y darles la penetración efectiva a las balas para que pasen a través del revestimiento, el cemento y la formación.

Principalmente los explosivos tienen predilección por su confiabilidad, rapidez y capacidad de almacenamiento durante largo tiempo.

Los explosivos se pueden catalogar de acuerdo a su velocidad de ignición:

Tabla 2. Clasificación de los Explosivos Según su Velocidad de Ignición

BAJOS	Vel de reacción 330/1500 [m/s]	Iniciados con llama o chispa
ALTOS	Vel de reacción >1500 [m/s]	Iniciados por calor o percusión

Fuente: Schlumberger

Los más usuales son los que tienen mayor velocidad de ignición como:

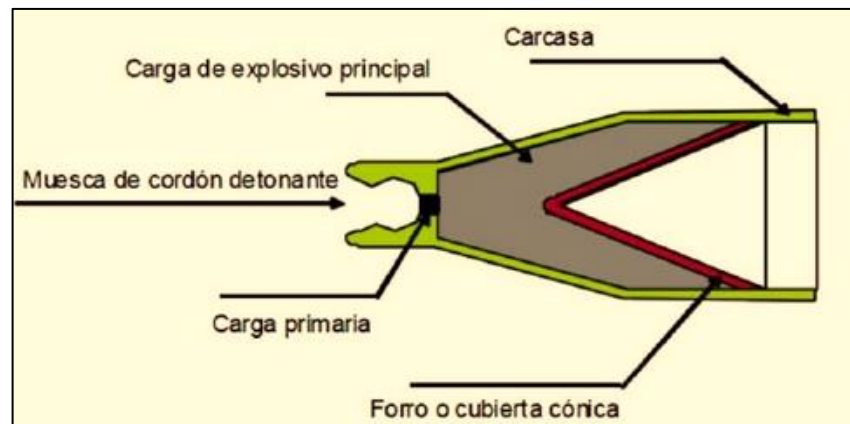
- (HMX) High Melting Explosive
- (RDX) Royal Demolition Explosive
- (PYX) Picrilaminodinitropiridina
- (HNS) Hexanitrostilbene

Los parámetros primordiales para la selección del explosivo en el proceso de ignición son la Estabilidad y Sensibilidad. La Estabilidad es la habilidad que tiene el explosivo para permanecer por largos periodos de tiempo o soportar altas temperaturas sin perder sus propiedades químicas, físicas y mecánicas. La Sensibilidad es lo que concierne a la energía mínima, presión y potencia requerida para iniciar un explosivo.

3.4.3 Cargas moldeadas. Hace parte de las herramientas que se encargan de generar las perforaciones en la formación.

Con el fin de determinar el canal por el cual el fluido llegara hasta el pozo es fundamental establecer el tipo de conjunto de carga, estas cargas están formadas por tres accesorios: casco, explosivo y la cubierta.

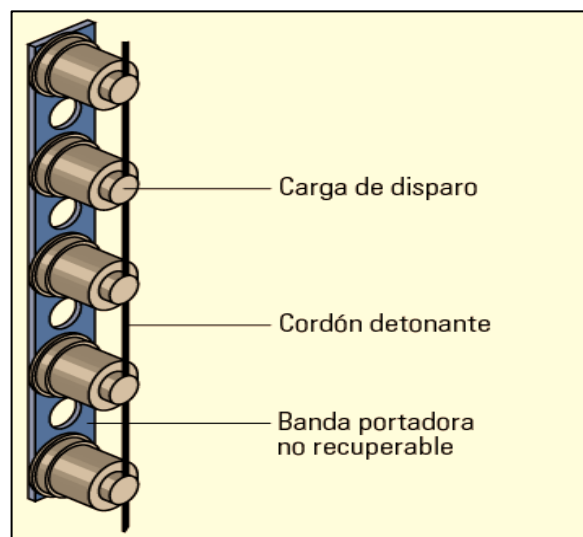
Figura 40. Carga Moldeada



Fuente: es.slideshare.net/gabosocorro/caoneo.

3.4.4 Cañones. Los cañones son el dispositivo o portacargas donde se recolectan los explosivos y dependiendo la operación puede ser un alambre, tubo o una lámina. Se identifican si hay carga expuesta o no, cuando la carga tiene o no un recubrimiento habitualmente de acero, de la misma manera se puede identificar si existe contacto con el fluido de perforación y/o completamiento.

Figura 41. Componentes de un Cañón



Fuente: Schlumberger_glossary.oilfield.slb.com

3.4.4.1 Tipos de cañones: Primordialmente podemos encontrar diferentes tipos de cañones los cuales clasifican según la forma como desciendan al pozo entre ellas están:

a) **Bajado con Wireline.** Estos tipos de cañón son comunes por que se bajan con una unidad Wireline la cual baja la herramienta y la posiciona en el sector a cañonear, el cual ya debe estar cargado y listo para activar, en este rango su detonación se hace por intervalos los cuales me dicen cuando viajes debe realizar, es decir el número de intervalos que se cañonean será el número de veces que

debo cargar el cañón en superficie. Dentro de los cañones que se bajan con wireline se encontraran estos tipos:

- **Recuperables**: La fabricación de estos cañones son con un tubo de acero el cual llevara la carga moldeada, al detonar genera fuerzas de expansión sobre el tubo el cual se podrá extraer fácilmente del pozo.
- **Semi-desechables**: La conforma un eje de acero o alambre y una carcasa. El eje es el encargado de sujetar la carga y es extraíble. Su similitud con los desechables está dada por la carcasa pero dejan menos residuos posteriores a la detonación.
- **Desechables**: Estos cañones están diseñados para que la carcasa que cubre la carga detonante se desintegre en pequeños fragmentos los cuales pueden ser extraídos posteriormente como ripios. La carcasa esta sellada a presión, es fabricada con materiales precarios en cuanto a su resistencia, tal como: cerámica, aluminio, hierro colado o vidrio.

Bajados con tubería. Estos cañones descienden en el pozo con la Tubería de trabajo. Su principal diferencia radica en que los cañones son detonados en los diferentes intervalos en un solo viaje o instante, lo cual se ve favorecido en una buena distribución de los rangos cañoneados.

3.4.5 Cordón detonante. Es el transmisor de una onda de energía que recorre todo el eje axial del cañón, esta onda es la encargada de detonar la carga la cual genera la onda explosiva. El cordón detonante está fabricado con un cascaron de plomo o aluminio que envuelve un explosivo de baja velocidad de ignición, provocando una implosión que se prolonga por toda la carcasa interna.

3.4.6 Métodos de Cañoneo⁹.

⁹ Ing. Esteban Angel, Valera, Venezuela. Blogspot 2012

a) Cañones por tubería (Tubing Gun): Estos cañones se bajan utilizando una tubería con empacadura de prueba. Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas o mangas de circulación, las cuales se cierran con equipos de guayas. Otra alternativa consiste en reducir la tubería con empacadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener un diferencial de presión negativa después del cañoneo.

Los cañones bajados a través de la tubería de producción con cable eléctrico, son utilizados ampliamente para cañonear pozos productores o inyectores, porque se puede aplicar un diferencial pequeño de presión estático a favor de la formación que puede ser usada sin soplar las herramientas hacia arriba, no es suficiente para remover y eliminar los restos de las cargas y la zona compactada creada alrededor del orificio perforado. Es igualmente preocupante la penetración de las pequeñas cargas utilizadas y la fase de disparos de este sistema. Estas cargas no pueden penetrar en la formación y, frecuentemente tampoco atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación.

El Procedimiento es el siguiente:

- Se baja la tubería con la empacadura de prueba.
- Se establece un diferencial de presión negativa.
- Se baja el cañón con equipo de guaya, generalmente se usan cañones desechables o parcialmente recuperables.

b) Cañones por Revestidor (Casing Gun): Estos cañones se bajan por el revestidor utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente la carga se coloca en soportes recuperables. El tamaño y rigidez de estos cañones no permite bajarlos por el eductor. Los cañones convencionales bajados con cable eléctrico, producen orificios de gran penetración que atraviesen la zona dañada por el lodo de perforación. Sin embargo, el cañoneo debe ser realizado con el pozo en

condiciones de sobre-balance, con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba, altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

El Procedimiento es el siguiente:

- Se coloca fluido en el pozo, de modo que la presión sea mayor que la presión del yacimiento.
- Se procede al cañoneo.

c) Cañones Transportados por la Tubería (TCP): En este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería reductora. Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límites en la longitud de intervalos a cañonear en un mismo viaje; todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación en condiciones dinámicas al momento mismo del cañoneo. Este sistema nos permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

Los cañones bajados a través de la tubería de producción con cable eléctrico, son utilizados ampliamente para cañonear pozos productores o inyectores, porque se puede aplicar un diferencial pequeño de presión estático a favor de la formación que puede ser usada sin soplar las herramientas hacia arriba, no es suficiente para remover y eliminar los restos de las cargas y la zona compactada creada alrededor del orificio perforado. Es igualmente preocupante la penetración de las pequeñas cargas utilizadas y la fase de disparos de este sistema. Estas cargas no pueden penetrar en la formación y, frecuentemente tampoco atraviesan la zona dañada por el lodo de perforación El procedimiento es el siguiente:

- Se introduce la tubería con el cañón junto con una empaadura.
- Se asienta la empaadura.
- Se cañonea el pozo.

3.4.7 Operaciones de Cañoneo y Completamiento con TCP

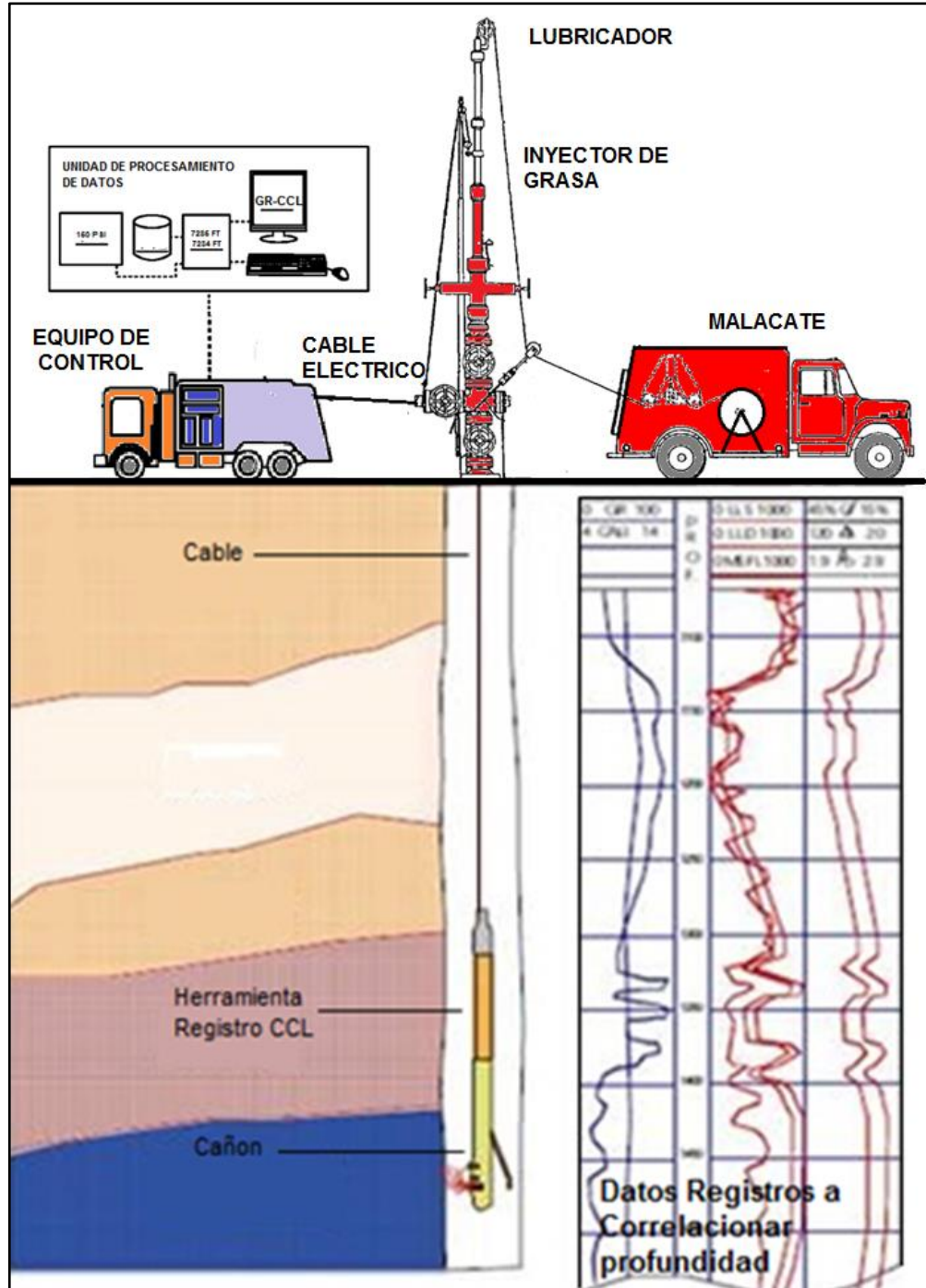
➤ **Cañoneo bajo balance.** Consiste en cañonear en condiciones favorables al yacimiento, es decir, cuando la presión de la formación es mayor a la presión ejercida por la columna hidrostática. Representa la mejor alternativa para minimizar el daño a la formación; con esta técnica se remueve de los túneles perforados, los restos de cañones incrustados y se devuelven inmediatamente al pozo luego de la detonación de las cargas

Un Diseño satisfactorio que cumpla con las necesidades económicas y lograr operaciones competitivas en organizaciones de los sectores privado y público depende del balance prudente entre lo que es técnicamente posible y lo que es viable económicamente. Sin embargo, no hay un método abreviado para alcanzar este balance entre factibilidad técnica y la económica. De esta manera, los métodos del análisis económico deben utilizarse para proporcionar resultados que ayuden a conseguir un balance aceptable.

➤ **Cañoneo sobre balance:** Se refiere a la realización del cañoneo en condiciones que favorece la presión hidrostática, es decir, la presión hidrostática es mayor a la presión del yacimiento, este tipo de operación puede proveer máximos valores de diámetro y longitud de las perforaciones por realizar la operación con cañón tipo casing gun; pero de igual manera este tipo de cañoneo ocasiona invasión de fluidos de completación y partículas finas a la formación, ocasionando daño a la misma, y al no proveer una limpieza efectiva del hoyo al momento de las perforaciones no contribuyendo al flujo y por lo tanto bajando la producción; de igual manera al momento de la detonación queda una zona compactada de menor permeabilidad llenos de restos de partículas explosivas; es un método seguro.

➤ Equipo requerido para la operación

Figura 42. Montaje de Equipo Cañoneo Rigless



➤ **Correlación y Detonación**¹⁰: Como se mencionó en una de las secciones anteriores los procedimientos llevados a cabo en los campos maduros de la región del Magdalena Medio pueden variar dependiendo el tipo de pozo o los problemas que se presenten en el desarrollo de este sin embargo Ecopetrol S.A, estandariza estos protocolos para diferentes trabajos, de los cuales se hace un resumen para realizar la correlación y detonación.

Posteriormente de a ver realizado la operación Rig up se procede a la corrida del cañón, cuando se baja el cañón debe ir acompañado de un registro (CCL) el cual interpreta la profundidad de los collares de la tubería obteniendo un punto de correlación para determinar a qué profundidad se encuentra el cañón. Conocer la profundidad exacta donde se desea cañonear según el programa de perforación es de vital importancia para obtener un óptimo desempeño del pozo.

Generalmente el CCL es la herramienta usada para la correlación ya que se pueden distinguir los collares de la tubería de revestimiento a través de ella, permitiendo correlacionar con los registros tomados anteriormente en el pozo revestido como el USIT-CBL por ejemplo. El Gamma Ray (GR) es otra herramienta que nos permite correlacionar la ubicación en pozo junto con el CCL, ésta última permite correlacionar con registros tanto en hoyo abierto como en hoyo revestido, siempre asegurando que la escala de medición tanto vertical como horizontal sea la misma.

Cuando se inicia la bajada del BHA se debe confirmar que las longitudes y mediciones en el Software corresponden a la descripción correcta del cañón que se está bajando en el pozo. Se activan entonces los dispositivos introducidos y se empieza a registrar mientras se baja a través del revestimiento y sus juntas, con

¹⁰ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS ECOPETROL S.A.

esto se asegura que se está bajando en profundidad según los registros anteriores y se pueden identificar las juntas cortas a lo largo del pozo, como una medida adicional de comprobación de que se está en la profundidad correcta, todos los marcadores que se encuentren en la corrida hacia abajo se deben tener referenciados para la resolución de dudas que se puedan presentar con la correlación en el intervalo de interés.

El proceso de correlación se describe a continuación: Se debe tener en la unidad una copia del registro PDC, con la cual se corroborarán las profundidades y se correlacionará el registro CCL-GR. Si mientras se está corriendo el registro CCL-GR para la detonación, se presenta algún desfase de profundidades, no se recomienda corregirla durante la toma del registro; se debe detener la corrida, ajustar la profundidad y tomar un nuevo registro.

Cuando se alcance la profundidad de cañoneo, se debe registrar por lo menos 6 collares (200 pies) a través del intervalo, 3 abajo y 3 arriba, cuando sea posible.

Teniendo en cuenta que anteriormente antes de introducir el cañón en el pozo, se midió la distancia del cañón al CCL, calcular manualmente la profundidad de parada con base en la profundidad a cañonear y los pies vacíos, si los hay del cañón. Seguidamente introducir profundidad de cañoneo y distancia al CCL en el sistema y comparar las profundidades de parada calculadas manualmente y con el sistema. Imprimir el registro CCL de correlación para compararlo con el PDC. Revisar la correlación con el supervisor encargado de la operación, desplazando una junta arriba y después una junta hacia abajo del punto de correlación (Observar si se tiene juntas cortas).

En el caso que no se tengan juntas cortas u otros marcadores y se tenga duda de la correlación, se debe correlacionar con el GR, sin embargo en el Campo Casabe en el cual el registro GR es muy confuso y ambiguo debido a la naturaleza

radioactiva de las arenas, se hace común salir de dudas con la revisión del registro SP. Aunque no es muy frecuente, en ocasiones sucede que existen desfases entre el registro de hoyo abierto y el de hoyo revestido; en estos casos solamente unas partes del registro correlacionan mientras que otras en el mismo registro no lo hacen. Cuando se presente esta situación la última palabra la tiene el departamento de ingeniería, el inconveniente debe ser transmitido al ingeniero en turno y se debe esperar por la decisión que se tome.

Corroborar en pantalla nuevamente la profundidad de parada para la detonación. Antes de detonar, se deberá llenar las listas de chequeo asegurando que las condiciones allí estipuladas se cumplen a cabalidad; existen dos listas de cheque, cada una será diligenciada por el personal encargado de la operación, si el cañoneo es con unidad de wireline será por parte del personal de la prestadora del servicio y si se hace con Rig convencional lo hará la empresa operadora. Detonar los cañones con previa autorización del ingeniero a cargo, monitoreando los parámetros de corriente y tensión en la pantalla de la unidad de servicio. Solo pueden hacer los disparos en presencia del ingeniero de la empresa operadora y así verificar la correlación además de quien da la autorización de proceder.

4. OPERACIONES RIGLESS DE CAÑONEO Y REGISTROS DESARROLLADAS EN EL CAMPO PROVINCIA.

La tecnología Rigless ha demostrado ser una alternativa viable para operaciones de registro y cañoneo en los campos colombianos, lo cual ha hecho que las empresas operadoras hagan uso de esta técnica como una medida alterna, disminuyendo los servicios con Rig convencional o taladros de workover, todo esto con el fin de disminuir costos y tiempos de operación en pozos donde los potenciales son bajos y poco rentables.

El campo Provincia al ser un campo maduro, se identifica por una cantidad considerable de pozos de bajo potencial, haciendo que las operaciones con Wireline, con parámetros como manejar altas presiones, emplear sistema de levantamiento de Gas Lift y un margen de presión adecuada, hasta la fecha de hoy se realice la intervención de la tecnología Rigless.

En este capítulo se describe brevemente una aplicación para cada operación desarrollada en el campo teniendo en cuenta parámetros como los equipos y consideraciones relevantes.

El procedimiento general como se llevan a cabo las operaciones pueden variar dependiendo el tipo de pozo o los problemas que se presenten en el desarrollo de este, sin embargo Ecopetrol S.A, estandariza estos protocolos. A continuación se muestra un paso a paso de las operaciones de registro y cañoneo con Rigless (Corrida de registro para obtener la calidad del cemento y corroborar profundidad de los collares, los cuales nos correlacionan la profundidad de los cañones):

- Realizar reunión pre-operacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. asegurar que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades. **T: 1 hrs**
- Armar y probar en superficie la herramienta USIT-CBL-VDL-GR-CCL.

Se pone como ejemplo una de las herramientas para cañonear en este caso el CCL para los siguientes pasos:

- Armar el (ó los) cañón(es); medir la distancia desde LA MITAD de la herramienta hasta la primera bala y esta longitud se le resta al tope del intervalo a cañonear; ej: la distancia medida fue de 4 pies y el intervalo a cañonear es 5460'-5580', entonces se resta $5460' - 4' = 5456'$ y en esta profundidad ubicamos el CCL para cañonear.
- Conectar el cañón a la herramienta de registro, bajar hasta 200-300 pies y verificar el buen funcionamiento de la herramienta.
- Continuar bajando hasta 3-4 cuellos (collares) de revestimiento (si se puede) por debajo de la zona de interés.
- 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.
- Una vez corregida la profundidad, se regresa de nuevo al fondo y se registran los collares descritos COMPROBANDO QUE AHORA SI ESTÁN A LA MISMA PROFUNDIDAD que en el CCL del hueco revestido y ubicamos el CCL en 5460' (nuestro ejemplo) para cañonear.
- 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; verificamos $5460' - 4' = 5456'$.

- Se observa que 5460' esté registrado en la pantalla y en el contador del malacate y damos la orden de cañonear.
- Se saca el cañón y verificamos en superficie que esté totalmente disparado.
- 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.
- Si son varios cañones, se repite el mismo procedimiento.

4.1 ANÁLISIS DE RIESGOS PARA POZO SANTOS 159.

Tabla 3. Análisis de Riesgos

PLANTA Y/O LUGAR : CAMPO PROVINCIA		SISTEMA OBJETO DEL TRABAJO : SANTOS 159
TRABAJO A REALIZAR : CAÑONEO Y REGISTROS		DEPENDENCIA O EMPRESA EJECUTORA: HALLIBURTON /SCHLUMBERGER
Controles Proyectivos: N/A		ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL EPP: Gafas, Casco, Ropa De Trabajo, Guantes De Lona, Botas De Seguridad, Protectores Auditivos, Trajes.
PELIGRO	RIESGO	CONTROLES REQUERIDOS PARA ADMINISTRAR LOS RIESGOS (Preventivos/Proyectivos/Reactivos)
ÁREAS CON NIVEL DE RUIDO SUPERIOR A 85 DB	EXPOSICIÓN A RUIDO (DISCONFORT O STRESS AUDITIVO)	Exigir el uso de la doble protección auditiva.
		Señalizar y dar a conocer las áreas con nivel de ruido superior a 85 DB.
ÁREAS CON ALTAS TEMPERATURAS (CERCA A TEAS)	EXPOSICIÓN A ALTA TEMPERATURA (DISCONFORT O STRESS TÉRMICO)	Señalizar y dar a conocer las áreas con altas temperaturas cercanas a teas.
		Verificar que en el procedimiento/instructivo de trabajo seguro del ejecutor, están identificados los controles para mitigar o controlar el riesgo al ejecutar la actividad.
PRESENCIA SÚBITA NO CONTROLADA DE HIDROCARBUROS	EXPLOSIÓN , AFECTACIÓN A LAS PERSONAS POR CONTACTO	Asegurar que los equipos de control de pozo se encuentren instalados adecuadamente y en buenas condiciones
PARTES EN MOVIMIENTO O ROTATIVAS	CONTACTO CON ELEMENTO MÓVIL (ATRAPAMIENTO)	Verificar que los sistemas cuenten con los guarda acople adecuados y tomar las acciones preventivas para mitigar o controlar el riesgo.

PELIGRO	RIESGO	CONTROLES REQUERIDOS PARA ADMINISTRAR LOS RIESGOS (Preventivos/Proyectivos/Reactivos)
		Identificar y Divulgar la ubicación de las partes en movimiento o rotativas a las actividades en ejecución.
EQUIPOS Y CABLES ELÉCTRICOS EXPUESTOS Y ENERGIZADOS	* CONTACTO DIRECTO CON LA ELECTRICIDAD; * EXPOSICIÓN A ARCO ELÉCTRICO	<p>Solicitar a la autoridad eléctrica del área realizar inspección y medición del entorno de trabajo para identificar peligros potenciales en las redes o circuitos eléctricos y tomar las acciones preventivas para mitigar o controlar el riesgo, identificando con tarjeteo (SEA), cuando aplique.</p> <p>Señalizar los equipos electricos que se encuentren en el área con el fin de prevenir algún tipo de contacto directo con estos. No apoyarse sobre los equipos energizados</p> <p>Asegurar que los equipos que generan energía estática estén aterrizados correctamente.</p>
MANGUERAS CON ALTA PRESIÓN	PERDIDA DE CONTENCIÓN, FUGAS, DERRAMES, GOLPES	<p>Preventivo: Instalación de líneas anti látigo de forma adecuada; asegurar que las mangueras soporten la presión de operación; adecuación de geo membranas para contención de fluidos contaminantes.</p> <p>Instalación de (manómetros), conexiones y válvulas de seguridad adecuadas de acuerdo a las presiones de operación.</p> <p>Señalizar área de trabajo y prohibición del tránsito en áreas donde se trabaje con líneas de alta presión.</p>
Ejecución del trabajo a realizar	Desconocimiento e incumplimiento del Procedimiento o Instructivo de trabajo que aplica.	Asegurar que el personal ejecutor conoce y cumpla el procedimiento/instructivo de trabajo seguro de la actividad a ejecutar y el paso a paso, con sus respectivos riesgos y controles.
	Falta de Competencia o habilidad para ejecutar las actividades detalladas en el procedimiento o instructivo de trabajo	<p>Verificar que el personal ejecutor tiene las competencias requeridas para realizar la actividad.</p> <p>Asegurar que los integrantes del frente ejecutor hayan comprendido el alcance, procedimiento/Instructivo y los controles HSEQ para ejecutar la actividad de forma segura.</p>
	Estado de salud de los ejecutores	Verificar y asegurar que el personal está en condiciones físicas y anímicas adecuadas para la ejecución de la actividad. (Antes y durante la ejecución).

4.2 REGISTROS RIGLESS CON WIRELINE

Las operaciones Rigless de registros se aplican en primera instancia previa al cañoneo con el fin de evaluar la calidad del cemento y correlacionar profundidad. Estos resultados son de vital importancia, pues pueden evitar problemas operacionales en trabajos posteriores.

La siguiente operación fue llevada a cabo en el campo, pozo SANTOS 159, no se mencionan los nombres de los pozos debido a la confidencialidad de los datos.

➤ Objetivo del Trabajo:

Correr registro (USIT-CBL-VDL-GR-CCL).

Tabla 4. Información General del Pozo:

POZO	Santos 159	Costo presupuestado	-
Zapato rev. 7"	7337 ft	Costo estimado	-
Collar flotador rev 7" (CF)	7292,7 ft	Coordenadas Referencia Bogotá	E: 1`068.243,89 mts. N: 1`304.358,42 mts.
Profundidad Máxima Permisible (PBSD)	7342 ft	Tiempo Presupuestado.	-
Objetivo	-	Tiempo Estimado	0.5 días
Tipo de Trabajo	Registro	Inyección estimada	N/A
Estación de flujo	-	Pozos del Arreglo	N/A
Estado actual del pozo	Original	Densidad del Fluido	13,6 ppg
Arenas Perforadas	-	Elevación mesa rotaria (Petrex-5929)	18'
Arenas a Perforar	-	DLS / Máxima Inclinación	2,47°/100ft @ 5124' 32.3° @ 4832' tipo S

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

Tabla 5. Datos De Tubería

DATOS DE TUBERÍA	REVESTIMIENTO		TUBERÍA ACTUAL EN EL POZO
	SUPERFICIE	PRODUCCIÓN	
<i>OD (pulg)</i>	9 5/8	7	-
<i>ID (pulg)</i>	8.921	6.184	-
<i>Drift (pulg)</i>	8.765	6.059	-
<i>Peso (lbs/pie)</i>	36	29	-
<i>Grado</i>	K - 55	P - 110	-
<i>No. Tubos</i>	48 juntas	25 juntas	-
<i>Zapato (pies)</i>	2009	7337	-
<i>P. Colapso (psi)</i>	2020	8510	-
<i>P. Estallido (psi)</i>	3520	11220	-

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

4.2.1 Programa Operacional Registro Rigless Pozo Santos 159

A. Preparación del pozo

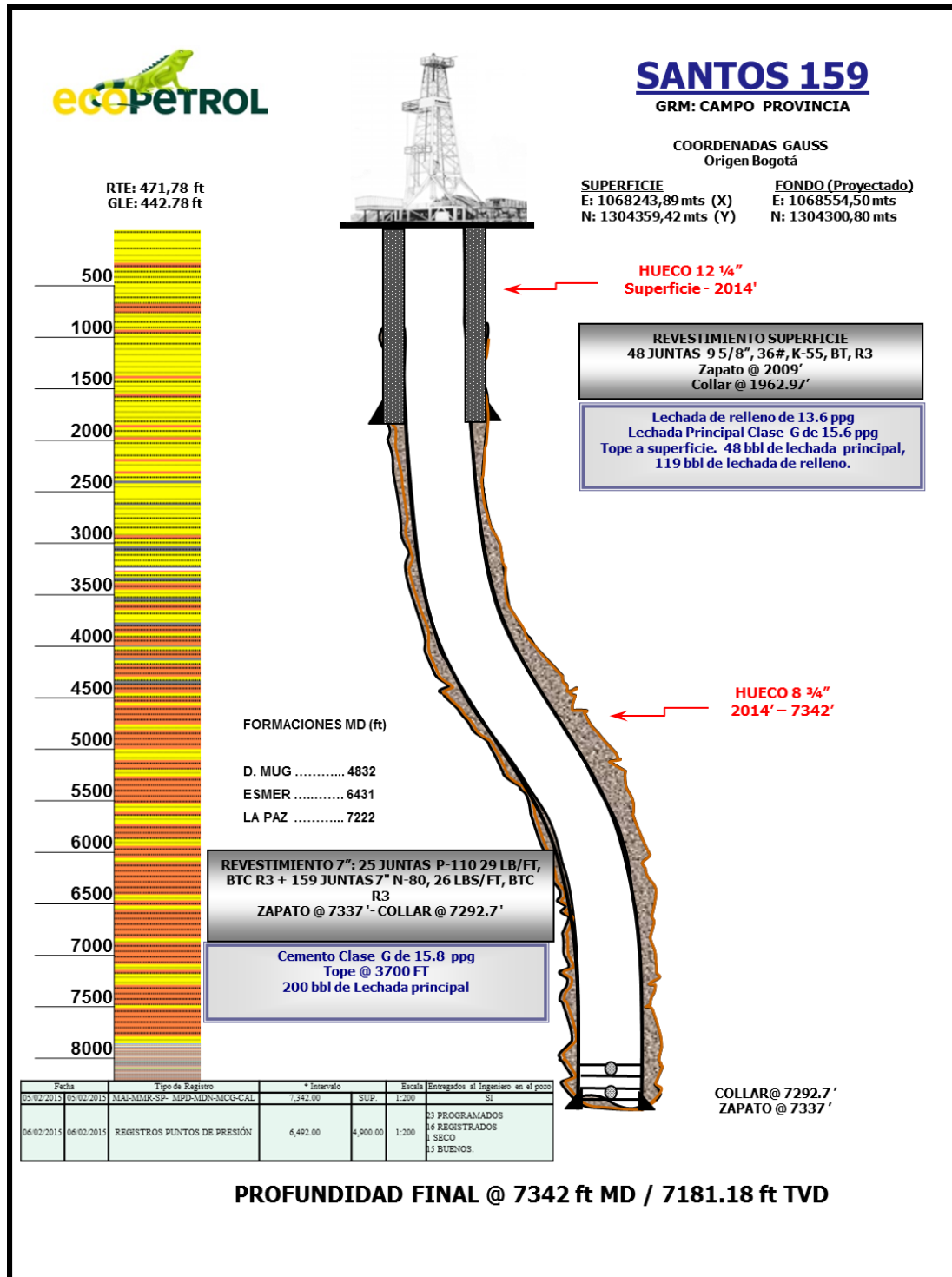
Consideraciones:

Densidad de la salmuera en el pozo 13.6 ppg

B. Registro rigless

1. Movilizar equipo y rig up de Wireline, revisar y realizar conexiones de guaya eléctrica, probar equipo de inyección de grasa y demás accesorios.
2. Bajar cesta calibradora 6" hasta collar flotador @ 7292.7' (reportar fondo). Sacar hasta superficie.
3. Correr registró USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde fondo hasta 4500 ft. MD (por lo menos 600 ft. por arriba del tope de las arenas), seguir con registro CBL-VDL hasta 300 ft.
 - Enviar copia del registro al Departamento de Ingeniería y Confiabilidad SOM. Dependiendo del estado del cemento frente a las zonas a cañonear, se aprobarán los intervalos propuestos.
4. Sacar herramientas hasta superficie y desinstalar la unidad wireline.

Figura 43. Estado Mecánico del Pozo Santos 159



Fuente: Producción de crudo y gas Vicepresidencia de Producción ECOPETROL S.A. Gerencia Regional del Magdalena Medio. Superintendencia de Operación de Mares.

Consideraciones:

- Cemento clase G e 15.8 ppg, tope @ 3700 ft. Con lechada principal de 200 bbl.
- Lechada de relleno 13.6 ppg tope a superficie de 119 bbl.

4.3 CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE

Dentro del desarrollo del campo Provincia se planeó y aprobó una campaña de perforación de 25 pozos que pretende desarrollar 14.56 MBPE de recuperación primaria al año 2023 de la siguiente manera: Reservas de Crudo: 9.62 MBLS, Reservas de Gas: 20.6 GPC y Reserva de Blancos: 1.33 MBLS Eq,

Dentro de esos 25 pozos aprobados para perforación está el pozo Santos 159 en el cual después de ser perforado tiene 217 ft. con potencial de producción de hidrocarburos. Dentro de la secuencia de producción del pozo, Yacimientos recomienda para el completamiento inicial abrir a 5149 ft.

A continuación se describe el procedimiento de completamiento de un pozo el cual fue cañoneado mediante Rigless.

➤ Objetivo del trabajo

Realizar Cañoneo Rigless del pozo Santos 159. Las actividades a realizar durante este trabajo son: Calibración del completamiento (tubing 2-7/8" N-80), verificación de fondo del pozo, realizar cañoneo Thru-tubing a los intervalos de la formación Mugrosa y Esmeralda dejando el pozo en producción.

4.3.1 Historia del Pozo. El pozo Santos 159 se perforó del 25 de Enero al 09 de Febrero de 2015, pozo desviado Tipo S, perforado en dos secciones, con máxima desviación 32,3°. El revestimiento de 7" 29 Y 26# tiene el collar flotador @ 7292,7'. Se realizó completamiento con sarta sencilla de gas lift quedando empaque mecánico ASI-X 7" 26# a 5150't, Niple campana de 2-7/8" a 5162'.

4.3.2 Justificación Técnica. El análisis de los registros tomados con hueco abierto determinaron los intervalos prospectivos o con potencial de producción de hidrocarburos. La selección de los intervalos propuestos a cañonear, se basó en el análisis del pozo dentro de modelos geológicos y sísmicos, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Correlación estratigráfica con la detección de arenas abiertas al flujo en los pozos productores e inyectores cercanos.
- Resultados de la evaluación petrofísica del pozo.
- Datos de presión medidos con herramienta XPT en pozos cercanos.

Figura 44. Intervalos Prospectivos a Cañonear

	Top MD	Base MD	Tope	h	PHIE	K	Ps	Pwf	Qo	RESISTIVIDAD	FORMACION	
	ft	ft	TVD	ft		md	psi	psi	STB/D	ohm-m		
1	5149	5154	4988	5	0.06	0	2844	434	4	28	MUGROSA	
2	5193	5203	5032	10	0.08	0.3	2380	444	18	45	MUGROSA	
3	5305	5314	5144	9	0.2	104.5	1927	469	25	45	MUGROSA	
4	5436	5451	5274	15	0.13	3	1860	497	13	30	MUGROSA	
5	5708	5723	5539	15	0.13	2.5	3041	555	35	60	MUGROSA	
6	5816	5819	5653	3	0.1	0.6	2660	580	20	40	MUGROSA	
7	5849	5866	5687	17	0.16	16.9	1346	588	9	40	MUGROSA	
8	5946	5961	5785	15	0.15	7.4	697	610	4	65	MUGROSA	
9	6154	6160	5993	6	0.02	0	2354	655	3	25	MUGROSA	
10	6206	6223	6029	17	0.2	111	600	663		90	MUGROSA	
11	6350	6360	6187	10	0.1	0.7	2269	698	5	23	MUGROSA	
12	6383	6414	6222	31	0.12	1.6	1934	706	48	50	MUGROSA	
13	6703	6720	6539	17	0.15	11.4	1030	775	16	50	ESMERALDA	
14	6913	6924	6752	11	0.05	0	3962	822	4	40	ESMERALDA	
15	7075	7111	6912	36	0.14	3	1727	857	60	175	ESMERALDA	
TOTAL FT PROSPECTIVOS				217							264	

Fuente: Producción de crudo y gas Vicepresidencia de Producción ECOPETROL S.A. Gerencia Regional del Magdalena Medio. Superintendencia de Operación de Mares.

Tabla 6. Información General del Pozo

POZO	Santos 159	Costo presupuestado	-
Zapato rev. 7"	7337 ft	Costo estimado	-
Collar flotador rev 7" (CF)	7292,7 ft	Coordenadas Referencia Bogotá	E: 1`068.243,89 mts. N: 1`304.358,42 mts.
Profundidad Máxima Permisible (PBTD)	7342 ft	Tiempo Presupuestado.	8.5 Dias
Objetivo	-	Tiempo Estimado	8.5 días
Tipo de Trabajo	Registro	Inyección estimada	N/A
Estación de flujo	-	Producción Estimada	200 Bls y 1500 KPCD.
Estado actual del pozo	Original	Densidad del Fluido	13,6 ppg
Arenas Perforadas	Ninguna	Elevación mesa rotaria (Petrex-5929)	18'
Arenas a Perforar	Mugrosa - Esmeralda	DLS / Máxima Inclinación	2,47°/100ft @ 5124' 32.3° @ 4830' tipo S

Fuente: Base de datos de Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Datos De Tubería

DATOS DE TUBERÍA	REVESTIMIENTO	
	SUPERFICIE	PRODUCCIÓN
OD (pulg)	9 5/8	7
ID (pulg)	8.921	6.184
Drift (pulg)	8.765	6.059
Peso (lbs/pie)	36	29
Grado	K - 55	P - 110
No. Tubos	48 juntas	25 juntas
Zapato (pies)	2009	7337
P. Colapso (psi)	2020	8510
P. Estallido (psi)	3520	11220

Fuente: Base de datos de Ecopetrol S.A.

4.3.3 Programa Operacional Cañoneo Rigless Pozo Santos 159

A. Consideraciones:

- En la formación Mugrosa los rangos (5946 – 5961 ft.) y (6206 – 6223 ft.) presenta arena de baja presión 697 psi y 600 psi respectivamente; que señala posible presencia de gas. Podría considerarse para un intervalo adicional.
- En la formación Mugrosa y Esmeralda en el rango (6350 -6924 ft.) presenta alta concentración de carbonatos que afectaría su productividad (FEL)
- La densidad de la salmuera en el pozo es 13.6 ppg.

B. Cañoneo Rigless

- Realizar reunión pre-operacional de seguridad con todo el personal involucrado en la operación. asegurar que todo el personal conozca con claridad sus responsabilidades.

T: 1 hrs.

- Movilizar equipo y rig up de Wireline, revisar y realizar conexiones del equipo cañoneo, probar equipo de inyección de grasa y demás accesorios. **T: 12 hrs**
- Realizar la prueba de presión con 2500 psi durante 15 min y reportar. (Para que la prueba sea viable la presión no debe caer durante los 15 min.)
- Revisar que el choque del pozo esté totalmente cerrado, que la línea de producción ya esté completamente habilitada hasta la estación de recolección Suerte, coordinar con el operador de la estación la próxima entrada en producción del pozo. **T: 1 hr**
- Con cargas Thru-tubing de 2-1/8” a 6 TPP realizar el cañoneo de los siguientes intervalos, según el orden indicado (Formación Mugrosa y Esmeraldas): ***Cañonear en condiciones estáticas, no abrir el pozo hacia la estación para evitar turbulencia dentro de la tubería de producción y generar que el cañón se atasque.*** **T: 72 hrs.**
- Registrar presiones por tubería y anular (THP y CHP).

Tabla 8. Intervalos a Cañonear Teniendo en Cuenta las Consideraciones

Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Presión (Psi)	Formación
5149	5154	5	2844	MUGROSA
5193	5203	10	2380	MUGROSA
5305	5314	9	1927	MUGROSA
5436	5451	15	1860	MUGROSA
5708	5723	15	3041	MUGROSA
5816	5819	3	2660	MUGROSA
5849	5866	17	1346	MUGROSA
6154	6160	6	2354	MUGROSA
6350	6360	10	2269	MUGROSA
6383	6414	31	1934	MUGROSA
6703	6720	17	1030	ESMERALDAS
6913	6924	11	3962	ESMERALDAS
7075	7111	36	1727	ESMERALDAS
		185		

Fuente: Producción de crudo y gas Vicepresidencia de Producción ECOPETROL S.A. Formato para la justificación de intervención de pozo.

- Reportar presiones, niveles de fluido y aportes en la estación luego del cañoneo. Evaluar el pozo en producción reportando volúmenes y características de los fluidos producidos (Caudal de petróleo, gas y agua BSW, API, cromatografía de gas de formación).
- Rig Down. Retirar conexiones de la unidad de registro y cañoneo, y movilizar.
T: 6 hrs.

4.4 CONCLUSIONES DE LAS OPERACIONES

- Indiscutiblemente se ha podido demostrar la validez de la operación de Registros Rigless con wireline, en cuanto al tiempo, práctica y sus valiosos aportes al ahorro de la empresa, teniendo como principal diferencia la no utilización de un equipo Rig convencional donde uno de los planteamientos

importantes es que no cambia la estructura del estado mecánico por lo tanto si varia la producción no se ve alterado; la idea es manejar los picos de producción en el momento que se realiza dicho trabajo .

- Como se ha podido evidenciar con datos reales de campo las operaciones de cañoneo y registros Rigless con wireline han demostrado su puntualidad y eficacia en el desarrollo del pozo cumpliendo con sus objetivos principales de corroborar la calidad de la cementación (como etapa final de completamiento) y cañonear con gran precisión los intervalos propuestos (etapa inicial de la producción) sin ningún contratiempo, lo que da como resultado la optimización de tiempos de trabajo y bajo personal para su manipulación, esto se verá reflejada en el costo general de la operación haciendo más económicamente viable la inversión de la empresa operadora.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS OPERACIONES

El capítulo hace una descripción detallada de la movilización del equipo de wireline y Rig convencional seguido del procedimiento operacional de registro y cañoneo con la tecnología Rigless donde se plantean ciertas consideraciones, después se plantea el procedimiento para realizar las mismas operación pero con Rig convencional, todo esto con el fin de comparar e identificar los parámetros claves que nos ayudaran a destacar las ventajas técnicas u operativas y justificar de forma documentada el porqué de la aplicación tecnología Rigless en campo Provincia lo cual estará identificada en la evaluación técnica de los parámetros operacionales.

5.1 ASPECTOS OPERACIONALES

5.1.1 Movilización de Equipo Wireline. Estas movilizaciones se llevan a cabo con gran facilidad debido al bajo número de unidades necesarias para la operación, el tamaño de todo el equipo y la cantidad de personal empleado para la ejecución. El bloque de la operación a manipular corresponden a:

- Grúa
- Unidad de wireline
- Camión auxiliar 1: Este se encarga de los accesorios y/o herramientas que puedan ser usados en una operación.
- Camión auxiliar 2: Este consta del sistema de inyección de grasa en la parte delantera, sistema de lubricación en toda la plataforma y el sistema de control de presión en la parte posterior.

5.1.2 Movilización de Rig Convencional. Teniendo en cuenta que la movilización de un Rig involucra gran cantidad de personal y equipo, de la misma manera un aumento representativo en los costos. Los elementos comprendidos en esta columna hacen parte de un viaje durante la movilización.

- Unidad básica (Rig convencional)
- Mesa rotaria
- Canasta y racks de tubería
- Remolques (HSE, comedor-juntas, Company man, Tool pusher)
- Tanques (Agua potable, combustible y otros)
- Bodegas (químicos y materiales)
- Taller (mecánica y soldadura)
- Acumuladores
- Choke manifold, Poor boy
- Bomba de lodos (principal y auxiliar)

5.2 REGISTROS

En esta sección se plantea únicamente el procedimiento para toma de registros, ya que el trabajo se realiza en su globalidad con la unidad wireline, anteriormente ya se ha mencionado el procedimiento operacional completo con la manipulación del equipo wireline. A continuación algunas consideraciones pertinentes a la toma de registros.

5.2.1 Consideraciones

- Calibrar pozo con broca o Junk Mill y raspador para revestimiento. Bajar parando, midiendo y calibrando con tubería de trabajo hasta tope del collar flotador. Reportar fondo encontrado al Departamento de Ingeniería. Si es

necesario se tendría que moler cemento hasta el Collar flotador reportado por perforación.

- Como etapa final del completamiento del pozo se requiere calibrar revestimiento, moler cemento si es necesario para garantizar “Rate Hole”, tomar registros de evaluación de calidad de cemento.
- Debe existir un diferencial de presión garantizada durante la prueba hidrostática del tubo lubricador, el balance de presión debe tener por lo menos 200 psi entre el pozo y la formación. Para la presión de la formación se preparará muestreo con un registro de presiones esperadas.

5.2.2 Procedimiento Operacional¹¹

- Unidad wireline, líneas de flujo, equipo de presión (BOP 3000 o 5000 psi) y tubos lubricadores, todos estos en el equipo de superficie Rig up.
- Principalmente de debe usar un registro de referencia preferiblemente Gamma ray, tener en cuenta que los registros de profundidades en el momento de estar en superficie deben estar en ceros y de la misma manera hacer los debidos verificaciones al casing en diferentes profundidades hasta llegar a la máxima.
- Armar la respectiva RIH (Run In Hole) sarta de registro de acuerdo al tipo de registro a usar.
- En el momento que hayan problemas con el funcionamiento de las herramientas estas deben sacarse y remplazarse, esto sucede ya que la operación se hace de fondo a superficie.

¹¹ Wireline Logging Guidelines

- Se deben correr fracciones de 500 pies en cada viaje o carga con una sobre posición de 200 pies en caso que haya que repetir una sección y dependiendo de las propiedades del yacimiento y del revestimiento.
- Debe registrarse la tensión del cable y del punto ya que la carga se sumerge a la medida que aumenta el nivel del fluido y puede así ocasionar lecturas equivocadas del peso. Para ello se debe muestrear el fluido del pozo y de la línea de flujo para el pertinente estudio de resistividad.
- Finalmente usar POOH (Pull Out Of Hole) sarta de registros.

5.3 CAÑONEO

5.3.1 Parámetros pre-operacionales

- a) **Seguridad**¹² Los explosivos deben ser almacenados en un bunker como método preventivo y en el momento de transportarlos debe hacerse escolta militar, ya que la movilización de estos presenta alto riesgo.

Para disminuir el efecto pelicular deberá incrementarse la penetración para liberar la zona de daño, ya que los explosivos causan daño hasta 60 metros a la redonda en una detonación, por tanto la seguridad es un factor importante a la hora de cañonear un pozo. Existen equipos que pueden detonar el cañon tales como teléfonos celulares, radios, entre otros; por este motivo deben usarse a un radio adecuado del cañón y de manera segura.

¹² Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Campo Provincia de ECOPETROL.S.A.

Con el fin de evitar inconvenientes operacionales, debe hacerse las respectivas recomendaciones en una reunión pre-operacional y de la misma manera tener adaptada la locación con la respectiva señalización y si es necesario tenerla acordonada.

b) **Selección del cañón**¹³ En los cañones se utilizan dos tipos de detonadores: detonadores eléctricos, o cascos explosivos, y detonadores a percusión. Los detonadores eléctricos convencionales están expuestos a aplicaciones accidentales de energía a partir de diferencias del potencial eléctrico (EPD por siglas en inglés) lo cual constituye un peligro.

Los cañones tales como Enerjet y Pivon Gun, se utilizan en operaciones realizadas a través de las tuberías de producción y se bajan con cable de acero eléctricos y línea de arrastre. En este tipo de cañones, las cargas están expuestas a las condiciones del pozo y se deben encapsular en contenedores separados y resistentes a la presión.

5.3.2 Cañoneo con unidad wireline. Este sistema de cañoneo se realiza utilizando una unidad de cable eléctrico y su respectivo equipo de cañoneo, los portadores de carga jet son los dispositivos son los más usados para lograr este objetivo. En el momento de cañonear debe tenerse en cuenta que la presión de la formación debe ser igual o menor que la presión hidrostática que se necesita para evitar el soplado de los cañones hacia arriba y las alzas de presiones en el espacio anular y la superficie.

Los portadores jet están basados en el área de aplicación y son de dos tipos: el tipo cañón que sirve para punzonar el casing al cual se le denomina casing gun y los cañones que son de menor diámetro y bajados a través de la tubería de

¹³ BEHRMANN, Larry. Rosharon, Texas, EEUU. Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad.

producción como es el caso de Through tubing, ambos se bajan con la sarta junto con registros Gamma Ray y/o CCL que son detonados por un sistema eléctrico.

Dependiendo de la evaluación técnica de parámetros operacionales se establece la opción más factible para realizar la operación, ya que ambas pueden realizarse ya sea Rigless o simultáneamente con rig convencional, es primordial tener en cuenta que las operaciones simultaneas únicamente difieren de las operaciones Rigless por la preparación del pozo ya que el cañoneo es ejecutado por la unidad de wireline.

5.3.2.1 Casing gun. Este tipo de cañoneo se lleva a cabo por la tubería de revestimiento teniendo en cuenta las dimensiones del cañón. El resultado de los cañones convencionales, es que producen aberturas de grandes dimensiones que traspasan la zona de daño por el lodo de perforación. Aun así el cañoneo debe efectuarse con el pozo a condiciones de sobre-balance ya que esta condición deja las aberturas perforadas y taponadas por el resto de las cargas, de esta manera se evita las altas presiones en el anular en la superficie y el soplado de cañones hacia arriba. El Procedimiento Operacional¹⁴ es el siguiente:

- Equipo en superficie Rig up como la unidad wireline, equipo de presión, líneas de flujo, equipo de inyección de grasa y los tubos lubricadores.
- Adquirir un diagrama del pozo con las profundidades en las que haya cambios de diámetro y presencia de colapsos para así bajar la canasta de calibración.
- Ejecutar las respectivas pruebas de presión en todas las líneas de flujo.
- En caso que sea necesario añadir cañones vacíos, debe hacerse el cálculo aproximado del peso de los cañones requeridos teniendo en cuenta la fricción y la presión de cierre del pozo.

¹⁴ Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Campo Provincia ECOPETROL.S.A

- Realizar un viaje de prueba donde se correlacione la profundidad y dependiendo de los resultados obtenidos ajustar la longitud de los cañones, de esta manera se procede a hacer el respectivo montaje de cañones de acuerdo a lo estipulado.
- En el caso que el pozo sea estático debe hacerse uso del RIH (run in hole) del BHA junto con el Gamma Ray-CCL, así se registran los cambios en la tensión y de la misma forma muestra si existe cambio en el nivel del fluido.
- Mediante el registro CBL/VDL/GR/CCL correlacionar la profundidad para así posicionar el caño a la profundidad de disparo. Registrar las condiciones el pozo y la tensión antes del disparo.
- Se procede a cañonear teniendo en cuenta cambios en la tensión del cable. Si no hay señal de detonación, intentar varias veces. Si no se muestra señal alguna, registrar con la herramienta CCL en frente de la profundidad de interés, si hubo detonación, esta se debe aparecer en el registro. Una vez haya seguridad de la detonación, el POOH (pull out of hole) del BHA de cañoneo se encarga de monitorear la presión y el nivel de fluido en el pozo, teniendo en cuenta no sobrepasar los 5000ft/hora para evitar el efecto swabbing.
- Cerrar las válvulas en el momento justo que el BHA este es superficie para liberar el exceso de presión por la válvula de alivio.
- Corroborar la cantidad de cañones detonados.
- Dejar el pozo en las condiciones óptimas para continuar con el proceso de completamiento.

5.3.2.2 Through Tubing Gun. Puede usarse para cañonear en bajo-balance, se evitan riesgos de daño a la formación ya que muy posiblemente entre fluido del pozo al momento del disparo. Estas perforaciones son más pequeñas para que

estas puedan ser bajadas por del tubing. El Procedimiento operacional¹⁵ es el siguiente:

- Equipo en superficie Rig up como la unidad wireline, equipo de presión, líneas de flujo, equipo de inyección de grasa y los tubos lubricadores.
- Adquirir un diagrama del pozo con las profundidades en las que haya cambios de diámetro y presencia de colapsos para así bajar la canasta de calibración.
- Ejecutar las respectivas pruebas de presión en todas las líneas de flujo.
- En caso que sea necesario añadir cañones vacíos, debe hacerse el cálculo aproximado del peso de los cañones requeridos teniendo en cuenta la fricción y la presión de cierre del pozo.
- Ser constante con el monitoreo de la presión anular.
- Permitir en flujo después del cañoneo, para ello es necesario que la master y swab valve queden abiertas.
- Realizar la respectiva correlación del registro GR/CCL con el original GR, para correlacionar el CCL se debe escoger una sección del rango a cañonear para correlacionar el CCL original.
- Detonar los cañones a la profundidad programada.
- POOH de la sarta de cañoneo. Repetir este proceso las veces necesarias para cumplir con el programa.
- Examinar los cañones en superficie para rectificar que hayan detonado y proceder a poner el pozo en producción.

5.3.3 Cañoneo con Rig Convencional. Este sistema de cañoneo se utiliza para completar pozos cuya presión de formación permita inducirlo al flujo natural mediante un diferencial de presión a favor de la formación originada por un under-balance (Bajo balance) que se genera dejando una longitud de tubería vacía.

¹⁵ Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Campo Provincia ECOPETROL.S.A

Este under-balance se calcula de acuerdo a la presión diferencial que se quiera aplicar a favor de la formación y con ella se calcula la cantidad de tubería vacía. Una vez el pozo entra en producción es monitoreado en superficie mediante las pruebas DST (Drill Steam Test) encargadas de caracterizar los fluidos y de registrar los eventos de Build Up y Drop Down originados por períodos de apertura y cierre del pozo.

El Rig convencional se ejecuta con la técnica TPC (tubing conveyed perforating), es primordial tener en cuenta ciertos aspectos para un buen desempeño al momento de preparar el pozo.

La limpieza en general es de gran importancia para que sea optima y eficiente la operación, para ello hay que tener en cuenta:

- Evitar problemas de asentamiento de empaques mediante la limpieza del casing.
- Prevenir problemas de posibles asentamientos por escamas, escombros y acumulación de la torta de lodo, mediante la limpieza de la tubería.
- Impedir problemas de asentamiento de sólidos, estos pueden traspasar y crear limitaciones a los canales de flujo.
- Realizar pruebas de presión a las preventoras y a las líneas de flujo.

A continuación se presenta el Procedimiento operacional¹⁶ para rig convencional.

¹⁶ Gerencia Magdalena Medio, Superintendencia de Operaciones de Mares Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares. Campo Provincia de ECOPETROL.S.A

Antes de iniciar la operación, la compañía de servicios que realizará el TCP, presenta ante la compañía operadora, el diseño y el programa de bajada del BHA (Bottom Hole Assembly) del TCP.

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. Si la marca hubiese quedado por arriba.
7. debemos sacar la herramienta CCL, adicionar tubería y volver a bajar el CCL generando doble costo y pérdida de tiempo.
8. Una vez la sarta en profundidad, se sienta hidráulicamente el empaque.
9. Se instalan en superficie cabeza y líneas de producción para recibir el pozo.
10. Lanzamos la barra de bronce a través de la tubería para que caiga sobre la cabeza de disparo y active el o los cañones.
11. Una vez el pozo empieza a fluir, se recibe en superficie iniciando las pruebas DST, análisis de buil up y drow dawn, monitoreo de producción y caracterización de los fluidos.

12. Si son varias zonas de interés, se repite el procedimiento.

5.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE PARÁMETROS OPERACIONALES

En esta sección del capítulo se plantean parámetros, necesarios o indispensables, para evaluar un proyecto los cuales a la hora de realizar los trabajos de registro y cañoneo con el equipo wireline serán claves para identificar características técnicas de las operaciones. Se analizarán las características en paralelo con Rig convencional ayudando a identificar las ventajas técnicas por las cuales las operaciones Rigless se desarrollan en este campo y se seguirán implementando. Los parámetros que se tienen en cuenta para tomar una decisión de si la tecnología debe ser implementada para ejecutar las operaciones son:

- Costos
- Tiempo aproximado de duración de la operación
- Potencial del pozo
- Disponibilidad de equipo
- Estado de las locaciones y vías de acceso.

5.4.1 Costos. Se considera el principal parámetro para catalogar la ejecución de un proyecto ya que si no es económicamente viable, por mejor estructurado que este el plan de ejecución, no se invertirá en el proyecto por lo tanto se desarrollara una Evaluación económica en el siguiente capítulo en base a este variable con costos reales de operación tanto operativos como mano de obra comparándolos con los costos de un trabajo de workover y de esta manera calificar su viabilidad.

5.4.2 Tiempo Aproximado de duración de la Operación. Como se puede evidenciar en los programas operacionales del campo con datos de tiempo reales, la duración de los trabajos realizados es de gran importancia ya que tanto la mano de obra como los equipos y herramientas son cuantificados en base a este

parámetro, lo que incrementa el costo general de la operación. La optimización en el tiempo de operación con la tecnología Rigless se ve reflejada en la inversión de la empresa operadora y finalmente en la producción lo que identifica al proyecto como viable económicamente.

Al realizar operación con wireline se tiene la posibilidad de realizar trabajos a la par con un equipo de workover lo que permite realizar otras actividades mientras se está trabajando Rigless esto se denota en una optimización de tiempo obteniendo mejores utilidades para la compañía operadora. A continuación se presentan las ventajas de los trabajos de Rigless con wireline en paralelo con Rig convencional (workover):

- Movilizar equipo y Montaje (Rig up de Wireline, revisar y realizar conexiones del equipo cañoneo, probar equipo de inyección de grasa y demás accesorios) se lleva a cabo en menos tiempo.
- El número de equipos y herramientas que requiere la Tecnología Rigless en la operación forja un ahorro de tiempo en la logística de Rig up y Rig down.
- El personal de cuadrilla a cargo de las operaciones de Rigless son menos en comparación con los empleados en un equipo de workover, donde por ejemplo un grupo de cuadrilla encargada de registros está laborando mientras los encargados de cañonear ejercen una función de staff generando tiempo muerto, lo que significa mayor tiempo en la operación global.

5.4.3 Potencial del Pozo. Esta variable esta plateada para medir cuantitativamente la eficiencia de la operación principalmente de cañoneo, sin desacreditar la importancia de correr registros que corroboren la integridad del cemento, mediante un equipo de wireline y grúa (Rigless), ya que el potencial del pozo se ve reflejada en gran parte por una buena operación de cañoneo lo que

indica una óptima producción para obtener utilidades viables. Realizar una operación con la tecnología Rigless es ejecutarla en el menor tiempo posible pero además de forma eficiente y sin causar el menor daño a la integridad del pozo y a su capacidad productiva. El factor skin identifica de cierto modo el buen trabajo del cañoneo realizado como etapa final del completamiento.

5.4.4 Disponibilidad de Equipo. Los pozos de un campo o bloque puede llegar hacer varios dependiendo del potencial de hidrocarburos, lo que constituye un gran número de operaciones de reacondicionamiento de pozos y la disponibilidad del equipo de Rig convencional llega hacer escaso, además su número de equipos y herramientas hacen que no sea tan fácil tener todo el equipo a la mano para una intervención siendo ineficiente para cumplir con la demanda de operaciones del campo; es aquí donde la versatilidad y practico armado de la tecnología Rigless se presenta como una alternativa para realizar operación de registro y cañoneo permitiendo emplear los equipos de workover simultáneamente en otro campo. Se observan dos ventajas importantes en cuanto la disponibilidad de quipo:

- La disponibilidad de un equipo Rigless (Unidad wireline y grúa) son de empresas prestadoras de servicios siempre estarán presentes para realizar los trabajos de registro o cañoneo cuando la empresa operadora lo desee.
- Esta disponibilidad inmediata de los Equipos Rigless permite a la empresa operadora trabajar simultáneamente otros pozos con Rig convencional.

5.4.5 Estado de las Locaciones y Vías de Acceso. La logística plateada para movilizar un equipo debe ser muy detallada, Rigless optimiza esos pasos debido al tamaño de sus partes y el peso que estas representan. Generalmente se debe realizar una inspección de las vías de acceso para poder movilizar un equipo de workover lo que puede llevar días debido a que un equipo de tal magnitud necesita espacio amplio para movilización por vías, parar tráfico y medir grados de inclinación de la vía. El estado de la locación es de gran importancia para el

equipo de Rig convencional donde el espacio se convierte en su principal problema, uno de ellos puede ser la implementación de los vientos de la torre; existen equipos de workover compactos pero no con la misma eficacia para trabajos a gran profundidad. Estado dos secciones del parámetro finalmente representan tiempo muerto donde los pozos no están produciendo reduciendo las ganancias y La tecnología Rigless presenta las siguientes ventajas para optimizar este tiempo:

- Un equipo Rigless está constituido principalmente por camiones (Grúa, wireline, herramientas, pruebas de presión) lo que hace ágil su tránsito por vías sin la necesidad de detener el tránsito.
- Las dimensiones de la carga no son problema para vías con peralte demasiado pronunciado.
- Todo el sistema de Rigless es útil en locaciones pequeñas donde se necesite realizar trabajos a grandes profundidades y el terreno no sea estable para operar con Rig convencional.

5.5 COMPARACIÓN TÉCNICA DE LAS OPERACIONES CON RIGLESS Y WORKOVER

El análisis comparativo de los programas operacionales (Registro, cañoneo, Rig up, Rig down) con la tecnología Rigless y el Equipo de workover se plantea teniendo en cuenta sus características técnicas (Tabla 9.).

Tabla 9. Comparación Operaciones con Rigless y Equipo Workover

OPERACIONES CON RIGLESS	OPERACIONES CON WORKOVER
<ul style="list-style-type: none"> ➤ La penetración de los cañones en la formación es baja del orden de 21 a 23 ft de profundidad ➤ El rango de cañoneo es de 10 ft por lo cual se requieren varios viajes dependiendo el intervalo a cañonear. ➤ Pozo vivo (bajo presión) El sistema de presión en cabeza permite controlar el pozo por lo cual se usa un fluido liviano como salmuera menores a 10 lb/gal o el mismo crudo del pozo. ➤ El personal encargado de la operación es el mismo desde el inicio hasta el fin de la operación ➤ Los tiempos de intervención son cortos lo que permite generar un plan de rutas de intervención a nivel de todo el campo 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La penetración de los cañones en la formación es alta del orden de 45 a 52 ft. ➤ El rango de cañoneo es amplio, se puede cañonear todo el espesor en un solo viaje. ➤ Pozo Muerto (sobre presión) Las presiones de fondo se controlan con fluidos pesados eventualmente son salmueras mayores a 10 lb/gal. ➤ El personal encargado de un equipo de workover es amplio lo que representa tiempo muerto: mientras se realice una operación de rig up los encargados de operaciones de registro y cañoneo ejercerían una función de Staff ➤ Los tiempo de intervención llegan hacer extensos por la implementación de un equipo de estas magnitudes

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Teniendo en cuenta que la evaluación económica tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión de un proyecto, también es importante mencionar que es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas. Evaluación económica integra en su análisis tanto los costos monetarios como los beneficios expresados en otras unidades relacionadas con las mejoras en las condiciones financieras de la empresa capitalista. Podemos hablar entonces de rentabilidad o beneficios.

El método planteado para la evaluación económica será un análisis de costos el cual consiste en una descripción detallada de los riesgos y las ganancias potenciales de un emprendimiento. Este análisis involucra factores tales como costos de una operación de cañoneo y registró con tecnología Rigless y Workover, con el fin de tener cuantitativamente el precio real de este trabajo, los precios son mostrados en un formato de ticket de Ecopetrol S.A y otro se Schlumberger investigados de empresas prestadoras de servicios. Esta evaluación de costos es útil a la hora de tomar muchos tipos de decisiones, especialmente aquellas que implican ganancias o inversiones potenciales, como en el caso de la implementación de tecnología ya sea Rigless o Workover, se debe determinar la calidad y cantidad de recursos necesarios para así establecer el costo final de la inversión, posteriormente analizar su viabilidad.

En el caso de Campo Provincia la ejecución de la tecnología Rigless ha sido altamente importante en su economía, obteniendo aumento en sus ingresos con la utilización de esta comparada con Workover, que definitivamente presta el mismo servicio pero aun costo más elevado, cabe destacar que Rigless tiene limitaciones como cualquier otra tecnología sin embargo Provincia a finales del año 2012 e inicios del 2013 a tomado la decisión de implementar Rigless con wireline hasta la

fecha de hoy, ya que en la gran mayoría de sus pozos como es el Santos 159 , cuenta con las condiciones esenciales para poder ejecutarla, como lo es el sistema de levantamiento Gas Lift, presiones altas y profundidades entre 7000 y 8000 Pies.


6.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LAS OPERACIONES DE REGISTRO.

6.1.1 Costos Operacionales de Rig Convencional (Workover). Las actividades realizadas en la vida útil de un pozo se realizan para asegurar que este produzca en los niveles óptimos, cabe destacar que un buen trabajo de registro y cañoneo activaran la producción a todo su potencial. El equipo de workover realiza diversos servicios, algunos de ellos consisten en la reparación mecánica del pozo necesaria para mantener la producción, en la reparación de las barras de lechón divididas, substituir las bombas defectuosas del “down hole” o substituir la tubería defectuosa en un pozo de petróleo y gas entre otros, por lo tanto la lista de implementación de equipos y herramientas se hacen extensa lo que conlleva a aumentar costos de transporte, movilización (Logística), costos por la obtención de estos implementos y además de mantenimientos periódicos.

El uso de workover puede aumentar substancialmente los costos operativos y por ende hacer que un pozo no sea viable para la producción general del campo.

La lista de costos operacionales para la toma de registros USIT – CBL – VDL - GR – CLL no llega hacer extensa pero si sus servicios y movilización lo llegan a ser, a continuación se muestra un formato de ticket de Ecopetrol S.A. para los costos de una operación de registros “Cased Hole” del campo Santos 159 con equipo de workover donde se eliminaron algunas descripciones que no aportan nada al costo global del servicio o no son significativos para servicios de registros.

Figura 45. Ticket Registros con Workover de Campo Santos159

		VICEPRESIDENCIA EJECUTIVA DE EXPLORACION Y PRODUCCION GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO E&P		
		Fecha de divulgación: XX/04/2009		
AFE WORKOVER		Versión: 01	Pag. __ de __	
VERSION No.	1	OBJETIVO PRINCIPAL		
NOMBRE POZO:	SANTOS 159	REGISTROS: USIT -CBL- VDL		
GERENCIA:	GRM-SOM	GR - CCL		
ETAPAS AFE:	II			
TIPO DE POZO:	VERTICAL			
POZOS DE CORRELACION:	SANTOS 33			
PROFUNDIDAD MD:	7292 pies			
EQUIPO:	WORKOVER 550 HP			
DIAS ESTIMADOS DE MOVILIZACIÓN:	1 días			
DIAS ESTIMADOS DE OPERACIÓN:	2 días			
NÚMERO DE POZOS:	1 días			
ETAPAS AFE		INVERSIONES		OBSERVACIONES Y CONTRATO BASE DE TARIFAS
		OPERACIÓN (US\$)	OPERACIÓN %	
I. INVERSIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER				
RESPONSABLE	A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER			
	EQUIPO DE WORKOVER	\$ 149.296	66,1%	Equipo Workover 550 HP, incluida movilización y transporte
	SERVICIO DE FRACTURAMIENTO	\$ -	0,0%	
SYA	SERVICIO REGISTROS ELECTRICOS	\$ 32.840	14,5%	
SYA	CAÑONEO CON CABLE	\$ -	0,0%	
SYA	CAÑONEO TCP	\$ -	0,0%	
	SERVICIO DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	\$ 4.305	1,9%	Salmuera de Trabajo NaCl 8.4 ppg (400 Bbls) PET
	SERVICIOS PROFESIONALES DE SUPERVISION	\$ 10.591,1	4,7%	Company work over
	SERVICIO DE TRANSPORTE DE TUBERÍAS Y	\$ 2.792,0	1,2%	Transporte Mamut
	SERVICIO DE LIMPIEZA DE REVESTIMIENTO	\$ 17.941,0	7,9%	
	ALQUILER DE TUBERÍA DE FRACTURAMIENTO	\$ -	0,0%	
	SERVICIO DE SLICK LINE	\$ -	0,0%	
	SUMINISTRO DE RASPADORES	\$ 7.162	3,2%	Para compra raspadores
	HERRAMIENTAS ESPECIALES (TUBERIAS, PESCA, DIVERTER, MOLEDORES, ETC.)	\$ 810	0,4%	Scraper Rotover 6 5/8" to 7" model C-1
	SERVICIO DE COMUNICACIONES	\$ -	0,0%	
	COMBUSTIBLES	\$ -	0,0%	
	SERVICIO DE CORRIDA DE EMPAQUES			
		\$ 225.737	100,0%	

Fuente: Modificado de GRM-SON Ecopetrol S.A.

El análisis de la figura 45 se muestra a continuación:

El equipo de workover alcanza un costo del 66.1% del costo total de la operación debido a un equipo de 550HP como referencia, cuyas dimensiones principales son: Forma de la Gabarra: Rectangular; Manga: 200 Pies; Eslora: 80 Pies; Calado: 14 Pies; Tonelaje Bruto: 2268.83 Ton; Tonelaje Neto: 1783.35 Ton; Posición de Línea de Carga: 10 Pies sobre la quilla, 4 Pies debajo de la cubierta, las cuales aumentan los costos a la hora de transportarse y movilizarse (Logística). Se reportan costos en menor proporción que los anteriores como:

- Servicio de registros eléctrico que cuesta el 14.5% del costo total de la operación con workover,
- Servicio de fluido de completamiento con 1.9%: Calidad principal de la salmuera son sus aditivos que no afecten la medida de los registros,
- Servicios profesionales de supervisión con 4.7%: Incluido el personal de trabajo.
- Los servicios de limpieza de revestimiento, suministro de raspadores y herramientas especiales con el 11.5%: Corresponde a la limpieza del pozo y evitar obstaculizaciones que interrumpan el paso de los registros y proporcionen datos erróneos.

Nota: Los costos mostrados aquí están evaluados a 8 días para los respectivos cálculos se evaluarán estos costos por día de trabajo.

6.1.2 Costos Operacionales de la Tecnología Rigless. Las siguientes estimaciones de costos y presupuestos, para las diferentes alternativas, cuentan con alto grado de precisión y fueron realizados tomando como referencia presupuestos de proyectos desarrollados recientemente e información presente en bases de datos de Ecopetrol S.A., y por catálogos de proveedores.

Figura 46. Ticket Registros con Tecnología Rigless de Campo Santos159

FIELD TICKET					
<u>SC Number</u> : C7N3-00109			SCHLUMBERGER		
<u>Service Date</u> : 21-Jan-2015					
<u>Customer Name</u> : ECOPETROL S.A	<u>Customer</u> : ECOPETROL S.A <u>Well Name#</u> : Santos 159 <u>Field</u> : SANTOS <u>Country</u> :		<u>PO</u> : <u>Cust Cont#</u> : 5214739 <u>Comm Agmt</u> : WL – ECOPETROL-5214739		
<u>Calle 37 No. 8-43</u> <u>Teléfono 2344000</u>	<u>State/prov</u> : <u>Country</u> : COLOMBIA		<u>AFE</u> : <u>Ext Ref</u> :		
<u>BOGOTÁ</u>	<u>UWI</u> : <u>RIG</u> : Petroworks		<u>Cust Ref</u> : <u>Job Start</u> : 21-Jan-2015 <u>Job End</u> : 21-Jan -2015		
<u>Sales Engineer</u> :	<u>UN#</u> : Subsequent		<u>SLB Loc</u> : CO-Barranca		
Service Instructions: USIT-CBL-VDL-GR-CCL					
<u>LN</u>	<u>SPN</u>	<u>Desc</u>	<u>Qty</u> <u>UQM</u>	<u>Price</u> <u>Disc</u>	<u>Amount</u>
10	SERV	<u>Service Charge</u>			
20	FLAT	<u>Flat charge (item 1.1)</u> <u>Book Price: 5,000.00</u> <u>Discount: 0.00</u>	1 JOB	5,000.00	5,000.00
					<u>Est Sub</u> <u>Total:</u>
					<u>5,000.00</u>
30	MOBILIZATION	<u>Mobilization</u>			
40	FLAT	<u>Movilización de unidad de registro y personal por KM con carga (item 1.158)</u> <u>Book Price: 4,760.00</u> <u>Discount: 0.00</u>	238 EA	20.00	4,760.00
					<u>Est Sub</u> <u>Total:</u>
					<u>4,760.00</u>
50	JB	<u>Junk Basket</u>			
60	DEP	<u>Depth Charge (item 1.58)</u>	7222 FT	0.80	5,777.60
70	FLAT	<u>Flat Charge (item 1.59)</u> <u>Book Price: 7,177.60</u> <u>Discount: 0.00</u>	1 RUN	1,400.00	1,400.00
					<u>Est Sub</u> <u>Total:</u>
					<u>7,177.60</u>
80	USI-CBL-BSKT	<u>USI-CBL-VDL-CCL-GR con imagen, modo</u> <u>Cemento (incluye GR)</u>			
90	DEP	<u>Depth Charge (item 1.31)</u>	7222 FT	0.80	5,777.60
100	FOOT	<u>Survey Charge (item 1.32)</u> <u>Book Price: 8,737.60</u> <u>Discount: 0.00</u>	3700 FT	0.80	2,960.00
					<u>Est Sub</u> <u>Total:</u>
					<u>8,737.60</u>
Fiel Ticket Total (USD)					25,675.20

Fuente: Modificado de GRM-SON Ecopetrol S.A. .

Este ticket describe puntualmente el servicio que presta Schlumberger a Ecopetrol S.A en cuanto a toma de registros (USIT-CBL-VDL-GR-CCL) con tecnología

Rigless, posteriormente se señalan los costos que tiene llevar a cabo esta operación:

- **Service Charge (Cargo por servicio).** Primeramente se muestra la tarifa fija del servicio que equivale al 19.47% del costo total de la operación.
- **Mobilizacion (Movilización).** La movilización de la unidad de registro y el costo del personal por KM con carga representa el 18.54% de la operación, teniendo en cuenta que se requieren 238 EA cada uno por un valor de 20.00 para un total de 4,760.00 Dólares.
- **Junk Basket (Canasta de desechos utilizada para limpieza del revestimiento).** Tiene un cargo fijo por profundidad de 0.80 dólares por pie, en este caso se trabajara a 7222 pies; de la misma manera la tarifa fija por corrida es 1,400.00 dólares que corresponde al 27.95%.
- **Corrida de registros (USI-CBL-CCL-GR) con imagen, modo cemento).** Maneja un cargo fijo por profundidad de 0.80 dólares por pie, los registros se tomaran a una profundidad de 7222 pies; el cargo por el estudio tiene un valor fijo de 0.80 por pie de formación y este comenzara desde los 3700 pies hasta pie de la formación para un costo del 34.03% de los costos globales de la operación.

6.1.3 Metodología Evaluación Económica Operación de Registros. La metodología general de evaluación económica para las operaciones de registro y cañoneo se plantean en la figura 47.

Para realizar los respectivos cálculos se parte del concepto de producción diferida, “Volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento. Es cuanto se dejó de ganar respecto a lo que se tenía planeado (Dinero). Esto por implementación de una nueva tecnología, daños en los equipos de superficie de los pozos, fallas eléctricas, siniestros, hurtos, saboteos u otros eventos”. Teniendo en cuenta datos del pozo santos 159, como producción diaria y costos de operaciones de registro

con Rig convencional y Rigless se plateara la producción diferida de este pozo con base en los días que se dejó de producir mientras se corrían registros.

Figura 47. Metodología General de la Evaluación Económica.



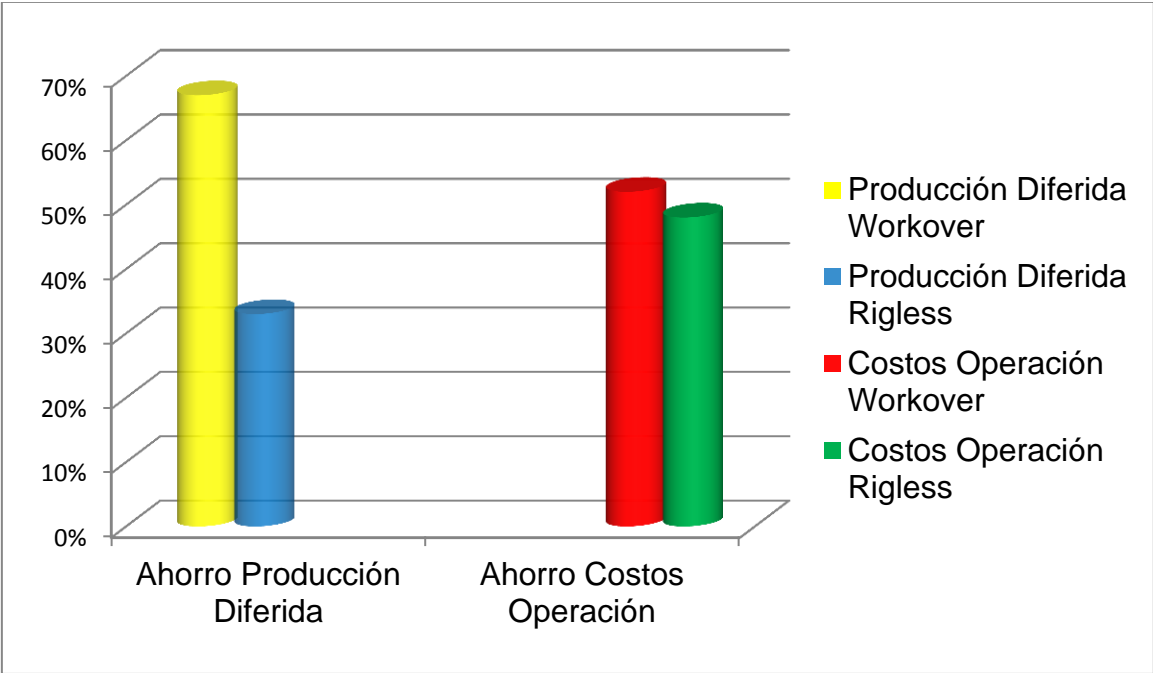
Tabla 10. Datos para la Evaluación Económica

Datos con Equipo Workover	Datos con Tecnología Rigless
Tiempo de referencia: 1 Día.	Tiempo de referencia: 1 Día.
Costo de operación: US\$ 28,217 día	Costo de operación: 25,675.20 Dólares
Producción Diaria: 37 Barriles	Producción Diaria: 37 Barriles
Costo operativo de producción: US\$16 por Barril	Costo operativo de producción: US\$16 por Barril

Los cálculos para la producción diferida se lleva a cabo mediante la diferencia entre los costos operacionales de registros con Rig convencional y Rigless multiplicados por los días de trabajo, posteriormente teniendo la producción diaria del campo 37 Bbld duplicamos su valor para obtener el producido del campo mientras no estuvo en operación y por el precio operativo de producción US\$16 por Barril.

6.1.4 Análisis y Discusión de los Resultados. En la figura 48 Se muestra la producción diferida por workover que equivale al 67% en pérdidas, mientras él pozo estuvo cerrado por la implementación de la operación de registro, mientras que con la implementación de la tecnología Rigless equivale al 33.5% de costos de producción; se puede concluir que Rigless en operaciones de registros debido al tiempo y eficiencia es $\frac{1}{2}$ más productivo que workover lo que representa el ahorro en producción diferida.

Figura 48. Resultados Producción Diferida y Ahorro con Tecnología Rigless




Se plantea un porcentaje de 4% que representa el ahorro en costos de operación por día que equivale a US\$ 5084 por los días de operación donde este ahorro está representado en 67% el costo de operaciones de workover y un 33% en costos de operación con Rigless. El análisis de datos muestra un ahorro mayor en producción diferida debido al tiempo y eficiencia de las operaciones Rigless las cuales se realizan en menor tiempo mientras que el ahorro en costos operacionales es menor debido a que la corrida de registro se vio afectada por obstrucciones de revestimiento para este campo Santos 159 lo cual influyo en servicios adicionales; sin embargo cabe destacar que los costos son más económicos para los operaciones con Rigless según lo descrito en el ticket.

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LAS OPERACIONES DE CAÑONEO.

6.2.1 Costos Operacionales de Rig Convencional. Se plantea una breve descripción del equipo empleado para cañonear con el fin de mostrar la eficacia del Rig convencional en operaciones de cañoneo seguido de esto se presenta un formato de Ticket de Ecopetrol S.A el cual fue modificado ya que incluían servicios de otras operaciones, por lo cual fueron eliminadas para que no influyeran en los costos de operaciones de cañoneo con workover.

Las operaciones de cañoneo se llevan a cabo con Tubing Conveyed Perforating (TCP) este diseño de sarta permite el cañoneo a altas profundidades y puede emplearse en condiciones de una sola corrida utilizando alto o bajo balance; también es empleado en pozos altamente desviados para alcanzar la posición de disparo como es el caso del pozo Santos 159. La sarta de TCP puede ser recuperada o ser dejada como parte integral del completamiento de pozo. TCP permite cañonear intervalos largos usando diferenciales de presión grandes y, permite la intervención vertical y horizontal usando una amplia gama de tecnologías de cañoneo.

Figura 49. Ticket Operaciones de Cañoneo con Rig Convencional.

	VICEPRESIDENCIA EJECUTIVA DE EXPLORACION Y PRODUCCION GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO E&P		VEP-GTD-F-002	
	AFE WORKOVER		Fecha de divulgación: XX/04/2009	
		Versión:	Pag. __ de __	
VERSION No.	1			
NOMBRE POZO:	SANTOS 159	OBJETIVO PRINCIPAL		
GERENCIA:	GRM-SOM	OBJETIVOS INSTALACION SARTA		
AFE FASE:	II	SENCILLA DE GAS LIFT		
TIPO DE POZO:	S - VERTICAL	CAÑONEO THRU TUBING		
POZOS DE CORRELACIÓN:	SANTOS 33			
PROFUNDIDAD TVD:		pies		
PROFUNDIDAD MD:		pies		
EQUIPO :	WORKOVER 550	HP		
DIAS ESTIMADOS DE MOVILIZACIÓN:	1	días		
DIAS ESTIMADOS DE OPERACIÓN:	8	días		
PIES ESTIMADOS A CAÑONEAR:	250	pies		
NÚMERO DE POZOS	1	días		
FECHA DEL AFE:	24/03/2012			
		INVERSIONES		OBSERVACIONES Y CONTRATO BASE DE TARIFAS
		OPERACIÓN (US\$)	OPERACIÓN %	
I. INVERSIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER				
RESPONSABLE	A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER			
	EQUIPO DE WORKOVER	\$ 149.296	49,6%	Equipo Workover 550 HP, incluida movilización y transporte
	SERVICIO DE FRACTURAMIENTO	\$ -	0,0%	
SYA	SERVICIO REGISTROS ELECTRICOS	\$ 32.840	10,9%	
SYA	CAÑONEO CON CABLE	\$ -	0,0%	
SYA	CAÑONEO TCP	\$ 101.463,0	33,7%	
	SERVICIO DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	\$ 4.305	1,4%	Salmuera de Trabajo NaCl 8.4 ppg (400 Bbls) PET
	SERVICIOS PROFESIONALES DE SUPERVISION	\$ 10.591,1	3,5%	Company work over
	SERVICIO DE TRANSPORTE DE TUBERÍAS Y FLUIDOS	\$ 2.792,0	0,9%	Transporte Mamut
(1) TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER		\$ 301.287,4	100,0%	
(4) SUBTOTAL POZO COMPLETAMIENTO Y WORKOVER (1) + (2) + (3)		\$ 301.287	100,0%	
(5) CONTINGENCIA (4)*0,05		\$ 15.064	5,0%	
(6) TOTAL POZO CON IMPREVISTOS (4) + (5)		\$ 316.352		

Fuente: Modificado de GRM-SON Ecopetrol S.A.

Analizando el ticket de la Figura 49 se pudo determinar que: El equipo de workover tiene un costo elevado de 49.6% lo que representa el alquiler, transporte y movilización de un equipo con esas dimensiones. Nuevamente se presentan servicios de registro ya que sin ellos no se podría correlacionar la profundidad de los cañones por lo tanto este valor es tomado en cuenta en el ticket con un valor que representa el 10.9% de la operación total. El cañoneo TCP presenta un costo del 33.7% estos cañones tienen una ventaja a destacar que es la profundidad de penetración a la formación que alcanza los 40 ft. Se presenta otros gastos menores con 5.8% en costos que no son significativos en comparación con los anteriores pero que caben destacar su participación en la operación; Personal a cargo de la operación, servicio de fluidos de workover y servicio de transporte de tubería.

6.2.2 Costos Operacionales de la Tecnología Rigless. Este Ticket muestra los costos que tiene llevar a cabo un trabajo de cañoneo con tecnología Rigless, teniendo en cuenta las distintas labores que se realizan durante la operación con sus respectivos precios, esta inversión se realizó recientemente por Ecopetrol S.A; los datos contenidos en este archivo son confiables gracias a la información presente en la base de datos de Ecopetrol S.A y a los catálogos de los proveedores.

Figura 50. Ticket Operación de Cañoneo con la Tecnología Rigless

FIELD TICKET						
SC Number : CSAJ-00056			SCHLUMBERGER			
Service Date: 17-Mar-2015						
Customer Name: ECOPETROL S.A Calle 37 No. 8-43	Customer : Well Name#: Field: Country: State/prov: Country: UWI: RIG:	ECOPETROL S.A Santos 159 SANTOS COLOMBIA COLOMBIA Rigless 1 Colombia	PO: Cust Cont#: Comm Agmt: AFE: Ext Ref: Cust Ref: Job Start: Job End:	5214739 WL – ECOPETROL-5214739 17-Mar-2015 26-Mar -2015		
Teléfono 2344000				SLB Loc: CO-Barranca		
BOGOTÁ						
Sales Engineer:	RUN#: Subsequent		SLB Loc: CO-Barranca			
Service Instructions: PowerSpiral 2 1/8" 185 ft – Unit 7028						
LN	SPN	Desc	Qty	UQM	Price Disc	Amount
10	MOB	Mobilization				
20	FLAT	Movilización de unidad de registro y personal por KM con carga (ítem 1.158)	183	EA	20.00	3,660.00
30	FLAT	Movilización con camión 600 por KM con carga (ítem 1.161)	183	TRP	15.00	2,745.00
Book Price: 6,405.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	6,405.00
40	SERV	Service Charge				
50	FLAT	Flat charge (ítem 1.1)	1	JOB	5,000.00	5,000.00
Book Price: 5,000.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	5,000.00
60	MAST	Mas Truck Or Offshore Mast Operations, Cased				
	-CH	Hole				
70	FLAT	Flat Charge (ítem 2.88)	10	A	2,000.00	20,000.00
Book Price: 20,000.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	20,000.00
80	PCE-10	PCE Installation, Standard Cased Hole, 10,000 wpsi				
90	FLAT	Flat Charge (ítem 1.80)	1	JOB	5,500.00	5,500.00
100	FLAT	Flat Charge (ítem 1.81)	24	RUN	900.00	21,600.00
Book Price: 27,100.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	27,100.00
110	JB	Junk Basket				
120	DEP	Depth Charge (ítem 1.58)	7250	FT	0.80	5,800.00
130	FLAT	Flat Charge (ítem 1.59)	1	RUN	1,400.00	1,400.00
Book Price: 7,200.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	7,200.00
140	2125P	PowerSpiral Gun System POW-S 2-1/8in				
	SPOW	PowerSpiral, Max SPF 6				
	-S					
150	DEP	Depth Charge (ítem 1.140)	7111	FT	0.57	4,053.27
160	FOOT	Foodage Charge (ítem 1.145)	174	FT	395.00	68,730.00
Book Price: 72,783.00 Discount: 0.00					Est Sub Total:	72,783.27
Field Ticket Total (USD)						138,488.27

Fuente: Modificado de GRM-SON Ecopetrol S.A.

La especificación de cada uno de los ítems del ticket se hace una breve descripción de cada uno a continuación:

- a) Mobilization (Movilización).** La movilización de la unidad wireline, personal de registro y personal por KM con carga tiene un costo de 20.00 dólares por cada EA donde se realizaron 183 EA para un total de 3,660.00 dólares; movilización con camión 600 por KM con carga tiene un costo de 2,745.00 en el cual se realizaron 183 TRP y cada uno a por un valor de 15.00 dólares para un total porcentual de toda la movilización del 4.62% de toda la operación.
- b) Service Charge (Cargo por servicio).** El cargo fijo por el servicio tiene un valor de 5,000.00 dólares por trabajo y únicamente se realizó uno, por lo tanto este servicio corresponde al 3.61% de la operación.
- c) Mast Truck or Offshore Mast Operations (carrete elevador).** Requiere el servicio de Cased Hole que tiene un cargo fijo de 2,000.00 por cada A y se realizaron 10 A para un total de 20,000.00 dólares que corresponde al 14.44%.
- d) PCE Installation, Standard Cased Hole, 10,000 wpsi (Instalación PCE, standard para pozo revestido)** Este servicio tiene cargo fijo por corrida y por trabajo; por trabajo cuesta 2,000.00 dólares y se realizó uno y por corrida tiene un valor de 900.00 dólares y se realizaron 24 para un total de 21,600.00 dólares en las corridas, este servicio equivale al 19.57%.
- e) Junk Basket (canasta de desechos utilizada para limpieza del revestimiento)** Tiene un cargo fijo por profundidad de 0.80 dólares por pie, en este caso se trabajara a 7250 pies; de la misma manera la tarifa fija por corrida es de 1,400.00 por corrida donde se realizó solo una corrida, para un total porcentual del servicio de 5,19%.

f) **PowerSpiral Gun System POW-5 2-1/8In 2125PSPOW-5; PowerSpiral, Max SPF6 (referencia de los cañones a utilizar).** El cargo fijo por profundidad es de 0.57 dólares por pie de formación y se realizara a 7111 pies para un costo de 4,053.27 dólares; de la misma manera el cargo fijo por imágenes de archivo es de 395.00 dólares por pie y la zona de interés para el trabajo será de 174 pies para un total del servicio del 52.56%.

6.2.3 Metodología Evaluación Económica Operación de Cañoneo. Se platea una producción diferida como el caso anterior, operación de registros, para determinar cuánto está dejando de producir el pozo por el desarrollo de las actividades con Rig convencional y Rigless para la operación de cañoneo y lo que esto representaría económicamente para un solo pozo. Teniendo en cuenta datos del pozo santos 159, como producción diaria y costos de operaciones de cañoneo con Rig convencional y Rigless se plateara la producción diferida de este pozo con base en los días que se dejó de producir mientras se cañoneaba.

Tabla 11. Datos para la Evaluación Económica

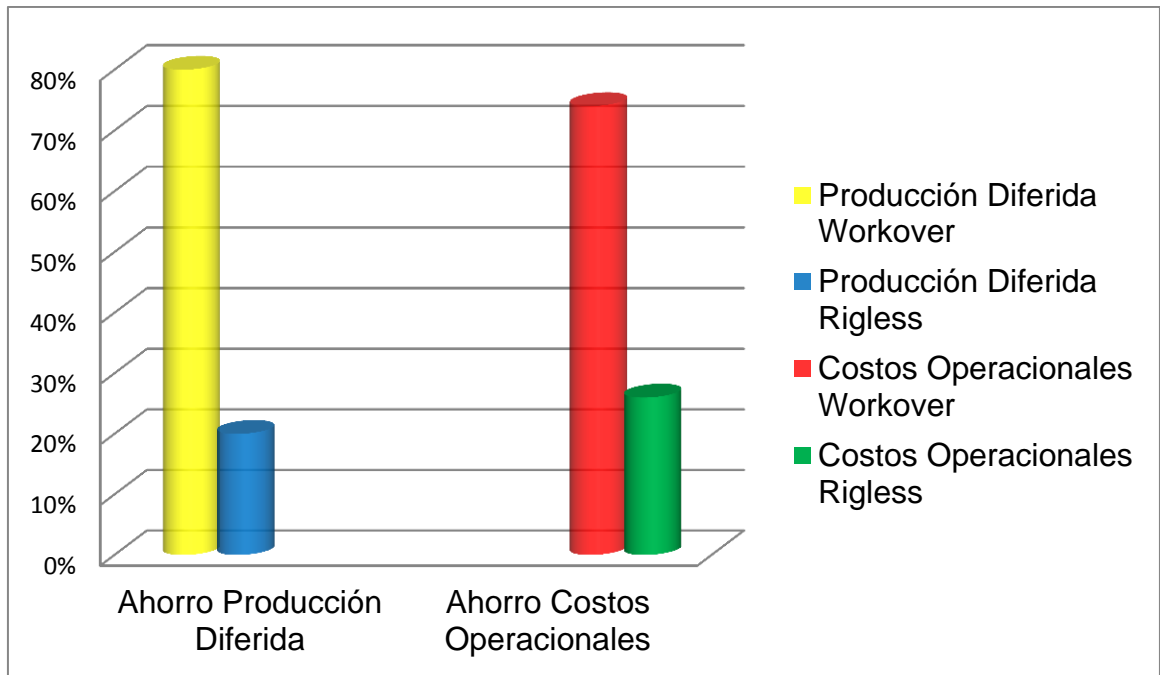
Datos con Equipo Workover	Datos con Tecnología Rigless
Tiempo de referencia: 1 Día.	Tiempo de referencia: 1 Día.
Costo de operación: 39,544 Dólares	Costo de operación: 15,387.60 Dólares
Producción Diaria: 37 Barriles	Producción Diaria: 37 Barriles

Los cálculos para la producción diferida se lleva a cabo mediante la diferencia entre los costos operacionales de registros con Rig convencional y Rigless multiplicados por los días de trabajo, posteriormente teniendo la producción diaria del campo 37 Bbld duplicamos su valor para obtener el producido del campo

mientras no estuvo en operación y por el precio operativo de producción US\$16 por Barril.

6.2.4 Análisis y discusión de los resultados. La figura 51. Muestra el resultado de la producción diferida de workover y Rigless la cual equivale al 80% y 20% respectivamente; estos porcentajes representan el dinero que se ha dejado de ganar por implementar la operación de cañoneo. Por otra parte se muestra los ahorros en costos operacionales de cañonear donde el Rig convencional está cuantificado por 74% y Rigless 26%.

Figura 51. Resultados Producción Diferida y Ahorro con Tecnología Rigless



El ahorro de producción diferida está representado por un 60% lo que demuestra que la tecnología Rigless se lleva a cabo en menor tiempo, la optimización se da en el Rig up – down, sin embargo se presentaron problemas en el campo santos 159 debido a obstrucciones por yeso (material proveniente de los cañones) lo que

formaba pegas demorando la operación. Como conclusión los costos operacionales son menores para la implementación de Rigless en cañoneo y el ahorro en costos operacionales representa 48% por día lo cual se muestra en el ticket de cañoneo.

6.3 DATOS ESTADÍSTICOS DE TRABAJOS DE REGISTRO Y CAÑONEO EN CAMPO PROVINCIA.

En esta parte del proyecto se presentan dos subsecciones las cuales se obtuvieron en base a los antecedentes y datos históricos del campo Provincia, donde se realiza un análisis económico, lo cual determinara la viabilidad de operación de registro y cañoneo con workover en los años 2011 – 2013 y la viabilidad de Rigless entre los años 2013 – 2015. El fin de plantear estos dos rangos de tiempo es identificar la ventaja económica que representa la estandarización de las operaciones con Rigless e identificar por qué se implementaba Rig convencional antes del 2013. A continuación se hace una reseña histórica del campo Provincia que comprende los rangos especificados:

Históricamente el campo provincia inició explotación comercial en noviembre de 1962; entro a ser operado por Ecopetrol en 2008 bajo la reversión de las concesiones en 1992 y 1993, donde Ecopetrol adelantó una campaña de desarrollo adicional del campo perforando 5 pozos con el fin de producir arenas no drenadas de Mugrosa y Esmeraldas y confirmar el agotamiento de la formación La Paz. En septiembre de 2010 el Ministerio de Minas y Energía otorgó la explotación unificada de los campos Conde, Santos, Suerte y Sabana como un solo campo denominado Provincia.

En Enero de 2011 se inició el desarrollo propuesto para la parte alta de la estructura en la cual 4 pozos atraviesan la secuencia completa de la formación

Lisama y en la actualidad se encuentran en producción de dichas arenas. Esta campaña (13 pozos) inició con la perforación de Suerte-49, Suerte-52ST y Santos 120.

En el año 2013 se continuó con la campaña de perforación de 25 pozos de los cuales 9 atraviesan las arenas productoras de la formación Lisama. De estos 25 pozos solo se perforaron 11 pozos en la vigencia del 2013.

Para el año 2014 se continua la campaña de perforación iniciada en el año inmediatamente anterior (14 pozos) y conforme a la viabilidad técnica demostrada en este programa se propone la perforación de 9 pozos adicionales a esta campaña; y perforar 24 pozos en estructura identificada para las arenas de la formación Lisama, en las vigencias del año en curso y 2015.

Actualmente el campo cuenta con 115 pozos activos, de los cuales uno está equipado con sistema de levantamiento por bombeo mecánico y el resto con *gas lift*, los cuales son óptimos para la implementación de la tecnología Rigless por su tipo de sistema de levantamiento, la producción diaria es de 4.2 KBPPD.

6.3.1 Datos Estadísticos de Registro y Cañoneo del 2011 al 2013 en el Campo Provincia. En la tabla 12. Se presentan algunos datos estadísticos de registro y cañoneo en los años 2011-2013, como: equipo empleado para la operación con su respectivo número de intervenciones llevadas a cabo en 35 pozos perforados en estos años; tiempo promedio que duran los equipos en pozo (Rig Up-Down); costo promedio por día de operación tanto para Rig convencional (workover) como para Rigless (Wireline) con el fin de calcular los costos totales por día para mostrar el porqué de la implementación de workover en estos años.

.Tabla 12. Datos Estadísticos 2011-2013 en campo Provincia

TIPO DE OPERACIÓN EQUIPO	REGISTRO		CAÑONEO	
	Workover	Rigless	Workover	Rigless
No. de Intervenciones	31	4	27	8
Tiempo Promedio de Equipo en Pozo (día)	10.7	1	12.5	3.1
Costo Promedio de Operaciones (US\$D)	31,453	26835	41635	16537
Costo Total de Operaciones (US\$D)	975,043	107,340	1`124,145	132,280

6.3.2 Datos Estadísticos de Registro y Cañoneo del 2013 al 2015 en el Campo Provincia. La tabla 13 presenta los mismos parámetros de la tabla anterior donde se calcula el costo total por día de operaciones de registro y cañoneo las cuales reflejan el aumento de la implementación de la tecnología Rigless en el campo Provincia en los dos últimos años (2013 -2015 hasta la fecha).

Tabla 13. Datos Estadísticos 2013-2015 en Campo Provincia

TIPO DE OPERACIÓN EQUIPO	REGISTRO		CAÑONEO	
	Workover	Rigless	Workover	Rigless
No. de Intervenciones	36	12	13	35
Tiempo Promedio de Equipo en Pozo (día)	9.3	0.8	10.9	2.9
Costo Promedio de Operaciones (US\$D)	29,623	24,643	39,765	17,368
Costo Total de Operaciones (US\$D)	1`066.428	295.719	516.945	607.880

6.3.3 Resultado de la Evaluación

Tabla 14. Análisis Comparativo de Rigless y Workover

	COSTOS TECNOLOGÍA RIGLESS	COSTOS EQUIPO WORKOVER
REGISTROS	<p><u>ITEMS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cargo por servicio US\$ 5,000 - Movilización US\$ 4,760 - Operación de limpieza de Revestimiento US\$ 7,117 - Corrida de Registro US\$ 8,737 	<p><u>ITEMS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Alquiler de equipo US\$ 149,296 - Servicio de Registros Eléctricos - Servicio de Fluidos de completamiento US\$ 4,305 - Servicios Profesionales de Supervisión US\$ 10,591 - Servicio de Transporte de Tubería - Servicio de limpieza de revestimiento US\$17,941
	<p><u>TIEMPO DE OPERACIÓN:</u></p> <p>0.8 día. Por un valor de US\$25,675</p>	<p><u>TIEMPO DE OPERACIÓN:</u></p> <p>3 Días. Por un valor de US\$225,737</p>
	<p><u>MAYOR APOORTE ECONÓMICO:</u></p> <p>El principal aporte al costo global lo genera la toma de registros con US\$ 8,737 (0,80 US\$/ft).</p>	<p><u>MAYOR APOORTE ECONÓMICO:</u></p> <p>El principal aporte al costo global lo genera el alquiler del equipo workover con US\$ 149,296 y en un segundo lugar los servicios de registros con US\$ 32,840</p>
	<p><u>COSTO DEL PERSONAL:</u></p> <p>El personal incluye la movilización de las unidades de registro por un valor de US\$ 4760.</p>	<p><u>COSTO DEL PERSONAL:</u></p> <p>El servicio profesional de supervisión tiene un costo de US\$ 10,591 sin incluir movilización de equipo</p>

CONTINUACIÓN.

	COSTOS TECNOLOGÍA RIGLESS	COSTOS EQUIPO WORKOVER
CAÑONEO	<p><u>ITEMS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Cargo por servicio US\$ 5,000 - Movilización US\$ 6,405 - Operación de limpieza de Revestimiento US\$ 7,200 - Instalación y Servicio de Registros US\$ 27,100 - Servicio de Cañoneo US\$ 72,783 	<p><u>ITEMS:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Alquiler de equipo US\$ 149,296 - Servicio de Registros Eléctricos - Servicio de Fluidos de completamiento US\$ 4,305 - Servicios Profesionales de Supervisión US\$ 10,591 - Servicio de Transporte de Tubería y fluido US\$2,792 - Servicio de limpieza de revestimiento US\$17,941 - Cañoneo TCP US\$ 101,463
	<p><u>TIEMPO DE OPERACIÓN:</u></p> <p>3 Días. Por un valor de US\$138,488</p>	<p><u>TIEMPO DE OPERACIÓN:</u></p> <p>9 Días. Por un valor de US\$316,352</p>
	<p><u>MAYOR APORTE ECONÓMICO:</u></p> <p>El principal aporte al costo global lo genera el cañoneo con sistema PowerSpiral Gun (US \$ 72,863)</p>	<p><u>MAYOR APORTE ECONÓMICO:</u></p> <p>El principal aporte al costo global lo genera el alquiler del equipo workover (US\$ 149,296)</p>
	<p><u>COSTO DEL PERSONAL:</u></p> <p>El personal incluye la movilización de las unidades de registro por un valor de US\$ 4760.</p>	<p><u>COSTO DEL PERSONAL:</u></p> <p>El servicio profesional de supervisión tiene un costo de US\$ 10,591 sin incluir movilización de equipo</p>

- En la tabla 14 se muestra un análisis comparativo teniendo en cuenta 4 parámetros: Items del ticket que incrementan los costos, Tiempo de Operación, Items con mayor aporte económico a la operación y el costo del personal empleado para la operación.
- Los registros con Rigless resulta más favorable que los llevados a cabo con equipo Rig convencional, debido a su disminución de tiempo de operación, aunque es útil realizar los con workover debido a que ya se tiene el equipo en pozo por la perforación.
- Como se evidencia, el costo de las operaciones con workover tienen mayor costo que las operaciones con la tecnología Rigless, sin embargo cabe aclarar que un equipo de Rig convencional se lleva a la locación para realiza otros trabajos respaldando su valor en campo.
- La campaña realizada para los pozos perforados en los dos últimos años (2013-2015) se ven identificados por la estandarización de las operaciones de cañoneo con Rigless y la viabilidad económica de estas operaciones hasta la fecha.

7. CONCLUSIONES

- El campo Provincia ha demostrado plenamente que la tecnología Rigless es una de las mejores inversiones que se pueden hacer a la hora de realizar un trabajo de registros y cañoneo, debido a su alta optimización de tiempo y menor costo asociado.
- Rig convencional presenta ventaja ya que puede efectuar múltiples operaciones, así mismo con la desventaja que si las condiciones de yacimiento no permite implementar Rigless, está en la obligación de usar Workover, teniendo en cuenta que el pozo debe contar con buena producción de lo contrario las ganancias serian mínimas y los tiempos de repago extensos.
- La tecnología Rigless presenta excelentes resultados con su implementación, gracias a sus bajos costos e igualmente en tiempos cortos de trabajo comparado con Rig convencional.
- la implementación de tecnología Rigless con wireline ha demostrado que aun con precios relativamente bajos y producción incremental elevada, los rendimientos futuros esperados de dicha inversión para la empresa son asequibles, teniendo en cuenta que los tiempos de recuperación de la inversión en operaciones Rigless son menores comparados con Rig convencional.
- En el último periodo se decide estandarizar Rigless para operaciones de registro y cañoneo lo que permitió una reducción en los costos totales llevados a cabo en años anteriores teniendo en cuenta que el número de intervenciones aumento con Rigless a un menor precio mostrando así su viabilidad económica

8. RECOMENDACIONES

- Este documento presenta parámetros operacionales, técnicos y financieros realizados al campo Provincia, los cuales pueden utilizarse como guía para una posible aplicación en los diferentes campos del país.
- Este proyecto se realizó a partir de operaciones de cañoneo y registros, sin embargo debe aclararse que la tecnología Rigless con Wireline presenta más campos de aplicación, se recomienda extender su aplicación en otras operaciones por medio de estudios académicos que ayuden a ampliar y estructurar su campo de acción, con el fin de brindar una guía de manejo óptimo, seguro y económico a empresas operadoras y de servicios.
- El actual inconveniente que presenta cañoneo con Rigless en campo Provincia es un problema de pega con Power Spiral, este se origina debido a que el cañón está compuesto por una regleta que adhiere a los explosivos con material de yeso, al momento del disparo quedan fragmentos de yeso en suspensión que tienen a ser arrastrados a la tubería, mientras hace el recorrido por la tubería tiende a compactarse de tal manera que en el momento de la corrida el yeso está atrapando los cañones, presentando así problemas de pegas. Por tal motivo se recomienda usar un dispositivo de posicionamiento magnético, esto con el fin de evitar deformaciones excesivas de los flejes después del cañoneo; también tener restricciones con velocidades no superiores a 1000 ft/hr; realizar corrida con herramienta de SlickLine cada 4 corridas para así asegurar de que todos los desechos dentro del tubing se vayan al fondo; finalmente disparar con poco diferencial de presión, para evitar levantamiento excesivo de los cañones y los residuos.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA GONZÁLEZ, Luis José. Manejo de la información del software corporativo DFW para identificar y analizar los problemas de operación en el campo provincia Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2005.

American Petroleum Institute. Wireline Operations and Procedures. Third edition 1994.

BARAJAS MARTÍNEZ, Ericcksson. Análisis técnico económico de alternativas de configuración de red que permitan cambiar el diseño en el sistema de inyección de gas lift en el campo provincia, Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Especialización de producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2013.

BENCHMARK, Wireline Products. Operating Manual.

Cherif Hellal, Sonatrach; Yasmine Nassim, Schlumberger; and Ali M. Bakici, SPE, Schlumberger. Rigless Exploration Well Testing Experience in Algeria. Marrakech, Morocco, 12–14 March 2008.

G. Schnaidler, Total S.A., M. Naegel, Total S.A., D. Marozzini, SPE, BJ Services, F. Liberatore, BJ Services, M. Valdivia, BJ Services. Rigless Abrasive Perforating and Fracturing in Horizontal Tight Gas Wells. Florence, Italy, 19–22 September 2010.

Gerencia magdalena medio superintendencia de operaciones de mares, departamento de ingeniería y confiabilidad de mares de Ecopetrol S.A. FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Registro y cañoneo de pozos productores. Campo Provincia.

Gerencia Magdalena Medio Superintendencia de Operaciones de Mares, Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares De Ecopetrol S.A. FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Procedimientos operacionales. Campo Provincia.

Gerencia Magdalena Medio Superintendencia de Operaciones de Mares, Departamento de Ingeniería y Confiabilidad de Mares de Ecopetrol S.A. FERREIRA BALLESTEROS, Uriel Fernando. Tickets registros y cañoneo. Campo Provincia

GIL GODOY, Brayam Leonardo y MOLINA ANAVE Luis Carlos. Evaluación técnica y financiera de las operaciones rigless con wireline de registro y cañoneo en el campo casaba de Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2013.

Jack Blann, SPE, and Laurie .Jacobson, * SPE, Exxon Production Research Co., and Christian Faber, SPE, Esso Colombiana Ltd. Production Optimization in the Provincia Field, Colombia. SPE Production Engineering, February 1989.

Oliver Willis, Phillip Bosworth, Wel Ops (UK) Ltd – Helix Energy Solution Group. Rigless Intervention Case Studies, UK and Africa. Houston, TX U.S.A., 6-9 May 2003.

RINCÓN, Rocio del pilar y PAEZ, William. Optimización de la producción del campo provincia (pozos santos, conde, suerte y sabana), como resultado del análisis nodal pozo a pozo y la revisión del sistema de levantamiento artificial actualmente utilizado. Trabajo de grado Especialización de producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2011.

SANCHEZ, Andrea y GALINDO, Marcela. Selección de pozos para operaciones de workover mediante análisis avanzados de producción en el campo provincia. Trabajo de grado Ingeniero de petróleo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2011.

Sandeep Khurana, Granherne Inc.; Brad DeWalt, Granherne Inc.; and Colin Headworth, Subsea 7 Inc. Well Intervention Using Rigless Techniques. Houston, TX U.S.A., 5-8 May 2003.

TAPIE, Alfonso y ZAMORA, Sandy. Estudio de factibilidad para la implementación de la tecnología de sólidos expansibles en tubería de revestimiento y tubería de producción en pozos candidatos en el área Auca. Tesis de grado. Escuela politécnica nacional. Quito. 2014.

Wireline Pressure Control Equipment & Tool String Product Catalog Wireline pressure toolstring.