

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

**BRAYAM LEONARDO GIL GODOY
LUIS CARLOS MOLINA ANAVE**



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

2013

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

**BRAYAM LEONARDO GIL GODOY
LUIS CARLOS MOLINA ANAVE**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

Ing. OSCAR VANEGAS ANGARITA

Co-Director:

Ing. GERLEIN MAURICIO LOPEZ ROPERO

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

2013

DEDICATORIA

A Dios principalmente, nuestro dador de vida, fuerza y sabiduría.

A Luis Eduardo Gil y Melania Godoy, mis padres, a quienes debo lo que soy como persona, y que con infinita esperanza y fe, siempre me dieron todo lo necesario para sacar adelante mi carrera.

A mis hermanos pues son parte fundamental en mi vida y con quienes he compartido los mejores momentos de ésta.

A toda mi familia, tíos, primos, que siempre estuvieron pendientes y apoyándome y en especial a mi nonita con quien viví la mejor infancia adolescencia.

A todos mis amigos y compañeros con quienes compartí durante todo el tiempo de formación por las vivencias y buenos momentos además de ayudarme cada día a crecer personal y profesionalmente.

BRAYAM LEONARDO GIL GODOY

DEDICATORIA

Dedico este proyecto como último requisito de grado a papa Dios todo poderoso, creador nuestro, por ser mi amigo incondicional y confidente, quien siempre ha guiado mis pasos por el sendero del éxito, bendiciéndome cada día y dándome la oportunidad de vivir, porque siempre ha estado cuando más lo he necesitado y en los momentos en que la esperanza se desvanece está ahí para pintarnos la vida de color y enseñarnos una lección.

A mi abuelo Gonzalo y doña Leo por brindarme su mano en mi infancia cuando más los necesite, ustedes plasmaron mis bases de valores y virtudes humanas siendo el propósito convertirme en un gran hombre, gracias porque aún siguen estando ahí cuando los he necesitado.

A mi tía Lida ejemplo de transparencia y valores humanos, por haber sabido escoger a un gran hombre, esposo, padre e hijo como lo es Carlos quien ha sido mi mentor y guía desde mi adolescencia, por ayudarme económica y académicamente de una manera incondicional, por sus consejos y enseñanzas, gracias a él escogí ingeniería de petróleos como carrera, toda la vida estaré infinitamente agradecido.

A doña Carmelina y don Rafael por haberme brindado su hospitalidad durante estos años, por acogerme como un hijo más.

A mi madre que en el cielo se encuentra y que desde allá nos cuida, a mis hermanos, tíos y toda la familia.

A todos mis amigos, de infancia, colegio, y conocidos de la familia.

A mis amigos de universidad quienes fueron mi familia en esta ciudad con los cuales compartí momentos muy especiales.

Y como final a todas aquellas personas que de una u otra manera han hecho parte de mi vida.

Luis Carlos Molina Anave

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Mauricio López quien fue parte fundamental en el desarrollo del proyecto como Co Director, no solo por toda su ayuda profesional sino espiritual que nos enriqueció más como personas.

Al Ingeniero Oscar Vanegas Director del proyecto por toda su colaboración y disposición en la realización del proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniera de Petróleos y todos los profesores por la formación como profesional e integral.

A todos mis compañeros durante la práctica (INGENIEROS: Carlos, Alexander, Mao, Eliza, Rosita, Carlangas, Zarith y Lucy) de la oficina HSE y a los ingenieros de la CSR por su gran colaboración en mi formación profesional. **BRAYAM L GIL**

A los ingenieros Herney Delgado y Fernando Rincón quienes ayudaron de manera desinteresada en trámites necesarios para presentar el libro así como sus sugerencias generales.

A todos nuestros amigos y compañeros quienes con sus comentarios, bromas y opiniones nos dieron fuerza para alcanzar esta meta.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	22
1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN	22
1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO	23
1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	25
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS	29
2. DESCRIPCION EQUIPO WIRELINE	31
2.1 INTRODUCCION	31
2.2 EQUIPO EN SUPERFICIE	32
2.2.1 Guaya	33
2.2.2 Dispositivos de medición	33
2.2.3 Indicadores de peso	25
2.2.4 Sistema de carretes	26
2.2.5 Bloques de suelo o poleas	36
2.2.6 Caja empaquetadora	37
2.2.7 Lubricadores	38
2.2.8 Uniones Simples	39
2.3 SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO	39
2.3.1 Wireline socket	40
2.3.2 Conector de línea trenzada	40
2.3.3 Wireline stem (Barras de peso)	41
2.3.4 Knuckle Joint (Uniones móviles)	42
2.3.5 Martillos hidráulicos de wireline (Wireline Jars)	43
2.4 HERRAMIENTAS DE ACONDICIONAMIENTO DE TUBERÍA	46
2.4.1 Medidor de tubería	46
2.4.2 Raspador de parafina	47

2.4.3	Ensanchadores de tubería	47
2.4.4	Liberador de presión hidrostática	48
2.4.5	Limadores de tubería	48
2.4.6	Caja ciega	49
2.4.7	Bloque de Impresión	49
2.4.8	Broca de estrella	49
2.4.9	Herramientas de localización	49
2.4.10	Desarenadores	50
2.4.11	Sujetador de Wireline	50
2.4.12	Recuperador de Wireline	51
2.4.13	Herramientas magnéticas de pesca	51
2.4.14	Herramientas de pull de no liberación	52
2.4.15	Herramientas de pull de liberación	52
2.4.16	Herramienta de kickover	52
2.4.17	Barra de corte	52
2.4.18	Go-Devil	52
2.4.19	Cortador de Wireline	53
2.4.20	Cortador lateral	53
2.4.21	Herramienta de desplazamiento o posicionamiento	54
2.4.22	Calibrador de tubería y casing	54
2.4.23	Medidor de presión de fondo (Bomba)	54
2.4.24	Sujetador tipo caimán	55
2.4.25	Perforador de tubería	55
2.4.26	Extractor choke	55
3.	DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES	57
3.1	WIRELINE: ARMADO (RIG UP), PRUEBAS DE PRESIÓN, DESARMADO (RIG DOWN)	57
3.1.1	Procedimiento operacional	58
3.2	REGISTROS (CASED HOLE)	60
3.2.1	Registro CBL-VDL	60
3.2.2	Registro Usit	63

3.2.3 Registro CCL-GR	67
3.2.4 Registro Gamma Ray	70
3.3 TOMA DE REGISTROS RIGLESS	72
3.3.1 Consideraciones de cada registro	73
3.3.2 Equipo requerido para la operación	74
3.4 CAÑONEO	76
3.4.1 Generalidades	76
3.4.2 Explosivos	77
3.4.3 Cargas moldeadas	79
3.4.4 Cañones	79
3.4.5 Cordón detonante	83
3.4.6 Cañoneo rigless	84
4. OPERACIONES RIGLESS DE CAÑONEO Y REGISTROS DESARROLLADAS EN EL CAMPO CASABE	90
4.1 REGISTROS RIGLESS CON WIRELINE	90
4.1.1 Programa operacional	93
4.2 CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE	95
4.2.1 Antecedentes	95
4.2.2 Justificación Técnica	95
4.2.3 Procedimiento operacional	97
4.3 CONCLUSIONES DE LAS OPERACIONES	100
5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS OPERACIONES	101
5.1 ASPECTOS OPERACIONALES	101
5.1.1 Movilización de equipo Wireline	101
5.1.2 Movilización Rig convencional	102
5.2 REGISTROS	103
5.2.1 Consideraciones	103
5.2.2 Procedimiento operacional	103
5.3 CAÑONEO	104
5.3.1 Aspectos pre-operacionales	104
5.3.2 Cañoneo con unidad Wireline	106

5.3.3 Cañoneo con Rig convencional	110
5.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE PARAMETROS OPERACIONALES	112
5.4.1 Costos	112
5.4.2 Tiempo aproximado de duración de la operación	113
5.4.3 Potencial del pozo	113
5.4.4 Disponibilidad de equipo	114
5.4.5 Estado de locaciones y vías de acceso	114
6. EVALUACION FINANCIERA	116
6.1 CRITERIOS DE EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS	116
6.1.1 Valor presente neto (VPN)	116
6.1.2 Valor anual neto (VAN) y costo anual (CAE)	117
6.1.3 Relación beneficio - costo (RB/C)	118
6.1.4 Periodo de restitución (PR)	120
6.1.5 Tasa interna de rentabilidad (TIR)	120
6.1.6 Tasa verdadera de rentabilidad (TVR)	121
6.2 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	121
6.2.1 Estructura de los flujos de caja	122
6.3 EVALUACION FINANCIERA PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE	128
6.3.1 Descripción de los costos de la operación de cañoneo rigless	128
6.3.2 Hipótesis base para la evaluación financiera	129
6.3.3 Resultados de la evaluación financiera en la operación de cañoneo	133
6.4 EVALUACION ECONOMICA EN OPERACIONES DE TOMA DE REGISTROS	136
6.4.1 Resultados de la evaluación en la toma de registros	138
7. CONCLUSIONES	139
8. RECOMENDACIONES	140
BIBLIOGRAFÍA	141

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Campo Casabe	22
Figura 2. División por bloque del Campo Casabe	24
Figura 3. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	27
Figura 4. Equipo en superficie Wireline	32
Figura 5. Diferentes dispositivos de medición de profundidad	34
Figura 6. Indicador de peso hidraulico.	35
Figura 7-8. Varios sistemas transporte de carrete de guaya electrica (En camion y en remolque)	36
Figura 9. Polea con gancho	36
Figura 10. Caja empaquetadora	37
Figura 11. Lubricador de cable (wireline) con uniones.	39
Figura 12. Dos tipos de uniones simples	39
Figura 13. Wireline socket	40
Figura 14. Conector de línea trenzada tipo clamp	41
Figura 15. Wireline stem o barras de peso.	42
Figura16. Knuckle Joint (Uniones móviles)	43
Figura 17a. Martillo tubular	46
Figura 17b. Martillos móviles	46
Figura 18. Martillo explosivo	46
Figura 19. Medidor de tubería / Cortador de parafina	47
Figura 20. Raspador de parafina convencional	47
Figura 21. Ensanchador de tubería	47
Figura 22. Liberador de presión	48
Figura 23. Limadores de tubería	48
Figura 24. Caja ciega	49

Figura 25. Bloque de impresión	49
Figura 26. Localizador de final de tubería	50
Figura 27. Desarenador tipo bomba	50
Figura 28. Sujetador de wireline	51
Figura 29. Recuperador de wireline	51
Figura 30. Herramienta magnética de pesca	51
Figura 31. Tubo Go-Devil	53
Figura 32. Cortador wireline	53
Figura 33. Cortador lateral	54
Figura 34. Herramienta de desplazamiento	54
Figura 35. Principio de medición CBL-VDL	62
Figura 36. Sonda de registro CBL-VDL	63
Figura 37. Principio de funcionamiento del registro USI.	65
Figura 38. Sonda de registro Usit	67
Figura 39. Principio de medición del CCL	69
Figura 40. Sonda de registro CCL	69
Figura 41. Sonda de registro Gamma Ray.	71
Figura 42. Montaje de equipo toma de registros rigless	75
Figura 43. Etapas de un proceso de cañoneo	76
Figura 44. Carga moldeada	79
Figura 45. Componentes de un cañón	80
Figura 46. Cañones tipo Casing gun	81
Figura 47. Cañones tipo TTG	82
Figura 48. Cañón bajado con tubería	83
Figura 49. Correlación con el registro CCL para detonación.	87
Figura 50. Montaje de equipo cañoneo Rigless	89
Figura 51. Datos generales del pozo B3	94
Figura 52. Diagrama mecánico propuesto Pozo B3	99
Figura 53. Flujo de caja neto para la producción incremental promedio mensual después de la operación de cañoneo.	129

Figura 54. Tendencias de declinación de la producción antes y después de la operación de cañoneo.

130

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo.	29
Tabla 2. Propiedades de los fluidos del campo	30
Tabla 3. Clasificación de los explosivos según su velocidad de ignición	78
Tabla 4. Información general del pozo	96
Tabla 5. Revestimiento de superficie	97
Tabla 6 Revestimiento de producción	97
Tabla 7 intervalos propuestos a cañonear según programa	98
Tabla 8. Preparación del pozo para operaciones de cañoneo	107
Tabla 9. Ingresos y egresos para el año de post cañoneo y producción de ambas etapas.	131
Tabla 10 Flujo de caja proyecto en términos constantes para la etapa post cañoneo con especificaciones de las operaciones.	132
Tabla 11. Datos de costos de movilización asociados a la operación de cañoneo rigless y RIG convencional para el pozo B1 Y B2 respectivamente del campo Casabe.	134
Tabla 12 Datos estadísticos de cañoneos rigless y rig convencional en el campo Casabe.	135
Tabla 13 Datos estadísticos de registros de Julio 2011 a Junio 2012 en el campo Casabe.	136
Tabla 14. Datos estadísticos de costos promedios por operación y totales de Julio 2011 a Junio 2012 en el campo Casabe.	137
Tabla 15 Datos de intervenciones y costos asociados a la operación de toma de registros para el pozo B1 con Rigless y el pozo B2 con Rig convencional.	137

RESUMEN

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

AUTORES: BRAYAM LEONARDO GIL GODOY
LUIS CARLOS MOLINA ANAVE**

PALABRAS CLAVES: Wireline, Aplicación, Completamiento, Rigless, ventajas, desventajas, rentabilidad

DESCRIPCIÓN:

Las operaciones rigless como una tecnología de completamiento de pozos, ha ido avanzando de una manera lenta en cuanto a su aplicación en la toma de registros y cañoneos dentro de la industria de los hidrocarburos. Debido a que no se ha implementado de una forma generalizada sino por falta de equipos rig convencionales no se ha podido evidenciar el rango total de aplicaciones y su eficiencia.

Este trabajo tiene como objetivo brindar y dejar un precedente técnico documentado en forma general con un caso aplicado al campo Casabe en operaciones de toma de registros y cañoneos las cuales fueron planteadas inicialmente.

Esta documentación de las operaciones rigless en toma de registros y cañoneo realizadas en el campo Casabe, permiten establecer un paralelo con el equipo rig convencional, evidenciando las ventajas y desventajas técnicas de la aplicación, un análisis detallado de los procedimientos establecidos en ambas operaciones, tanto para un equipo rig convencional, como para las unidades rigless.

Por último, una evaluación financiera muestra la rentabilidad de los proyectos llevados a cabo con dicha tecnología, enseñando además ventajas y desventajas financieras, lo cual es un factor muy importante en todos los proyectos encaminados a la optimización de este tipo de trabajos y a la producción.

Es importante que este estudio a través de varios análisis específicos, pueda ser punto de partida tanto, para empresas operadoras como de servicio en la industria de los hidrocarburos, incluyendo esta técnica de forma masiva y estandarizada en todos los proyectos operativos que puedan ser aplicados en cualquier campo Colombiano.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing Oscar Vanegas Angarita. Codirector Ing. Gerlein Mauricio López Roperó

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF WIRELINE RIGLESS OPERATIONS WELL LOGGING AND WELLPERFORATING IN THE CASABE FIELD ECOPETROL S.A.*

AUTHORS: BRAYAM LEONARDO GIL GODOY
LUIS CARLOS MOLINA ANAVE**

KEY WORDS: Wireline, Application, Completion, Rigless, advantages, disadvantages, Profitability

DESCRIPTION:

The rigless operation as a well completion technique has progressed slowly, relating to its application in well logging and perforating in hydrocarbon industry scopes. Because it has not been widely implemented just for the lack of conventional rigs, it hasn't been difficult to demonstrate the efficiency in the rank of total applications.

This paper, has as an objective provide and establish a technical precedent documented in a general way and with an applied example in the Casabe field y well logging and perforating operations, both were set initially in the paper.

This documentation of well logging and perforating rigless operations in Colombia allow us established a parallel with conventional rigs in the same operations, and in which we can find the technical vantages and disadvantages of its application, a detailed analysis of the established procedures in both operations rigless wireline and conventional rig.

Finally, a financial evaluation shows the profitability of the projects performed with the rigless technique, also financial advantages and disadvantages, a very important factor in every project aimed to optimize production and this kind of works.

It is very important that this paper through several specific analysis, can be initial point to both, operator and services companies in hydrocarbon industries, including this technique in a massive and standardized way en every operative project that can be applied in any Colombian field.

* Thesis

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Dierecor Ing Oscar Vanegas Angarita Codirector Ing Gerlein Mauricio Lopez Ropero

INTRODUCCION

Debido a la gran demanda de petróleo, las compañías operadoras se han visto obligadas a idear nuevas estrategias para optimizar el tiempo en operaciones de completamiento habituales en pozos nuevos y en desarrollo, esto con el fin de mantener y evitar la caída de la producción nacional. Las unidades de wireline con grúa (rigless) en operaciones de registro y cañoneo han mostrado satisfacer de manera práctica y efectiva dichas intervenciones. Generalmente el uso de un equipo de Workover (Rig convencional) genera un aumento de costos y tiempo, por esta razón se llevara a cabo una evaluación técnica y financiera de las operaciones de completamiento Rigless que se llevan a cabo en el Campo Casabe con el fin de comprobar su viabilidad.

Sin duda, las principales metas de las compañías operadoras están enfocadas en optimizar costos y tiempos de trabajo, es aquí donde la implementación de las operaciones Rigless se convierten en una alternativa rentable para las compañías. Además su espacio en superficie es más reducido frente al convencional, dando así una operación rápida, fácil y cómoda para el equipo de trabajo.

Las operaciones de completamiento Rigless se pueden definir como la intervención a un pozo en la cual no se use un equipo de workover (Rig convencional), estas intervenciones se llevan a cabo con la unidad Wireline y una grúa (dependiendo de la operación). En algunos casos por efecto de disponibilidad y/o parámetros del pozo se realiza en conjunto con el Rig convencional y se denominan operaciones simultáneas (SIMOPS).

Este proyecto, está enfocado en un estudio que sirva como ayuda en los conocimientos de la técnica rigless utilizada en el área de cañoneo y registros de producción, y que permita determinar las mejoras obtenidas en dichas

operaciones a nivel técnico y financiero, las cuales han sido llevadas a cabo en los últimos años.

En primer lugar se describe el campo Casabe y sus generalidades, posteriormente el equipo de wireline con sus principales componentes y herramientas, seguido se lleva a cabo una descripción de las operaciones de cañoneo y registros, en la siguiente etapa se muestran dos ejemplos reales de las operaciones y como etapas finales se realizan la evaluación técnica, donde se analizan las operaciones paso a paso y la evaluación financiera en la cual se revisan los flujos de caja, costos y ganancias generadas.

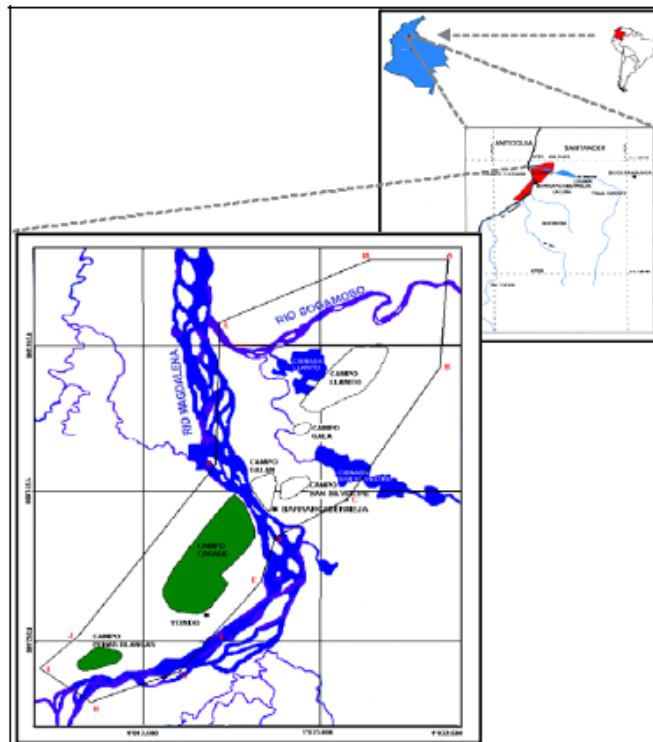
Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como resultado del trabajo y desarrollo del proyecto, se espera sea de gran aporte para evaluar la conveniencia y factibilidad de esta tecnología en diversos y complejos campos productores de hidrocarburos en el país.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

1.1 HISTORIA Y LOCALIZACIÓN

El Campo Casabe es un campo maduro ubicado en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, en el municipio de Yondó (departamento de Antioquia), Colombia.

Figura 1. Localización del Campo Casabe



Fuente: Ecopetrol S.A

Fue descubierto en octubre de 1941 mediante el pozo CSB 1, en las arenas A1, y completado por la compañía Shell de Colombia, pero su explotación comercial se inició hasta junio de 1945, logrando un pleno desarrollo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46,000 BOPD provenientes de 414 pozos. Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época. Los estimados

oficiales de aceite original en sitio son de 1300 Mbls; sin embargo, un estudio realizado en el año 2008 luego de la interpretación de nueva información sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1750 Mbls. En 1977, se iniciaron los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo con algunos pilotos, pero fue hasta el 17 de febrero de 1982, que se aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante la inyección de agua”.

En 1979, la empresa ECOPETROL S.A inició la explotación secundaria del campo, mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en Junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en Diciembre de 1988 (ver figura 2). Para el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores. Este mecanismo permitió incrementar la producción sustancialmente en relación a la declinación que marcaba el campo para la época.

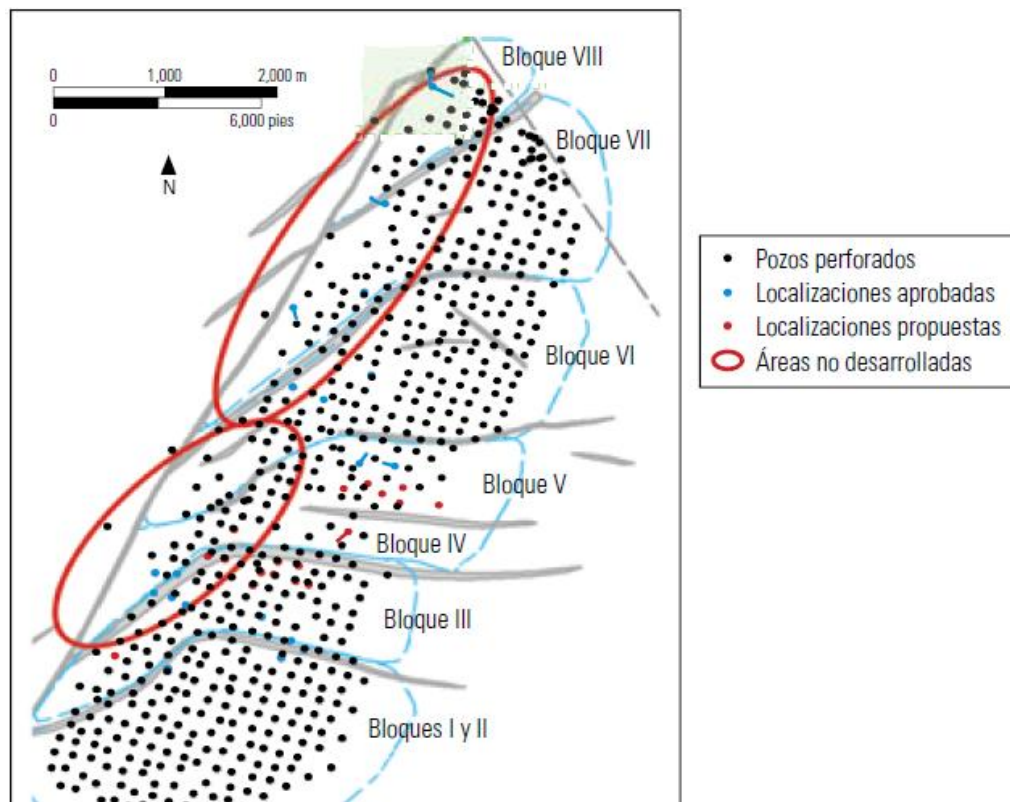
En el año 2004 se firmó la Alianza Tecnológica entre Ecopetrol S.A y Schlumberger con el objetivo de incrementar la producción del campo mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas de gerenciamiento de yacimientos y reducción de costos operativos. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 24000 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BOPD hasta 110000 BWPD.

1.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO

Casabe tiene una estructura anticlinal asimétrica con un buzamiento moderado hacia el Oriente, afectado por un fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleógeno y constituye el sistema de

entrapamiento del Terciario. La distribución de las fallas geológicas identificadas en los registros eléctricos de los pozos, llevó a la división del campo en ocho (8) bloques operativos, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. El Bloque VI, localizado en la parte central del campo es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos realizados. Adicionalmente, se cuenta con los campos Peñas blancas a unos 7 Km y Casabe sur a unos 4Km en dirección sur al campo Casabe, con un desarrollo menos agresivo, pero no menos significativo, actualmente Casabe sur cuenta con varios de los pozos de mayor potencial del activo Casabe. La división por bloques del campo Casabe se muestra en la Figura 2.

Figura 2. División por bloque del Campo Casabe



Fuente: *Oilfield Review* Primavera 2010. Schlumberger

1.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

La estratigrafía del campo Casabe muestra los eventos tectónico-sedimentarios que tuvieron lugar en el proceso de formación de la Cuenca del Valle Medio del Río Magdalena. El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Mega-secuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito conocido como la formación Girón.

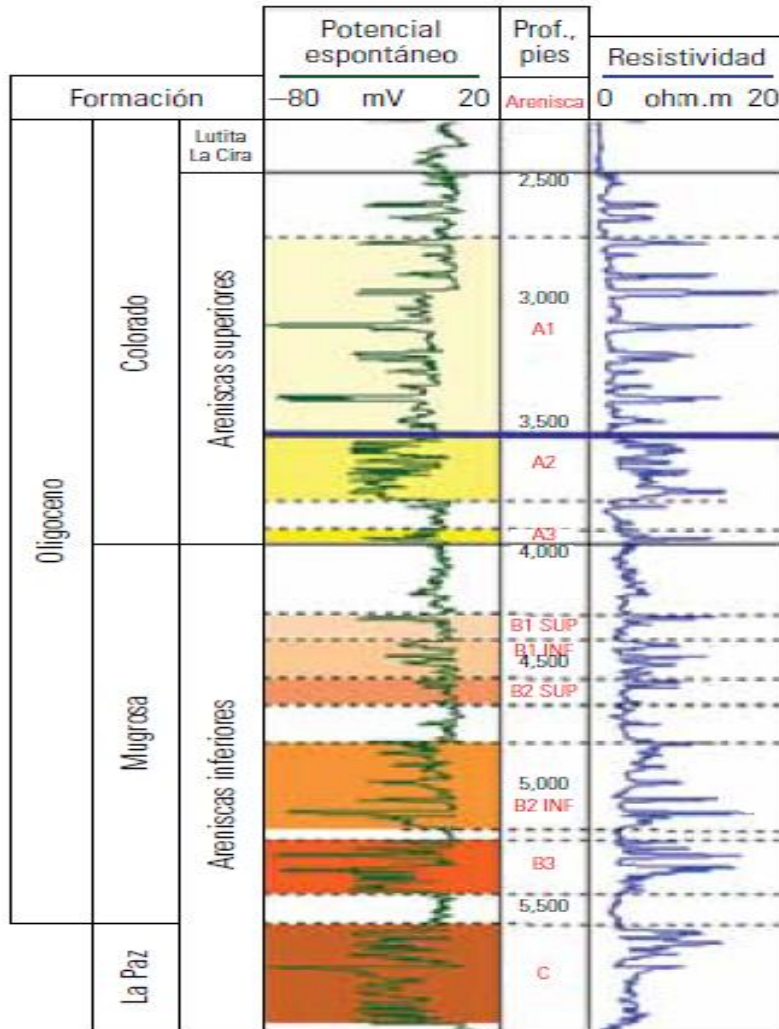
Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca tipo Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias de arena y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea. El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepais, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno A Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzofeldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositadas en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya secuencia está representada por el depósito del grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía. El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno- Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que está constituido el Grupo Mesa.

Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz; estando la formación Mugrosa infrayaciendo a la formación Colorado.

Figura 3. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: *Oilfield Review* Primavera 2010. Schlumberger

Con base en la información de corazones existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, a continuación una breve descripción.

- **FORMACIÓN COLORADO** (Oligoceno medio – Mioceno inferior). Descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y es supra yacente discordantemente por el horizonte fosilífero de La Cira. Consta

predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Presenta un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope.

- **FORMACIÓN MUGROSA** (Oligoceno Inferior a medio). Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzofeldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Las arenas de la Zona B o Arenas Inferiores son de arriba hacia abajo reconocidas como B1, B2 y B3 respectivamente.

La parte superior ha sido denominada estratigráficamente en algunos estudios como arenas A3, haciéndola pertenecer a la base de la Formación Colorado, mientras que en los estudios originales del campo se reconocieron como Arenas B0, correspondiendo al tope de la Formación Mugrosa.

Las arenas B0 o A3, presentan bajo desarrollo de arenas, generalmente de color gris claro, con granulometría gradacional de fino a medio hacia el tope y de medio a grueso hacia la base con intercalaciones de conglomerados y gravas principalmente con granos de cuarzo y fragmentos de chert. Ocasionalmente aparecen epidota y mica como minerales accesorios. Las arcillas se presentan intercaladas en estratos gruesos a muy gruesos, de color gris verde claro, abigarradas, duras y con niveles arenosos hacia la base.

- **FORMACIÓN LA PAZ** (Eoceno Medio -Oligoceno Inferior). Hacia la base del Eoceno medio se encuentra el miembro conocido como “El Toro”, que consiste

de arcillolitas caoliníticas, parcialmente limosas, de coloración gris claro a verde claro, moteadas irregularmente con tonos rojos y violetas, duras, bien consolidadas y con aspecto de tobas. Presentan inclusiones pequeñas de siderita esferular e intercalaciones delgadas de areniscas grises de grano fino. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcóscas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Estas arenas son reconocidas operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en algunas partes del campo y presentan un espesor promedio total de 320 pies.

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDOS

Las propiedades promedias de cada una de las zonas productoras reflejan las características sedimentarias de las formaciones mencionadas anteriormente. Se resumen en las siguientes tablas.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo.

PARÁMETRO	CAMPO CASABE			
	Formación Colorado		Formación Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Área (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad promedio (ft)	2600	2900	3900	4200
Espesor neto	76	78	43	23
Porosidad promedio %	24	24	25	25
Permeabilidad promedio mD	225	225	385	385
Swi %	23	23	23	23
Tipo de crudo	Asfáltenos			
Mecanismo de Producción	Inyección de agua			

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

Tabla 2. Propiedades de los fluidos del campo

PARÁMETRO	CAMPO CASABE	
	Zona A	Zona B
Gravedad API	19	20
Viscosidad (cp) A Pb	43	21
Factor Volumétrico inicial	1.083	1.117
Factor Volumétrico	1.055	1.07
GOR (Scf/Stb)	187	254
Presión de saturación	1350	2200

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

2. DESCRIPCION EQUIPO WIRELINE

2.1 INTRODUCCION

La tecnología wireline ha sido implementada desde casi los inicios de la industria del petróleo y gas y ha mantenido el paso en cuanto a desarrollo debido al surgimiento de nuevas herramientas aplicadas para el completamiento y reacondicionamiento de pozos. Inicialmente se originó por la poca precisión a la hora de obtener la medida de la profundidad de los pozos, las cuales se hacían con cinta marcada con la escala en pies, pero, a medida que aumentaba la profundidad y la presión del pozo las lecturas se hacían más complejas y de menor precisión.

A medida que la industria creció de pozos poco profundos hasta el primer pozo productor perforado fuera de plataforma continental en el golfo de México, la complejidad de las operaciones ha exigido el rápido desarrollo de los servicios con Wireline. Luego se pasó a las operaciones offshore exigiendo aún más el desarrollo de esta tecnología.¹ En estos días la tecnología tiene tal aplicabilidad que es casi que imposible prescindir de los servicios que ésta presta por rapidez, efectividad, eficiencia y costos.

El uso de los términos como wireline, electric line, conductor line, guaya eléctrica, braided line y slick-line, haciéndose intercambiada mente genera cierta confusión debido a que no todos son lo mismo ni hacen referencia a la mismo, los primeros 4 se refieren al cable o guaya eléctrica la cual posee alambres o filamentos conductores² y mediante ella se bajan y accionan herramientas eléctricas con

¹ Wireline Operations and Procedures. American Petroleum Institute third edition 1994.

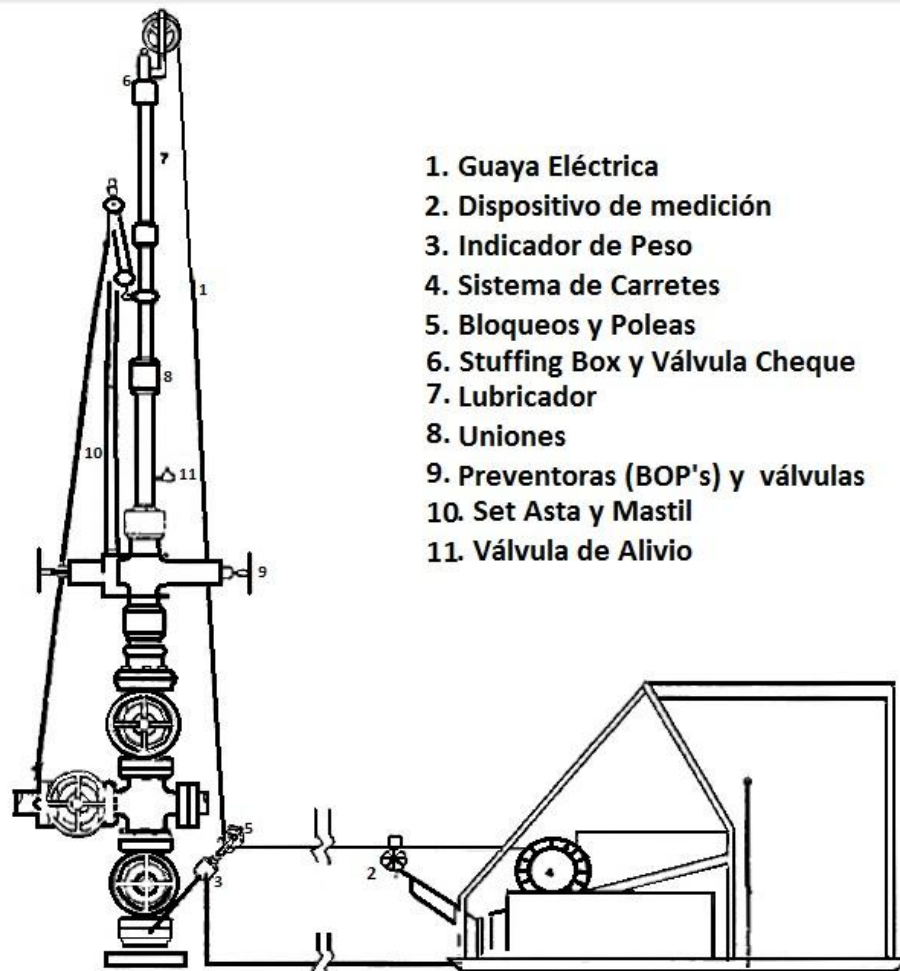
² BP Exploration Colombia Well Operations Manual. Well Interventions Team second edition 2008.

finés de completar o reacondicionar un pozo. Los otros términos se refieren a líneas para bajar equipo o herramientas mecánicas.

2.2 EQUIPO EN SUPERFICIE

En todo trabajo con unidad de Wireline las características del equipo en superficie están dadas en gran proporción por dos factores: la presión del pozo y el tamaño del tubing de producción, para otros casos más particulares, cuando se completan pozos nuevos por ejemplo (cañoneo y registros) solo depende de la presión.

Figura 4. Equipo en superficie Wireline



Fuente. Modificado de Wireline Operations and Procedures. 3ª edición 1994

2.2.1 Guaya. Es un cable de acero trenzado alrededor de un núcleo central. Debido a su alta resistencia a la tensión, buena ductilidad y relativo bajo costo, el acero al carbón mejorado es el material del cual está hecho; este tipo de acero, cuenta con un porcentaje de carbón que oscila entre 0.05 y 0.7, y se cuenta también con el cable de acero al carbón estirado en frío y mejorado el cual soporta aún más tensión, llegando hasta los 230000 a 240000 psi.

Actualmente los diámetros de cable (guaya) que se usan son 0.066, 0.072, 0.082, 0.092 y 0.105 pulgadas, y pueden variar de longitudes entre 10000 y 25000 pies (3048-7720 m). Todas las características de los cables o guaya eléctrica están regidas por norma API 9A (*Specification for wire rope*). En casos donde el cable o guaya eléctrica se encuentre 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.

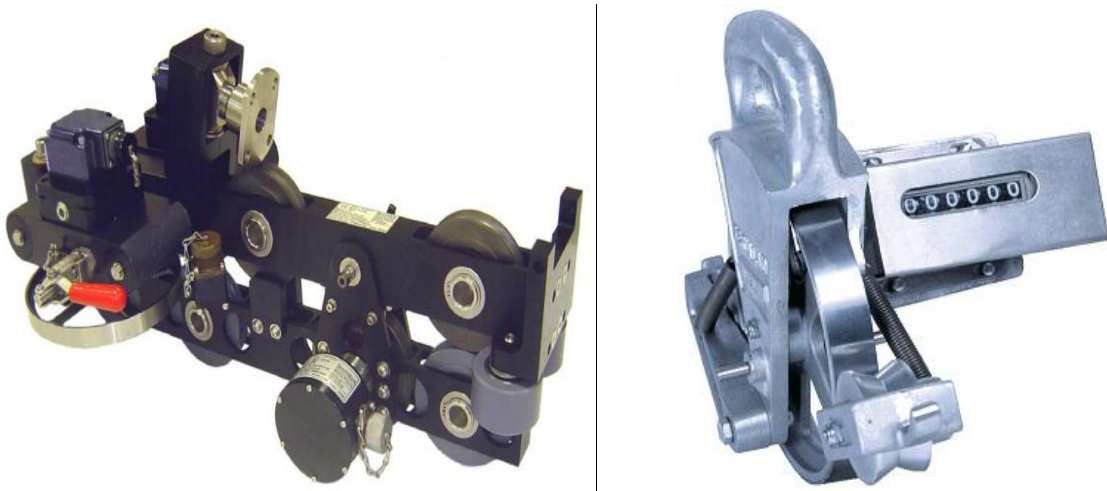
2.2.2 Dispositivos de medición. En toda operación que se esté realizando es crucial conocer la ubicación exacta de la herramienta, en relación ya sea al cabezal de pozo o a cualquier otro punto de referencia que se haya establecido. Saber la ubicación de la herramienta permite que el operador pueda manipular o controlar la velocidad y evitar posibles problemas operacionales que involucren luego un trabajo de pesca.

Un dispositivo de medición que demuestre precisión y que sea de tipo corrugado, es aquel que mantenga la línea de medición libre de cualquier tipo de deslizamiento, lo que pueda conllevar a lecturas poco precisas o erróneas.

El sistema de medición consta principalmente de un conjunto de ruedas que se encargan de contar o medir la cantidad de movimiento de cable desde y hacia el pozo, las 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 deslizamiento³.

Figura 5. Diferentes dispositivos de medición de profundidad



Fuente: BenchMark Wireline Products. Operating manual
<http://kaneinstrumentation.com/depthometers%20mechanical.gif>

2.2.3 Indicadores de peso. Generalmente su uso es más necesario cuando se llevan a cabo operaciones en las que se requiere el uso de la máxima capacidad de carga del equipo (conexiones con martillos hidráulicos). Los hay mecánicos, hidráulicos y electrónicos. En ellos se registran lecturas de la carga total del BHA junto con el cable y son de gran utilidad para detectar una pérdida de alguna herramienta o componente del BHA.

³ BenchMark Wireline Products. Operating Manual.

Figura 6. Indicador de peso hidraulico.



Fuente: <http://kaneinstrumentation.com/wireline%20weight%20indicating%20systems.jpg>

2.2.4 Sistema de carretes. Es el contenedor y trasportador de todo el embalaje de guaya eléctrica, básicamente es un carrete del tamaño suficiente para acomodar la longitud requerida de cable (guaya) para llevar a cabo la operación. 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).

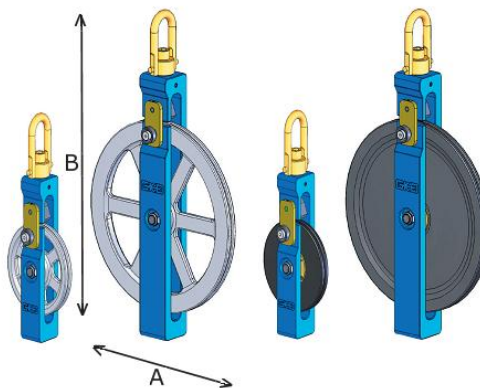
Figura 7-8. Varios sistemas transporte de carrete de guaya electrica (En camion y en remolque)



Fuente: <http://wirelinetruckfab.com/services/combos>

2.2.5 Bloques de suelo o poleas. Cuando el cable es dirigido desde el carrete hasta la caja empaquetadora, las condiciones pueden requerir cambiar la dirección de la línea varias veces. Los bloques de suelo o poleas, son dimensionados específicamente para evitar el exceso de tensión en la flexión, son utilizadas para este propósito. 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 9.

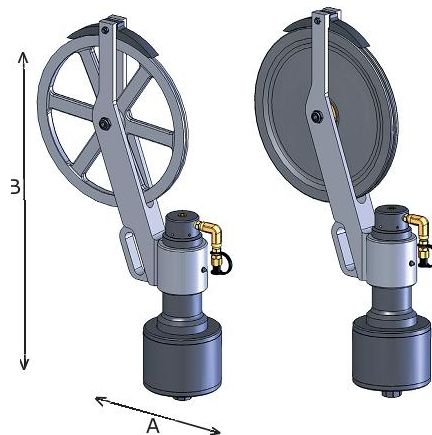
Figura 9. Polea con gancho



Fuente: <http://www.gkdindustries.com/pdfs/stuffingboxhaypulley.pdf>

2.2.6 Caja empaquetadora. Las cajas empaquetadoras de cable (guayas o wireline) son usadas cuando es necesario realizar trabajo desde un pozo bajo presión. La caja empaquetadora consiste en una cámara de empaquetamiento con una tuerca externa ajustable. La tuerca está lo suficientemente tirante para minimizar las fugas resultantes de la presión en la línea. En la mayoría de los casos 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” (no una válvula de cable). El propósito de este preventor es cortar el flujo hacia la caja empaquetadora en el caso que el empaquetamiento se corte o tenga una fuga. Cuando la línea trenzado se utiliza en pozos bajo presión, los múltiples retrasos en la construcción de la línea hacen que sea difícil sellar el pozo. Por esta razón, una caja de relleno fue diseñado con un sello de grasa. La grasa se bombea en la caja empaquetadora bajo presión, formando una barrera contra el flujo de líquidos o gases en la boca de pozo. Esto sella completamente el flujo y lubrica la línea. Las 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 10. Caja empaquetadora

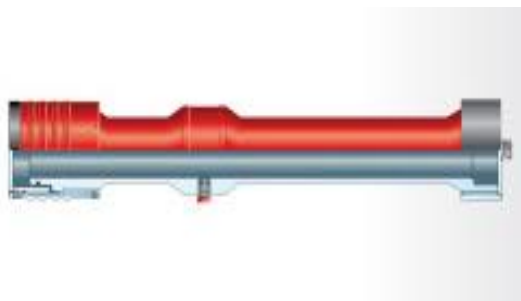


Fuente: <http://www.gkdindustries.com/pdfs/stuffingboxhaypulley.pdf>

2.2.7 Lubricadores. Un lubricador puede ser descrito como una serie de secciones tubulares de la tubería ensamblados juntos con una caja empaquetadora para empacar el cable (guaya o wireline) en la parte superior. Las secciones tubulares son ensambladas en la tierra (o en plataformas) y unidas con uniones simples. El ensamblado completo es luego puesto en posición vertical por encima de la válvula del cable. El tamaño y el largo del tubo ensamblado debe adaptarse a las herramientas de reparación de pozo, 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. El lubricador es generalmente estándar en longitud justo lo suficientemente mayor para manejar la cadena más larga de herramientas entre la válvula del cable y la caja empaquetadora y es fácilmente transportado desde y hacia la locación. Para las operaciones con cable (guaya o wireline) costa afuera, el lubricador debe ser aproximadamente de 20 pies sin los conectores de las uniones; sin embargo, la mayoría de los barcos están equipados con poleas hidráulicas, entonces el largo y peso no es un gran problema. Lubricadores especialmente designados son usados cuando hay situaciones problemáticas, como una exposición a “gas amargo” (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.

Los lubricadores deben ser probados al doble de la presión requerida para uso en cada tipo de trabajo.

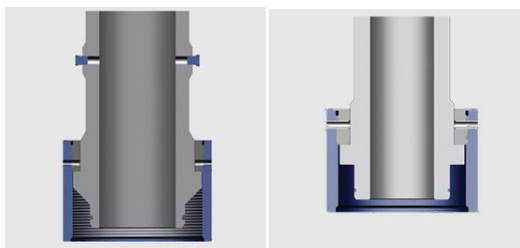
Figura 11. Lubricador de cable (wireline) con uniones.



Fuente: http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/WPCE_Wireline_Pressure_Control/WPCE_Wireline_Lubricator_with_Integral_Unions.aspx

2.2.8 Uniones Simples. Las uniones simples son conexiones rápidas que están atornilladas o soldadas en cada extremo de todas las secciones del lubricador, y están diseñados con un sello tipo o-ring para mantener la presión del pozo. Como medida de seguridad, una de las mitades se desliza dentro de la otra mitad y está asegurada por una tuerca grande que se une a la mitad femenina. No se debe desconectar mientras haya presión en el lubricador.

Figura 12. Dos tipos de uniones simples



Fuente: <http://www.hunting-intl.com/well-intervention/pressure-control-equipment/quick-union-reference-tables>

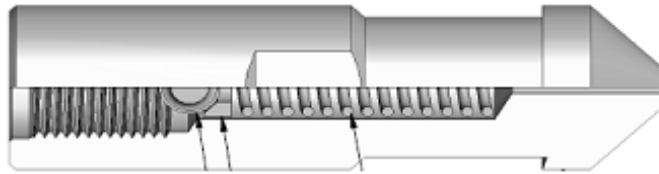
2.3 SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE Y HERRAMIENTAS DE SERVICIO⁴

Varias herramientas frecuentemente usadas en operaciones de wireline son descritas a continuación.

⁴ Wireline Operations and Procedures. American Petroleum Institute third edition 1994.

2.3.1 Wireline socket. El Wireline (rope) socket, figura 13, sujeta el cable a la sarta de herramientas. El rope socket más común consiste de un cuerpo, muelle, soporte de muelle, y disco. El cuerpo está diseñado para dar cabida a las partes internas, permitir la entrada del Wireline a través de la parte superior y el tubo de la parte inferior. Cerca del extremo superior es un cuello que permite herramientas de pesca en tamaños estándar. Por encima del cuello de pesca, el cuerpo es cónico para guiar la herramienta y facilitar su acoplamiento. La parte plana del extremo superior es una superficie de choque para evitar que el metal se deteriore y cierre el agujero para el cable, si el socket se somete a sacudidas durante la pesca u otras operaciones. 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 13. Wireline socket



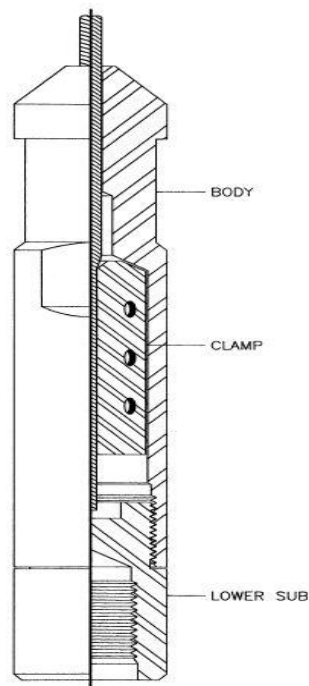
Fuente: http://www.wirelinesolutions.net/uploads/Wireline_Service_Tools.pdf

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. El Conector de línea trenzada tiene el mismo objetivo que el wireline socket. Esto proporciona el medio por el cual una línea

trenzada es sujeta a las herramientas. Es asegurado por un cojinete en vez de ser atado alrededor de un carrete. Los conectores de cuerda de tipo de resbalón 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 o un conector de cuerda de tipo cuña 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 14. Conector de línea trenzada tipo clamp



Fuente: <http://www.tools-int.com/index.php/products/tool-string-equipment/multi-strand-rope-socketclamp-type>

2.3.3 Wireline stem (Barras de peso). El tubo (Figura 15) proporciona el peso para correr la sarta de herramientas wireline en el pozo. El tubo también añade el peso necesario para operaciones de sacudidas o recortar los alfileres metálicos

que liberan las herramientas en las corridas y sacadas del pozo. La influencia del tubo puede ser aumentada o disminuida cambiando su peso total, p. ej., 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 hechas entre 2,3 y 5 pies de longitud.

Los tubos también tienen usos 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 15. Wireline stem o barras de peso.



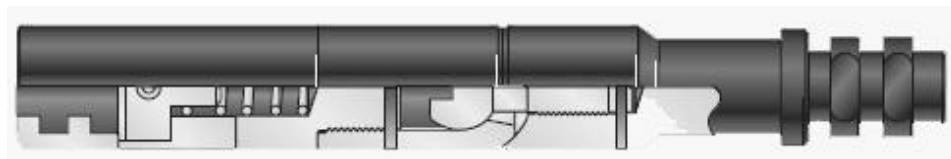
Fuente: Wireline Operations and Procedures. American Petroleum Institute third edition 1994.

2.3.4 Knuckle Joint (Uniones móviles). Estas uniones (**Figura 16**) son similares a un tubo, pero tiene una esfera (en la mitad de su sección) que gira. Su objetivo es de 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 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 buen estado. Si los pines se aflojan, la herramienta debería ser enviada a reconstruir para prevenir su desintegración en el pozo.

Figura16. Knuckle Joint (Uniones móviles)



Fuente: Wireline services and equipment. Suez Canal University. Faculty of Petroleum and Mining Engineering. Petroleum Engineering Department. Pag. 14.

2.3.5 Martillos hidráulicos de wireline (Wireline Jars). El objetivo del martillo hidráulico de wireline es de proporcionar el medio para sacudir las herramientas wireline mientras están en el pozo. La fuerza o golpe puede estar o 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 golpes.

Los martillos de golpe son del tipo herramienta de cable y usan el peso de los tubos, unidos justo arriba de la herramienta, también sirven como medio para generar impactos eficaces para la manipulación del cable en la superficie. Sus eficiencias son en gran parte dependiente sobre el peso del tubo 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), uno o más tubos, 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 o con cuidado 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.

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 abajo.

Martillos hidráulicos son diseñados para golpes o sacudidas ascendentes solamente. El impacto de la carrera del émbolo es proporcional a la tensión sobre el wireline y el peso de la sección de tubos sobre los martillos.

Ya que los Martillos hidráulicos no permiten martillos de golpes descendentes, los martillos mecánicos 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 básicamente 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 discorde. Un pistón balanceado en la sección de cuerpo inferior mantiene la presión igualada con la presión hidrostática exterior.

El movimiento del pistón es relativamente lento debido a la sección de cuerpo restringida debido al pequeño espacio anular para el aceite. El golpe por estroques ocurre cuando el pistón alcanza la mayor área anular del cuerpo interno y el aceite fácilmente proporciona el rápido movimiento del pistón contra el cuerpo. Después de que el Martillo ha sido golpeado, el peso de los tubos choca el pistón para generar otro golpe. Los Martillos hidráulicos deben ser probados por colapso del mandril, halando de la parte superior y sujetando de la parte inferior. Si el mandril se mueve fácilmente o tiene una acción que salta cuando es liberado, el Martillo no funciona correctamente y debería ser reparado.

Los Martillos móviles son los artículos accesorios de los equipos en unidades wireline y son similares en la construcción a las uniones móviles. La diferencia es que el Martillo móvil tiene una esfera flotante dentro de 4 pulgadas del conector pero en efecto es un Martillo tubular.

El Martillo explosivo golpea en forma descendente con una fuerza que acciona un martillo. (Las uniones móviles y el barril superior del perforador son usados para generar la fuerza explosiva) puede ser recargado y usado otra vez. El objetivo principal de este Martillo es el de golpear de manera descendente. Este también puede ser usado poniendo un agujero en un tapón o tomar una impresión profunda con un bloque de impresión. Es casi imposible conseguir un martillo mecánico para golpear con suficiente fuerza para aflojar un estárter pegado en un pozo sumamente profundo o direccional. El Martillo explosivo por lo tanto puede

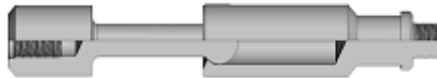
ser de gran valor. El Martillo de tensión logra el mismo objetivo que el Martillo hidráulico, pero este Martillo está sujeto por un muelle y su acción es mecánica más que hidráulica.

Figura 17a. Martillo tubular



Fuente: Wireline Service Tools. Wireline Solutions. Downhole completion tools.

Figura 17b. Martillos móviles



Fuente: Wireline Service Tools. Wireline Solutions. Downhole completion tools.

Figura 18. Martillo explosivo



Fuente: Wireline Service Tools. Wireline Solutions. Downhole completion tools.

2.4 HERRAMIENTAS DE ACONDICIONAMIENTO DE TUBERÍA⁵

2.4.1 Medidor de tubería. Un medidor de tubería debe ser corrido antes de correr o sacar algún control en superficie. Esto asegura al operador que la tubería no está obstruida. Este instrumento también puede ser usado como un cortador de parafina.

⁵ Wireline Operations and Procedures. American Petroleum Institute third edition 1994.

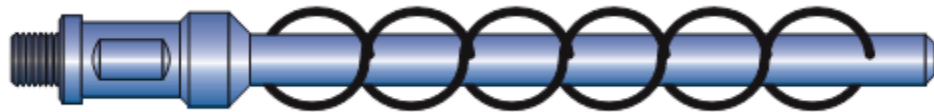
Figura 19. Medidor de tubería / Cortador de parafina



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.2 Raspador de parafina. Hay varios tipos de herramientas que son usadas para cortar o raspar la parafina. Este también puede ser usado para raspar la pared de tubería, limpiar los nipples, y pescar pequeños pedazos de wireline flojo que han caído en el pozo. Esto es por lo general llevado a cabo antes de la corrida de cualquier medidor de tubería.

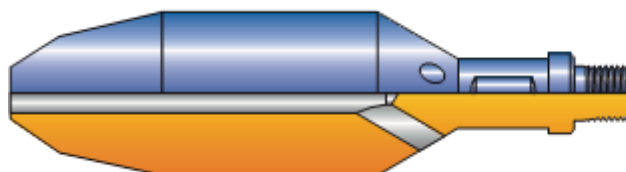
Figura 20. Raspador de parafina convencional



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.3 Ensanchadores de tubería. Un ensanchador de tubería está diseñado para ensanchar o ampliar ciertos lugares en la sarta de tubería. El diámetro externo del ensanchador es el mismo diámetro de flujo de la tubería.

Figura 21. Ensanchador de tubería



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.4 Liberador de presión hidrostática. El Liberador de presión hidrostática es un cilindro o el barril aproximadamente 5 pies de longitud, con un mecanismo de disco esquilador en el fondo. El cilindro está sellado de la presión del pozo con empaques y es bajado en el pozo a presión atmosférica. Cuando la obstrucción es alcanzada, el disco esquilador es roto por medio de un golpe hidráulico descendiente. Este disco esquilado permite que la presión del pozo y la presión de la cabeza hidrostática entren en el cilindro como una oleada repentina. Se impide la caída de arena o ripios por medio de un sello. Esta herramienta debe ser usada únicamente cuando se intente remover los ripios desde el Wireline hasta la superficie.

Figura 22. Liberador de presión



Fuente: Wireline Service Tools. Wireline Solutions. Downhole completion tools.

2.4.5 Limadores de tubería. Es una herramienta para quitar restos metálicos e imperfecciones de la pared de tubería antes de la corrida o sacada de cualquier herramienta de servicio. Es equipado con aros o anillos graduados, diamantes, o fragmentos metálicos que son sumamente afilados.

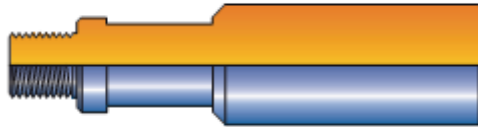
Figura 23. Limadores de tubería



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.6 Caja ciega. Una caja ciega 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.

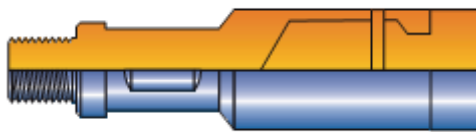
Figura 24. Caja ciega



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

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 con plomo para prevenir perder el plomo. Este instrumento es usado durante operaciones de pesca para acertar la forma o el tamaño del tope del pescado y puede indicar el tipo de herramienta necesario para la siguiente operación.

Figura 25. Bloque de impresión



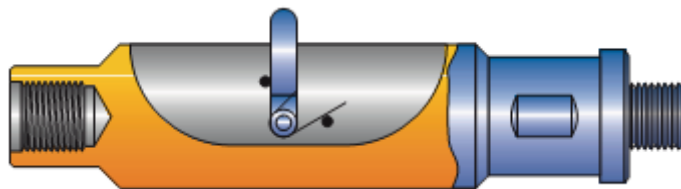
Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

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.

2.4.9 Herramientas de localización. Estos instrumentos son diseñados para localizar nipples, el fondo del tubing, y el fondo del pozo, todo en una sola corrida de Wireline.

El localizador de final de tubería es usado para localizar exactamente el final de la sarta de tubería. Antes de que la herramienta sea corrida, es imperativo que la tubería sea limpiada corriendo alguna clase de limpiador de tubería. Esto asegura que el localizador pasará por el final de la tubería. Un raspador de parafina también puede ser usado para localizar el final de la tubería, eliminando la necesidad del localizador de final de tubería.

Figura 26. Localizador de final de tubería



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

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.

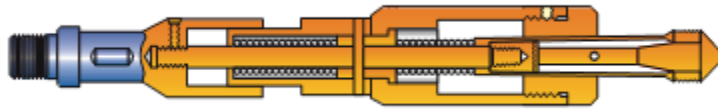
Figura 27. Desarenador tipo bomba



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.11 Sujetador de Wireline. La lanza wireline o sujetador consisten 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.

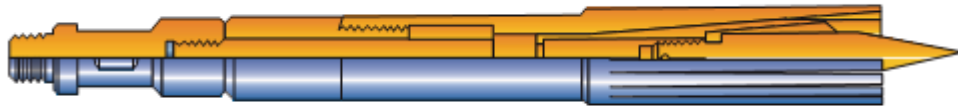
Figura 28. Sujetador de wireline



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.12 Recuperador de Wireline. Esta herramienta consiste en una guía ranurada y una protección, con un punto de lanza afilado unido a un mandril interior móvil. El bordeado interior refuerza el "soporte directo" al final del cable roto pasa el punto de recuperación y la guía ranurada. Cuando el mandril interior es subido, el cable es atrapado al resbalarse. Este instrumento es sobre todo útil y necesario pescando el cable reventado porque al recuperarlo no requiere el doblamiento de la línea.

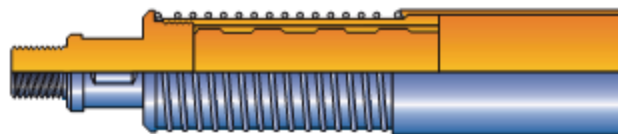
Figura 29. Recuperador de wireline



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.13 Herramientas magnéticas de pesca. Las herramientas magnéticas son usadas para pescar del pozo cualquier objeto metálico pequeño de bajo calibre que pueda ser atraído a un imán.

Figura 30. Herramienta magnética de pesca



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.14 Herramientas de pulling sin liberación. Las Herramientas de pulling sin liberación están diseñadas para pescar cuellos cilíndricos o herramientas que no tienen ningún estándar en cuello de pesca. Estas sólo deben ser usadas en un esfuerzo final para recuperar dispositivos sub superficiales cuando otros instrumentos de liberación han fallado. Hay varios tipos disponibles. Deben ser corridas con un sujetador de cuerda en conjunto con una herramienta de pulling de liberación para dar al operador la ventaja de cortar la herramienta de ser necesario.

2.4.15 Herramientas de pulling con liberación. Esta herramienta de pulling es usada para recuperar las herramientas que tienen un cuello estándar de pesca. Consisten en un borde y múltiples tornillos en el muelle. El centro tiene un pin de cobre o de acero que puede ser cortado por un golpe ascendente o descendente, dependiendo del tipo de herramienta. El golpe hidráulico libera la herramienta de pulling. Estas herramientas pueden ser fijadas de nuevo muchas veces para añadir, quitar tubos o cambiar la herramienta antes de correrla de nuevo en el pozo.

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

2.4.17 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.

2.4.18 Go-Devil. Un Go-Devil es un tubo ranurado con un cuello de pesca. Esto es usado cuando la cuerda de la herramienta esta enredada sobre o debajo del cable.

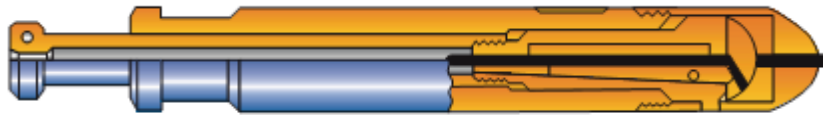
Figura 31. Tubo Go-Devil



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.19 Cortador de Wireline. El cortador de wireline utiliza una pequeña sección de cuchillo cilíndrica dentro de un cuerpo ranurado para cortar cualquier línea sólida 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 y el movimiento de corte juntas sobre el impacto contra el conector de wireline o un objeto sólido.

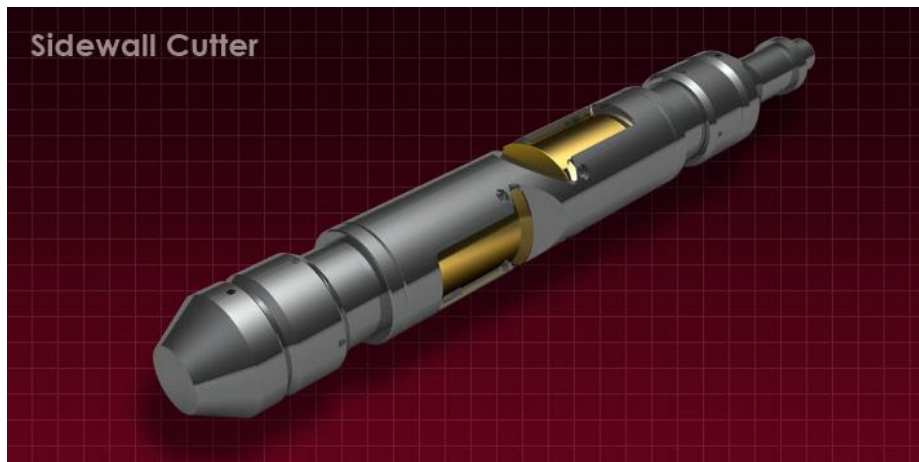
Figura 32. Cortador wireline



Fuente: Instruments Control Automation. Leutert.

2.4.20 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 33. Cortador lateral



Fuente: http://www.wireline-engineering.com/images/technology/roller_bogie/sidewall_cutter_01.jpg

2.4.21 Herramienta de desplazamiento o posicionamiento. La herramienta de desplazamiento o posicionamiento es usada para abrir o cerrar una puerta lateral que se desliza o una manga corrediza, también puede ser usado como un localizador de nipples. Existen varias clases de esta herramienta.

Figura 34. Herramienta de desplazamiento



Fuente: Wireline Service Tools. Wireline Solutions. Downhole completion tools.

2.4.22 Calibrador de tubería y casing. El calibrador es una herramienta para detectar y grabar la condición interna de la tubería o la del casing, pueden ser corridos sobre el cable (wireline) cuando se encuentra bajo presión.

2.4.23 Medidor de presión de fondo (Bomba). Esta Herramienta es usada para registrar la presión y temperatura de del fondo del pozo.

2.4.24 Sujetador tipo caimán. El sujetador tipo caimán es una herramienta usada para recoger pequeños objetos que accidentalmente pueden haber caído en el pozo. Es diseñado con mandíbulas similares a la de un caimán, estas son fijadas abiertas antes de entrar al pozo, se cierran cuando hacen contacto con el pescado y se mantienen cerradas por la tensión del muelle.

2.4.25 Perforador de tubería. Esta es una herramienta corrida en wireline para perforar un agujero en la tubería con el fin de realizar un trabajo remediador. Están disponibles tanto perforadores tipo mecánicos como explosivos.

2.4.26 Extractor choke. El extractor principalmente fue diseñado para halar la puerta lateral cuando la presión en el anular entre el casing y el tubing en el nipple es mayor que en el tubing.

El Extractor choke es manejado por presión y es usado en conjunto con las herramientas de pulling. Consiste en una unión o conexión para juntar una herramienta de pulling, un cuello de pesca, dos tazas de obstrucción que mecánicamente son ampliadas, y un muelle con una esfera que previene el flujo por el extractor.

En operaciones de wireline, cuando las condiciones precedentes 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 desordene cuando el embalaje inferior pasa sobre la puerta lateral.

El extractor también se puede usar para hacer pulling de cargas pesadas que 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 de Wireline, han sido una excelente alternativa en el desarrollo de los trabajos de cañoneos, re-cañoneos y toma de registros ya que por su versatilidad, estos trabajos pueden realizarse con la misma eficacia y desempeño que se obtendría con un Rig convencional pero a un menor costo y con una ganancia de tiempo, que a la larga termina convirtiéndose en un ahorro de dinero para la empresa operadora. A continuación se describirán las operaciones rigless con Wireline ejecutadas en el campo Casabe.

3.1 WIRELINE: ARMADO (RIG UP), PRUEBAS DE PRESIÓN, DESARMADO (RIG DOWN)

Todas las operaciones que se llevan a cabo con el equipo de Wireline incluyen la prueba de presión posterior al armado (rig up) y el desarmado de todo el equipo requerido (rig down), estas consideraciones no siempre son tenidas en cuenta por la mecánico que se hace el procedimiento, pero es importante conocer de cerca cada paso antes de realizar cada operación. Para realizar el rig up debe haber una excelente planeación y un conocimiento completo acerca de la operación a realizar, 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 operacional ⁶

Rig up

- Ubicar el equipo completo de Wireline (unidad, grúa, camión de grasa) y realizar la charla pre-operacional, asegurarse de que cada trabajador conozca el papel que va 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.
- 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

⁶ Procedimientos Operacionales Casabe Workover. Alianza Casabe

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.

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)

Las operaciones de registro proporcionan mediciones de las propiedades, ya sea del pozo o del yacimiento a profundidades que hayan sido medidas precisamente. Prácticamente todas las mediciones se hacen bajo condiciones pseudo-dinámicas. Los datos que comúnmente se obtienen son datos de profundidad medida e identificación de los estratos intervenidos (base, tope y grosor aparente).

Debido a que Casabe, es un campo maduro con recuperación secundaria por inyección de agua que se encuentra en una etapa de desarrollo mediante el re-completamiento de pozos productores antiguos con el fin de aumentar su potencial o reactivar los que se encontraban inactivos, los registros más utilizados y/o aplicados en este tipo de intervenciones son aquellos que me permiten establecer las condiciones de cemento y las condiciones internas y externas del casing (CBL-VDL, USIT). También junto con estos se corren registros de calibración para determinación de profundidades (CCL) y correlacionar el perfil litológico del campo (GR)

3.2.1 Registro CBL-VDL. El registro cement bond-variable density por sus siglas en inglés CBL-VDL proporciona una imagen o caracterización cualitativa de las condiciones del cemento, con un promedio radial. En comparación con el registro Usit, este, solo proporciona condiciones de fijación del cemento al casing.

El registro CBL, mide la amplitud sónica de la señal reflejada en la pared del casing, mientras mayor sea esa amplitud menor es la cantidad de cemento, mientras que el registro VDL muestra la imagen de la onda sónica total.

La combinación del CBL-VDL ha sido la herramienta primaria de evaluación de cementación durante muchos años, es una herramienta sónica de baja frecuencia, está constituida por un transmisor y dos receptores ubicados a tres y cinco pies del trasmisor (R3 y R5).

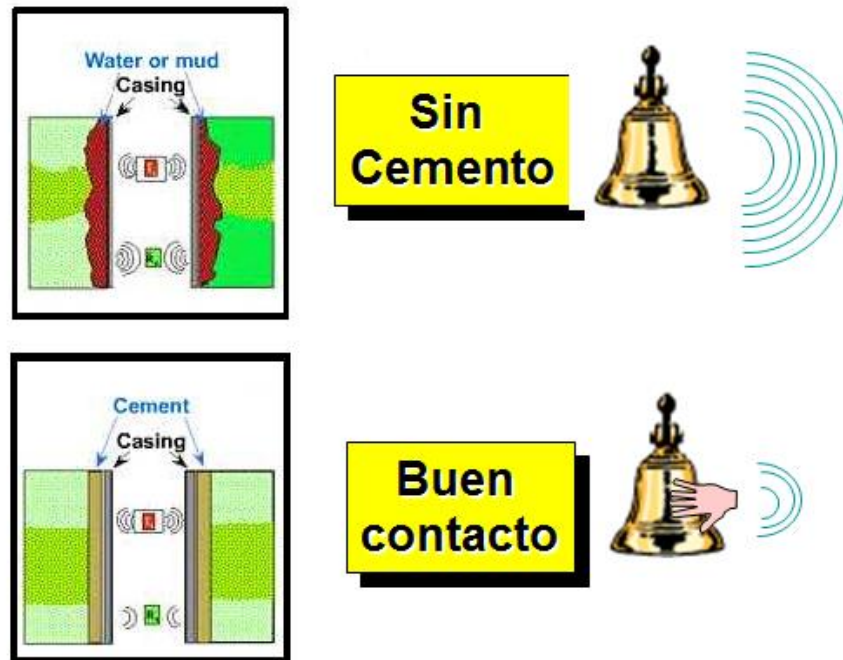
3.2.1.1 Principio de medición⁷: La herramienta sónica, a través del transmisor, envía una pulso omnidireccional dentro del pozo en dirección del casing, induciéndole una vibración o resonancia que luego es captada por el receptor espaciado a tres pies, la onda que regresa bajando por el casing se usa para determinar la amplitud y el tiempo de transito del primer arribo.

También se puede asimilar como el replicar de una campana:

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

⁷ Registros de evaluación de cementación. Schlumberger

Figura 35. Principio de medición CBL-VDL



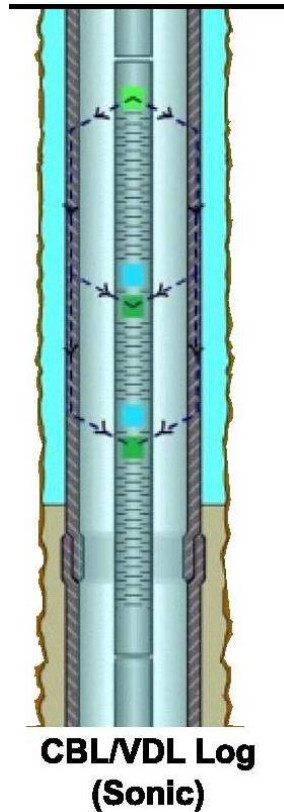
Fuente: Registros de evaluación de cementación. Schlumberger

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

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

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

Figura 36. Sonda de registro CBL-VDL



Fuente: Registros de evaluación de cementación. Schlumberger

3.2.2 Registro Usit. La herramienta ultrasónica de imagen, por sus siglas en inglés (Ultrasonic imaging tool), surgió como solución a varios inconvenientes que se presentaban con las herramientas comunes para medición de calidad del cemento (CBL/VDL), pues estas no proporcionaban datos precisos de distribución y consistencia del cemento.

La herramienta está compuesta de una cabeza rotatoria que transporta un transductor ultrasónico ordinario. La rotación del transductor permite la cobertura total del casing con una alta resolución. La herramienta proporciona ondas ultrasónicas de reflexión y mediante señales de resonancia gracias al eco que

produce el casing, el cemento y la formación, se genera el registro valiéndose de los tiempos de transmitancia y máxima amplitud de eco.

Se usa principalmente en dos aplicaciones

- ✓ Evaluación del cemento
- ✓ Evaluación del casing --- desgaste interno y externo y corrosión del casing

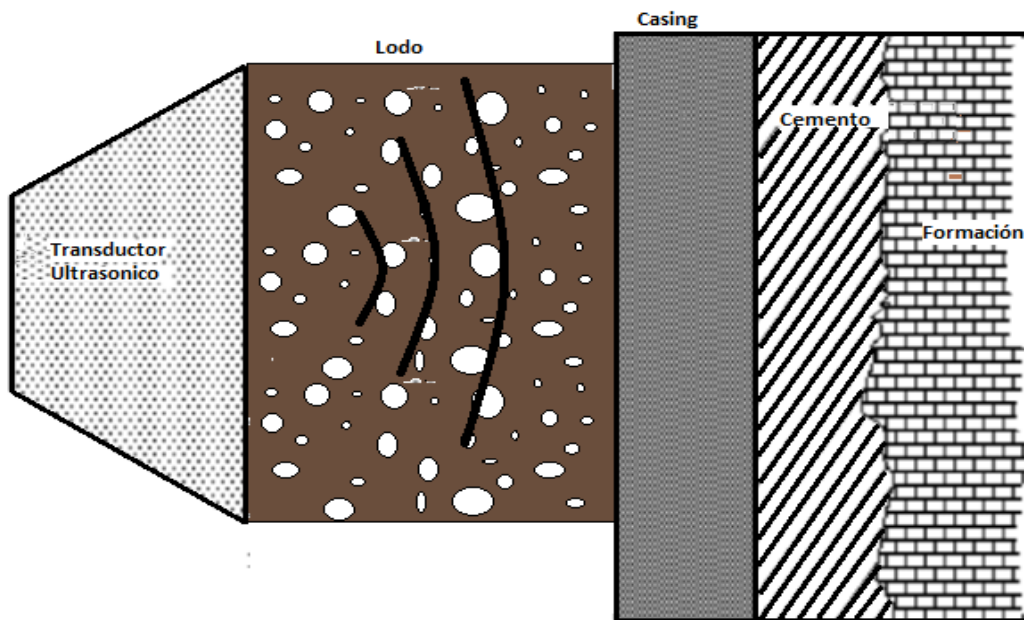
En estos dos modos se puede realizar la toma de registros. En superficie el software toma las lecturas registradas y proporciona la impedancia acústica del cemento y del espesor del casing (diámetro interno y externo).

Las ondas se procesan para luego obtener los siguientes datos:

- Radio interno
- Amplitud del eco
- Espesor
- Impedancia acústica

3.2.2.1 Física de medición: La idea básica radica en crear una resonancia en el casing, especialmente para medir el espesor con la onda que se transmite. La presencia de cemento detrás del casing es detectada rápidamente como un efecto de amortiguamiento de la resonancia, mientras, que si existe un vacío de cemento habrá un rápido decaimiento en la intensidad de la resonancia.

Figura 37. Principio de funcionamiento del registro USI.



Fuente: Modificado de USIT: Ultrasonic Imaging Tool. Schlumberger

El transductor ultrasónico está entre una y dos pulgadas de la pared del casing y continuamente envía pulsos ultrasónicos (figura 36) a través del casing, luego de viajar por el lodo la mayor parte de este pulso se refleja hacia el transductor por la primera interface. Esta primera reflexión es la más larga (aproximadamente diez veces más que las siguientes). Parte de la energía sigue propagándose hacia la siguiente interface.

El resultado, es una sucesión de impulsos separados dos veces el tiempo de viaje a través de la pared de acero.

Cada amplitud del impuso es una función de la impedancia acústica en los tres medios (lodo, acero, formación).

3.2.2.2 Principio de medición⁸ : Cuando se tiene ubicado el transductor en la cabeza giratoria, está rota a 7.5 rev/s aproximadamente y la herramienta genera la emisión de las ondas. Las señales recibidas son digitalizadas, luego son procesadas dependiendo del modo en que se haya corrido la herramienta.

Tiempo de transito

El tiempo entre disparo y el pico más alto del eco es medido ubicando los picos de la onda. La conversión de tiempo a radio interno es hecha mediante la velocidad del sonido en el medio (lodo).

Espesor e impedancia acústica

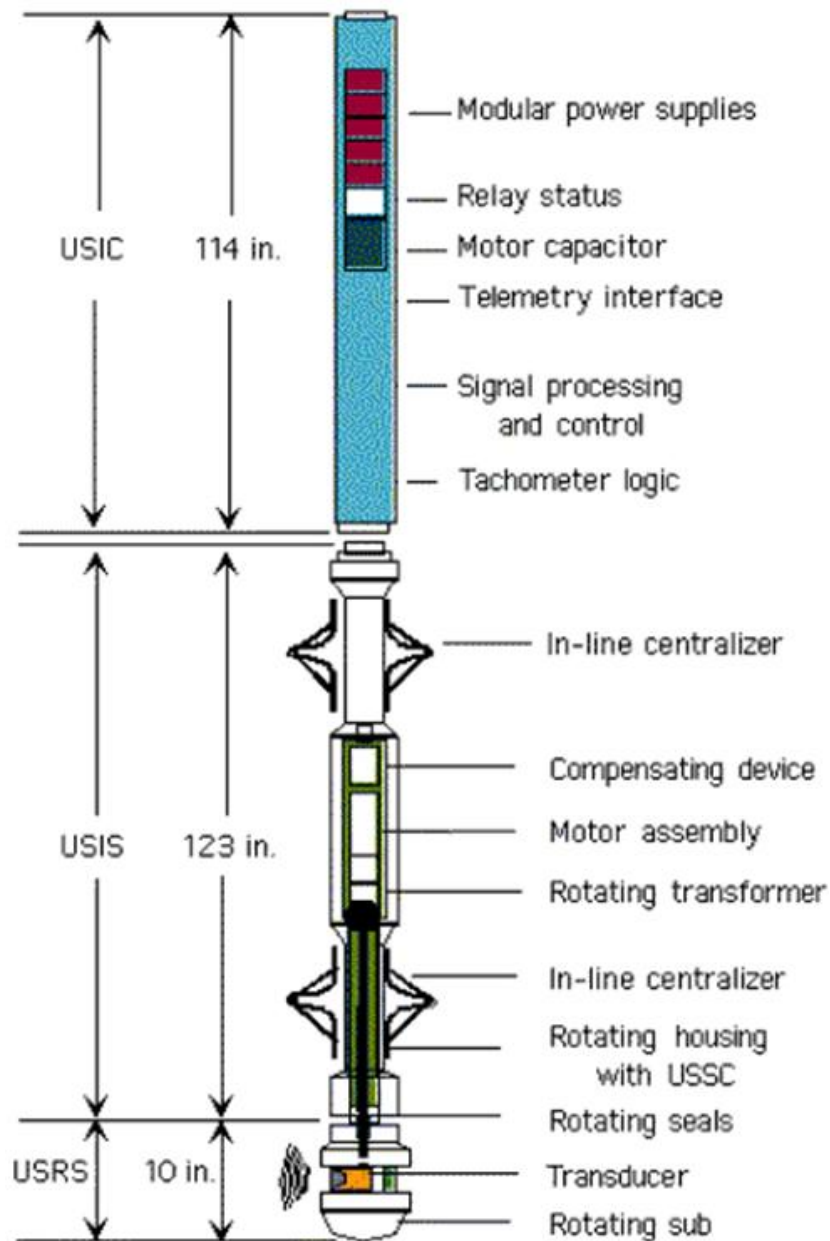
El espesor del casing y la impedancia acústica se encuentran mediante un análisis de frecuencia de las ondas usando el procesamiento en software. El espesor es inversamente proporcional, aproximadamente, a la frecuencia de resonancia. La impedancia está relacionada con el ancho de banda de la resonancia.

Corrosión

La evaluación del radio interno y externo está dada por la medición del tiempo de tránsito y el espesor de casing. Este operación permite saber que tan desgastado se encuentra el casing por efecto de la corrosión.

⁸ USIT: Ultrasonic Imaging Tool. Schlumberger

Figura 38. Sonda de registro Usit



Fuente: Ultrasonic Imaging-USIT Catalog. Schlumberger.

3.2.3 Registro CCL-GR. EL registro Casing Collar Locator, por sus siglas en inglés, principalmente es usado para detectar las juntas de la tubería, así sean sartas sencillas como tubería de perforación o de producción. En sartas de casing,

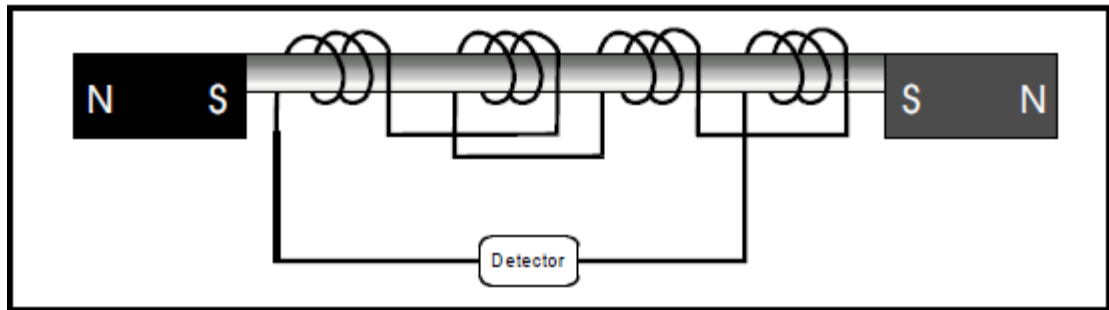
se usan para correlacionar los registros CBL-VDL antes de llevar a cabo la operación de cañoneo. En sartas de tubería de perforación se usan para identificar equipo que se encuentre dentro del pozo y juntas antes de realizar un disparo de back-off. En tubería de producción se utiliza para identificar equipo dentro del pozo como empaques, juntas de expansión y válvulas de gas-lift, tubing puncher, correlaciones, plugs, etc.

3.2.3.1 Física de medición: El principio básico de este registro se basa en la ley de Faraday de inducción electromagnética. La herramienta de registros CCL son dispositivos electromagnéticos usados para localizar 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
- La densidad de flujo del imán se incrementa
- El flujo incrementado viaja al punto de retorno en el núcleo y continúa a través de éste al polo sur magnético del imán
- El cambio de la densidad de flujo induce un voltaje en las bobinas
- El voltaje inducido es enviado como señal del registro CCL.

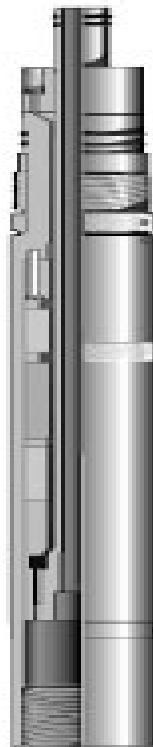
Figura 39. Principio de medición del CCL



Fuente: Casing Collar Locators. Schlumberger Perforating & Testing

Los registros CCL proveen un componente de control de profundidad, conociendo la longitud del casing el ingeniero puede contar el número de juntas para determinar la profundidad de la herramienta ubicada en el pozo. Como método de correlación se usa el registro Gamma Ray.

Figura 40. Sonda de registro CCL



Fuente: <http://www.antech.co.uk/ccloview>

3.2.4 Registro Gamma Ray. El registro gamma ray GR por sus siglas en inglés, es una medida continua de la naturaleza radioactiva que emanan la tierra. Los principales isotopos que emanan son:

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

3.2.4.1 Física de medición: Una vez los rayos gamma son emitidos del isótopo en la formación, su energía se va reduciendo progresivamente como resultado de las colisiones con los otros átomos de las rocas (efecto Compton). Este efecto ocurre hasta que los rayos gamma tienen tan baja energía que son absorbidos por la formación.

La intensidad de los rayos gamma que el registro mide están en función de:

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

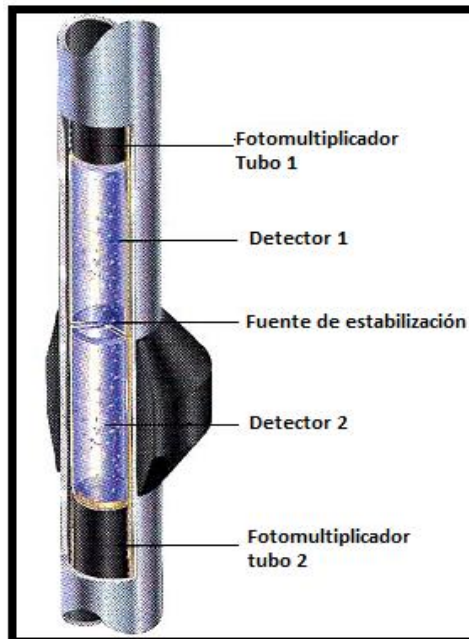
3.2.4.2 Principio de medición⁹: La herramienta consiste simplemente de un detector altamente sensitivo a los rayos gamma, que consta de un contador de titilaciones. Éste contador está compuesto de un cristal de yoduro de sodio y talio activado, respaldado por un fotomultiplicador. Cuando una emisión de rayos gamma golpea el cristal se produce un destello de luz, este destello se amplifica en el fotomultiplicador compuesto de fotocátodos y ánodos en serie mantenidos

⁹ Petrophysics MSc Course Notes.

progresivamente a potenciales más altos cada vez, cuando el destello golpea el fotocátodo se producen un número de *electrones primarios* (4-8), luego van pasando por el tren de ánodos, donde cada vez van aumentando en número hasta completar el ánodo 10, se estima que cada ánodo produce alrededor de 6 electrones, en total se tendrían alrededor de 6^{10} electrones que constituyen una señal mayor a la de los electrones primarios pero que puede amplificarse con amplificadores convencionales.

La herramienta de GR es bajada como parte de casi toda combinación de sonda de registros, debido a su alta confiabilidad y resolución vertical. La herramienta también muestra 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 41. Sonda de registro Gamma Ray.



Fuente: http://iodp.Ideo.columbia.edu/TOOLS_LABS/TRIPLE

3.3 TOMA DE REGISTROS RIGLESS

De acuerdo a las necesidades identificadas en Campo Casabe, de manera generalizada para pozos nuevos, o para pozos viejos en los cuales se quieran adelantar trabajos de registro, se corren los registros en combo USIT-CBL-VDL-GR-CCL, esto quiere decir que el ensamblaje de la sarta de trabajo contiene las herramientas requeridas para la adquisición de imágenes ultrasónicas del cemento, adherencia del cemento, rayos gama e identificar los cuellos de la tubería de revestimiento respectivamente.

Junto con las herramientas, es corrida una canasta o cesta calibradora, que como su nombre lo indica tiene como función calibrar el pozo en busca de colapsos o restricciones que puedan atrapar las herramientas y generar problemas en la corrida del ensamblaje a lo largo del pozo. Para el caso de Casabe en el que los revestimientos de producción son de 7", las cestas calibradoras pueden tener un diámetro exterior de 5-15/16 o 6 pulgadas.

Cuando el ensamblaje de fondo está listo, se procede a introducirlo en el pozo, una vez en el pozo, antes de llevarlo a fondo y empezar la operación, todas las herramientas del ensamblaje deben ser calibradas para asegurar que las lecturas que se obtendrán corresponden a lo que realmente sucede en fondo. Como parámetros de calibración es necesario conocer:

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

3.3.1 Consideraciones¹⁰ de cada registro

USIT

- Determinar el espesor nominal del revestimiento.
- Determinar el espacio de rotación para realizar el trabajo.
- Seleccionar el modo en que se trabajara la herramienta (evaluación de cemento o modo corrosión para el caso de Casabe).
- Introducir los valores de entrada como impedancia inicial, peso del lodo, entre otras.

CBL-VDL

- Ajustar el tiempo de transito T0 y su forma y configurarlo en un nivel de 1000 mV.
- Revisar la posición de la puerta de registro de la herramienta, si es necesario ajustarla manualmente en la sección de tubería libre.
- Asegurar que el pico de lectura E1 sea detectado correctamente.
- Ajustar el tiempo de lectura en la tubería libre.

¹⁰ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

CCL

- Dependiendo de si la corriente para energizar la herramienta es continua o alterna, se deberá ajustar el transformador del cartucho receptor de energía para asegurar el correcto funcionamiento de la herramienta.
- Ajustar la correcta amplitud de la herramienta para diferentes tamaños de revestimiento, esto se hace moviendo la herramienta en la misma dirección 100 pies, entre una velocidad de 2000 a 6000 pies por hora.

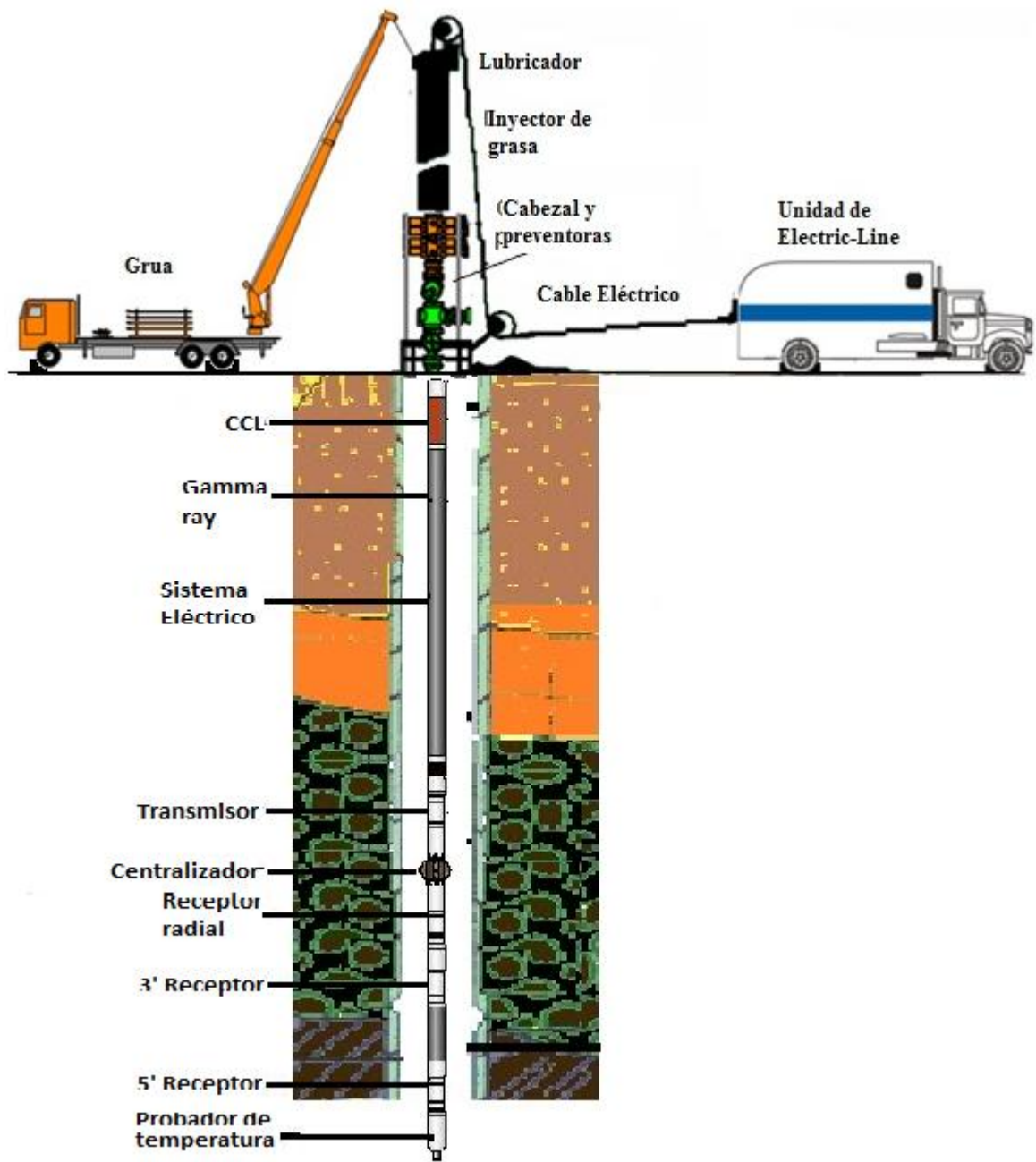
GR

Para este tipo de herramienta no hay definido un proceso de normalización o ajuste, que deba realizarse antes de correrla dentro del pozo junto con los demás aparejos del ensamblaje de fondo.

3.3.2 Equipo requerido para la operación

- Unidad de Wireline
- Equipo de control de presión (BOP 3000-5000 psi)
- Tubos lubricadores
- Equipo inyector de grasa HGT
- Grúa
- BHA de registros (junto con herramientas de registro CCL).

Figura 42. Montaje de equipo toma de registros rigless

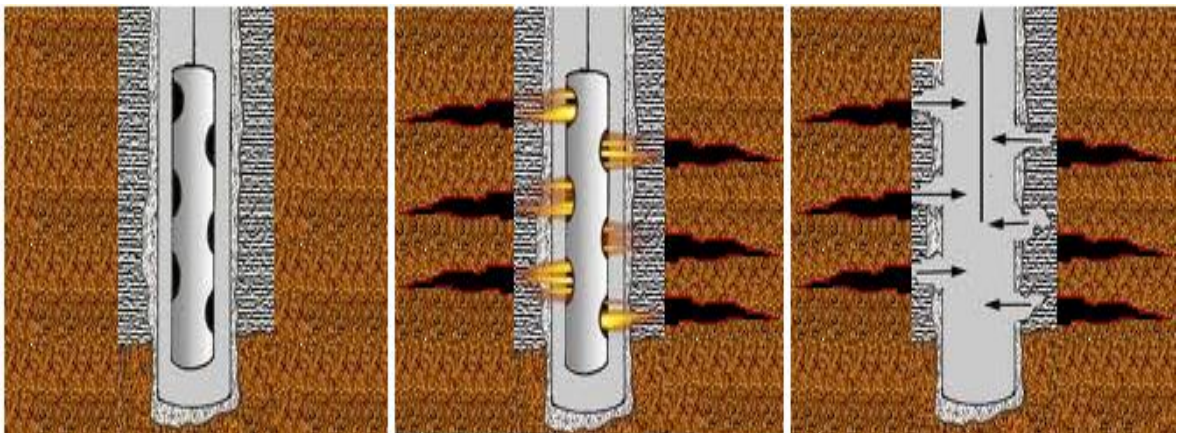


Fuente: Los Autores

3.4 CAÑONEO

3.4.1 Generalidades. Luego de que se ha realizado el completamiento del pozo, es decir, perforado, revestido y cementado, es necesario proporcionar un canal de flujo entre el yacimiento y el pozo, lo cual se logra realizando la operación de cañoneo (well perforating), estos canales comunican a través de casing, cemento y formación los fluidos presentes y confinados, y mediante el diferencial de presión generado ocurre el movimiento hacia la cara del pozo y posteriormente hacia la superficie ya sea por presión natural (flujo natural) o algún medio externo (sistema de levantamiento artificial) . Como objetivo crucial se busca que la operación se haga de forma segura, precisa y con el menor porcentaje de daño a la formación.

Figura 43. Etapas de un proceso de cañoneo



Fuente: Modificado de <http://www.usoilandgas.net/cementing.htm>

Junto con el cañón se baja una herramienta que toma un registro Casing Collar Locator (CCL) como medida para correlacionar con los registros a hueco revestido. Con frecuencia el registro Triple CBL/GR/CCL se concatena el registro de referencia.

Las operaciones de cañoneo se pueden clasificar en dos categorías:

- **Cañoneo inicial:** se realiza por primera vez cuando se ha terminado el completamiento para comunicar la formación y sus fluidos del pozo.
- **Cañoneos adicionales:** se realizan, cuando transcurrido un tiempo de producción se desea aumentar la productividad del pozo mediante la adición de intervalos productores; para este proceso se deben aislar las zonas productoras existentes. También puede que el pozo en cuestión este declinando su producción o haya sido detenido temporalmente y debido al alto daño en sus perforaciones no puedan recuperarse sus intervalos productores iniciales.

3.4.2 Explosivos. Los explosivos son un componente de vital importancia durante las operaciones de cañoneo ya que son los encargados de generar la energía necesaria y darles la penetración efectiva a las balas para que pasen a través del revestimiento, el cemento y la formación.

Por su alta relación energía-peso los explosivos son preferidos sobre cualquier otra fuente de energía, por rapidez, confiabilidad y capacidad de almacenamiento (largo tiempo).

Se pueden clasificar de acuerdo a su velocidad de ignición en:

Tabla 3. Clasificación de los explosivos según su velocidad de ignición

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

Fuente: Schlumberger

Los de uso común en cañoneo son los que tienen alta velocidad de ignición y principalmente son:

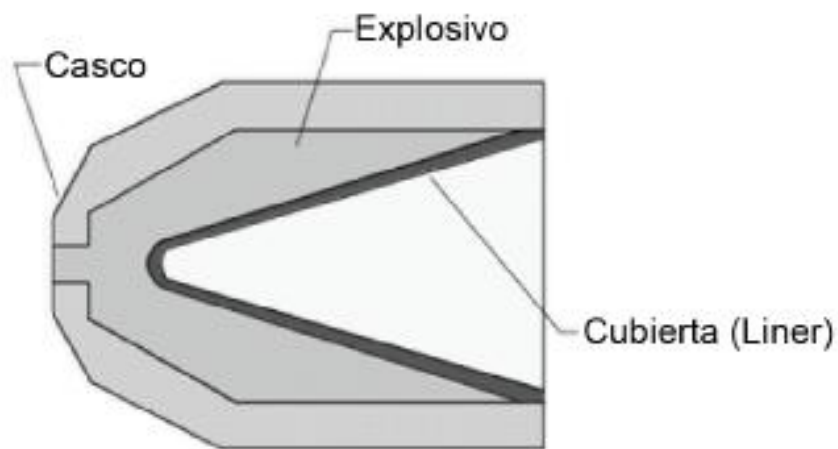
- Royal Demolition Explosive (RDX)
- High Melting Explosive (HMX)
- Hexanitrostilbene (HNS)
- Picrilaminodinitropiridina (PYX)

En el proceso de ignición de los explosivos se destacan dos propiedades importantes que son parámetros fundamentales para la selección del explosivo, la Sensibilidad y Estabilidad. El primero tiene que ver con la energía mínima, presión, potencia requerida para iniciar un explosivo. El segundo hace referencia a la habilidad del explosivo para permanecer por largos periodos de tiempo o soportar altas temperaturas sin perder sus propiedades físicas, químicas y mecánicas.

3.4.3 Cargas moldeadas. Este componente es el encargado de generar las perforaciones en la formación.

Las cargas moldeadas están formadas por tres accesorios: casco, explosivo y la cubierta. Es muy importante establecer tipo conjunto de la carga pues de ella depende el canal por el que el fluido llegará hasta el pozo.

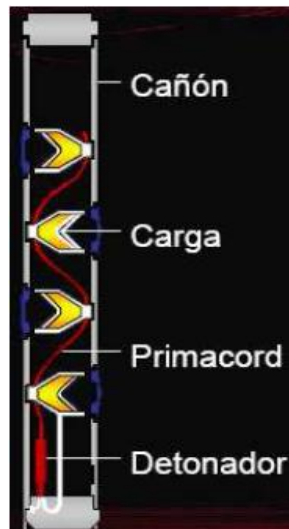
Figura 44. Carga moldeada



Fuente: <http://www.faqs.org/patents/app/20110146519b>

3.4.4 Cañones. También conocido como portacargas, es el dispositivo donde se almacenan las cargas/explosivos y que dependiendo de la operación puede ser un tubo, una lámina o un alambre. Los hay de carga expuesta y no expuesta y se identifican por tener y no tener la carga con un recubrimiento (generalmente un tubo de acero) y estar en contacto con el fluido de perforación/completamiento.

Figura 45. Componentes de un cañón



Fuente: Halliburton

3.4.4.1 Tipos de cañones: Básicamente podemos encontrar dos tipos de acuerdo a la forma como se bajan al pozo:

a) **Bajado con Wireline**

La unidad de Wireline es la encargada de posicionar los cañones, pero su detonación se hace de intervalo en intervalo, es decir, el número de intervalos a cañonear será el mínimo número de viajes a realizar. Los podemos encontrar de 3 tipos:

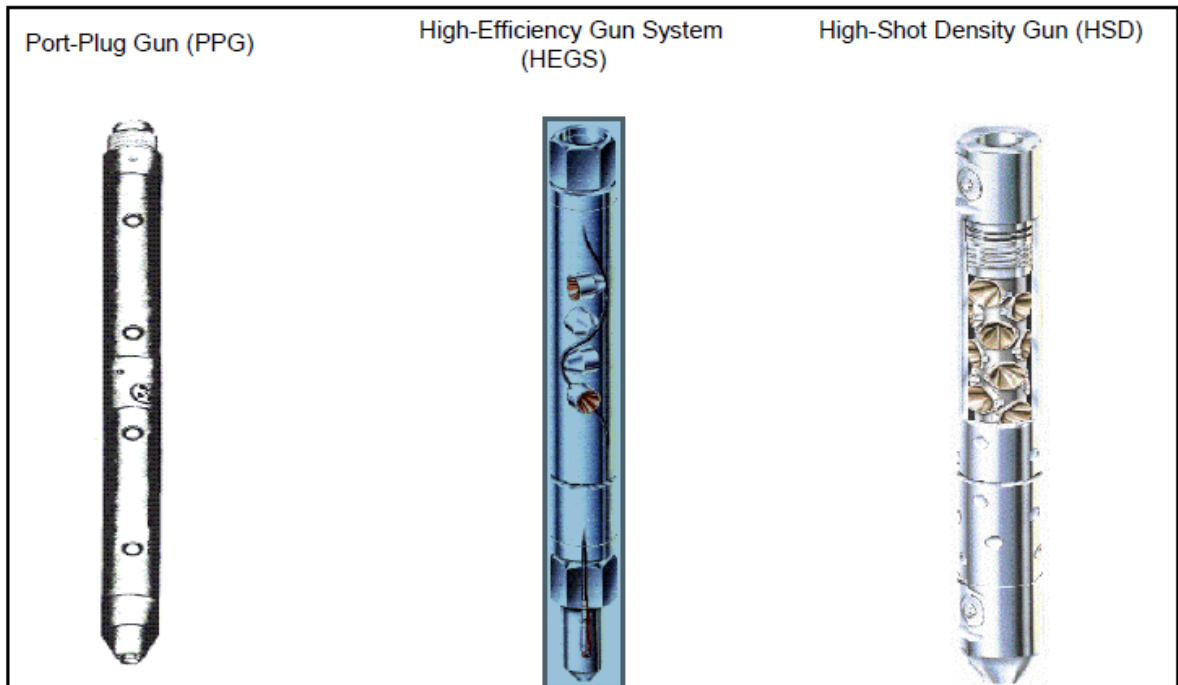
- Desechables: Consisten en cargas cubiertas, selladas a presión, individualmente, fabricadas por lo común de un material perecedero, tal como: aluminio, cerámica, vidrio o hierro colado. Cuando la carga se detona, fragmenta la cubierta en pequeños pedazos. Estos desechos quedan en el pozo.
- Recuperables: Consisten en un tubo de acero en el cual se fija la carga moldeada. Cuando se detona la carga, las fuerzas explosivas expanden al tubo ligeramente pero éste se puede sacar fácilmente del pozo.

- Semi-desechables: Constan de un eje recuperable de acero o alambre donde van montadas las cargas, son resistentes a las sustancias químicas. Tienen similitud a los desechables pero dejan menos residuos luego de la detonación

También de acuerdo al tamaño los podemos encontrar para operaciones de

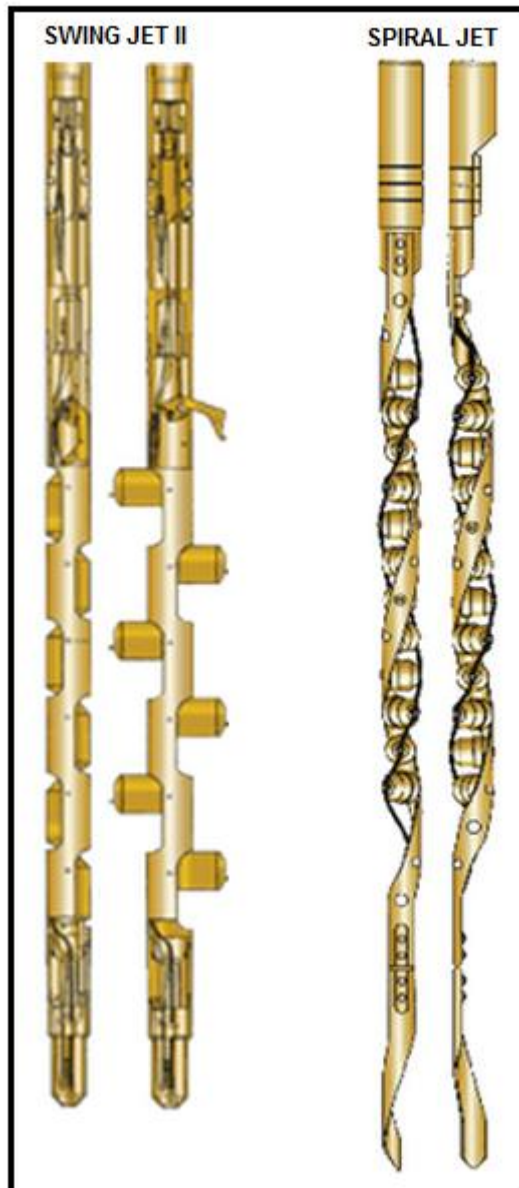
- Casing gun
- Through tubing gun (TTG)

Figura 46. Cañones tipo Casing gun



Fuente: Schlumberger

Figura 47. Cañones tipo TTG

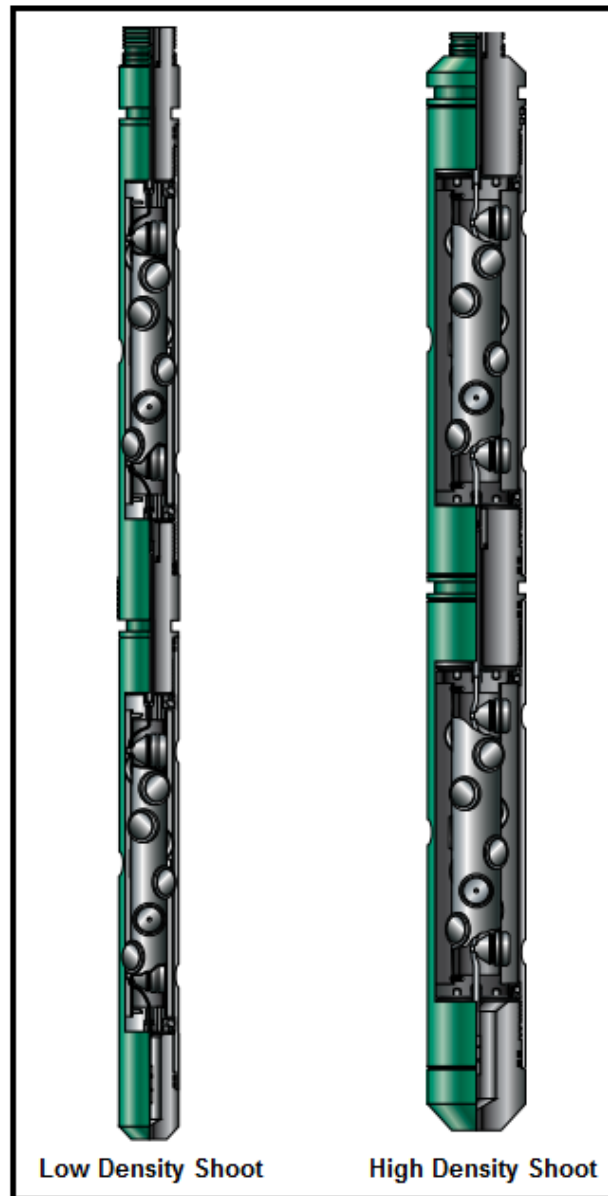


Fuente: http://www.oildatainc.com/html/swing_jet.html

b) Bajados con tubería

Los cañones se bajan con Tubería de trabajo. A diferencia de los cañones bajados con Wireline, se puede detonar la totalidad de los cañones en único viaje, lo cual favorece el bajo balance en la operación.

Figura 48. Cañón bajado con tubería



Fuente: Weatherford

3.4.5 Cordón detonante. Es el que trasmite la energía que causa la detonación extendiéndose por todo el eje del cañón, permitiendo así que se inicie la onda explosiva en secuencia de una carga a otra. El cordón detonante está formado en su interior por un explosivo de baja velocidad de ignición y está recubierto de una

cubierta de una cubierta que puede ser de plomo o aluminio y es de gran importancia en aplicaciones de cañones expuestos

3.4.6 Cañoneo rigless.

3.4.6.1 Casing gun: Este sistema de cañoneo se realiza utilizando una unidad de Wireline, el tipo de cañón más usado generalmente es el High Density Shoot (figura 45). La operación se debe realizar bajo condiciones de sobre-balance (overbalance) hacia la formación, es decir, la presión hidrostática necesaria para controlar el pozo es mayor que la presión de formación, esto se hace con el fin de evitar el soplado de los cañones hacia arriba y las altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

Los cañones utilizados en esta técnica son de gran diámetro ya que son usados para cañonear el casing, todos son recuperables, algunos son reusables.

3.4.6.2 Through tubing gun: Al igual que casing gun se usa una unidad de Wireline, los cañones más comunes son los swing jet o spiral jet (figura 46), los diámetros son más reducidos que los casing gun debido a que son bajados a través del tubing, su objetivo también es cañonear el casing, pero desde el tubing, pueden ser recuperables o no. La operación se realiza en condiciones de bajo-balance (underbalance) hacia la formación, es decir, la presión hidrostática necesaria para controlar el pozo es menor que la presión de la formación, sin embargo, esto solo se produce cuando se hace la primera corrida ya que se produce flujo inmediatamente y luego la presión se establece con la del pozo. Esta técnica genera menos daño a la formación.

3.4.6.3 Correlación y Detonación¹¹: Luego de la logística de armado se procede a la corrida del cañón, cuando se tiene en posición antes de realizar la detonación, es de vital importancia estar cien por ciento seguro de la profundidad e intervalo que se quiere cañonear, por esta razón como parte del BHA de cañoneo, está incluida una herramienta de registro, con ella se correlaciona la profundidad de los cañones que están siendo bajados y así coincidir con la profundidad requerida según los estudios de la formación y el programa. Este paso es decisivo a la hora de la detonación del cañón, ya que si la perforación se hace fuera de profundidad, el pozo no tendrá el potencial esperado.

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. Otra herramienta de correlación es el Gamma Ray (GR), 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 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.

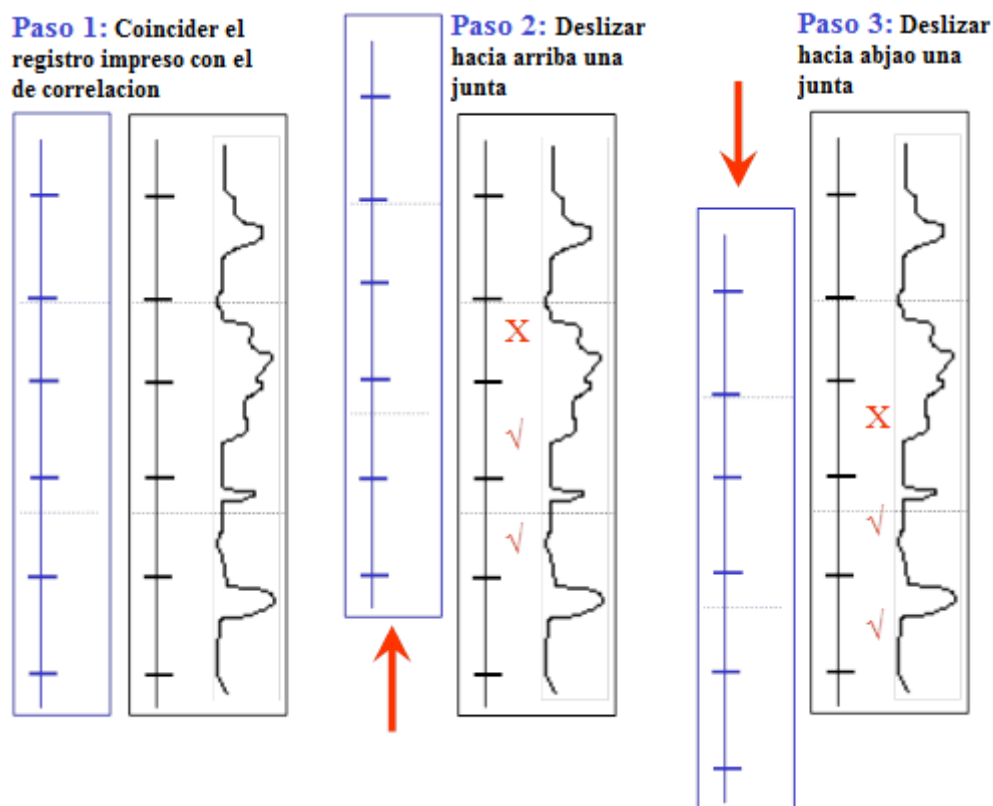
¹¹ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

El proceso¹² 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 tres 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).

¹² Modificado de REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

Figura 49. Correlación con el registro CCL para detonación.



Fuente: Modificado de REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

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.

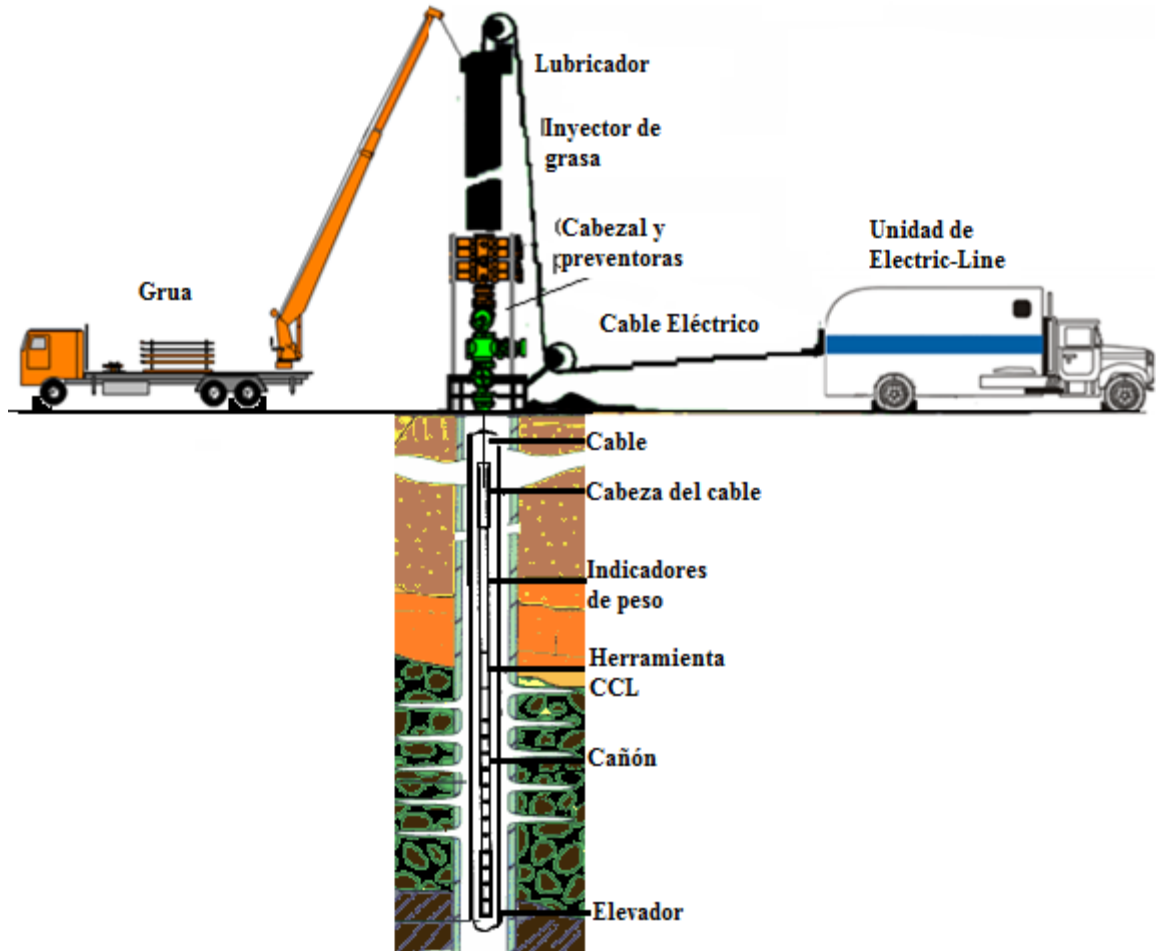
Aunque no es muy frecuente, en ocasiones sucede que existen desfases entre el registro de hoyo abierto y el de hoyo revestido; en estos casos solamente unas partes del registro correlacionan mientras que otras en el mismo registro no lo hacen. Cuando se presente esta situación la última palabra la tiene 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.

3.4.6.4 Equipo requerido para la operación

- Unidad de Wireline
- Equipo de control de presión (BOP 3000-5000 psi)
- Tubos lubricadores
- Equipo inyector de grasa HGT
- Grúa
- BHA de cañoneo (junto con herramientas de registro CCL)

Figura 50. Montaje de equipo cañoneo Rigless



Fuente: Los autores

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

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 Casabe al ser un campo maduro es un buen ejemplo de ello por contar con una cantidad considerable de pozos de bajo potencial haciendo que las operaciones rigless cumplan una función fundamental para realizar trabajos que no requieran necesariamente la intervención de un equipo rig convencional.

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.

4.1 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 siguientes.

La siguiente operación fue llevada a cabo en el campo en el pozo B3, 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.

Información general del pozo:

Pozo	B3	Costo presup	-
Zapato rev. 7"	5102'	Costo estimado	-
Collar flotador rev 7" (CF)	5059'	Coordenadas referencia Bogotá	N: 1.272,612 m E: 1.019,551.60 m
Profundidad máxima permisible (PBSD)	5059' (CF)	Tiempo presup.	-
Objetivo	-	Tiempo estimado	0,5 días
Tipo de trabajo	Registro	Inyección estimada	No hay información
Estación de flujo	N/A	Pozos del arreglo	No hay información
Estado actual del pozo	Original	Densidad de fluido en el pozo	9,8 ppg
Arenas perforadas	-	Elevación mesa rotaria (Petrex-5929)	20'
Arenas a perforar	-	DLS/ inclinación Máxima	2,47°/100ft @ 2475'// 14,35° @ 1801' tipo S

Datos de tubería

Revestimiento de superficie

OD (pulg)	ID (pulg)	DRIFT (pulg)	PESO (lbs/pie)	GRADO	ZAPATO (pies)	P. COLAPSO (psi)	P. ESTALLIDO (psi)
9-5/8	8,921	8,765	36	K-55	451	2020	3520

Revestimiento de producción

OD (pulg)	ID (pulg)	DRIFT (pulg)	PESO (lbs/pie)	GRADO	ZAPATO (pies)	P. COLAPSO (psi)	P. ESTALLIDO (psi)
7	6,184	6,059	29	P-110	5102	8510	11220

Tubería actual en el pozo

OD (pulg)	ID (pulg)	DRIFT (pulg)	PESO (lbs/pie)	GRADO	# TUBOS	P. COLAPSO (psi)	P. ESTALLIDO (psi)
-	-	-	-	-	-	-	-

Consideraciones QHSE

- Como mínimo se deben tener dos barreras instaladas contra reventones.
- Las dos Barreras deben ser mantenidas durante todo el trabajo.
- Todos los equipos para control de reventones deber ser probado y la prueba debe ser registrada en una carta de presión y en el reporte del Taladro.
- Todos los incidentes y accidentes deben ser reportados e incluidos en la base de datos del sistema de reporte existente en el proyecto.
- El supervisor debe requerir a los contratistas todas las certificaciones de los equipos y operadores a ser utilizado durante la duración de la intervención.
- El contratista debe proveer una lista de chequeos de sus operaciones. Esta debe ser completada y entregada al supervisor antes del inicio de las operaciones.
- Una reunión de Seguridad y calidad debe llevarse a cabo antes de cada operación. Una minuta debe ser preparada y archivada.
- Las Scorecards deben ser completadas de forma tal de poder medir el desempeño de los participantes en la operación.

- Toda desviación del programa deberá requerir un manejo del cambio.

4.1.1 Programa operacional

A. Preparación del pozo

Consideraciones:

- La densidad de la salmuera en el pozo es 9.8 ppg.

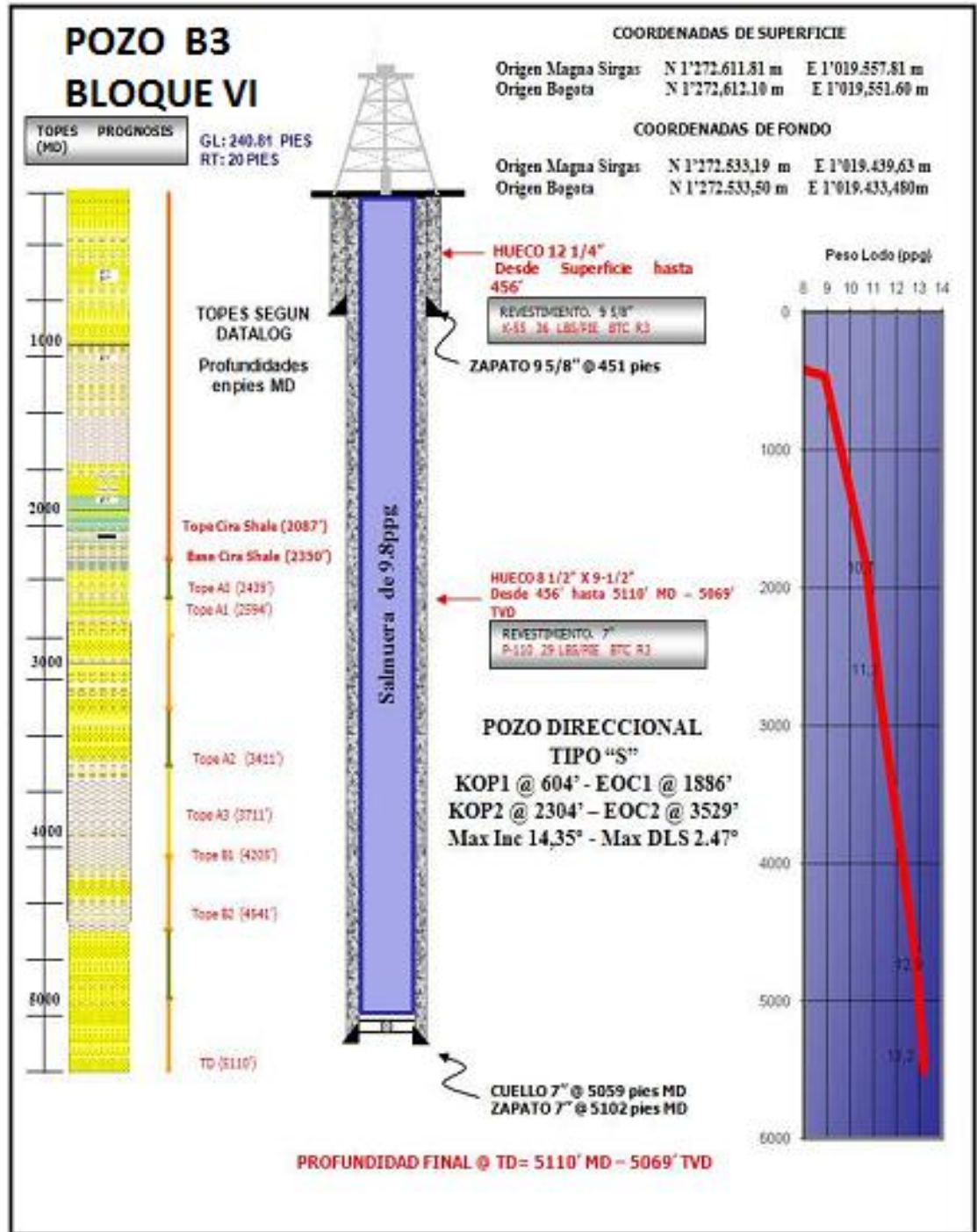
B. Registro rigless

1. Mover unidad de guaya eléctrica. Armar unidad.
2. Bajar cesta calibradora 6" hasta collar flotador @ 5059' (reportar fondo). Sacar hasta superficie.
3. Correr registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde fondo hasta 1800' (por lo menos 600' por arriba del tope de las arenas A0), seguir con registro CBL-VDL hasta 300'.
4. Sacar herramientas hasta superficie.

Consideraciones:

- Enviar registro a personal de Ingeniería, para el análisis de las condiciones de la cementación primaria y esperar visto bueno para continuar con la operación de disparos.
 - La lechada Gasblok va desde superficie a 3700 ft y la lechada convencional va desde 3700 ft .
5. Desinstalar unidad de WL

Figura 51. Datos generales del pozo B3



Fuente: Base de datos Ecopetrol

4.2 CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE

El desarrollo de la tecnología rigless para operaciones de cañoneo ha sido de gran ayuda para los campos en los que se cuenta con alto número de pozos de bajo potencial, debido a que la operación se realiza en menos tiempo y a un menor costo, haciendo más rentable el proyecto. En otros proyectos como el completamiento de pozos productores también es de gran utilidad pues permite ganar tiempo realizando el cañoneo y acondicionar para que el equipo de rig convencional termine el pozo y baje el sistema de levantamiento y poner en producción del pozo.

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

➤ **Objetivo del trabajo**

Completamiento original del pozo B4 como productor de las arenas A y B

4.2.1 Antecedentes. El pozo B-3 fue perforado tipo “S”, con un ángulo máximo de desviación de 14° y DLS de 2.47 grados/100 pies a 2475 pies MD. La profundidad total medida del pozo es de 5110 pies, quedando zapata de 7” a 5102 pies MD y collar flotador a 5059 pies MD. Tendrá soporte de inyección selectiva en las arenas BA. La producción inicial del B4 estimada 395 BFPD / 145 BOPD / 63 % BSW y se espera que empiece a aumentar como respuesta a la inyección selectiva hasta alcanzar el pico de producción pronosticado con Sahara de 1000 BFPD / 216.

4.2.2 Justificación Técnica. La selección de los intervalos propuestos a cañonear, se basó en el análisis del pozo dentro de modelos geológicos y sísmicos, teniendo en cuenta lo 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.

Tabla 4. Información general del pozo

Pozo	B3		Costo presupuestado	491,935.47 USD
Zapato Rev. 7"	5102'		Costo estimado	491,935.47 USD
Collar Flotador rev 7" CF	5059'		Coordenadas referencia Bogotá	N:1'272,612.1m E: 1'019,551.6m
Profundidad máxima permisible	5059' (CF)		Tiempo presupuestado	6.0 días para completación del pozo
Objetivo	B y A		Tiempo estimado	6 días
Tipo de trabajo	Completamiento		Producción estimada	1000 BFPD / 216BOPD / 78,4% BSW
Estación de flujo	--		Pozos del arreglo	5
Estado Actual del pozo	Original		Densidad de fluido en pozo	9.8 LPG
Arenas perforadas	Ninguna		Elevación mesa rotaria (Petrex 5029)	20'
Arenas a perforar	B y A		DLS / Máxima inclinación	2.47°/100ft @ 2475' 14.3°/100ft @ 1801' Tipo S

Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

Datos de tubería

Tabla 5. Revestimiento de superficie

OD (pulg)	ID (pulg)	DRIFT (pulg)	PESO (lb/pie)	GRADO	ZAPATO (pies)	P.COLOPSO (psi)	P. ESTALLIDO (psi)
9-5/8	8,921	8,765	36	K-55	451	2020	3520

Tabla 6 Revestimiento de producción

OD (pulg)	ID (pulg)	DRIFT (pulg)	PESO (lb/pie)	GRADO	ZAPATO (pies)	P.COLOPSO (psi)	P. ESTALLIDO (psi)
7	6,184	6,059	29	P-110	5102	8510	11220

4.2.3 Procedimiento operacional

Consideraciones

La densidad del fluido en el pozo antes del cañoneo 9,8ppg

Cañoneo Rigless

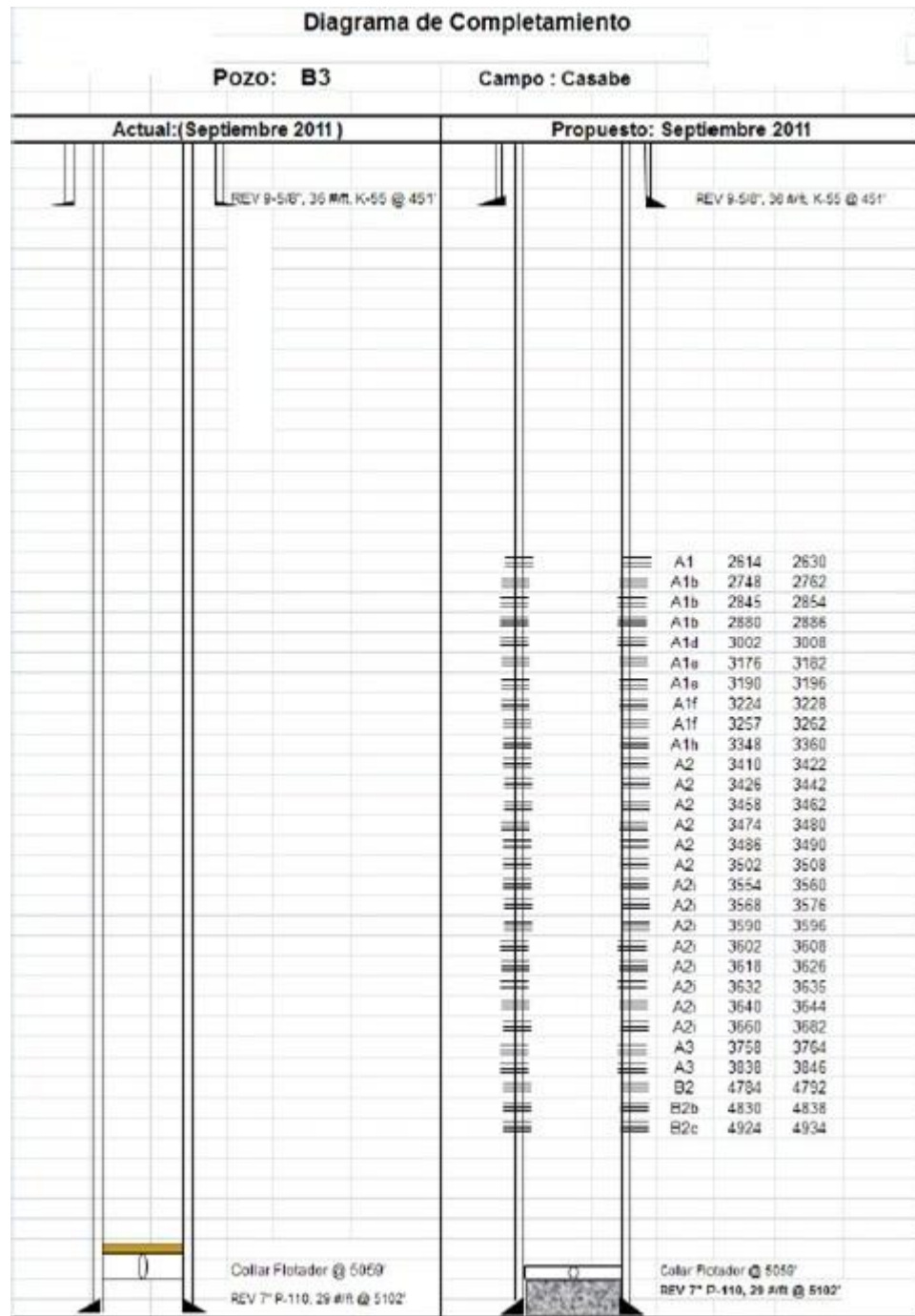
1. Movilizar la unidad de wireline, Rig up unidad, lubricador, equipo inyector de grasa.
2. Hacer la prueba de presión con 2500 psi durante 15 minutos y reportar.
 - Para que la prueba sea validad la presión no debe caer durante los 15 minutos.
 - De acuerdo al tipo de arenas la máxima presión esperada según reporte de yacimientos es de 1543 psi (ver tabla)
3. Conectar cañones de 4-1/2" HSD PJ4505, HMX, 5TPP, 72.5° (penetración de 46.4° API) y bajar para cañonear los siguientes intervalos.

Tabla 7 intervalos propuestos a cañonear según programa

Arenas	Tope	Base	Espesor
A1	2614	2630	16
A1b	2748	2762	14
A1b	2845	2854	9
A1b	2880	2886	6
A1d	3002	3008	6
A1e	3176	3182	6
A1e	3190	3196	6
A1f	3224	3228	4
A1f	3262	3262	5
A1h	3348	3360	12
A2	3410	3442	12
A2	3426	3442	16
A2	3458	3462	4
A2	3474	3480	6
A2	3486	4390	4
A2	3502	3508	6
A2i	3554	3560	6
A2i	3568	3576	8
A2i	3590	3596	6
A2i	3602	3608	6
A2i	3618	3626	8
A2i	3632	3625	3
A2i	3640	3644	4
A2i	3660	3688	22
A3	3758	3764	6
A3	3838	3846	8
B2	4784	4792	8
B2b	4830	4838	8
B2c	4924	4934	10

4. Sacar herramientas y BHA de cañoneo hasta superficie, verificando la detonación de cada cañón.
5. Rig down equipos herramientas y unidad de Wireline

Figura 52. Diagrama mecánico propuesto Pozo B3



Fuente: Base de datos Ecopetrol S.A.

4.3 CONCLUSIONES DE LAS OPERACIONES

- Como se puede observar la operación de registros rigless con wireline se lleva a cabo de una forma rápida, practica y eficaz llevando consigo ahorros cuantiosos de la diferencia de costos en la no utilización de un equipo rig convencional para realizar estos trabajos, ayudando de igual manera a disminuir las diferidas de producción cuando se llevan a cabo dichas actividades. El aumento o caída de la producción no se ve alterado debido a que no estamos modificando el estado mecánico del pozo como si ocurre con operaciones descritas más adelante como es la de cañoneo.
- Las operaciones de cañoneo rigless con wireline han demostrado su eficiencia en el desarrollo de operaciones de completamiento de pozos productores, en este ejemplo se evidencia como con su rapidez optimiza el tiempo de la operación, permitiendo que el rig convencional pueda ejecutar otro trabajo de reacondicionamiento antes de seguir con el completamiento del pozo. Esta optimización de tiempo se verá reflejada en el costo global de la operación haciendo más rentable la inversión de la empresa operadora.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS OPERACIONES

A continuación, se describirá el procedimiento general para realizar las operaciones de cañoneo y registros mediante la tecnología rigless y así compararlo con los procedimientos para las mismas operaciones con Rig convencional, esto, con la finalidad de identificar parámetros críticos que puedan sacar a relucir ventajas técnicas u operativas y justificar la aplicación de la tecnología rigless en trabajos de acondicionamiento de pozos.

5.1 ASPECTOS OPERACIONALES

5.1.1 Movilización de equipo Wireline. La tecnología rigless por ser más versátil en cuanto a equipo, permite mayor facilidad y rapidez para completar en un 100% la movilización del equipo involucrado en la operación. Básicamente, en lo referente a cargas durante una movilización del equipo de Wireline encontramos:

- Unidad de Wireline
- Camión auxiliar 1: herramientas y accesorios, depende de la operación que se vaya a realizar.
- Camión auxiliar 2: sistema de control de presión en la parte posterior, sistema de lubricación a lo largo de la plataforma y el sistema de inyección de grasa en la parte delantera.
- Grúa

5.1.2 Movilización Rig convencional. Debido a la gran cantidad de equipo y personal, una movilización de un Rig convencional implica mayor logística, tiempo y por consiguiente un aumento representativo en los costos. Los componentes de un Rig convencional que están involucrados en la movilización son:

- Unidad básica (Rig convencional)
- Tanques
- Bomba de lodos, principal y auxiliar
- Poor boy, Choke manifold
- Acumuladores
- Taller de mecánica y de soldadura
- Bodegas (químicos y materiales)
- Tanque agua potable y combustible
- Remolques x 4 (Company man, Tool pusher, comedor-juntas, HSE)
- Canastas y racks de tubería
- Mesa rotaria (dependiendo del Rig).

Nota: cada uno de los anteriores ítems es un viaje o carga durante la movilización.

5.2 REGISTROS

Debido a que la operación es ejecutada en su totalidad por la unidad Wireline, solo se mencionará el procedimiento para toma de registros rigless.

5.2.1 Consideraciones

- Todas las herramientas de registro deben estar probadas y revisadas con el fin de evitar posibles contratiempos más adelante.
- El pozo debe estar bajo condiciones estables. Se debe realizar un viaje de calibración del revestimiento (canasta) antes de bajar las herramientas de registro.
- Debe existir un sobre-balance de por lo menos 200 psi entre el pozo y la formación (este diferencial de presión debe ser garantizado durante la prueba hidrostática del tubo lubricador).

5.2.2 Procedimiento operacional¹³

1. Rig up equipo en superficie: unidad de Wireline, teniendo en cuenta el procedimiento descrito en el capítulo 2, líneas de de flujo, equipo de presión (BOP 3000 o 5000 psi), tubos lubricadores (3000 o 5000).
2. Los registros de profundidades deben ser llevados a cero en superficie. Se debe hacer chequeos al casing a distintas profundidades y a la profundidad total. (Se debe utilizar un registro de referencia, preferiblemente gamma ray.)

¹³ Wireline Logging Guidelines. Quality control 2010

3. Dependiendo del tipo de registro a tomar se armara la sarta de registro. RIH (Run In Hole) sarta de registro.
4. La operación se realiza desde el fondo hacia arriba, si existen problemas con el funcionamiento de la herramienta, esta debe ser sacada del pozo y remplazada.
5. Si es necesario repetir una sección, se debe correr secciones de 500 pies en cada viaje y dejando un sobre posición de 200 pies, dependiendo de las propiedades del revestimiento y del yacimiento.
6. Se debe muestrear el fluido del pozo y de la línea de flujo para el respectivo análisis de resistividad. Se deben registrar la tensión del cable y del punto ya que la carga esta estar sumergida por aumento en los niveles de fluido ocasionando lecturas erróneas del peso
7. POOH (Pull Out Of Hole) sarta de registros.

5.3 CAÑONEO

5.3.1 Aspectos pre-operacionales

Seguridad¹⁴

La movilización de explosivos genera un riesgo asociado, es por ello que ésta, debe hacerse con la debida escolta militar y además deben estar almacenados en un bunker móvil como prevención.

¹⁴ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

La seguridad es una prioridad a la hora de cañonear un pozo, las cargas contienen explosivos que pueden causar daños hasta 60 m a la redonda en caso tal de una detonación. Este sistema es muy sensible (pequeñas cantidades de corriente entre 25v o 0,5 amps para la detonación) a muchos dispositivos tales como radios, equipos de soldadura, teléfonos celulares, etc., los cuales pueden detonar el cañón, en este caso deben utilizarse radios que sean intrínsecamente seguros, cualquier dispositivo que no cumpla este requisito debe permanecer apagado y fuera del radio de alcance de los cañones.

Se debe realizar una reunión pre-operacional con todo el personal que se encuentre en la locación antes del inicio de la operación con el fin de evitar tropiezos durante el desarrollo de la operación. La locación debe estar totalmente adaptada con la respectiva señalización y barreras

Selección del cañón

Dependiendo del cañón a seleccionar, existirá cierto riesgo asociado a la integridad del pozo, pues con algunos (Pivot y Enerjet) la cantidad de material de la formación desprendido es considerable y pueden existir taponamientos causando riesgos en el conjunto de control de presión, por esta razón es recomendable hacer una buena elección del cañón que cause el menor daño posible y genere los menores riesgos asociados a equipos sin perder eficiencia en la operación. También es importante seleccionar la longitud de los cañones teniendo en cuenta el mínimo diámetro interno y la severidad del dog leg para pozos desviados.

Monitoreo del espacio anular

En aplicaciones de Through tubing gun, el monitoreo de la presión del anular constantemente es muy importante para detectar o prevenir condiciones anormales de sobres-presión por fluidos del yacimiento.

5.3.2 Cañoneo con unidad Wireline¹⁵: Para llevar a cabo esta operación, es indispensable tener todos los parámetros del pozo y del yacimiento (presión, temperatura, posibles colapsos del casing, etc.), que puedan intervenir y afectar el buen desarrollo del trabajo, por tal motivo deben seguirse todos los lineamientos propuestos por el departamento de ingeniería de la empresa operadora para el éxito de la operación.

Existen dos métodos de cañoneo con unidad de Wireline, Casing gun y TTG por sus siglas en inglés Through tubing gun, en ambos casos se baja la sarta junto con un registro Gamma ray-CCL y son detonadas por un sistema eléctrico.

Ambas operaciones pueden ejecutarse ya sea Rigless o simultáneamente con rig convencional, dependiendo del análisis de los parámetros mencionados en el numeral 5.4 de este capítulo entre otros, se determinara la opción más viable para realizar la operación. Es importante resaltar que, en cuanto a procedimiento las operaciones simultáneas solo difieren de las operaciones Rigless en cuanto la preparación del pozo pues la operación de cañoneo como tal es ejecutada por la unidad de Wireline.

¹⁵ Completions Procedures Manual. ENI Agip Division

Tabla 8. Preparación del pozo para operaciones de cañoneo

Preparación del pozo para operaciones de cañoneo		
	Rig convencional - Unidad Wireline	Rigless
Calibración del pozo	Bajar con tubería de trabajo Taper mill, scrapper.	Canasta calibradora
Cambio de Fluido	Remover el fluido original de completamiento y reemplazarlo por fluido limpio.	No hay cambio de fluido, aunque es necesario determinar que el fluido presente no generará daño alguno a la integridad del pozo
Pruebas de presión	Preventoras, válvulas, sistema de circulación y líneas de flujo.	Tubos lubricadores, sistema de inyección de grasa, válvulas y preventoras.

Fuente: Los autores

5.3.2.1 Casing gun: Los cañones son de mayor diámetro por lo tanto no pueden bajarse a través del tubing, por lo tanto es necesario bajarlos a través de Casing. Este método se usa en condiciones de sobre-balance.

Procedimiento operacional¹⁶

Antes de llevar a cabo la operación es muy importante asegurarse de que no existan dudas respecto al programa o procedimientos de seguridad, cualquier inquietud debe ser manejada con el ingeniero de operaciones encargado.

¹⁶ REGISTRO Y CAÑONEO DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS LOCALES CAMPO CASABE. Alianza Casabe

1. Rig up equipo en superficie: unidad de Wireline teniendo en cuenta el procedimiento descrito en el capítulo 2, líneas de flujo, equipo de presión (BOP 3000 o 5000 psi), tubos lubricadores (3000 o 5000), equipo de inyección de grasa HGT).
2. Bajar canasta de calibración, el ingeniero de registros debe suministrar un diagrama del pozo con todas las profundidades en las que haya colapsos y cambios de diámetro.
3. Se realizan pruebas de presión al pozo a todas las líneas de flujo.
4. Calcular el peso requerido de los cañones de acuerdo a la fricción y la presión de cierre del pozo, en caso de ser necesario se añaden cañones vacíos.
5. Hacer un viaje de prueba y correlacionar la profundidad, ya sea con tubería de cola y marcadores o juntas marcadas del revestimiento, con los datos en el registro. Registrar las áreas donde se observe cambios en la tensión del cable.
6. Dependiendo del viaje de prueba ajustar la longitud de los cañones, proceder a armar los cañones de acuerdo con el programa.
7. RIH (run in hole) del BHA de cañoneo junto con conjunto Gamma ray-CCI en caso de que el pozo sea estático se registra cualquier cambio en la tensión como medida de un cambio en el nivel de fluido. Hacer la correlación con las juntas de revestimiento instaladas en la zona interés.
8. Posicionar el cañón a la profundidad de disparo, correlacionar la profundidad con el registro CBL/VDL/GR/CCL y con un tramo del registro de los casign collars del intervalo a cañonear. Registrar la tensión y las condiciones del pozo antes de realizar el disparo.

9. Cañonear. Observar cualquier cambio en la tensión del cable. Si no hay señal de detonación, intentar varias veces. Si no se detecta señal alguna, registrar con la herramienta CCL en frente de la profundidad de interés, si hubo detonación, esta se debe reflejar en el registro. Una vez haya seguridad de la detonación, POOH (pull out of hole) del BHA de cañoneo monitoreando la presión y el nivel de fluido en el pozo, teniendo en cuenta no sobrepasar los 5000ft/hora para evitar el efecto swabbing.
10. Una vez se tenga en superficie el BHA de cañoneo cerrar las válvulas y liberar el exceso de presión por la válvula de alivio.
11. Confirmar los cañones detonados y seguir con el programa establecido.
12. Acondicionar y dejar el pozo cerrado para el programa de completamiento.

5.3.2.2 Through tubing gun: Las perforaciones son de menor diámetro para que puedan ser bajadas a través del tubing. Se pueden usar para cañonear en bajo-balance y así evitar riesgos de daño a la formación por el ingreso de fluido del pozo inmediatamente después del disparo.

Procedimiento operacional¹⁷

En esencia el procedimiento es el mismo hasta el numeral 4 en adelante se registrará por lo siguiente:

1. Mantener un monitoreo constante de la presión en el anular.
2. Asegurarse de que la master y swab valve estén abiertas y así permitir el flujo luego del cañoneo. RIH sarta de cañoneo.

¹⁷ Completions Procedures Manual. ENI Agip Division

3. Correlacionar el GR/CCL con el registro original de GR. En el registro seleccionar una sección del intervalo a cañonear y ubicar al menos 5 casing collars para correlacionar con el CCL original.
4. Posicionar la sarta de cañoneo en la profundidad establecida por el programa y detonar los cañones.
5. Observar y registrar la presión de cierre en cabeza de pozo (WHSIP), por sus siglas en inglés y confirmar si hubo la detonación de los cañones.
6. POOH de la sarta de cañoneo. Repetir el procedimiento tantas veces sea necesario para cumplir con el programa.
7. Los cañones deben ser inspeccionados en superficie para asegurarse de que todos hayan detonado.
8. Poner pozo en producción.

5.3.3 Cañoneo con Rig convencional. Este procedimiento se realiza mediante la técnica TCP (tubing conveyed perforating), a continuación se describirá de forma general los aspectos operacionales de TCP, la preparación del pozo es esencial antes de iniciar y se deben tener en cuenta ciertos aspectos para el correcto desempeño del trabajo.

Consideraciones

Durante esta operación, la limpieza en general es de gran importancia para que sea óptima y eficiente así se pueden evitar contratiempos más adelante.

- La limpieza del casing es vital ya que puede prevenir problemas de asentamiento de empaques.
- La limpieza de la tubería, puede prevenir problemas de posibles taponamientos por escamas, acumulación de torta de lodo y escombros.

- La limpieza de los fluidos es muy importante en cuanto a problemas de asentamiento de sólidos ya que pueden filtrarse y generar restricciones a los canales de flujo.
- Pruebas de presión a todas las líneas de flujo y preventoras.

Procedimiento operacional¹⁸

1. Preparación de todo el equipo y herramientas que se encuentren involucradas en la operación antes de iniciar.
2. Direcccionar los cañones hacia la superficie de armado evitando cualquier contacto fuerte para no dañar o desviar el porta cargas
3. Revisar el estado de los componentes antes del armado de la sarta de cañoneo, el tiempo de detonación de la cabeza será acordado según el programa y el ingeniero encargado.
4. La sarta de cañoneo debe ser bajada sin causar ningún choque o presión para evitar detonaciones prematuras.
5. RIH de la sarta de cañoneo y asentamiento a la profundidad indicada.
6. Inicialización del equipo de registros e inicio del registro gamma ray para la correlación de profundidad.
7. Ajustar el empaque y sentar la sarta de cañoneo. Si existen dudas sobre la profundidad, bajar nuevamente el registro gamma para asegurar que los cañones están en la profundidad indicada.
8. Instalar el árbol de navidad y el equipo para pruebas de presión, circular el colchón de fluido para crear el bajo balance y alinear el pozo para permitir el flujo.
9. Para la detonación se presuriza la tubería de la sarta con la bomba de cemento manteniéndolo por un minuto. Se cierran las válvulas y se espera la detonación.

¹⁸ Completions Procedures Manual. ENI Agip Division

10. Si no hay señal de detonación, re-presurizar la sarta en etapas de 1000 psi por encima de la presión de detonación, observar si existe alguna fuga. Si luego de varias horas no ocurre la detonación, iniciar el sistema de ignición de respaldo.

5.4 EVALUACIÓN TÉCNICA DE PARAMETROS OPERACIONALES

Esta parte del libro, tiene como finalidad realizar una evaluación mediante el Análisis de distintos parámetros operativos los cuales son críticos a la hora de ejecutar los trabajos de cañoneo y registros realizados con el equipo de Wireline y la tecnología rigless respecto a la tecnología convencional, el objetivo será identificar características que evidencien ventajas técnicas y así justificar su aplicabilidad.

Los parámetros más significativos y relevantes a la hora de tomar una decisión en cuanto a la ejecución de una operación con tecnología rigless 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. A la hora de realizar cualquier intervención Rigless se debe tener en cuenta el costo de esta para determinar su eficiencia y/o eficacia mediante una evaluación financiera.

Esta variable no se tendrá en cuenta a la hora de la evaluación técnica pues es el principal parámetro para la evaluación financiera que se realizara con flujos de cajas y análisis de variables económicas (TIR, VAN, etc.) que se describe en el siguiente capítulo.

5.4.2 Tiempo aproximado de duración de la operación. Este parámetro es fundamentalmente importante debido a que va estrechamente ligado a los costos, ya que como bien sabemos el cobro de los equipos y herramientas se cuantifican por horas o días trabajados, además, entre más rápido se culmine el trabajo se genera menor producción diferida disminuyendo el costo global de la operación y haciendo más rentable la inversión, por esta razón entre mejor se optimice el trabajo menor será el costo acumulado de la operación, otro valor agregado es que se optimiza la ruta de intervenciones de Workover ya que el Rig Convencional se libera para realizar operaciones simultaneas de reacondicionamiento de otro pozo.

La tecnología rigless presenta las siguientes ventajas en cuanto la tecnología rig convencional:

- El transporte de los equipos para las movilizaciones de los equipos necesarios se hace en menor tiempo.
- Al Tener menos equipos involucrados en la operación se genera un ahorro de tiempo en la logística de armado y desarmado (Rig up-down).
- En materia de personal, el realizar las operaciones Rigless se tienen menos horas hombre en comparación a la operación con Rig convencional, es decir, cuando se realiza las operaciones con Rig convencional y unidad Wireline se tiene mayor tiempo muerto debido a que la operación ya sea cañoneo o registros queda bajo la supervisión del personal de Wireline y no del personal del Rig, generando así un mayor costo asociado.

5.4.3 Potencial del pozo. Esta variable está enfocada hacia operaciones de cañoneo (recompletamiento- recañoneo)

Al igual que el tiempo, el potencial de un pozo indica su productividad, la cual se ve reflejada en dinero producido luego de la extracción de crudo, entre mayor sea el potencial del pozo a trabajar significara una mayor producción diferida durante el tiempo de intervención y por lo tanto un incremento en el costo, esto relacionado con la variable tiempo. Primordialmente lo que se busca a la hora de 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.

5.4.4 Disponibilidad de equipo. Cuando en un campo se tiene una gran campaña de trabajos de reacondicionamiento de pozos y el número de Rigs convencionales no es suficiente para llevar a cabo una operación, ya sea de cañoneo o registros, no es viable detener la operación hasta que exista la disponibilidad de un equipo pues un pozos parado es dinero que deja de recibir la empresa operadora. En este caso la tecnología rigless se presenta como posible solución para llevar a cabo la operación y poner lo más pronto posible el pozo en producción o hacer la respectiva toma de registros para la decisión posterior a realizar. Se observan dos ventajas importantes en cuanto la disponibilidad de quipo:

- Como la unidad de Wireline y la grúa son de empresas prestadoras de servicios siempre existirá disponibilidad para realizar los trabajos de registro o cañoneo cuando los requieran.
- Esta disponibilidad inmediata de los Equipos Rigless permite a la empresa operadora disponer de los Rigs convencionales para continuar con las campañas de reacondicionamiento de pozos.

5.4.5 Estado de locaciones y vías de acceso. En la planeación de cualquier trabajo de workover siempre antes de movilizar los equipos se debe hacer un reconocimiento de la zona en la cual se va a trabajar, con el objetivo de establecer

las condiciones en las cuales se encuentra la locación vías de acceso dimensiones, estabilidad del terreno, y determinar las posibles adecuaciones que sean necesarias realizar para permitir el libre desarrollo de la operación, sin embargo estas adaptaciones requieren un gasto adicional. Aunque este parámetro por sí solo no es determinante a la hora de realizar la operación con tecnología rigless puede influir si se tienen en cuenta el potencial del pozo a intervenir y el tiempo improductivo, que siguen elevando el costo, es acá donde se pueden evidenciar las siguientes ventajas de la tecnología rigless:

- Cuando la locación es demasiado pequeña para que el equipo pueda alojarse con facilidad o el estado de las vías de acceso no permiten el libre tránsito de los vehículos que transportan el equipo (taladro workover, tanques remolques etc.) debido a su gran envergadura, se convierte en ventaja para la tecnología rigless.
- Cuando la locación no presenta las condiciones necesarias para que el equipo de workover pueda realizar su trabajo como vientos en malas condiciones o poca compactación del terreno, se soluciona con una grúa la cual es más portable y adaptable cualquier terreno.

6. EVALUACION FINANCIERA

6.1 CRITERIOS DE EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS¹⁹

6.1.1 Valor presente neto (VPN). Aunque es intuitivamente inmediata la comprensión del significado de la rentabilidad, y no es evidente el sentido que tiene el valor presente neto, presentamos inicialmente este último índice por considerarlo uno de los más adecuados y en cierta forma el más seguro de los existentes, como podremos apreciar a través de ciertas consideraciones que iremos presentando de aquí en adelante. Empecemos con su definición:

El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que la diferencia en dineros que hay de los dineros invertidos y recibidos en éste, o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en pesos (\$) actuales de la diferencia entre todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

VPN (i) = Valor presente ingresos – Valor presente egresos

El valor presente es el valor de oportunidad en pesos actuales de la alternativa en cuestión. Si es positivo, representa las ganancias extraordinarias que genera el proyecto, lo que nos deben pagar para que lo cedamos, y si es negativo, representa lo que nos cuesta comprometernos en el proyecto o lo que estamos dispuestos a pagar para que otro lo lleve a cabo en nuestro lugar.

¹⁹ VANEGAS, Oscar. Ingeniería económica. Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.

6.1.2 Valor anual neto (VAN) y costo anual (CAE). El criterio del VAN es la interpretación anualizada del VPN, o sea:

$$VAN = \frac{VPN \times i}{1 - (1+i)^{-n}}$$

El cual representa las ganancias extraordinarias que generan el proyecto o alternativa por período, durante toda su vida útil.

Existe un mejor uso de este criterio de evaluación, se trata del costo anual equivalente, particularmente útil para evaluar proyectos que esencialmente constituyen fuentes de egresos, tales como prestar un servicio público subsidiado, mantener un servicio de apoyo para otras actividades, etc.

En muchos de estos casos no se puede establecer la rentabilidad del servicio, ya que el proyecto está conformado únicamente por desembolsos. Por ejemplo, el servicio de alumbrado en una fábrica puede ascender a \$30.000 al año y por lo tanto el proyecto de inversión que representa consta simplemente de una serie de pagos anuales de \$ 30.000 durante el período en que se piense mantener este servicio. Si intentamos calcular la rentabilidad de esta sucesión de gastos, descubrimos que es igual a infinito, como se desprende del siguiente análisis:

$$VPN = 0 = 30.000 \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] = 30.000 \left[\frac{1}{i} - \frac{1}{i(1+i)^n} \right]$$

Al insertar el valor de “i” igual a infinito en la última expresión, encontramos que le VPN = 0.

Entonces, como la expresión $\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$ se hace igual a cero cuando $i = \text{infinito}$,

esta es la tasa interna de rentabilidad del proyecto de alumbrado. Pero obviamente este resultado no sirve para nada.

Cuando desarrollamos las relaciones entre sumas de dinero que aparecen en diferentes momentos, identificamos en particular las que existen entre una partida actual P y una serie uniforme A, y entre una suma futura F y una serie uniforme A. Estas dos relaciones son ahora muy útiles porque constituyen la base fundamental para el cálculo del costo anual equivalente.

Una manera alterna de llegar al CAE hubiera sido calculando el valor VPC, convirtiéndolo luego en una serie uniforme, lo cual evidencia la existencia de la siguiente relación entre el VPC y el CAE:

$$CAE = \frac{VPC \times i}{1 - (1+i)^{-n}}$$

6.1.3 Relación beneficio - costo (RB/C). Este índice, cuya utilización es muy frecuente en estudios de grandes proyectos públicos de inversión, se apoya en el método del valor presente neto. La Relación Beneficio-Costo (**RB/C**), se calcula de la siguiente manera:

1. Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
2. Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.

3. Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda. El resultado de tal división es la relación *beneficio-costo*:

En términos simbólicos:

$$RB / C = \frac{VPN_{\text{Ingresos}}}{VPN_{\text{Egresos}}}$$

Debemos observar que la relación beneficio-costo es una función de la tasa de interés que se emplea en los cálculos del VPN de los ingresos y egresos, de modo que al calcular este índice con propósitos decisorios, es menester utilizar la tasa de interés de oportunidad.

La relación beneficio-costo puede asumir los siguientes valores:

$$RB/C(i) \begin{matrix} >1 \\ =1 \\ <1 \end{matrix}$$

Cuando su valor es superior a la unidad, significa que el VPN de los ingresos es superior al de los egresos, es decir, que el VPN de todo el proyecto es positivo y en consecuencia el proyecto es atractivo.

Cuando la relación B/C es igual a 1, el VPN de los ingresos es igual al de los egresos; cuando esta acontece, el VPN de todo el proyecto es igual a cero. Por consiguiente, en tales circunstancias el proyecto es indiferente y la tasa de interés utilizada representa la tasa interna de rentabilidad del proyecto.

Finalmente, cuando el valor de esta relación es menor que uno, tenemos un proyecto en el cual el VPN de los ingresos es menor que el de los egresos, lo cual señala .que el VPN de todo el proyecto es negativo, es decir, que el proyecto no es atractivo.

La relación beneficio-costos se utiliza especialmente en proyectos relacionados con obras públicas o con inversiones financiadas por organismos internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o el Banco Mundial (BM). Estas entidades han establecido el uso de este índice como resultado de la práctica prevalente en las agencias gubernamentales de los Estados Unidos que exigen, por ley, una comparación explícita de los beneficios y de los costos.

La relación beneficio-costos también es útil para adelantar la evaluación económico-social del proyecto, ya que este enfoque requiere que se hagan explícitos los beneficios y costos para poder afectarlos con los factores de ajuste.

6.1.4 Periodo de restitución (PR). Este tiempo mide la bondad de un proyecto de inversión en términos del tiempo que se demora en recuperar la inversión.

6.1.5 Tasa interna de rentabilidad (TIR). Cuando se explicó el método del valor presente neto se hizo énfasis en que su valor depende de la tasa de interés que se usa para calcularlo. En particular, el VPN igual a cero evidencia que los dineros invertidos en el proyecto ganan un interés idéntico a la tasa de descuento utilizada en los cálculos. Por ejemplo, si $VPN(0.15) = 0$, las sumas invertidas en el proyecto ganan un 15% de interés.

En consecuencia, la tasa de interés que produce un VPN igual a cero es una medida de rentabilidad adecuada. Como se trata del interés que ganan los dineros que permanecen invertidos en el proyecto, se le da el nombre de tasa interna de rentabilidad, o simplemente TIR.

El lector debe advertir que la tasa interna de rentabilidad o retorno es una característica propia del proyecto totalmente independiente de la situación del inversionista, es decir, de la tasa de interés de oportunidad que percibe.

6.1.6 Tasa verdadera de rentabilidad (TVR). .La tasa verdadera de rentabilidad del proyecto (TVR) es aquella que combina las características propias del proyecto (reflejadas en su tasa interna de rentabilidad) con las características propias del inversionista (que se expresan mediante su tasa de interés de oportunidad). El porcentaje de rentabilidad propia del proyecto es anual compuesto. Es la TIR, índice que NO depende de quien esté analizando el proyecto. La tasa de interés de oportunidad es anual compuesta y constituye una característica del inversionista y NO del proyecto.

Es muy frecuente que se confunda estas tres mediciones de rentabilidad que, como puede fácilmente advertir el lector, tienen un significado y utilidad diferentes. La confusión surge porque, con frecuencia, la TVR del proyecto coincide con su TIR. Esto acontece cuando el proyecto no devuelve dinero a lo largo de su horizonte de vida, y así no da cabida a que entren en juego las oportunidades de reinversión de quien analiza el proyecto. Debe ser claro que para tomar decisiones, el índice de rentabilidad adecuado es el que hemos llamado la tasa verdadera de rentabilidad del proyecto (TVR).

6.2 EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN ²⁰

Durante los últimos años se viene concediendo especial atención al impacto que la inflación tiene en las decisiones financieras. Es un fenómeno del que no podemos abstraernos, de ahí que los esfuerzos en este sentido se orienten a buscar metodologías que permitan visualizar sus implicaciones en los resultados.

²⁰ VANEGAS, Oscar. Ingeniería económica. Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.

En Colombia se ha suscitado una polémica en lo que respecta a la mejor manera de evaluar los proyectos para incluir el efecto inflacionario. Algunos sostienen que lo más adecuado es expresar los flujos de caja en términos corrientes, es decir, a su valor correspondiente en cada uno de los años durante los cuales se generan, considerando los incrementos en los precios y las cantidades. Otros se deciden por dejar los precios constantes y únicamente registran el cambio en las cantidades, expresando los flujos de caja en términos constantes (reales). Esta última metodología es la más favorecida, por las entidades crediticias encargadas de administrar los préstamos de fomento.

Algunos autores de libros financieros manifiestan que por causa de fallas en la mecánica de la evaluación de los proyectos, las instituciones de fomento descartan como malos muchos proyectos que definitivamente podrían llevarse a cabo, limitando peligrosamente las oportunidades de inversión y generación de empleo de la economía.” Se denuncian fallas en el trato de rubros tales como el repago de la deuda, sus intereses, la depreciación, las amortizaciones de diferidos, etc.

6.2.1 Estructura de los flujos de caja

6.2.1.1 Parámetros económicos

- ***Inversiones de capital:*** también conocido como costo de capital. Se refiere a todas las inversiones necesarias para la compra de activos y otros como: equipos de oficina y de ingeniería, vehículos, materiales, pago de recurso humano, comisiones, propiedades, derechos, terrenos, etc. En sí este rubro incluye todas las inversiones necesarias para poner a funcionar una planta, una fábrica o una facilidad de servicio.

En general en la industria del petróleo, se refiere a costos de exploración y parte de los de explotación (hasta el desarrollo total), incluido los gastos pre-operativos. La industria clasifica estas inversiones de capital como costos de ingeniería y costos de construcción. Todos estos son contabilizados en dólares nominales y serán ajustados por inflación y tasa de oportunidad hasta la iniciación de la producción comercial. Las inversiones de capital permitidas, por ejemplo, incluyen tubería, materiales, equipo, transporte, seguros, derecho de aduana, impuestos al valor agregado (IVA), ingeniería, suministros, construcción y costos de manejo del proyecto. Las inversiones también incluyen los gastos operativos antes del inicio de producción, que contablemente no pueden ser tratados como gastos por falta de ingresos, y por lo tanto son capitalizados y amortizados en 5 años. La recuperación de costos de las inversiones directas e indirectas se hará por el método de depreciación en línea recta a lo largo de 20 años. La recuperación del costo del IVA que corresponda a inversiones se hace mediante créditos tributarios contra el impuesto a la renta.

- **Capital de trabajo:** representa los dineros necesarios para operación de una compañía, y no son capitalizados. Están representados en dinero en efectivo (caja menor, cuentas corrientes o bancos), materiales e inventarios generalmente en stock, disponibles para reparaciones. El capital de trabajo es cuantificado como el 2% de las inversiones de capital. El capital de trabajo debe estar disponible en todo momento y será recuperado al final del proyecto.

- **Ingresos:** Los ingresos representan las entradas por la venta del producto o servicio objeto del negocio. En la industria del petróleo y gas es el producto de la venta del crudo o gas que le corresponde según contrato, después de descontar regalías en cabeza de pozo e impuestos de guerra (si lo hay).

Los ingresos dependen del precio de venta, y es el principal factor en la determinación de la rentabilidad del negocio.

- **Gastos de producción:** incluye los costos de operación y mantenimiento, el impuesto al valor agregado, gastos administrativos, imprevistos, etc.

Los gastos contablemente se clasifican directo (laborales, combustibles, energía, bombeo, compresión, tratamiento y otros) e indirectos (pagos de servicios especiales, inspección de líneas, reparación).

- **Gasto de transporte:** se refiere al pago tarifas para el transporte del gas o petróleo por gasoducto, oleoducto, buques, carro tanques, ferrocarril, etc. Cuando el producto objeto del negocio se vende en puerto o refinería.
- **Costos financieros:** son gastos en pago de interés del capital invertido que se adeuda.
- **Depreciación:** es un término contable usado para expresar la recuperación de inversión en activos tangibles, generalmente maquinaria, equipos y estaciones o facilidades que están expuestos al deterioro o pérdida de su valor con el tiempo.

La depreciación es calculada por el método de la línea recta donde el factor anual es la enésima (1/n) parte del valor invertido. n es la vida útil del activo, al final del cual se considera obsoleto, o sea con valor de salvamento cero, a no ser que la vida útil sea mayor a la vida del proyecto o reversión del contrato, en cuyo caso la depreciación anual será:

$$D_i = [C_{\text{inicial}} - \text{valor de salvamento}] / \text{Vida del proyecto}$$

- **Amortización:** son deducibles de las inversiones necesarias para los fines del negocio o actividad, diferentes a las inversiones depreciables y las inversiones en terrenos. Son amortizables las inversiones de adquisición para exploración y explotación de yacimientos petrolíferos o de gas y otros productos naturales. También es amortizable el costo de los intangibles susceptibles de demérito por ejemplo el (Good Will) y los gastos pre-operativos.

Las amortizaciones se hacen en un término no inferior a 5 años, salvo que se demuestre que, por la naturaleza o duración del negocio la amortización debe hacerse en un plazo inferior. En el año o período gravable en que se terminó el negocio o actividad pueden hacerse los ajustes pertinentes, a fin de amortizar la totalidad de la inversión.

Las inversiones generalmente son amortizables durante el término del contrato, hasta el momento de la transferencia.

La amortización se hará por los métodos de línea recta o reducción de saldos, o mediante otro de reconocido valor técnico autorizado por la DIAN.

- **Regalías:** para la explotación de yacimientos petrolíferos y de gas, las regalías son de 20% en cabeza de pozo, para concesiones y contratos de asociación vigentes firmados antes de la ley 756 de 2002. Los contratos firmados después de promulgada esta ley, tendrán tarifas escalonadas de acuerdo a la producción.
- **Impuestos:** se aplica el impuesto al valor agregado (IVA) sobre las compras de activos y gastos pre-operativos y sobre los gastos de operación deducibles del impuesto a la renta.

El impuesto sobre la renta es del 35% y el de Industria y comercio del 1% sobre ingresos.

Otro impuesto aplicable es el de remesa, que corresponde al 7% del dinero girado a la casa matriz. El IVA será considerado costo de producción si es causado durante su vida de producción.

- **Vida útil:** es normalmente la vida económica del campo pero para efectos de contratos, es hasta la reversión del mismo.
Para efectos de depreciación, puede ser hasta la vida física de los equipos.
- **Tasa de oportunidad:** es la rentabilidad mínima que el inversionista está dispuesto a recibir por su dinero

Un flujo de caja o flujo de efectivo para efectos financieros es diferente al estado contable que normalmente conocemos.

6.2.1.2 Flujo de caja sin financiación o del proyecto: La estructura que se tendrá en cuenta para efectos de una evaluación financiera de un proyecto es:

+ Ingresos Brutos
- Costos totales
- Depreciación
- Amortización
<hr/>
Ingresos Gravables
- impuesto de renta
<hr/>
Ganancia Bruta
+ Depreciación
+ Amortización
- <u>Reserva de capital de trabajo</u>

- Inversión

Flujo de caja neto

6.2.1.3 Flujo de caja con financiación o del inversionista: La estructura que se tendrá en cuenta para efectos de una evaluación financiera de una inversión para los inversionistas es:

+ Ingresos Brutos
- Costos totales
- Gastos financieros o intereses
- Depreciación
- Amortización

Ingresos Gravables

- impuesto de renta

Ganancia Bruta

+ Depreciación

+ Amortización

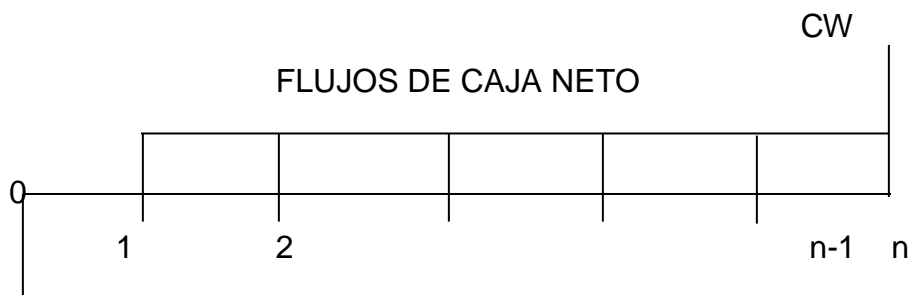
- Capitalización de créditos

- Reserva de capital de trabajo

- Inversión

Flujo de caja neto

El diagrama tiempo- valor típico que interpreta los flujos de caja es:



Inversiones totales capitalizables + CW

6.3 EVALUACION FINANCIERA PARA LA OPERACIÓN DE CAÑONEO RIGLESS CON WIRELINE

Esta evaluación se basa principalmente en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor presente neto (VPN), tasa interna de rentabilidad (TIR) y el periodo de restitución (PR), los cuales son parámetros que nos permitirán determinar si el proyecto es o no rentable. En nuestro caso será un flujo de caja de proyecto a un año debido a la rápida recuperación de la inversión en la operación de cañoneo.

6.3.1 Descripción de los costos de la operación de cañoneo rigless. A continuación se presenta un trabajo cañoneo rigless con wireline propuesto, tiempo estimado y el costo estimado para su ejecución, el valor de los costos se calcula en dólares de los Estados Unidos de América y fue tomado de la lista de precios a la fecha proporcionado por la compañía operadora que contrato el servicio.

Detalles:

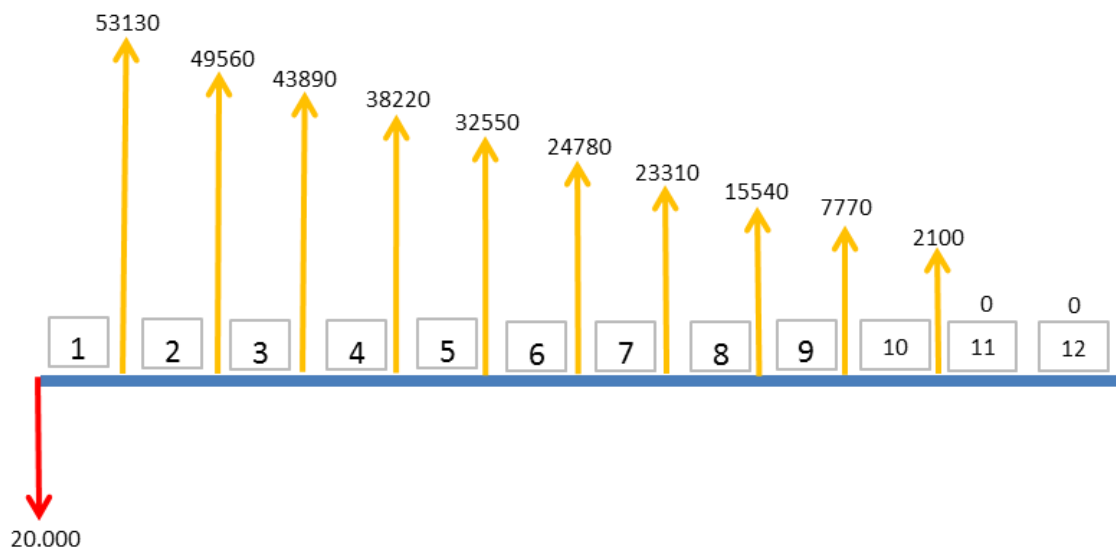
- Trabajo a realizar: Cañoneo rigless con wireline
- Tiempo estimado (Horas) : 24
- Costo estimado (USD): 20.000

Los ingresos se obtendrán de la producción mensual del pozo que se llevó a cabo la operación de cañoneo, se multiplica el precio promedio del barril al mes por la cantidad total de barriles a dicho mes, por otro lado las ganancias serán generadas de la producción incremental con respecto a la tendencia que venía presentando la producción del pozo antes de realizarse la operación de cañoneo. El valor total de los egresos está constituido principalmente por los costos de la operación total de la operación de cañoneo y el costo operativo de producción del campo casabe el cual se encuentra en un valor de 17 dólares por barril.

6.3.2 Hipótesis base para la evaluación financiera. Los siguientes son algunas hipótesis que sirven de base para llevar a cabo la evaluación financiera:

- La tasa de oportunidad o tasa mínima de retorno (TIO) será de 12%, el cual maneja Ecopetrol S.A, empresa operadora del campo.
- El costo operativo de producción para el campo Casabe es de US\$17 por barril.
- La depreciación en el proyecto no se tendrá en cuenta debido a que los equipos utilizados son alquilados y no quedan bienes concernientes al proyecto en el tiempo de producción del pozo.
- Para la producción se utilizará un modelo de declinación constante, la cual se puede modelar linealmente debido a que solo se manejará tiempo de un año.

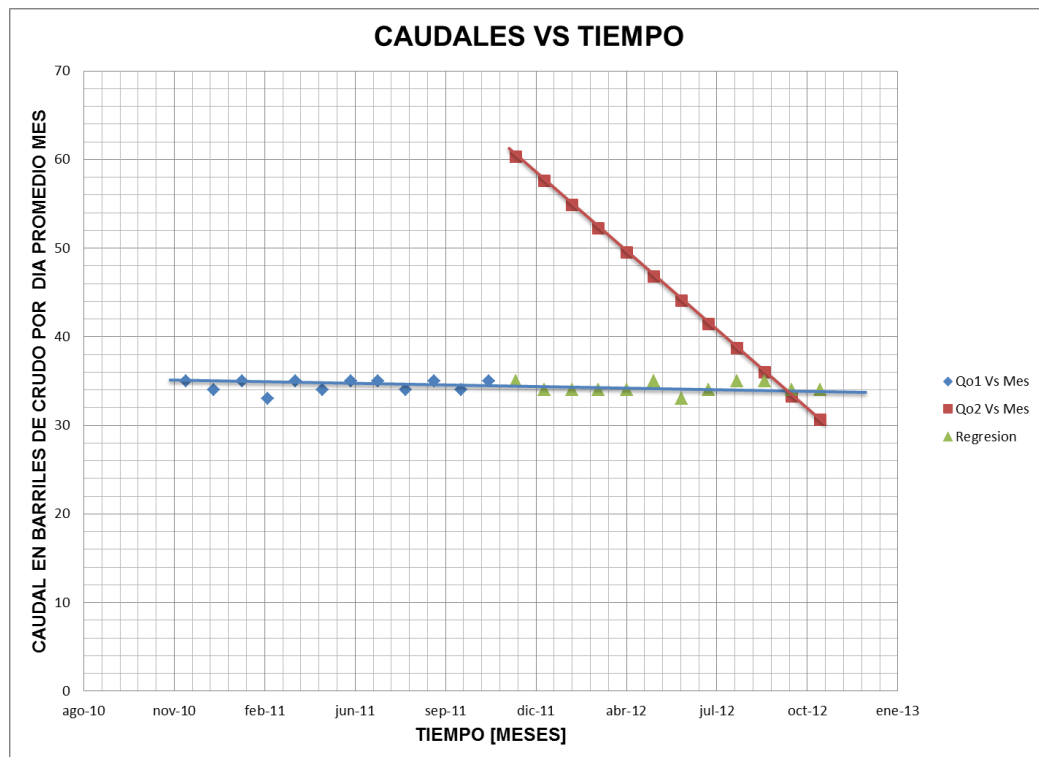
Figura 53. Flujo de caja neto para la producción incremental promedio mensual después de la operación de cañoneo.



Fuente: Los autores.

La figura 53 muestra el flujo de caja de la producción incremental promedio mensual luego de haberse realizado la operación de cañoneo, el cálculo de esta producción se procede teniendo en cuenta la tendencia de declinación que tenía la producción del pozo antes de ser cañoneado, como se puede evidencia en la figura 54.

Figura 54. Tendencias de declinación de la producción antes y después de la operación de cañoneo.



Fuente: Los autores

La anterior figura muestra la producción del pozo de Noviembre de 2010 a Diciembre de 2011 y la tendencia de declinación a seguir sin efectuarse la operación de cañoneo (línea azul) y la producción de dicho pozo luego de efectuarse la operación de cañoneo (línea roja) en las fechas de Diciembre 2011 a Noviembre 2012. Estas tendencias nos permiten visualizar de forma más sencilla el aumento de la producción incremental, la cual es considerada ganancias efectuadas en el proyecto.

Tabla 9. Ingresos y egresos para el año de post cañoneo y producción de ambas etapas.

Meses		Caudal Pre Cañoneo (Bbl/Día)	Caudal Post Cañoneo (Bbl/Día)	Producción/ Mes	Ventas Mes	Producción Increment/Día	Producción Increment/Mes	Ingresos Producción Increment (USD/Mes)	Egresos producción Post cañoneo (USD/Mes)	Egresos Producción Regalías 20% (USD/Mes)	
Año Pre Cañoneo	dic-10	1	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	ene-11	2	34	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	feb-11	3	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	mar-11	4	33	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	abr-11	5	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	may-11	6	34	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	jun-11	7	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	jul-11	8	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	ago-11	9	34	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	sep-11	10	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	oct-11	11	34	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
	nov-11	12	35	0	--	0	0	\$ 0	--	--	
Año Post Cañoneo	dic-11	13	35	60,3	1809	\$ 126.630	25,3	759	\$ 53.130	\$ 30.753	\$ 25.326
	ene-12	14	34	57,6	1728	\$ 120.960	23,6	708	\$ 49.560	\$ 29.376	\$ 24.192
	feb-12	15	34	54,9	1647	\$ 115.290	20,9	627	\$ 43.890	\$ 27.999	\$ 23.058
	mar-12	16	34	52,2	1566	\$ 109.620	18,2	546	\$ 38.220	\$ 26.622	\$ 21.924
	abr-12	17	34	49,5	1485	\$ 103.950	15,5	465	\$ 32.550	\$ 25.245	\$ 20.790
	may-12	18	35	46,8	1404	\$ 98.280	11,8	354	\$ 24.780	\$ 23.868	\$ 19.656
	jun-12	19	33	44,1	1323	\$ 92.610	11,1	333	\$ 23.310	\$ 22.491	\$ 18.522
	jul-12	20	34	41,4	1242	\$ 86.940	7,4	222	\$ 15.540	\$ 21.114	\$ 17.388
	ago-12	21	35	38,7	1161	\$ 81.270	3,7	111	\$ 7.770	\$ 19.737	\$ 16.254
	sep-12	22	35	36	1080	\$ 75.600	1	30	\$ 2.100	\$ 18.360	\$ 15.120
	oct-12	23	34	33,3	999	\$ 69.930	-0,7	-21	\$ 1.470	\$ 16.983	\$ 13.986
	nov-12	24	34	30,6	918	\$ 64.260	-3,4	-102	\$ 7.140	\$ 15.606	\$ 12.852
				16362		\$ 1.145.340		4155	\$ 282.240	\$ 278.154	\$ 229.068

Fuente: Los autores

Tabla 10 Flujo de caja proyecto en términos constantes para la etapa post cañoneo con especificaciones de las operaciones.

FLUJO DE CAJA PROYECTO EN TERMINOS CONSTANTES													
	Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ventas Generadas		126.630	120.960	115.290	109.620	103.950	98.280	92.610	86.940	81.270	75.600	69.930	64.260
- Costos Variables		(56.079)	(53.568)	(51.057)	(48546)	(46035)	(43524)	(41013)	(38502)	(35991)	(33480)	(30969)	(28458,00)
-Costos sin depreciación		(20.000)											
- Depreciación		0											
Utilidad Operativa		50.551	67.392	64.233	61.074	57.915	54.756	51.597	48.438	45.279	42.120	38.961	35.802
Impuestos (35%)		(17.693)	(23.587)	(22.482)	(21.376)	(20.270)	(19.165)	(18.059)	(16.953)	(15.848)	(14.742)	(13.636)	(12.531)
Utilidad Operativa después imp.		32.858	43.805	41.751	39.698	37.645	35.591	33.538	31.485	29.431	27.378	25.325	23.271
+ Depreciación		0											
Flujo de Caja operativo		32.858	43.805	41.751	39.698	37.645	35.591	33.538	31.485	29.431	27.378	25.325	23.271
Inversión	-20.000												
Inversión incremental Capital de Trabajo + Recuperación de trabajo	-	-											
Pérdida poder adquisitivo Ka de t		-											
Flujo Neto del Proyecto	-20.000	32.858	43.805	41.751	39.698	37.645	35.591	33.538	31.485	29.431	27.378	25.325	23.271
TIR DEL PROYECTO	181,71%												
VPN DEL PROYECTO	199.166	VIABLE	GANANCIAS NETAS (USD)	\$	381.776,70								
Tasa mínima de rendimiento - corrientes	12,00%												
Inflación	0%												
Tasa mínima en constantes	12,00%												

Fuente: Los autores

6.3.3 Resultados de la evaluación financiera en la operación de cañoneo. La información utilizada para cálculos está plasmada en las figuras 52, 53 y tablas 9 – 10, las cuales fueron hechas con hojas de cálculos de EXCEL, en resumen se presentan los principales resultados obtenidos:

- VPN (USD): 199.166
- TIR (%): 181,71
- PR (Días): 18,9
- GANANCIAS NETAS (USD): 381.776,7

Analizando estos resultados se puede concluir que la operación de cañoneo efectuada al pozo en estudio, fue altamente rentable, debido a que su TIR del 181,7% es muy superior a la tasa de oportunidad (12%). Igualmente, el VPN es mayor a cero, demostrando que genera ganancias extraordinarias. Por otro lado, se puede concluir que en solo 19 días se paga la inversión hecha en el cañoneo.

En la tabla 10 se puede evidenciar la producción inicial luego del cañoneo y las ganancias mensuales debido a producción neta incremental de crudo, esto hace que este proyecto se pague en poco tiempo comparado con lo proyectado de la inversión inicial o el costo inicial de procedimiento.

En la figura 53 se observa el comportamiento de la producción antes y después de la operación de cañoneo, como también se estima la proyección estimada de producción del pozo en caso de no haber efectuado dicha operación. En Noviembre de 2011 el pozo presentó una producción de 35 BPPD, luego del tratamiento en el mes de Diciembre de 2011 se alcanza una producción inicial de 60,3 BPPD, lo que corresponde a un incremento de 25,3 BPPD, la producción continua un comportamiento decreciente hasta el mes de Septiembre del año 2012 donde se alcanza un equilibrio de producción con el pozo cañoneado y la tendencia del pozo sin cañonear, a partir de este punto el proyecto ya no genera

ganancias por producción incremental 83,3%, como resultado la operación de cañoneo genera ganancias netas en el aproximadamente del tiempo al cual se planeó.

Otro punto importante al llevar a cabo esta operación fue que se generó una disminución de agua de producción de 590 a 250 barriles promedio por mes; esto conlleva a la disminución de costos por tratamiento y procesos ambientales de dicha agua. El tiempo de recuperación de inversión (Costo de la operación de cañoneo) se dio en aproximadamente 19 días, lo que indica una gran rentabilidad que representa este tipo de tratamiento aplicando cañoneos rigless.

Tabla 11. Datos de costos de movilización asociados a la operación de cañoneo rigless y RIG convencional para el pozo B1 Y B2 respectivamente del campo Casabe.

POZO	TIPO DE OPERACIÓN	EQUIPO	MOVILIZACION (USD)	COSTO EQUIPO/DIA (USD)	DIAS EQUIPO EN POZO	COSTO OPERACIÓN (USD)	COSTO TOTAL (USD)
B1	CAÑONEO	RIGLESS	0	0	1	19544	19544
B2	CAÑONEO	RIG CONVENCIONAL	13500	11450	9	39696	156246

Fuente: Los autores

En tabla 11 se compara los costos y el tiempo entre una operación rigless y una con rig de workover convencional para dos pozos diferentes pero con potenciales promedio de producción de 36 barriles por día para el pozo B1 y 39 barriles por día para el B2, como podemos ver el equipo de workover gasta más tiempo y dinero que el equipo rigless. Esto se debe a que los equipos rigless son más escasos y pequeños, estos únicamente utilizados para el cañoneo y los registros, cosa que no pasa con los convencionales, debido a que estos hacen dichas operaciones más complejas y costosas, como se mencionó en el capítulo anterior.

Comparando costos entre rigless y rig convencional de la tabla 11, podemos evidenciar que las operaciones rigless son rentables en pozos de bajo, medio o alto potencial de producción cosa que no pasa con las operaciones con rig convencional, ya que en pozos de bajo potencial no son atractivas debido a los altos costos por movilización y días de trabajo de la unidad. Esto haría que el tiempo de repago sea mucho más largo, haciendo una analogía aproximada con el flujo de caja del pozo B1, ya que producen casi la misma cantidad de crudo, duraría en pagarse la operación aproximadamente 147 días, lo que equivale a 4,9 meses. Claro hay que tener en cuenta que estas unidades efectúan diversos tipos de operaciones y no solo cañoneo como tal.

Tabla 12 Datos estadísticos de cañoneos rigless y rig convencional en el campo Casabe.

TIPO DE OPERACION	EQUIPO	CANTIDAD DE INTERVENCIONES	PROMEDIO EQUIPO EN POZO (DIAS)	TOTAL DIAS DE OPERACIONES
CAÑONEO	RIG CONVENCIONAL	82	11,4	924
	RIGLESS	10	3,1	31

Fuente: Los autores

Por último, la Tabla 12 nos muestra estadísticamente la relación entre la cantidad de intervenciones llevadas a cabo en el campo Casabe, en las fechas de estudio en operaciones rigless y convencionales, y el promedio de días en operación por pozo, donde de igual manera se evidencian drásticamente los tiempos entre éstas y de ese modo la diferencia de costos.

6.4 EVALUACION ECONOMICA EN OPERACIONES DE TOMA DE REGISTROS

En la evaluación económica de las operaciones de la toma de registros realizadas con equipos Rigless, está basado en una estadística de las intervenciones realizadas entre las fechas de julio de 2011 a Junio de 2012. El estudio efectuado pretende suministrar información detallada que permite establecer las ventajas y desventajas económicas de la utilización de las unidades Rigless como alternativa para las operaciones de toma de registros. Se decide no hacer flujo de caja debido a que al tomar un registro no se altera la producción, sucede que se paran los pozos y se dan diferidas pero como en promedio la toma de registros va acompañada con la operación de cañoneo, no se profundizó en el análisis de dicho flujo de caja.

La estadística presentada en la Tabla 13, muestra que para las operaciones Rigless el promedio de días por pozo es de 1 día, teniendo en cuenta que el número de pozos intervenidos es de 24, y para el caso de las unidades de Rig convencional es de 11,4 días por pozo, con 83 intervenciones y un total acumulado de días trabajados de 928 días.

Tabla 13 Datos estadísticos de registros de Julio 2011 a Junio 2012 en el campo Casabe.

TIPO DE OPERACION	EQUIPO	CANTIDAD DE INTERVENCIONES	PROMEDIO EQUIPO EN POZO (DIAS)	TOTAL DIAS DE OPERACIONES
REGISTROS	RIG CONVENCIONAL	83	11,4	928
	RIGLESS	24	1	24

Fuente: Los autores

En la tabla anterior también se evidencia que la cantidad de intervenciones Rigless es igual a la cantidad total de días de operaciones, esto deduce que las operaciones se mantuvieron en un tiempo constante de 1 día/operación en su totalidad, cosa que no se puede evidenciar en las operaciones con equipo Rig convencional las cuales tienen promedio más alto al igual que su totalidad.

Tabla 14. Datos estadísticos de costos promedios por operación y totales de Julio 2011 a Junio 2012 en el campo Casabe.

TIPO DE OPERACION	EQUIPO	CANTIDAD DE INTERVENCIONES	PRECIO PROMEDIO DE LA OPERACIÓN (USD)	PRECIO TOTAL DE LAS OPERACIONES (USD)
REGISTROS	RIG CONVENCIONAL	83	29623	2458724
	RIGLESS	24	30000	728001

Fuente: Los autores

La tabla 14, por el contrario, compara las operaciones con sus precios promedios y totales. Se evidencia que a nivel de costos la diferencia es significativa claro, debido a que está influenciado por la diferencia entre la cantidad de operaciones llevadas a cabo por cada técnica.

Tabla 15 Datos de intervenciones y costos asociados a la operación de toma de registros para el pozo B1 con Rigless y el pozo B2 con Rig convencional.

POZO	TIPO DE OPERACIÓN	EQUIPO	MOVILIZACION (USD)	COSTO EQUIPO/DIA (USD)	DIAS EQUIPO EN POZO	COSTO TOTAL (USD)
B1	REGISTROS	RIGLESS	0	0	1	0
B2	REGISTROS	RIG CONVENCIONAL	13500	11450	9	116550

Fuente: Los autores

En la Tabla 15 se muestra un ejemplo comparativo entre dos pozos B1 y B2. Estos pozos fueron llamados así por efecto de confidencialidad de la empresa operadora del campo. Se utilizaron dos pozos diferentes, pero con mismos potenciales, debido a que no se encontró un pozo al que se le hubiese efectuado los dos tipos de operaciones dentro del tiempo de estudio.

El costo total calculado para los registros tomados con Rig convencional en la tabla 15, solo contempla el valor movilización. Los costos totales por días de equipo Rig y el valor de la toma de registros, no se contempla que en esa misma actividad se llevó a cabo una operación de cañoneo, trabajos de reacondicionamiento e instalación de equipos de levantamiento artificial, por lo cual este valor no se suma.

6.4.1 Resultados de la evaluación en la toma de registros

- La operación de la toma de registros con Rigless resulta más favorable que la llevada a cabo con equipo Rig convencional, debido a su disminución de tiempo de operación y también en costos promedio 3 veces menor.
- A pesar que las operaciones con Rig convencionales son más caras, se debe aclarar que no solo se efectúa la operación de registros, sino también una serie de trabajos que no se puede llevar a cabo con los equipos Rigless.
- Efectuar una operación Rigless de registros presenta más estabilidad en su desarrollo, puesto que todas durarán 24 horas; lo cual no sucedió con las Rig convencional, las cuales puede llevar días diferentes para cada pozo.

7. CONCLUSIONES

- ✓ Las operaciones rigless con wireline, han demostrado que son realmente eficaces en trabajos de completamiento y re-completamiento de pozos debido a su alta optimización de tiempo y menor costo asociado.
- ✓ Las operaciones de cañoneo y registros rigless presentan ventaja en bajo costo de las operaciones, igualmente en tiempos cortos de trabajo comparado con las llevadas a cabo utilizando equipos rig, la principal desventaja presentada fue el uso único en operaciones de cañoneo y registros.
- ✓ Los equipos rig convencionales presentan ventaja al realizar operaciones simultaneas, aunque por sus altos costos y tiempos prolongados de trabajo en pozos con bajo potencias las ganancias son bajas y los tiempos de repago extensos.
- ✓ Los tiempos de recuperación de la inversión en operaciones rigless son menores comparadas con operaciones de rig convencionales, aun sin precios de petróleo alto y producción incremental igualmente elevada, todo demostrado en rentabilidades muy superiores a la tasa de oportunidad de la empresa operadora.
- ✓ Las operaciones de registros demostraron mantener un comportamiento más estable en los tiempos de ejecución de la operación llevada a cabo con los equipos rigless comparados con rig convencional, en los pozos estudiados se mantuvo una duración de 24 horas para todos incluyendo la logística operativa de las unidades rigless.

8. RECOMENDACIONES

1. Este proyecto se realizó para operaciones en el campo Casabe, se recomienda evaluar los distintos parámetros operacionales, técnicos y financieros, presentados en este documento como guía para tener en cuenta una posible aplicación en los diferentes campos del País.
2. Este proyecto se llevó a cabo principalmente en operaciones de cañoneo y registros, debido a esto se aclara que la tecnología rigless Wireline con 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, de igual manera que brinden una guía de manejo optimo, seguro y económico a empresas operadoras y de servicios.
3. Se recomienda estudiar económicamente las diversas aplicaciones de la tecnología rigless, evaluando distintos escenarios y parámetros tales como potenciales de pozos, precios mínimos del barril en las inversiones y otros más, hacer un paralelo con punto de referencia en las operaciones con rig convencional y así formular hipótesis generales de ventajas y desventajas de las técnicas en sus diversos campos de aplicación.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Alianza Casabe Ecopetrol-Schlumberger. CASALLAS, Diego. Registro y cañoneo de pozos productores e inyectores procedimientos y protocolos locales campo Casabe.
- ✓ Alianza Casabe Ecopetrol-Schlumberger. Procedimientos Operacionales Casabe Workover.
- ✓ American Petroleum Institute. Wireline Operations and Procedures. Third edition 1994.
- ✓ BENCHMARK, Wireline Products. Operating Manual.
- ✓ BP Exploration Colombia Well Operations Manual. Well Interventions Team second edition 2008.
- ✓ CEVALLOS, Christian Gerardo. Estudio de disparos con cargas dominador de alta penetración en pozos petroleros seleccionados del oriente ecuatoriano. Tesis de grado. Escuela politécnica nacional. Quito. 2010.
- ✓ DEVON ENERGY CORPORATION. HANSEN, Brad. Casing Perforating Overview.
- ✓ DIAZ, Raúl. y CAMPOS, Edier. Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2011.

- ✓ ECOPETROL S.A. Base de datos OPENWELLS y Work Flow 2011 – 2012
- ✓ ENI Agip Division. Completions Procedures Manual.
- ✓ RODRÍGUEZ, Milton. Análisis de fallas en bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico en campo Casabe. Tesis de grado, UIS. Bucaramanga. 2005
- ✓ Schlumberger. USIT: Ultrasonic Imaging Tool Guidelines
- ✓ Schlumberger .Casing Collar Locators. Perforating & Testing Procedures
- ✓ Schlumberger. Registros de evaluación de cementación 2006
- ✓ Schlumberger. *Oilfield Review* Primavera 2010.
- ✓ VANEGAS, Oscar. Ingeniería económica. Especialización en producción de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.
- ✓ http://www.wirelinesolutions.net/uploads/Wireline_Service_Tools.pdf
- ✓ http://www.leutert.com/docs/oilgas/downloads/Leutert_Catalog_SlicklineTools.pdf
- ✓ http://www.hunting-intl.com/media/14569/rotary_cutters.pdf
- ✓ <http://www.welltec.com/Wireline-Services.aspx?ID=18>
- ✓ <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=148&pageid=17&prodgrpID=MSE%3a%3a1045762092730648>