

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR
LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA EN CAMPOS DEL
PIEDEMONTES LLANERO EN OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZOS**

**LIZA DIANETH GARCIA PANTOJA
ANDRÉS FELIPE TRUJILLO SÁNCHEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
FEBRERO DE 2014**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA IMPLEMENTAR
LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA EN CAMPOS DEL
PIEDEMONTE LLANERO EN OPERACIONES DE INTERVENCIÓN DE POZOS**

**LIZA DIANETH GARCIA PANTOJA
ANDRES FELIPE TRUJILLO SANCHEZ**

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director:

Ing. JOSE FERNANDO PORTELA

Codirector:

Ing. HECTOR HENRIQUE SANCHEZ

Asesor:

Ing. LUIS PEREZ MAYORGA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA - HUILA
FEBRERO DE 2014**

Nota de aceptación

Firma Calificador 1

Firma Calificador 2

Neiva, 4 de Febrero de 2014

DEDICATORIA

A Dios primeramente, por llenarme de bendiciones, por nunca haberme soltado de la mano, por caminar siempre a mi lado, porque sin la sabiduría y discernimiento que solo El brinda no hubiese sido capaz de llegar a la meta.

A mi madre Libia y a mi abuelita Ligia, no sé qué sería de mí sin su apoyo incondicional y sus lecciones de vida, gracias por apoyarme y alentarme a ser cada día mejor, por ayudarme a ver lo mejor de mí, y por acompañarme siempre.

A mis hermanos Luis y Patricia, a mi abuelito Julio y a mi padre Carlos, siempre estuvieron para mí cuando más los necesitaba. Los amo.

A toda mi familia, gracias por su apoyo e incondicionalidad.

A mi compañero de tesis Andrés, por sus oportunas ideas, por su ayuda, comprensión y sobre todo paciencia.

A mis amigas de siempre, por tener ese consejo cuando lo necesité.

A mis amigos y compañeros de la universidad, por los buenos momentos, por esos días y noches de estudio y por los que no fueron de estudio.

*Y a todos que de alguna u otra forma influyeron en la realización de este proyecto.
Gracias.*

Liza García.

DEDICATORIA

En Primer lugar a Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y poder cumplir una de mis metas, por enseñarme que con humildad, paciencia y sabiduría, todo es posible.

A mi madre Edith, por su apoyo durante todo el camino, por sus consejos, por la motivación, por todos los valores y principios que me inculcó cuando chico y que me formó lo que soy como persona, perseverante y con coraje para conseguir mis objetivos, porque eres un claro ejemplo de verraquera.

A José, por su apoyo incondicional, que estuvo siempre presente, acompañándome para poderme realizar.

A toda mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional.

A mi compañera de tesis Liza, por ser un símbolo de respeto y admiración, su esfuerzo y dedicación, hicieron que esto fuese posible, por sus grandes aportes, y por toda la paciencia que me tuvo.

Para un gran amigo que hoy se encuentra en el cielo junto con nuestro Padre, un verdadero ser humano y claro ejemplo de vida, por todo lo que me enseñaste en el poco tiempo, donde tuve el privilegio de poder compartir contigo. Que Dios te tenga en su santa Gloria mi querido amigo James.

A mis maestros por todo el conocimiento que me brindaron, que impulsaron en el desarrollo de mi formación profesional. A mí querida profe Haydee por su tiempo compartido, apoyo y motivación.

A la Universidad Surcolombiana por haberme brindado la oportunidad de ser parte de esta familia.

A mis amigos 20092, por el apoyo mutuo en toda la carrera.

Y a todos los que en algún momento ayudaron en la realización del proyecto.

Andrés Trujillo.

AGRADECIMIENTO

A la UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, Facultad de Ingeniería, Programa de Petróleos, y a todos los Docentes que han contribuido con nuestra formación tanto académica como personal.

A nuestro Director, el Ingeniero José Fernando Pórtela, por su sabia dirección, apoyo, por sus excelentes consejos que nos llevaron a realizar este proyecto de grado.

A nuestro Co-director, el Ingeniero Luis Enrique Sánchez, por su colaboración en este proyecto,

A nuestra Asesor, el Ingeniero Luis Pérez Mayorga, por su tiempo e invaluable colaboración en este proyecto, sin su ayuda no hubiese sido posible la realización del mismo.

A las compañías EQUION y SCHLUMBERGER, por su amable atención a nuestras solicitudes siempre que se tuvo cualquier inquietud.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. GENERALIDADES	26
1.1 GENERALIDADES DE CAMPO.....	26
1.1.1 Equion Energia Limited	26
1.1.2 Campo Cusiana.	28
1.1.2.1 Historia del campo Cusiana	29
1.1.2.2 Geología campo Cusiana.....	30
1.1.2.3 Caracterización de los fluidos de los yacimientos del campo Cusiana ..	31
1.1.2.3.1 Análisis PVT.....	32
1.2 GENERALIDADES TÉCNICAS.....	33
1.2.1 Operaciones con wireline (guaya o cable)	33
1.2.1.1 Slickline – Línea Acero convencional.....	35
1.2.1.1.1 Cable de la línea de acero convencional.	36
1.2.1.1.2 Limitantes de la línea de acero convencional	37
1.2.1.2 Electric Line – Línea eléctrica.....	38
1.2.1.2.1 Cable de la Línea Eléctrica	39
1.2.1.3 LAT – Línea de Acero con telemetría.....	41
1.2.1.3.1 Cable Línea de Acero con Telemetría.....	42
1.2.1.3.2 Método para unir el material aislador al alambre	44
1.2.1.3.3 Mejoras incorporadas a la línea de acero convencional	45
1.2.1.3.4 Ventajas de la Unidad LAT.....	45
1.2.1.3.5 Aplicación.....	46
1.2.1.4 Comparación entre la línea de acero convencional y la unidad LAT.....	48

2. AMBIENTES Y METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PROGRAMAS DE INTERVENCIÓN DE POZOS CON LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA (LAT)	52
2.1 AMBIENTE OPERACIONAL	54
2.1.1 Metodología de selección del ambiente	55
2.1.1.1 Recopilación de información	55
2.1.1.1.1 Herramientas utilizadas para el estudio de análisis.	55
2.1.1.2 Selección del campo	58
2.1.1.3 Selección de los pozos	59
2.2 AMBIENTE FINANCIERO.....	59
2.2.1 Inversión inicial.....	59
2.2.2 Flujo neto de efectivo	60
2.2.3 Metodología para realizar el análisis financiero del proyecto.....	61
3. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO TÉCNICO DE LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA (LAT).....	63
3.1 DISEÑO DE PROGRAMA DE INTERVENCIÓN USCO-1	63
3.1.1 Monitoreo y estudio del pozo	63
3.1.2 Historial del pozo.....	64
3.1.3 Comportamiento y estado del pozo previo a la intervención.	67
3.1.4 Identificación y selección de requerimiento.....	74
3.1.4.1 Objetivo del requerimiento	75
3.1.5 Elección del cable	75
3.1.6 Diseño BHA (Sarta de herramientas de fondo).....	75
3.2 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE INTERVENCIÓN.....	76
3.2.1 Dummy Run (corrida de control) + Tocada de fondo	76
3.2.1.1 Diseño operacional para corrida de control ajustada a las condiciones del pozo USCO-1:.....	76
3.2.2 Registro de prueba de producción y prueba de presión estática	78
3.2.2.1 Diseño operacional para corrida de prueba de presión estática y PLT a las condiciones del pozo USCO-1	79

3.3	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TECNICO DE LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRIA	81
3.3.1	Resultados del Dummy Run + Tocada de fondo.....	81
3.3.2	Resultados registro de prueba de presión y temperatura estática + prueba de producción (PLT).	83
3.3.3	Análisis del perfil de la prueba de producción:	87
3.3.4	Diseño para aislar la formación M inferior	89
3.3.4.1	Revisión simulación de tensiones para sentar tapón WG.	89
3.3.5	Revisión de la Simulación para el pozo USCO-2	93
4.	ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	97
4.1	EVALUACIÓN FINANCIERA POZO USCO-1.....	97
4.1.1	Escenario del proyecto.....	97
4.1.2	Ingresos Netos	99
4.1.3	Egresos.....	99
4.1.3.1	Egresos escenario 1.	99
4.1.3.2	Egresos escenario 2	101
4.1.4	Flujo efectivo	104
4.1.5	Indicadores financieros	105
4.1.6	Resultados después de la intervención.....	107
4.1.7	Selección del escenario más viable económicamente	107
5.	CONCLUSIONES.....	109
	RECOMENDACIONES.....	110
	BIBLIOGRAFIA.....	111
	ANEXOS.....	113

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Formaciones Campo Cusiana.....	33
Tabla 2. Características cable Slickline.....	36
Tabla 3. Especificaciones tipo de Cable	43
Tabla 4. Máximos parámetros operacionales.	43
Tabla 5. Cuadro comparativo. Slickline-LAT	48
Tabla 6. Histórico de producción del pozo USCO-1.....	65
Tabla 7. Parámetros y estado del pozo USCO-1, previo a la intervención.	67
Tabla 8. Información de reservorio del pozo USCO-1.	67
Tabla 9. Intervalo de perforados activos del pozo USCO-1.....	68
Tabla 10. Estado mecánico del pozo USCO-1.....	72
Tabla 11. Consideraciones importantes del estado mecánico del pozo USCO-1.	73
Tabla 12. Requerimientos para registro de prueba de presión-temperatura estática y PLT	74
Tabla 13. Parámetros del cable sugerido de acuerdo a los límites de tensión	75
Tabla 14. Sarta de herramientas (BHA's)	76
Tabla 15. Especificaciones del medidor de flujo tipo turbina 2 ½"	79
Tabla 16. Especificaciones Caliper S.....	79
Tabla 17. Registro de pul test durante el Dummy Run+ tocada de fondo.....	82
Tabla 18. Valores obtenidos en la prueba de presión estática	83
Tabla 19. Data en tiempo real de estaciones con el pozo cerrado durante el PLT	84
Tabla 20. Data en tiempo real de las estaciones durante el PLT.....	85
Tabla 21. Data en tiempo real de condiciones finales de estabilización con el pozo fluyendo durante el PLT.....	85

Tabla 22. Data en tiempo real de fondo a condiciones estables con el pozo fluyendo durante el PLT	85
Tabla 23. Registro de tiempos. Escenario 1	97
Tabla 24. Registro de tiempos. Escenario 2	98
Tabla 25. Resumen de egresos de la intervención realizada con la unidad de línea de acero con telemetría. Escenario 1	100
Tabla 26. Resumen de egresos proyectados de intervención realizada con la unidad de línea de acero convencional + Electric line. Escenario 2	101
Tabla 27. Impacto de producción durante el periodo de estabilización previo a la realización de la prueba Estática.....	102
Tabla 28. Impacto de producción durante la prueba Estática y PLT	103
Tabla 29. Indicadores financieros costo operacional	105
Tabla 30. Indicadores financieros costo logístico.....	106
Tabla 31. Indicadores financieros totalizados	106
Tabla 32. Ingresos después de la intervención.....	107
Tabla 33. Medidas más usuales de cables lisos y guayas, y su tamaño correspondiente de polea.	160
Tabla 34. Accesorios Unidad línea de Acero con Telemetría	167
Tabla 35 . Family services tools.....	168

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Mapa de Colombia, indicando el Departamento del Casanare y las áreas de los Campos operados por Equion.....	26
Figura 2. Mapa del Campo Cusiana con la distribución actual de sus pozos.	28
Figura 3. Cable liso – Cable trenzado.....	34
Figura 4. Unidad de Slickline.	35
Figura 5. Cable de la unidad de slickline.	36
Figura 6. Cabina unidad de línea eléctrica.....	38
Figura 7. Cable trenzado.	39
Figura 8. Estructura cable trenzado.	40
Figura 9. Carrete estándar de la Unidad de línea de Acero con telemetría.	41
Figura 10. Cable LAT.....	42
Figura 11. Operación de registro con una sola Unidad.....	51
Figura 12. Hitórico de producción USCO-1.....	66
Figura 13. Simulación en Cerberus del Survey del pozo USCO-1.....	69
Figura 14. Simulación en Cerberus del Survey del pozo USCO-2.....	70
Figura 15. Esquemático del pozo USCO-1.....	71
Figura 16. Registro de tensiones durante Dummy Run+ tocada de fondo. USCO-1.	82
Figura 17. Registro prueba de presión y temperatura estática. USCO-1.....	84
Figura 18. Registro de tensiones durante Estática + PLT. USCO-1.	87
Figura 19. Registro de PLT Pozo USCO-1	88
Figura 20. Perfil de tensiones. Asentamiento del Tapón Tipo No. 10 WG. Pozo USCO-1	89
Figura 21. Perfil de tensiones. Corrida con la Unidad E-Line, para el pozo USCO-1	90

Figura 22. Perfil de tensiones. Determinación del punto débil E-line, para el pozo USCO-1	91
Figura 23. Histórico de producción USCO-1 después de la intervención.	92
Figura 24. Registro de tensiones durante Estática + PLT para el pozo USCO-2, con la Unidad LAT	93
Figura 25. Registro de tensiones para asentar un tapón en el pozo USCO-2, con la Unidad LAT	94
Figura 26. Registro de tensiones para asentar un tapón en el pozo USCO-2 con la Unidad E-line	95
Figura 27. Perfil de tensiones. Determinación del punto débil con la Unidad E-line, para el Pozo USCO-2	96
Figura 28. Flujo efectivo. Escenario 1	104
Figura 29. Flujo efectivo. Escenario 2	104
Figura 30. Equipo hidráulico	145
Figura 31. Configuración sistema hidráulico.	148
Figura 32. Unidad de Slickline.	149
Figura 33. Equipo de superficie Unidad de slickline.....	150
Figura 34. Stuffing box.....	151
Figura 35. Lubricador.....	152
Figura 36. Conexiones Bowen y otis.....	153
Figura 37. Uniones tipo Otis y Bowen.....	154
Figura 38. Ram. Detalles	156
Figura 39. B.O.P. Sencilla. RAM manual.	156
Figura 40. B.O.P. Sencilla. RAM hidráulica.	157
Figura 41. B.O.P. Doble	157
Figura 42. Conexiones del equipo de superficie con el cabezal del pozo.....	158
Figura 43. Sheave.....	159
Figura 44. Hay Pulley.....	159
Figura 45. Indicador de peso.	161
Figura 46. Wireline clamp.	164

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Survey Pozo USCO-1	113
ANEXO B. Survey Pozo USCO-2	127
ANEXO C. Procedimiento de Rig Up.	140
ANEXO D. Procedimiento para corrida de cable dentro del pozo.	144
ANEXO E. Sistema hidráulico para unidades de wire line	145
ANEXO F. Slickline-Línea de Acero Convencional.	149
ANEXO G. Sartas Básicas.....	165
ANEXO H. Servicios	168

GLOSARIO

ANOMALÍA: es cualquier desviación de un conjunto completo de barreras de presión. Entre los ejemplos se incluye Tubería x Anular A o comunicación de Anular A x Anular B, fluidos del pozo en el contrapozo, fuga en la válvula de subsuelo, fuga en las válvulas de superficie maestra - ala.

ANULAR: espacio que rodea un objeto colocado dentro de otro (concéntricos). En el caso de un pozo, es el espacio entre dos tuberías o entre una tubería y la pared del hueco.

ASEGURAR EL POZO: se refiere a las barreras instaladas y probadas de tal manera que impiden que el pozo pueda emanar fluidos hacia la superficie. Este proceso variará dependiendo del tipo de pozo.

BARRERA: uno o varios equipos dependientes (empaques, tubería, revestimiento) que previene que los fluidos de formación fluyan de manera no controlada hacia otra formación ó hacia la superficie (atmósfera). El hecho de no poder fluir hacia la superficie se considera como una barrera no mecánica.

CONFIABILIDAD: capacidad probada de los equipos, el proceso y las personas de la organización para cumplir con las expectativas establecidas en las áreas claves de desempeño bajo unas condiciones predefinidas.

DISPAROS: son la comunicación desde la formación hasta el agujero cementado y revestido.

EXPANSIÓN DE FLUIDO ANULAR: se refiere a los efectos de temperatura y presión en el fluido anular, que tiene el potencial de causar un aumento gradual ó súbito de las presiones en superficie.

GRADIENTE: es el índice de aumento o disminución de una medida.

HERRAMIENTAS DE FONDO

1. Sistema de Control de Flujo: dispositivos que controlan el flujo de fluidos en el fondo del pozo

2. Sistema de Seguridad de Fondo: dispositivo que funciona para cerrar el flujo de la tubería en caso de ocurra una catástrofe.

3. Sistema de Empacaduras: dispositivo que suministra un sello entre la tubería y el espacio anular a una profundidad determinada.

4. Control de Arena: dispositivo que previene la producción de arena a través de una rejilla o una rejilla pre-empacada.

5. Empacadores Inflables: dispositivos que proporcionan un sistema de sello versátil para un agujero abierto y para una amplia gama de operaciones de reacondicionamiento, los cuales operan como aisladores selectivos entre las formaciones productoras del pozo.

HOLD UP: es la retención de flujo de tuberías, a la proporción volumétrica de una fase de un fluido presente en la sección de la tubería, dividida por el volumen de esa sección de tubería.

INTEGRIDAD: capacidad de operar bajo condiciones establecidas, sin riesgo de fallas catastróficas de los equipos y sistemas que ocasionen vertimientos o emanaciones al medio ambiente, pérdida de vidas o destrucción de los activos.

MÁXIMA PRESIÓN ANULAR DE SUPERFICIE PERMITIDA: la presión máxima a la que puede operar un anular. Los pozos con presiones superiores al MAASP, deberán reportarse al contacto de integridad de pozos en el campo para su revisión.

MÓDULO DE ELASTICIDAD: es la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal.

PERCUSIÓN CON LÍNEA DE ACERO: dar una carga de impacto a otro componente del fondo del pozo.

POZO: es un hueco perforado a través del subsuelo con el objeto de conducir los fluidos del yacimiento a superficie. Se consideran como parte integral del pozo las tuberías de protección del mismo (revestimiento, liners, cementaciones, etc)

POZO ABANDONADO: es todo pozo que se decide no utilizar para ningún fin, el cual debe ser taponado adecuadamente.

POZO DE ALTO RIESGO: un pozo con una anomalía que no se puede ni resolver, ni manejar y requiere de una respuesta rápida para mitigar el riesgo asociado. La evaluación de riesgos determinará la criticidad e identificará las operaciones requeridas para resolver el problema de la integridad de pozo.

POZO DE BAJO RIESGO: un pozo con una anomalía que se puede manejar mediante el remplazo de una válvula, se continúa monitoreando el comportamiento de los anulares, y se realizan algunas modificaciones en las facilidades de superficie y el riesgo asociado es bajo. No se requiere de dispensación para permitir una producción sin interrupciones o la inyección del pozo.

POZO DE RIESGO MEDIANO: un pozo con una anomalía que puede manejar intervención de pozos, al implementar algunas modificaciones en las facilidades de superficie, el riesgo asociado no compromete la integridad del pozo, ni afecta los aspectos de HSE. Se sigue un proceso de dispensación para permitir operar (produciendo ó inyectando) el pozo en caso de que se presente esta anomalía. Esto requiere de una prueba de diagnóstico.

POZO DE DESARROLLO: es un pozo perforado en un yacimiento probado como productor de hidrocarburos.

POZO DESCUBRIDOR: es aquel cuyo resultado conlleva al descubrimiento de una nueva área productora de hidrocarburos y puede involucrar uno o más yacimientos.

POZO EXPLORATORIO: es un pozo a ser perforado en un área no probada para determinar la existencia de un nuevo campo, una nueva formación productora, un yacimiento más profundo o un yacimiento más somero.

POZO INACTIVO: es todo pozo que no está realizando ninguna función en el campo, pero que puede ser utilizado con algún fin posteriormente o abandonarlo definitivamente.

POZO INYECTOR: es todo pozo que permite la introducción de fluidos a un yacimiento.

POZO PRODUCTOR: es todo pozo que permite el drenaje de hidrocarburos de un yacimiento.

POZO SUSPENDIDO: un pozo con una anomalía conocida que opera bajo una dispensación. Estas anomalías se identifican y se realiza una intervención de pozo para suspender y mitigar temporalmente el riesgo. Operaciones sigue un procedimiento de monitoreo especial. El equipo de Operaciones monitorea regularmente y registra las presiones anulares y en cabeza de pozo.

PRESIÓN: es la fuerza ejercida por unidad de área

PRUEBA DE INTEGRIDAD DEL REVESTIMIENTO: se refiere a una prueba de presión positiva, donde la presión de prueba se debe mantener de manera constante (sin observar fugas).

PRUEBA DE INTEGRIDAD MECÁNICA: es una prueba de presión positiva, generalmente de 1.2 veces la presión de operación esperada. Se pueden utilizar otras pruebas de diagnóstico para demostrar la integridad mecánica.

PUNZONES: son dispositivos de disparos diseñados para penetrar la sarta de la tubería de producción interna sin dañar la tubería de revestimiento circundante.

REACONDICIONAMIENTO DE POZOS: todos los trabajos efectuados en un pozo posteriores a la terminación oficial del mismo, que tiene como fin mejorar las condiciones de productividad o inyectividad del mismo.

RIG DOWN: es la operación de desarme que va desde que se termina de sacar herramientas en el pozo hasta que se abandona la locación.

RIG UP: es el procedimiento de armado y montaje que incluye todos los pasos seguidos desde el momento de llegar a la locación hasta que se tiene listo todo lo necesario para empezar a bajar o sacar herramientas en el pozo.

SERVICIO Y REPARACION DE POZOS: operaciones de estimulación, reparación, pesca, cementación correctiva etc.

TRANSDUCTOR: es un dispositivo que convierte una señal de un tipo de energía en otra. La base es sencilla, se puede obtener la misma información de cualquier secuencia similar de oscilaciones.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO Y TUBERIA DE PRODUCCION: son las tuberías que comunican al yacimiento con la superficie.

VENTANA DE PRESIÓN: es una condición predeterminada que permite que la herramienta se active solamente cuando está sometida a una presión mayor que la presión en superficie.

Nota: Las anteriores definiciones fueron tomadas de las Normas API 14A y 14B.

ABREVIATURAS

BHA: Bottom Hole Assembly - herramientas de fondo de pozo.

BOP: Blow Out Preventer – preventor de reventones

CLT: Closed loop test – prueba cerrada en el loop de expansión.

DCR: Digital Controlled Release – herramientas de liberación controlada.

DJAR: Digital Jar – herramientas de martilleo.

ELMD: Electric line measure depth – profundidad medida con line eléctrica.

ERS: Electric Release System – sistema de liberación eléctrica.

ESDV: válvula de cierre de emergencia.

FPM: Pies por minuto.

G.O.R. (R.G.P): Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido a condiciones estándar.

ILT: Injection Log Test - registro a pozos inyectoros

LAT: Unidad de Línea de Acero con Telemetría.

MAASP: Máxima presión anular de superficie permitida.

MME: Ministerio de minas y energía.

MPLT: Memory Production Logging Tool – memoria de registros de producción

MSSV: Master Surface Safety Valve – válvula de Seguridad Maestra Hidráulica.

PBU: Pressure Build up – registro de presión a pozos productores.

PFO: Pressure Fall Off – registro de presión a pozos inyectoros

PLT: Production Log Test – registro a pozos productores.

PTS: compañía prestadora de servicios PetroTiger Services.

RPS: Revoluciones por segundo.

SIWHP: Shut In Well Head Pressure – presión de cierre del pozo.

SLB: compañía prestadora de servicios Schlumberger.

SRO: Surface Readout – lectura de Superficie.

SSSV: Sub-Surface Safety Valve – Válvula de Seguridad del Subsuelo ó también DHSV.

SSV: Surface Safety Valve– válvula de seguridad en superficie.

WHCP: Well Head Control Panel - panel de control del pozo.

WTHF: compañía prestadora de servicios Weatherford.

WV: Wing Valve - válvula lateral Hidráulica o válvula ala.

RESUMEN

En la industria petrolera se conocen algunas unidades de intervención diseñadas para correr herramientas de fondo dentro del pozo o para recuperar cable (unidades de wireline). Hasta hace poco se conocían tres tipos de aplicaciones de wireline que son: Slickline (línea lisa), Braided line (línea trenzada), y Electric logging line (línea trenzada con señal eléctrica aislada), sin embargo en la actualidad la compañía SCHLUMBERGER tomó la iniciativa y desarrolló una **línea de acero con telemetría**, siendo una mejora técnica comparativa frente a la línea de acero convencional, la cual ofrece las mismas prestaciones técnicas de una línea lisa, pero con una tecnología que permite recopilar datos en tiempo real, es decir, el posterior envío de la información hacia el operador del sistema al mismo tiempo que se está haciendo el proceso de corrida. El objetivo de este proyecto de investigación es determinar qué tan factible sería implementar esta nueva tecnología en operaciones de intervención de pozos colombianos; para lo cual se realizó un proceso riguroso de selección de pozos candidatos en el campo Cusiana operado por la compañía EQUION ENERGIA.

Después de conseguir los pozos candidatos para realizar operaciones en donde la unidad de línea de acero con telemetría es aplicable, se procedió a realizar el diseño del programa de intervención de pozos para determinar su viabilidad técnica; basándose en la adquisición de información en tiempo real, su funcionalidad y la gama de operaciones que se pueden realizar. También se realizó un análisis financiero con todos los indicadores principales para evaluar el beneficio económico que representa la toma de decisiones en tiempo real y el recorte de logística, ya que la nueva unidad posibilita la realización de operaciones mecánicas y de registro de información en tiempo real sin la necesidad de requerir una unidad de cable adicional.

ABSTRACT

In the oil industry some intervention units are known, designed to running downhole tools inside the wells or retrieve wire (wireline units). Until recently, there were known three types of wireline applications such as, Slickline (smooth line), Braided line (braided line), and Electric logging line (braided line with isolated electrical signal), however, currently the company SCHLUMBERGER took initiative and developed a line of steel with telemetry (Digital Slickline), being a comparative technical improvement against conventional Slickline, which offers the same techniques in a smooth line, but with a technology that allows real-time data collection, i.e. subsequent information submission to the system operator at the same time it is making the process run. The objective of this research project is to determine how feasible it would be to implement this new technology in Colombian well intervention operations, for which we conducted a rigorous process of selection of candidates in the wells of fields operated by EQUION ENERGY Cusiana.

After getting the candidate wells for operations where the unit slickline telemetry applicable, we proceeded to carry out the design of the intervention program of wells to determine the technical feasibility, based on the acquisition of real-time information, functionality and the range of operations that can be performed. A financial analysis was also performed with all the major indicators to assess the economic benefit is making decisions in real time and cutting logistics, since the new unit allows the realization of mechanical operations and record real-time information with one unit.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se ha incorporado al mercado de las unidades de wireline una nueva tecnología llamada LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA, la cual permite la obtención de información en tiempo real. Esta unidad es en esencia, similar a una unidad de línea de acero convencional, su gran diferencia es que incorpora un recubrimiento para el alambre con un procedimiento meticuloso de unión, permitiendo la interconexión entre cable y aislador que lo mantiene intacto y operativo a pesar los altos esfuerzos de tracción y flexión, los impactos impuestos en ambientes inherentes y hostiles, garantizando enviar y recibir señales en tiempo real hacia y desde las herramientas que estuvieran en el fondo del pozo.

En este trabajo de grado se hará énfasis en evaluar las posibles ventajas y desventajas que enfrenta la unidad de línea de acero con telemetría con las otras unidades de wireline: Slickline (línea lisa), Braided (línea trenzada) y Electric Logging Line (línea eléctrica). El estudio estará basado en la capacidad de realizar operaciones de asentamiento, recuperación de herramientas, muestreo de datos en tiempo real, calidad y frecuencia de la información adquirida, correlación en fondo, requerimientos logísticos, demanda de tiempos y representación económica. Así mismo se evaluarán los beneficios que trae consigo el poder realizar cada una de estas operaciones con una sola unidad, debido a que para las operaciones mecánicas se utiliza la línea de acero convencional y para operaciones que requieren correlación en fondo y adquisición de datos en tiempo real se utiliza la línea eléctrica.

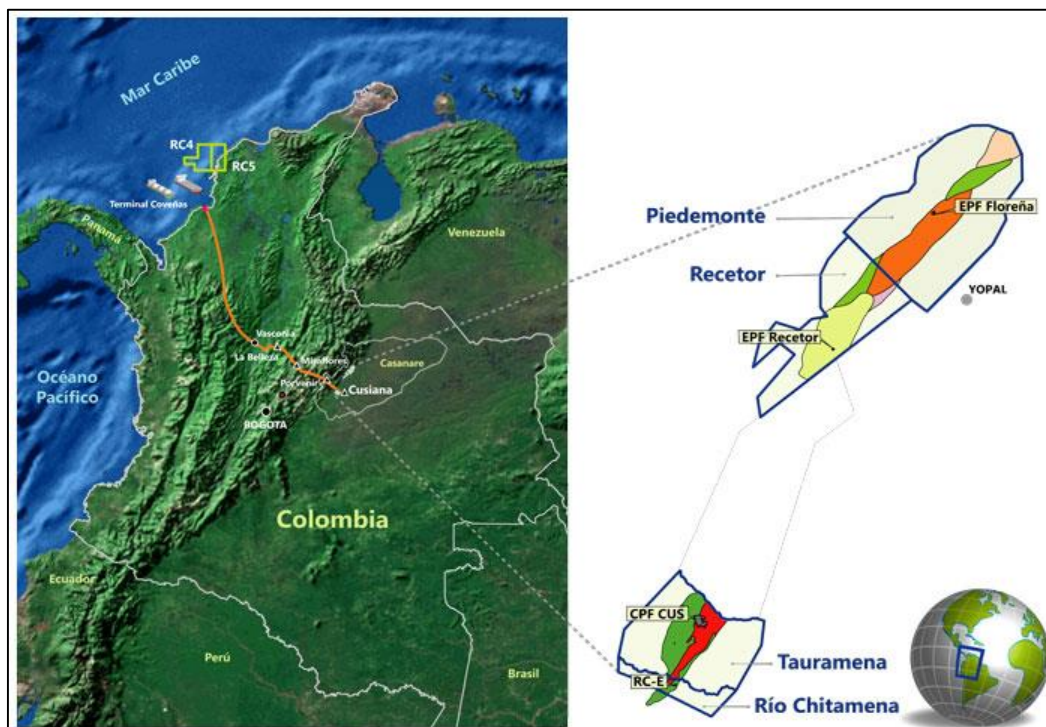
Fundamentados en los criterios técnicos y financieros anteriormente mencionados se analizarán los resultados y se concluirá si la implementación de la unidad de línea de acero con telemetría es o no aplicable a los pozos pilotos de los campos del piedemonte llanero y en aquellos en donde se planea implementar.

1. GENERALIDADES

1.1 GENERALIDADES DE CAMPO

1.1.1 Equion Energia Limited. Es una empresa operadora colombiana dedicada a la Exploración y Producción de petróleo crudo y gas natural, que fue adquirida en el año 2011 por el grupo empresarial ECOPETROL junto con la canadiense TALISMAN ENERGY y la francesa TOTAL quienes compraron los activos en Colombia de la multinacional BP EXPLORATION (British Petroleum), la cual descubrió y operó los campos desde el año 1990 hasta el 2011. La operación en tierra se desarrolla en el departamento de Casanare cerca a las poblaciones de Yopal, Aguazul, Tauramena y El Morro.

Figura 1. Mapa de Colombia, indicando el Departamento del Casanare y las áreas de los Campos operados por Equion.



Fuente: Manual de inducción técnica Well Interventions Team.

Los campos actualmente operados por Equión son: Rio Chitamena, Cusiana, Recetor y Piedemonte, que comprenden los pozos: Rio Chitamena, Buenos Aires, Cusiana, Cupiagua, Floreña, Liria, Pauto, Dele, Volcanera. Todos los pozos están ubicados en el piedemonte casanareño, el cual se caracteriza por ser una zona de gran actividad tectónica con estructuras geológicamente complejas y rocas bien consolidadas. Estas estructuras obligan a que cada pozo se convierta en un reto tecnológico que requiere el uso de las últimas y mejores tecnologías y destrezas de la gente para finalmente producir a unas tasas poco comunes en el país (Colombia).

En las mejores épocas de desarrollo, la producción de petróleo de BPX Colombia alcanzó los 492.000 barriles por día con un gas asociado de cerca de 3.000 millones de pies cúbicos por día, los cuales en su mayoría, eran reinyectados al yacimiento.

Los contratos de asociación permiten a Equión operar los campos mencionados anteriormente que tienen diferentes fechas de terminación, así: Cupiagua revirtió al país en 2010 y es operado actualmente por ECOPETROL, *Santiago de las Atalayas* que comprende los pozos Rio Chitamena, Buenos Aires y Cusiana expira en 2016, *Recetor* con los pozos Liria, Dele y Volcanera revierte en 2017 y *Piedemonte* con Floreña y Pauto que expiran en el 2020. A mediados del año 2012, Equión adquirió los bloques de Hurón y Mundo Nuevo, ubicados también en el piedemonte llanero, propiedad de la compañía HOCOL S.A, los cuales tienen vigencias hasta el año 2035.

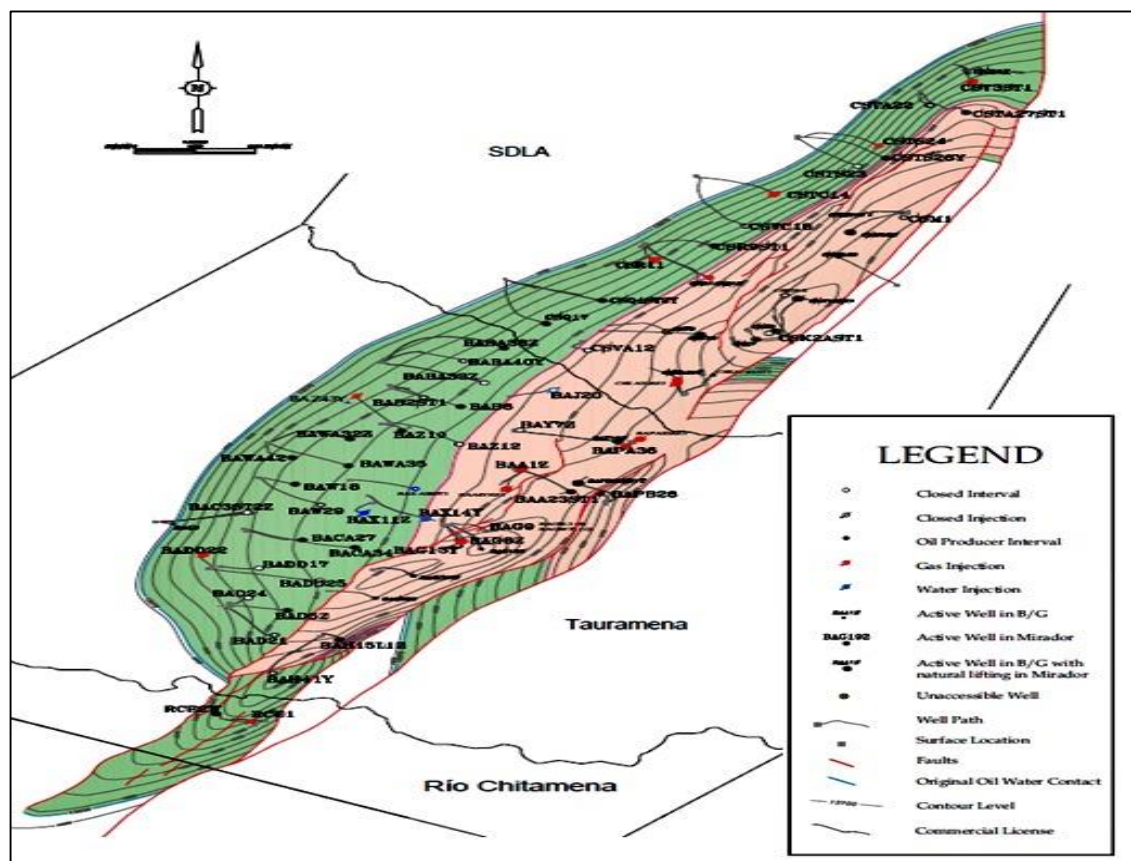
A agosto de 2013, el inventario de pozos perforados y actualmente operados por Equión es de alrededor de 98 pozos, de los cuales 49 son productores de crudo, 25 inyectores de gas, 2 inyectores de agua y 22 no activos. La profundidades oscilan entre ~19500 a 14500 pies, con presiones de yacimiento de ~4000 psi hasta ~6500 psi, que permite producirlos en Flujo natural.

Para el manejo de la producción, Equión cuenta con sus propias facilidades de producción y un completo sistema de líneas de producción e inyección que le permiten obtener el mejor beneficio del negocio. Las principales facilidades de

producción son: El CPF (Central Production facility) de Cusiana, el EPF de Floreña y el EPF de Recetor. Cada una de estas facilidades cuenta con un completo sistema de separación de producción (agua/crudo/gas) y un sistema de inyección de gas. El CPF Cusiana es el más grande y completo, además cuenta con una serie de equipos y procesos – tipo refinería – que le permiten la producción de otros valiosos productos como Diesel, GLP, NGL, Nitrógeno, entre otros y la inyección del agua producida. También se cuenta con plantas para la venta de gas y GLP.

1.1.2 Campo Cusiana.

Figura 2. Mapa del Campo Cusiana con la distribución actual de sus pozos.



Fuente: Manual de inducción técnica Well Interventions Team

1.1.2.1 Historia del campo Cusiana. Los prospectos sobre la presencia de hidrocarburos en el piedemonte de la Cuenca de los Llanos fueron considerados anteriormente por exploradores del área pero debido a la dificultad para identificar trampas y a que se debía perforar a grandes profundidades para lograr llegar a esas trampas, los primeros pozos de exploración en el piedemonte fueron abandonados antes de probar con éxito las Formaciones **M, B, y G**. Por estas razones, las actividades de exploración se centraron en estructuras más viables de perforar, localizadas básicamente en el área de antepaís de la Cuenca de los Llanos.

Finalmente, en 1988, casi veinte años después del primer descubrimiento comercial de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos en Castilla, el pozo Cusiana - 1 probó en el piedemonte importantes volúmenes de condensado y gas en la Formación **M** y sugirió la presencia de grandes reservas de hidrocarburos en las áreas de los Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena.

Otros pozos se perforaron con éxito utilizando modernas técnicas de exploración sísmica y haciendo uso de una mejor tecnología de perforación. El pozo Cusiana – 2A, terminado en julio de 1991, fue el primer pozo del piedemonte en perforar los tres intervalos principales del yacimiento (Formaciones **M, B y G**) en la estructura, y se comprobó la presencia de petróleo y gas en estos tres intervalos. El pozo Buenos Aires – 1, perforado buzamiento abajo del pozo Cusiana – 2A en el Area del Contrato de Asociación Tauramena, fue terminado en enero de 1992. Este pozo confirmó el descubrimiento anterior y sugirió la existencia de uno de los campos más grandes que se han descubierto en Colombia hasta la fecha.

1.1.2.2 Geología campo Cusiana. Las trampas que forman los Campos Cusiana no aparecen en superficie pero pueden ser claramente definidas en profundidad con base en información sísmica. Las tres unidades principales del yacimiento abarcan las Formaciones **M, B y G**, éstas pueden ser mapeadas con un alto grado de confiabilidad sobre toda el área del campo. La estructura que forma el Campo Cusiana corresponde a un anticlinal simple con dirección Noreste-Suroeste, con 25 kilómetros de longitud y de 5 a 6 kilómetros de ancho, delimitada al Este por la Falla de Cusiana. Los datos sísmicos indican que los reservorios son estructuralmente continuos sobre toda el área del campo y que no están segmentados por grandes fallas.

Los reservorios en el Campo Cusiana corresponden a areniscas de la Formación **M, B y G**. Durante la depositación de estos reservorios se erosionaron grandes volúmenes de arena de cuarzo limpia, de grano medio a grueso, a partir de formaciones sedimentarias más antiguas en el Noroeste de Sur América y del Escudo de Guyana, y fueron llevados a las áreas del campo en ríos que fluían en dirección Oeste y Sur-Oeste. Estas arenas se depositaron en el área de Cusiana en capas de arenas marinas someras y en ambientes de canales fluviales y canales distributarios deltaicos.

La porosidad en este campo es baja para yacimientos de petróleo según estándares reconocidos a nivel mundial, pero se ha preservado una buena permeabilidad debido a que los reservorios son extremadamente limpios y constan únicamente de granos de cuarzo y cemento de cuarzo. En la mayoría de los otros yacimientos, la presencia de cementos carbonatados o el crecimiento de minerales autógenos de arcilla en los reservorios bloquean los canales de comunicación entre poros y reduce la permeabilidad. En los yacimientos de Cusiana no existen estos minerales y, por consiguiente, la buena permeabilidad es preservada con una porosidad relativamente baja.

1.1.2.3 Caracterización de los fluidos de los yacimientos del campo Cusiana. Las altas presiones y temperaturas existentes en los Campos Cusiana hacen que los fluidos de los yacimientos tengan algunas propiedades importantes y poco comunes, entre las que se incluyen las siguientes:

- No existe un contacto definido gas/petróleo en Cusiana, ya que las propiedades del fluido en la capa de gas se mezclan fácilmente con las de la columna de petróleo. La transición gas/petróleo es un intervalo dentro del cual los fluidos varían a medida que aumenta la profundidad, desde gas rico en líquido hasta petróleo volátil, y con gravedades del líquido que oscilan entre 32 y 43 °API.
- Con una leve reducción en la presión de los yacimientos (menos de 50 psi) durante la producción, se formarán líquidos por condensación de la capa de gas y a su vez, se formarán gases por vaporización de la columna de petróleo. Esta formación de petróleo y condensado es inevitable durante el desarrollo de los campos ya que será imposible en la práctica mantener la presión de los yacimientos por encima de la presión de saturación de fluidos. El recobro máximo de condensado y del petróleo en la columna de petróleo se podrá obtener mediante una considerable reinyección y reciclaje de gas. Este proceso será mejorado por las siguientes propiedades de los fluidos de los yacimientos:
 - ✓ Altas temperaturas y presiones de yacimiento que contribuyen a la revaporización de condensado por reinyección de gas de los separadores.
 - ✓ Leves cambios en la dirección vertical en densidades y viscosidades del fluido que contribuirán a su miscibilidad durante la reinyección de gas. Esto reducirá el desplazamiento no uniforme del frente de gas y mejorará el contacto entre el gas y el petróleo.

1.1.2.3.1 Análisis PVT. La alta temperatura (unos 260 °F) y presión (unos 3.500 psia) del yacimiento en el Campo Cusiana genera un comportamiento de fase de condensación retrógrada. El efecto es contrarrestado por la gravedad que segrega las moléculas de hidrocarburos más grandes hacia partes más profundas de la columna de petróleo y transforma los sistemas de hidrocarburos en estados líquidos y gaseosos a condiciones del yacimiento. Por consiguiente, los hidrocarburos en Cusiana van desde un gas retrógrado rico hasta un petróleo volátil. No existe un contacto gas-petróleo (GOC) claramente definido. Más bien, el cambio de un gas rico subsaturado a un petróleo volátil subsaturado define una transición gas-petróleo. Las gravedades de hidrocarburos líquidos en esta transición y dentro de la columna de petróleo oscilan entre 30-45 °API.

- Los fluidos en las Formaciones **M, B y G**, tienen distintas composiciones físicas a la misma profundidad, indicando que éstos varían no sólo internamente sino también entre los yacimientos. Sin embargo, el análisis composicional de fluidos en las Formaciones **M, B y G** muestra claramente que ambos fluidos son idénticos químicamente.
- La zona de petróleo tiene un factor volumétrico de formación entre 2.5 RB/STB cerca de la zona de transición gas-petróleo a aproximadamente 1.5 RB/STB en el contacto agua-petróleo. La relación gas-petróleo en solución varía de 2.700 SCF/STB cerca de la transición gas-petróleo, a aproximadamente 850 SCF/STB en el fondo de la columna de petróleo.
- Las viscosidades del petróleo a condiciones de yacimiento son bajas, oscilando entre 0,15 cp, en la zona de transición gas-petróleo, a aproximadamente 0,35 cp en el contacto petróleo-agua. El fluido *in situ* contiene de 3 a 4 por ciento en composición molar de CO₂ pero no tiene H₂S cuantificable. Los datos de prueba del crudo muestran que el contenido de parafina en el crudo de Cusiana es de aproximadamente 8% en peso, con un punto de fluidez promedio de 4 °C. La

parafina hace que el crudo presente viscosidades anormalmente altas (10 cp y más) cuando la temperatura desciende a menos de 10 °C.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Formaciones Campo Cusiana.

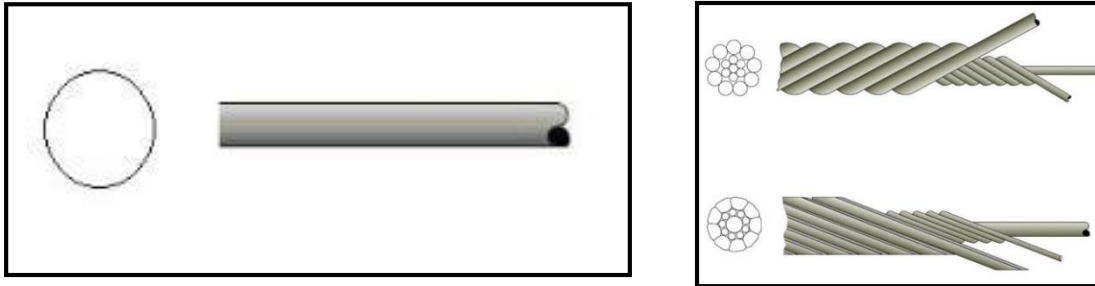
Formación	Espesor (ft)	Net to Gross	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
M	400	0,12 - 0,81	6,9 - 9,3	50 – 300
B	200	0,42 - 0,83	7,7 - 9,5	6,0 – 230
G	500	0,61 - 0,80	7,6 – 14,6	10 – 200

Fuente: Equion Energia Limited

1.2 GENERALIDADES TÉCNICAS

1.2.1 Operaciones con wireline (guaya o cable). El término “Wireline” se usa indistintamente para referirse a equipos que usan cable como medio para correr herramientas en el pozo, sin embargo hay tres diferentes tipos de unidades de Wireline que se usan para diferentes aplicaciones, como son: “Slickline” (SL) o cable liso (alambre), “Braided line” (BL) o cable trenzado y Electric line (EL o E-line) que usa cable eléctrico. La diferencia fundamental entre el cable eléctrico y los otros dos es que este puede transmitir corriente eléctrica y datos, mientras que el SL y BL nó, lo que le confiere al EL una característica muy especial y le permite hacer operaciones de mayor complejidad. Otra característica que diferencia las tres unidades, está en la capacidad de carga o tensión con la que pueden trabajar el cable de cada unidad a determinado diámetro y diseño, ya que la máxima tensión de trabajo depende del tipo de cable, pero en general el EL es más resistente que el BL y éste que el SL.

Figura 3. Cable liso – Cable trenzado.



Fuente: Manual de inducción técnica Well Interventions Team.

Algunas operaciones comunes realizadas con cable son:

- Cañoneo.
- Registros eléctricos con memorias o en tiempo real.
- Instalación y recuperación de válvulas de subsuelo.
- Corridas de acceso – Drift & Dummy runs.
- Asentamiento y recuperación de tapones y empaques.
- Operaciones de pesca.
- Recuperaciones de muestras de fondo y limpieza de arenas.
- Limpiezas de parafina y otros depósitos.
- Instalación y recuperación de válvulas de gas lift.
- Apertura y cierre de camisas corredizas (Sliding Sleeve).

El equipo de control de presión de superficie de cada unidad, viene en diferentes tamaños, especificaciones y rangos de presiones de trabajo dependiendo de las condiciones y ambientes locales de trabajo. Los rangos de presión de trabajo más comunes son: 3,000, 5,000, 10,000 y 15,000 psi. Además de la presión, para la selección del equipo se deben tener en cuenta las características de los fluidos presentes, pues en el caso de trabajos en ambientes corrosivos o presencia de H₂S un equipo especial es requerido.

1.2.1.1 Slickline – Línea Acero convencional. Es un alambre delgado con un único filamento; también conocido como línea de acero. El nombre lo distingue de los cables conductores utilizados en líneas eléctricas o de los cables trenzados utilizados para trabajos mecánicos más pesados. A esta línea de acero, se le han introducido dispositivos con memoria electrónica, para coleccionar datos con el fin de realizar levantamientos de presiones transitorias o adquirir registros de producción.

Figura 4. Unidad de Slickline.

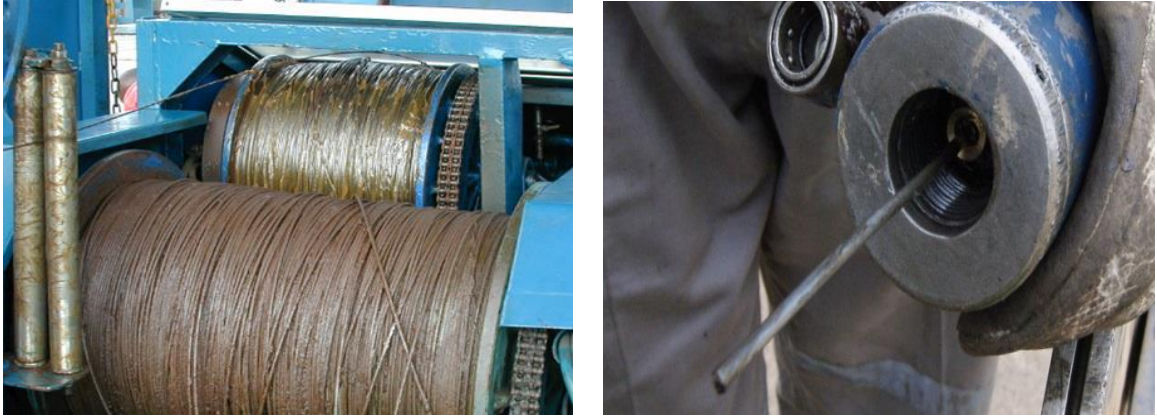


Fuente: SLB. Slickline Training Manual. Surface Equipment.

Las líneas de acero se han mantenido como una parte fundamental de la intervención en pozos debido a que son económicas, confiables, eficientes y sin complicación desde el punto de vista logístico. Se despliegan con un equipamiento compacto relativamente fácil de usar que puede moverse y ubicarse en locaciones con restricciones de espacio en el área de proceso, pero una de sus principales limitaciones radica en no determinar con certeza la profundidad exacta de la herramienta ni la cantidad de fuerza ejercida.

1.2.1.1.1 Cable de la línea de acero convencional.

Figura 5. Cable de la unidad de slickline.



Fuente: Los autores.

Es la herramienta que permite realizar los trabajos de intervención en el pozo. Para las unidades de Slickline se tiene un cable o guaya de una sola hebra, que por su diseño reduce el área de contacto y la resistencia a la presión que el pozo ejerce sobre el cable, en la tabla a continuación se detallan los tipos de cable en el mercado y los materiales más comunes:

Tabla 2. Características cable Slickline

Característica cable Slick line		
Diámetro	Punto de Ruptura	
	IPS	Acero inoxidable
0.066	811	580
0.072	961	690
0.082	1239	900
0.092	1547	1130
0.108	2113	1786
0.125	3450	-

Fuente: PTS. Guía básica operaciones con Guaya. Equipos de superficie.

Los Tipos de Material Utilizado en la Fabricación de Alambre.

- Improved Plow Steel (IPS): Buena elasticidad y excelente resistencia a la tensión en ambientes no corrosivos. (Acero al carbón)
- Stainless Steel: Menor resistencia a la tensión, excelente para trabajos en ambientes corrosivos (H₂S). (Acero Inoxidable).

1.2.1.1.2 Limitantes de la línea de acero convencional. La dilatación de las líneas de acero, es significativamente mayor que la de otros medios de transporte. Por lo tanto, las mediciones de profundidad realizadas utilizando un dispositivo mecánico y que se muestran en la superficie es posible que no representen con exactitud la ubicación de las herramientas. De hecho, la información mostrada no es una medición de la profundidad de la herramienta, sino de cuanto alambre se ha enrollado o desenrollado del tambor. En consecuencia, la precisión estándar de los sistemas de medición de profundidad con líneas de acero es de alrededor de 30 cm/300 m [1 pie/1 000 pies].

Además, la desviación del pozo podría causar inexactitudes considerables en las lecturas de indicación del peso en la superficie; estas lecturas son el único indicador de las fuerzas que se aplican dentro del pozo. Tales imprecisiones en la profundidad y el peso pueden llevar a tiempos de operación extensos, o, en terminaciones de pozos más complejas, a problemas operativos. Un claro ejemplo son las operaciones de disparos, ya que la colocación de un cañón (pistola) a unos pocos pies por encima o por debajo de la profundidad objetivo, puede marcar la diferencia entre producir agua, petróleo o gas, o nada en absoluto.

En los últimos años, se han desarrollado numerosas mejoras al equipamiento tradicional de las líneas de acero. La mayoría de estos son cambios graduales aplicados a herramientas que funcionan con línea de acero más que en la línea en sí. Las herramientas electrónicas alimentadas por baterías, las cuales adquieren datos y los almacenan en su memoria, han solucionado algunos inconvenientes de

la línea de acero relacionados con la activación y la confirmación de las acciones en el fondo del pozo. Pero una vez que estas herramientas han sido desplegadas, no proporcionan datos en tiempo real del fondo del pozo ni otorgan la posibilidad de efectuar ajustes, tales como la profundidad o la temperatura a las cuales se activan los disparadores.

1.2.1.2 Electric Line – Línea eléctrica.

Figura 6. Cabina unidad de línea eléctrica



Fuente: Los autores.

Al igual que Slickline, se conoce como una unidad de *wireline*, portable y accionada hidráulicamente diseñadas para inyectar o recuperar cable corriendo herramientas dentro de los pozos. Las operaciones de *E-line* involucran una gran variedad y extensa gama de equipos y herramientas. Estas operaciones tienen como finalidad mejorar el estado de un pozo o adquirir información de este. En la mayoría de los casos se trabaja bajo presión, ya sea natural del yacimiento o artificial. Dentro de sus principales aplicaciones encontramos:

- Registros de pozos (tiempo real).
- Perforación o cañoneo.
- Cementaciones remediales.

Dichas unidades tienen algunas desventajas, tales como la resistencia limitada del cable y el hecho de que no puedan rotar o circular, ni tampoco empujar, solo halar, lo que claramente las limita a realizar operaciones mecánicas.

1.2.1.2.1 Cable de la Línea Eléctrica

Figura 7. Cable trenzado.



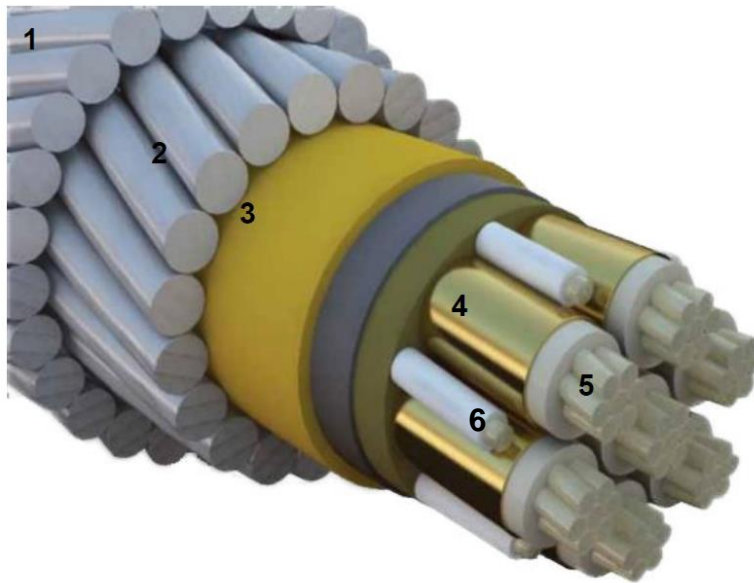
Fuente: SLB. Training Manual. Oilfield Review.

Cable trenzado que por su diseño permite exceder las capacidades de tensión comparado con los servicios de *slickline*. Se deben tener en cuenta los cuidados en el momento de la instalación y operación con el fin de prolongar su vida útil. Los cables trenzados están compuestos por dos partes principalmente: armadura externa y armadura interna. Estas armaduras o capas están helicoidalmente enrolladas en direcciones opuestas y son formadas por alambres (*strands*), el cable de electric-line es un arreglo múltiple de cables que además posee uno (mono cable) o varios conductores internos (heptacable).

Este tipo de cable cubre básicamente dos funciones en los trabajos de e-line, soporte mecánico a las herramientas que se encuentran dentro del pozo y una conexión eléctrica que permite lectura en tiempo real de los datos adquiridos por las herramientas en el pozo.

Los cables usan nomenclatura para ser clasificados, de acuerdo al número de conductores, diámetros externos, material de fabricación, entre otras. A continuación se realiza un ejercicio para identificar el tipo de cable:

Figura 8. Estructura cable trenzado.



Descripción:

1. Armadura exterior
2. Armadura interior
3. Chaqueta
4. Aislante
5. Conductor
6. Alambre semiconductor

Fuente: SLB. Trainin Manual. Oilfield Review.

7 - 39 N T XS 1234 MP

Para este caso:

7: Número de conductores

39: 0.39" de diámetro externo

N: Tipo de chaqueta usada (N=Neopreno; Z= tefzel)

T: Aislante (P=EPC; V=TPX; Z= Tefzel; T= Teflon)

XS: Resistencia de la armadura (XS= *Extra strength*; MP= *multiphase* resistente al H₂S).

1234 MP: Serial, da información adicional del cable

1.2.1.3 LAT – Línea de Acero con telemetría.

Figura 9. Carrete estándar de la Unidad de línea de Acero con telemetría.



Fuente: Los autores.

Línea de Acero con telemetría es un híbrido entre una unidad de Slickline convencional y una unidad de E-line, obteniendo un control preciso de herramientas, información constante del comportamiento del pozo, tales como, presión, temperatura, inclinación, Gamma Ray-CCL, que son de vital importancia para determinar planes de acción en el momento.

LAT permite que una operación de slickline sea realizada bajo un rango de precisión, certeza y control en todos los tipos de servicios de slickline que se puedan prestar:

- Mecánico Convencional
- Trabajos remediales y con explosivos
- Registros y Mediciones

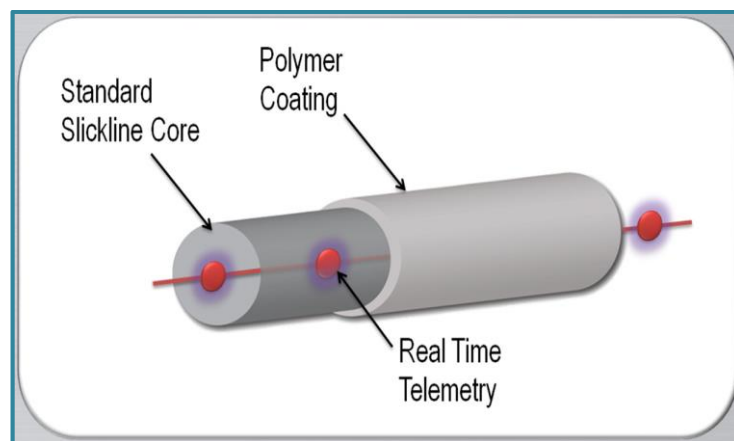
Mejorando la exactitud, calidad, seguridad y eficiencia de todas las operaciones de Slickline, ya que la simplicidad de la línea de acero convencional es también el

origen de sus inconvenientes, inicialmente fue diseñada para ejecutar operaciones mecánicas rudimentarias en ese tiempo, la profundidad absoluta no era una consideración esencial para tales operaciones, las herramientas no se podían colocar con precisión y, como consecuencia de ello, era difícil verificar la ubicación precisa de una herramienta dentro del pozo.

La implementación de herramientas electrónicas alimentadas por baterías, las cuales adquieren datos y los almacenan en su memoria, ha solucionado algunos inconvenientes de la línea de acero convencional relacionados con la activación y la confirmación de las acciones en el fondo del pozo, pero no pueden resolver los inconvenientes de tiempo y eficiencia que caracterizan a muchas operaciones tradicionales con línea de acero convencional. Como resultado de esto, surge el intento más ambicioso de superar estos obstáculos (utilizar la propia línea de acero para enviar señales bidireccionales entre la herramienta y la superficie). Dicha solución podría usarse para proporcionar a los operadores datos precisos sobre la profundidad de la herramienta, el estado de la herramienta, el peso dentro del pozo, la tensión del alambre y datos del fondo del pozo tales como las mediciones de presión y temperatura en tiempo real.

1.2.1.3.1 Cable Línea de Acero con Telemetría

Figura 10. Cable LAT.



Fuente: SLB. Training Manual

Tabla 3. Especificaciones tipo de Cable

Diámetro Nominal	Diámetro Total	Acero	Longitud (ft)	Max. Tensión de Ruptura	Max. Tensión de Trabajo	Peso del Cable	Factor de Strech
0.108"	0.132"	Sandvik 5R60	20,000 25,000 30,000	2,000 Lbs	1,200 Lbs	$\frac{33.7 \text{ Lbs}}{1000 \text{ ft}}$	$4.5 * 10^{-5} \frac{\text{in} * \text{Lb}}{\text{ft}}$
0.125"	0.153"	Sandvik 5R60	20,000 25,000 30,000	2,500 Lbs	1,500 Lbs	$\frac{45.3 \text{ Lbs}}{1000 \text{ ft}}$	$3.6 * 10^{-5} \frac{\text{in} * \text{Lb}}{\text{ft}}$

Fuente: SLB

- **Especificaciones generales.**

- ✓ Sandvik 0.108" 5R60 Stainless Steel alloy (0.138" OD después de recubierto)
- ✓ Rango de Temperatura- 40°C a 150°C (- 40°F a 302°F)
- ✓ Rango de presión 0 - 10,000 psi
- ✓ Punto de ruptura 1870lbs

- **Especificaciones del aislamiento.**

- ✓ Compuesto de polímero patentado
- ✓ No reactivo y resistente al H₂S y CO₂

- **Cable para ambiente hostil.**

- ✓ Fabricado en cable 0.125" 5R60 S316 de aleación Q1 2011
- ✓ Ingeniera en Sanicro 36Mo Q2 201

Tabla 4. Máximos parámetros operacionales.

Velocidad Corrida/ Traccion (ft/min)	WHP (Psi)	Temperatura (°F)
350	10,000	300

Fuente: SLB.

1.2.1.3.2 Método para unir el material aislador al alambre. En el año 2002, los Geoservices comenzó a trabajar en un sistema de telemetría basado en la tecnología electromagnética MWD previamente desarrollada. Sin embargo, la telemetría no era el problema; el reto era encontrar un material aislante y un método para unirlo al alambre que le permitiera sobrevivir a los rigores de las operaciones con línea de acero. Inicialmente, el equipo probó siete polímeros como candidatos a material aislante, basándose en sus propiedades de resistencia. Sin embargo, en las condiciones del pozo, estos recubrimientos no se adherían al alambre. Después de años de esfuerzos, desarrollaron un complejo material de recubrimiento para el alambre y un procedimiento meticuloso de unión.

El producto acabado es continuo, uniforme y con una precisión de diámetro dentro las 0,002 pulgadas [0,05 mm] en toda su longitud. Aplicado a una línea estándar de aleación de acero inoxidable de 0,108 y 0,125 pulgadas [2,74 y 3,25 mm], el diámetro exterior de la línea de acero recubierta es de 0,138 y 0,153 pulgadas [3,51 y 3,89 mm], respectivamente. La línea de acero con telemetría resultante retiene toda la fortaleza del alambre original sobre el cual está construida. El sistema mantiene los requisitos de alimentación de las herramientas de fondo. Conserva baterías y utiliza la línea de acero como un conductor de la telemetría en lugar de un conductor eléctrico.

Dado que se diseñó el servicio para que fuera un sistema de telemetría digital en lugar de un conductor eléctrico, pudieron reducir los requisitos del desempeño del aislante y, de esa manera, acelerar el desarrollo, creando otra ventaja al no enviar la alimentación a través de la línea de acero. Esta característica elimina las preocupaciones relacionadas con la confiabilidad de la transmisión a través de una línea eléctrica, accesorios asociados tales como los pesos de las barras de lastre y el punto en el cual el alambre se conecta con la sarta de herramientas. Las exigencias mecánicas de la unión del alambre aislado siguen siendo significativas; el alambre desplegado utilizando equipamiento estándar de línea de acero debe soportar los rigores del enrollado y desenrollado en el carrete, de pasar alrededor

de las poleas y a través del equipamiento de control de presión. También debe resistir un ambiente de fondo de pozo frecuentemente agresivo y, cuando emerge del pozo a través del prensaestopas, se expone a una descompresión instantánea del cabezal del pozo a la presión atmosférica.

1.2.1.3.3 Mejoras incorporadas a la línea de acero convencional

- La línea de acero convencional conserva la adquisición de información en la forma de herramientas con memoria y alimentadas por baterías a la vez que utiliza una interfaz de telemetría, que permite la comunicación de comandos y datos entre la superficie y el fondo del pozo sin comprometer la integridad mecánica del alambre mediante el cual pudieran enviar y recibir señales en tiempo real.
- Permite la utilización de herramientas de accionamiento electrónico, brindando la posibilidad de programarse para que se desactive automáticamente al recuperarlas en superficie.
- Los cabezales de detonación electrónicos son inmunes a las condiciones internas del pozo tales como la temperatura y la presión, así como también al tiempo que haya estado la herramienta dentro del pozo y proporcionan mayor precisión y control.

1.2.1.3.4 Ventajas de la Unidad LAT.

- **Correlación de precisión.** Correlación de profundidad exacta en tiempo real, con continua validación de la profundidad de la sarta de herramientas contra los equipos de completación y el reservorio mismo.
- **Confirmación de status.** Lectura en tiempo real de la acción y status de las herramientas, reduciendo el riesgo y la incertidumbre durante las operaciones de slickline, previniendo así viajes innecesarios dentro y fuera del hoyo.

- **Control Continuo.** Control dinámico de las herramientas en tiempo real lo que permite realizar ajustes en el programa durante la corrida de ser requerido. Registro en tiempo real (Presión, Temperatura, GR – CCL, inclinación, Impacto, tensión de herramientas) todo el tiempo.

- **Logística.**
 - ✓ Cero inyecciones de grasa para sello del cable, disminuyendo el riesgo de contaminación.
 - ✓ Reducción del riesgo de movilizaciones innecesarias.
 - ✓ Determinar y realizar acciones correctivas usando la misma unidad.
 - ✓ No es necesario el uso de Go Devil para cortes de cable.
 - ✓ Activación de explosivos en pozo sin riesgo de activación por señales de radio frecuencia.
 - ✓ La precisión y control de una unidad de Wireline, con la robustez y versatilidad de una unidad de Slickline.
 - ✓ Para operaciones de lectura en superficie (SRO), se elimina totalmente el riesgo de ruptura de strand y/o jaula de ardilla que ameritan trabajos remediales de gran tamaño tiempo real y control desde superficie

1.2.1.3.5 Aplicación

- **Determinar claramente perforados libres.** Dado que el BHA básico de la Unidad LAT cuenta con GR – CCL, presión y temperatura, podemos determinar si los perforados están destapados en la corrida de calibración.

- **Confirmación de inclinación del pozo.** Para todas las operaciones la Unidad LAT cuenta con un inclinometro que mide la desviación del pozo, información importante para la aplicación de tensiones y/o impactos a los martillos.

- **Control de liberación electrónico por atascamiento.** El DCR ofrece la posibilidad de liberar el BHA desde un punto de las herramientas en fondo en caso de un atascamiento, las herramientas dejadas en fondo quedan con cuello de pesca interno y externo para un posterior proceso de pesca.
- **Registro presión y temperatura.** Durante la corrida de calibración existe la posibilidad de realizar gradientes de presión y temperatura
- **ILT/MPLT.** Con un equipo similar al slickline convencional (Stuffing Box, Lubricadores, BOP, Pump in Sub, X Over) podemos tener registros de producción en tiempo real
- **Tubing Punsher.** La Unidad LAT es compatible con el sistema SLB E-Fire, permitiendo realizar punsher con registro de correlación en tiempo real y la posibilidad de realizar la cantidad de orificios deseados.

1.2.1.4 Comparación entre la línea de acero convencional y la unidad LAT

Tabla 5. Cuadro comparativo. Slickline-LAT

Operaciones	Slickline	LAT
Recuperar muestras de sedimento del fondo de los pozos y desechos de la parte superior de los taponos de Wireline.	Operación realizada sin ninguna precisión de profundidad.	Con el GR – CCL ubicado en el BHA de la Unidad LAT se puede garantizar la cantidad de avance de la limpieza y cantidad exacta de residuo existente en el pozo.
Proporcionar las herramientas necesarias para trabajar en pozos desviados.	Con todas las herramientas necesarias para operaciones de pozos desviados, como roller stem, knuckle joint, etc, es imposible determinar el grado de inclinación en donde se está operando.	El inclinometro existente en el BMC da la desviación exacta del pozo en el punto donde las herramientas están trabajando para tomar acciones que mejoren la efectividad de la operación.
Corrida y recuperación de taponos recuperables con Wireline.	La efectividad de los martillos de la sarta durante la recuperación de cualquier equipo no puede ser medida.	Con el sensor de impacto de la Unidad LAT se calcula la fuerza generada en la cabeza de las herramientas y por medio del DJAR ajustar el impacto para mejorar el rendimiento.
Proporcionar el equipo necesario de pruebas de banco para probar la resistencia del cable, el martillo hidráulico/de resortes, el martillo hidromecánico, las tensiones de apertura, la operación de las SCSSV's en superficie, etc.	Los martillos hidráulicos, hidromecánicos, etc., dependen considerablemente de las condiciones de pozo (desviación, fluido, temperatura, presión, etc.) y su desempeño bajo estas condiciones no pueden ser monitoreados.	Los martillos de LAT – DJAR proporcionan una gráfica en tiempo de real de su desempeño durante la operación que puede ser fácilmente monitoreada.
Cortadores de cable tipo "Time delay cable cutter" para los cables que se manejan en estas unidades	El procedimiento de corte para slickline implica operaciones riesgosas como cerrar rans, subir a una persona a la boca del pozo para acoplar y lanzar el Go Devil.	Este procedimiento para La Unidad LAT es contemplado como última opción ya que con DCR incorporado en la sarta se puede liberar a través de un comando desde superficie y dejar un cuello de pesca interno y externo para operaciones de recuperación.
Corrida y recuperación de cualquier herramienta operada con wireline.	Las herramientas son corridas con slickline con muy poco control.	La Unidad LAT es compatible con todas las herramientas de slickline convencional, con total control, precisión y estatus de funcionamiento.

Fuente: Los Autores.

La combinación de mediciones en el fondo del pozo en tiempo real con la línea de acero tradicional genera numerosos beneficios. Por ejemplo, cuando se planea una operación, tomando como referencia las profundidades mostradas en los esquemas de los estados mecánicos heredados del fondo de un pozo, se corre el riesgo de que estos esquemas puedan tener errores y se realicen operaciones fuera de la profundidad objetivo, pero si se efectúa bajando un CCL y GR para correlacionar con datos tomados en tiempo real leídos en superficie, se podría ubicar en el esquema del pozo la junta de tubería objetivo y realizar los cambios necesarios para llevar a cabo lo realmente planeado, y concluir con la operación sin tomar tiempo adicional y, lo más importante, sin errores.

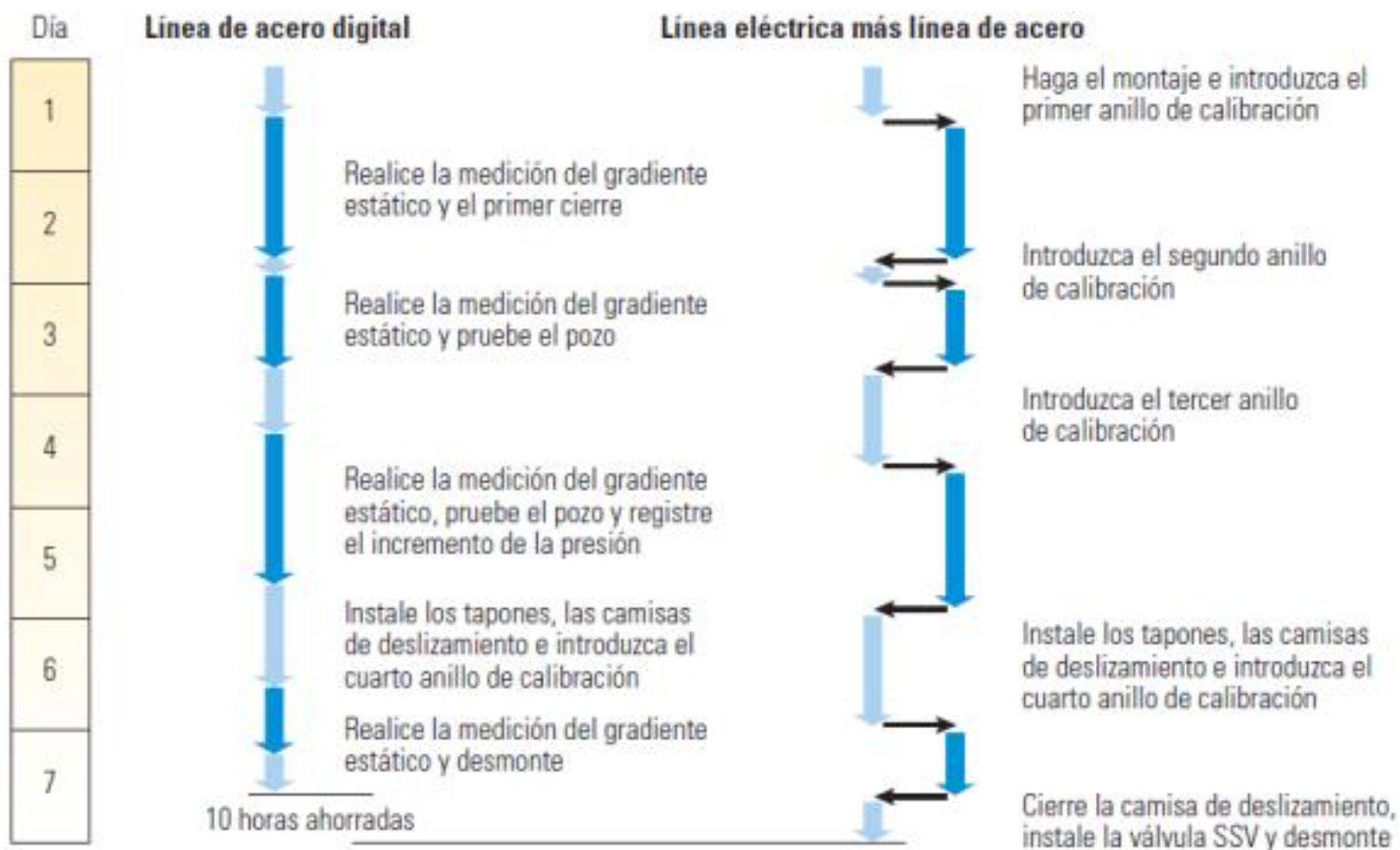
Además de las ventajas en cuanto al manejo de riesgos, la eficiencia y la precisión, los servicios de línea de acero digital también permiten realizar ciertos tipos de trabajos u operaciones que antes requerían el uso de líneas de acero convencional y líneas eléctricas con una unidad y una cuadrilla para cada uno. Por ejemplo, frecuentemente se utilizan unidades de línea eléctrica con lecturas en superficie para adquirir mediciones en tiempo real y una unidad de línea de acero convencional para realizar operaciones mecánicas en el mismo pozo. Cuando se ejecutan registros de producción tradicionalmente se usa primero una unidad de línea de acero convencional para preparar el pozo para el registro mediante la introducción de anillos de calibración, instalación de tapones y desplazamiento de camisas deslizantes. Luego, ejecutan los registros de Producción utilizando una unidad de línea eléctrica separada. Este movimiento de equipamiento y de personal puede llevar a una logística complicada, costos elevados, mayores riesgos potenciales y mayor tiempo de operación.

Dado que los servicios de línea de acero digital pueden realizar todo el espectro de trabajos, con la utilización de una unidad y una sola cuadrilla, reduciendo a la mitad la necesidad de logística y mano de obra, reduce los riesgos al mismo tiempo que ahorra un tiempo operacional significativo.

Otro ejemplo evidente son las operaciones de reterminación, el aislamiento de la zona y la operación, pueden requerir colocar primero un tapón a través de la tubería de producción y bombear cemento, con el fin de aislar una zona inferior, esta parte de la operación se realizaría con línea de acero convencional. Una vez que está taponada la zona inferior, se planifica cañonear un intervalo por encima de la zona aislada. Suponiendo que la arena objetivo menos profunda es delgada, la precisión y exactitud de la profundidad se hacen críticas, lo cual demanda el uso de CCL y GR para alcanzar de manera eficiente y en tiempo real el intervalo de profundidad objetivo, esta otra parte de la operación se realizaría con línea eléctrica. Al final de la operación se tendría como resultado el uso de dos unidades y dos cuadrillas diferentes. Con el servicio de la línea de acero digital, se requiere de una única unidad y una sola cuadrilla para realizar las operaciones de taponado y de disparos. Dejando como resultado menores tiempos de operación y directamente disminución de gastos.

En este caso, se genera un ahorro gracias a la reducción del tiempo requerido para trasladar y mover las unidades de línea eléctrica y de línea de acero dentro y fuera del pozo y alrededor de la cubierta, así como con la eliminación de los costos de espera asociados con una segunda cuadrilla. En otros casos, puede haber ahorros adicionales debido a que se reducen los requisitos de espacio y de peso cuando se despliega solamente una unidad, lo que permite al operador rentar una logística menos costosa, con una capacidad de cubierta reducida. En algunos casos, debido a que el equipamiento de línea de acero ocupa un área relativamente pequeña y su peso es ligero, un operador puede colocar la unidad directamente sobre la cubierta de una plataforma demasiado pequeña para admitir un equipamiento de línea eléctrica más pesado.

Figura 11. Operación de registro con una sola Unidad.



Fuente: SLB Oilfield Review. La línea de Acero marca un hito.

2. AMBIENTES Y METODOLOGÍA DE DISEÑO DE PROGRAMAS DE INTERVENCIÓN DE POZOS CON LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA (LAT)

El estudio de viabilidad técnica del proyecto, busca determinar si la unidad de línea de acero con telemetría, puede ser implementada en los pozos candidatos mediante la realización del diseño de un programa de intervención. Se destaca que para el desarrollo del proyecto, existirán pozos estudio, los cuales, tendrán un proceso de diseño de programa de intervención, de acuerdo a sus condiciones de operación. Los requerimientos básicos que todo pozo debe cumplir para que sea viable la implementación de la unidad de línea de acero con telemetría deben ser los siguientes:

- Trayectoria y desviación del pozo.
- Presión de Fondo.
- Histórico de máximas tensiones reportadas en operaciones con cable.
- Características de producción o inyección del pozo.
- Temperatura estática de fondo
- Temperatura dinámica de fondo

Para realizar el diseño del programa es necesario recopilar información, como datos del pozo y el cálculo del límite máximo de trabajo (Tensión) al que estaría expuesto el cable de la unidad de línea de acero con telemetría. Luego de esto es posible determinar los parámetros de operación y viabilizar la utilización de esta unidad basados en los límites operativos. En general para realizar el diseño del programa se deben seguir los siguientes pasos:

- Obtener los datos del pozo

- Analizar el estado mecánico y el registro de desviación o survey para tener en cuenta la geometría, diámetros mínimos, profundidad y el grado de inclinación al que estaría expuesto el cable de la unidad de la línea de acero con telemetría.
- Simulación de tensiones a manejar a las condiciones que presenta el pozo o a las que se desea realizar la intervención.
- Propiedades de fluidos, así como las condiciones a las cuales operará la unidad.

Así mismo, para la realización del estudio financiero del proyecto, se hace necesario identificar en primer lugar la inversión que se requiere, para ejecutar operaciones de intervención de pozos con cable, en donde la realización de operaciones mecánicas y recolección de data sea el principal objetivo. El análisis se basará en la comparación de los costos de operación y los recursos necesarios utilizados durante las intervenciones. El estudio financiero se realizará comparando la unidad de línea de acero con telemetría con la línea de acero convencional + Electric line, puesto que el estudio del proyecto estará basado en intervenciones que normalmente requieren de las dos últimas unidades mencionadas, la línea de acero convencional para operaciones mecánicas y la línea eléctrica para operaciones de adquisición de data en tiempo real. La idea es poder reflejar la disminución de costos que pudiese existir utilizando la línea de acero con telemetría, ya que esta, permite realizar las dos operaciones anteriormente mencionadas, del mismo modo, poder evaluar como la toma de decisiones en tiempo real beneficia el acorte de tiempos en las operaciones y por efecto los costos finales de operación.

Para la realización de diseño del programa de intervención de pozos, se desarrollará un paso a paso, que iniciará con la justificación del requerimiento hasta llegar a un resultado final de diseño y ejecución del mismo. La elaboración del programa de intervención se especificará en el capítulo 3.

El programa de intervención de pozos que se pretende desarrollar, será manejado en dos ambientes, primero el ambiente operacional, donde inicialmente se diseña y

ejecuta una corrida en falso (Dummy Run) con el objetivo de verificar acceso hasta la profundidad total (TD), luego un registro de presión y temperatura a condiciones estáticas y seguido de un PLT (Registro de prueba de producción) correlacionado en tiempo real. Dependiendo de los resultados del perfil de Producción del PLT se determinará la necesidad de sentar un tapón y/o realizar un squeeze con el objetivo de aislar una zona que produzca con un alto corte de agua para garantizar el levantamiento del pozo después de un periodo de cierre (Shut down de planta o mantenimientos de la línea de producción), evitando que el pozo se cargue de líquidos. El segundo ambiente será el financiero, con el cual se evaluará la rentabilidad del uso de la unidad de la línea de acero con telemetría, a partir de los tiempos operacionales y costos de servicio. Estos ambientes también estarán enfocados en el ahorro de costos que se efectúa, cuando una operación es realizada con adquisición de datos en tiempo real y permite tomar decisiones en el momento en que están sucediendo las cosas. A continuación se explicara cada uno de los ambientes y en que consiste su metodología.

2.1 AMBIENTE OPERACIONAL

Este ambiente hace referencia al lugar y a las condiciones donde se planea desarrollar la intervención, con el fin de seleccionar de manera adecuada los pozos. Para la selección de estos se tendrá en cuenta las características de los yacimientos y el estado mecánico que presentan en la actualidad. De este modo se podrá evaluar si sus condiciones son permisibles para implementar la unidad de línea de acero con telemetría y poder ser comparada con las otras unidades de wireline. El resultado del análisis de este ambiente, estará reflejado en el desempeño que presenten en operaciones mecánicas y operaciones que requieran adquisición de datos en tiempo real, el cual podrá ser contemplado con el desarrollo del programa de intervención en el capítulo 3. A continuación se explicara la metodología de la selección del ambiente.

2.1.1 Metodología de selección del ambiente. Esta metodología inicialmente se desarrolla con la recopilación de la información, de los campos y pozos que posiblemente sean objetivo, luego se selecciona un campo en específico y finalmente el pozo al cual se le realizara la intervención. A continuación se explicara cada uno de los pasos de la metodología.

2.1.1.1 Recopilación de información. En primer lugar se buscará información y se recopilaran características de los campos del piedemonte llanero los cuales estén dentro del cronograma de actividades de intervención de pozos. Se buscaran dos pozos objetivo, los cuales tengan como requerimiento, aislar una zona mediante la sentada de un tapón y realizar una corrida de presión y temperatura, esta escogencia se realizará haciendo énfasis en la desviación y tensión a la que sería expuesto el cable de la unidad LAT. La información recopilada se organizará con el fin de determinar los parámetros base de selección de los pozos.

2.1.1.1.1 Herramientas utilizadas para el estudio de análisis.

- **Revisión bibliográfica.** La revisión bibliográfica vino a formar parte de la primera etapa a seguir para desarrollar el tema. Se recopiló toda la información teórica necesaria a través de libros, publicaciones, manuales, Internet, folletos especializados, tesis de grado, entrevistas, etc. Estos permitieron adquirir conocimientos previos para el desarrollo del proyecto y/o afianzar los conocimientos relacionados con el tema en estudio, lo cual permitió un fácil manejo de los términos y procedimientos durante el desarrollo de los objetivos planteados.

- **Carpeta del pozo**

- ✓ **Archivo físico:** En este sistema de archivo en físico se encuentran las carpetas que contienen información de historia de los pozos, específicamente de los trabajos y operaciones que se han realizado a lo largo de la vida del pozo.

- ✓ **Livelink:** EQUION cuenta dentro de sus instalaciones, con un programa de tipo base de datos, el cual almacena toda la información tanto de reportes, análisis y todos aquellos documentos que poseen la historia de los pozos característica desde su propuesta, aceptación, inicio y transcurso de su desempeño y trabajos aplicados a los mismos hasta la fecha. Este programa tiene una distribución de carpetas por diferentes áreas, las cuales a su vez contienen otro conjunto de subcarpetas para cada campo, por lo tanto, es posible visualizar de manera digital todo el contenido. Dentro de cada subcarpeta se encuentran diferentes Items que ofrecen diversos documentos, como es el caso de:

- Análisis y Pruebas.
- Correspondencia.
- Información de presiones y temperaturas.
- Informes Financieros y de Costos.
- Informes Geológicos.
- Propuestas, Programas y Recomendaciones.
- Reportes Operacionales.

- ✓ **DIMS (Open Wells):** Es un sistema corporativo de reporte de operaciones que es extensamente usado en la industria, éste se muestra como un sistema de gestión que presenta una base de datos totalmente integrada que permite la comunicación de datos de ingeniería durante la perforación, completación y servicios a pozos, facilitando así el control de la gestión y la toma de decisiones.

En este programa se cargan múltiples datos como los costos y tiempos totales de las operaciones, también genera el reporte sumario de operaciones el cual es primordial durante el análisis de problemas operacionales donde se describen todas las actividades realizadas durante el desarrollo de la operación, además se indica la fecha y la fase en que sucede, el tiempo de duración, tipo de operación, entre otros datos.

- **Simulador**

- ✓ **Cerberus For Wireline 11.0:** Es un software importante para realizar la simulación de cualquier operación que incluya herramientas de fondo ya sea de tubería o cable en pozos revestidos o hueco abierto, debido a que hoy en día ha aumentado la complejidad de los pozos.

Cerberus requiere suficiente datos de entrada, como primera parte se deben tener las características físicas del pozo, cable y herramienta y las condiciones de presión y tasas de flujo, que pueden cambiar durante la operación. Una vez obtenidos estos datos se identifican cuáles variables se conocen con certeza y cuáles no, para hacer un análisis de sensibilidades. Para obtener una buena simulación, es muy importante detenerse en la información que se le va a suministrar al simulador, porque de ésta depende que los resultados sean confiables, eficientes y mejoren las operaciones en el pozo.

El flujo de trabajo a seguir es:

- Tener una descripción del escenario.
- Revisión de los datos de entrada.
- Discusión preliminar de la información seleccionada.
- Luego, el siguiente paso es el ingreso de los datos. Se crea el proyecto, se selecciona la unidad de wireline, se configura la sarta de herramientas, se determina el punto débil, se configura la geometría del pozo, se ingresan los

survey del pozo, se configura la temperatura, los fluidos, se configura la localización del pozo.

- Se realizan los cálculos. Se ajusta la profundidad calculada, se genera la gráfica de peso en superficie, la gráfica de tensión del cable, la gráfica de máxima tensión y por último se realiza el análisis de sensibilidades, se genera el reporte de la simulación.
- Se concluye con el análisis de los resultados.

2.1.1.2 Selección del campo. El criterio más importante para la selección del campo es el histórico de tensión que tienen sus pozos, el campo a seleccionar deberá manejar tensiones no mayores a 1700 Lb, de lo contrario, la implementación de la unidad de LAT no sería posible, ya que saldría de su rango límite de trabajo, por lo tanto se hará un filtro de los campos del Piedemonte Llanero operados por Equión, en donde la profundidad, trayectoria, geometría y grados de inclinación del pozo, no propicien condiciones que puede llevar al cable fuera de su rango límite máximo de trabajo.

Inicialmente se realizó el estudio de viabilidad de la unidad de LAT, en campos del piedemonte llanero y debido a las características de estos, se inició por descartar los pozos de Piedemonte y Recetor, ya que la complejidad de sus formaciones infieren en el diseño de la perforación con geometrías y trayectorias un poco más aisladas de la verticalidad en comparación con los pozos de Cusiana, por lo tanto los pozos de Piedemonte y Recetor presentan ángulos de desviación que llevan a exceder el máximo valor de la tensión segura permisible para el cable de la unidad LAT.

2.1.1.3 Selección de los pozos. Después de recopilada la información de los campos y pozos de los mismos, se priorizan los pozos que se encuentren en el cronograma de trabajo de intervención de pozos, se seleccionarán los pozos en los que con anterioridad se ha hecho posible corrida de herramientas de fondo con la unidad de línea de acero convencional y aquellos con características que permitan la correcta implementación de la unidad.

2.2 AMBIENTE FINANCIERO

2.2.1 Inversión inicial. La inversión inicial está definida como la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Estos costos deben ser capitalizables en perspectiva. La inversión inicial se calcula totalizando todas las salidas y entradas que ocurran al momento que se está realizando el desembolso. Esta puede calcularse bajo dos escenarios, el primero donde el desarrollo físico del proyecto no existe, y el segundo donde éste si existe. Para este proyecto en específico los Costos que se tendrán en cuenta para calcular la inversión (todos se suman) son los siguientes:

- Servicio
- Número de corridas
- Herramientas de fondo
- Personal
- Logístico
- Tiempos adicionales

2.2.2 Flujo neto de efectivo. Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto y se ve directamente asociada con los costos de operación y los impactos por producción que podría generar la realización de algún trabajo de reacondicionamiento o vigilancia en operaciones de intervención de pozos.

En la intervención a realizar, el cierre del pozo era un requerimiento esencial para poder efectuar la prueba de presión estática a condiciones estables, del mismo modo para realizar las pasadas estáticas durante el PLT. Este tiempo de cierre deja un impacto de producción, el cual debe ser considerado como una salida de flujo neto efectivo independiente a los gastos operacionales y logísticos.

Considerando el impacto de producción de forma independiente, la comparación que se podrá realizar entre la unidad de línea de acero con telemetría con la unidad de línea de acero convencional + la unidad de línea eléctrica, se podrá reflejar en el costo operacional y logístico, los cuales están directamente relacionados con los tiempos de arme y desarme.

En cuanto a los ingresos durante el curso de la operación, no se tendrá valor alguno, ya que en la intervención realizada se involucran solamente trabajos de vigilancia y los trabajos que proyectan aumento en la producción se ven asociados a trabajos de reacondicionamiento al estado mecánico del pozo o a la formación y el trabajo de aislamiento (trabajo de reacondicionamiento al estado mecánico del pozo) que se planteaba desarrollar con la unidad línea de acero en caso de ser necesario, se realizó con la unidad de E-line, ya que con la unidad estudio no pudo ser llevado a cabo por limitaciones de la misma.

2.2.3 Metodología para realizar el análisis financiero del proyecto.

Paso 1: Definir los escenarios de proyecto

El análisis financiero se realiza en dos escenarios de negocio: El primer escenario es la ejecución del programa de intervención con la unidad de línea de acero con telemetría y el segundo escenario es la proyección del mismo programa de intervención pero con la unidad de línea de acero convencional + E-line, para este segundo escenario se requieren de dos unidades diferentes, ya que la intervención que se planea realizar y proyectar, involucra operaciones mecánicas y de adquisición de datos en tiempo real.

Paso 2: Estimar ingresos netos

En este proyecto los ingresos no se dan debido a que no se realiza ningún trabajo que represente barriles de más en la producción de hidrocarburos. El diseño de la intervención a realizar está incluido dentro de un capital llamado OPEX, el cual hace referencia a los costos operacionales, ya que el trabajo a realizar no modifica el estado mecánico del pozo ni las formaciones productoras de este, simplemente se realizara un registro de producción, por lo cual no se esperaría ganancias de hidrocarburos en esta operación, ni a corto, mediano o largo plazo.

Se podría hablar del capital llamado Capex, el cual hace referencia a las inversiones de dinero en operaciones que crean beneficio, es decir que modificaran el estado mecánico del pozo o sus formaciones productoras, para obtener una ganancia de hidrocarburos a corto, mediano o largo plazo, siempre y cuando en el análisis del registro realizado, se identifique algún tipo de flujo cruzado entre formaciones productoras de hidrocarburos y agua, donde la formación productora con mayor porcentaje de agua no le permita fluir a la formación productora con mayor porcentaje de hidrocarburos. Identificando estas condiciones se diseñaría un programa de intervención que aislé la zona de mayor producción de agua para permitirle fluir la zona que presenta mayor producción de hidrocarburos. La realización de este trabajo de intervención se podría considerar como CAPEX, ya

que se espera incremento en la producción de hidrocarburos. Lo mencionado anteriormente es solo uno de los muchos ejemplos que podrían ser considerados como Capital CAPEX dentro de las modificaciones del estado mecánico de un pozo.

Paso 3: Estimar egresos

Los egresos corresponden a los costos operacionales y a los impactos de producción, ya que para realizar la prueba de presión estática y el registro de producción se requiere del cierre temporal del pozo, bien sea para los periodos de estabilización y pasadas de cierre, estos tiempos de suspensión temporal del pozo se realizarán según los requerimientos de la prueba u operación que se planifique realizar.

También se incluyen la exposición al riesgo que podría generar el uso de la unidad, ya que para la realización de cada operación con wireline se realiza corridas dentro del pozo con herramientas de fondo, las cuales representan un costo significativo y mucho más, cuando por falla del cable de la unidad o por las condiciones presentes en la operación, esta se suelte y se pierda en fondo, generando un costo adicional por pérdida de herramienta o por la inclusión de una operación de pesca que no se tenía planificada.

Paso 4: Indicadores financieros

En esta etapa se totalizan los indicadores financieros de ambos escenarios, estos estarán compuestos por los costos operacionales, costos logísticos, impactos de producción y posibles costos por exposición al riesgo. Se realizara una matriz para cada escenario, que permita observar como el aumento o reducción de tiempos de operación afecta el costo total de la operación.

Paso 5: Selección del escenario más viable económicamente

Finalmente, analizando los resultados del paso anterior, se comparará entre los dos escenarios y se seleccionará el que sea más viable financieramente para la compañía.

3. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO TÉCNICO DE LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRÍA (LAT)

Para la realización del estudio técnico de la unidad de línea de acero con telemetría se estudiará su comportamiento a lo largo de la intervención en el pozo USCO-1, en el cual se plantea realizar una corrida de acceso, para evaluar el comportamiento de la unidad en operaciones mecánicas, luego al mismo pozo, se le realizará una prueba estática más un registro de producción para evaluar el comportamiento de la unidad en operaciones que requieren de adquisición de información en tiempo real, también se tendrá como una opción la sentada de un tapón, para aislar una posible zona productora de agua, pero la decisión de esta parte de la operación depende del análisis del registro de producción que se planea realizar.

3.1 DISEÑO DE PROGRAMA DE INTERVENCIÓN USCO-1

Antes de intervenir un pozo, inicialmente siempre se va a requerir del diseño de un programa de la operación a realizar, donde se detallen los requerimientos y las condiciones actuales del pozo a intervenir, ya que las unidades o equipos que se planeen utilizar deben tener la capacidad operacional, por lo cual, primero su utilización es evaluada bajo criterios simulados. A continuación se detallará el paso a paso que se debió seguir para llegar al diseño final del programa de intervención, en el cual uno de sus objetivos es implementar la línea de acero con telemetría y evaluar su comportamiento bajo las condiciones de los campos del piedemonte llanero.

3.1.1 Monitoreo y estudio del pozo. Después de monitorear y estudiar el pozo, se plantean posibles opciones de mejoramiento que junto con el grupo de soporte, se valoran para luego obtener diferentes esquemas de trabajo.

En el pozo USCO-1 en particular se requiere monitorear y vigilar el estado en que se encuentra la producción del pozo y el aporte de cada una de sus formaciones productoras, este monitoreo es necesario ya que se está observando una

disminución de producción de aceite y gas y un aumento progresivo del agua. Actualmente el pozo USCO-1 está produciendo desde la formación **M** (superior e inferior), y debido a la falta de monitoreo hay una gran incertidumbre acerca de la contribución de estas dos zonas, también existe la incertidumbre de la posible existencia de un flujo cruzado en condiciones estáticas de M inferior a M superior que podría causar que el pozo deje de fluir después de un periodo de cierre.

3.1.2 Historial del pozo. El pozo USCO-1 inició su vida de producción en el año 1998 con unas tasas de 4,049 BOPD y 44,360 MMSCFD de gas, aportadas por la formación M (Superior e inferior). A finales del año 1998 su GOR aumentó precipitadamente llegando aproximadamente a los 18,000 scf/stb.

Debido a este cambio en el año 1999 se realizaron intervenciones, las cuales tenían como objetivo aislar mirador inferior, zona potencialmente productora de gas, ya que causaba un efecto de choque negativo en la línea de producción de la zona (varios pozos fluyendo) creando un impacto en barriles de aceite producidos a la planta de Cusiana, por lo cual se decidió cerrar el USCO-1 como productor y no generar la restricción de flujo al USCO-14 y USCO-18 (pozos vecinos que fluyen por la misma troncal). En ese tiempo la planta de inyección de gas de Cusiana no tenía capacidad para administrar todo el gas producido en los campos, y se priorizaban los pozos por la producción de aceite y menor producción de gas.

A mediados del año 2011, la planta de inyección termina trabajos de reacondicionamiento y aumenta su capacidad de procesamiento, lo cual permite remover el aislamiento anteriormente realizado y estudiar la posibilidad de re-cañonear en la formación **M** (superior) y cañonear un nuevo intervalo en la formación **M** (inferior), para aumentar la producción de gas. El cañoneo dejó resultados negativos, ya que incrementó la producción de agua, lo cual llevo a pensar que el intervalo que se proyectaba como productor de gas, en realidad era productor de agua. A partir de ese momento se crea la necesidad de confirmar el

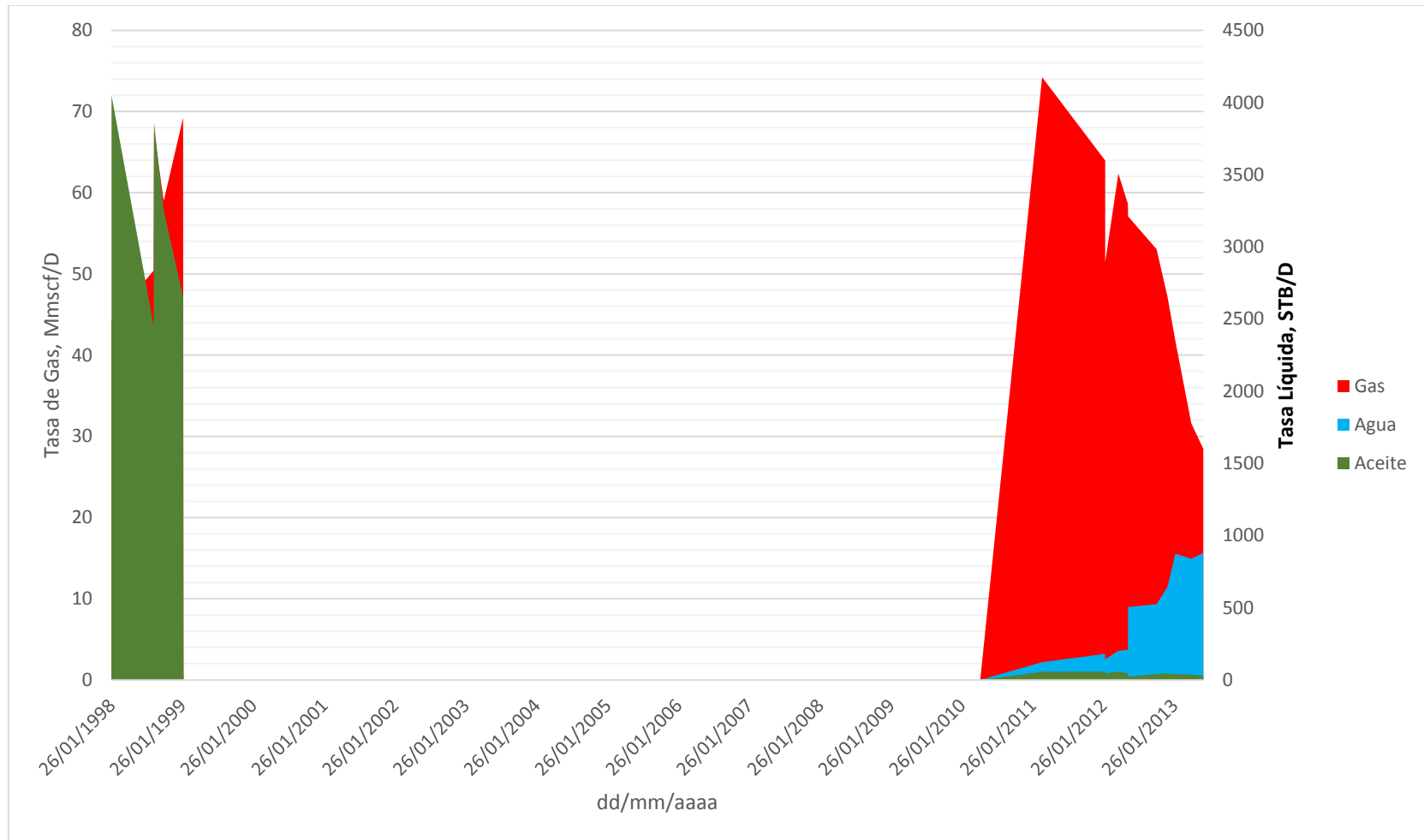
anterior supuesto, con la corrida de un registro de producción. A continuación se mostrara una tabla en la que se recopila la vida productiva del pozo USCO-1.

Tabla 6. Histórico de producción del pozo USCO-1

Date dd/mm/aa	Choke	WHP psi	FLP psi	WHT °F	BOPD	GAS Mmscf/d	GOR scf/stb	BWPD	BS&W %
26-01-98	176	1118	841	152.5	4,049	44.360	10,957	33	0.82
31-08-98	176	1049	711	146	2,456	50.400	20,536	5.97	0.24
02-09-98	100	2072	714	160	3,860	67.500	17,498	0	0
22-10-98	100	1742	630	163	3,253	59.000	18,164	0	0
30-01-99	100	2065	650	169	2,655	69.245	26,081	142	5.09
16-03-11	176	914	651	146	57	74.219	1,302,08	123	68.36
04-02-12	176	856	625	146	57	63.969	1,122,26	181	76.00
04-02-12	100	1505	624	157	45	51.454	1,143,42	143	76.07
12-04-12	176	835	626	147	58	62.357	1,075,12	202	77.71
31-05-12	176	822	632	146	47	58.645	1,247,76	208	81.60
01-06-12	176	854	635	153	23	57.092	2,482,26	505	95.64
26-10-12	176	756	573	148	42	53.051	1,263,12	525	92.59
21-12-12	176	771	622	155	45	47.219	1,049,30	644	93.47
31-01-13	176	822	604	157	41	41.721	1'017,576	875	95.52
23-04-13	176	746	601	157	38	31.597	831,503	839	95.67
24-06-13	176	636	565	147	29	28.450	981,226	387	93.02

Fuente: Equion Energia Limited

Figura 12. Histórico de producción USCO-1



Fuente: Los Autores.

3.1.3 Comportamiento y estado del pozo previo a la intervención.

Tabla 7. Parámetros y estado del pozo USCO-1, previo a la intervención.

Parámetro	Estado
Tipo de pozo	Productor
Formación	M (superior e inferior)
Choke	176/64"
WHP	636 psi
WHT	147 °F
FLP	565 psi
Qo	29 bopd
Qg	28.456 Mmsfd
GOR	981,226 scf/bbl
Qw	387 bwpd
Cloruros	3,025 ppm
API	33.5
Presión anular A	0 psi
Presión anular B	0 psi
Presión anular C	0 psi
Fecha del ultimo Cierre	20 – Junio – 2010
SIWHP	2,146 psi
SIWHT	158 °F

Fuente: Well Review Cusiana

- **Información de reservorio.**

Tabla 8. Información de reservorio del pozo USCO-1.

Formación	TOPE (ft)	BASE (ft)	NET PAY (ft)	PHI %	Kh (md-ft)	Presión (Psi)	Temperatura (°F)
M- Superior	15,630	15,727	100	12-14	7,000	3,300 ±100	265
M- Inferior	15,764	15,878	150	7-9	5,100	3600 ± 100	265

Fuente: Well Review Cusiana

- **Intervalo de perforados activos.**

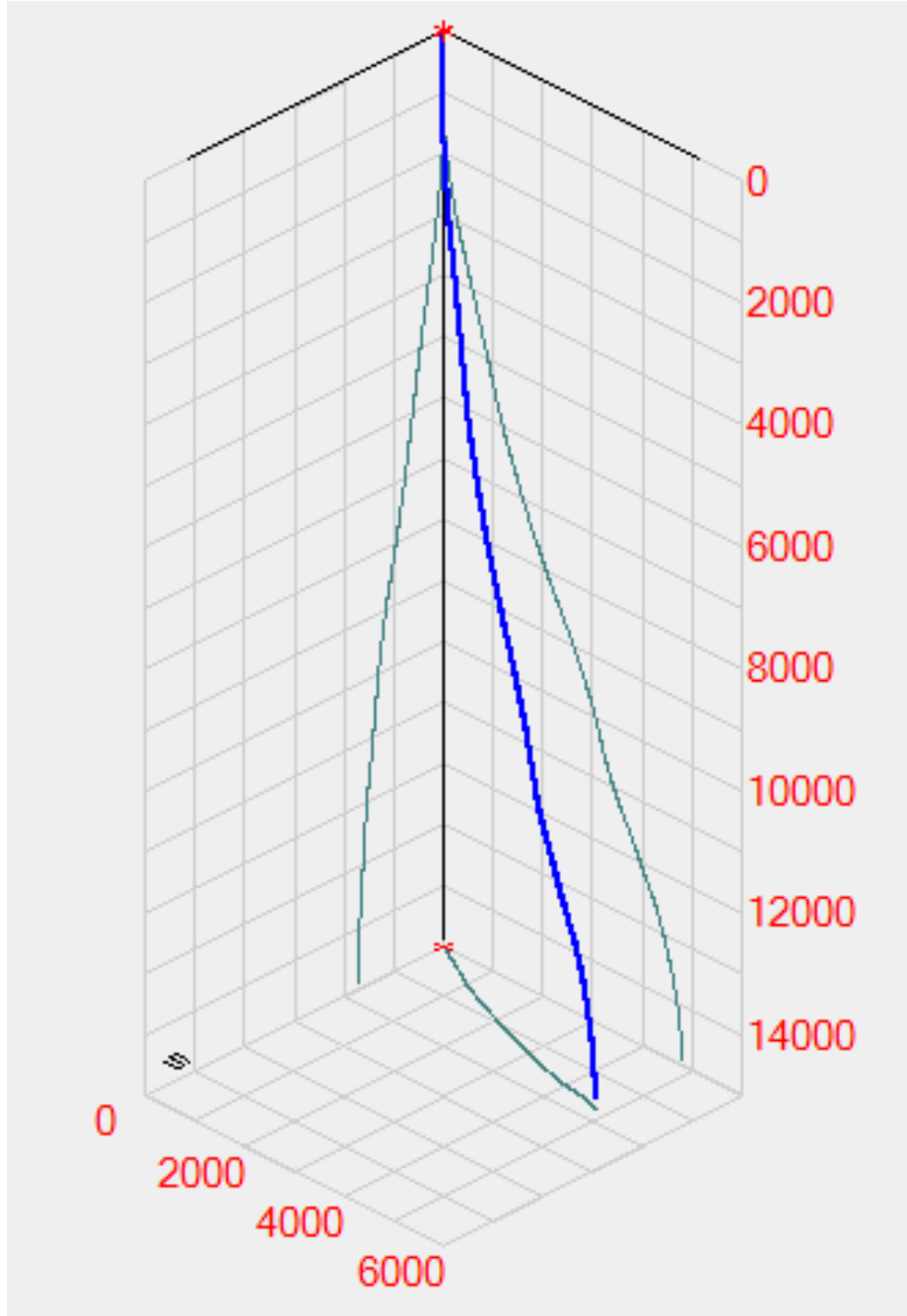
Tabla 9. Intervalo de perforados activos del pozo USCO-1.

Run No.	Tope (ft)	Base (ft)	Total (ft)	Estado	Formación	Talla de Cañon (in)
1	15650	15670	20	ACTIVO	M	3.5
2	15670	15680	10	ACTIVO	M	3.5
3	15680	15700	20	ACTIVO	M	3.5
4	15792	15812	20	ACTIVO	M	2.875
5	15812	15842	30	ACTIVO	M	3.5
6	15852	15877	25	ACTIVO	M	2.875

Fuente: Well Review Equion Energia Limited

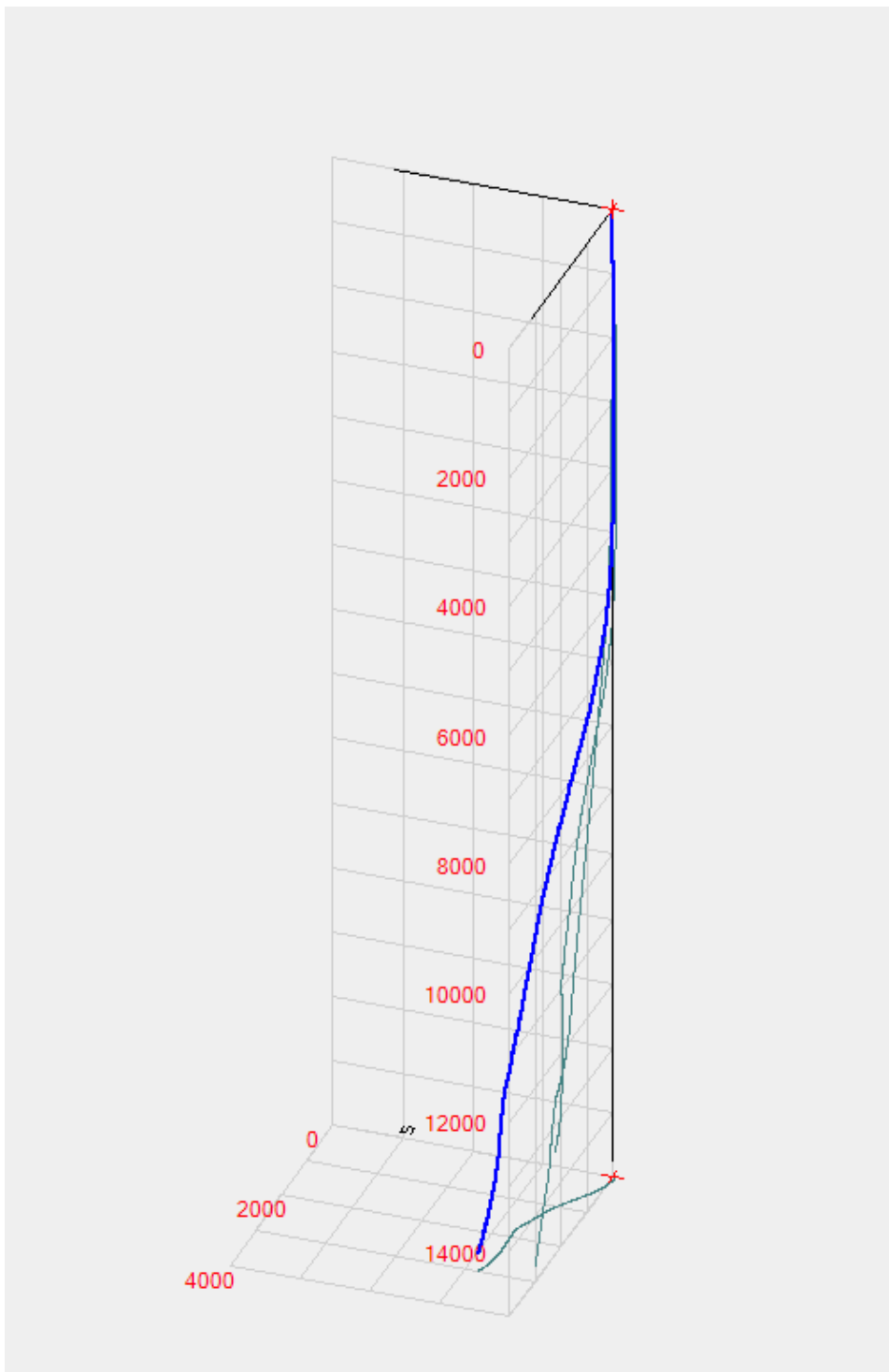
- **Survey.**

Figura 13. Simulación en Cerberus del Survey del pozo USCO-1.



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

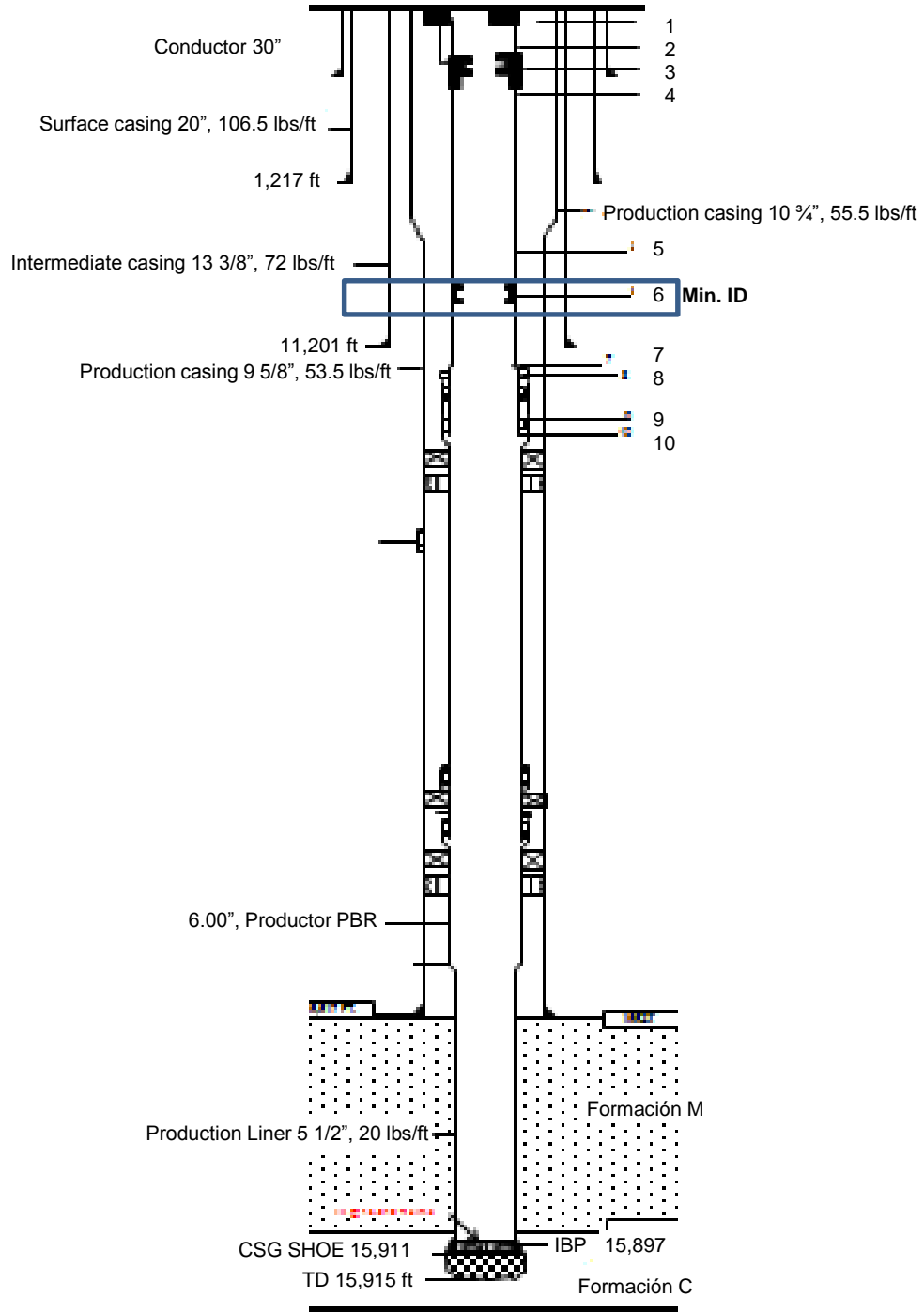
Figura 14. Simulación en Cerberus del Survey del pozo USCO-2.



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

- Estado mecánico.

Figura 15. Esquemático del pozo USCO-1.



Fuente: Equion Energia Limited

Tabla 10. Estado mecánico del pozo USCO-1.

ITEM	ALL DEPTHS MEASURED FROM ROTARY TABLE	LEGHT (FT)	MIN ID (IN)	TOP (FT)
	RTE	38.29		0.00
1	TUBING HANGER 5 1/8"-5 KPSI WP;TYPE TC-1A-EMS	0.91	5.062	38.29
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NV, PUP pinXpin	4.83	4.778	39.20
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT	3.80	4.778	44.03
	TUBING 5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM	219.70	4.778	47.83
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT	7.77	4.778	267.53
2	FLOW COUPLING 5 1/2"	5.62	4.778	275.30
3	TRSCSSV 5 1/2" TME-6	8.27	4.625	280.92
4	FLOW COUPLING 5 1/2"	5.62	4.778	289.19
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT	5.81	4.778	294.81
5	TUBING 5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM	10,763.96	4.778	300.62
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT	5.80	4.778	11,064.58
6	LANDING NIPPLE 5 1/2" TYPE 'AOF'	2.39	4.550	11,070.38
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT	5.80	4.778	11,072.77
	5 1/2", 20 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM, PUP JOINT			
	5 1/2", 20 LB/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM COUPLING	5.51	4.778	11,078.57
7	7"pin downX5 1/2"box up X-OVER, L-80, 13 % Cr, N.V.	0.98	4.778	11,084.08
	7", 32 LB/FT, 13%Cr, L-80, NEW VAM, PUP PINxPIN	0.68	4.778	11,085.06
	LOCATOR SUB ABOVE	1.33	6.094	11,085.74
8	LOCATOR SUB BELOW	0.93	6.094	11,087.07
	DEBRIS BARRIER	1.32	6.094	11,088.00
	SPACER SEALS	1.50	6.094	11,089.32
9	SEAL ASSEMBLY 7.125" OD	17.45	6.094	11,090.82
10	WEG	4.15	6.094	11,108.27
				11,112.42

Fuente: Equion Energia Limited.

- **Consideraciones importantes.**

Tabla 11. Consideraciones importantes del estado mecánico del pozo USCO-1.

Christmas tree	5 1/8" X 5 K PSI WP
Tamaño del Tubing	5-1/2" 20 lbs/ft, L-80, 13% Cr (ID=4.778") New Vam Top from surface to 11,085 ft MD; 7" 32 lbs/ft, L-80, 13% Cr (ID=6.094") New Vam Top from 11,085 to 11,113 ft MD.
Scab liner(s)	7" 32 lbs/ft, L-80, 13% Cr (ID=6.094") from 11,113 to 14,976 ft MD
Liner(s) de Produccion	7" 32 lbs/ft, L-80, 13% Cr (ID=6.094") from 14,976 to 15,022 ft MD 5-1/2" 20 lbs/ft, L-80, 13% Cr (ID=4.778") New Vam from 15,022 to 15,911 ft MD.
Tipo de DHSV y Min ID	5-1/2" TRSCSSV TME-6 @ 280.92 with ID: 4.625"
Min ID del pozo	4.55" Landing nipple 5 1/2" Type "AOF"
Maxima desviación	31.02 ° at 9,075 ft MDbrt.
Máximo dogleg	3.62 °/100 ft at 1,575 ft.
Ultimo TD/ Ultimo acceso	15,918 ft eld / (01 Jun 2013)
Volumen	~ 461 bbl
Tope más superior de perforado abierto	15650 - 15,700 ft elmd - M IV
Base más inferior de perforado abierto	15,852 – 15,877 ft elmd- M VI

Fuente: Equion Energia Limited

3.1.4 Identificación y selección de requerimiento. Después de monitorear y estudiar el estado del pozo, se valoran posibles opciones de trabajos de intervención que pueda requerir el pozo. Cuando la opción ya ha sido identificada, evaluada, seleccionada y completamente madurada, se genera un requerimiento oficial, el cual es una solicitud formal del grupo de subsuelo al grupo de intervenciones para que ejecute el requerimiento. El cual consiste en cerrar el pozo unos días previos a la intervención, de tal forma que éste se establezca para inicialmente realizar una prueba de presión y temperatura estática (requerimiento del Ministerio de Minas y Energía), seguido de la realización de un PLT para entender la contribución de las zonas y determinar si es necesario realizar un aislamiento y/o squeeze de alguna de ellas que ayuden a mejorar el levantamiento. A continuación se muestra una tabla en la que se resumen los requerimientos para la realización de la prueba estática y el registro de producción.

Tabla 12. Requerimientos para registro de prueba de presión-temperatura estática y PLT

Sensores que deben ser corridos	Sarta para ESTATICA/PLT: GR, CCL, Presión, Temperatura, densidad, Medidor de flujo tipo turbina y Caliper.
Tiempo de duración prueba estática	2 Hrs
Estaciones	4000, 8000, 12000 ft.
Profundidad de estabilización	15,575 ft elmd
Periodo de estabilización	6 Horas
Pasadas dinámicas	3 diferentes velocidades 30, 60 and 90 arriba/abajo, desde 15,575 ft elmd hasta una segura máxima profundidad. (por debajo de los perforados de M inferior a 15,877 ft elmd)
Profundidad de estabilización (Shut in)	15,575 ft elmd
Pasadas (Shut in)	3 diferentes velocidades 30, 60 and 90 arriba/abajo, desde 15,575 ft elmd hasta una segura máxima profundidad. (por debajo de los perforados de M inferior a 15877 ft elmd)
Requerimientos de la prueba de pozo (CLT)	Realizar CLT inicial y registrar Qo, Qg, Qw, WHT, WHP, Choke. Todas las estaciones deben realizarse a las mismas condiciones de la prueba de pozo inicial y reportar el cambio de las condiciones durante el periodo de estabilización.
Registro de correlación	CBL-VDL-GR-CCL Corrida 2A (Fecha: Dec-4-1997)

Fuente: Programa de intervención. Equion Energia Limited

3.1.4.1 Objetivo del requerimiento.

- Adquirir información, mediante registros, de presión y temperatura promedio del yacimiento (Formación **M**) para cumplir con los requisitos de que hace el **MME** (Ministerio de Minas y Energía) en la toma y reporte de pruebas de presión.
- Realizar un PLT para determinar el perfil de producción de las zonas cañoneadas e identificar que intervalo(s) son los principales aportadores de agua, al tiempo que se evalúa si es necesario realizar un aislamiento a la zona en cuestión.

3.1.5 Elección del cable. Para la elección del cable se tuvo en cuenta las tres corridas que planean realizar, incluyendo la sentada del tapón, por lo cual se escogió el cable de mayor diámetro, el cual permite exponerlo a mayores rangos de tensión.

Tabla 13. Parámetros del cable sugerido de acuerdo a los límites de tensión

Tipo de cable	LAT 0.125"
Longitud del cable	25,000 ft
Número de Conductores	1
OD del cable	0.152"
Máximo safe pull	1,619 Lb
Peso en el aire	44.9 lb/ Kft
Peso en el agua	34.8 lb/ Kft
Coeficiente de stretch	30×10^{-7} ft/ ft-Lb
Coeficiente de temperatura	9.167×10^{-6} ft/ ft-Lb-degF

Fuente: Programa de intervención. Equion Energia Limited

3.1.6 Diseño BHA (Sarta de herramientas de fondo). Varía según las condiciones del pozo, el tipo de trabajo a realizar y el tipo de herramientas que se vayan a bajar posteriormente.

Tabla 14. Sarta de herramientas (BHA's)

Run	BHA	Longitudo (ft)	Max. OD (in)	Nota
1	Rope socket + Swivel + Barras de peso Martillo hidraulico + Martillo mecánico + Gauge cutter.	24.0	4.500	Dummy Run + Tocada de fondo
2	Rope socket + Swivel + Barras de pesos + ERS + GR + CCL + Presión + Temperatura Densidad + Memorias + Spinner + Caliper	35.8	3.375	Estática + PLT
3	Rope socket + Swivel + ERS + GR/CCL + CPST + tapon WG	18.7	3.625	Aislar zona (WSO)

Fuente: Programa de intervención. Equion Energia Limited

3.2 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE INTERVENCIÓN

Conociendo las condiciones actuales del pozo y teniendo las solicitudes específicas para cada corrida, es decir profundidades, tiempos y estaciones, se procede a la ejecución del programa.

3.2.1 Dummy Run (corrida de control) + Tocada de fondo. Armar la unidad y BHA (Rig up y corrida de cable). Bajar al pozo con una herramienta de calibración, para esta intervención en particular con Gauge cutter, también se puede realizar con otra herramienta acoplada en la punta de la sarta básica (que tengan el mismo OD de la herramienta de registro durante el trabajo), con el propósito, de encontrar las posibles restricciones que puedan existir en la misma corrida que se toca el fondo del pozo para obtener el dato y poder realizar trabajos futuros que lo requieran, ya que desde Junio de 2012 no se realiza corrida alguna.

3.2.1.1 Diseño operacional para corrida de control ajustada a las condiciones del pozo USCO-1:

Paso 1: Tomar el cero usando como referencia la cabeza de pozo.

Paso 2: Referenciar el cero de la herramienta a la altura de la mesa rotaria (R.T.E.).

Paso 3: Conectar el lubricador y subir lentamente la sarta hasta que el rope socket haga contacto con la stuffing box.

Paso 4: Abrir lentamente la válvula de control del pozo (Swab valve).

Paso 5: Bajar la sarta teniendo especial cuidado los primeros 200 pies, mientras ésta empieza a ganar peso y posteriormente al pasar por las diferentes restricciones que puedan existir en la tubería, como son Niplesillas, Niples, Camisas de circulación, Crossover, válvula de subsuelo, etc.

Paso 6: La velocidad de bajada y sacada de la sarta del pozo es variable y depende de diversos parámetros como son el tipo de fluido, el peso de la sarta, la presión del pozo, la inclinación del pozo, el diámetro de la sarta y de la tubería, la velocidad del carrete, etc. La Velocidad Oscila entre 100 – 200 pies/min

Paso 7: Tomar pesos y tensiones cada 1,000 pies con el fin de tener un control cuando se esté bajando y posteriormente sacando la sarta del pozo, con el fin de calibrar los modelos de fricción y de tensiones.

Paso 8: Si realizando esta operación, por alguna razón no es posible subir la herramienta y/o no permita bajar más la sarta, no se deberá continuar bajando.

Paso 9: Bajar hasta verificar fondo, una vez verificado el fondo comenzar a subir, teniendo especial cuidado al pasar por la entrada de la tubería (Mule shoe) de igual forma que por las diferentes restricciones de la misma.

Paso 10: Al faltar unos 100 – 200 pies para llegar a superficie se deberá disminuir la velocidad y prestar el máximo de atención al registrador de señal del indicador de peso, especialmente al llegar la herramienta a superficie, cuando ésta entre al Lubricador se debe disminuir al máximo la velocidad al faltar más o menos unos 20 pies antes de llegar a cero.

Paso 11: Cuando el rope socket haga contacto con la stuffing box, relajar la tensión sobre el cable y si se tiene espacio suficiente, bajar unos 2 pies.

Paso 12: Frenar y asegurar la unidad (tambor).

Paso 13: Una vez en superficie, estando seguro de que la sarta completa se encuentra sobre la válvula de control, se cierra ésta y se drena la presión del lubricador.

Paso 14: Desconectar y levantar el lubricador.

Paso 15: Se desconecta la sarta de la corrida de control y a continuación se conecta la sarta requerida para la operación de PLT.

Paso 16: Al finalizar la operación siempre se debe dejar la válvula de control del pozo cerrada.

3.2.2 Registro de prueba de producción y prueba de presión estática. La realización del registro de prueba estática y prueba de producción con la unidad de línea de acero con telemetría, tiene la ventaja de adquirir data en tiempo real a la vez que lo registra en memorias. Para la realización de la prueba de presión estática es necesario que la zona se encuentre completamente aislada, por lo que no debe existir flujo desde o hacia el yacimiento; con este fin se deben mantener completamente cerradas todas las válvulas de flujo del pozo durante todo el transcurso de la prueba y para mejores condiciones de estabilización se recomienda cerrar el pozo días previos a la intervención. La herramienta de fondo que se usara para detectar los cambios de velocidad del fluido dentro de la tubería durante el PLT será un Spinner para 2 1/2”.

Tabla 15. Especificaciones del medidor de flujo tipo turbina 2 ½”

Tamaño del medidor de flujo (in)	Pitch (in)	Velocidad mínima del fluido (ft / min)	Velocidad del fluidos por 100 rps Estacionario	
			(ft / min)	(m / s)
2 ½	2.24	12	1122	5.7
PILS (40 mm)	1.57		787	4
PILS (120 mm)	4.72		2362	12

Fuente. Simulador Schlumberger.

Tabla 16. Especificaciones Caliper S

Parámetro Estado		Mínimo	Máximo
Caliper S	Patines	1.98	5.7
	Rodillos	2.37	5.85

Fuente. Simulador Schlumberger.

3.2.2.1 Diseño operacional para corrida de prueba de presión estática y PLT a las condiciones del pozo USCO-1:

Paso 1: Programar los registradores de acuerdo a los requerimientos, el periodo de registro, el tiempo de duración de la prueba y demás parámetros estipulados.

Paso 2: Conectar la sarta para realizar la prueba; verificar que las sondas están funcionando correctamente.

Paso 3: Tomar el cero usando como referencia la cabeza de pozo, haciendo coincidir la punta ó el diafragma del sensor inferior con ésta. También se tendrá confirmación de profundidad en tiempo real con CCL/Gamma Rey.

Paso 4: Asegurándose de que el pozo tiene cerrada su línea de producción y anular, empezar a bajar los registradores a una velocidad que no exceda los 60 pies/min hasta la profundidad estipulada para la prueba de presión y temperatura estática,

teniendo especial cuidado al pasar por las diferentes restricciones que puedan existir en la tubería.

Paso 5: Realizar el registro de los Gradientes haciendo las paradas correspondientes mientras realiza pull test cada 3,000ft.

Paso 6: Al llegar a la profundidad estipulada (15,575 ft) para realizar el registro de la presión y temperatura estáticas se frena y asegura la unidad de línea de acero con telemetría, se coloca Wireline clamp al cable, se verifica que no existan fugas. Una vez más comprobar que en el pozo se encuentren completamente cerradas todas las válvulas de flujo del pozo tanto de producción como del anular. Esperar el tiempo ordenado (2 hrs) para el registro de la presión y temperatura estáticas.

Paso 7: Registrar la data en tiempo real de presión y temperatura estática (al sacar el BHA #2 a superficie después de haber realizado el PLT, obtener la data de las memorias).

Paso 8: Continuar bajando, correlacionar en profundidad y verificar acceso a 15,900 ft.

Paso 9: Realizar las estaciones con el pozo cerrado a 15,750 ft y 15,900 ft.

Paso 10: Realizar pasadas con el pozo cerrado de 15,575 a 15,900 ft a 30/60/90 fpm.

Paso 11: Levantar el BHA #2, y comenzar a abrir el choque gradualmente hasta dejarlo completamente abierto (full open). Esperar un tiempo prudente de estabilización a condiciones de flujo después del periodo de cierre.

Paso 12: Bajar nuevamente la sarta, mientras tanto realizar pull test cada 3,000ft.

Paso 13: Realizar 3 estaciones mientras realiza la corrida a 4000 ft, 8000 ft y 12000 ft. Asegurándose de tener especial cuidado al pasar por las diferentes restricciones que puedan existir en la tubería.

Paso 14: Realizar pasadas dinámicas de 15,575 a 15,900 ft a 30/60/90 fpm.

Paso 15: Continuar corrida dentro del pozo y llegar hasta la profundidad total (TD). (15,918 ft registrada con la corrida del BHA #1). Al llegar a fondo se debe registrar la tensión del cable.

Paso 16: Una vez finalizado el registro de prueba de producción, se retira Wireline clamp del cable, se empieza a sacar la sarta de registro a una velocidad no mayor de 60 fpm, tener especial cuidado al pasar por la entrada de la tubería de igual forma que por las diferentes restricciones de la misma.

Paso 17: Una vez en superficie, estando seguro de que la sarta completa se encuentra sobre la válvula de control, se cierra ésta y se drena la presión del Lubricador.

Paso 18: Con mucho cuidado desconectar y levantar un poco el lubricador.

Paso 19: Abrir el pozo y sacar a superficie BHA #2

Paso 20: Desconectar las memorias de la sarta de herramientas y colocarlas sobre los burritos en un sitio seguro mientras se desacoplan completamente. Limpiarlas, realizar lectura y reportar los valores obtenidos.

Paso 21: Se verifica la data obtenida en tiempo real con la data de las memorias, se interpreta el perfil de producción para definir el plan seguir.

3.3 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TECNICO DE LA UNIDAD DE LÍNEA DE ACERO CON TELEMETRIA

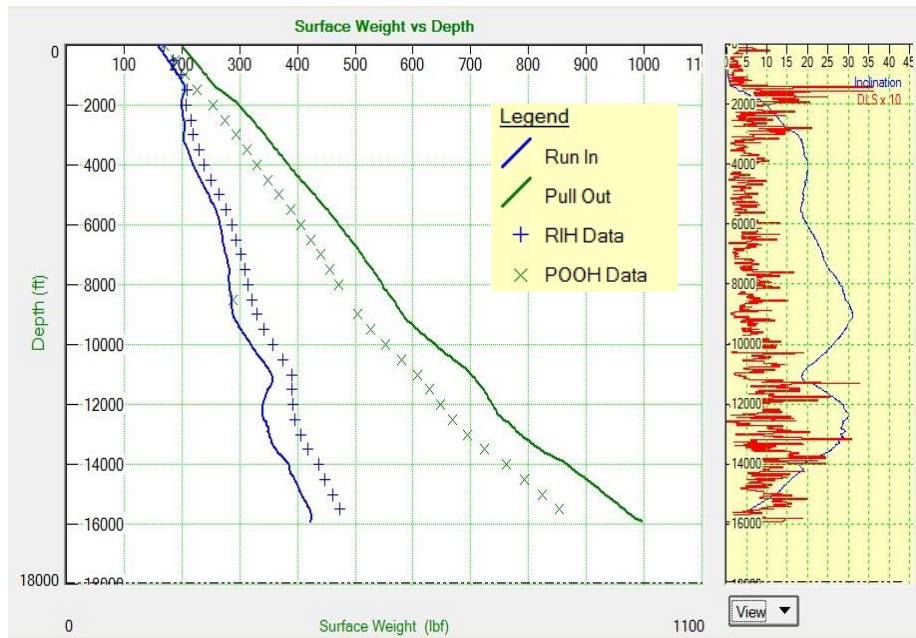
3.3.1 Resultados del Dummy Run + Tocada de fondo. Se pudo apreciar que la corrida de verificación “Dummy Run” se realizó sin problema, se tocó fondo a 15,918 ft. Y se sacó a superficie con 856 Lbs Max. de tensión. El recorrido por la tubería de producción no tuvo dificultad alguna, no presento restricciones ni perdidas mayores de peso, las tensiones presentadas estuvieron muy cerca de las simuladas.

Tabla 17. Registro de pul test durante el Dummy Run+ tocada de fondo

Profundidad medida (ft)	Tensión subiendo (lbf)	Tensión bajando (lbf)
1,000	210.4	200.2
2,000	265.3	210.6
3,000	301.0	223.8
4,000	329.3	243.2
5,000	372.3	271.0
6,000	413.2	286.7
7,000	441.8	309.2
8,000	475.3	321.4
9,000	510.9	330.3
10,000	565.1	359.9
11,000	618.1	390.1
12,000	655.0	392.0
13,000	706.4	412.3
14,000	776.6	443.9
15,000	850.2	472.5

Fuente: Programa de intervención. Equion Energia Limited

Figura 16. Registro de tensiones durante Dummy Run+ tocada de fondo. USCO-1.



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0.

Los datos de la anterior figura pertenecen a los simulados (trayectoria continua) Vs registrados durante la corrida (Trayectoria en x).

3.3.2 Resultados registro de prueba de presión y temperatura estática + prueba de producción (PLT). El éxito de las corridas con sensores de fondo dependen de la buena conexión que se realiza en superficie entre la herramienta y el cable, también de la velocidad con que se baja, del drift entre herramienta y tubing, centralizadores utilizados y configuración de la sarta en general, ya que el objetivo es llegar a la profundidad que se requiere sin que estos se hayan descalibrado o sufrido algún daño.

Se logró que la corrida durante la prueba estática y PLT se haya realizado sin problema, el cable de la unidad respondió con información de buena calidad durante toda la operación, los sensores de presión y temperatura y las herramientas utilizadas en el PLT, funcionaron correctamente. Las lecturas se obtuvieron en tiempo real.

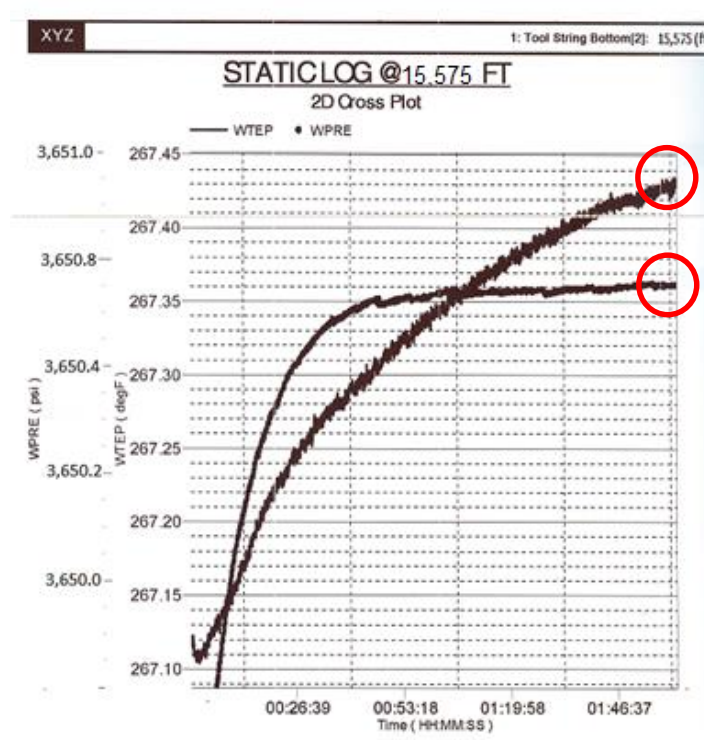
Para la prueba estática, en el período de estabilización, la información registrada estuvo dentro de su rango de frecuencia, en la señal recibida no se evidencio ruido, ni periodos con pérdida de información. El registro de prueba estática de presión y temperatura, se realizó en 2 horas. La herramienta se parqueó a 15,575 ft, el pozo continuó cerrado y se verificó tener condiciones estables a esta profundidad. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 18. Valores obtenidos en la prueba de presión estática

SIBHP (Presión de fondo)	3650.7 psi
SIBHT (Temperatura de fondo)	267 °F
SIWHP (Temperatura en cabeza)	1350 psi

Fuente. PRES TEMP STACTIC LOG/ Schlumberger.

Figura 17. Registro prueba de presión y temperatura estática. USCO-1.



Fuente. PRES TEMP STACTIC LOG/ Schlumberger.

Con condiciones estables, se correlacionó en profundidad y se procedió a bajar y verificar acceso hasta 15,900 ft con el pozo cerrado. Se realizaron estaciones de cierre a 15,575 y 15,900 ft y finalmente se realizaron pasadas dinámicas entre estas mismas profundidades.

Tabla 19. Data en tiempo real de estaciones con el pozo cerrado durante el PLT

Depth (ft)	BHP (psi)	BHT (F)	rps	Den (gr/cc)
15,750	3,337.7	264.4	0	0.92
15,900	3,399.7	264.3	0	0.92

Fuente: Los Autores

Luego de registrar las pasadas a condiciones de cierre, se abrió el pozo y se esperaron 4 Hrs de estabilización del pozo a condiciones de flujo después del

periodo de cierre, con la sarta parqueada a 8000ft. Luego se bajó nuevamente al fondo del pozo, se logró llegar y correlacionar a 15,900 ft, durante este recorrido a 12,000 ft se registra menos **rps** en comparación a 8,000 ft, esto se debe a que el ID del tubing a 12,000 ft es de 7” y a 8,000 ft es de 4.778”.

Tabla 20. Data en tiempo real de las estaciones durante el PLT

Depth (ft)	BHP (psi)	BHT (F)	rps	Den (gr/cc)
8,000	1,273	206	187.8	0.22
12,000	1,516	221	105.9	0.19

Fuente: Los Autores

Se subió la herramienta a (15,575 ft) y se esperó otras 4 horas como periodo de estabilización.

Tabla 21. Data en tiempo real de condiciones finales de estabilización con el pozo fluyendo durante el PLT

Depth (ft)	BHP (psi)	BHT (F)	rps	Den (gr/cc)
15,575	1,711	230	165	0.14

Fuente: Los Autores

Luego del periodo de estabilización a condiciones dinámicas, se procedió a bajar y registrar las condiciones a 15,900 ft con el pozo fluyendo. Se realizaron pasadas dinámicas de 15,575 a 15,900 ft.

Tabla 22. Data en tiempo real de fondo a condiciones estables con el pozo fluyendo durante el PLT

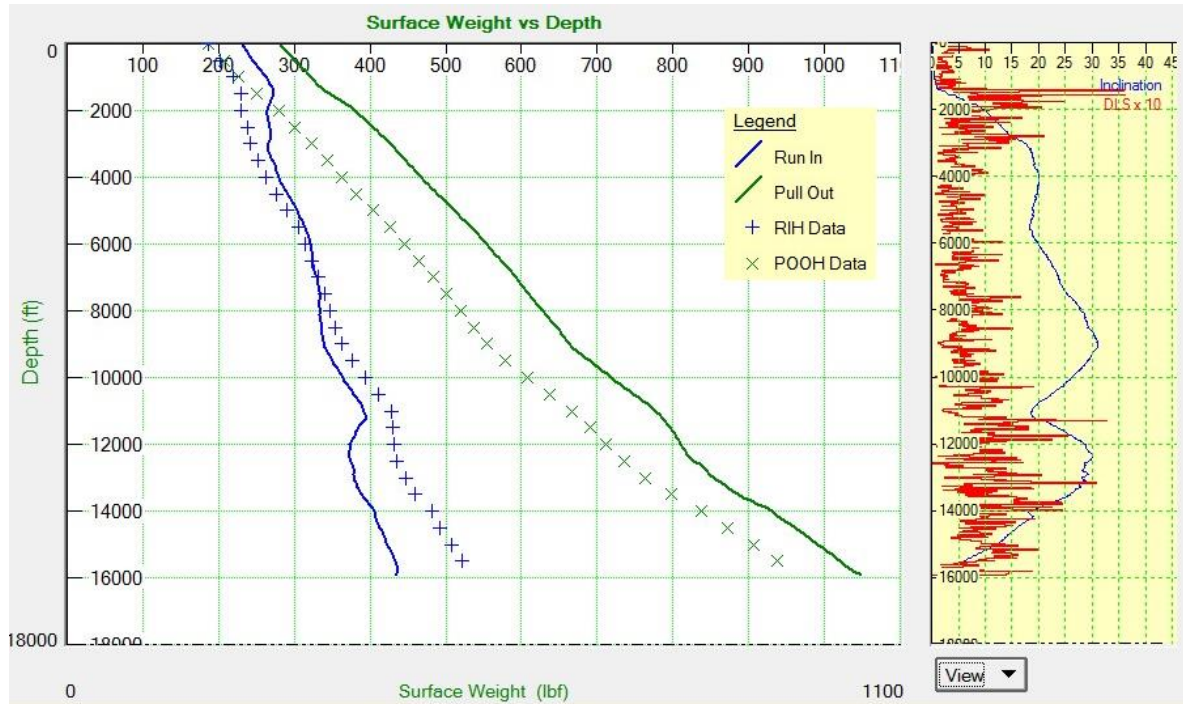
Depth (ft)	BHP (psi)	BHT (F)	rps	Den (gr/cc)
15,900	1,792	264	0	0.92

Fuente: Los Autores

Se bajó la herramienta hasta tocar fondo y nuevamente se encuentra a 14,918 ft. Se procedió a sacar la herramienta a superficie con 1,260 Lbs de máxima de tensión. El recorrido por la tubería de producción no tuvo dificultad alguna, no presentó restricciones ni pérdidas mayores de peso, las tensiones presentadas estuvieron muy cerca de las simuladas.

Con los resultados obtenidos, se evidencia que es factible implementar la unidad de línea de acero con telemetría en los pozos de Cusiana y aquellos que presenten características similares. La data obtenida permitió hacer lectura del registro de producción en tiempo real, lo cual sirvió como indicio para que los ingenieros de campo comenzaran a evaluar la factibilidad del aislamiento que se debía realizar. También se obtuvo la data de las memorias una vez se tuvieron en superficie con las cuales se corroboró la información registrada en el transcurso de la operación. Las tensiones reflejadas en esta corrida no exceden los límites de diseño y tampoco estuvieron cercanas al límite. En la configuración del BHA como aseguramiento se incluyó la herramienta de liberación controlada (DCR), como su nombre lo indica es utilizada para liberar la sarta en caso de quedar atrapada en fondo.

Figura 18. Registro de tensiones durante Estática + PLT. USCO-1.



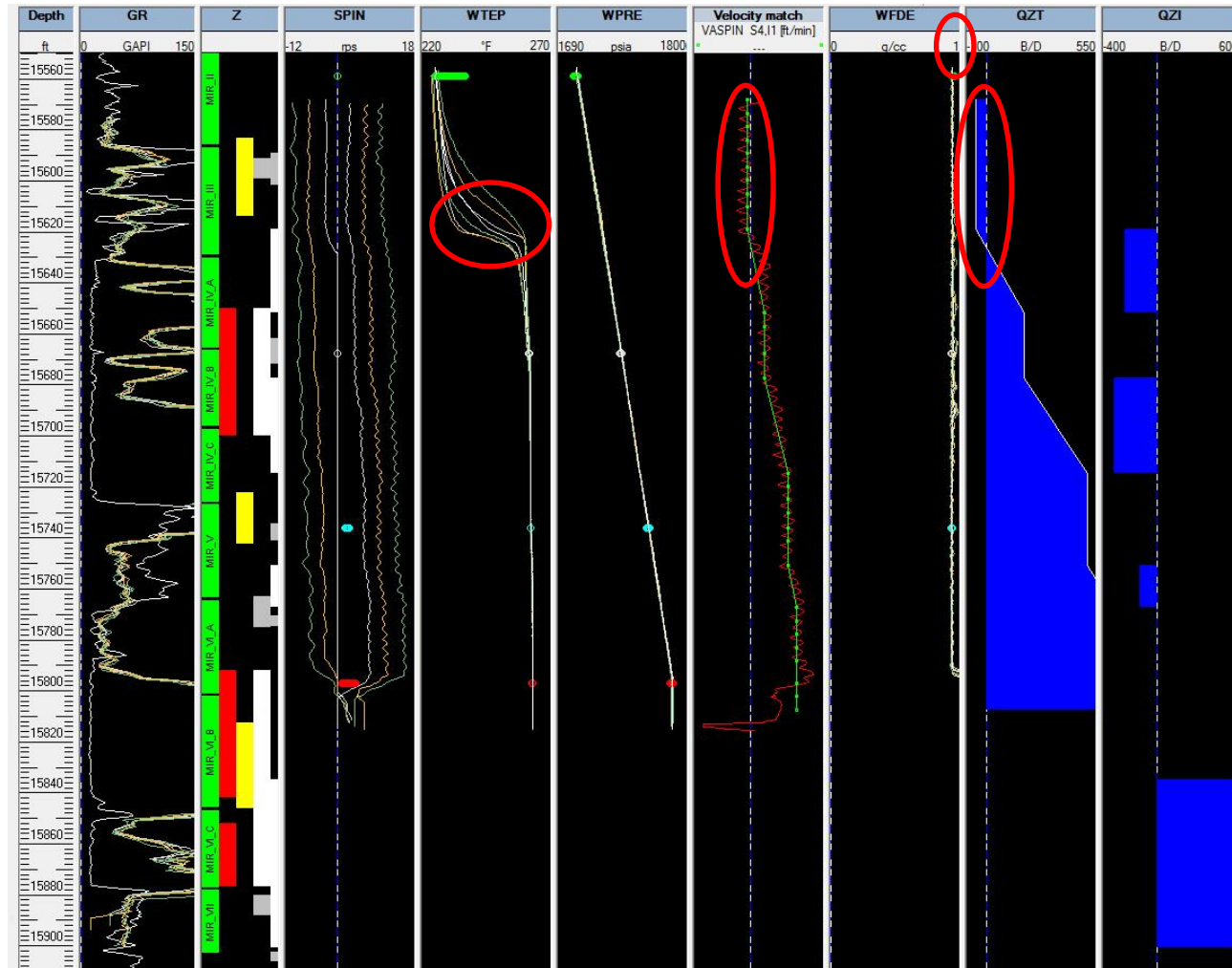
Fuente. Cerberus for wireline11.0.

En la figura 18. Se tiene el gráfico de la corrida durante la estática+PLT para el pozo USCO-1. El diferencial de tensión tensión fue aproximadamente de 100 lbs ambos casos (corridas “entrada” y “sacada”). Respecto a los datos reales.

3.3.3 Análisis del perfil de la prueba de producción. La interpretación del registro de producción evidencia que el producto de alto corte de agua que presenta la producción del pozo, pertenece a la formación M inferior. También se identifica flujo cruzado de la formación M inferior a la formación M superior, lo cual restringe su flujo y la producción efectiva de barriles de aceite.

Con esta interpretación se confirma los supuestos expuestos inicialmente en la identificación de los requerimientos, para lo cual surge la necesidad de realizar un aislamiento a la formación **M** inferior, de tal forma que el pozo tenga mejores condiciones de levantamiento.

Figura 19. Registro de PLT Pozo USCO-1



Fuente: Equion Energia Limited

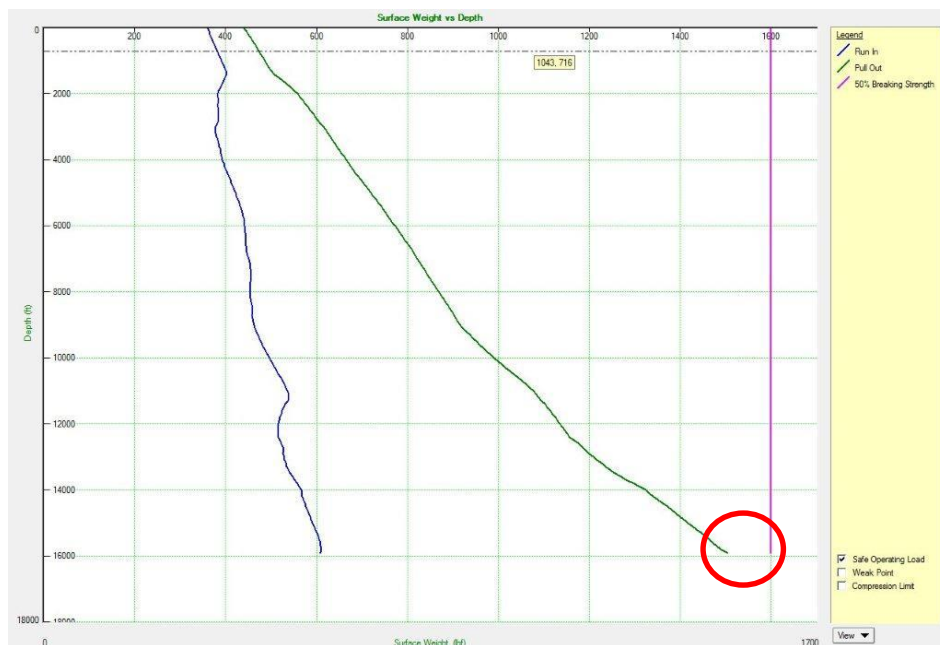
3.3.4 Diseño para aislar la formación M inferior. A partir de la interpretación del registro de producción, surge la necesidad de diseñar el aislamiento de la formación **M** inferior.

Para este diseño se tendrá mayor cuidado, ya que para la realización del aislamiento se pretende sentar un tapón WG, por lo tanto los límites de tensión con la unidad de línea de acero con telemetría podrían estar muy cerca del límite o fuera del rango de la máxima tensión que maneja el cable de la unidad.

3.3.4.1 Revisión simulación de tensiones para sentar tapón WG.

Como el objetivo del proyecto es evaluar la unidad LAT, se inició realizando la simulación para verificar si estaba dentro de los rangos operacionales de tensión.

Figura 20. Perfil de tensiones. Asentamiento del Tapón Tipo No. 10 WG. Pozo USCO-1



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

Como se muestra en la Figura 20. la simulación de tensiones realizada para sentar el tapón WG con la unidad de línea de acero con telemetría, reflejo mucha cercanía

al límite máximo de tensión que maneja el cable de la unidad (1,600 lbs), mostrando un diferencial de tensión de 100 lbs, y considerando las características que presenta el pozo, se tomó la decisión de **NO** correr riesgos operacionales con una unidad que se encuentra en un periodo de evaluación.

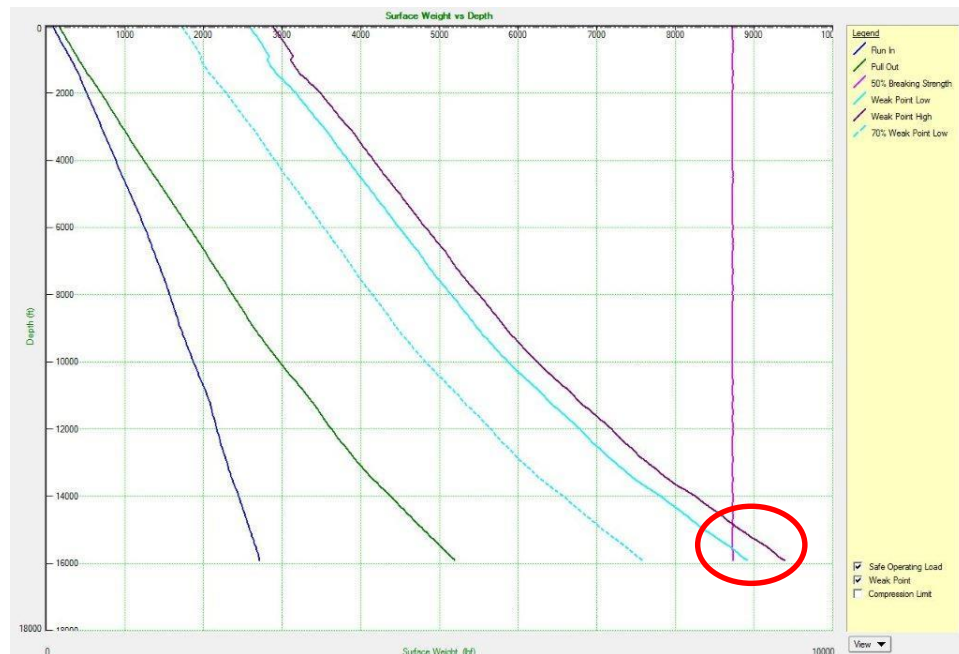
Figura 21. Perfil de tensiones. Corrida con la Unidad E-Line, para el pozo USCO-1



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

Luego de haber tomado esa decisión, el siguiente paso fue realizar la simulación de la corrida para asentar el tapón WG con la unidad E-Line y como se muestra en la Figura 21 hay un diferencial de tensión cerca a las 3700 lbs, dando confiabilidad y mostrando a su vez que el cable de esta unidad presenta un rango límite de tensión máxima mayor (8900 lbs) , pero esto no quiere decir que el cable este hecho para realizar trabajos mecánicos que se exponga a movimientos fuertes de tensión y flexión, porque afectaría la integridad del cable.

Figura 22. Perfil de tensiones. Determinación del punto débil E-line, para el pozo USCO-1

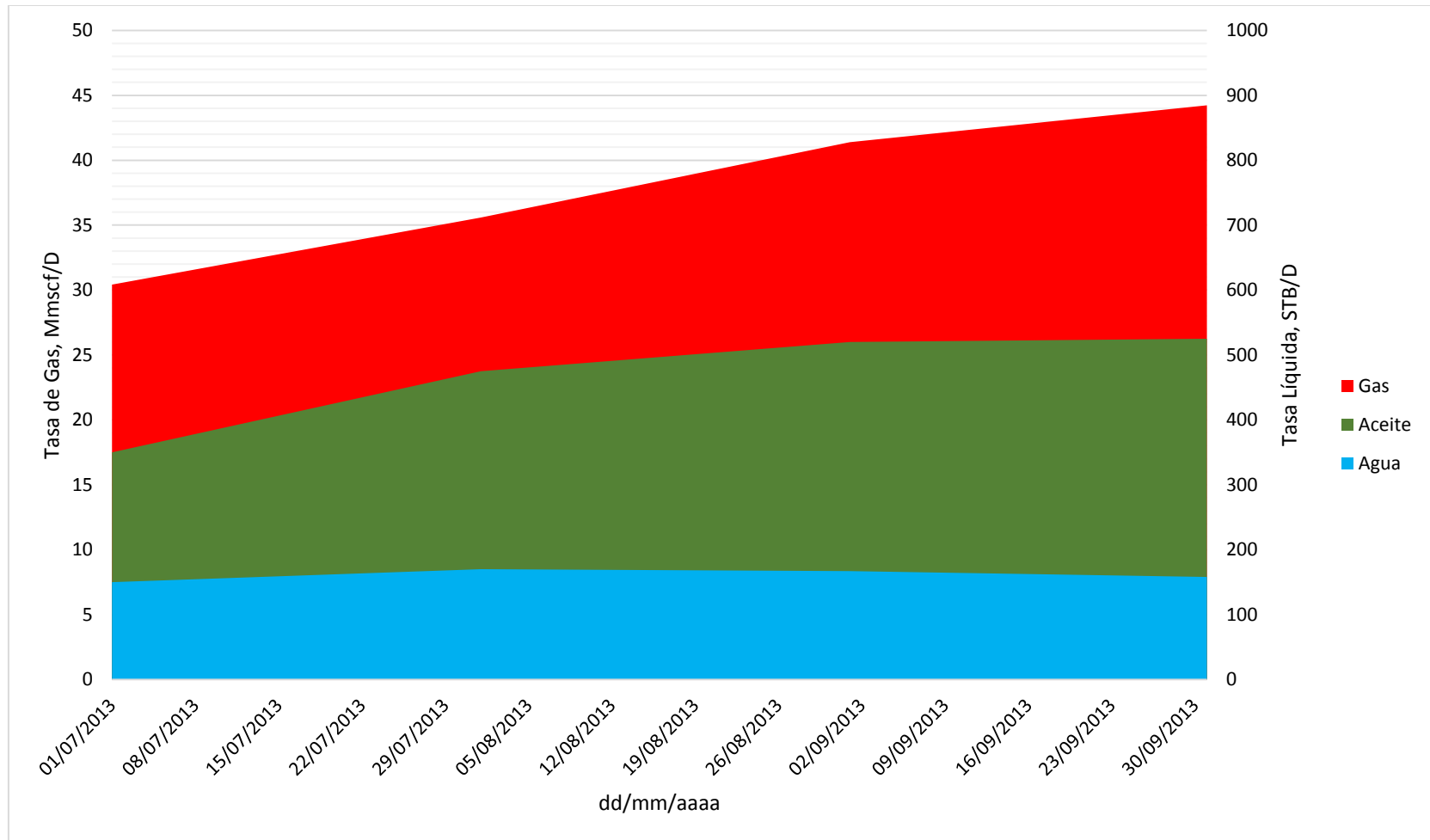


Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

Luego de realizar el análisis para fijar el límite de tensión alcanzado por el cable, se pasa a revisar el punto débil, como se muestra en la Figura 22 la línea límite se corta con la de punto débil máxima y media, indicando que existe la posibilidad de que el cable se fatigue y llegue a su punto crítico de ruptura. Se recomienda correr un ERS (Electric Release System), para garantizar el trabajo en la operación y no correr el riesgo. La punta de las líneas “Safe” y punto débil máximo deberían quedar exactas.

En la Figura 23 se encuentra el comportamiento de la producción de Gas, Aceite y Agua del pozo USCO-1 durante los primeros meses, después de realizarse la intervención.

Figura 23. Histórico de producción USCO-1 después de la intervención.



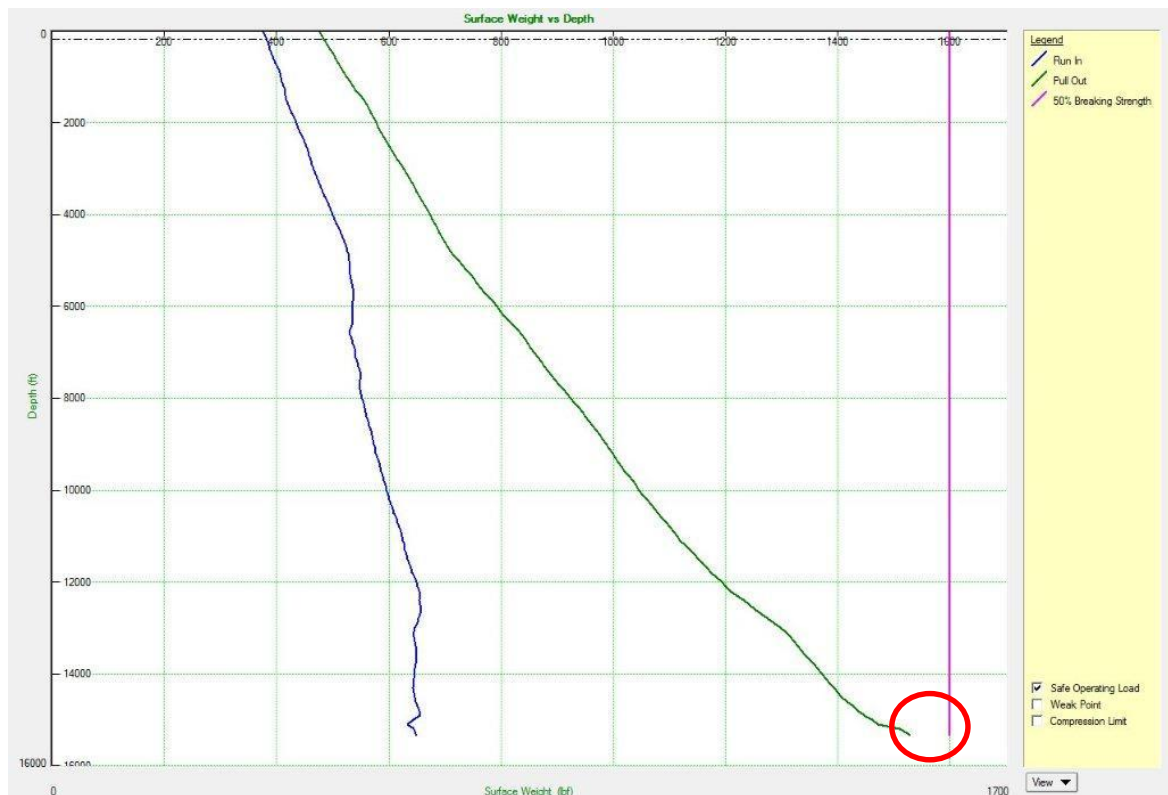
Fuente: Los Autores.

3.3.5 Revisión de la Simulación para el pozo USCO-2

Actualmente el campo de cusiana se ha venido en caída la producción de hidrocarburos y en aumento la producción de agua, por eso muchos de los trabajos de intervención están enfocados en minimizar ese impacto. Por lo tanto, el pozo USCO-2 presenta los mismos requerimientos del pozo USCO-1. Las características de este nuevo escenario (Pozo USCO-2) para evaluar la unidad LAT son:

- Alto grado de desviación.
- Trayectoria tortuosa
- Pozo productor de agua gas y crudo
- Profundidad mayor a 15,000 ft
- GOR de 17750 scf/stb

Figura 24. Registro de tensiones durante Estática + PLT para el pozo USCO-2, con la Unidad LAT



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

Se realizó la simulación implementando la unidad LAT para un caso nuevo (USCO-2), de una prueba estática + PLT. El diferencial de tensión es aproximadamente de 100 lbs (Figura 24) a la profundidad total, pero el intervalo de perforados se encuentra entre 14,000 y 14,500 ft, donde la diferencia es más del doble. El pozo USCO-2 presenta un alto corte de agua. Por lo tanto, se estudia la posibilidad de asentar un tapón, de acuerdo a los resultados del PLT.

Figura 25. Registro de tensiones para asentar un tapón en el pozo USCO-2, con la Unidad LAT



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

Debido a la tortuosidad del pozo y al alto grado de desviación se observa en la figura 25, que sobrepasa la línea de límite máximo de tensión (1,600 lbs). El trabajo podría realizarse si se lleva el cable a un porcentaje mayor de eficiencia, ampliando el límite máximo de tensión pero por políticas de la compañía prestadora de servicio y operadora, no se permite realizar. Además, para esta operación se corre mayor riesgo, debido a que las herramientas de fondo presentan un mayor peso.

Figura 26. Registro de tensiones para asentar un tapón en el pozo USCO-2 con la Unidad E-line

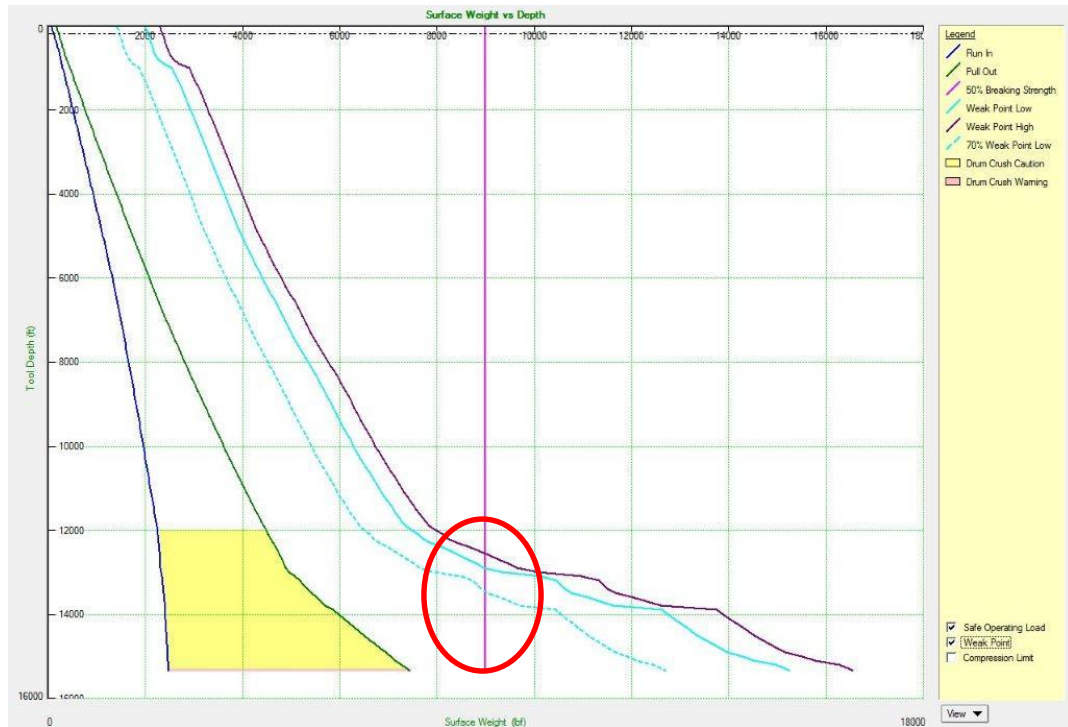


Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

De acuerdo a los resultados obtenidos con la unidad LAT, se decidirá realizar el asentamiento del tapón con la Unidad E-line. En la figura 26. se observa un escenario más favorable donde la diferencia de tensión está cerca a los 2500 lbs, confirmando nuevamente que la línea de acero con telemetría no sería viable técnicamente implementarla para este caso de pozos.

Se realiza la simulación para calcular el punto débil de la unidad E-line. Como se muestra en la Figura 27 las líneas de punto débil sobrepasan el límite. Es necesario hacer el estudio para implementar la unidad de wireline con cable trenzado.

Figura 27. Perfil de tensiones. Determinación del punto débil con la Unidad E-line, para el Pozo USCO-2



Fuente: Cerberus for Wireline 11.0

4. ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

4.1 EVALUACIÓN FINANCIERA POZO USCO-1

4.1.1 Escenario del proyecto. El pozo USCO-1 produce con alto corte de agua, para lo cual fue necesario evaluar cuál era el aporte de sus formaciones con perforados activos. Para su evaluación se presentan dos escenarios:

- **Escenario 1.** Consta de la implementación de la unidad de línea de acero con telemetría para el desarrollo de toda la intervención con los siguientes tiempos.

Tabla 23. Registro de tiempos. Escenario 1

DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	DURACIÓN (Hrs)
1. Arme unidad de línea de acero con telemetría.	6
2. Conexión de BHA #1 (Dummy run)	2
3. Corrida dentro del pozo hasta verificar profundidad total (15,918 ft)	7
4. Sacar BHA#1 a superficie.	5
5. Arme y conexión de BHA#2 (Estática + PLT)	3
6. Corrida dentro del pozo realizando pull test cada 3,000 ft	4
7. Llegar a 15,575 ft y registrar presión y temperatura estática.	4
8. Realizar estaciones de 10 minutos con el pozo cerrado a 15,575 ft y 15,900 ft.	2
9. Realizar pasadas con el pozo cerrado de 15,575 ft a 15,900 ft a diferentes velocidades. (30/60/90).	4
10. Levantar BHA#2 a 8,000 ft y abrir gradualmente el choque.	2
11. Esperar tiempo de estabilización.	4
12. Bajar nuevamente realizando pull test a la vez que realiza estaciones de 10 minutos a 8,000 ft y 12,000 ft.	5
13. Realizar pasadas con el pozo fluyendo de 15,575 ft a 15,900 ft a diferentes velocidades. (30/60/90).	4
14. Sacar BHA #2 a superficie.	6
15. Desconectar BHA#2 y desarmar unidad de línea de acero con telemetría.	6
TOTAL TIEMPO	64

Fuente: Autores

- **Escenario 2.** El segundo escenario es la proyección de la misma intervención, pero implementando la unidad de línea de acero convencional, para realizar el la corrida de acceso y la unidad de la línea eléctrica para realizar la Estática + el PLT. Para este escenario se proyectan los siguientes tiempos.

Tabla 24. Registro de tiempos. Escenario 2

DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	DURACIÓN (Hrs)
1. Arme unidad de línea de acero convencional.	6
2. Conexión de BHA #1 (Dummy run)	2
3. Corrida dentro del pozo hasta verificar profundidad total (15,918 ft)	6
4. Sacar a superficie BHA#1.	5
5. Desconexión BHA#1 y desarme unidad de línea de acero convencional.	5
6. Arme unidad de Electric line.	9
7. Conexión de BHA#2 (Estática + PLT)	3
8. Corrida dentro del pozo realizando pull test cada 3,000 ft	4
9. Llegar a 15,575 ft y registrar presión y temperatura estática.	4
10. Realizar estaciones de 10 minutos con el pozo cerrado a 15,575 ft y 15,900 ft.	2
11. Realizar pasadas con el pozo cerrado de 15,575 ft a 15,900 ft a diferentes velocidades. (30/60/90).	4
12. Levantar BHA#2 a 8,000 ft y abrir gradualmente el choque.	2
13. Esperar tiempo de estabilización.	4
14. Bajar nuevamente realizando pull test a la vez que realiza estaciones de 10 minutos a 8,000 ft y 12,000 ft.	5
15. Realizar pasadas con el pozo fluyendo de 15,575 ft a 15,900 ft a diferentes velocidades. (30/60/90).	4
16. Sacar BHA #2 a superficie.	6
17. Desconectar BHA#2 y desarmar unidad de Electric line.	9
TOTAL TIEMPO	80

Fuente: Autores

4.1.2 Ingresos Netos. El tipo de intervención realizada se maneja dentro de un presupuesto llamado OPEX (gasto operacional) corresponde a las inversiones que se realizan en un proyecto y no obtienen beneficios económicos futuros, por lo tanto el desarrollo de esta intervención no representa ingresos ni a corto, mediano o largo plazo.

4.1.3 Egresos. Los egresos corresponden a todos los gastos e inversiones realizadas a lo largo del proyecto, estos incluyen conocer el tipo de contrato y lista de precios de las unidades, de igual forma todos los gastos asociados en el tiempo que pueda llevar la ejecución y finalización de la intervención, al igual que el impacto de producción que se genera durante el tiempo de cierre del pozo. En las siguientes tablas se resumen los egresos correspondientes a cada escenario.

4.1.3.1 Egresos escenario 1. Los costos representan la totalidad del valor cargado durante los tres días de operación en que se dio ejecución y finalización de la operación con la unidad de línea de acero con telemetría.

Tabla 25. Resumen de egresos de la intervención realizada con la unidad de línea de acero con telemetría. Escenario 1

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	TARIFA U\$	EJECUTADO	TOTAL U\$
Unidad de línea de acero con telemetría.	\$/Day	3,150	3	9,450
Equipo de control de presión, incluye 40 ft de lubricadores 5k psi	\$/ Day	850	3	2,250
DSJ – Martillo Mecánico	\$/ Run	950	1	950
D-Jar Martillo hidráulico	\$/ Run	450	1	450
BMC – Cartucho de medición básica (Tensión, desviación, movimiento)	\$/ Run	1,520	2	3,040
DCC – Cartucho de correlación de profundidad (GR/CCL)	\$/ Run	1,830	2	3,660
DPG– Cartucho digital de Presión (Presion/Temperatura)	\$/ Run	1,830	2	3,660
DCR- Dispositivo de liberación controlada	\$/ Run	450	2	900
Lectura en superficie de presión–temperatura Estática	\$/ Hr	990	2	1,980
Registro de producción en tiempo real	\$/ Serv	19,820	1	19,820
Personal Básico (1 Jefe Operador, 2 Auxiliares) (12 Horas)	\$/ Day	1,430	6	8,580
Especialista (12 horas)	\$/ Day	1,260	6	7,560
Movilización de la unidad hasta el pozo (Ida y vuelta)	\$/ Job	660	1	660
TOTAL SERVICIO OPERACIONAL				62,960
Alimentación y servicio de lavandería	Man/day	48.28	30	1,448.4
Policía	Man/day	6.11	30	183.3
Alquiler campamento y transporte	Day	2,259	3	6,777
Contratistas menores	Day	1,800	3	5,400
Asistente logístico	Day	962	3	2,886
Movilización Campamento	Job	16,000	1	16,000
Suministro de Diesel a equipos en locación	Gal	0.46	500	230
TOTAL SERVICIO LOGISTICO				32,924
TOTAL				95,884

Fuente: Los Autores

4.1.3.2 Egresos escenario 2. Los costos representan la totalidad del valor proyectado a cuatro días de operación realizada con la unidad de línea de acero convencional + la unidad de línea eléctrica. Se aclara que el costo de la unidad de línea de acero convencional tiene un contrato de renta fija, por lo cual su servicio se cobra por día de utilización, este incluye la unidad, los operadores, movilización y las herramientas de fondo básicas para servicios mecánicos.

Tabla 26. Resumen de egresos proyectados de intervención realizada con la unidad de línea de acero convencional + Electric line. Escenario 2

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	TARIFA U\$	EJECUTADO	TOTAL U\$
Cargo por unidad de línea de acero convencional. (Incluye todo el costo del Dummy Run)	\$/Day	18,402	1	18,402
Cargo básico Unidad E-line	\$/Day	10,464	3	31,392
PSP – Spin, T, P, Gradio, XY, GR/CCL	\$/ Run	13,209	2	26,418
ERS- Dispositivo de liberación controlada	\$/ Run	1,934	2	3,868
Movilización de la unidad hasta el pozo (Ida y vuelta)	\$/ Job	850	1	850
COSTO TOTAL SERVICIO OPERACIONAL				80,930
Alimentación y servicio de lavandería	Man/day	48.28	30	1,448.4
Policia	Man/day	6.11	30	183.3
Alquiler campamento y transporte	Day	2,259	4	9,036
Contratistas menores	Day	1,800	4	7,200
Asistente logístico	Day	962	4	3,848
Movilización Campamento	Job	16,000	1	16,000
Suministro de Diessel a equipos en locación	Gal	0.46	630	290
COSTO TOTAL SERVICIO LOGISTICO				38,000
COSTO TOTAL				118,935

Fuente: Los Autores

- **Impactos de producción.** Para la realización de la prueba de presión y temperatura estática, el pozo fue cerrado 12 horas previas a la intervención, esto con el fin de reducir el ruido que se genera durante el tiempo de estabilización. Este tiempo de cierre previo y durante la estabilización es independiente de la unidad a utilizar, por lo tanto será constante para ambos escenarios y representara un impacto negativo en la producción de barriles de aceite, el cual entrara a ser parte de los egresos generados durante la intervención.

Para calcular el impacto generado por el tiempo de cierre, se tomó en cuenta la última prueba de producción (ver *Tabla 17. Histórico de producción del pozo USCO-1.*), se calculó la equivalencia en barriles de aceite y los millones de pies cúbicos de gas.

Tabla 27. Impacto de producción durante el periodo de estabilización previo a la realización de la prueba Estática

	ULTIMO DATO DE PRODUCCION	IMPACTO (12 Hrs)	U\$
BOPD	28	14	1,120
GAS (Mmscf/d)	23	11.5	17,940
TOTAL			19,060

Fuente: Los Autores

De acuerdo a la última prueba de producción del pozo, este estaba aportando 28 BOPD y 23 Mmscfd, y llevado a las 12 horas de cierre necesarias para la estabilización del pozo, equivaldrían a 14 BOPD y 11.5 Mmscfd respectivamente, lo cual genera un egreso de U\$1,120 por el impacto negativo en aceite y U\$17,940 por el impacto negativo en gas. La suma final del impacto producción por tiempo de cierre para el periodo de estabilización se totaliza en U\$19,060.

Tabla 28. Impacto de producción durante la prueba Estática y PLT

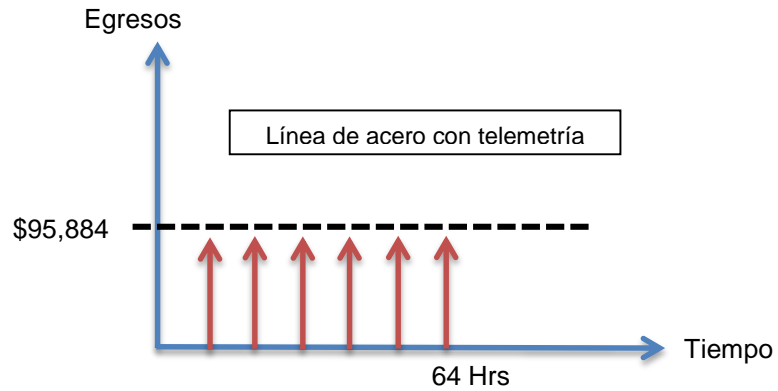
	ULTIMO DATO DE PRODUCCION	IMPACTO (6 Hrs)	U\$
BOPD	28	7	560
GAS (Mmscf/d)	23	5.75	8,970
TOTAL			9,530

Fuente: Los Autores

Con los datos conocidos de la última prueba de producción del pozo, se realiza la equivalencia de barriles de aceite y millones de pies cubitos correspondiente a 6 horas de cierre durante la realización de la prueba estática y el registro de producción, obteniendo 7 BOPD y 5.75 Mmscfd, lo cual genera un egreso de U\$560 por el impacto negativo en aceite y U\$8,970 por el impacto negativo en gas. La suma final del impacto producción por tiempo de cierre durante la realización de la prueba estática y el registro de producción, se totaliza en U\$9,530.

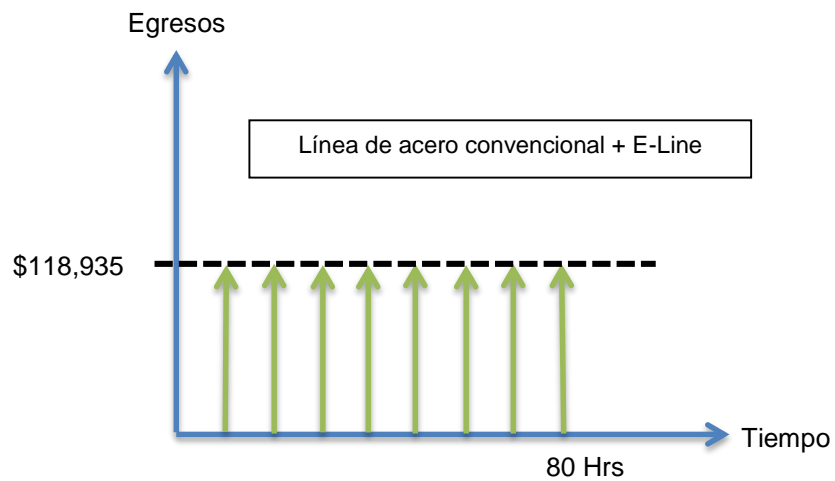
4.1.4 Flujo efectivo. Se realiza la gráfica de flujo de caja para ambos escenarios teniendo en cuenta que la intervención realizada no representa ingresos, y los egresos y tiempos de operación varían según el escenario.

Figura 28. Flujo efectivo. Escenario 1



Fuente. Los Autores

Figura 29. Flujo efectivo. Escenario 2



Fuente: .Los Autores

4.1.5 Indicadores financieros. Con la información anterior se procede a comparar los indicadores financieros de rentabilidad asociada a los gastos y costos de los dos escenarios expuestos.

Se debe tener en cuenta que el tiempo en el análisis del proyecto es el principal factor que marca la diferencia entre costos totalizados. En las siguientes tablas se resume el resultado de los indicadores financieros para ambos proyectos:

Tabla 29. Indicadores financieros costo operacional

ESCENARIO	COSTO TOTAL OPERACIONAL	DIFERENCIA
1	\$ 62,960	\$ 17,970
2	\$ 80,930	

Fuente: Los Autores

La anterior tabla resume los costos operacionales para cada uno de los escenarios evaluados, los cuales incluyen el cargo por el servicio de las unidades de línea de acero con telemetría – línea de acero convencional y línea eléctrica, herramientas de fondo, adquisición de información en superficie, personal y movilización, (en tabla 29 y 30, se puede observar con más detalle cada uno de estos valores). En el escenario 1, el costo operacional equivale a U\$ 62,960 y en el escenario 2, el equivale a U\$ 80,930, obteniendo un costo adicional de U\$17,970 cuando la misma intervención es realizada bajo las condiciones del escenario 2. En este escenario se tuvo que proyectar la utilización de dos unidades diferentes de wireline, ya que la línea de acero convencional es utilizada generalmente para operaciones mecánicas y la línea eléctrica para operaciones que requieren adquisición de información en tiempo real, por lo tanto la demanda de tiempo es mayor, ya que se requiere de doble periodo de rig up y rig down, así mismo la movilización de equipos y cuadrillas se duplica.

Tabla 30. Indicadores financieros costo logístico

ESCENARIO	COSTO TOTAL LOGISTICO	DIFERENCIA
1	\$ 32,924	\$ 5,076
2	\$ 38,000	

Fuente: Los Autores

La anterior tabla resume los costos logísticos para cada uno de los escenarios evaluados, los cuales incluyen servicio de campamento y asistencia logística en general (en tabla 29 y 30, se puede observar con más detalle cada uno de estos valores). En el escenario 1, el costo logístico equivale a U\$ 32,924 y en el escenario 2, el equivale a U\$ 38,000, obteniendo un costo adicional de U\$ 5,076 cuando la misma intervención es realizada bajo las condiciones del escenario 2. En este escenario tiempo de operación fue mayor, por lo tanto el costo logístico también, ya que este depende directamente de los días de operación y personal que se encuentre en locación.

Tabla 31. Indicadores financieros totalizados

ESCENARIO	COSTO TOTAL INTERVENCION	DIFERENCIA
1	\$ 95,884	\$ 23,051
2	\$ 118,935	

Fuente: Los Autores

La anterior tabla resume los costos totalizados, donde se incluyen los costos de operación y logísticos, para cada uno de los escenarios evaluados. En el escenario 1, el costo total de la operación equivale a U\$ 95,884 y en el escenario 2, el equivale a U\$ 118,935, obteniendo un costo adicional de U\$ 23,051 cuando la misma intervención es realizada bajo las condiciones del escenario 2. En este escenario el costo total de la operación fue mayor, debido al requerimiento de dos unidades de wireline, la necesidad de doble cuadrilla, los tiempos adicionales de rig up y rig down y toda logística que permaneció más tiempo en la locación.

4.1.6 Resultados después de la intervención

Tabla 32. Ingresos después de la intervención.

Fecha dd/mm/aaaa	Aceite, U\$	Gas, U\$	Total U\$
01/07/2013	\$ 28,000	\$ 47,457	\$ 75,457
01/08/2013	\$ 38,000	\$ 55,517	\$ 93,517
Total U\$			\$168,974

Fuente: Los Autores.

La Tabla 32. representa en dinero la producción de crudo y gas luego de realizarse la intervención. Hasta mediados del mes Agosto se logra recuperar lo invertido y a partir de esta fecha es ganacia.

4.1.7 Selección del escenario más viable económicamente. Como se pudo observar en la tabla anterior (tabla 42. Indicadores financieros totalizados), la implementación de la unidad de línea de acero con telemetría es viable económicamente en este pozo y resulta ser mucho mejor debido a que solo se utiliza una unidad en una intervención que requería de dos, ya que se necesitaba suplir operaciones mecánicas con la unidad de línea de acero convencional y adquisición de información en tiempo real con la unidad de línea eléctrica, por lo tanto se disminuyeron las movilizaciones de equipos a locación, los tiempos para armar y desarme, el número de cuadrillas, la logística y los días de campamento.

El anterior análisis solo respecta a lo financiero ya que durante el análisis de la data del registro de producción se identificó que el alto corte de agua presente en la producción del pozo provenía de la formación M inferior, la cual se prendía asilar sentando un tapón con la unidad de línea de acero con telemetría, pero al realizar las simulaciones bajo los parámetros y BHA requerido para esa operación, se obtuvo que las tensiones del cable se encontraban muy cercanas al límite máximo permitido, por lo tanto no se quiso correr riesgos con una unidad que apenas se encuentra en periodo de estudio en los campos del piedemonte llanero, y se optó

por implementar la unidad de línea eléctrica, ya que su cable al ser trenzado y presentar mayor diámetro, permite exceder las capacidades de tensión que se maneja para los cables lisos. Finalmente Se pudo cumplir con el requerimiento de la intervención pero que no se logró realizar en su totalidad toda la operación con la unidad de línea de acero con telemetría, por este motivo se decidió realizar las simulaciones de esa misma operación, en un pozo que presentara condiciones más favorables, con trayectorias menos tortuosas, menores grados de desviación, histórico de máximas tensiones no tan altas, menores temperaturas y presiones fondo. El resultado de las simulaciones bajo las nuevas condiciones del otro pozo estudio demostró buenos resultados, indicando que su viabilidad técnica es aceptable para pozos condiciones no tan extremas.

5. CONCLUSIONES

- Las condiciones de los pozos operados por Equion, son críticas debido a sus profundidades, mayores de 15.000 pies, sus altos doglegs, desviaciones y la tendencia a aumentar su GOR. Estas condiciones limitan la utilización de la unidad de línea de acero con telemetría, ya que el cable estará expuesto a condiciones que propician tensiones mayores a 1,600 lbs, siendo este, el valor considerado como límite máximo de tensión trabajando el cable al 50 % de su capacidad total,.
- La corrida de acceso, prueba estática y de producción fueron realizadas con éxito, ya que el cable permite incorporar dentro de su sarta martillos sin ningún efecto de la percusión para la realización de operaciones mecánicas, también se obtuvo buena calidad de datos en superficie en tiempo real, aunque su frecuencia (1 dato/5 seg) es mucho menor a la de la unidad de línea eléctrica (1 dato/seg). Pero si se evidenciando desventajas operacionales de la unidad estudio para realizar la sentada del tapón ya que su cable se expondría muy cerca del límite de trabajo seguro de tensión.
- El tiempo de duración de operación en los dos escenarios fue el parámetro fundamental e 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 de trabajo, 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 utilización de la unidad de línea de acero convencional cuando se requiera de trabajos que involucre la unidad de línea de acero convencional y la unidad de E-line, ya que al tener menos equipos involucrados en la operación se genera un ahorro de tiempo en la logística de armado y desarmado (Rig up-down). (Siempre y cuando sea viable operacionalmente).

RECOMENDACIONES

- Este proyecto se realizó para operaciones en el campo Cusiana, 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.
- Este proyecto se desarrolló principalmente con la realización de un Dummy Run, PLT y sentada de tapón, debido a esto se aclara que la unidad de línea de acero con telemetría presenta más campos de aplicación, se recomienda extender su aplicación en otras operaciones, para la cual también ha sido diseñada, ya que se proyecta a ser una unidad segura y económica dentro de determinados rangos operacionales.
- Se recomienda estudiar económicamente las diversas aplicaciones de la tecnología de la unidad de línea de acero con telemetría, evaluando distintos escenarios y parámetros bajo los cuales no se vea limitada operacionalmente, haciendo un paralelo con punto de referencia en las operaciones ya realizadas con línea de acero convencional y E-line, de tal forma que se permita formular hipótesis generales de ventajas y desventajas de las técnicas en sus diversos campos de aplicación.
- A partir de los resultados obtenidos en este trabajo, se recomienda seguir utilizando la nueva unidad de línea de acero con telemetría en campos, donde sus condiciones así lo permitieran, debida a que ofrece mejores réditos técnicos-económicos para la realización de operaciones mecánicas y de adquisición de datos en tiempo real, ya que el despliegue logístico se ve reducido con la utilización de una sola unidad.

BIBLIOGRAFIA

- API (American Petroleum Institute). Wireline Operations and Procedures. Book 5 of the vocational training series. 3 Ed. 2007.
- -----_----- . Dallas, Texas: A.P.I., 1989. 70 p.
- ARADIA CONSULTING. Cerberus for wireline 11.0 tutorial and orpheus, Worked examples for planning. Open and Cased hole logging operations, 2009.
- BAKER OIL TOOLS. Baker oil tools catalog. Houston : Baker, 1975. 412 p.
- BDI. Base de Datos institucional. Términos usados en la industria petrolera.
- BLANK, Leland T. y TARQUIN, Anthony. Ingeniería económica. 4ta Edición. Colombia editorial Mc GrawHill. 1999.
- CAMCO INC. Wireline services equipment. Dallas : Camco, 1985. 200 p.
- DOWELL, Client School SCHLUMBERGER, Wire Line Manual, 2010.
- EQUION Energy Limited. AGUDELO, Juan Carlos Senior Engineer. Well operations manual, well interventions. 3 Ed. Marzo 2012.
- -----_ Software Open Wells. Landmark Graphics Corporation v, Licensed By Equion energia.
- GARCIA, Pastor Maxpro Engineer. SCHLUMBERGER. Selección de punto débil. Operaciones con cable de registro
- NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 1486 (Sexta actualización). DOCUMENTACIÓN. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación.
- OTIS INC. Otis products and services catalog. Dallas : Otis, 1989. 276 p.

- PTS Colombia, Guía de operaciones con guaya. Departamento de SlickLine. Santa Fe de Bogotá D.C.
- SCHLUMBERGER “BP Strings History”, Enero / 2005.
- -----_ “Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications” Penn Well, Marzo 1997
- -----_Electrical logging Cables. wlh – jfe - pre-school. 2006.
- -----_ Evaluación de Yacimientos - Wireline Manual de Operaciones con Presión, 2001.
- -----_Oilfield Review. Volumen 23, no. 4.
- -----_SlickLine Training manual wcp. Copyright 2002
- -----_Teoría de control de pozos y equipos.
- -----_ Wireline Deployment. Copyright 2009
- SHELL INTERNACIONAL PETROLEUM. Well services guidance manual. Houston : SIPM EPO/53, 1987. 1006p.
- Software Cerberus for wireline 11.0 and orpheus, trademarks NOV-CTES. 2009, Licensed By Equion Energia.

ANEXOS

ANEXO A. Survey Pozo USCO-1

<i>DEPTH</i>	<i>INC.</i>	<i>AZIMUTH</i>	<i>TVD</i>	<i>DOGLEG</i>
50	0.0329032	303	50	0.274193
75	0.101452	303	75	0.274194
100	0.17	303	99.9999	0.274193
125	0.19	315.02	125	0.170475
150	0.24	358.39	150	0.66216
175	0.17	309.04	174.999	0.730399
200	0.13	300.22	199.999	0.18429
225	0.22	33.05	224.999	1.04402
250	0.11	336.35	249.999	0.736774
275	0.17	353.15	274.999	0.28834
300	0.17	13.47	299.999	0.2399
325	0.17	29.82	324.999	0.193388
350	0.25	49.01	349.999	0.421865
375	0.3	27.3	374.998	0.458515
400	0.39	32.16	399.998	0.378234
425	0.5	44.23	424.997	0.5758
450	0.52	46.62	449.996	0.116778
475	0.5	41.35	474.995	0.203883
500	0.52	44.21	499.994	0.129471
525	0.56	45.29	524.993	0.165092
550	0.54	49.91	549.992	0.194527
575	0.49	45.11	574.991	0.263998
600	0.52	44.62	599.99	0.121236
625	0.47	50.87	624.989	0.29408
650	0.42	45.38	649.988	0.262631
675	0.49	43.85	674.988	0.284161
700	0.48	43.86	699.987	0.0400013
725	0.51	53.64	724.986	0.358108
750	0.51	58.17	749.985	0.161244
775	0.53	57.11	774.984	0.0887699
800	0.57	58.55	799.983	0.169272
825	0.53	51.58	824.981	0.311513
850	0.54	62.63	849.98	0.413992
875	0.49	62.01	874.979	0.201236
900	0.59	59.8	899.978	0.408511
925	0.57	64.32	924.977	0.199672
950	0.54	62.62	949.976	0.136876
975	0.58	62.02	974.975	0.161708
1000	0.53	62.64	999.973	0.201435
1025	0.53	60.79	1024.97	0.0684481

1050	0.53	64.47	1049.97	0.136138
1075	0.57	63.73	1074.97	0.1625
1100	0.69	69.12	1099.97	0.534833
1125	0.7	78.16	1124.97	0.439968
1150	0.68	78.11	1149.96	0.080036
1175	0.72	78.22	1174.96	0.16009
1200	0.83	83.75	1199.96	0.531598
1225	0.89	93.55	1224.96	0.634435
1250	0.89	94.55	1249.95	0.0621304
1275	0.96	99.82	1274.95	0.440412
1300	0.99	95.4	1299.95	0.323793
1325	1.06	99.18	1324.94	0.389161
1350	1.05	97.39	1349.94	0.137758
1375	1.21	107.4	1374.94	1.0141
1400	1.22	102.87	1399.93	0.386193
1425	1.44	105.09	1424.92	0.903652
1450	2.29	114.06	1449.91	3.5847
1475	2.69	116.29	1474.89	1.64596
1500	2.79	115.94	1499.86	0.405558
1525	2.97	116.78	1524.83	0.739508
1550	3.15	118.9	1549.79	0.850361
1575	4.05	120.28	1574.74	3.61638
1600	4.56	121.29	1599.67	2.06234
1625	4.68	119.79	1624.59	0.681108
1650	5.04	120.63	1649.5	1.46783
1675	5.44	119.43	1674.39	1.65888
1700	5.79	119.48	1699.27	1.40014
1725	5.95	120.26	1724.14	0.715119
1750	6.37	119.59	1749	1.70441
1775	6.99	120.14	1773.83	2.49314
1800	7.41	119.7	1798.63	1.69441
1825	7.68	120.43	1823.41	1.14601
1850	8.04	119.04	1848.18	1.62832
1875	8.47	119.83	1872.92	1.7788
1900	8.79	119.94	1897.64	1.2817
1925	8.82	119.73	1922.34	0.175887
1950	9.32	119.02	1947.03	2.04946
1975	9.6	118.51	1971.69	1.16909
2000	9.82	117.47	1996.33	1.12545
2025	10.02	118.49	2020.96	1.06488
2050	10.14	117.97	2045.57	0.602425
2075	10.36	117.77	2070.17	0.891437
2100	10.4659	117.844	2094.76	0.42694
2125	10.5718	117.917	2119.34	0.426937
2150	10.6939	118.027	2143.91	0.495216
2175	10.8619	118.242	2168.47	0.690793
2200	11.03	118.45	2193.02	0.690794
2225	11.19	117.63	2217.55	0.899467
2250	11.59	118.33	2242.06	1.69283

2275	11.54	118.5	2266.55	0.242046
2300	11.85	118.27	2291.03	1.25394
2325	11.97	117.94	2315.49	0.551907
2350	12.05	118.12	2339.94	0.353336
2375	12.19	118.65	2364.39	0.715343
2400	12.49	117.69	2388.81	1.45373
2425	12.52	117.98	2413.22	0.278348
2450	12.63	117.75	2437.62	0.483433
2475	12.86	118.16	2462	0.988583
2500	12.94	118.16	2486.37	0.32
2525	13.22	117.9	2510.72	1.14446
2550	13.21	118.06	2535.06	0.151679
2575	13.34	118.07	2559.39	0.520078
2600	13.5	117.92	2583.71	0.654985
2625	13.65	117.72	2608.01	0.628682
2650	13.9	117.86	2632.29	1.00886
2675	14.06	117.66	2656.55	0.668531
2700	14.16	117.45	2680.8	0.449375
2725	14.34	117.33	2705.03	0.729628
2750	14.37	117.49	2729.25	0.198943
2775	14.73	117.48	2753.44	1.44003
2800	15.24	117.04	2777.59	2.09014
2825	15.44	117.01	2801.7	0.80062
2850	15.66	117.46	2825.79	1.0036
2875	16.05	117.45	2849.84	1.56004
2900	16.18	117.24	2873.85	0.569892
2925	16.43	116.9	2897.85	1.07041
2950	16.79	116.98	2921.81	1.4429
2975	17.09	116.77	2945.72	1.22471
3000	17.45	116.89	2969.59	1.44703
3025	17.59	117.01	2993.43	0.578346
3050	17.75	117.1	3017.25	0.64926
3075	17.92	117.08	3041.05	0.680442
3100	17.89	117.16	3064.84	0.155189
3125	18.06	117.08	3088.62	0.687136
3150	18.38	117.24	3112.37	1.29555
3175	18.52	117.04	3136.08	0.61457
3200	18.43	116.93	3159.8	0.386045
3225	18.58	117.19	3183.5	0.684806
3250	18.53	117.14	3207.2	0.209882
3275	18.63	116.98	3230.9	0.449002
3300	18.83	116.76	3254.58	0.848435
3325	18.83	116.67	3278.24	0.116229
3350	18.82	116.83	3301.9	0.210357
3375	18.88	116.64	3325.56	0.34333
3400	18.92	116.32	3349.21	0.444425
3425	18.91	116.72	3372.86	0.520196
3450	19.03	116.54	3396.5	0.534032

3475	18.97	116.73	3420.14	0.344707
3500	18.99	116.53	3443.78	0.272187
3525	19.1	116.6	3467.42	0.449398
3550	19.11	116.69	3491.04	0.124426
3575	19.14	116.56	3514.66	0.208394
3600	19.19	116.87	3538.27	0.453552
3625	19.14	117.16	3561.89	0.430148
3650	19.17	117.62	3585.5	0.615548
3675	19.04	117.8	3609.13	0.570905
3700	19.24	117.85	3632.74	0.802688
3725	19.25	118.14	3656.35	0.384404
3750	19.34	118.16	3679.94	0.360964
3775	19.45	118.08	3703.52	0.452651
3800	19.67	118.37	3727.08	0.961892
3825	19.85	118.79	3750.61	0.917035
3850	19.89	118.82	3774.12	0.165123
3875	19.71	119.18	3797.64	0.86966
3900	19.96	118.94	3821.16	1.05172
3925	19.92	119.12	3844.66	0.293064
3950	19.9	119.71	3868.17	0.807647
3975	19.9174	119.623	3891.67	0.13772
4000	19.9348	119.536	3915.18	0.13768
4025	19.9478	119.593	3938.68	0.094276
4050	19.9588	119.712	3962.18	0.167477
4075	19.97	119.83	3985.67	0.16752
4100	19.96	119.37	4009.17	0.629561
4125	20.11	119.67	4032.66	0.727315
4150	20.05	119.96	4056.14	0.465001
4175	20.01	119.54	4079.63	0.597264
4200	20.09	119.51	4103.11	0.322628
4225	19.95	119.37	4126.6	0.591919
4250	19.91	119.33	4150.1	0.16904
4275	19.85	119.29	4173.61	0.246098
4300	19.84	119.56	4197.13	0.368835
4325	19.85	119.65	4220.64	0.128582
4350	19.79	119.55	4244.16	0.27568
4375	19.92	119.76	4267.68	0.593147
4400	19.82	119.81	4291.19	0.405734
4425	19.81	119.57	4314.71	0.327861
4450	19.79	119.43	4338.23	0.205894
4475	19.69	118.99	4361.76	0.716491
4500	19.69	119.15	4385.3	0.215641
4525	19.7	119.1	4408.84	0.0783604
4550	19.6	119.22	4432.38	0.431331
4575	19.4	118.81	4455.95	0.969373
4600	19.4	118.43	4479.53	0.504891
4625	19.41	118.65	4503.11	0.295099
4650	19.47	119.02	4526.68	0.547923

4675	19.43	118.35	4550.26	0.906639
4700	19.25	118.69	4573.85	0.849279
4725	19.22	118.34	4597.45	0.476588
4750	19.19	118.7	4621.06	0.488668
4775	19.2	118.8	4644.67	0.137432
4800	19.09	118.47	4668.29	0.617275
4825	19	118.77	4691.92	0.531923
4850	18.97	118.51	4715.56	0.358959
4875	18.97	118.83	4739.2	0.416063
4900	18.93	118.74	4762.84	0.198154
4925	18.83	118.56	4786.5	0.462901
4950	18.85	118.21	4810.16	0.459088
4975	18.71	117.91	4833.83	0.680337
5000	18.9	118.03	4857.5	0.775598
5025	18.94	118.09	4881.14	0.177909
5050	19.05	118.36	4904.78	0.56317
5075	19.07	118.72	4928.41	0.477021
5100	19.03	118.5	4952.04	0.328787
5125	18.91	118.81	4975.69	0.626802
5150	18.92	118.89	4999.34	0.111196
5175	18.98	118.67	5022.98	0.373189
5200	18.93	118.92	5046.62	0.381424
5225	18.83	118.91	5070.28	0.40021
5250	18.76	118.4	5093.95	0.714419
5275	18.73	118.58	5117.62	0.26064
5300	18.55	118.33	5141.31	0.787747
5325	18.58	118.42	5165.01	0.165968
5350	18.55	118.29	5188.71	0.20448
5375	18.45	118.87	5212.42	0.837783
5400	18.44	118.6	5236.13	0.344063
5425	18.37	118.05	5259.85	0.748906
5450	18.25	117.6	5283.59	0.741708
5475	18.35	117.58	5307.32	0.400789
5500	18.37	117.4	5331.05	0.240512
5525	18.33	117.52	5354.78	0.220073
5550	18.38	117.17	5378.51	0.484118
5575	18.43	116.83	5402.23	0.473685
5600	18.48	116.8	5425.94	0.203565
5625	18.69	116.45	5449.64	0.951124
5650	18.76	116.45	5473.32	0.280014
5675	18.79	116.2	5496.99	0.343493
5700	18.83	116.44	5520.65	0.348431
5725	18.86	116.3	5544.31	0.217083
5750	18.88	116.05	5567.97	0.333169
5775	18.92	115.82	5591.62	0.338216
5800	19	115.77	5615.26	0.326551
5825	19.02	115.54	5638.9	0.310141
5850	19.17	115.22	5662.52	0.731676

5875	19.22	114.88	5686.13	0.48983
5900	19.4	114.63	5709.73	0.792312
5925	19.44	114.35	5733.3	0.4053
5950	19.61	114.29	5756.87	0.684719
5975	19.91	113.9	5780.39	1.31077
6000	19.83	113.55	5803.91	0.573434
6025	19.93	113.6	5827.42	0.405739
6050	20	113.17	5850.91	0.650646
6075	20.12	113.04	5874.4	0.512066
6100	20.21	113.31	5897.87	0.517908
6125	20.31	113.09	5921.32	0.502852
6150	20.43	112.57	5944.75	0.868656
6175	20.53	112.24	5968.17	0.610994
6200	20.61	112.16	5991.58	0.33917
6225	20.68	112.45	6014.98	0.495666
6250	20.82	112.06	6038.35	0.786821
6275	20.95	112.43	6061.71	0.740782
6300	21.05	112.44	6085.05	0.400259
6325	21.23	112.48	6108.37	0.722315
6350	21.56	112.49	6131.65	1.32007
6375	21.5	112.27	6154.9	0.402363
6400	21.56	112.48	6178.16	0.390668
6425	21.76	112.69	6201.39	0.857991
6450	21.69	112.24	6224.62	0.722735
6475	21.78	112.16	6247.84	0.379003
6500	21.96	112.66	6271.04	1.03605
6525	22.1	111.91	6294.21	1.25691
6550	22.15	112.38	6317.37	0.735767
6575	22.31	112.36	6340.51	0.640716
6600	22.4	112.59	6363.64	0.502049
6625	22.44	112.85	6386.75	0.427715
6650	22.44	112.8	6409.85	0.0763711
6675	22.5	112.32	6432.96	0.772046
6700	22.68	111.98	6456.04	0.889575
6725	22.75	111.71	6479.1	0.502301
6750	22.9	111.98	6502.14	0.73178
6775	23.02	111.9	6525.16	0.495964
6800	23.16	111.8	6548.16	0.581572
6825	23.2	111.59	6571.14	0.367306
6850	23.25	111.59	6594.11	0.199997
6875	23.36	111.6	6617.07	0.440272
6900	23.43	111.47	6640.02	0.347906
6925	23.49	111.49	6662.95	0.242115
6950	23.53	111.45	6685.88	0.172237
6975	23.5847	111.357	6708.79	0.264632
7000	23.6395	111.264	6731.7	0.264608
7025	23.6838	111.163	6754.6	0.240618
7050	23.7219	111.056	6777.49	0.229367

7075	23.76	110.95	6800.37	0.229318
7100	23.83	111.03	6823.25	0.308323
7125	23.85	110.91	6846.12	0.209846
7150	23.86	111.04	6868.98	0.214028
7175	24.01	111.15	6891.83	0.626012
7200	24.02	110.86	6914.67	0.473796
7225	24.14	111.15	6937.49	0.674108
7250	24.28	111.39	6960.29	0.684542
7275	24.44	111.43	6983.07	0.643397
7300	24.48	111.34	7005.82	0.218674
7325	24.41	111.26	7028.58	0.309731
7350	24.58	111.53	7051.33	0.814181
7375	24.74	111.54	7074.05	0.640224
7400	24.77	111.26	7096.75	0.484043
7425	24.84	111.45	7119.45	0.424343
7450	24.92	111.38	7142.13	0.340998
7475	25.08	111.33	7164.78	0.645553
7500	25.17	111.38	7187.42	0.369895
7525	25.34	111.15	7210.03	0.785164
7550	25.4	111.34	7232.62	0.404521
7575	25.56	111.24	7255.19	0.662739
7600	25.68	111.5	7277.73	0.65774
7625	26.09	111.34	7300.22	1.66364
7650	26.3	110.94	7322.65	1.09745
7675	26.41	110.54	7345.05	0.835571
7700	26.46	110.28	7367.44	0.504305
7725	26.58	110.52	7389.81	0.643522
7750	26.9	110.68	7412.14	1.312
7775	26.87	110.57	7434.43	0.232329
7800	27.04	110.87	7456.72	0.870771
7825	27.21	110.82	7478.97	0.686084
7850	27.25	111.17	7501.2	0.660225
7875	27.34	110.82	7523.41	0.736003
7900	27.52	111.05	7545.6	0.835455
7925	27.53	110.48	7567.77	1.05444
7950	27.73	110.9	7589.92	1.11672
7975	27.68	110.57	7612.06	0.645438
8000	27.76	110.49	7634.19	0.352938
8025	27.9	110.08	7656.3	0.948576
8050	28.02	110.35	7678.38	0.697741
8075	28.29	110.5	7700.42	1.11648
8100	28.51	110.58	7722.41	0.893073
8125	28.55	109.89	7744.38	1.32784
8150	28.59	110.17	7766.33	0.558947
8175	28.49	110.31	7788.29	0.481242
8200	28.66	110.15	7810.25	0.745729
8225	28.78	110.14	7832.17	0.480379
8250	28.67	110.08	7854.1	0.454876

8275	28.73	110.23	7876.03	0.374984
8300	28.8	110.33	7897.94	0.339787
8325	28.9	110.45	7919.84	0.462241
8350	28.95	110.56	7941.72	0.29202
8375	29.08	110.76	7963.58	0.648831
8400	28.97	110.59	7985.44	0.549975
8425	29	110.24	8007.31	0.688957
8450	29.06	110.47	8029.17	0.506884
8475	29.18	110.81	8051.01	0.81756
8500	29.25	110.55	8072.83	0.579731
8525	29.09	110.47	8094.66	0.658724
8550	29.47	110.41	8116.46	1.52453
8575	29.59	110.12	8138.22	0.746515
8600	29.72	110.22	8159.94	0.556418
8625	29.93	110.34	8181.63	0.873251
8650	30.07	110.61	8203.28	0.777933
8675	30.18	110.56	8224.9	0.451286
8700	30.22	110.74	8246.51	0.39593
8725	30.31	110.6	8268.1	0.457435
8750	30.39	110.56	8289.68	0.330044
8775	30.51	110.77	8311.23	0.641573
8800	30.52	110.97	8332.77	0.4082
8825	30.6	111.02	8354.29	0.335768
8850	30.72	111.17	8375.8	0.569206
8875	30.77	111.04	8397.29	0.332682
8900	30.82	110.5	8418.76	1.12374
8925	30.92	110.83	8440.22	0.786549
8950	30.88	110.76	8461.67	0.215078
8975	30.8882	110.694	8483.13	0.139594
9000	30.8965	110.628	8504.58	0.139533
9025	30.9269	110.575	8526.03	0.162594
9050	30.9734	110.533	8547.47	0.205966
9075	31.02	110.49	8568.9	0.205951
9100	30.93	110.28	8590.33	0.562564
9125	30.93	110.38	8611.78	0.205609
9150	30.81	110.37	8633.24	0.480443
9175	30.56	110.18	8654.74	1.07258
9200	30.46	110.12	8676.28	0.418132
9225	30.31	109.61	8697.84	1.19363
9250	30.23	110.18	8719.43	1.19302
9275	30.15	110.1	8741.04	0.358177
9300	30.03	109.87	8762.67	0.665714
9325	29.93	110.2	8784.33	0.771439
9350	29.83	110.38	8806.01	0.537251
9375	29.72	110.09	8827.7	0.724882
9400	29.77	110.34	8849.41	0.534931
9425	29.64	110.19	8871.13	0.59899
9450	29.5	110.06	8892.87	0.615997

9475	29.36	110.09	8914.64	0.5631
9500	29.29	109.96	8936.44	0.378503
9525	29.17	110.29	8958.26	0.803642
9550	29.03	110.14	8980.1	0.631436
9575	28.93	110.11	9001.97	0.404221
9600	28.83	110.08	9023.86	0.404178
9625	28.61	109.95	9045.79	0.914757
9650	28.47	109.82	9067.75	0.612637
9675	28.3	109.63	9089.74	0.770039
9700	28.15	109.57	9111.77	0.610632
9725	28.06	109.68	9133.82	0.415396
9750	27.93	109.61	9155.9	0.536367
9775	27.76	109.56	9178	0.686376
9800	27.6	109.6	9200.14	0.644295
9825	27.47	109.48	9222.31	0.565389
9850	27.22	109.31	9244.52	1.04764
9875	27.11	109.1	9266.76	0.583666
9900	26.94	109.16	9289.03	0.688688
9925	26.65	108.79	9311.34	1.3382
9950	26.58	108.87	9333.69	0.314578
9975	26.41	108.78	9356.07	0.698707
10000	26.4	108.74	9378.46	0.0816403
10025	26.21	108.34	9400.87	1.03939
10050	25.92	108.59	9423.33	1.24042
10075	25.81	108.81	9445.82	0.583938
10100	25.72	108.94	9468.34	0.425083
10125	25.44	108.66	9490.89	1.21994
10150	25.24	108.29	9513.48	1.02043
10175	25.07	108.24	9536.11	0.685284
10200	24.88	108.5	9558.77	0.877737
10225	24.78	108.24	9581.46	0.592241
10250	24.72	108.16	9604.17	0.274848
10275	24.72	108.24	9626.88	0.133796
10300	24.26	107.94	9649.63	1.90605
10325	23.84	107.8	9672.46	1.69544
10350	23.62	107.89	9695.34	0.89185
10375	23.42	108.05	9718.27	0.839762
10400	23.26	108.03	9741.22	0.640775
10425	23.21	108.46	9764.19	0.707395
10450	22.94	108.34	9787.19	1.09627
10475	22.74	108.38	9810.23	0.802396
10500	22.48	108.4	9833.31	1.04046
10525	22.31	108.4	9856.43	0.68
10550	22.23	108.57	9879.56	0.410877
10575	22.02	108.54	9902.72	0.841221
10600	21.79	108.51	9925.91	0.921084
10625	21.56	108.51	9949.15	0.920006
10650	21.32	108.5	9972.42	0.960103

10675	21.01	108.46	9995.73	1.24134
10700	20.68	108.04	10019.1	1.44906
10725	20.44	108.47	10042.5	1.13424
10750	20.12	108.26	10066	1.31269
10775	19.91	108.37	10089.4	0.853385
10800	19.78	108.24	10113	0.549153
10825	19.69	108.07	10136.5	0.426981
10850	19.54	107.9	10160	0.641955
10875	19.26	107.56	10183.6	1.20767
10900	19.1	107.63	10207.2	0.646578
10925	18.96	107.78	10230.9	0.593192
10950	18.78	107.34	10254.5	0.91783
10975	18.7637	107.49	10278.2	0.204061
11000	18.7474	107.641	10301.9	0.204052
11025	18.6954	107.693	10325.5	0.218804
11050	18.6127	107.662	10349.2	0.333251
11075	18.53	107.63	10372.9	0.333252
11100	18.49	107.26	10396.6	0.496346
11125	18.61	107.42	10420.3	0.521386
11150	18.71	107.29	10444	0.433218
11175	18.85	107.27	10467.7	0.560589
11200	19.06	107.17	10491.3	0.849994
11225	19.4	106.94	10514.9	1.39335
11250	19.64	107.05	10538.5	0.971181
11275	19.85	106.84	10562	0.886632
11300	20.41	106.38	10585.5	2.32777
11325	21.18	105.58	10608.9	3.28279
11350	21.58	105.66	10632.2	1.60425
11375	21.91	105.53	10655.4	1.33398
11400	22.16	106.28	10678.5	1.50557
11425	22.3	106.14	10701.7	0.598726
11450	22.68	106.08	10724.8	1.52277
11475	22.99	106.12	10747.8	1.24155
11500	23.37	105.5	10770.8	1.80646
11525	23.67	104.88	10793.7	1.55545
11550	23.86	104.71	10816.6	0.807896
11575	24.24	104.11	10839.4	1.80749
11600	24.61	103.95	10862.2	1.50346
11625	24.74	103.65	10884.9	0.722079
11650	24.97	103.65	10907.6	0.919998
11675	25.1	103.79	10930.3	0.571431
11700	25.38	104	10952.9	1.1759
11725	25.64	103.88	10975.4	1.06034
11750	25.91	103.61	10997.9	1.1777
11775	26.43	102.78	11020.4	2.54363
11800	26.67	102.42	11042.8	1.15582
11825	26.95	102.41	11065.1	1.12015
11850	26.87	102.56	11087.4	0.419679

11875	27.43	102.58	11109.6	2.24029
11900	27.74	102.47	11131.8	1.25663
11925	27.83	102.64	11153.9	0.479677
11950	28.14	102.3	11176	1.3946
11975	28.39	102.09	11198	1.0762
12000	28.54	102.04	11220	0.607537
12025	28.71	102.08	11241.9	0.684309
12050	28.71	102	11263.8	0.153695
12075	28.71	102.05	11285.7	0.0960519
12100	28.89	102.36	11307.7	0.935541
12125	28.87	102.68	11329.5	0.62338
12150	28.99	102.87	11351.4	0.604628
12175	29.09	103.04	11373.3	0.518584
12200	29.19	103.69	11395.1	1.32778
12225	29.22	103.97	11416.9	0.559507
12250	29.39	104.28	11438.7	0.911445
12275	29.73	104.25	11460.5	1.3613
12300	29.9	104.76	11482.2	1.22115
12325	29.98	105.11	11503.8	0.768475
12350	30.06	104.97	11525.5	0.425302
12375	30.09	104.95	11547.1	0.126501
12400	30.01	104.63	11568.8	0.716415
12425	29.79	103.97	11590.4	1.58312
12450	29.79	103.83	11612.1	0.27825
12475	29.74	103.54	11633.8	0.609633
12500	29.5	102.85	11655.6	1.668
12525	29.28	102.44	11677.3	1.19254
12550	29.01	102.58	11699.2	1.1139
12575	28.63	102.99	11721.1	1.7133
12600	28.63	103	11743	0.0191848
12625	28.7	102.92	11765	0.319323
12650	28.66	103.01	11786.9	0.235507
12675	28.52	102.93	11808.9	0.580581
12700	28.57	102.84	11830.8	0.263809
12725	28.6	102.67	11852.8	0.346801
12750	28.44	102.02	11874.7	1.39666
12775	28.38	101.5	11896.7	1.01828
12800	28.12	101.26	11918.7	1.13493
12825	28.38	101.18	11940.8	1.05098
12850	28.72	101.01	11962.7	1.39829
12875	28.96	100.59	11984.6	1.25632
12900	29.28	100.1	12006.5	1.59628
12925	29.2	99.74	12028.3	0.772794
12950	28.75	100.26	12050.1	2.06284
12975	28.4696	100.426	12072.1	1.16562
13000	28.1894	100.595	12094.1	1.16566
13025	28.1399	100.522	12116.1	0.241398
13050	28.3196	100.209	12138.2	0.930863

13075	28.5	99.9	12160.2	0.930854
13100	28.74	99.38	12182.1	1.38353
13125	28.57	98.89	12204	1.16005
13150	28.15	98.47	12226	1.85991
13175	27.39	98.68	12248.2	3.06509
13200	27.38	98.29	12270.4	0.718688
13225	27.53	98.28	12292.5	0.600288
13250	27.71	98.42	12314.7	0.765361
13275	27.75	98.48	12336.8	0.195124
13300	27.75	98.2	12358.9	0.521429
13325	27.31	98.5	12381.1	1.84531
13350	26.9	99.02	12403.4	1.89411
13375	26.8	99.13	12425.7	0.446667
13400	26.81	99.25	12448	0.220116
13425	26.52	99.04	12470.3	1.21972
13450	26.4	99.02	12492.7	0.481324
13475	26.14	98.77	12515.1	1.13026
13500	25.89	98.6	12537.6	1.04352
13525	25.84	98.25	12560.1	0.642676
13550	25.48	98.33	12582.6	1.44664
13575	25.31	98.29	12605.2	0.683455
13600	24.92	98.47	12627.8	1.58965
13625	24.53	98.7	12650.6	1.60677
13650	24.13	99.19	12673.3	1.79221
13675	23.75	99.37	12696.2	1.5478
13700	23.35	99.42	12719.1	1.602
13725	22.95	99.6	12742.1	1.62486
13750	22.37	100.04	12765.2	2.41703
13775	22.01	99.69	12788.3	1.53398
13800	21.46	100.42	12811.5	2.45134
13825	20.89	100.73	12834.8	2.32356
13850	20.73	101	12858.2	0.746215
13875	20.43	101.32	12881.6	1.28158
13900	19.88	101.68	12905.1	2.25525
13925	19.68	102.04	12928.6	0.936716
13950	19.3	102.07	12952.2	1.52053
13975	18.83	102.26	12975.8	1.89631
14000	18.22	102.37	12999.5	2.444
14025	17.95	102.71	13023.3	1.15958
14050	18.09	102.77	13047.1	0.564905
14075	18.19	103.28	13070.8	0.7506
14100	18.31	103.6	13094.6	0.625371
14125	18.65	103.83	13118.3	1.3909
14150	18.92	103.86	13141.9	1.08069
14175	18.97	104.02	13165.6	0.288405
14200	18.79	103.57	13189.2	0.926078
14225	18.55	103.92	13212.9	1.05944
14250	18.2	104.98	13236.6	1.93553

14275	18	104.77	13260.4	0.841481
14300	17.8	104.6	13284.2	0.826848
14325	17.67	104.52	13308	0.529058
14350	17.29	104.81	13331.9	1.55943
14375	16.98	104.84	13355.7	1.24051
14400	16.83	104.64	13379.7	0.643501
14425	16.49	104.55	13403.6	1.36391
14450	16.37	105.83	13427.6	1.5256
14475	16.14	104.89	13451.6	1.39784
14500	15.96	104.75	13475.6	0.736463
14525	15.83	104.7	13499.7	0.522872
14550	15.54	104.45	13523.7	1.19108
14575	15.35	104.24	13547.8	0.792243
14600	15.14	104.09	13571.9	0.85469
14625	15	104.23	13596.1	0.578608
14650	14.87	104.37	13620.2	0.539665
14675	14.65	104.22	13644.4	0.893177
14700	14.37	104.38	13668.6	1.13142
14725	14.25	104.15	13692.8	0.531139
14750	14.13	104.26	13717.1	0.491972
14775	13.9	103.86	13741.3	0.998275
14800	13.64	104.02	13765.6	1.0511
14825	13.56	103.84	13789.9	0.362023
14850	13.48	104.31	13814.2	0.543663
14875	13.2993	104.183	13838.5	0.732292
14900	13.1187	104.053	13862.9	0.732286
14925	12.9165	103.989	13887.2	0.810829
14950	12.6882	104.009	13911.6	0.91312
14975	12.46	104.03	13936	0.913122
15000	12.12	104.18	13960.4	1.36598
15025	11.84	104.37	13984.9	1.13106
15050	11.47	105.17	14009.4	1.61499
15075	11.21	105.56	14033.9	1.08428
15100	11.01	106.08	14058.4	0.894777
15125	10.82	106.49	14083	0.820991
15150	10.63	106.95	14107.5	0.833575
15175	10.16	107.75	14132.1	1.96662
15200	9.85	108.1	14156.8	1.26363
15225	9.59	108.83	14181.4	1.1509
15250	9.25	108.99	14206.1	1.36403
15275	8.97	109.03	14230.7	1.12029
15300	8.6	109.23	14255.4	1.48503
15325	8.22	110.1	14280.2	1.60292
15350	7.89	110.64	14304.9	1.35424
15375	7.6	110.57	14329.7	1.16061
15400	7.23	109.98	14354.5	1.511
15425	6.84	109.42	14379.3	1.58392
15450	6.59	109.88	14404.1	1.02288

15475	6.37	109.75	14429	0.881953
15500	6.08	109.38	14453.8	1.17104
15525	5.87	109.44	14478.7	0.84037
15550	5.76	110.08	14503.6	0.51075
15575	5.62	111.01	14528.4	0.670532
15600	5.55	111.79	14553.3	0.413024
15625	5.56	112.2	14578.2	0.163728
15650	5.77	112.92	14603.1	0.886784
15675	5.88	113.85	14628	0.579768
15700	5.78	114.27	14652.8	0.434877
15725	5.73	114.22	14677.7	0.201001
15750	5.78	114.53	14702.6	0.235499
15775	6.02	114.77	14727.4	0.965061
15800	6.23	114.27	14752.3	0.866671
15825	6.69	115.2	14777.1	1.88694
15850	7.04878	115.338	14802	1.43665
15875	7.4076	115.465	14826.8	1.43667
15900	7.7664	115.597	14851.5	1.4369
15915	7.98167	115.677	14866.4	1.43703

ANEXO B. Survey Pozo USCO-2

DEPTH	INC.	AZIMUTH	TVD	DOG LEG
50	0.05	2.44	50	0.1
75	0.12	2.44	75	0.28
100	0.18	2.44	100	0.24
125	0.19	12.64	125	0.138
150	0.24	39.6	150	0.448
175	0.21	13.63	175	0.422
200	0.19	29.82	200	0.239
225	0.22	26.96	225	0.127
250	0.24	21.39	250	0.12
275	0.21	13.66	275	0.171
300	0.21	13.66	300	0
325	0.33	4.22	325	0.512
350	0.39	355.68	350	0.322
375	0.49	350.95	375	0.426
400	0.66	348.83	400	0.685
425	0.74	347.69	424.99	0.325
450	0.79	344.55	449.99	0.261
475	0.83	348.1	474.99	0.257
500	0.87	346.34	499.99	0.191
525	0.89	348.21	524.98	0.14
550	0.85	348.36	549.98	0.16
575	0.84	352.82	574.98	0.266
600	0.87	350.78	599.98	0.171
625	0.91	349.28	624.97	0.185
650	0.95	350.62	649.97	0.182
675	1.00	353.62	674.97	0.286
700	1.75	359.44	699.96	3.052
725	2.01	4.78	724.94	1.22
750	2.53	7.28	749.93	2.038
775	3.21	10.28	774.9	2.081
800	4.35	14.51	799.85	4.131
825	5.11	22.49	824.77	4.718
850	6.73	25.54	849.66	4.167
875	7.25	32.92	874.5	5.211
900	8.05	57.53	899.29	13.365
925	9.47	62.74	924.01	5.048
950	10.00	66.08	948.67	4.567
975	0.90	69.94	973.53	36.43
1000	1.03	71.11	998.53	0.526
1025	1.05	70.93	1023.52	0.081
1050	1.07	70.46	1048.52	0.087
1075	1.09	75.54	1073.52	0.391
1100	1.27	80.22	1098.51	0.817
1125	1.45	95.97	1123.5	1.655
1150	1.45	98.64	1148.5	0.27

1175	1.38	96.13	1173.49	0.374
1200	1.27	89.85	1198.48	0.728
1225	1.17	89.71	1223.48	0.4
1250	1.15	83.22	1248.47	0.531
1275	1.10	76.59	1273.47	0.558
1300	1.02	67.09	1298.46	0.772
1325	1.15	50.5	1323.46	1.356
1350	1.20	46.19	1348.45	0.406
1375	1.10	28.69	1373.45	1.455
1400	1.37	5.35	1398.44	2.272
1425	1.61	358.44	1423.43	1.199
1450	1.60	357.85	1448.42	0.077
1475	1.60	359.06	1473.41	0.135
1500	1.59	359.37	1498.4	0.053
1525	1.66	1.3	1523.39	0.355
1550	1.65	1.04	1548.38	0.05
1575	1.64	0.19	1573.37	0.105
1600	1.68	357.55	1598.36	0.345
1625	1.70	357.55	1623.35	0.08
1650	1.65	0.78	1648.34	0.427
1675	1.68	4.17	1673.33	0.412
1700	1.71	3.2	1698.32	0.166
1725	1.69	3.83	1723.31	0.109
1750	1.68	5.89	1748.3	0.246
1775	1.68	6.78	1773.29	0.104
1800	1.62	8.35	1798.28	0.3
1825	1.60	8.82	1823.27	0.096
1850	1.57	9.67	1848.26	0.152
1875	1.58	10.87	1873.25	0.138
1900	1.59	11.97	1898.24	0.128
1925	1.47	12.58	1923.23	0.484
1950	1.36	12.43	1948.22	0.44
1975	1.25	15.41	1973.22	0.517
2000	1.20	17.04	1998.21	0.244
2025	1.12	19.58	2023.2	0.38
2050	0.96	23.96	2048.2	0.715
2075	0.91	25.59	2073.2	0.227
2100	0.81	26.84	2098.19	0.407
2125	0.68	39.27	2123.19	0.829
2150	0.67	36.75	2148.19	0.125
2175	0.61	41.1	2173.19	0.309
2200	0.58	39.89	2198.19	0.13
2225	0.55	45.2	2223.19	0.241
2250	0.51	51.97	2248.18	0.297
2275	0.52	49.24	2273.18	0.106
2300	0.48	61.49	2298.18	0.456
2325	0.40	72.73	2323.18	0.47
2350	0.45	77.62	2348.18	0.247

2375	0.46	88.04	2373.18	0.333
2400	0.48	88.99	2398.18	0.086
2425	0.48	87.04	2423.18	0.065
2450	0.48	86.07	2448.18	0.033
2475	0.47	92.02	2473.18	0.201
2500	0.55	89.65	2498.18	0.331
2525	0.55	93.93	2523.17	0.164
2550	0.63	99.9	2548.17	0.403
2575	0.61	98.75	2573.17	0.094
2600	0.57	98.79	2598.17	0.16
2625	0.60	94.17	2623.17	0.224
2650	0.72	94.99	2648.17	0.481
2675	0.78	96.89	2673.17	0.26
2700	0.72	91.74	2698.16	0.361
2725	0.82	92.35	2723.16	0.401
2750	0.99	93.39	2748.16	0.683
2775	1.02	92.74	2773.15	0.128
2800	1.02	95.09	2798.15	0.167
2825	1.04	92.66	2823.15	0.192
2850	1.12	91.85	2848.14	0.326
2875	1.27	92.05	2873.14	0.6
2900	1.31	92.65	2898.13	0.169
2925	1.36	92.81	2923.12	0.201
2950	1.37	94.15	2948.12	0.134
2975	1.40	93.99	2973.11	0.121
3000	1.44	93.8	2998.1	0.161
3025	1.55	95.5	3023.09	0.474
3050	1.48	94.3	3048.08	0.307
3075	1.61	94.02	3073.07	0.521
3100	1.65	94.17	3098.06	0.161
3125	1.65	93.58	3123.05	0.068
3150	1.64	93.94	3148.04	0.058
3175	1.71	92.84	3173.03	0.308
3200	1.78	92.9	3198.02	0.28
3225	1.80	92.83	3223.01	0.08
3250	1.82	93.04	3248	0.084
3275	1.84	93.25	3272.99	0.084
3300	1.86	93.46	3297.97	0.084
3325	1.90	94.31	3322.96	0.195
3350	1.89	94.6	3347.95	0.055
3375	1.86	94.23	3372.93	0.129
3400	1.83	93.06	3397.92	0.193
3425	1.81	93.63	3422.91	0.108
3450	1.77	94.6	3447.89	0.201
3475	1.72	92.88	3472.88	0.29
3500	1.65	89.7	3497.87	0.467
3525	1.64	88.57	3522.86	0.136
3550	1.65	91.14	3547.85	0.298

3575	1.66	91.69	3572.84	0.075
3600	1.65	90.86	3597.83	0.104
3625	1.59	90.7	3622.82	0.241
3650	1.59	90.41	3647.81	0.032
3675	1.59	89.82	3672.8	0.065
3700	1.58	88.65	3697.79	0.135
3725	1.54	89	3722.78	0.164
3750	1.46	91.32	3747.77	0.402
3775	1.51	89.65	3772.77	0.265
3800	1.52	90.58	3797.76	0.106
3825	1.48	89.71	3822.75	0.184
3850	1.49	89.07	3847.74	0.077
3875	1.56	88.71	3872.73	0.283
3900	1.57	88.83	3897.72	0.042
3925	1.59	88.94	3922.71	0.081
3950	1.60	89.05	3947.7	0.042
3975	1.62	89.16	3972.69	0.081
4000	1.63	89.27	3997.68	0.042
4025	1.58	89.52	4022.67	0.202
4050	1.52	89.79	4047.66	0.242
4075	1.50	89.52	4072.66	0.085
4100	1.48	89.24	4097.65	0.085
4125	1.46	88.62	4122.64	0.102
4150	1.44	88.32	4147.63	0.086
4175	1.42	88.67	4172.62	0.087
4200	1.43	88.34	4197.61	0.052
4225	1.44	87.36	4222.61	0.106
4250	1.44	86.71	4247.6	0.065
4275	1.44	85.75	4272.59	0.096
4300	1.43	85.4	4297.58	0.053
4325	1.40	86.37	4322.58	0.154
4350	1.40	87.05	4347.57	0.066
4375	1.43	88.71	4372.56	0.203
4400	1.46	89.34	4397.55	0.136
4425	1.47	89.34	4422.54	0.04
4450	1.47	89.03	4447.54	0.032
4475	1.46	89.04	4472.53	0.04
4500	1.42	89.09	4497.52	0.16
4525	1.45	89.08	4522.51	0.12
4550	1.51	89.66	4547.5	0.247
4575	1.56	89.01	4572.5	0.212
4600	1.60	89.58	4597.49	0.172
4625	1.66	90.38	4622.48	0.257
4650	1.72	90.85	4647.46	0.246
4675	1.77	92.1	4672.45	0.251
4700	1.76	92.39	4697.44	0.054
4725	1.79	94.43	4722.43	0.28
4750	1.82	96.14	4747.42	0.247

4775	1.83	97.17	4772.4	0.137
4800	1.87	100.27	4797.39	0.431
4825	1.96	100.69	4822.38	0.364
4850	1.98	100.36	4847.36	0.092
4875	2.12	102.02	4872.35	0.608
4900	2.23	103.5	4897.33	0.494
4925	2.44	104.22	4922.31	0.848
4950	2.66	104.82	4947.28	0.886
4975	2.86	105.33	4972.25	0.806
5000	3.09	105.73	4997.22	0.924
5025	3.16	105.84	5022.18	0.281
5050	3.24	106.23	5047.14	0.332
5075	3.36	106.05	5072.1	0.482
5100	3.45	106.06	5097.06	0.36
5125	3.55	105.52	5122.01	0.421
5150	3.75	105.38	5146.96	0.801
5175	3.94	105.25	5171.9	0.761
5200	4.14	105.13	5196.84	0.801
5225	4.44	105.04	5221.77	1.2
5250	4.75	104.96	5246.69	1.24
5275	4.86	105.18	5271.6	0.446
5300	4.98	105.18	5296.51	0.48
5325	5.14	105.68	5321.41	0.664
5350	5.21	106.22	5346.31	0.341
5375	5.25	106.65	5371.21	0.224
5400	5.34	106.62	5396.1	0.36
5425	5.47	106.35	5420.99	0.53
5450	5.63	105.82	5445.87	0.672
5475	5.68	106.09	5470.75	0.227
5500	5.80	106.04	5495.63	0.48
5525	5.91	105.99	5520.5	0.44
5550	6.08	105.88	5545.36	0.682
5575	6.19	105.58	5570.22	0.458
5600	6.27	105.57	5595.07	0.32
5625	6.34	105.59	5619.92	0.28
5650	6.58	105.11	5644.76	0.984
5675	6.80	105.39	5669.59	0.89
5700	7.02	104.64	5694.41	0.951
5725	7.28	104.38	5719.21	1.048
5750	7.32	104.59	5744.01	0.192
5775	7.59	104.79	5768.8	1.085
5800	7.81	104.13	5793.57	0.948
5825	8.11	103.67	5818.33	1.227
5850	8.38	102.87	5843.07	1.173
5875	8.55	103.06	5867.8	0.689
5900	8.78	103.81	5892.52	1.025
5925	8.97	103.49	5917.22	0.785
5950	9.11	103.09	5941.91	0.614

5975	9.35	103.14	5966.58	0.961
6000	9.50	103.04	5991.24	0.604
6025	9.62	102.7	6015.9	0.53
6050	9.75	102.52	6040.54	0.534
6075	9.93	102.19	6065.17	0.755
6100	10.19	102.09	6089.79	1.042
6125	10.42	102.17	6114.39	0.922
6150	10.58	102.03	6138.97	0.648
6175	10.63	102.59	6163.54	0.458
6200	10.76	102.9	6188.11	0.569
6225	10.91	103.19	6212.66	0.638
6250	11.08	103.79	6237.2	0.82
6275	11.29	104.49	6261.73	1
6300	11.49	105.16	6286.23	0.959
6325	11.77	106.45	6310.72	1.529
6350	12.07	107.92	6335.18	1.707
6375	12.38	109.31	6359.61	1.71
6400	12.36	109.28	6384.03	0.084
6425	12.70	110.23	6408.44	1.59
6450	13.17	111.3	6432.8	2.11
6475	13.46	112.25	6457.13	1.453
6500	13.57	112.32	6481.44	0.445
6525	13.78	113.2	6505.73	1.182
6550	13.94	113.3	6530	0.647
6575	14.05	113.65	6554.26	0.555
6600	14.12	113.81	6578.51	0.32
6625	14.16	113.49	6602.75	0.351
6650	14.09	113.11	6627	0.465
6675	14.01	112.97	6651.25	0.348
6700	14.00	113	6675.5	0.049
6725	14.22	113.15	6699.75	0.892
6750	14.29	112.96	6723.98	0.337
6775	14.16	112.97	6748.21	0.52
6800	14.30	112.81	6772.45	0.582
6825	14.28	112.57	6796.67	0.25
6850	14.33	112.74	6820.9	0.261
6875	14.27	112.56	6845.12	0.299
6900	14.20	112.08	6869.36	0.549
6925	14.33	111.71	6893.59	0.635
6950	14.42	111.73	6917.8	0.361
6975	14.42	111.89	6942.02	0.159
7000	14.56	112.62	6966.22	0.921
7025	14.72	113.31	6990.41	0.947
7050	14.86	114.06	7014.58	0.949
7075	14.96	114.3	7038.74	0.47
7100	15.03	114.59	7062.89	0.41
7125	14.83	115.2	7087.04	1.017
7150	14.99	115	7111.2	0.672

7175	15.02	114.71	7135.35	0.323
7200	15.10	114.46	7159.49	0.412
7225	15.08	114.54	7183.63	0.116
7250	15.11	114.37	7207.77	0.214
7275	15.23	114.69	7231.9	0.585
7300	15.19	115.25	7256.02	0.609
7325	15.06	115.5	7280.15	0.582
7350	14.87	115.86	7304.31	0.846
7375	14.92	116.27	7328.47	0.467
7400	15.01	116.6	7352.62	0.496
7425	15.17	117.02	7376.76	0.775
7450	15.17	117.45	7400.88	0.45
7475	15.24	117.61	7425.01	0.326
7500	15.39	118.26	7449.12	0.912
7525	15.46	118.79	7473.22	0.63
7550	15.56	119.52	7497.31	0.877
7575	15.83	119.6	7521.38	1.083
7600	16.06	119.51	7545.42	0.925
7625	16.27	120.11	7569.43	1.073
7650	16.34	121.03	7593.42	1.07
7675	16.53	122.02	7617.4	1.354
7700	16.75	122.52	7641.35	1.05
7725	16.93	122.57	7665.28	0.722
7750	16.92	123.18	7689.2	0.711
7775	17.12	124.29	7713.1	1.526
7800	16.98	124.81	7737.01	0.828
7825	17.09	125.67	7760.91	1.1
7850	17.32	126	7784.79	0.999
7875	17.36	126.61	7808.65	0.745
7900	17.33	126.81	7832.52	0.267
7925	17.40	126.58	7856.38	0.392
7950	17.29	126.39	7880.24	0.495
7975	17.31	126.07	7904.11	0.389
8000	17.32	125.75	7927.98	0.383
8025	17.21	125.57	7951.85	0.489
8050	17.00	125.48	7975.75	0.847
8075	16.79	125.38	7999.67	0.848
8100	17.16	125.33	8023.58	1.481
8125	17.58	124.77	8047.44	1.808
8150	17.33	124.39	8071.29	1.099
8175	17.06	124.16	8095.17	1.114
8200	16.95	123.82	8119.08	0.593
8225	16.81	123.77	8143	0.563
8250	17.03	123.33	8166.92	1.018
8275	17.10	123.38	8190.82	0.286
8300	17.03	123.33	8214.72	0.286
8325	17.01	123.03	8238.62	0.36
8350	17.12	122.79	8262.52	0.522

8375	17.13	122.65	8286.41	0.17
8400	17.04	122.71	8310.31	0.367
8425	17.05	122.35	8334.21	0.424
8450	17.20	122.35	8358.1	0.6
8475	17.05	122.46	8381.99	0.614
8500	17.15	122.3	8405.89	0.442
8525	17.20	122.47	8429.77	0.283
8550	17.05	122.12	8453.66	0.728
8575	17.13	122.03	8477.56	0.337
8600	16.86	121.98	8501.47	1.082
8625	16.90	121.82	8525.39	0.245
8650	16.87	122.13	8549.31	0.38
8675	16.72	121.83	8573.25	0.693
8700	16.76	121.49	8597.19	0.423
8725	16.99	121.06	8621.11	1.047
8750	17.03	120.94	8645.02	0.213
8775	17.04	120.93	8668.92	0.042
8800	17.18	120.36	8692.81	0.874
8825	17.20	120.79	8716.7	0.515
8850	17.38	120.79	8740.57	0.72
8875	17.37	120.72	8764.43	0.093
8900	17.39	120.77	8788.28	0.1
8925	17.37	120.94	8812.14	0.218
8950	17.33	121.02	8836.01	0.186
8975	17.41	120.97	8859.87	0.326
9000	17.45	120.9	8883.72	0.181
9025	17.44	120.66	8907.57	0.291
9050	17.52	120.7	8931.41	0.324
9075	17.56	120.65	8955.25	0.171
9100	17.60	120.9	8979.08	0.342
9125	17.88	120.69	9002.9	1.149
9150	17.84	120.97	9026.69	0.379
9175	17.85	120.43	9050.49	0.663
9200	17.84	120.39	9074.28	0.063
9225	17.86	120.33	9098.08	0.109
9250	17.85	120.39	9121.88	0.084
9275	17.85	120.29	9145.67	0.123
9300	17.88	120.24	9169.47	0.135
9325	17.87	120.23	9193.26	0.042
9350	17.87	120.15	9217.06	0.098
9375	17.86	120.06	9240.85	0.117
9400	17.86	119.88	9264.65	0.221
9425	17.88	119.82	9288.44	0.109
9450	18.02	119.27	9312.22	0.879
9475	17.94	119.03	9336	0.436
9500	17.86	118.78	9359.79	0.444
9525	17.87	118.56	9383.59	0.273
9550	17.93	118.36	9407.38	0.344

9575	18.00	118.16	9431.16	0.373
9600	17.99	117.85	9454.94	0.385
9625	18.05	117.04	9478.71	1.031
9650	17.96	116.94	9502.48	0.381
9675	17.71	116.63	9526.28	1.07
9700	17.69	116.29	9550.1	0.421
9725	17.83	116.03	9573.91	0.644
9750	17.75	116.01	9597.71	0.321
9775	17.72	115.91	9621.52	0.171
9800	17.74	115.29	9645.34	0.759
9825	17.71	115.05	9669.15	0.316
9850	17.54	114.92	9692.98	0.698
9875	17.53	114.49	9716.81	0.52
9900	17.56	114.62	9740.65	0.197
9925	17.62	114.23	9764.48	0.529
9950	17.70	114.18	9788.3	0.326
9975	17.74	113.86	9812.12	0.421
10000	17.59	113.54	9835.94	0.715
10025	17.80	113.61	9859.76	0.844
10050	17.81	113.4	9883.56	0.26
10075	17.65	112.99	9907.37	0.812
10100	17.56	113.07	9931.2	0.373
10125	17.74	113.01	9955.02	0.724
10150	17.93	113.08	9978.82	0.765
10175	17.70	112.45	10002.62	1.2
10200	17.67	112.3	10026.44	0.218
10225	17.70	111.81	10050.26	0.607
10250	17.70	111.68	10074.08	0.158
10275	17.48	111.59	10097.91	0.887
10300	17.37	111.39	10121.76	0.501
10325	17.27	111.52	10145.63	0.429
10350	17.23	111.32	10169.5	0.286
10375	17.24	111.29	10193.38	0.054
10400	17.02	111.32	10217.27	0.881
10425	16.99	110.99	10241.18	0.404
10450	16.91	110.82	10265.09	0.376
10475	16.87	111.04	10289.01	0.302
10500	16.90	111.04	10312.94	0.12
10525	16.80	110.76	10336.86	0.515
10550	16.67	110.32	10360.8	0.726
10575	16.31	110.25	10384.78	1.442
10600	16.05	110.79	10408.79	1.202
10625	16.07	110.62	10432.81	0.204
10650	16.33	110.18	10456.82	1.15
10675	16.23	109.96	10480.82	0.47
10700	16.28	109.91	10504.82	0.208
10725	16.22	110.02	10528.82	0.27
10750	16.06	109.52	10552.83	0.848

10775	16.01	109.29	10576.86	0.323
10800	15.76	109.8	10600.9	1.145
10825	15.66	109.96	10624.97	0.436
10850	15.57	109.71	10649.05	0.45
10875	15.42	110.01	10673.14	0.68
10900	15.58	109.88	10697.23	0.655
10925	15.65	110.01	10721.31	0.313
10950	15.54	110.12	10745.39	0.456
10975	15.48	110.19	10769.48	0.251
11000	15.41	110.27	10793.57	0.293
11025	15.40	110.33	10817.68	0.075
11050	15.46	110.36	10841.77	0.242
11075	15.51	110.4	10865.87	0.205
11100	15.77	110.29	10889.94	1.047
11125	15.99	110.25	10913.99	0.881
11150	15.98	110.52	10938.02	0.3
11175	15.36	111.31	10962.09	2.623
11200	15.31	111.79	10986.2	0.546
11225	15.24	111.96	11010.32	0.332
11250	15.71	111.4	11034.41	1.973
11275	15.81	110.8	11058.47	0.765
11300	15.50	111.79	11082.54	1.637
11325	15.22	112.8	11106.65	1.549
11350	15.07	113.02	11130.78	0.643
11375	14.96	112.78	11154.93	0.505
11400	15.16	112.48	11179.07	0.859
11425	15.30	112.44	11203.19	0.562
11450	15.25	112.63	11227.31	0.283
11475	15.26	112.93	11251.43	0.318
11500	15.37	112.59	11275.54	0.568
11525	15.26	112.7	11299.66	0.455
11550	15.18	112.16	11323.78	0.651
11575	14.89	112.06	11347.92	1.165
11600	14.56	112.48	11372.1	1.387
11625	14.45	113.71	11396.3	1.308
11650	14.38	114.26	11420.52	0.615
11675	14.21	114.17	11444.74	0.686
11700	14.29	113.1	11468.97	1.101
11725	14.16	112.29	11493.21	0.951
11750	14.02	112.21	11517.46	0.565
11775	13.96	112.32	11541.71	0.263
11800	13.94	112.75	11565.98	0.422
11825	13.68	112.92	11590.25	1.053
11850	13.19	112.56	11614.57	1.988
11875	12.91	112.48	11638.92	1.122
11900	12.39	110.75	11663.32	2.573
11925	13.25	108.69	11687.71	3.038
11950	14.32	109.2	11712.01	4.028

11975	15.74	109.43	11736.22	4.007
12000	16.92	109.67	11760.31	4.008
12025	17.21	109.4	11784.28	4.012
12050	18.45	108.42	11808.12	4.17
12075	19.61	107.42	11831.83	4.197
12100	21.37	107.4	11855.32	8
12125	21.53	106.58	11878.66	1.175
12150	21.00	106.22	11902	0.516
12175	21.14	106.67	11925.34	0.645
12200	21.09	106.08	11948.68	0.846
12225	22.34	104.91	11971.94	4.352
12250	23.15	105.77	11995.04	4.211
12275	23.20	110.09	12018.05	6.75
12300	24.00	104.82	12040.98	9.307
12325	24.45	97.62	12063.82	11.708
12350	26.82	97.46	12086.48	8.005
12375	27.98	96.22	12108.85	4.571
12400	28.87	95.4	12131.03	4.277
12425	29.36	91.91	12153	7.769
12450	30.25	90.81	12174.76	4.549
12475	31.91	90.02	12196.3	4.31
12500	32.78	88.4	12217.62	5.241
12525	33.45	88.74	12238.7	4.066
12550	34.15	87.67	12259.55	4.645
12575	35.22	88.89	12280.15	4.862
12600	36.21	85.09	12300.51	9.69
12625	37.35	86.54	12320.6	5.282
12650	38.49	86.55	12340.44	4
12675	39.52	87	12360	4.154
12700	40.15	86.97	12379.29	4.001
12725	41.25	87.03	12398.3	4.003
12750	42.17	87.19	12417.03	4.022
12775	44.63	87.34	12435.31	8.01
12800	45.24	87.49	12453.14	4.022
12825	46.97	87.62	12470.66	4.017
12850	47.25	87.73	12487.87	4.013
12875	48.19	87.84	12504.76	4.013
12900	49.11	88.31	12521.33	4.241
12925	50.15	88.53	12537.56	4.056
12950	51.05	88.61	12553.46	4.008
12975	45.03	88.48	12570.18	24.003
13000	40.14	88.52	12588.61	20
13025	35.21	88.71	12608.44	20.005
13050	30.00	89.11	12629.52	20.018
13075	25.00	89.28	12651.68	20.002
13100	20.00	89.4	12674.77	20.001
13125	16.87	89.58	12698.49	12.522
13150	17.04	89.68	12722.4	0.69

13175	17.14	90	12746.3	0.549
13200	17.23	90.11	12770.18	0.383
13225	17.23	90.15	12794.06	0.047
13250	17.28	90.29	12817.93	0.26
13275	17.40	90.23	12841.8	0.485
13300	17.39	90	12865.65	0.278
13325	17.40	89.87	12889.51	0.161
13350	17.52	89.9	12913.36	0.481
13375	17.58	89.81	12937.2	0.263
13400	17.61	89.85	12961.03	0.129
13425	17.62	89.75	12984.85	0.127
13450	17.68	89.63	13008.68	0.281
13475	17.83	89.86	13032.49	0.662
13500	14.85	89.87	13056.52	15.32
13525	13.21	90.15	13080.83	4.009
13550	12.15	90.15	13105.24	4
13575	11.72	90.31	13129.74	4.002
13600	10.35	90.49	13154.32	4.002
13625	9.21	90.69	13178.98	4.002
13650	8.17	90.87	13203.7	4.001
13675	7.11	91.17	13228.49	4.003
13700	6.05	91.41	13253.33	4.001
13725	5.75	91.64	13278.21	4.001
13750	4.55	91.48	13303.13	4
13775	3.41	91.59	13328.09	4
13800	2.23	91.66	13353.06	4
13825	2.00	91.86	13378.05	0.028
13850	15.15	91.98	13402.72	52
13875	20.79	92.13	13426.5	23.161
13900	21.07	92.42	13449.85	1.194
13925	21.32	92.51	13473.16	1.008
13950	21.48	92.5	13496.43	0.64
13975	21.67	92.53	13519.68	0.761
14000	21.87	92.55	13542.9	0.801
14025	22.06	92.6	13566.08	0.764
14050	22.28	92.76	13589.24	0.913
14075	22.50	92.91	13612.35	0.909
14100	22.64	92.97	13635.44	0.568
14125	22.70	93.22	13658.5	0.454
14150	23.08	93.32	13681.54	1.528
14175	23.19	93.24	13704.53	0.458
14200	23.43	93.7	13727.48	1.205
14225	23.65	93.55	13750.4	0.912
14250	23.83	93.7	13773.29	0.759
14275	23.98	94.07	13796.14	0.848
14300	24.09	94.19	13818.98	0.481
14325	24.19	94.33	13841.79	0.461
14350	24.24	94.68	13864.59	0.608

14375	24.43	94.92	13887.37	0.857
14400	24.59	95.08	13910.12	0.693
14425	24.57	95.18	13932.85	0.185
14450	24.61	95.41	13955.58	0.415
14475	24.69	95.71	13978.3	0.594
14500	24.58	95.84	14001.03	0.49
14525	24.35	95.81	14023.78	0.921
14550	24.25	96.24	14046.57	0.813
14575	24.29	96.67	14069.36	0.725
14600	24.08	97.43	14092.17	1.502
14625	23.87	97.98	14115.01	1.227
14650	23.81	98.3	14137.88	0.57
14675	23.63	98.62	14160.76	0.885
14700	23.58	98.76	14183.67	0.3
14725	23.47	99.11	14206.59	0.711
14750	23.38	99.49	14229.53	0.703
14775	23.34	99.84	14252.48	0.578
14800	23.21	100.24	14275.45	0.819
14825	22.87	100.74	14298.46	1.569
14850	22.66	100.89	14321.51	0.871
14875	22.79	100.91	14344.57	0.521
14900	23.20	102.21	14367.58	2.611
14925	23.64	104.24	14390.52	3.676
14950	24.70	105.91	14413.33	5.046
14975	25.84	106.77	14435.94	4.791
15000	26.68	106.97	14458.36	3.379
15025	27.52	107.22	14480.61	3.391
15050	28.37	107.52	14502.7	3.446
15075	29.00	107.13	14524.63	2.629
15100	29.10	106.51	14546.48	1.269
15125	27.97	106.76	14568.45	4.545
15150	26.17	109.48	14590.71	8.738
15175	24.58	111.54	14613.29	7.275
15200	24.02	110.24	14636.08	3.098
15225	23.82	109.76	14658.93	1.116
15250	23.61	109.28	14681.82	1.141
15275	23.41	108.8	14704.75	1.108
15300	23.21	108.32	14727.71	1.103
15325	23.01	107.83	14750.7	1.11
15336	22.92	107.62	14760.83	1.106

ANEXO C. Procedimiento de Rig Up.

- 1.** Realizar una charla de seguridad y coordinación en conjunto con todo el personal involucrado.

- 2.** Ubicar la unidad de SLICKLINE en un terreno plano y firme aproximadamente a 40 ó 50 pies de la cabeza de pozo.

- 3.** Determinar la dirección del viento y ubicar el camión a favor de la dirección del viento (unidad en sentido contrario al viento).

- 4.** Aislar la zona donde se está realizando la operación, utilizando cintas de precaución (amarilla y negra) al igual que señales de advertencia, como mínimo a 10 ó 15 pies de la línea de cable.

- 5.** Ubicar en forma correcta el camión torre, anclarlo correctamente, verificar los mandos hidráulicos y levantar torre a la altura necesaria del trabajo a realizar.

- 6.** Si el pozo tiene válvula de seguridad (Flapper) se debe verificar con el encargado del pozo que ésta se encuentre asegurada para que permanezca abierta durante todo el transcurso de la operación.

- 7.** Asegurarse de que todas las válvulas del arbolito se encuentren en buen estado. Verificar la última prueba de integridad realizada al árbol.

- 8.** Liberar la presión atrapada entre Swab Valve y el Tree Cap hasta que ésta sea menor a 50 psi y monitorear la presión de cabeza para verificar que dicha válvula se encuentra en perfecto estado. Si ésta no presenta integridad, asegurarse de realizar un programa de inyección de grasa antes de iniciar la operación.

- 9.** Una vez se verifique que la Swab Valve se encuentra dando sello, cerrar las válvulas restantes (maestras cuando se tiene doble válvula maestra). Abrir la válvula de control, drenar la presión entre la Master Valve y el Tree cap hasta 50 psi y verificar que la válvula maestra se encuentre dando sello.

- 10.** Una vez se haya verificado la integridad de las válvulas, cerrar la válvula superior del arbolito; retirar el medidor de presión (manómetro o barton) de la cabeza del pozo y descargar la presión entre ésta válvula y el tapón. No usar nunca la Master Valve, excepto en caso de emergencia.

- 11.** Asegurándose de haber drenado completamente la presión y de que no existen fugas, remover el tapón, limpiar la boca de pozo e instalar Botella para B.O.P. con teflón. Asegurar integridad de la conexión con el torque adecuado.

- 12.** Probar la B.O.P. Contra la presión del pozo.

- 13.** Asegurar la Hay Pulley, con el indicador de peso (pulpo – pulmón) sujeto a la cabeza del pozo con una cadena.

- 14.** Acoplar la polea desviante en el siguiente orden: Rope Socket, knuckle Joint, Barras de Peso, Martillo Hidráulico, Martillo Mecánico a la cabeza del pozo de tal forma que el cable quede paralelo entre el cabezal del pozo y la Stuffing Box y tan cerca como sea posible al lubricador y que a su vez forme un ángulo de 90 grados al pasar por la polea. Colocar siempre la polea desviante con el pin hacia arriba.

- 15.** Armar los lubricadores, en orden de abajo hacia arriba.

- 16.** Al conectar el equipo de presión (lubricadores, B.O.P., Stuffing Box, etc.), revisar los empaques entre las conexiones (o-rings).

- 17.** Armar la sarta de herramientas, iniciando con el siguiente orden Rope Socket.
- 18.** Halar y cortar algunos pies de cable (20 – 30 pies), dependiendo del trabajo realizado anteriormente.
- 19.** Introducir la punta del cable por la Stuffing Box y armar el Rope Socket.
- 20.** Conectar el Rope Socket al resto de la sarta de herramientas, cuidando de no generar daño alguno el cable.
- 21.** Impulsar la sarta dentro de los lubricadores y conectar la caja de empaques a los lubricadores.
- 22.** Amarrar el Wireline Clamp a la válvula de desfogue del lubricador y asegurar el cable con el Wireline Clamp. No soltar el Wireline Clamp del cable hasta después de haber tensionado el cable.
- 23.** Colocar un tapón en el extremo del lubricador.
- 24.** Con la ayuda del montacargas levantar el lubricador y ubicarlo sobre la B.O.P., de tal forma que el extremo inferior quede a la altura de la parte superior de la B.O.P.; usar el viento y el lazo para guiarlo a medida que es elevado, para evitar cualquier impacto.
- 25.** Pasar el cable por la polea desviante y asegurar. Luego de colocar el cable en la polea, halar el cable suelto hasta tensionar con la unidad de SLICKLINE. No tensionar el cable demasiado. Cuidar para evitar que se formen nudos.

27. Una vez se tenga el cable tensionado, soltar el Wireline Clamp del cable y quitarla del lubricador, revisando que el cable esté asegurado a la unidad. Retirar el tapón del lubricador.

28. Bajar lentamente la sarta hasta una altura adecuada y conectar el resto de la sarta de herramientas

29. Colocar los indicadores de profundidad y de peso en cero. (para la unidad de Digital Slickline es una medida opcional).

30. Introducir la sarta en el lubricador y con la ayuda del viento conectar el lubricador, tomando todas las medidas de precaución para su conexión. Cerrar la Bleed Off Valve y dejar el montacargas tensionado.

31. Subir lentamente la sarta hasta que el Rope Socket haga contacto con la Stuffing Box, con el fin de evitar que al abrir la válvula de control la presión del pozo envíe la herramienta hacia arriba ocasionando daños en el cable.

32. Abrir lentamente la Swab Valve, hasta que la presión se haya igualado en el lubricador; contando el número de vueltas requeridas para que ésta quede completamente abierta. Observar cuidadosamente para detectar cualquier fuga.

33. Bajar la sarta de herramientas dentro del pozo.

ANEXO D. Procedimiento para corrida de cable dentro del pozo.

El cable de Slick Line debe ser operado dentro de los rangos recomendados de fabricación, que no excedan los límites de elasticidad ni los rangos máximos de operación que no deben ser mayores al 50% del punto de ruptura.

- 1.** Asegurar que las poleas tales como la Hay Pulley, sean del diámetro apropiado para el cable, de modo que estas no induzcan al cable a una contorsión mayor, produciéndole fatiga. Los diámetros de poleas principalmente la Hay Pulley no deben ser inferiores a los recomendados por el fabricante esto evitará esfuerzos por fatiga en las condiciones del cable.
- 2.** Tener en cuenta cuando se haga medición del diámetro exterior del cable hacer una relación lineal de reducción de punto de quiebre o ruptura. Los diámetros de poleas principalmente la Hay Pulley no deben ser inferiores a los recomendados por el fabricante esto evitará esfuerzos por fatiga en las condiciones del cable.

ANEXO E. Sistema hidráulico para unidades de wire line

EL sistema hidráulico de la unidad es la fuente de poder y es donde se deriva la potencia necesaria para realizar todas las operaciones con el cable. Este sistema depende primariamente de un motor de combustión interna (Diesel) el cual transmite la potencia mecánica a una bomba hidráulica mediante un toma fuerza (PTO: Power Take Off), esta bomba transforma la potencia mecánica en hidráulica y se encarga de alimentar el sistema hidráulico del motor el cual a su vez permite mover el tambor para bajar o subir el cable dentro del pozo. Otra función del sistema hidráulico es operar el sistema de apertura y cierre del BOP.

Figura 30. Equipo hidráulico



Fuente: Control 5d+ Control module ASEP Elmar, NOV, 2010

F.1. Unidad de Potencia

Es el componente del equipo de superficie, encargado de generar la energía mecánica necesaria para el funcionamiento del sistema hidráulico y el carrete.

Esta unidad está compuesta generalmente por un motor diésel, estacionario, refrigerado por agua o aire, la potencia de este es determinada por el sistema hidráulico y el tamaño del carrete a mover, la potencia mínima requerida para un sistema Standard es de 40 hp, esta potencia se transfiere al sistema hidráulico mediante la conexión de una bomba hidráulica al volante del motor, que la activa mediante rotación.

F.2. Sistema Hidráulico

Este sistema es el que traduce la fuerza generada por la unidad de potencia en fuerza hidráulica, la cual permite mover y controlar el carrete, consta de una serie de válvulas que nos permitirán tener el control del sentido del flujo y de la potencia de este, las partes que componen el sistema hidráulico, son:

- Tanque de almacenamiento de aceite hidráulico.
- Bomba hidráulica
- Motor hidráulico
- Válvula control remoto
- Válvula de cuatro vías o dos
- Carrete de almacenamiento

F.2.1. Tanque Hidráulico. Es el recipiente donde se almacena el aceite hidráulico, la capacidad de almacenaje está dada por dos factores importantes, primero la capacidad volumétrica requerida para el funcionamiento del equipo y si se cuenta o no con un enfriador de aceite. Si no se contara con un enfriador de aceite, se necesita almacenar el doble requerido por el sistema, esto con el fin de que el aceite

circule y se enfríe, si se contara con un enfriador el tanque solo deberá almacenar la cantidad requerida por el sistema.

Es importante que el tanque tenga en su interior un imán, que permita absorber las pequeñas partículas de metal que se desprenden del sistema, además de un filtro de aceite a la entrada para limpiar de impurezas el aceite que se circula.

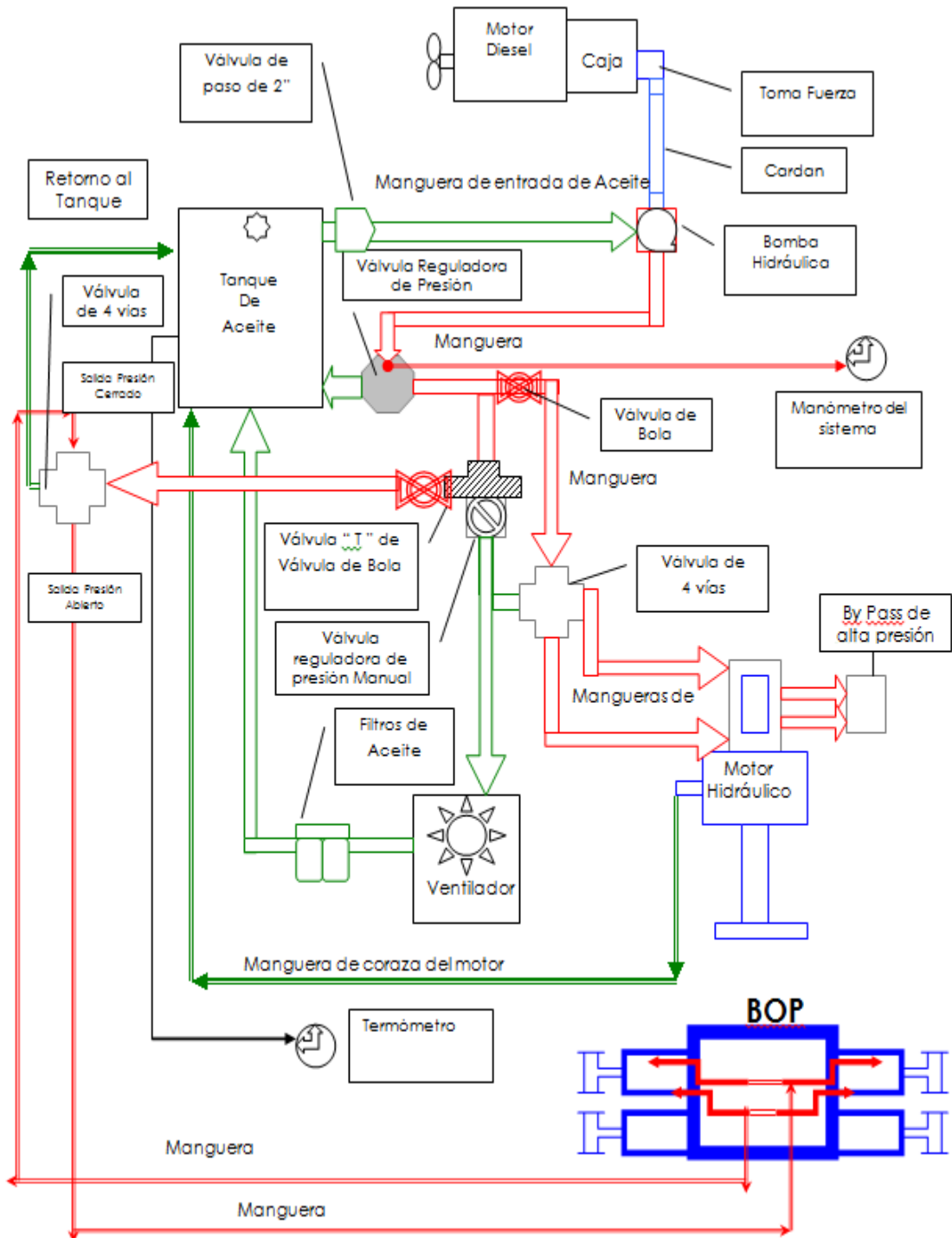
F.2.2. Bomba Hidráulica. Es la encargada de suministrar el fluido al sistema, está conectada directamente al motor, dependiendo de la potencia requerida por el sistema, se seleccionara su capacidad volumétrica, cuenta adicionalmente con una válvula reguladora que permitirá determinar el rango de presión máxima a la cual deberá trabajar.

F.2.3. Motor Hidráulico. Es el encargado que dar movimiento a la caja de cambios, trabaja en ambas direcciones, permitiendo el movimiento ascendente o descendente, su capacidad y potencia estará dada por el diseño del sistema.

F.2.4. Válvula Remota. Está instalada directamente en el panel de control de la unidad, es la encargada de regular la entrada de aceite al motor hidráulico, permitiendo o no su funcionamiento.

F.2.5. Válvula de cuatro vías. Es la válvula encargada de direccionar el flujo de hidráulico hacia el motor y de esta forma mover el carrete en sentido descendente o ascendente.

Figura 31. Configuración sistema hidráulico.



Fuente: PTS. Guía básica operaciones con Guaya. Equipos de superficie.

ANEXO F. Slickline-Línea de Acero Convencional.

Es un alambre delgado con un único filamento; también conocido como línea de acero. El nombre lo distingue de los cables conductores utilizados en líneas eléctricas o de los cables trenzados utilizados para trabajos mecánicos más pesados. A esta línea de acero, se le han introducido dispositivos con memoria electrónica, para coleccionar datos con el fin de realizar levantamientos de presiones transitorias o adquirir registros de producción.

Las líneas de acero se han mantenido como una parte fundamental de la intervención en pozos debido a que son económicas, confiables, eficientes y sin complicación desde el punto de vista logístico. Se despliegan con un equipamiento compacto relativamente fácil de usar que puede moverse y ubicarse en un pozo casi de cualquier tamaño, pero una de sus principales limitaciones radica en no determinar con certeza la profundidad exacta de la herramienta ni la cantidad de fuerza ejercida.

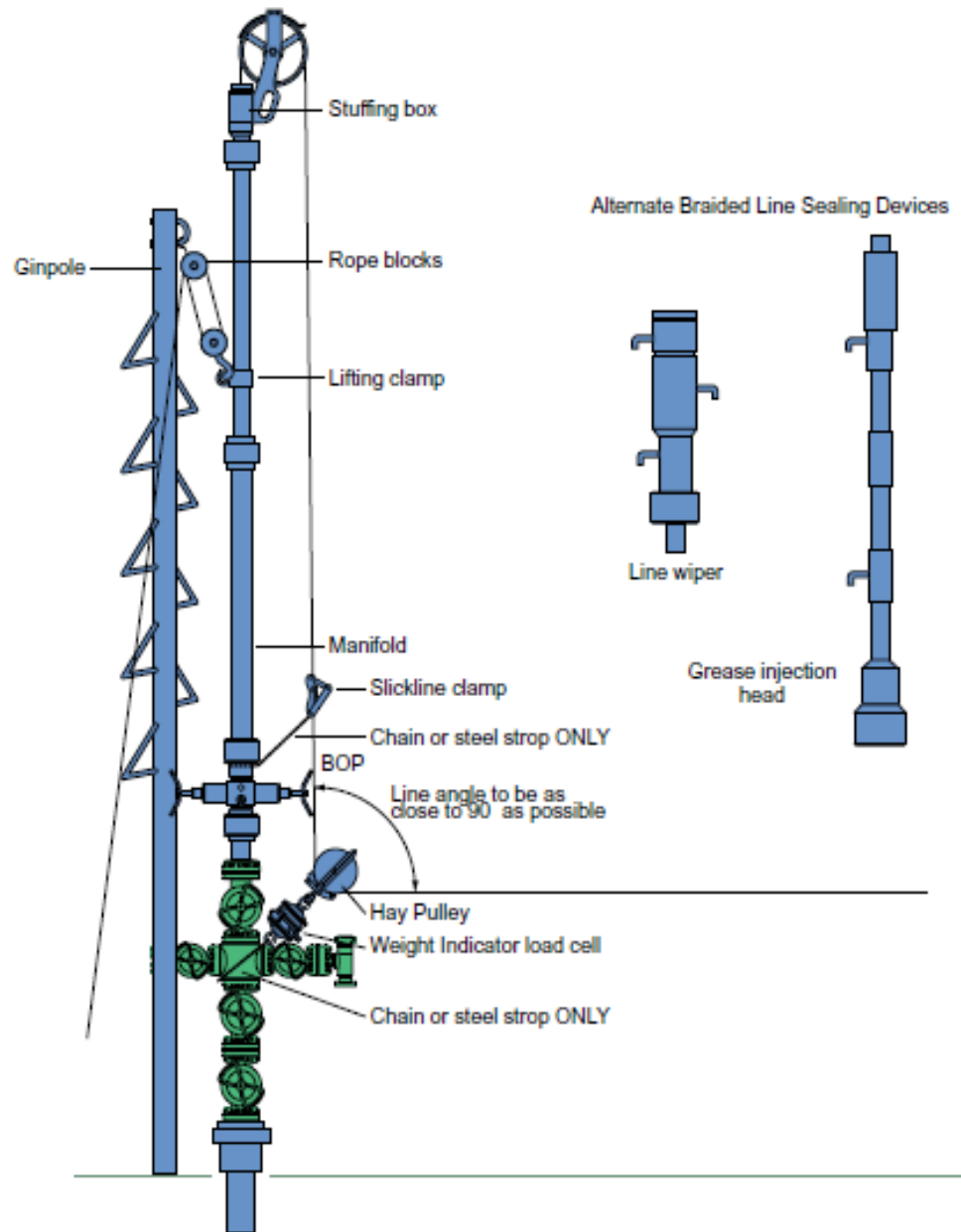
Figura 32. Unidad de Slickline.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual. Surface Equipment.

G.1. Equipo de Superficie

Figura 33. Equipo de superficie Unidad de slickline.

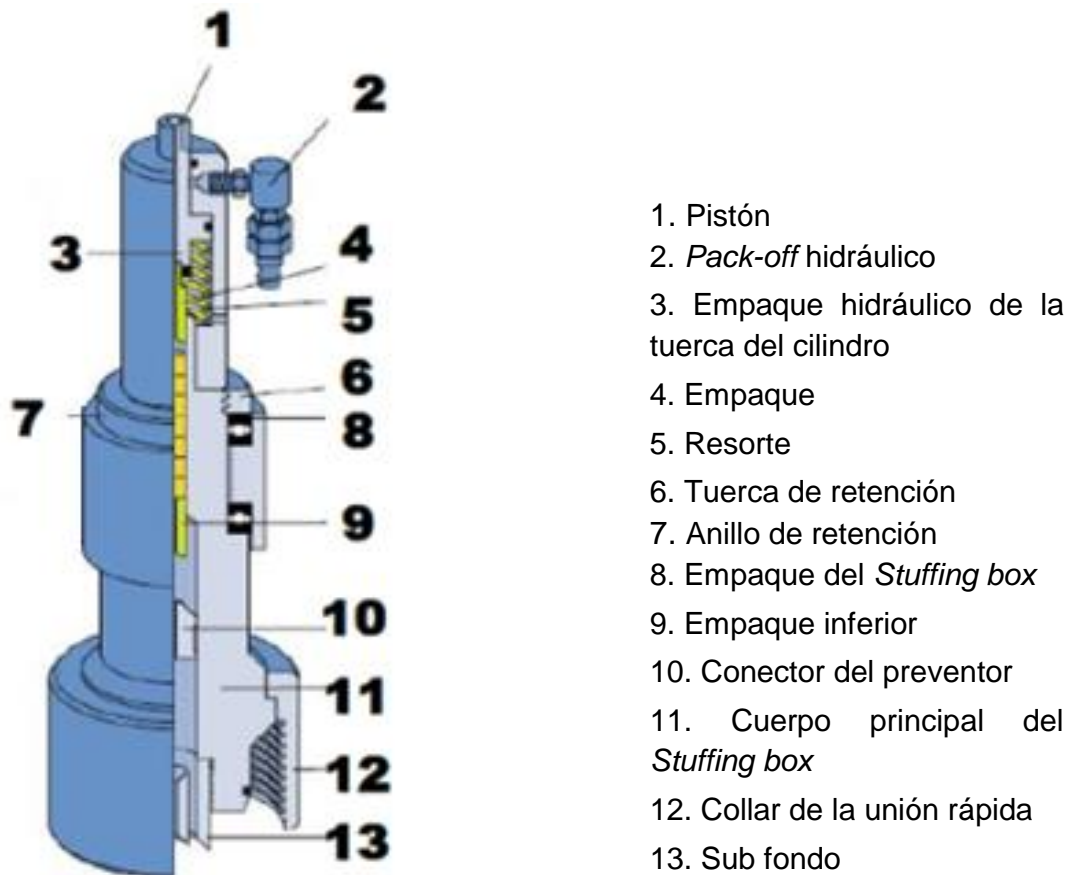


Fuente: SLB. *Slickline Training Manual*. Surface Equipment.

El equipo de superficie usado en las locaciones durante operaciones de “SLICKLINE” permite introducir y correr herramientas dentro de los pozos con presión sin tener que matarlos. El equipo de superficie requerido para el desarrollo de las operaciones de “SLICKLINE” depende principalmente, además del trabajo a realizar, de la presión del pozo así como del tamaño de la tubería.

G.1.1. Stuffing Box.

Figura 34. Stuffing box.



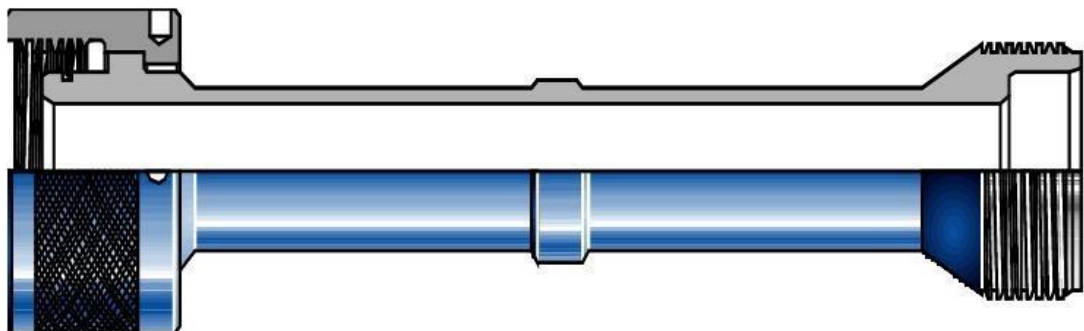
Fuente: SLB. *Slickline Training Manual*. Surface Equipment. Modificada por los autores.

Es la herramienta encargada de permitir el ingreso del cable al pozo, sin que se produzcan fugas de fluidos al exterior. La selección apropiada de esta herramienta, está supeditada al tipo de cable que se utilizara, la presión de trabajo y el tipo fluido del pozo. Su principal función es ejercer un sello alrededor del cable, en condiciones estáticas o dinámicas. Sirve para mantener la presión en trabajos con cable de acero liso “*Slickline*”, en pozos con presiones en cabeza de hasta 15,000 psi.

La principal función de la Stuffing Box es hacer sello alrededor del cable, ya sea que se encuentre estático o en movimiento, en la parte superior del Lubricador durante operaciones de “*SLICKLINE*”. Esta Herramienta proporciona el soporte para la polea (*Sheave*) giratoria y le permite 360 grados de rotación. La Stuffing Box posee un embolo preventor de reventones interno que sella automáticamente el flujo en caso de que el empaque falle o el cable se rompa y se salga de la sección de empaquetamiento. Para apretar los cauchos alrededor del cable se usa una tuerca del cuello superior de la Stuffing Box (mecánica) o por medio de la presión de aceite suministrada por una bomba hidráulica “*Enerpack*” (hidráulica).

G.1.2. Lubricadores.

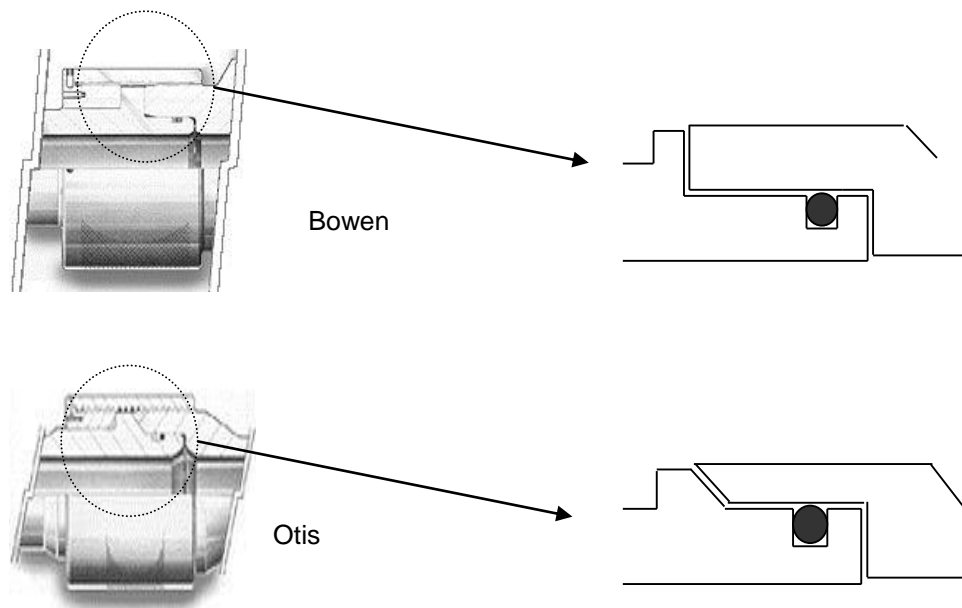
Figura 35. Lubricador



Fuente: SLB. *Slickline Training Manual*.

Son extensiones tubulares, de aproximadamente 8 y 10 pies de largo, se utilizan para proporcionar el espacio requerido para alojar la sarta de trabajo, están diseñados para ser acoplados entre si y proporcionar un sello que no permite el escape de fluidos al exterior. Los lubricadores son fabricados con tuberías de producción, generalmente con aleaciones de acero al carbono, tales como: N-80, P-105, P-110, existen dos tipos de conexiones usadas comúnmente para unir entre si el equipo de superficie, estas son las uniones tipo **BOWEN** y **OTIS**.

Figura 36. Conexiones Bowen y Otis.



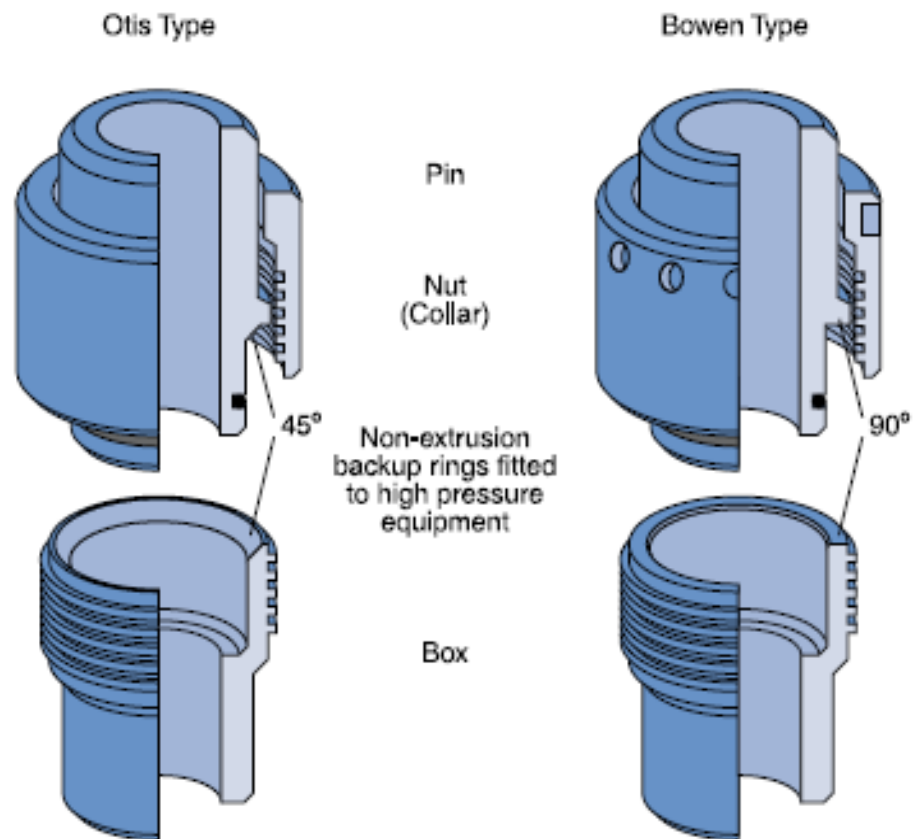
Fuente: PTS. Guía básica operaciones con Guaya. Equipos de superficie.

Permiten bajar y remover herramientas de servicio de “SLICKLINE” a un pozo con presión sin tener que matarlo. Cada sección consiste en un tubo (normalmente de ocho pies – 96 pulg.) con uniones rápidas (*Quick unions*) en sus extremos que facilitan su rápido armado y desarmado.

En aplicaciones de baja presión (5000 psi) estas uniones son roscadas; para altas presiones (más de 5000 psi), estas uniones deben ser soldadas en el extremo del tubo. Mientras las secciones superiores pueden ser de menor diámetro, con el fin de permitir el mínimo peso del conjunto, el diámetro de las secciones inferiores debe ser mayor y está determinado por el diámetro externo de la sarta de herramientas de "SLICKLINE" usada.

La longitud total, a su vez, debe ser suficiente para contener la sarta y las herramientas que van a ser bajadas o sacadas del pozo. En la sección inferior también se encuentra una válvula de alivio o despresurizado (*Bleed off valve*) para remover la presión del pozo en el interior del Lubricador al terminar la operación.

Figura 37. Uniones tipo Otis y Bowen



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

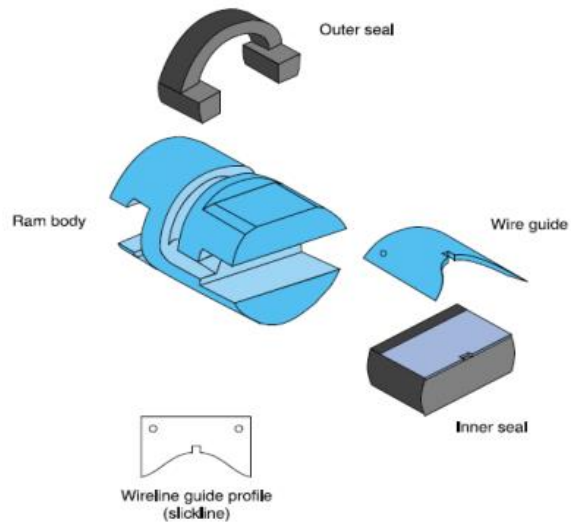
G.1.3. B.O.P. (Blow Out Preventer). Es una válvula de seguridad, que se instala entre los lubricadores y el crossover, su diseño interno permite su operación aun cuando el cable se encuentra adentro. Posee un sistema de sellos de goma que al cerrarse no ocasionan daño al cable, su ID depende del tamaño de la herramienta que se utilice, así como el diámetro de los sellos, los cuales se fabrican de acuerdo al tipo de cable a utilizarse. Posee un sistema de ecualización que permite después de haberse cerrado, que se pueda abrir con facilidad, permitiendo el paso de la presión de abajo hacia arriba.

Su operación puede ser manual o hidráulica, dependiendo el ambiente de trabajo, por ejemplo en pozos de alta presión y con presencia de H₂S se recomienda el uso de BOP hidráulicas, para no exponer al personal en caso de que haya que manipularla. Su diseño puede variar de acuerdo a los rangos de presión de trabajo, se encuentran con diseños de brazos duales, triples y cuádruples, la más común es la sencilla que posee un solo juego de RAMS.

La B.O.P se usa durante operaciones con cable de acero para prevenir o controlar reventones y cerrar el pozo alrededor del cable en los casos en que se presenten fugas en el Lubricador ó la Stuffing Box ó en operaciones de pesca. Siempre se debe colocar, aunque se piense que no puede llegar a ser necesaria. Es muy importante tener presente que la B.O.P. mantiene la presión en una sola dirección (de abajo hacia arriba).

G.1.3.1. RAMS. Son los encargados de realizar el sello sobre el cable, para cables lisos se utilizan RAMS ciegos, en el caso de de las guayas poseen una pequeña ranura, dependiendo del diámetro de la guaya. Es la pieza más importante del equipo de control de presión.

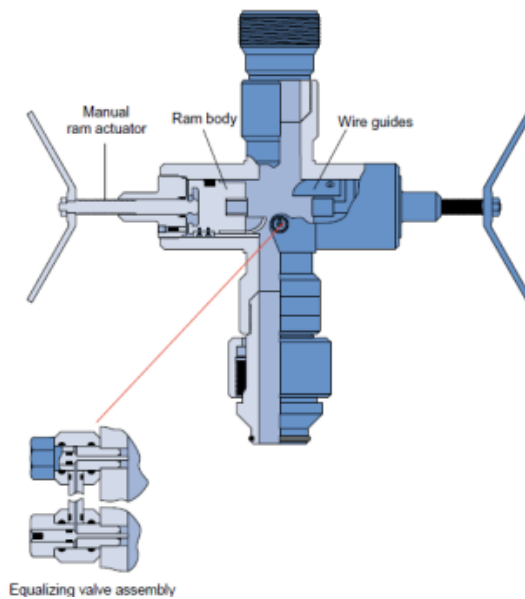
Figura 38. Ram. Detalles



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

G.1.3.2. B.O.P. Sencilla.

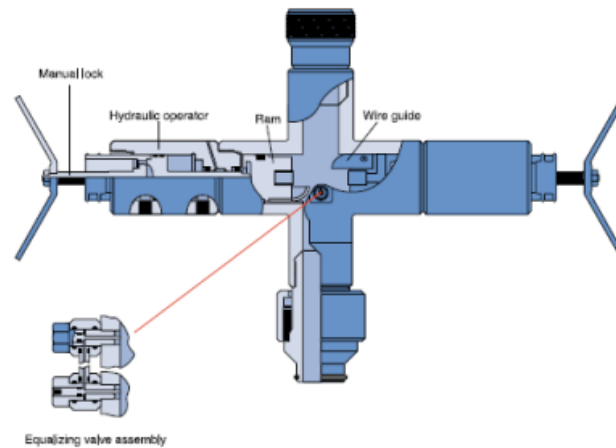
Figura 39. B.O.P. Sencilla. RAM manual.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

Usualmente utilizadas en operaciones *slick line*, utilizan sello de frente plano el cual sella con o sin cable. Se instala en la parte superior del árbol. Esta configuración de BOP es utilizada para pozos donde la presión no es muy alta, menor a 5.000 psi, la producción de gas es baja y no existe presencia de H2S.

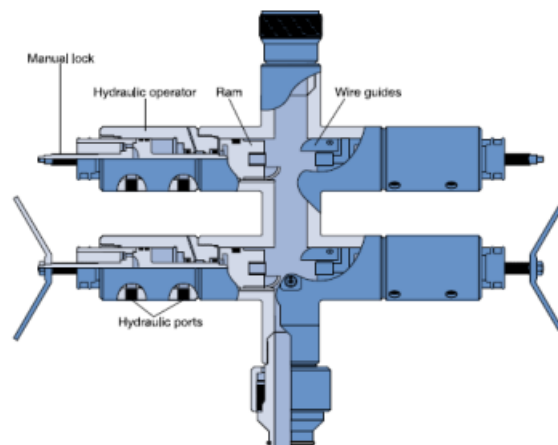
Figura 40. B.O.P. Sencilla. RAM hidráulica.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

G.1.3.3. B.O.P. Doble.

Figura 41. B.O.P. Doble .

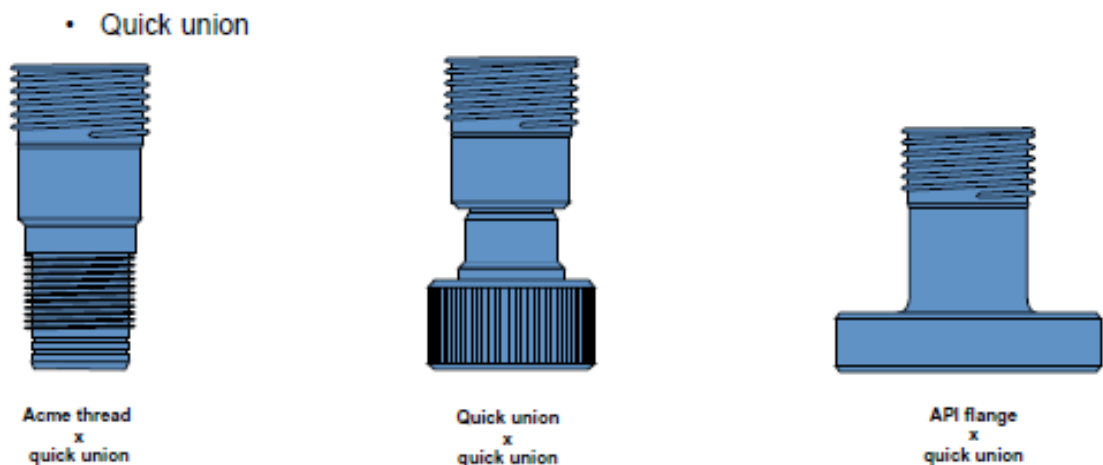


Fuente: SLB. Slickline Training Manual

Son hidráulicamente operadas, generalmente configuradas con un solo bloque múltiple que contiene dos juegos de rams. A diferencia del uso durante operaciones de slick line cuando se trabaja con cable trenzado se deben cambiar los empaques y habilitar el punto de inyección de grasa, para obtener un sello efectivo.

G.1.4. Tree connection ó botella.

Figura 42. Conexiones del equipo de superficie con el cabezal del pozo.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

Son piezas tubulares, que permiten la conexión del equipo de superficie con el cabezal del pozo (conectar el extremo inferior de la *B.O.P.* al extremo superior de las conexiones del árbol de navidad), en su mayoría son piezas cortas de no más un metro de largo, debido a que soportan el peso del equipo de superficie, cuentan con un pin hembra en la parte superior, de las mismas características de conexión del equipo (pueden ser OTIS o BOWEN), y en la parte inferior un pin macho (EUE) o un flanche, dependiendo del peso del equipo y de las características del cabezal de pozo, es aconsejable contar con uno para cada tipo de tubería.

G.1.5. Sheave.

Figura 43. Sheave.



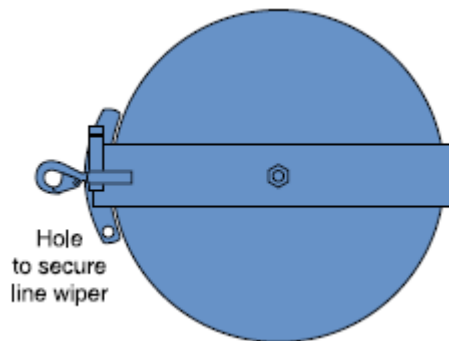
Fuente: WTHF. Slickline Manual.

Se utilizan con el *Stuffing box*. Su diseño especial le permite ensamblarse a la unión giratoria “*Swivel*” en la dirección que se requiera después de su instalación. Esta unión giratoria encaja en la mitad superior de la *Stuffing box*, gira libremente con 360 grados de rotación y queda ubicada de tal forma que dirige el cable hacia el centro de los cauchos de empaquetamiento.

Su tamaño depende del diámetro del cable empleado, para cable de hasta 0.092 pulg. De diámetro se recomienda usar poleas de 10 pulg. De diámetro exterior, y polea de 16 pulg. para cable de hasta 0.108 pulg.

G.1.6. Hay pulley.

Figura 44. Hay Pulley.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

Son las encargadas de dar los ángulos de trabajo requeridos para la operación, la *hay pulley* o polea de tensión, se conecta directamente al pulmón y recibe la tensión del cable, debe formar un Angulo de 90°, con respecto a la unidad y al *stuffing box* que está situado en la parte superior de los lubricadores, posee un sistema de seguridad el cual no permite que el cable se salga durante las operaciones de ascenso, descenso o de martilleo.

Se puede complementar esta polea colocando en su parte frontal un limpiador de cable, que se utiliza como su nombre lo indica para liberar al cable de las impurezas adheridas a él durante la operación. Para seleccionar el tamaño de la *Hay Pulley* adecuada, hay que tener en cuenta que esta debe ser mayor en 120 veces al OD del cable que se va a utilizar, a continuación presentaremos una tabla, con las medidas más usuales de cables lisos y guayas, y su correspondiente tamaño de polea.

Tabla 33. Medidas más usuales de cables lisos y guayas, y su tamaño correspondiente de polea.

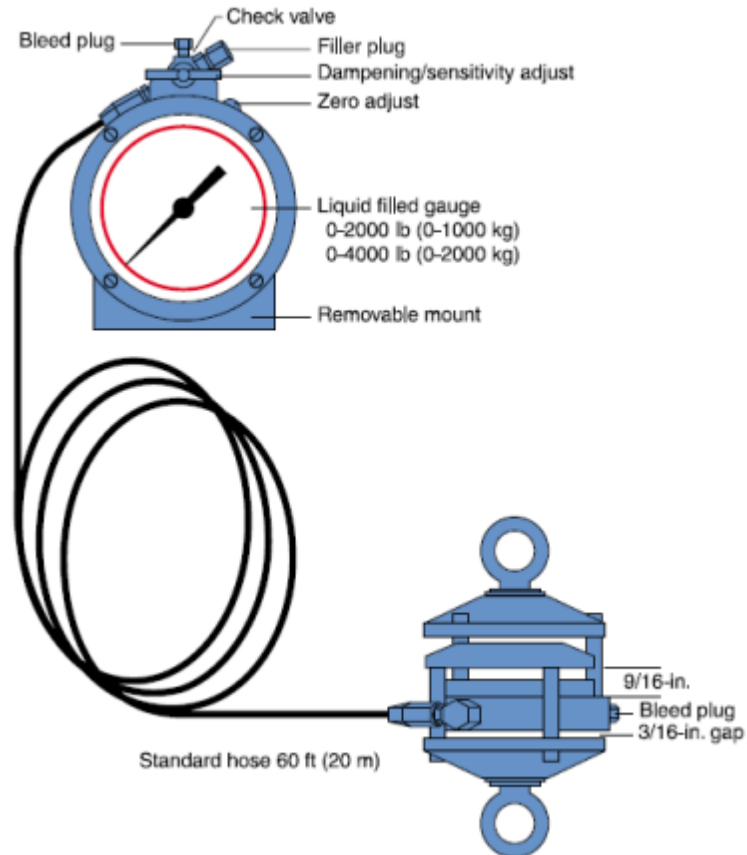
Dimensión de cable (in)	Diámetro recomendado (in)
0.092	11.25
0.108	13.00
0.125	15.00
0.3125	12.00
0.2500	16.00
0.4375	20.00

Fuente: PTS. Guía básica operaciones con Guaya. Equipos de superficie.

G.1.7. Indicador de peso. Es un equipo diseñado para obtener la medida de peso exacta de una herramienta, su funcionamiento es hidráulico, está compuesto por tres elementos básicos que son:

- Pulmón o celda
- Manguera
- Dial o manómetro

Figura 45. Indicador de peso.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

Según su requerimiento se consiguen en presentaciones de 0 a 2000 lbs, 0 a 3000lbs y de 0 a 5000 lbs. Como su nombre lo indica, proporciona la carga total o tensión a la cual se encuentra sometido el cable y es especialmente importante en trabajos pesados, cuando se halan herramientas o durante operaciones de martilleo de la línea. Estos pueden ser mecánicos, hidráulicos o electrónicos de los cuales el más común y usado es el hidráulico de marca “Martín Decker”. Mediante este

sistema la celda de carga (Pulpo – Pulmón) es colgada del arbolito, por medio de una cadena, y la señal es transmitida mediante fluido hidráulico a través de una manguera hasta el registrador de señal (reloj). La celda de carga posee dos conexiones, una para colgar la polea de piso y la otra para enganchar a la cadena que cuelga del arbolito, de tal forma que al pasar el cable a través de la polea forme un ángulo de 90 grados. Durante la operación se debe revisar frecuentemente la abertura de la celda de carga para garantizar su correcto funcionamiento y lectura.

G.1.7.1. Pulmón. Es el encargado de enviar la señal hidráulica a través de la manguera al dial, posee en su interior un diafragma que se contrae o expande según la operación que se realice, posee un sistema de anclaje, que permite mediante una cadena asegurarlo al pozo. En su parte inferior tiene una válvula de drenaje la cual permite calibrar el equipo en caso de remplazo del diafragma, una vez calibrado, el espacio existente en el alojamiento debe ser igual a 9/16” para que su lectura sea correcta.

G.1.7.2. Manguera. Sirve de enlace entre el pulmón y el dial, aloja en su interior el fluido necesario para su operación, el tipo de fluido más utilizado es un aceite de grado 15, el mismo utilizado en las cajas de cambios hidráulicas, si se cambiara el grado del aceite la lectura se volvería lenta ya que el desplazamiento del fluido sería lento, de acuerdo a las condiciones de trabajo varía su largo, pero se recomienda para indicadores de 0 a 2000lbs una longitud no mayor a 20 mts y para indicadores de 0 a 5000lbs un máximo de 30 mts.

G.1.7.3. Dial o Manómetro. Es el encargado de traducir la información enviada por el pulmón a través de la manguera, en su interior aloja un sistema de medición calibrado para los requerimientos específicos del trabajo, sus rangos de lectura varían ente 0 a 2.000 lb., 0 a 3.000 lb. y 0 a 5.000 lb. Tiene en su parte superior un sistema de purga, un calibrador de carátula y un regulador de ingreso de fluido, el cual sirve para calibrar la sensibilidad de la lectura.

G.1.8. Odómetro. Es el sistema que combinado con un juego de poleas, logra la medición del cable que se está bajando o sacando del pozo, y de esta forma determinar la profundidad a la que se encuentra nuestra herramienta, el odómetro es un reloj que recibí la información de cuanto cable está en movimiento por medio de una guaya que se conecta a una polea, que al girar activa el mecanismo, esta polea recibe el nombre de polea contadora. El diámetro de esta polea está dado por el diámetro de cable a utilizar, por ejemplo para:

- Cable liso 0.092 la polea debe ser mínimo de 12”
- Cable liso 0.108 o 0.125 la polea debe ser mínimo de 15”

Los odómetros pueden dar la lectura en pies o metros, dependiendo del lugar de trabajo y de la medida utilizada. Este juego de poleas, además de permitir la lectura de la cantidad de cable que sale o entra, permite al operador organizar el cable que ingresa dentro del carrete, por medio de unos guías que ayudan a la distribución del cable en el tambor.

Está instalado sobre un soporte metálico que se acciona por medio de un timón localizado en la parte frontal de la unidad. El cable es asegurado dentro de la polea principal por dos poleas de menor diámetro o ajuste, que impiden que el cable se salga, en casos que se detengan las herramientas de manera inesperada o cuando se está enrollando el cable, además permiten tener una lectura más precisa.

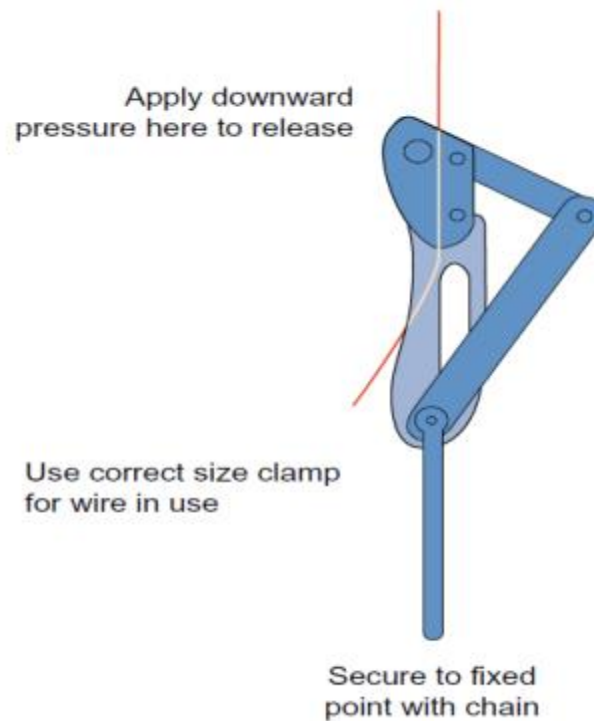
G.1.9. Spoiler. Proporciona en todo momento la posición (profundidad) exacta de la herramienta con relación a la cabeza de pozo o punto de referencia (Cero), a medida que es corrida dentro del pozo.

La parte principal del indicador de profundidad es una polea (rueda) acanalada, alrededor de la cual da una vuelta el cable. Estos dispositivos normalmente están montados sobre un soporte móvil “*Spooler*” que se desplaza libremente en forma horizontal, guiado por el cable que sale del carrete.

Este instrumento es de gran importancia, ya que al permitir al operador conocer la profundidad de la herramienta, éste puede controlar la velocidad de la misma y parar antes de llegar al tope (Caja de empaques), evitando daños a la herramienta, a la Caja de empaques y posibles trabajos de pesca.

G.1.10. Wireline clamp.

Figura 46. Wireline clamp.



Fuente: SLB. Slickline Training Manual.

Es un herramienta mecánica, de operación manual, diseñada para aprisionar el cable, sin causarle ningún daño, se utiliza para la sujeción de las herramientas alojadas en el interior de los lubricadores mientras este es izado, o para cualquier actividad que requiera la sujeción del cable, su dimensión está relacionada directamente con el tipo de cable que se utilizara durante la operación.

Normalmente se cuelga en la válvula de desfogue del Lubricador inferior por medio de una pequeña cadena o cuerda.

G.1.11. Equipo de izamiento. Como su nombre lo indica, es aquel equipo manual o mecánico (grúa), utilizado para levantar el equipo de control de superficie desde el suelo; En los campos donde es difícil el acceso de una grúa, este equipo se encuentra instalado directamente en el cabezal del pozo, recibe el nombre gin pole o torre. Adicionalmente cuando se cuenta con este tipo de equipo se hace necesario el uso de un juego de poleas y lazos para facilitar el izamiento del equipo de forma manual, este recibe el nombre de aparejo o diferencial.

G.1.12. Carrete. Es una bobina metálica, encargada de almacenar el cable, dependiendo de la medida del cable que alojara dependerá la medida de este, posee una catalina que le permite mediante un cadena conectada a la caja de cambios girar, y una banda de frenado.

ANEXO G. Sartas Básicas

El núcleo de la sarta de herramientas incluye el controlador de gestión de placa base (BMC) computarizado que maneja la telemetría del fondo del pozo, entrega lecturas de superficie de choques, tensión de la línea, desviación y movimiento en tiempo real y confirma el éxito de las operaciones.

El equipamiento de superficie incluye una unidad de línea de acero equipada con una computadora y un transceptor, equipamiento para el control de la presión y la línea digital. El equipamiento opcional del núcleo del fondo del pozo incluye un cartucho de correlación de profundidad, el cual entrega mediciones de CCL y GR en tiempo real para proporcionar precisión de profundidad durante cualquier servicio con línea de acero; también puede añadirse un registrador digital de presión y temperatura para las mediciones de fondo de pozo.

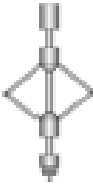



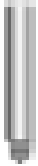
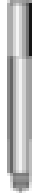
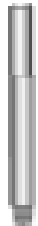
- **Cabeza de herramientas (DIH)**

- **Cartucho de Medición Básica (BMC)**
 - Sensores de inclinación, impacto, tensión.

- **Cartucho de correlación de profundidad**
 - Gamma Ray (GR)
 - Digital casing collar locator (CCL)

H.1. Accesorios opcionales

Tabla 34. Accesorios Unidad línea de Acero con Telemetría

<ul style="list-style-type: none"> • Centralizador:  <p>Centralizer</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Extensión de Batería:  <p>Extended Battery</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Flex Joint:  <p>Flex Joint</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Barras de peso:  <p>Sinker Bar</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Medidor digital de presión  <p>Digital Pressure Gauge</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Martillo interactivo:  <p>Interactive Jar</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Reléase  <p>Controlled Release device</p>	

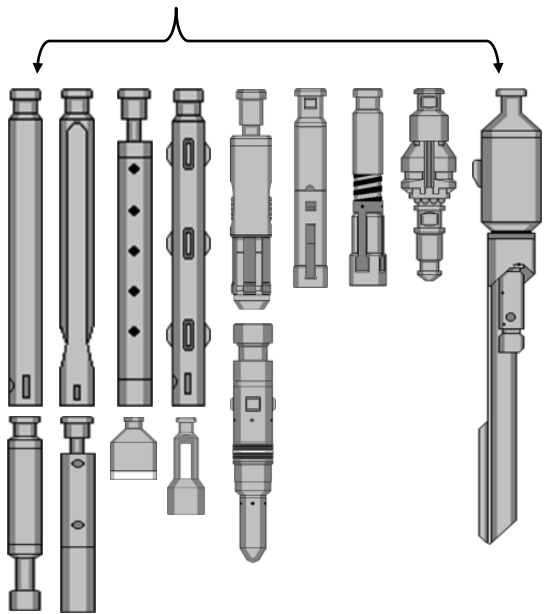
Fuente: SLB.

Los servicios de la línea de acero digital están divididos según la típica clasificación de servicios de intervención:

- Mecánicos.
- Corrección.
- Medición.

I.1. Familia de servicios.

Tabla 35 . Family services tools

• LIVE Act.	
 <p>Mechanical Slickline tools</p>	<p>Servicios mecánicos con exactitud de profundidad y monitoreo del status de las herramientas.</p> <ul style="list-style-type: none">• Mejora todo el rango de los servicios de Slickline convencional.✓ Calibración, Pesca, Sentado, Apertura• Reduce el riesgo de las operaciones a través del control y medición en tiempo real.✓ Correlación de profundidad, tensión de fondo, impacto, desviación, movimiento, presión y temperatura.• Registro en superficie de la data en fondo.

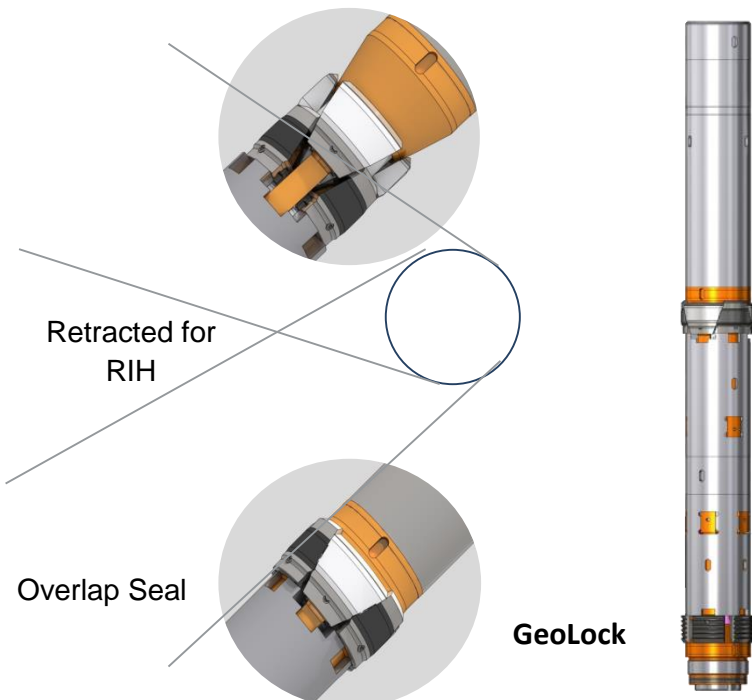
• LIVE Set.



Servicio de tapones y retenedores sentado hidráulicamente, sin explosivos.

- D-Set* herramienta de asentamiento electrohidráulica.
 - ✓ Electro-hidraulica, energizada por batería, equipo de asentamiento libre de explosivo
 - ✓ Monitoreo y control desde superficie
 - ✓ Control de profundidad preciso con el GR CCL en tiempo real
 - ✓ Usa adaptadores estándar para tapones puentes, empaques y retenedores de cemento
 - ✓ 3 tamaños de herramientas disponibles.

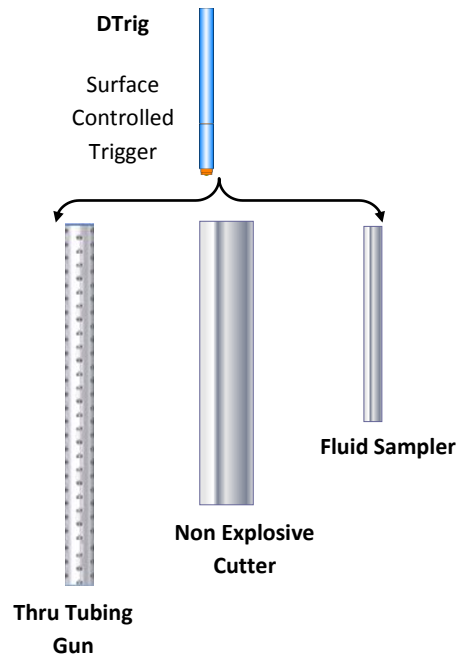
• LIVE Seal.



Sellos sin elastómeros para completaciones estándar o mono bore.

- GeoLock* servicio de sello digital
 - ✓ Diseño recuperable y sistema de sello por deformación
 - ✓ Compatible con la herramienta de asentamiento D-Set*
 - ✓ Recuperable con herramientas estándar de slickline.
 - ✓ Asentamiento sin niples de anclaje.

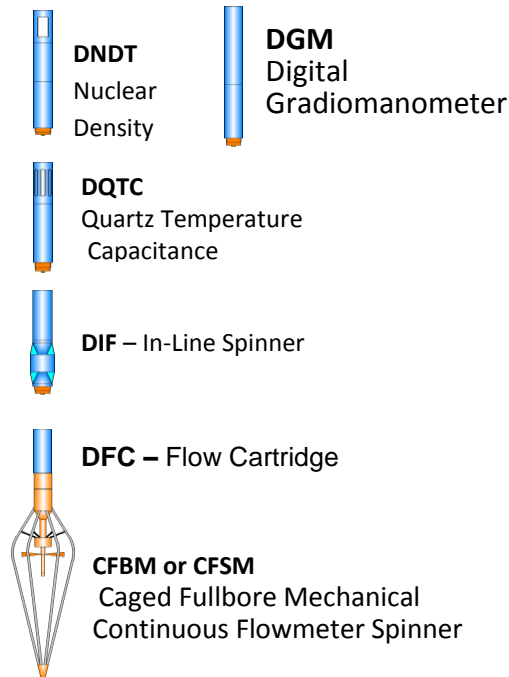
• LIVE Perf.



Perforaciones, puncher y cortes de tubería con alta precisión.


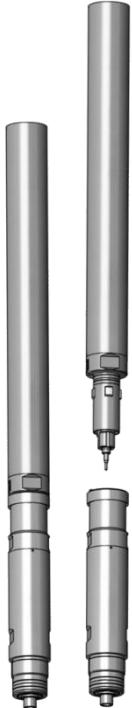
- D-Trig* equipo de activación digital
 - ✓ Activación controlada desde superficie de equipos explosivos y no explosivos
 - ✓ Control de profundidad preciso con el GR CCL en tiempo real
 - ✓ Solo una corrida
 - ✓ Compatible con los sistemas de disparos, puncher y setting tool tanto de Schlumberger como de terceros.

• Live PL



Registros de producción en tiempo real y control desde superficie

- ✓ Lectura en superficie para el continuo monitoreo de la calidad de la data
- ✓ Control desde superficie para optimizar el programa de registro de acuerdo al pozo
- ✓ Control de la profundidad en tiempo real para la precisión, calidad de la data y seguridad de la operación
- ✓ El BHA modular permite incorporar D-Jar* y DCR* con la sarta de PLT
- ✓ Compatible con los set de PLT existentes.

✓ D-Jar* Tijera digital ajustable	✓ DCR* herramienta digital de liberación controlada
 <ul style="list-style-type: none"> - Provee repetidos martilleos hacia arriba usando la elasticidad del cable para almacenar energía. - Controlado desde superficie con una tensión de fondo medida y monitoreo de impacto. - Reduce la sobre tensión de la línea, tool string y componentes del completamiento. - La fuerza del martilleo puede ser ajustada sin sacar las herramientas del hueco. 	 <ul style="list-style-type: none"> - Cuando sea requerido provee una separación controlada del ensamble de trabajo. - Deja un perfil de pesca tanto interno como externo que puede ser enganchado con herramientas de slickline convencionales.

Fuente: SLB.

Estos servicios pueden ejecutarse en conjunto con las herramientas fundamentales y opcionales, así como con medición y control en tiempo real. Además, los servicios de la Unidad LAT expanden las posibilidades y los requisitos tradicionales por la adición del percutor ajustable para el fondo del pozo.

I.1.1. D-Jar (Percutor ajustable). El cual se puede comandar para activar y entregar repetidamente una fuerza especifican en el fondo del pozo. Cuando se utilizan percutores tradicionales hidráulicos o mecánicos, los operadores confían en su experiencia y en un indicador de peso para determinar la acción del percutor en el fondo del pozo. La herramienta D-Jar, por el contrario, proporciona control y eficiencia en las operaciones de percusión ya que no requiere viajes a la superficie para ajustar la fuerza del impacto.

Lo hace a través de percusiones repetidas hacia arriba utilizando la elasticidad del cable para almacenar energía, mientras que la acción percutora se entrega a través de la función de disparo mecánico por activación eléctrica. La tensión y el choque dentro del pozo se miden y monitorean en la superficie durante la operación, lo que permite lograr una fuerza de percusión optimizada sin esfuerzos innecesarios sobre la sarta de herramientas o la percusión de componentes. Los ingenieros establecen la fuerza de percusión ajustando la tensión de cable, la que se puede reajustar en el momento necesario y con la frecuencia que se necesite.

I.1.2. DCR (Herramienta de liberación controlada digital). Es otra herramienta que puede añadirse a cualquier operación con línea de acero digital. En el caso de que se atasque la sarta de herramientas en el fondo del pozo y no pueda liberarse, las opciones de la línea de acero digital incluyen el uso de una barra de corte para cortar el alambre tan cerca de la sarta de herramientas como sea posible. El trabajo de acabado resultante puede requerir numerosas introducciones para recolectar, cortar y recuperar cualquier alambre que haya quedado en el pozo, a veces, seguidas de intentos utilizando un cable conductor trenzado para enganchar y recuperar la herramienta atascada. Esto puede ser problemático si el alambre permanece en la parte superior del objeto que se está recuperando o si el cuello de pesca se ha dañado. Frecuentemente, requiere muchos intentos determinar la naturaleza y cantidad de los residuos que están encima de la herramienta atascada y, luego, retirarlos antes de que pueda engancharse y recuperarse la herramienta atascada.

En contraste, la herramienta DCR proporciona una separación controlada del conjunto de la sarta de herramientas en el cabezal de la herramienta o cerca del mismo, lo que en lugar de dejar el alambre detrás, deja solo un perfil definido de cuello de pesca interno y externo.

I.2. Servicios de asentamiento. Los servicios de asentamiento de líneas de acero digitales proporcionan un medio para el asentamiento de dispositivos tales como tapones de tuberías de revestimiento y de producción, así como retenedores de cemento, sin la utilización de sistemas tradicionales basados en explosivos. Si se utiliza la herramienta de asentamiento electrohidráulica digital D-Set controlada desde la superficie, este servicio permite el asentamiento de componentes de fondo de pozo en la profundidad correcta.

Esta herramienta es una unidad de alimentación electrohidráulica alimentada por baterías que puede generar hasta 25 toneladas [249 kN] de fuerza, suficiente para colocar tapones, empacadores y otros dispositivos de forma permanente. La microhidráulica (bombas hidráulicas miniaturizadas) puede generar esta fuerza con alimentación limitada en un pequeño conjunto. Los ingenieros controlan la profundidad de la herramienta de manera precisa utilizando rayos gamma y un localizador del collar de la tubería de revestimiento en el fondo del pozo.

La herramienta D-Set utiliza una bomba electrohidráulica alimentada por baterías para generar la potencia necesaria para crear el tiro, el movimiento y los recorridos necesarios para colocar el dispositivo. Durante la secuencia de asentamiento, se envía hacia la superficie la información de diagnóstico de la corriente del motor, del impacto de la sarta de herramientas y de la tensión del cabezal para confirmar cada paso del proceso.

I.2.1. Mandriles. Es una de las herramientas más versátiles de la caja de herramientas de la línea de acero, permite la intervención de pozos monodiametro o terminaciones con niples de asiento dañados.

Los mandriles de fijación tradicionales de línea de acero tienen sellos de goma que se proyectan hacia afuera contra la pared de la tubería de producción para la contención de la presión. Son activados por un mandril interior que se mueve hacia abajo por detrás de ellos al mismo tiempo que fuerza a las cuñas a moverse hacia

afuera y anclarse a la tubería. Los ingenieros usan estos mandriles de fijación para transportar tapones, sensores de presión y temperatura, así como otras herramientas hasta puntos de la tubería de producción o de revestimiento que no tengan niples de asiento.

A diferencia de los mandriles de fijación tradicionales, el servicio de sellado de la Unidad LAT Seal GeoLock usa un mecanismo de sellado cinemático que no es de goma y que no se deforma cuando se coloca la herramienta. De esta manera, puede utilizarse en presencia de gas y a temperaturas y presiones elevadas durante periodos prolongados (circunstancias que frecuentemente llevan a fallas de los sellos de goma extruidos) y se puede recuperar con facilidad con herramientas de extracción de línea de acero estándar. Los dispositivos de anclaje y sellado maximizan el área de flujo interno del mandril y, cuando están retraídos, reducen el diámetro exterior del mandril durante los viajes de entrada y salida del pozo.

El mandril GeoLock se introduce con la herramienta de asentamiento D-Set y una secuencia que consiste en centralización, anclaje y sellado. Los ingenieros pueden monitorear el procedimiento desde la superficie usando un gráfico de tiempo de la secuencia completa de sellado. La herramienta y el mandril usan un disco de cizallamiento calibrado en lugar de un pasador de cizallamiento, lo cual garantiza un tubo totalmente abierto al flujo sin restricciones internas una vez colocada la herramienta.

I.3. Servicios de disparos. La línea de acero digital también incluye servicios de operaciones de disparos LIVE Perf. Con estos servicios, los operadores pueden cortar la tubería con confianza y de forma segura para recuperar, punzonar la tubería y disparar a profundidades específicas.

El servicio emplea el dispositivo de activación digital, el cual permite la activación controlada de dispositivos explosivos y no explosivos desde la superficie. Al igual que otros equipos de la Unidad LAT el dispositivo D-Trig usa los datos GR o CCL

en tiempo real del cartucho de correlación de profundidad para lograr un control preciso de la profundidad. Está equipado con múltiples sistemas a prueba de fallas y es compatible con la mayoría de las tecnologías de disparos, punzonado y asentamiento de la industria.

El dispositivo de activación D-Trig representa un avance significativo en las activaciones de línea de acero porque puede correlacionarse en tiempo real con las lecturas de GR y CCL de la superficie cuando se implementa en combinación con la herramienta de cartucho de correlación de profundidad. Esta herramienta puede detonar todos los cañones de disparos bajados a través de la tubería de producción, cañones portadores huecos, cortadores de tuberías de producción y de revestimiento. El sistema D-Trig puede utilizarse también para iniciar herramientas explosivas de asentamiento.

La combinación del sistema D-Trig y el controlador de manejo de placa base (BMC), así como otros dispositivos tales como un medidor de presión de cuarzo, aumenta la detección de disparos en el fondo del pozo. Las brigadas de trabajo pueden identificar con confiabilidad errores antes de recuperar las herramientas en la superficie. Dentro del BMC, los cambios de detección de choques y de la tensión del cabezal proveen una evidencia concluyente de que el dispositivo ha detonado. Esto puede confirmarse también con mediciones de la presión y la temperatura en el fondo del pozo.

i.4. Registros de producción. La introducción de los servicios de registro de la producción LIVE PL cambiaron la dependencia de la industria para estos levantamientos con herramientas con almacenamiento en memoria operadas por batería o líneas eléctricas.

Los registros de producción, que son posiblemente la herramienta más poderosa para el diagnóstico de la salud de un pozo, proporcionan mediciones en sitio que describen la naturaleza y el comportamiento de los fluidos del pozo durante la

producción o la inyección; los registros de producción también ayudan a los ingenieros a determinar las zonas que están contribuyendo al flujo de fluidos. Pero en pozos con ubicaciones superficiales en las que las limitaciones de espacio, de peso o de accesibilidad excluyen el uso de unidades grandes de línea eléctrica, la única opción para la obtención de un registro de producción ha sido una herramienta de línea de acero con almacenamiento en memoria y alimentada por batería. El servicio LIVE PL ofrece una alternativa a la unidad de línea eléctrica, más grande, al mismo tiempo que entrega una correlación de profundidad más exacta, gracias a las herramientas con almacenamiento en memoria. Además, el servicio envía datos de registro en tiempo real hacia la superficie al mismo tiempo que los almacena en memoria.

Cuando se realizan pruebas de presión transitoria con la línea de acero, se puede monitorear la presión y la temperatura del fondo del pozo en tiempo real y detectar cuando se ha alcanzado la máxima presión de fondo de pozo (BHP). La obtención de esta información en tiempo real puede reducir los tiempos de cierre. Los datos pueden usarse, por lo tanto, de manera eficiente para el monitoreo del yacimiento, la actualización de modelos y el diagnóstico de ciertas condiciones individuales del pozo, tales como la existencia y localización de fuentes de agua.