

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE
TELEMETRÍA ACÚSTICA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y
TEMPERATURA EN TIEMPO REAL DURANTE PRUEBA DST EN UN POZO
PETROLERO. DYNALINK® TELEMETRY SYSTEM APLICACIÓN WIRELESS A
CAMPO COLOMBIANO**

OSCAR IGNACIO ACEVEDO MEDINA

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

2017

**ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE
TELEMETRÍA ACÚSTICA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y
TEMPERATURA EN TIEMPO REAL DURANTE PRUEBA DST EN UN POZO
PETROLERO. DYNALINK® TELEMETRY SYSTEM APLICACIÓN WIRELESS A
CAMPO COLOMBIANO**

OSCAR IGNACIO ACEVEDO MEDINA

**Trabajo de grado en modalidad de práctica empresarial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

FERNANDO E. CALVETE

Ingeniero de Petróleos

Magíster en Informática

Codirector

JUAN ANDRÉS RAMÍREZ

Ingeniero Eléctrico

Tutor Halliburton Latin America S.A.

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

2017

DEDICATORIA

Gracias a la vida por darme la oportunidad de haber estudiado en la Universidad Industrial de Santander, dedico este proyecto y este título a...

Mis padres, José Ignacio y María Elena, por su amor incondicional, por su apoyo durante estos años de carrera, por ser el mayor y mejor ejemplo de integridad y familia que un hijo podrá tener.

A mis hermanos Diego, Jerson, Yesid por sus buenos consejos, por enseñarme tantas cosas de la vida, de la industria, y a no abandonar nunca los sueños ni dejarse vencer de las adversidades.

A mis demás Familiares, amigos, profesores, por cada enseñanza que directa o indirectamente me hicieron crecer como persona y como profesional

A todos GRACIAS.

AGRADECIMIENTOS

A mi director de proyecto, Ingeniero Fernando Calvete, muchas gracias por su colaboración, guía y paciencia durante este proyecto.

A mi Co-Director, Ingeniero Juan Andrés Ramírez de Halliburton, muchas gracias por amistad, por su colaboración en el desarrollo de esta tesis, su enseñanza y experiencia fueron vitales para tener un resultado exitoso.

Al Ingeniero Julián Diosa, muchas gracias por recibirme en la familia y equipo que es Testing and Subsea, su confianza hicieron de esta experiencia laboral una real y gran escuela.

A mis amigos y compañeros de Halliburton, Christian González, Manuel Trujillo, John López, John Juyo, Juan José Castillo, Sebastián Bernal, Jorge Osuna, Sergio Rodríguez, Gustavo Ortiz, Jairo Noriega, Henry Rondón, muchas gracias por cada momento compartido, tanto en base como en pozo, todas sus enseñanzas y ejemplos fueron vitales para comprender la industria, la correcta forma de trabajar, y para tener las herramientas y el conocimiento que me permiten alcanzar este objetivo, les agradezco y espero volver a encontrarlos en el camino profesional que hoy comienza.

A mis demás amigos y familiares, a María José, sin el apoyo diario y el amor incondicional las fuerzas y el ánimo de continuar no serían los mismos.

Muchas gracias a todos, de corazón.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. APLICACIÓN WIRELINE DYNALINK TELEMTRY SYSTEM	18
1.1 VENTAJAS	18
1.2 DESVENTAJAS	18
1.3 APLICACIÓN WIRELESS DYNALINK TELEMTRY SYSTEM.....	19
1.3.1 Ventajas	19
1.3.2 Desventajas	19
2. COMPONENTES DEL SISTEMA DYNALINK®.....	21
2.1. OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	21
2.2. SENSORES	23
2.3. REPETIDORES	25
2.4. BATERÍAS DE LITIO	27
2.5. SURFACE INTERFACE BOX.....	29
2.6. WIRELINE TOOL ASSEMBLY.....	30
2.7. SURFACE WIRELESS TOOL.....	31
2.8. GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DRILL STEM TEST	34
2.9 PARTES DE UNA PRUEBA DST	35
2.10. COMPONENTES DE UNA PRUEBA DST.....	37
2.10.1. Shock Absorbers, Vertical y Radial.....	38
2.10.2 champ packer.	38
2.10.3. RttS Safety Joint.....	39
2.10.4. Big John Jar.	40
2.10.5. Tubing String Tester Valve.....	41
2.10.6. Gauge Carrier.	42
2.10.7. Dynastring Carrier.....	42
2.10.8. Lpr-N Valve	43
2.10.9. Omni Valve.	44

2.10.10. Rupture Disk, Safety Circulating Valve.	47
2.10.11. Drain Valve.	47
2.10.12. Lifting Subs.	48
2.10.13. Crossovers.	49
2.11. DESARROLLO DE UNA PRUEBA DST	50
2.11.1. Preparación de Herramientas en Pozo.	52
2.11.2. Preparación de Sensores Convencionales en el Pozo.	56
2.11.3. Preparación de Sensores y Repetidores Dynalink® en el Pozo	57
2.11.3.1. Accesorios Wireline y Prueba de Funcionamiento.	58
2.11.3.2. Accesorios Wireless y Prueba de Funcionamiento.	59
2.11.4. Corrida de Sarta DST a Fondo de Pozo.	62
2.11.5. Sentamiento Del Champ Packer.	65
2.11.6. Primer Periodo de Flujo (Puesta en Producción del Pozo).	67
2.11.7. Primer Periodo de Cierre de Fondo de Pozo.	70
2.11.8. Segundo Periodo de Flujo.	74
2.11.9. Segundo Periodo de Cierre.	75
2.11.10. Control de Pozo.	77
2.11.11. Desasentamiento del Champ Packer.	78
2.11.12. Quiebre de Bha y Finalización de Operaciones.	80
3. INFORMACIÓN DE ENTRADA NECESARIA PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA	81
3.1. Estado mecánico del pozo, especificaciones de casing, liner, etc	81
3.2. SURVEY	83
3.3. REGISTROS ELÉCTRICOS	85
3.4. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	87
3.5. INTERVALOS CAÑONEADOS O A CAÑONEAR	88
3.6. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL CLIENTE CON LA PRUEBA.	89
3.7. FLUIDO DE CONTROL A MANEJAR EN EL POZO, TEMPERATURA DE FONDO	90

3.8. TUBING DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA EL TRABAJO	91
3.9. TIPO DE FLUIDO ESPERADO DEL POZO.....	92
3.10. FACTORES QUE AFECTAN LA COMUNICACIÓN DYNALINK	
APLICACION WIRELESS.....	93
3.10.1. Efecto de los Tubing Joints.....	94
3.10.2. Condiciones Límites.....	96
3.10.3. Efecto de la Fricción.....	98
3.10.4. Efecto de los Fluidos y la Geometría del Pozo.	98
3.11. CASO ESTUDIO, VIABILIDAD	100
3.11.1. Objetivos del Cliente para el Pozo Jackson 1.....	100
3.11.2. Información General del Pozo Jackson 1.....	101
3.11.3. Estado Mecánico Preliminar Pozo Jackson 1	102
3.11.4. Intervalos a Cañonear en Pozo Jackson 1.....	104
3.11.5. Survey de Pozo Jackson 1.....	104
3.11.6. Registros Eléctricos del Pozo Jackson 1.	108
3.11.6.1 Intervalo 7527'-7534'.....	109
3.11.6.2. Intervalo 7566'-7573'.....	109
3.11.6.3. Intervalo 7917'-7925', Intervalo 7923'-7936'	110
3.11.6.4. Intervalo 7950'-7958'.....	111
3.11.6.5. Intervalo 8001'-8007	111
3.12. FLUIDO DE CONTROL A UTILIZAR EN EL POZO.....	112
3.13. TUBING DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA REALIZAR EL DST	112
3.14. HERRAMIENTAS A UTILIZAR EN PRUEBA DE POZO JACKSON-1	113
3.14.1. Diseño de repetidores Dynalink® anclados a la tubería.	114
3.14.2. Frecuencias a utilizar en los repetidores Dynalink®.	116
3.14.3. Elastómeros y pesos óptimos para Champ Packer IV 7" 26 #ft.	116
3.14.4. Presiones de carga de nitrógeno y presiones de operación de válvulas en campo.	117
3.14.5. Sarta Final Recomendada para Pozo Jackson-1	119
3.14.6. Otras aclaraciones	123

4. RECOMENDACIONES.....	124
5. CONCLUSIONES	126
BIBLIOGRAFÍA.....	128

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Survey pozo Jackson 1	105
Tabla 2. Distribución de repetidores Dynalink® en la sarta TCP-DST	116

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Kit sensores dual Zafiro. Fuente Halliburton	23
Figura 2. Dynastring carrier (Sin Dynalink® ensamblado). Fuente Autor.....	24
Figura 3. Repetidor ensamblado.....	26
Figura 4. Batería de Litio y depasivador. Fuente Halliburton	28
Figura 5. Surface Interface Box. Fuente Halliburton	29
Figura 6. Ensamble de interface Wireline. Fuente Halliburton	30
Figura 7. Wireline tool assembly. Fuente Halliburton.....	31
Figura 8. Go connection. Fuente Halliburton	31
Figura 9. Surface Wireless Kit a prueba de explosiones. Fuente Halliburton	31
Figura 10. Surface Wireless tool ensamblada (Surface wireless kit + repetidor) ...	32
Figura 11. Surface Wireless Tool enganchada a tubería. Fuente Halliburton	32
Figura 12. Esquema de una prueba DST	35
Figura 13. Esquema Sarta DST. Fuente: Halliburton.....	49
Figura 14. Nodo 2.0. con Surface Wireless Tool ensamblada	61
Figura 15. Dynalink Repeater tool clampeado a tubería	61
Figura 16. Elevador de Top Drive en extensión para subir herramientas de la planchada a la mesa.....	63
Figura 17. Esquema de árbol de producción Sección C.....	68
Figura 18. Esquema de estado mecánico de pozo completado.....	83
Figura 19. Survey de perforación de pozo. Fuente: Halliburton	84
Figura 20. Registro CAST-CBL. Fuente: halliburton	87
Figura 21. Efecto de las ondas acústicas en los tubing joints.....	95
Figura 22. Respuesta típica de frecuencias.....	96
Figura 23. Ondas incidentes en empaques.	97
Figura 24. Resistencia de la fricción.	98
Figura 25. Fluidos del pozo y ondas acústicas.	99
Figura 26. Estado mecánico pozo Jackson 1.	102

Figura 27. Dimensions and Strengths of Casing.....	103
Figura 28. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7500'-7550'.....	109
Figura 29. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7550'-7600'.....	109
Figura 30. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7900'-7950'.....	110
Figura 31. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7950'-8000'.....	111
Figura 32. Registro CAST-CBL Pozo Jackson-1 Intervalo 8000'-8050'.....	111
Figura 33. Dimensiones tubing 3-1/2" 9.2 #ft.	113
Figura 34. Presiones a aplicar en superficie para operación de Válvulas.....	119
Figura 35. Esquema de sarta final pozo Jackson-1 Empaque sentado. ´.....	119
Figura 36. Anclajes óptimos de nodo 2.0 a árbol de producción.	125

RESUMEN

Título: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE TELEMETRÍA ACÚSTICA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA EN TIEMPO REAL DURANTE PRUEBA DST EN POZO PETROLERO. DYNALINK® TELEMETRY SYSTEM APLICACIÓN WIRELESS A CAMPO COLOMBIANO*

Autor: ACEVEDO MEDINA, Oscar Ignacio**

Palabras clave: Drill Stem Test, Completamiento de Pozos, Pruebas de Presión, Telemetría acústica.

Descripción

Este proyecto, desarrollado para la Universidad Industrial de Santander y para la línea de servicios (PSL) de Testing and Subsea de Halliburton, consiste en un estudio de viabilidad técnica en donde se analizan condiciones críticas a la hora de aplicar el sistema Dynalink en una prueba DST para la adquisición de Datos de Presión y temperatura en tiempo real, aplicación Wireless en un pozo de Colombia. Dynalink Telemetry System es una tecnología desarrollada por Halliburton que permite la comunicación entre herramientas por comandos acústicos, tanto para operar herramientas como para adquirir información como lo es en durante una prueba DST pues permite extraer datos de Presión y Temperatura en tiempo real de los sensores ubicados en el BHA de la sarta que se encuentra en fondo, otorgándole al cliente una optimización de tiempo y costos, vital para el desarrollo de proyectos petroleros, y permitiéndole la caracterización precisa del yacimiento en el menor tiempo posible. El primer capítulo consiste en la explicación del Dynalink Telemetry System, sus componentes, sensores, repetidores, baterías, y forma de comunicar la información. El segundo capítulo desarrolla la forma en cómo se desarrolla un DST de forma convencional y como lo hace uno en el cual se aplica la tecnología Dynalink en aplicación Wireless, mostrando los beneficios operacionales de la tecnología que la hacen una opción viable y atractiva para las empresas operadoras. La aplicación Wireless de la tecnología Dynalink consiste en que a lo largo de toda la sarta desde el fondo del pozo donde se encuentran los sensores registrando la presión y temperatura, se anclan repetidores de acuerdo a las condiciones del pozo, estos repetidores además de la Surface Wireless Tool, permiten al Ingeniero Dynalink establecer una comunicación en superficie con los sensores de fondo y extraer datos en tiempo real durante cierres y aperturas del pozo, eliminando las condiciones adversas que supone la desviación del pozo y la turbulencia durante los flujos. Finalmente el tercer capítulo desarrolla el estudio de viabilidad, analizando los factores críticos que pueden afectar la telemetría en pozos petroleros los cuales son: El efecto de los Tubing Joints, condiciones límites, efecto de la fricción y el efecto de los fluidos y la geometría del pozo. Se analizan las condiciones del Pozo Jackson-1, su estado mecánico, Survey, registros eléctricos, intervalos a cañonear, fluido de control a utilizar, tubería disponible, problemas operacionales durante la perforación, etc. Se establece el diseño del servicio de la prueba DST para el Pozo Jackson-1, tanto de herramientas como la distribución de repetidores a lo largo de la sarta teniendo en cuenta Kick off points, Desviación, sarta en tensión o compresión y punto neutro, y se logra determinar que dadas las condiciones del Pozo y logística disponible si es viable la aplicación de la tecnología en este pozo y en pozos que manejen condiciones similares, dejando abierta la posibilidad si la compañía lo permite de realizar un estudio económico de la aplicación de la misma, o estudios de viabilidad técnica de los demás beneficios del Dynalink para que desarrollen otros estudiantes.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS. Director: Fernando E. Calvete

ABSTRACT

Title: TECHNICAL VIABILITY STUDY OF THE APPLICATION OF AN ACOUSTIC TELEMETRY SYSTEM FOR PRESSURE AND TEMPERATURE DATA ACQUISITION IN REAL TIME DURING DST TEST IN AN OIL-FIELD WELL. DYNALINK® TELEMETRY SYSTEM WIRELESS APPLICATION TO A COLOMBIAN FIELD*

Author: ACEVEDO MEDINA Oscar Ignacio**

Keywords: Drill Stem Test, Well completion, Pressure Tests, acoustic telemetry.

Description

This project, developed for the Industrial University of Santander and for the Product Service Line (PSL) Testing and Subsea of Halliburton Latin America, consists in a technical viability study in where are analyzed critical conditions for the application of the Dynalink Telemetry System during a Drill Stem Test for the pressure and temperature data acquisition in real time, wireless application in an oil-field well of Colombia. Dynalink Telemetry System is a new technology developed by Halliburton that allows the communication between tools using acoustic commands, for tool operating and also for the real time acquisition of pressure and temperature data of bottom hole memory gauges, providing to the costumers the optimization of time and costs, vital topic to the develop of oil and gas industry projects, and allowing them the accurate characterization of the reservoir in the minor possible time. The first chapter consists in the explanation of the Dynalink Telemetry System, its components, memory gauges, repeaters, batteries and the type of communication. The second chapter it is about how is performed a Drill Stem Test conventional way and how is performed with Dynalink in wireless application, showing up the operational benefits of the technology that make it viable and attractive for the Oil companies. The wireless application of Dynalink consists in repeaters clamped along the tubing according to well conditions and sending from de memory gauges in the bottom of the BHA to surface the information of pressure and temperature in real time during drawdown tests and build up tests, eliminating adverse conditions to the acoustic signal like well deviation and turbulence during the well flow. Finally in the third chapter it is developed the viability study, analyzing the critical factors that can affect the telemetry in oil wells which are: The tubing joints effect, boundary conditions, friction effect and fluid and geometry of well effect. The conditions of the Jackson-1 Well, its mechanical condition, Survey, electrical records, cannon intervals, control fluid to be used, available piping, operational problems during drilling, etc. are analyzed. The design of the DST test service for the Jackson-1 well, both of tools and the distribution of repeaters along the string taking into account Kick off points, deviation, string in tension or compression and neutral point, and It is possible to determine that given the conditions of the well and available logistics, it is viable to apply the technology in this well, and in wells that handle similar conditions, leaving open the possibility if the company allows to carry out an economic study of the application Of the same, or technical feasibility studies of other Dynalink benefits for other students to develop.

* Degree Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering, School of Engineering of Petroleum. Director: Fernando E. Calvete

INTRODUCCIÓN

El sistema Dynalink® es una herramienta de tecnología acústica avanzada, desarrollada por Halliburton y su departamento de Testing and Subsea, como una herramienta de comunicación entre herramientas que representa un avance para desarrollar entre otros los trabajos de adquisición de datos de presión y temperatura en fondo de pozo de una manera más eficiente durante una prueba DST o trabajos similares.

La línea de prestación de servicios (PSL) Testing and Subsea (TSS) de Halliburton hace parte de la sección de desarrollo y pruebas de la compañía, presta servicios como las pruebas Drill Stem Test (DST), desarrollada en pozos completados y recién puestos en producción para caracterizar campos nuevos mediante análisis de pruebas de presión, también desarrolla trabajos de pruebas de producción temprana (Surface well testing & Early production facilities) y finalmente también contempla los muestreos tanto de fondo y de superficie (Sampling) para caracterización de fluidos presentes en el pozo.

El Dynalink® Telemetry System es una herramienta que hace parte de la prueba de presión de pozos, siendo un sistema de telemetría que consiste en una comunicación acústica directamente desde el fondo de pozo (wellbore), y de los datos almacenados en las memorias o sensores Dynalink® hasta superficie donde la unidad Dynalink® recopila los datos en tiempo real. Se realiza mediante sensores especiales colocados en la punta de la sarta DST los cuales mediante repetidores (telemetría y electrónica) son capaces de transmitir la información a través del acero de la sarta DST y tubing de producción, además de repetidores enganchados a la tubería (Modo Wireless) o a través de un cable eléctrico que lleva la señal eléctrica con la información hasta la unidad en superficie (Modo Wireline).

La comunicación comienza cuando la sarta DST se encuentra en fondo de pozo, el empaque de prueba (Champ Packer) se encuentra sentado (aislando anular, permitiendo comunicación pozo-superficie únicamente por tubing de producción), y el pozo ya se encuentra cañoneado y produciendo (prueba inicial de limpieza), en este momento mediante aplicación de presión anular (en rangos específicos determinados mediante cálculos de pozo) se cierra la válvula de bola en fondo, debajo de la cual se encuentran los sensores o memorias del Dynalink®, los cuales ya están registrando datos de presión y temperatura, pero aún no han sido enviados a superficie; en este momento, según la aplicación que se tenga comienza la comunicación.

Los dos tipos de comunicación pueden ser difíciles de entender para el personal no involucrado directamente en la operación por lo que se debe desglosar de una manera breve para entenderlo:

1. APLICACIÓN WIRELINE DYNALINK TELEMTRY SYSTEM

La Comunicación wireline debe ser vista como una forma de enviar los datos desde los sensores instalados en el BHA-DST (Bottom hole assembly de la sarta DST) hasta la superficie.

La comunicación mediante cable eléctrico tiene unas características que lo hacen viable para ciertos trabajos e inadecuado para otros:

1.1 VENTAJAS

- La instalación y programación es más sencilla ya que la sarta no llevará repetidores enganchados en ella.
- Más económica y rápida que la comunicación wireless
- Fácil plan de contingencia si falla el cable, se saca a superficie en pocas horas y puede ser cambiado éste o el repetidor que lleva el cable

1.2 DESVENTAJAS

- Sólo puede ser utilizada para adquirir datos en tiempo real durante el tiempo de cierre (PBU) ya que las vibraciones y boyanza durante el flujo, además de la configuración en cabeza de pozo hacen inviable la bajada del cable eléctrico
- No es posible utilizarlo en pozos horizontales o de alta inclinación, ya que la bajada del cable puede interrumpirse por gravedad

El trabajo DST con aplicación Wireline se compone de una unidad de Wireline en superficie, la cual llevará el cable eléctrico hasta el tope de la bola de la válvula de cierre en fondo de pozo por dentro de la sarta DST, el cable eléctrico llevará en su punta un repertidor Dynalink® en solitario, o un repetidor con memoria para tomar

datos de gradiente, y mediante comunicación metal-metal de ondas acústicas transmitirá los datos requeridos a las memorias Dynalink® por debajo de la bola de cierre, la cual devuelve la información con los datos solicitados en tiempo real.

1.3 APLICACIÓN WIRELESS DYNALINK TELEMETRY SYSTEM

La aplicación Wireless del Dynalink® es la forma más avanzada de realizar este tipo de trabajo, consiste en una comunicación pura y total mediante ondas acústicas a través de toda la sarta que está dentro del pozo, no utiliza cables eléctricos para transmitir la información, en cambio, utiliza repetidores Dynalink® enganchados con cierto espaciamiento (según el tipo de tubería, tipo de fluido en pozo, desviación, kick off points y demás) a la tubería de producción hasta llegar a las memorias de fondo de pozo.

1.3.1 Ventajas

- Esta configuración permite realizar un DST con Dynalink® Telemetry System en pozos mucho más complejos, con desviaciones o totalmente horizontales, ya que las ondas acústicas no presentan problema en este caso debido a que se transmiten por el acero de la tubería.
- Permite realizar adquisición de datos de presión y temperatura durante tiempos de flujo, haciendo más preciso el trabajo y ahorrando tiempo y dinero pues estos tiempos no tendrán que esperar a ser leídos hasta que la sarta salga a superficie

1.3.2 Desventajas

- La programación del trabajo es más compleja que en la aplicación Wireline debido a que todos los repetidores clameados a la sarta tienen una configuración diferente y precisa para permitir la comunicación entre ellos

- Los tiempos de adquisición de datos se hacen un poco más largos debido a que los comandos enviados desde superficie tienen que pasar por todos los repetidores hasta llegar a las memorias de fondo, diferente a la aplicación wireline donde se hace casi de forma directa.
- En caso de falla en alguno de los repetidores el ingeniero Dynalink® tiene que tener un plan de contingencia para saltarse la comunicación con los repetidores que presenten daño, ya que sacar toda la sarta para realizar un cambio no es aceptable.

Estos dos tipos de aplicaciones serán explicados con más detalle en el informe N°2

Se puede de igual forma observar que este sistema representa un avance y un cambio de paradigma en las operaciones de DST de la industria, ya que se varían tiempos de cierre y flujo de pozo que anteriormente se consideraban sagrados para el éxito de la información a obtener, teniendo de esta manera un ahorro generalizado en tiempo y en dinero para las compañías operadoras que necesitan caracterizar de forma precisa y eficiente sus yacimientos, más aún si estos son offshore.

2. COMPONENTES DEL SISTEMA DYNALINK®

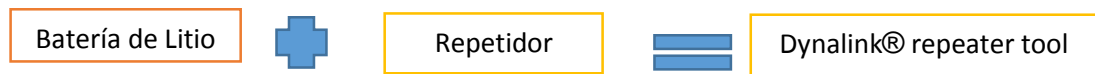
El sistema se basa en una comunicación entre dos partes, superficie y fondo de pozo, partes que funcionan como emisores y receptores cambiantes, y un medio a través del cual se transmite la información, en términos generales se consta de los siguientes componentes: paquete de baterías de litio, repetidores, kit de sensores, Surface interface box, Wireline Interface kit, Surface wireless kit y su software de aplicación.

2.1. OPERACIÓN DEL SISTEMA

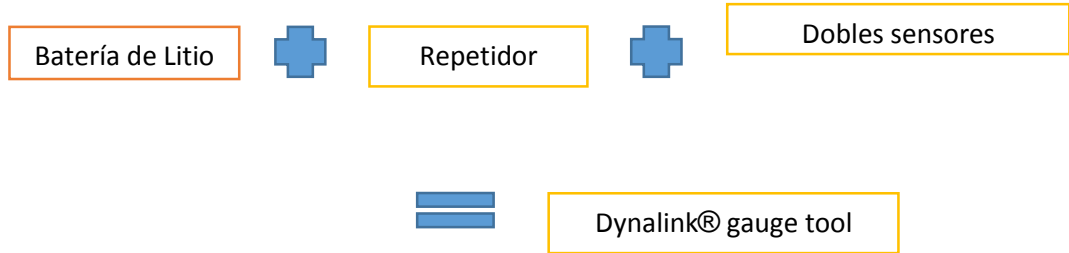
El sistema está equipado con sensores duales silicon-sapphire, los cuales permiten que la información de presión y temperatura pueda ser monitoreada en tiempo real en superficie, los sensores de Cuarzo planean ser incorporados en el futuro al sistema.

El Dynalink® telemetry system usa un concepto modular en el que se considera al repetidor como el corazón del sistema, por ser este el responsable de la comunicación entre las herramientas.

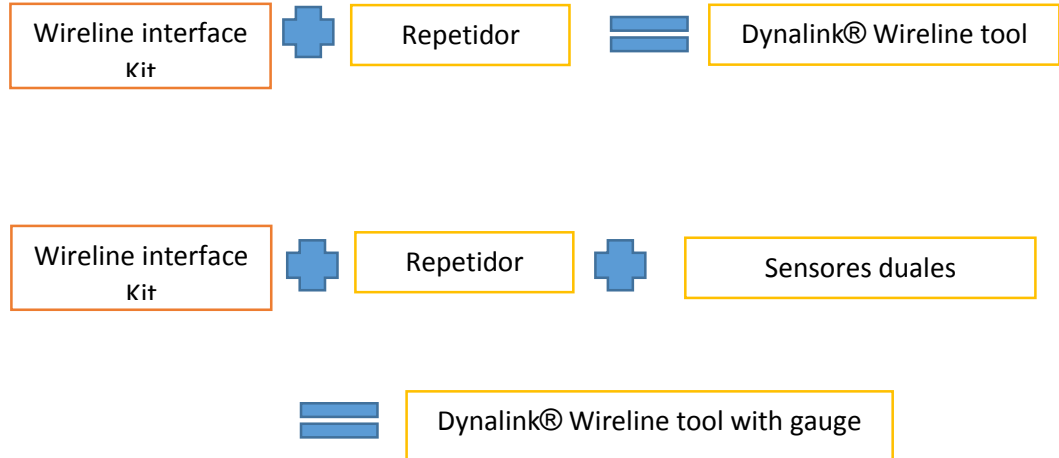
- **El Dynalink® repeater tool** cumple la función de ser un transmisor de señal, recibe y entrega señales acústicas en ambas direcciones (fondo-superficie y viceversa).



- **El Dynalink® gauge tool** tiene sensores dobles incluidos, cada sensor tiene la capacidad de trabajar independientemente del otro lo que permite flexibilidad en la recepción de datos de presión. Cada uno de estos sensores puede almacenar 1 millón de datos



- **El Dynalink® Wireline tool** se compone de un repetidor conectado a una interface monoconductora de cable eléctrico. Su función es convertir la señal acústica en una señal eléctrica y viceversa, vital para proveer la comunicación entre superficie y fondo mediante la aplicación wireline.



- **El Dynalink® surface wireless tool** se compone de una cobertura a prueba de explosiones donde se aloja la “Surface wireless interface” conectada a un repetidor. Estos componentes, según como determine el ingeniero especialista Dynalink® son campleados (enganchados) a la tubería de trabajo o tubing de producción, y son los que permiten la comunicación bidireccional entre el fondo

con la “Surface interface box” en superficie mediante señales de radio frecuencia.



2.2. SENSORES

Llamados sensores o memorias, corresponden al componente del sistema encargado de recibir y almacenar los datos de presión y temperatura en fondo de pozo mientras se realiza la prueba, son cilindros de no más de 2 ft de longitud, los cuales llevan internamente componentes de cuarzo o zafiro, elementos que emiten vibraciones al estar en contacto con la presión y temperatura del pozo y almacenan la variación de estas durante toda la prueba.

Figura 1. Kit sensores dual Zafiro. Fuente Halliburton



Dichos sensores convierten mediante algoritmos estas vibraciones para representar los correspondientes cambios de presión y temperatura ya sea durante los viajes fondo-superficie y viceversa (gradiente) o cambios de P y T de la formación durante la prueba DST como tal.

Los sensores representan el primer componente del Dynalink® y son por lo general conectados a la sarta junto con su respectivo repetidor mediante el SG-15 Dynastring Carrier como se muestra en la figura.

Son programados por los ingenieros Dynalink® una vez se encuentran en pozo y se conocen las condiciones del pozo y los requerimientos que tiene el cliente, dicha programación incluye la precisión y rango de segundos con que serán tomados los datos de presión y temperatura.

Figura 2. Dynastring carrier (Sin Dynalink® ensamblado). Fuente Autor



2.3. REPETIDORES

Los repetidores son considerados el corazón del sistema, son estos componentes los encargados de transmitir las señales almacenadas en los sensores hacia la superficie y viceversa. Su modo de funcionamiento está ligado a sus componentes, que son la telemetría y la electrónica.

La telemetría y la electrónica funcionan de forma de canal de transmisión de mensajes, cuando la comunicación es desde los sensores de fondo de pozo la electrónica se encarga de recibir los paquetes de datos de los sensores y los transforma en bytes para posteriormente enviarlos a la telemetría, componente que toma estos paquetes de datos y los envía a la superficie en modo de señal acústica o radio frecuencia (Según sea la aplicación, wireless o wireline). En modo contrario cuando el mensaje es enviado desde la superficie hacia el fondo (a modo de solicitar información a los sensores), la telemetría recibe la señal acústica o radio frecuencia y se encarga de transformarla en mensaje codificado en bytes para que la electrónica pueda realizar la extracción de datos solicitados, de esta forma se evidencia la importancia de los repetidores, fundamentales para el funcionamiento en tiempo real del sistema Dynalink®.

La configuración o programación de los repetidores es de altísima importancia para el correcto funcionamiento y cumplimiento de un trabajo DST con Dynalink®, se estima que el 80% del trabajo es realizado con la programación acertada, a cual evita las fallas durante la prueba y asegura la calidad de la información.

El sistema es probado tanto en base como al llegar a pozo, el ingeniero Dynalink® se encarga de programar los repetidores con información esencial como: Cada cuando tomar datos de la memoria, cada cuanto enviar datos a superficie, con qué frecuencia y ganancia hacerlo, etc.

Figura 3. Repetidor ensamblado



Como se ha visto entonces, el repetidor es una parte esencial del sistema y presente en todos sus nodos o puntos principales, siendo utilizado por esta razón en varias configuraciones previamente nombradas y las cuales se pueden especificar así:

- **Repeater Tool Assembly (Telemetría + electrónica):** Está diseñado para capturar, almacenar y enviar o transmitir información de forma bidireccional entre la superficie y otra herramienta Dynalink® en fondo de pozo, permite extender el rango acústico del sistema a la profundidad deseada adhiriendo tantos repetidores a la sarta como sea necesarios. No almacena datos de presión y temperatura, es únicamente un canal de comunicación.
- **Gauge Tool Assembly (Sensores + Telemetría + Electrónica):** Agrega sensores sencillos o dobles al repetidor lo cual permite la adquisición en tiempo real e histórico de datos de presión y temperatura. Se convierte en un componente capaz de recibir los comandos de la superficie y responder enviando datos de pozo.
- **Wireline Tool Assembly:** Adhiriendo una interface de cable eléctrico (wireline) al repetidor en fondo de pozo se permite la intervención del cable eléctrico o unidad de wireline para convertir la señal acústica en una señal eléctrica y viceversa otorgando comunicación por vía de cable entre el fondo de pozo y la superficie y así utilizar menos repetidores en el sistema.

- **Wireless Surface Tool Assembly:** Adhiriendo un ensamble a prueba de explosiones que contenga la interfase wireless, se permite convertir señal acústica a señal de radio frecuencia RF y viceversa. Esta composición se engancha a la tubería en la cantidad necesaria según las condiciones de pozo (kick off points, desviación, etc) con el fin de garantizar que el mensaje no sea disipado ni dispersado por la tubería o las variaciones de ángulo, causando una pérdida de la comunicación fondo con superficie.

2.4. BATERÍAS DE LITIO

Las baterías de Litio son atractivas para la industria del petróleo y gas, de igual forma para Halliburton debido a su combinación de alta densidad de energía, alto voltaje, alta capacidad de corriente y alto rango de temperatura, también son baterías de larga duración y estable voltaje durante su vida útil.

- **Fenómeno de pasivación:** Es un fenómeno que sufren las baterías de Litio, consiste en una película de cloruro de Litio que se forma en la superficie del ánodo de Litio y que sirve como protección al Litio para que no se descargue a si misma cuando la carga es removida de la celda. Esta película de cloruro de Litio es la principal responsable de la larga vida de las baterías (mayor a 10 años)

La afectación de este fenómeno ocurre cuando la batería es de nuevo conectada y dicha película hará que solo un porcentaje de su voltaje sea entregado, por esta razón antes de usar estas baterías de nuevo debe ser sometida a “depasivación” proceso el cual consiste en aplicar una carga resistiva o una carga constante a la celda de Litio durante un corto periodo de tiempo causando el rompimiento de dicha película de cloruro de Litio y permitiendo a la batería funcionar a su voltaje óptimo. El propósito de esto

consiste en pre acondicionar la celda para que su voltaje no llegue a mínimos durante su uso.

Figura 4. Batería de Litio y depasivador. Fuente Halliburton



Es por estas razones y beneficios previamente expuestos que las baterías de Litio hacen parte de los componentes del sistema Dynalink®, las baterías son las encargadas de “encender” y mantener activos los sensores de fondo de pozo desde que se conectan hasta que son desconectadas después de la operación, una falla en la batería significaría que el sensor dejase de adquirir datos lo cual dañaría la prueba que se está realizando.

De estos componentes se lleva estricto control de las horas trabajadas, y condiciones de pozos en las cuales han sido corridas, para de esta manera el ingeniero tener la mejor percepción de cual o cuales son las baterías a utilizar para el siguiente trabajo, son componentes considerados de alto riesgo por la compañía, ya que una batería estallada derramaría litio en el medio ambiente causando daños a las personas, al área, incendios y demás.

Todo personal Halliburton que trabaje con baterías de litio debe realizar su respectivo análisis de riesgo previo a su uso, tener siempre en locación el Kit de emergencia de baterías de litio y contar con el respectivo curso de conocimiento de Baterías en la plataforma Halliburton University.

2.5. SURFACE INTERFACE BOX

La Caja de superficie (Surface Interface Box) es la encargada de crear una interface entre el computador y la Dyanlink® Wireline Tool o la Dynalink® Wireless Tool.

En aplicaciones Wireline lo realiza mediante una conexión coaxial para comunicarse con la Dynalink® Wireline Tool, otorgando poder y generación de señal a lo largo del cable monoconductor.

En aplicación wireless, la Surface Interface Box se comunica con la Dynalink® Wireless Surface Tool usando radio frecuencias (RF) para recibir datos y enviar comandos.

Figura 5. Surface Interface Box. Fuente Halliburton



Esta caja es fundamental para recibir los paquetes de datos que están siendo enviados desde fondo de pozo y convertirlos a lenguaje de computador y así ser interpretados por el ingeniero y entregados al cliente. De igual forma son el primer

punto por el que pasa el mensaje o comando que se envía cuando se quieren solicitar datos, da la pauta de acuerdo a su configuración para enviarlo por radio frecuencia (Modo Wireless) o mediante cable coaxial (Modo Wireline).

2.6. WIRELINE TOOL ASSEMBLY

Como se indicó anteriormente, el sistema Dynalink® es modular, teniendo los repetidores como su componente principal. Todos los ensambles acústicos del sistema Dynalink® tienen a los repetidores en ellos. Agregando una interface de wireline a un repetidor en fondo de pozo se permite la intervención del cable eléctrico convirtiendo las señales acústicas en señales eléctricas y viceversa, otorgando y haciendo posible la comunicación via wireline entre la superficie y el fondo de pozo.

Figura 6. Ensamble de interface Wireline. Fuente Halliburton



A este ensamble de repetidor + interface wireline se agrega una conexión especial (Go connection) a la cual se conectan las barras eléctricas que otorgaran el peso necesario a este subensamble para que pueda sobrepasar el peso del fluido presente en el pozo (generalmente salmuera entre 8.3 pp y 9.5 pp) y llegar a la profundidad deseada para iniciar comunicación.

Figura 7. Wireline tool assembly. Fuente Halliburton



Figura 8. Go connection. Fuente Halliburton



2.7. SURFACE WIRELESS TOOL

El Dynalink® wireless surface tool se comprende de un dispositivo a prueba de explosiones el cual lleva en si la interface de wireless en superficie, conectada a un repetidor. Es enganchado a la tubería y utilizado tanto en tierra como en taladros off shore. Energizado con baterías recargables, comunica de forma bi direccional con la Surface Interface Box usando señal de radio frecuencia (RF).

Figura 9. Surface Wireless Kit a prueba de explosiones. Fuente Halliburton



Figura 10. Surface Wireless tool ensamblada (Surface wireless kit + repetidor)



Esta herramienta mostrada previamente constituye el componente final que quedara en superficie o mesa de perforación al momento de iniciar la comunicación, cabe resaltar y recordar que en aplicación wireless múltiples repetidores estarán enganchados a lo largo de la tubería para permitir la comunicación, siendo la Surface wireless tool el último de los componentes enganchados a la tubería mediante clamps.

Figura 11. Surface Wireless Tool enganchada a tubería. Fuente Halliburton



De esta forma todos los componentes del Dynalink® Telemetry system se encuentran detallados y definidos de acuerdo a la aplicación del sistema según el pozo y necesidades del cliente. Siendo el siguiente paso de esta investigación el explicar en detalle las herramientas y modo de llevar a cabo un DST (drill stem test) por el departamento de Testing and Subsea de Halliburton.

2.8. GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DRILL STEM TEST

El Drill Stem Test o “Prueba con tubería de trabajo” consiste en una prueba realizada a pozos recién puestos en producción, completados o no, ya sean de gas o de petróleo líquido, en la cual se realizan cierres y aperturas de pozo en fondo programados con el fin de obtener datos de presión, temperatura, y gradientes del pozo. Es considerada una de las mejores pruebas para desarrollar un correcto análisis del yacimiento ya que permite a la empresa operadora tener datos confiables y tangibles para desarrollar la ingeniería de yacimientos adecuada, y poder desarrollar dicho yacimiento de la mejor manera.

Su configuración básica consta de un conjunto de válvulas, tanto de cierre como de circulación, que permitan realizar los cierres de pozo durante la prueba, y el control de pozo cuando la misma termine, también son fundamentales los empaques o empaque a utilizar, el cual aísla las zona que no sean de interés y además crea un espacio anular hermético por el cual los operadores podrán aplicar presión y manipular las válvulas anteriormente mencionadas. Finalmente los dispositivos de adquisición de datos en fondo o sensores son esenciales pues es en ellos donde la data de presión y temperatura quedara almacenada y podrá ser leída en superficie en tiempo real. En ocasiones, también tiene un conjunto de muestreadores de fondo para capturar fluido a condición de yacimiento y analizarlo en laboratorio.

Su nombre muestra que es una prueba realizada con tubería de trabajo (drill pipe), por requerimientos de peso de sarta y control de pozo principalmente pero, en la práctica, las válvulas, empaques y demás han sido mejoradas para que esta prueba sea realizada con tubería de producción (tubing) y de esta forma reducir consumo energético y peligro inherente al uso del drill pipe.

Los datos principales que se pueden obtener después de analizar e interpretar la data obtenida de un DST son principalmente: permeabilidad, saturación de aceite, agua y gas; depletamiento de la formación, presión estática de formación, tipo de fluido, límites del yacimiento, etc.

2.9 PARTES DE UNA PRUEBA DST

La prueba se puede analizar como un conjunto de flujos y cierres alternados, que comienzan con el arme e ingreso al pozo del BHA de prueba. En la experiencia, Halliburton ha desarrollado un completo sistema de válvulas de cierre y apertura que permiten realizar las aperturas y PBU cuantas veces requiera el cliente, aunque no es lo habitual debido a que cerrar un pozo para prueba tiene un costo económico elevado, más aun si la prueba se realiza offshore, por tal razón la prueba estándar consiste en dos cierres y dos aperturas de pozo, de la siguiente manera:

Figura 12. Esquema de una prueba DST

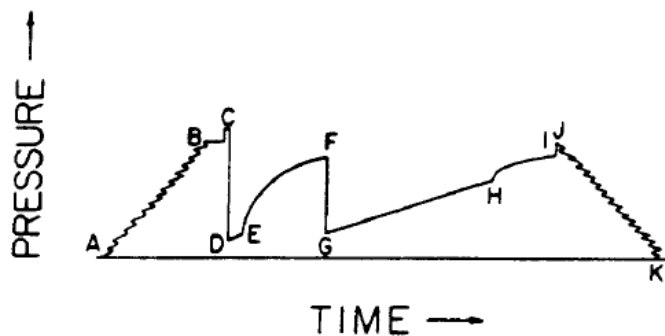


Fig. 6.16 – Schematic of drillstem test pressure chart.

El sistema de presión comienza en el punto A, donde la sarta DST es ingresada al pozo, del punto A al B mientras la sarta ingresa al pozo se registra un incremento

de presión en las memorias de fondo, que se encuentran en un gauge carrier en la punta de la sarta; ya cuando la sarta está posicionada en fondo, lo habitual es realizar un registro gamma ray para identificar una marca radioactiva que se encuentra en la sarta y verificar que nos encontremos en posición. Posterior a la verificación de posición procedemos a sentar el empaque, en Halliburton Testing and Subsea, este corresponde a un Champ Packer IV, empaque recuperable de tipo mecánico, que sienta con vueltas a la derecha y peso, eso corresponde en la gráfica a la sección B-C, donde por la sentada del empaque y compresión adicional del fluido se registra un aumento adicional en la presión hidrostática que es leída por los sensores.

El segmento C-D el cual es una caída de presión representa el momento en el cual se cañonea el pozo y/o se pone en producción, con un aumento de la presión siguiente en el segmento D-E el cual representa el primer flujo de la prueba DST, este flujo normalmente es corto (30 min a 2 horas) y corresponde a un requerimiento de limpieza del wellbore que se puede encontrar sucio con fluido de perforación o de completamiento, y tendrá un daño acumulado (reducción de permeabilidad), también se requiere para eliminar el efecto de almacenamiento de la tubería debido a que por lo general se crea un underbalance o achicamiento (quitar peso de la columna hidrostática para que la presión de formación sea mayor que la del pozo) para cañonear. Finalmente de este tiempo de flujo podemos tener la estimación más cercana a la presión inicial del yacimiento.

El segmento E-F, corresponde al primer cierre programado del pozo, es un cierre breve, por lo general de 1 a 5 horas, en el cual se evidencia una recuperación de la presión en fondo, momento en donde se puede evidenciar la presión estática del yacimiento. El segmento F-G corresponde al momento de la segunda apertura del pozo a flujo programado, para seguir al segmento G-H que corresponde al flujo como tal, este puede ser un flujo continuo a un mismo choke del pozo o ser una prueba Flow after Flow, en la cual se varía con el tiempo el diámetro del choke

manifold para ver la respuesta del pozo en producción y presión. Este periodo de tiempo es diseñado tanto para analizar capacidad de producción, tamaño del yacimiento, así como para obtener una muestra del fluido que se está extrayendo, si se tiene el equipo de subsuelo se realiza en fondo, y si no es así, se pueden tomar dos muestras una aguas arriba del choke, y otra en el separador para realizar análisis y recombinación en laboratorio.

Finalmente se da un segundo tiempo de cierre en el segmento H-I, el cual está diseñado para observar la recuperación de presión del pozo y poder estimar las propiedades del yacimiento, adicionalmente, se puede comparar los datos obtenidos en este segundo cierre con los del primero, o extrapolarlos indicando si existe un depletamiento del yacimiento durante la prueba DST, los tiempos de este periodo de cierre se recomienda sean igual a los del segundo periodo de flujo (para formaciones de alta permeabilidad) hasta dos veces el tiempo del segundo flujo (para formaciones de baja permeabilidad).¹

2.10. COMPONENTES DE UNA PRUEBA DST

Tal y como se mencionó anteriormente, una prueba DST tiene ciertos componentes de herramientas, sensores, muestreadores y demás, que en conjunto crean el BHA adecuado para el correcto desarrollo de la misma, Halliburton Testing & Subsea ha desarrollado y tiene patentes de todas las herramientas que se utilizan durante un DST a excepción de los sensores, por lo mismo es posible realizar una explicación detallada de los componentes uno a uno, teniendo como base el siguiente esquema de una prueba DST modo wireline

¹ Lee J. Well testing, Pag 98

2.10.1. Shock Absorbers, Vertical y Radial. Estas herramientas constituyen el primer componente de la sarta DST en el pozo al momento de desarrollar el trabajo, por debajo de estas se encuentran únicamente los cañones para poner el pozo en producción.

Los Shock Absorbers son herramientas de aproximadamente 5 pies de largo cada una, su diámetro viene de acuerdo al casing donde se correrá, por ejemplo, 5 pulgadas para casing de 7, etc.

La disposición interna de los Shock Absorbers es de amortiguadores, tanto de goma como de metal, radiales y verticales, los cuales absorben los impactos a los cuales es sometido el BHA durante el RIH, con el objetivo de que la transmisión de estos impactos a lo largo de la sarta no sea significativa ni cause ningún daño ni descalibración a los sensores que se encuentran ubicados herramientas más arriba de estos.

2.10.2 champ packer. El Champ Packer es el empaque utilizado por Halliburton Testing & Subsea al momento de desarrollar una prueba DST, es un empaque de tipo mecánico y recuperable, su sentamiento se realiza dando vueltas a la derecha a la sarta y aplicando peso, por lo cual es un empaque seguro y confiable en una operación donde habrá presión en el sistema constantemente. Tiene en su cuerpo un bypass concéntrico el cual permite la circulación Tubing-anular a través del empaque a una baja rata, vital para equalizar presiones de las columnas durante la operación de des asentamiento, también lo cual lo diferencia y le da ventaja sobre los convencionales RTTS Packers.

Además este tipo de empaque, posee un sistema de cuñas hidráulicas en su parte superior, las cuales tienen la función de activarse únicamente cuando el empaque sentado sienta una contrapresión del pozo que trate de desasentarlo, situación importante para una operación de DST ya que se tendrá el pozo vivo.

El empaque es ubicado inmediatamente arriba de los Shock Absorbers, es un dispositivo creado principalmente para aislar la zona donde se quiere realizar la prueba DST, y para crear un espacio anular hermético por el cual se pueda aplicar presión, debido a que las válvulas de cierre y circulación de Testing and Subsea de Halliburton operan mediante presión anular.

El empaque Champ de TSS generalmente tiene una longitud de 14 a 15 pies de largo y un diámetro de acuerdo al casing donde será corrido (diámetro y libraje).

Para sentar este empaque el ingeniero DST realiza los cálculos pertinentes en los cuales determina el peso adecuado de sentamiento, de acuerdo a los esfuerzos y presiones, tanto hidrostáticas como aplicadas, a las cuales estará sometido el mismo durante la prueba completa, posteriormente realiza cálculos para determinar la distancia de tubería que se comprimirá (slack off) de acuerdo al peso deseado, del tipo de tubería y de profundidad a sentar, y tendrá en cuenta el arrastre de la tubería con la colaboración con la cuadrilla del pozo (Perforador y Supervisor).

- **Arrastre:** Es una medida que se calcula a la tubería cuando se encuentra en la profundidad de sentamiento, se define como la distancia bajando que tiene que recorrer la tubería para volver a sentir todo su peso después de haber estado en tensión.

Es fundamental el correcto posicionamiento del empaque a la hora de sentamiento, ya que permitirá que los cañones, válvulas y demás accesorios estén en la posición adecuada durante todas las pruebas a realizar.

2.10.3. RttS Safety Joint. La RTTS Safety Joint es una herramienta utilizada en la sarta DST para situaciones de emergencia, en la cual el Champ Packer o algún otro componente por debajo de este se quede pegado o atascado, en estos casos

la junta de seguridad, como última opción es activada por el Ingeniero DST mediante la rotura de un sistema de cuello de tensión y el desensamble de una rosca invertida que tiene la herramienta, este desensamble parcial permite liberar la sarta que se encuentra por encima del Champ Packer hasta la superficie y evitar tener que ir a cortar la tubería y generar un detrimento de los activos tanto de las empresas operadoras como de Halliburton.

Posteriormente a la liberación de la Safety Joint se deberá proceder con herramientas de pesca a intentar liberar las herramientas o accesorios que quedaron pegados en el pozo, o en casos extremos generar el abandono de estas herramientas mediante tapones de cemento.

2.10.4. Big John Jar. El Big John Jar, mejor conocido como martillo, es una herramienta de Halliburton Testing & Subsea, se ubica generalmente por encima de la RTTS Safety Joint y es utilizado en una sarta DST como método de asistencia ante una pega de tubería ocurrida en el Champ Packer o cualquier accesorio desde o por debajo de la RTTS Safety Joint.

Su utilidad en una operación DST es la de ser una herramienta que al recibir tensión en la sarta de manera rápida activa un mandril con fuerza hacia la superficie haciendo un efecto de patada para tratar de despegar la tubería en la sección que se encuentre pegada. Es una herramienta con un mandril interno dentro de una camisa con la cual crean una cámara atmosférica, esta sección después de ensamblar la herramienta es cargada con aceite. La sección tiene en uno de sus componentes superiores un cono tipo metering que una vez siente tensión desde el top de la herramienta, empieza a permitir el paso de fluido lentamente hacia otra cámara que se encuentra vacía, este metering tipo cono al recibir dicha tensión de manera rápida llega a un punto donde aumenta significativamente el paso de aceite causando la patada del mandril y el top de la herramienta en sentido ascendente.

El BIG JOHN JAR es entonces una herramienta de back up y emergencia para pozos que se consideren de condiciones extremas o adversas y se corra un alto riesgo de que la sarta en el punto del empaque se quede atascada al momento de desasentar.

2.10.5. Tubing String Tester Valve. La Tubing String Tester Valve (TST Valve) es una herramienta de la sarta DST cuya función es servir de válvula de prueba de integridad de tubería mientras se realiza el RIH de la sarta, su componente interno es un flapper el cual permite el paso en el sentido ascendente, permitiendo que la sarta se llene de fluido cuando esta va viajando a fondo de pozo, pero que al bombear fluido en directa hace un sello metal-metal con su asiento y permite probar la integridad de toda la tubería desde su posición hasta la superficie.

Es de gran importancia pues le da al Ingeniero DST una herramienta y un procedimiento para comprobar al cliente que tanto el BHA de la sarta DST, así como la tubería que se ensamble encima de este se encuentra haciendo total sello y no permitirá las pérdidas de presión durante la prueba a realizar.

Usualmente se realiza la primera prueba de presión contra la TST al terminar la conexión del BHA-DST, posteriormente mientras se conecta la tubería las pruebas de integridad se realizan cada 1000 o 2000 pies hasta llegar a la profundidad deseada.

Al llegar al fondo u objetivo deseado en el pozo el Ingeniero DST procede a desactivar la valvula TST, mediante aplicación de presión anular rompe un disco de ruptura en este herramienta seteado a cierta presión la cual deja desde ese momento en adelante la valvula TST abierta como un tubo, haciendo posible el bombeo de fluido en directa hacia la tubería si es necesario en algún momento de la prueba.

También existe otro tipo de Valvula TST sin disco de ruptura, de tipo convencional, la cual es desactivada al romper unos pines de corte colocados en la herramienta de acuerdo a la presión hidrostática de la columna en el pozo y de la capacidad de la bomba del taladro de perforación o del equipo de workover.

2.10.6. Gauge Carrier. El Gauge carrier es una herramienta diseñada para cargar ensambladas en su cuerpo los sensores convencionales que se utilicen en la sarta DST, se ubica por debajo de la valvula de cierre en fondo en la sarta para permitir el registro de presión de los sensores, esta herramienta asegura las memorias a la sarta y tiene puertos de entrada de presión a los sensores, tanto por tubing como por anular, permitiendo al ingeniero DST obtener estas dos mediciones una vez extraiga los sensores del Gauge Carrier a superficie.

Tiene una longitud aproximada de entre 17 y 20 pies, y un diámetro de acuerdo al casing o liner donde vaya a ser corrido, usualmente 5 pulgadas para liner de 7 pulgadas.

2.10.7. Dynastring Carrier. El Dynastring Carrier es una herramienta diseñada para cargar ensambladas en su cuerpo los sensores Dynalink de fondo que sean utilizados durante un trabajo DST, tanto en su aplicación Wireline como en su aplicación Wireless, se ubica por debajo de la válvula de cierre en fondo de la sarta para permitir el registro de presión y temperatura de los sensores Dynalink, es ubicado por encima del Gauge Carrier lo más cerca posible de la bola de la válvula de cierre LPR-N, para permitir que la comunicación sea más cercana y con menor dificultad al momento de iniciar comunicación en tiempo real.

Tiene una longitud aproximada de 20 a 22 pies y presenta un sistema de aseguramiento de los sensores diferente a los gauge carrier, otorgando una menor afectación a los sensores por vibración o golpes al momento de bajar la sarta DST al pozo

2.10.8. Lpr-N Valve. La LPR-N Valve (Válvula de baja presión con nitrógeno, por sus siglas en inglés), es la válvula utilizada por Halliburton TSS para llevar a cabo principalmente los cierres y aperturas de pozo desde fondo durante una prueba DST, consta de una bola interna que genera un sello metal metal cuando se encuentra cerrada y que se puede abrir mediante aplicación de presión anular (casing – tubing) hasta superar una carga de presión de nitrógeno determinada de acuerdo a las condiciones del pozo.

Es una válvula que se compone de 3 secciones, sección operativa, sección de nitrógeno y sección de aceite:

- **Sección operativa:** Esta sección está ubicada en la parte superior de la herramienta. Se compone principalmente de la bola, la cual por medio del movimiento que generan los mandriles, el aceite y el nitrógeno, se abre y se cierra las veces que el ingeniero DST lo requiera por medio de aplicación de presión anular.
- **Sección de Aceite:** Se compone de un mandril, un pistón y una camisa, los cuales al momento final del mantenimiento y antes de entrar al pozo están cargados con aceite especial de tipo industrial de Halliburton, esta sección se encuentra en la parte inferior de la herramienta, y tiene los puertos por los cuales entrará la presión del anular a la misma, su funcionamiento consiste en que esta presión que se aplique por el anular hará que el pistón de aceite se mueva comprimiendo el aceite hacia arriba, donde se encontrará con un metering de presión que le crea una restricción dependiendo de su diseño, y enfrentará este aceite contra el pistón de la cámara de nitrógeno, la cual se encuentra presurizada, y al superar el aceite la presión de nitrógeno producirá el movimiento del mandril de la sección operativa para abrir o cerrar la bola de la herramienta.

- **Sección de nitrógeno:** Se encuentra ubicada en medio de la sección operativa (parte superior de la herramienta) y la sección de aceite (parte inferior de la herramienta), sirve como amortiguador o compensador de la herramienta para que el movimiento de reciprocidad de abrir y cerrar la bola sea posible. Esta cámara se compone de igual forma de un mandril, un pistón y una camisa; después de ser totalmente ensamblada la herramienta esta sección se carga con nitrógeno de alta pureza (para evitar cualquier tipo de reacción en el pozo) a una presión que es determinada por el ingeniero DST de acuerdo a la presión hidrostática y temperatura que habrá en el pozo a la profundidad donde quedará ubicada la válvula (profundidad en TVD). Su importancia consiste en que el nitrógeno es el encargado de permitir a la herramienta volver a su posición de cierre una vez la presión anular sea drenada.

La LPR-N es entonces, uno de los componentes vitales de la sarta DST al ser la encargada de los cierres y aperturas en fondo de pozo, además de servir como back up de la válvula TST que en caso de no dar sello para probar integridad, o que no se cuente con una TST en la locación, podría ser reemplazada que al bajar cerrada permite la prueba de integridad de tubería contra la bola cada vez que el ingeniero DST lo desee.

2.10.9. Omni Valve. La OMNI Valve es una válvula multiciclo de Halliburton Testing and Subsea utilizada principalmente como válvula de circulación y control de pozo al momento de una prueba DST, se ubica por esta razón mencionada por encima de la LPR-N Valve en la sarta DST, se compone al igual que la LPR-N Valve de una cámara de aceite, una cámara de nitrógeno y una sección operativa, se clasifica como multiciclo porque tiene un rache con 15.5 ciclos los cuales van cambiando de acuerdo a los cambios en la presión anular aplicada en superficie y que la hacen pasar por 4 posiciones diferentes para operar en el pozo:

- **Well Test:** En esta posición la OMNI se encuentra configurada como un tubo, tiene puertos de circulación cerrados y la bola interna se encuentra abierta, permitiendo la inyección de fluido superficie a fondo o la producción del pozo de fondo a superficie.
- **Circulación:** En esta posición la OMNI se encuentra configurada con sus puertos de circulación abiertos, y la bola interna cerrada, permitiendo la circulación tanto en directa como en reversa de fluido de control de pozo al momento de terminar la prueba DST y previo al desasentamiento del empaque y sacada del BHA.
- **Blank 1:** Constituye el primer ciclo de transición entre la posición de Well Test y circulación, en esta posición la herramienta se configura como un sistema cerrado donde tiene bola cerrada y puertos de circulación cerrados, sirve para permitirle al rache, mandriles y pistones de aceite y nitrógeno no tener cambios abruptos al pasar de una posición a otra.
- **Blank 2:** Constituye el segundo ciclo de transición entre la posición de Well Test y circulación, en esta posición la herramienta también se configura como un sistema cerrado donde tiene bola cerrada y puertos de circulación cerrados, sirve para permitirle al rache, mandriles y pistones de aceite y nitrógeno no tener cambios abruptos al pasar de una posición a otra.

Al igual que la LPR-N Valve, la OMNI Valve es una válvula que se compone de 3 secciones, sección operativa, sección de nitrógeno y sección de aceite:

- **Sección operativa:** Esta sección está ubicada en la parte inferior de la herramienta (Pin). Se compone principalmente de la bola, la cual por medio del movimiento que generan los mandriles, el aceite y el nitrógeno, se abre y se cierra las veces que el ingeniero DST lo requiera, por medio de aplicación de presión anular. También parte fundamental de esta sección es el rache de ciclos, el cual se encuentra en medio de la sección de nitrógeno y la sección de aceite, y contiene el camino de los 15.5 ciclos los cuales recorren un par de

esferas que se empujan por el aceite, el aceite llega hasta esta sub-sección debido al paso que permiten dos válvulas cheque ubicadas en el rache, estos permiten la salida del aceite la cámara de aceite a partir de un diferencial de presión de 500 psi (presión anular > presión nitrógeno de la herramienta).

- **Sección de Aceite:** Se compone de un mandril, un pistón y una camisa, los cuales al momento final del mantenimiento y antes de entrar al pozo están cargados con aceite especial de tipo industrial de Halliburton, esta sección se encuentra en la parte media de la herramienta, y tiene los puertos por los cuales entrará la presión del anular a la misma, su funcionamiento consiste en que esta presión que se aplique por el anular hará que el pistón de aceite se mueva comprimiendo y desplazando el aceite hacia la parte superior donde ingresa al rache, las válvulas cheque y finalmente causa el movimiento de los ciclos de la herramienta.
- **Sección de nitrógeno:** Se encuentra ubicada en la parte superior de la herramienta, por encima de la sección del rache, de la sección de aceite y de la sección operativa respectivamente, sirve como amortiguador o compensador de la herramienta para que el movimiento de reciprocidad mover la herramienta a través de los 15.5 ciclos y las 4 posiciones sea posible. Esta cámara se compone de igual forma de un mandril, un pistón y una camisa; después de ser totalmente ensamblada la herramienta esta sección se carga con nitrógeno de alta pureza (para evitar cualquier tipo de reacción en el pozo) a una presión que es determinada por el ingeniero DST de acuerdo a la presión hidrostática y temperatura que habrá en el pozo a la profundidad donde quedará ubicada la válvula (profundidad en TVD). Su importancia consiste en que el nitrógeno es el encargado de permitir a la herramienta cambiar de ciclo cada vez que esta sea descargada, los ciclos enteros se alcanzan presurizando el anular de la herramienta, y los ciclos decimales descargando la diferencial de presión necesaria.

La OMNI VALVE es entonces una herramienta fundamental para terminar el trabajo DST pues permite el control de pozo necesario para sacar las herramientas de una forma segura, también por tener bola interna sirve como back up en trabajos donde no haya TST o LPR-N y podría la OMNI servir para probar la integridad de la sarta o incluso para cerrar y abrir el pozo en fondo de pozo.

2.10.10. Rupture Disk, Safety Circulating Valve. La Safety Circulating Valve RD o CVRD Safety es una válvula de único ciclo de Halliburton Testing & Subsea que sirve para circular el pozo entre anular y tubing, es utilizada como back up de la OMNI VALVE o en situaciones o pozo donde la OMNI no funcione ya estando en fondo.

Esta herramienta permite una única apertura de puertos de circulación que después de activados no pueden ser cerrados hasta que se descargue completamente y se le realice mantenimiento. Su activación se realiza mediante la ruptura de un disco seteado a cierta presión anular calculada por el Ingeniero DST, usualmente una presión por encima de la presión de desactivación de la TST y por encima de la presión de operación de las válvulas, debido a que la activación de la CVRD Safety sería la última tarea necesaria para controlar el pozo y sacar las herramientas, y una activación no deseada de esta herramienta antes de tiempo dañaría la prueba DST y tendría que ser sacada toda la sarta para volverla a cerrar.

2.10.11. Drain Valve. La DRAIN VALVE o válvula de drenaje es una valvula de Halliburton Testing & Subsea utilizada en un trabajo DST como método de drenaje de presiones entrampadas. Al momento de terminar una adquisición de datos de una prueba DST y se proceda a controlar el pozo y realizar el POOH de la sarta DST, puede suceder que la bola de la LPR-N, de la OMNI VALVE, o de la CVRD Safety vengán cerradas, quedando cierta presión entrampada entre estas dos o

tres bolas, siendo un peligro para la operación de desconectar las herramientas en superficie, por esta razón, en medio de estas tres válvulas siempre son adjuntadas Drain Valve para ser utilizadas al final de trabajo.

La Drain Valve se compone de un mandril interno con un puerto de comunicación al exterior que al momento de ensamblarla se localiza entre dos zonas de sello móviles que tiene la herramienta en su parte externa, no permitiendo la salida de fluido y garantizando integridad, pero, al momento que se necesite drenar presión entrampada estas partes móviles pueden ser alineadas por el Ingeniero DST para drenar controladamente la presión allí localizada.

En pozo esta tarea es realizada sobre la mesa de perforación al estar sacando el BHA DST, cuando una Drain Valve alcanza la altura de la mesa el Ingeniero DST detiene la operación, colocan cuñas para sostener la sarta, ensambla un accesorio de drenaje especial al puerto exterior de la Drain Valve y procede a alinearlos con el puerto interno, este accesorio tiene un manómetro que al momento de encontrar la presión le mostrará que presión estaba entrampada y una válvula de drenaje de ¼ NPT, que le permitirá evacuarla de manera segura, una vez la Drain Valve ha drenado la presión entre las dos bolas se procede a conectar la sarta de nuevo al elevador del Top Drive, sacar cuñas y seguir la desconexión de la sarta.

2.10.12. Lifting Subs. Los Lifting Subs o Levantadores son herramientas especiales que se conectan encima de las herramientas con la única finalidad de que el elevador del Top Drive pueda enganchar el sub ensamble, levantarlo e ingresarlo al pozo, esto debido a que la mayoría de herramientas de Halliburton TSS son de un único diámetro y no tienen el perfil necesario para esto. Los levantadores tienen la rosca del mismo tipo por encima (box) y por debajo (pin) y se dejan en la sarta para facilitar las tareas de RIH y de POOH.

2.10.13. Crossovers. Los Crossover son herramientas especiales de longitud corta cuya finalidad es permitir a la sarta pasar de un tipo de rosca por debajo a una diferente por encima, para Halliburton Testing & Subsea son esenciales debido a que sus herramientas utilizan una rosca especial que no existe en el mercado, por esta razón debe poseer crossovers especiales tanto para roscas convencionales (IF, EUE, etc) como para roscas especiales (Tenaris blue, Hydrill, PH6, Van Top, etc), las cuales son muy comunes en las etapas de completamiento y pruebas de pozos de gas.

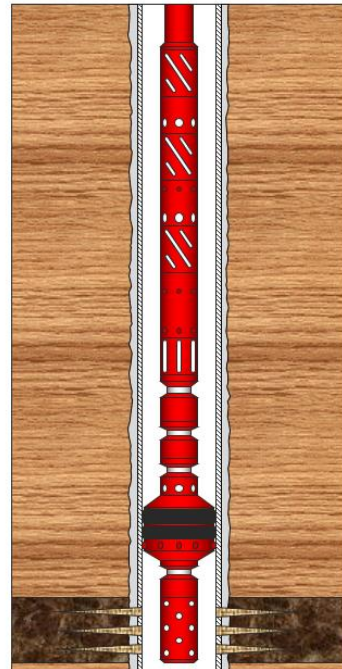
En síntesis, una sarta DST, junto con los cañones de perforación se configura de la siguiente manera:

Figura 13. Esquema Sarta DST. Fuente: Halliburton

Drill Stem Testing

Tool System Components

- *Workstring*
- *Drill Collars*
- *Secondary Circulating Valve*
- *Drill Collars*
- *Primary Circulating Valve*
- *Drill Collars*
- *Tester Valve*
- *Pressure / Temperature Recorders*
- *Hydraulic Jar*
- *Safety Joint*
- *Packer By Pass*
- *Packer*
- *Below Packer Safety Joint*
- *Perforated Pipe*



2.11. DESARROLLO DE UNA PRUEBA DST

Teniendo las herramientas y las condiciones del pozo definidas, el Ingeniero DST junto a su equipo de Diseño del Servicio (DoS), proceden a armar un plan de desarrollo del trabajo en el pozo del cliente que solicite el servicio, este diseño contemplará toda la información del estado mecánico del pozo, las estimaciones de presión y tipos de fluido que se encontrarán en las formaciones a probar, las herramientas a utilizar por parte del equipo DST, define de igual forma si el trabajo de Dynalink® se realizará Wireline o Wireless, y determina el diseño preliminar de la sarta y de los componentes Dynalink® de acuerdo a lo establecido, finalmente establece todos los planes de contingencia necesarios en temas de HSEQ para lograr llevar a cabo el trabajo con la calidad y seguridad que Halliburton establece en sus estándares.

Por políticas de Halliburton ningún trabajo de ninguna línea debe iniciarse si su DoS no se encuentra aprobado tanto por Halliburton como por el cliente, los objetivos de un DoS son:

- Entender y verificar los objetivos del cliente, necesidades y requerimientos.
- Resolver cualquier duda o ambigüedad.
- Crear un diseño detallado del trabajo a realizar.
- Evaluar la viabilidad del programa de diseño y operación, la configuración de las herramientas y el equipo a ser utilizado y su aplicabilidad.
- Compilar la documentación con las aprobaciones internas de ventas, operaciones y gerencia.
- Colaborar y controlar los cambios del diseño, los cuales están sujetos a aprobaciones internas.
- Asegurar que la documentación de todos los procesos se encuentre completa.

Así mismo para desarrollar adecuadamente un DoS se necesita información de entrada tanto del pozo como del cliente:

- Parámetros del pozo, objetivos de la prueba y requerimientos especiales
- Localización del pozo y visitas al cliente
- Recursos necesarios y su origen
- Recomendaciones del cliente
- Recomendaciones y procedimientos de terceras partes involucradas en los procesos a llevar a cabo

Todo esto con la finalidad de que el DoS sea la herramienta principal del Ingeniero DST y la empresa para llevar a cabo con calidad su servicio, por lo que el DoS deberá arrojar unos resultados que son:

- Herramientas y equipos requeridos
- Personal requerido
- Programa operacional
- Procedimientos recomendados
- Planes de contingencia

Un DST realizado por Halliburton inicia con la llegada de los Ingenieros DST Testing & Subsea al pozo, junto con las herramientas que utilizarán para el trabajo, la presentación ante el Company Man, Rig manager y demás autoridades del área es necesario, seguido de una reunión con estas autoridades para revisar el Diseño del Servicio y darle aprobación final a todo el procedimiento.

Seguidamente el Ingeniero líder DST, empieza con la operación así:

2.11.1. Preparación de Herramientas en Pozo. Se realiza check list de todas las herramientas que han llegado de base al pozo, se organizan en racks para proceder a las pruebas de presión, funcionamiento e integridad con presencia del cliente.

Se realiza conexión de test pump (Bomba de prueba) con sus entradas de aire y agua, se prueba que bombee y mantenga presión.

Se comienza la prueba al sub ensamble #1 que entrará en la punta del BHA, que corresponde a los Shock Absorbers, el Champ Packer, la Safety Joint, Big John Jar, TST Valve y un Lifting Sub, se llena el sub ensamble de fluido inhibidor (usualmente agua), se le colocan los probadores de prueba en los extremos (Pin de Shock Absorber radial y Box del Lifting Sub), y se presurizará primero por el pin del sub ensamble #1, de esta forma se evita el cierre del flapper de la TST. Se prueba a una presión superior a la esperada en el pozo por 10 minutos.

Si la prueba no presenta fugas ni pérdidas de presión superiores al 2% de la presión aplicada se considera íntegra y se procede con la siguiente prueba.

Se conecta la entrada de presión al probador del Box del sub ensamble #1, (Caja del Lifting sub), con la finalidad de presurizar contra la flapper de la TST RD y verificar que esté realizando correcto sello metal-metal, simulando las pruebas de integridad que se realizarán mientras se baja tubería. Se presuriza por encima de la presión que se utilizará en el pozo, se mantiene por 10 minutos. Ninguna fuga es aceptada.

Se procede con el sub ensamble #2 y sub ensamble #3 que corresponden al Gauge Carrier y Dynastring Carrier respectivamente, los cuales son llenados de fluido, se colocan los probadores Pin y Box, y adicional se le colocan los probadores o tapones a las entradas de presión que tiene para los sensores, se

procede a presurizar por encima de la presión esperada en fondo 10 minutos y verificar que no hayan fugas.

Seguido se conecta el sub ensamble #4 para prueba, compuesto por la LPR-N Valve, dos Drain Valves conectadas por encima y por debajo de la LPR-N respectivamente, y un Lifting Sub en la parte superior.

La primera parte de la prueba del subensamble #4 consiste en simular la presión anular que se aplicará para abrir y cerrar la bola de la LPR-N, para esto se conecta la manguera por los puertos de entrada de presión del Shear Mandrel de la LPR-N, se presuriza 1000 psi por encima de la presión de nitrógeno de la herramienta y se verifica que el sistema de apertura y cierre funcione correctamente.

Se drena la presión, la bola vuelve a quedar en posición cerrada, en este momento se procede a llenar la herramienta por arriba y se presuriza en ese sentido para probar el sello integro de la bola por arriba, 10 min, ninguna fuga es aceptada.

Se conecta la entrada de presión por debajo de la LPR-N y se prueba la integridad del sello de la bola por abajo 10 min, ninguna fuga es aceptada. Esta prueba simula la entrada y contención de fluido del yacimiento en el pozo.

Seguido a esto se procede a realizar el Open Kit de la valvula LPR-N,

- **Open Kit:** Procedimiento realizado a la LPR-N Valve para que baje abierta en el pozo, permitiendo que la tubería se llene de fluido en el proceso de RIH, consiste en desensamblar la sección operativa de la válvula, desplazar el Shear mandrel y dejar la bola abierta, asegurar el mandril con pines de corte para que al momento de la primera presurización de anular los pines se

rompan, el mandril desplace la bola y esta vuelva a su posición normal, y después de descargar presión la herramienta siga su funcionamiento adecuado, cerrada sin presión anular y abierta con presión anular necesaria.

Posterior al Open Kit de la LPR-N se podrá probar integridad interna de todo el sub ensamble #4, se llena de fluido y se prueba a la presión adecuada 10 min, ninguna fuga es aceptada.

Luego el personal continúa con la prueba del sub ensamble #5, el cual regularmente consiste en la OMNI Valve y un Lifting Sub.

La primera parte de la prueba consiste en comprobar que la OMNI esté en la posición Well Test 2.5 (puertos de circulación cerrados, bola abierta), se conecta la manguera de presión a los puertos anulares de la herramienta y se empieza a simular el proceso de ciclado que se le aplicará en el pozo, presurizando la herramienta 1000 psi por encima de la presión de nitrógeno que posea y descargando 1000 psi por debajo de la misma presión de nitrógeno, desde el ciclo 2.5 hasta el ciclo 7.5 (5 presurizadas), en este momento se desconecta la presión por anular, se llena internamente la herramienta, se colocan los probadores al Pin y al Box de la herramienta, se conecta a alguno de estos la manguera de presión y se prueba integridad por 10 min, ninguna fuga es aceptada.

Posterior a esta prueba se conecta la entrada de presión a los puertos anulares de la OMNI nuevamente, y se continua con el procedimiento de ciclado de la herramienta, desde el ciclo 7.5 hasta el ciclo 9.5 (2 presurizadas) donde la posición cambia a Blank 1 (Puertos de circulación cerrados y bola en posición cerrada), y en esta posición se procede a desconectar presión anular y a probar integridad de sello de la bola tanto por arriba como por abajo, procedimiento igual al de probar la bola de la LPR-N.

Luego de probar el sello de la bola de la OMNI tanto por arriba como por abajo, la entrada de presión es nuevamente conectada a los puertos anulares de la OMNI, y se reinicia el proceso de ciclado desde el ciclo 9.5 hasta el ciclo 11.5 donde se debe comprobar que los puertos de circulación se abran, y se continúa hasta reiniciar los ciclos y llegar a la posición 2.5 Well Test, posición en la que la herramienta será bajada al pozo.

Finalmente se sigue con la prueba al sub ensamble #6, que normalmente consiste en una Drain Valve, una CVRD Safety y un Lifting Sub para estas herramientas, su prueba consiste en simplemente llenar el sub ensamble de fluido por su parte interna, colocar los probadores tanto en el Pin del sub ensamble #6 (Pin de la Drain Valve en este caso), y probador en el Box del Lifting sub (fin del sub ensamble) durante 10 min con la presión adecuada, ninguna fuga es aceptada.

Lo siguiente a llevar a cabo por parte del Ingeniero DST es revisar el nivel de nitrógeno de las válvulas OMNI y LPR-N las cuales son cargadas en la base de operaciones en Funza, Cundinamarca, se deben encontrar en el nivel calculado de acuerdo a las condiciones del pozo y a las presiones necesarias de trabajo, o de ser necesario, deberá drenar presión o presurizar más en la locación.

Finalmente realizará la prueba de presión a los discos de ruptura de la válvula TST RD y de la CVRD Safety, simulando la aplicación de presión anular a cada uno de estos discos aplicando 1000 psi por debajo de la presión nominal de dichos discos, por ejemplo, si el disco de ruptura de la TST RD escogido es de 3000 psi, se probará con 2000 psi máximo 2500 psi, por 10 min asegurando que el disco no se romperá con menor presión que la estipulada, de igual forma con el disco de la CVRD Safety.

De esta forma todas las herramientas se encuentran listas y probadas para ingresar el pozo, faltando únicamente el ensamble de los sensores y repetidores

convencionales y de Dynalink, al Gauge Carrier y Dynastring Carrier respectivamente, operación que se detallará a continuación.

2.11.2. Preparación de Sensores Convencionales en el Pozo. En una prueba DST, Halliburton Testing & Subsea busca siempre la confiabilidad y seguridad de sus resultados y data obtenida, por esta razón aun en trabajos donde se utilice el sistema Dynalink®, también son corridas en el pozo memorias convencionales, que al finalizar el trabajo, llegar a superficie y ser leídas por el Ingeniero DST, corroboraran y soportaran la precisión y confiabilidad del Dynalink® que se corrió durante la prueba.

Por esta razón al arribar a pozo se realizará la programación de las memorias convencionales, utilizando el software respectivo de las memorias disponibles en Halliburton Testing & Subsea, los cuales cuentan con memorias Spartek®, y memorias Metrolog® para la realización de estos trabajos.

Se le realiza depasivacion a las baterías de litio de cada una de las memorias, se programan y se ponen en funcionamiento para realizar prueba de banco, es decir, verificar que la memoria esté registrando datos de presión y temperatura ambiente.

Una vez la data descargada y verificado el buen estado de estos sensores se procede a programarlos nuevamente, con los tiempos de espaciamento que el cliente y Halliburton hayan acordado, se registran las horas exactas de conexión de las baterías pues es vital para calibrar la información que se obtenga al final de la prueba. Una vez las baterías son conectadas en superficie los sensores comienzan a tomar datos de presión y temperatura.

Finalmente y momentos antes de bajar las herramientas al pozo los sensores convencionales programados y con sus baterías de litio ensambladas se conectan

al cuerpo del Gauge Carrier, herramienta que los cargará asegurados a la sarta durante toda la prueba de presión.

2.11.3. Preparación de Sensores y Repetidores Dynalink® en el Pozo. La preparación de los sensores Dynalink® comienza con la revisión y check list de todas las herramientas necesarias, como lo son los sensores PPS (para Dynalink®), los repetidores, las baterías de litio, y los accesorios necesarios si el pozo se correrá con Dynalink® Wireline o con Dynalink® Wireless.

Seguidamente el Ingeniero DST procede a realizar los ensambles necesarios para las pruebas, debido a que el Dynastring carrier tiene capacidad para dos sensores, se arman dos subensambles de memoria PPS y repetidor Dynalink®, en este momento y por medio de un cable amphenol energizado a la corriente es conectado al pc donde se le realiza la programación de prueba a los dos sub ensambles, se programa tanto el sensor con la tasa de muestreo que requiera el cliente, y el repetidor con la tasa a la cual enviará los datos a la superficie.

Después de tener los sensores y repetidores programados el Ingeniero DST procede a depasivar las baterías de litio que va a utilizar y a conectarlas a cada uno de los repetidores que programó, teniendo especial cuidado en apuntar la hora de conexión de la batería pues será el punto de referencia para que los datos adquiridos estén en el tiempo correcto.

Una vez conectadas las baterías de litio el repetidor y el sensor tienen energía para funcionar y la memoria por ende ya se encuentra realizando toma de datos de presión y temperatura del medio ambiente.

Seguido a esto el Ingeniero DST procede a realizar la programación y prueba de los demás componentes Dynalink® que se vayan a tener en la sarta o al momento

de la prueba DST, los componentes varían si el trabajo se desarrollará Wireline o Wireless.

2.11.3.1. Accesorios Wireline y Prueba de Funcionamiento. Si el trabajo se realizará Wireline el Ingeniero DST procede al ensamble y prueba del Dynalink Wireline Tool, herramienta que consiste en un sensor PPS, un repetidor Dyanlink, y la Wireline Interface tool, herramienta que hace posible que este sub ensamble sea conectado al cable eléctrico.

Una vez ensambladas estas herramientas el Ingeniero DST procede a programar de igual forma el sensor y el repetidor de este sub ensamble que se conoce como nodo 2.0., teniendo especial cuidado en programarlo con las mismas tasas de trasmisión de datos de los sensores que estarán en fondo para hacer posible la comunicación.

Una vez programado el nodo 2.0. El ingeniero DST procede a conectar los otros accesorios necesarios para realizar la prueba al sub ensamble, adjuntando al nodo 2.0. una cabeza eléctrica que simula la transmisibilidad del cable eléctrico que será corrido en pozo, estos mediante un cable coaxial son conectados a la Wireline Surface Interface Box (Caja amarilla), la cual otorgará el voltaje y la energía al nodo 2.0, comunicará todos los sensores y hará posible la lectura de los datos en computador.

Apenas la Wireline Surface Interface Box sea encendida el Ingeniero DST comprueba que exista la comunicación entre las herramientas del sistema, realiza una simulación en la cual les solicita a los sensores de fondo datos de presión y temperatura y estos son enviados al nodo 2.0. y al PC, comprobado que la comunicación existe y que los sensores funcionan correctamente la prueba termina, los sensores son reprogramados para que su capacidad de datos se

encuentre de nuevo completa, se torquean los sub ensamblés y quedan listos para ser adheridos al Dynastring carrier para la corrida en pozo.

2.11.3.2. Accesorios Wireless y Prueba de Funcionamiento. El procedimiento para programar y probar los accesorios wireless en pozo comienza con la programación de los repetidores que irán en clamps pegados a la sarta, ya se debe conocer con anterioridad el programa de cuantos repetidores irán, en cual tubo de la sarta, con la distancia entre uno y otro.

La programación tiende a realizarse de arriba hacia abajo, es decir, programando primero los repetidores más cercanos a la superficie y avanzando después con la programación de los repetidores que estarán a una profundidad mayor.

En este tipo de aplicación a lo largo de la sarta se tendrán Dynalink® repeater tools, es decir, únicamente telemetría y electrónica para transmitir los paquetes de datos, y únicamente los sensores que se van a colocar en el Dynastring carrier serán Dynalink® gauge tool, es decir, repetidores y sensores PPS los cuales si almacenarán datos de presión y temperatura.

Una vez programados todos los repetidores de la sarta Dynalink® se procede a probar su correcto funcionamiento y transmisión de datos, apenas sea programado el Dynalink® gauge tool y se le conecte su batería de litio este empezará a almacenar datos.

En este momento el Dynalink® repeater tool que quedará en superficie es conectado al Dynalink® Wireless kit, herramienta que se encarga de transmitir las señales de radio frecuencia que transmitirán y recibirán los comandos y paquetes de datos, se enciende la herramienta, se abre el software Dynalink® y se enciende la Caja amarilla en modo Wireless.

En este momento el Ingeniero DST comienza la adquisición de datos de prueba, establece comunicación a través del nodo 2.0 (el cual está conectado al Dynalink® Wireless Kit) y envía un mensaje solicitando datos de presión y temperatura en tiempo real a los sensores de fondo, este mensaje será transmitido a través de todos los repetidores y de igual manera retornará con los datos solicitados.

Después de comprobar que los datos están siendo almacenados y son enviados y recibidos de manera satisfactoria se inicia prueba de distancia.

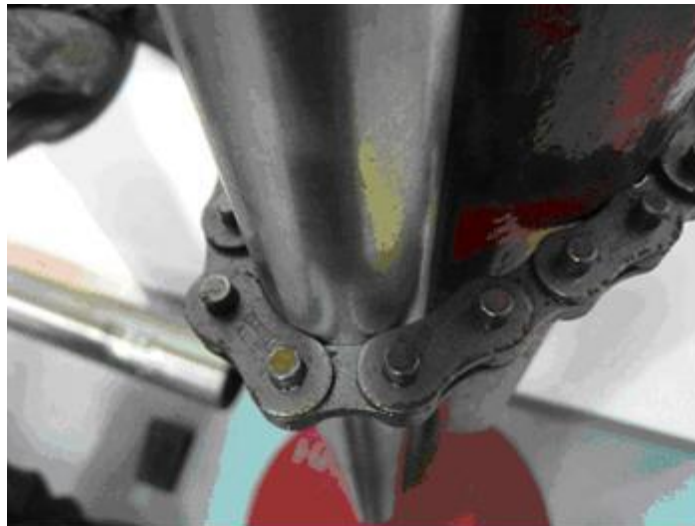
La cual consiste en alejar el nodo 2.0 progresivamente del computador Dynalink® y de la Surface Interface Box, hasta una distancia de 500 pies, simulando las distancias que tendrán los repetidores cuando estén clampeados a la sarta en fondo de pozo, la información debe seguir llegando óptimamente hasta una distancia de 500 pies, superando esta distancia la señal e intensidad comienzan a disminuir pues la distancia supera el máximo recomendado para la calidad del equipo.

Confirmados estos dos tests los equipos se encuentran listos para ser ingresados a pozo, se descarga la data de los sensores de fondo para que su memoria se encuentre vacía y se dejan sin batería de litio hasta el momento previo al ingreso a pozo, los demás repetidores se reprograman con la información previamente creada y el equipo, que consta entonces de X número de Dynalink® repeater tools, y 2 Dynalink® gauge tools se encuentran listos para ingresar al pozo cuando la operación lo requiera.

Figura 14. Nodo 2.0. con Surface Wireless Tool ensamblada



Figura 15. Dynalink Repeater tool clampeado a tubería



2.11.4. Corrida de Sarta DST a Fondo de Pozo. La corrida de la sarta DST a fondo de pozo sucede cuando todas las herramientas estén probadas y los sensores Dynalink® probados y re-programados, en este momento el Ingeniero DST y su personal realizan reunión pre-operacional con el personal del taladro y empresa operadora para divulgar los riesgos asociados a la conexión del BHA DST, y la corrida de la sarta a fondo, buscando concientización de parte de todos para mitigar al mínimo los riesgos inherentes a la tarea.

Se verifica con el personal del taladro que las BOPs se encuentren abiertas, que el nivel de fluido no vaya a ser descuidado, y el especial cuidado de no golpear las herramientas de la prueba al subirlas a la planchada pues pueden des-calibrarse o causar un incidente.

Seguido a esto las herramientas DST, las cuales por lo general son la cola de la sarta son ubicadas al lado de la planchada del taladro, con colaboración del montacargas una a una son subidas por la planchada hasta la mesa rotaria con winche y eslinga hasta donde son enganchadas con el elevador del Top Drive, el cual debe tener las cuñas adecuadas para el perfil de los Lifting Sub de Halliburton TSS.

Figura 16. Elevador de Top Drive en extensión para subir herramientas de la planchada a la mesa.



Fuente: GLOBAL DRILLING SUPPORT. World Oil Features Global Drilling Support On Benefits Of Condition-Based Maintenance Program. 2016 [en línea] [citado 15 de noviembre de 2016] disponible en: <http://www.globaldrillingsupport.com/category/news/>

Una vez en la mesa los sub-ensambles de la sarta DST son soportador por las cuñas de la mesa, ensamblados y torquados en secuencia con llaves de potencia de 5 pulgadas y el torque que el Ingeniero DST indique, generalmente 6000 Lb-ft para conexión HLB 3-7/8 CAS.

Se le indica al personal del taladro especial cuidado al momento de subir por la planchada las herramientas ya que algunas tienen una carga presurizada de nitrógeno, y los carrier llevan sensores que al ser golpeados con fuerza pueden des-calibrarse.

Una vez todas las herramientas del BHA DST son conectadas comienza por parte del personal del taladro la conexión de la tubería a utilizar durante el completamiento (tubing), hasta llegar a la profundidad deseada para la realización de las pruebas. Durante estas horas el Ingeniero DST da recomendaciones de la velocidad de conexión de paradas por hora, y verificación de presión anular debido a esta velocidad, para evitar que se suba a niveles indeseados y active las válvulas antes de tiempo.

A partir de este momento comienza la conectada de tubing de producción con el cual se llegará a la profundidad deseada, si es aplicación WIRELINE, nada irá conectado a la sarta de producción si es aplicación WIRELESS se recuerda que de acuerdo al programa en ciertos tubos de producción irán conectados los clamps que mantendrán fijos a la sarta los repetidores Dynalink®.

También previo acuerdo con el cliente cada 1000 o 2000 pies de tubería conectada se realizará prueba de integridad, en este momento el Ingeniero DST coordina primero una circulación en reversa, alineándose así: bomba del taladro-flow line-anular-fondo de sarta-tubing-manguera en superficie a tanque de taladro, y circula un aproximado de 5 a 10 bbls de salmuera teniendo preventor anular cerrado, con la finalidad de limpiar el asiento de la flapper de la TST RD Valve y garantizar sello metal-metal durante la prueba.

Posterior a la circulada en reversa, se procederá a presurizar en directa para probar integridad de la tubería, esto generalmente se hace bombeando por el Top Drive por lo tanto es conectado al último tubo conectado en superficie, y se realiza alineación de la siguiente manera: bomba del taladro – stand pipe – top drive – tubing- flapper de TST RD Valve, todo esto teniendo los preventores anulares abiertos para en caso de fugas el flapper de la TST RD Valve veamos retornos en los tanques.

Se presuriza a 1000 psi por 5 min (en baja) y si ninguna fuga es evidenciada se aumenta la presión de prueba a 5000 psi durante 10 min (Alta) si no hay fugas se comprueba integridad de la sarta, se drena la presión a cero psi, se desconecta top drive, y se continúa con la corrida de tubing al pozo.

Una vez en fondo de pozo tubing + BHA DST se procede a realizar otra prueba de Integridad contra la flapper de la TST RD Valve, posterior a esto y si existe marca radioactiva en la sarta se entrará con una unidad de registros Gamma Ray – CCL a verificar que la sarta se encuentre en la posición adecuada para el sentamiento del empaque, de no estar posicionados correctamente el personal TSS procederá a realizar espaciamiento (Cambiar uno de los tubos por pup joints cortos que ajusten la profundidad a la medida deseada).

Realizado el espaciamiento, y habiendo anexado tubos nuevos a la sarta es necesario probar nuevamente integridad contra la flapper de la TST RD Valve, se circula en reversa y se prueba en directa nuevamente, si al prueba da OK, se procede a realizar el sentamiento del Champ Packer.

2.11.5. Sentamiento Del Champ Packer. Teniendo presentes los cálculos necesarios, de arrastre de la tubería, encogimiento de la sarta por su material, y peso deseado sobre el empaque el Ingeniero DST calcula el slack off, por medio del cual conoce cuál es el tronco de tubing que debe dejar en superficie para sentar el empaque en la posición adecuada con el peso deseado.

$$\begin{aligned}
 & \textbf{Slack off (in) =} \\
 & \frac{\text{Peso deseado sobre empaque (Lbs)}}{1000} \times \frac{\text{Prof de sentamiento (ft)}}{1000} \times \text{Slack off Factor de la tubería} \\
 & (1)
 \end{aligned}$$

- El Factor Slack off de la tubería se conoce de manera rápida refiriéndose al Red Book de Halliburton.
- El peso deseado sobre el empaque resulta de considerar los escenarios de presiones y fuerzas que actuarán sobre el empaque a lo largo de la prueba y que tenderán a des-asentarlo.
- La profundidad de asentamiento se da en MD.

Al realizar este cálculo de la ecuación (1) se conoce cuál es la distancia de tubería que se comprimirá para sentar el empaque Champ.

El champ packer, como ya se mencionó es un empaque de tipo mecánico, necesita una vuelta efectiva a la derecha para desactivar su sistema de seguridad y permitir a las cuñas engancharse al casing.

La teoría indica que por cada 1000 pies de tubería, una vuelta en superficie es efectiva $\frac{1}{4}$ de vuelta en fondo, teniendo en cuenta esto y la profundidad del pozo el Ingeniero DST le indica al perforador las vueltas necesarias, después se procede a ir bajando la sarta lentamente, pendientes de los pesos que se vayan registrando en las pantallas o medidores, una vez se vaya perdiendo peso en superficie es un indicador que el empaque enganchó y el peso está recayendo sobre él, hinchando las gomas y creando el sello anular, se baja hasta donde el peso sea el deseado y se detiene la operación. El empaque ha quedado sentado con X peso que se muestre como perdido en superficie.

Una vez sentado el empaque es necesario probar que las gomas estén haciendo correcto sello en el anular, razón por la cual se realiza alineación para presurizar el anular, se cierran preventores anulares y se prueba con una presión superior a la requerida para la operación de las válvulas, 10 minutos, ninguna caída de presión es aceptada. En esta prueba y presurización de anular además se rompe el disco de la TST RD Valve, dejando completamente abierto el flapper de ahí en adelante

permitiendo la circulación en directa de fluido, se rompen los pines del Open Kit de la LPR-N Valve, permitiendo a la bola cerrarse al despresurizar, y se consume un ciclo de la OMNI Valve, que queda en 3.5 y sigue en posición de Well test.

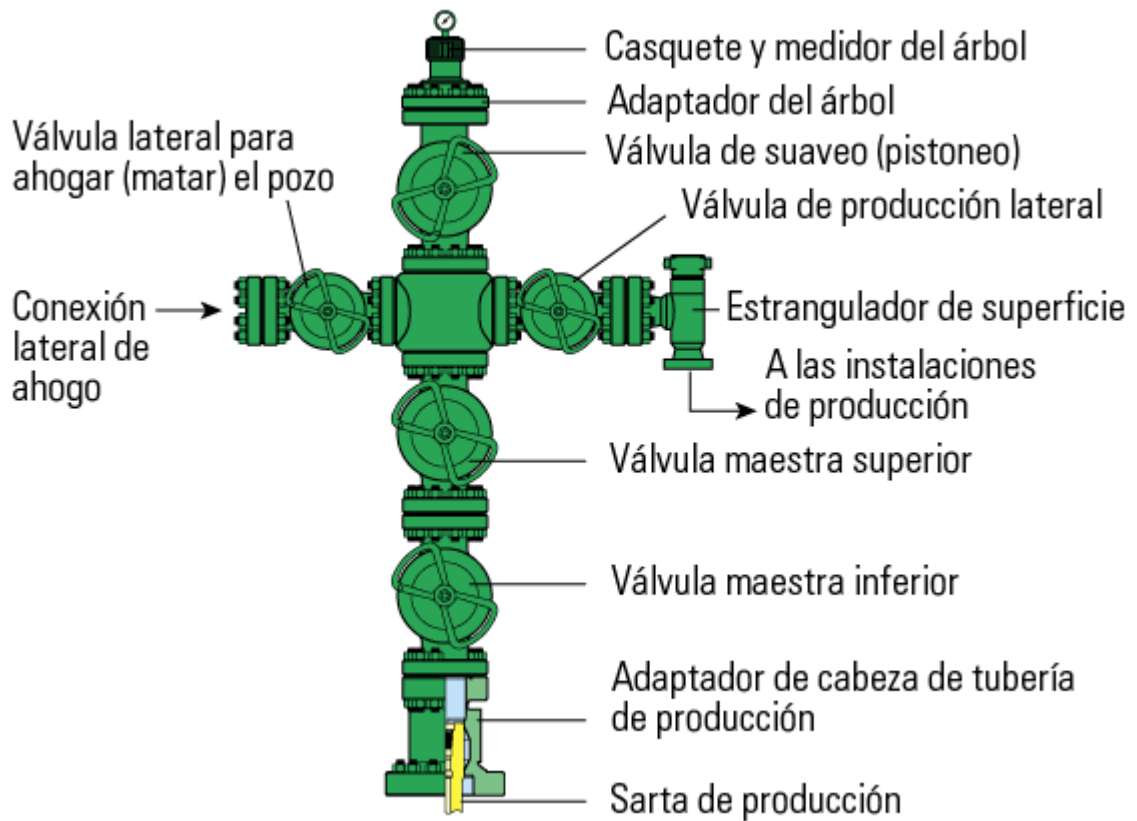
En este momento de la operación se procede a asegurar tubing hanger (asiento del tubing en superficie, evitando que la sarta se vaya a fondo en caída libre) para realizar la remoción de las BOPs y la instalación del arbolito de producción, indispensable para realizar la prueba ya que por allí se conectan los equipos de superficie que recibirán los fluidos del pozo (líneas, separadores, quemadores, etc.). Esta operación normalmente toma entre 6 y 8 horas.

Al terminar y probar la correcta instalación tanto del arbolito de producción, como de las líneas de los equipos de superficie, el sistema se encuentra listo para poner el pozo en producción.

En este punto, y teniendo en cuenta que por lo general un DST es efectuado a un pozo que aún no ha sido puesto en producción, la tarea a realizar es el cañoneo del pozo, los cañones se ubican en la punta de la sarta, debajo de la sarta DST, y por lo general son cañones TCP Halliburton, los cuales son activados mecánicamente mediante el lanzamiento de una barra en superficie.

2.11.6. Primer Periodo de Flujo (Puesta en Producción del Pozo). Recordando que en este momento ya se cuenta con árbol de producción y no con BOPs, la alineación previa al cañoneo del pozo es fundamental.

Figura 17. Esquema de árbol de producción Sección C.



Fuente: SCHLUMBERGER árbol de Navidad. 2017. [en línea] [citado 20 de noviembre de 2017. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas_tree.aspx

Al encontrarse todo el sistema sin presión, la bola de la LPR-N Valve se encuentra cerrada, y es necesario abrirla para lanzar la barra, cañonear y permitir la producción del pozo, esto se hace conectando la línea de la bomba del taladro a la sección B del árbol de producción la cual comunica al anular, se presuriza el anular con 1800 – 2000 psi (según los cálculos y presión de nitrógeno de la válvula) y se mantienen en este rango para mantener la bola de la LPR-N Valve abierta. (OMNI Valve cambia a ciclo 4.0 Well test).

En este momento y coordinando con la facilidad de producción se procede a lanzar la barra de cañoneo, eso se hace de manera manual, teniendo abiertas las dos master valve del árbol de producción y de igual forma la swab Valve. En una profundidad de 10000 pies la barra de cañoneo tarda en llegar a fondo aproximadamente 3 minutos, tiempo suficiente para que los operarios en superficie cierren la Swab Valve, dejando las dos Masters abiertas, abriendo también la Válvula de producción lateral y dejando el pozo alineado hacia las instalaciones de producción.

El momento del cañoneo es evidenciado por vibraciones en superficie, por el soplo en las líneas de producción (Caudal de fluido del pozo), y finalmente por un aumento progresivo de la presión en cabeza evidenciada en los manómetros.

Recordando que este primer periodo de flujo corresponde a un periodo de limpieza y que no es superior a las 6 horas, en aplicaciones wireless no se inicia la adquisición de datos en tiempo real sino hasta el primer periodo de cierre, aunque si se utiliza este tiempo para realizar la conexión de la Surface Wireless Interface de Dynalink, de igual forma recordar que en aplicación Wireline no es posible realizar toma de datos en tiempo real durante el flujo.

El Ingeniero DST en este periodo debe monitorear constantemente la presión anular y verificar que no caiga hasta niveles donde la bola de la LPR-N Valve se cierre y dañe la prueba, también está al tanto del nivel de los tanques que están recibiendo el fluido del pozo para verificar cuando se reciba todo el fluido de carga (Columna que estaba llenando el tubing previo al cañoneo).

2.11.7. Primer Periodo de Cierre de Fondo de Pozo. Al momento de finalizar el primer periodo de flujo, 6 horas aproximadamente o cuando el pozo aporte todo el fluido que estaba en el tubing, se decide parar el primer flujo e iniciar el primer periodo de cierre en fondo de pozo, en este momento el Ingeniero DST realiza junto con el personal del equipo la descarga de la presión del anular a cero psi, generalmente abriendo la descarga de la bomba con la que se presurizó, esta descarga de presión debe ser rápida, en no más de 2 minutos, para garantizar que el nitrógeno de la LPR-N Valve no compense la caída de presión y la bola quede completamente cerrada. En este momento la OMNI Valve se ubica en el ciclo 4.5 (Well Test).

Operacionalmente lo que se tiene en este momento es un sistema donde el fluido que viene del yacimiento y entra al pozo se encuentra totalmente atrapado, por el anular contra las gomas del Champ Packer, y por el tubing por debajo de la bola de la LPR-N Valve que se encuentra cerrada, por esta razón en los sensores de fondo que se encuentran debajo de la bola se está registrando el aumento de la presión de fondo de pozo, un estimado de la presión de restauración o presión promedio del yacimiento, importante para los cálculos de porosidad, límites del yacimiento, etc.

A partir del cierre en fondo el Ingeniero DST coordina la tarea de adquisición de datos en tiempo real con el Dynalink® Telemetry System. Tareas que varían si la aplicación es Wireline o Wirelesss.

- **Procedimiento para iniciar adquisición de datos en aplicación Wireline:**

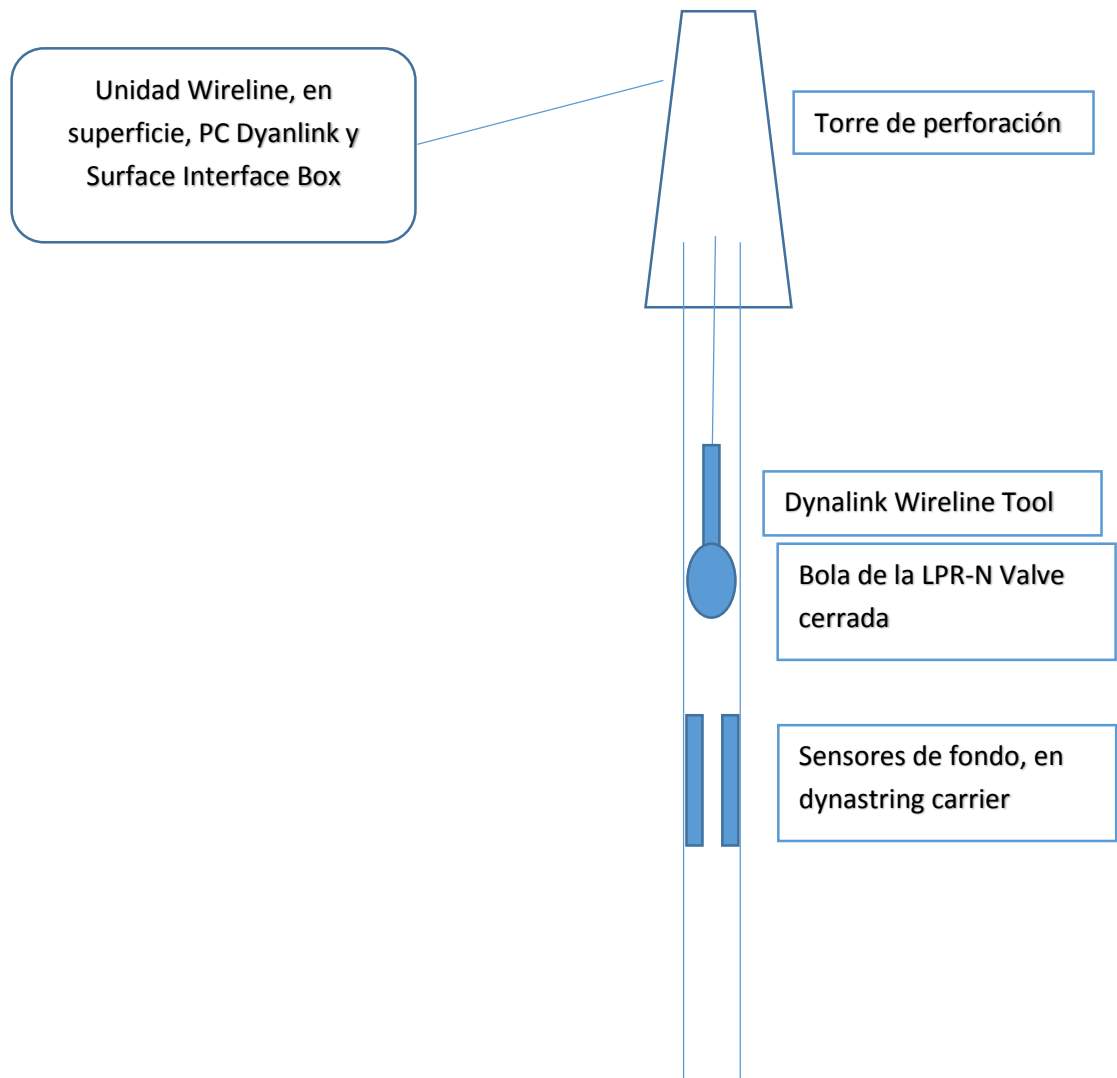
La adquisición de datos en aplicación Wireline comienza con el cierre en fondo del pozo, en este momento, el Ingeniero DST autoriza a los operadores de la unidad de Wireline a hacer el Rig up de sus herramientas: poleas, guayas, equipo de control de presión, lubricadores, bombas y demás son instalados para poder bajar el cable eléctrico dentro del tubing con el Dynalink® Wireline Tool en su punta.

Cuando esté realizado el Rig Up de la unidad de Wireline y que el Dynalink Wireline Tool se encuentre conectado en superficie el Ingeniero DST enciende la Wireline Surface Box, e inicia comunicación entre el PC y el nodo 2.0. Verificando que este se encuentre registrando datos de presión y temperatura y correctamente los envíe por el cable hasta el software Dynalink.

Una vez realizado este Network test se procede a ingresar la herramienta al sistema, se debe tener en cuenta que en este momento se encuentran atrapados entre la bola de la LPR-N Valve y superficie la presión a la cual estaba fluyendo el pozo, que no se debe descargar a cero psi pues el draw down de presión tan grande afectaría las condiciones del pozo cuando vuelva a fluir, por esta razón la unidad de presión del equipo de wireline tiene que presurizarse a las mismas condiciones, posterior a esto se procede a abrir la Swab Valve, la cual durante todo el flujo se encontraba cerrada (desde el cañoneo) y por allí baja el cable eléctrico con el Dynalink Wireline Tool, la velocidad de bajada se estima que no debe ser superior a 120 pies por minuto, con la finalidad de ver los cambios en la presión hidrostática y la temperatura del tubing mientras se baja la herramienta.

Una vez el nodo 2.0. llegue al tope sobre la bola de la LPR-N, se evidencia una pérdida en la tensión del cable eléctrico.

En este momento la configuración del Software Dynalink® es cambiada por el Ingeniero DST, se detiene la comunicación con el nodo 2.0. (Dynalink® Wireline Tool) y se establece comunicación hasta el nodo 3.0. (Sensores de fondo, por debajo de la bola, en el Dynastring carrier) así:



Al momento de establecer comunicación lo primero que realiza el Ingeniero DST es adquirir data histórica, es decir, recuperar los datos de presión y temperatura de los sensores Dynalink desde que fueron conectados hasta el presente. Esto puede tardar unas horas pero es información vital para observar que la integridad del tubing y casing se haya mantenido durante todo momento, evidenciar el cañoneo, y la presión de fondo fluyendo después del pozo haberse puesto en producción.

A partir del momento en que se termine de recuperar la data histórica se establece comunicación en tiempo real.

Desde este momento en adelante el Ingeniero DST según la programación realizada desde antes de bajar la sarta DST, empezará a recibir datos cada 2 o 3 minutos de la presión y temperatura en fondo de pozo, y puede enviar los informes a los Ingenieros de Yacimiento de la empresa operadora cada vez que lo requieran.

Este primer periodo de cierre generalmente tiene una duración de 24 horas.

Después de finalizado el periodo de cierre el Ingeniero DST lo primero que realiza es apagar la comunicación con el nodo 3.0. Dynalink, después de esto junto con la cuadrilla de la unidad de Wireline comienza la sacada del cable eléctrico y del nodo 2.0 a superficie.

Una vez el cable eléctrico llega a superficie se desconecta el nodo 2.0. y se realiza Rig Down de los accesorios de la unidad de wireline ubicados en la mesa de perforación.

Se inicia entonces la maniobra para abrir el pozo en fondo a su segundo periodo de flujo.

- **Procedimiento para iniciar adquisición de datos en aplicación Wireless:**

Si el DST que se está realizando es aplicación Wireless al momento de cerrar el pozo el Ingeniero DST y su cuadrilla iniciarán la instalación de todo el equipo Dynalink Wireless de superficie, una vez estando el sistema conectado se realiza el Network test, en el cual se confirma que todos los repetidores que hacen parte de la sarta estén comunicando correctamente la información que le es solicitada

desde el fondo de pozo hasta la superficie y de no ser así reprogramar la adquisición de datos saltando unidades defectuosas.

De igual manera que en la adquisición wireline, en la aplicación Wireless al momento de establecer comunicación lo primero que realiza el Ingeniero DST es adquirir data histórica, es decir, recuperar los datos de presión y temperatura de los sensores Dynalink® desde que fueron conectados hasta el presente. Esto puede tardar unas horas pero es información vital para observar que la integridad del tubing y casing se haya mantenido durante todo momento, evidenciar el cañoneo, y la presión de fondo fluyendo después del pozo haberse puesto en producción.

A partir del momento en que se termine de recuperar la data histórica se establece comunicación en tiempo real.

Desde este momento en adelante el Ingeniero DST según la programación realizada desde antes de bajar la sarta DST, empezará a recibir datos cada 5 o 6 minutos de la presión y temperatura en fondo de pozo, y puede enviar los informes a los Ingenieros de Yacimiento de la empresa operadora cada vez que lo requieran.

Este primer periodo de cierre generalmente tiene una duración de 24 horas.

2.11.8. Segundo Periodo de Flujo. El segundo periodo de flujo inicia cuando el ingeniero DST alinee la bomba del taladro a la válvula lateral del cabezal para presurizar el anular del pozo, lo realiza de manera rápida, no más de 2 min, hasta aproximadamente 1800 psi o la presión calculada por el ingeniero, en este momento se supera la presión de nitrógeno de la Válvula LPR-N y abre el pozo en fondo, se evidencia por la recepción de fluido a las facilidades, y el aumento de presión en cabeza o tubing. La presión debe mantenerse y ser monitoreada

durante todo el tiempo de flujo. Debido a esta presurización de anular la OMNI Valve se ubica en el ciclo 5.0 (Well test) aún configurada como un tubo.

Durante este periodo se recuerda nuevamente que no es posible realizar adquisición de datos cuando es aplicación Wireline, debido a que el cable tendrá problemas para bajar con el pozo fluyendo, y la turbulencia en la herramienta no permitiría una adquisición satisfactoria.

En aplicación Wireless es posible realizar la adquisición de datos durante este flujo, se continúa con la misma configuración del sistema y se adquieren datos en tiempo real desde el computador Dynalink®, datos importantes para conocer presión de fondo fluyendo, y pérdidas por fricción en tubería de acuerdo a la presión que la facilidad en superficie este leyendo, además de ser vitales para el análisis nodal, la capacidad de producción del pozo a diferentes chokes (apertura del choke manifold ajustable en superficie) conocido en pozos de gas como la “deliverability” o entregabilidad.

Este periodo normalmente tiene una duración de entre 40 y 60 horas, y como se mencionó puede manejarse con un choke fijo, o manejando la prueba tipo Flow after Flow, en la cual cada ciertas horas se aumenta la apertura del choke para probar cuanto entrega el pozo en diferentes escenarios de producción. También es casual que el cliente desee realizar aperturas del choke buscando cierta cantidad de producción como la variable independiente.

2.11.9. Segundo Periodo de Cierre. Este periodo inicia cuando el cliente de acuerdo a las recomendaciones del equipo Halliburton-DST decida cerrar el pozo por segunda ocasión.

El ingeniero DST realiza la maniobra de despresurización del anular del pozo de manera rápida llevando la presión de esta zona a cero psi, causando que la bola

de la válvula LPR-N se cierre de nuevo. La OMNI Valve debido a esta despresurización se ubica en la posición 5.5 (Well test).

En aplicación Wireless se continúa con la misma configuración, se realiza Network test y se comienza la adquisición de datos por medio de radio frecuencias desde superficie, a través de todos los repetidores de fondo hasta llegar a los sensores del Dynastring carrier y obtener los datos deseados.

En aplicación Wireline apenas el pozo es cerrado se comienza Rig up de los equipos Wireline necesarios para bajar el Dynalink® Wireline tool al fondo de pozo, unidad de presión, poleas, lubricadores y demás son instalados de nuevo y la herramienta es bajada a fondo a través del pozo hasta posicionarse encima de la bola de la Válvula LPR-N, una vez allí se inicia la adquisición de datos desde superficie, a través del cable, pasando por el nodo 2.0, pasando por la bola, y extrayendo los datos por telemetría a los sensores ubicados en el Dynastring carrier.

Durante todo el momento del cierre un personal del equipo DST se encuentra realizando la adquisición de datos, enviando los comandos necesarios y recibiendo los paquetes de datos, cada 2 horas o cada cuando el cliente lo requiera el Ingeniero está capacitado para tomar el paquete de datos y realizar un informe breve el cual envía a Bogotá para que el cliente realice en tiempo real el análisis de la data, siendo importante mencionar que lo que se busca en este punto es la estabilización de la presión el flujo radial que permite con la Ingeniería de yacimientos realizar cálculos importantes para una caracterización precisa del yacimiento el cual se está probando.

Este periodo de cierre anteriormente tenía un tiempo estimado de entre 60 y 80 horas, las cuales eran respetadas casi de manera exacta con la idea de permitir al

pozo estabilizar presión, recordando que no era posible conocer la presión en fondo en tiempo real.

Gracias al sistema Dynalink este periodo ha sido optimizado, de manera que en los pozos y yacimientos donde la presión tiene una restauración rápida este periodo de cierre puede ser mucho más corto, entre 12 y 24 horas, representando un ahorro importante en horas de taladro para la compañía operadora, pero también, en pozos donde la presión es muy alta y la restauración es muy lenta se han tenido casos de cierres de más de 100 horas, las cuales han permitido que el pozo entre en flujo radial y la data sea significativa.

Una vez el cliente decide que la data es significativa y no requiere más de la misma se detiene la adquisición de datos en tiempo real, el Dynalink es apagado y la configuración en superficie tanto Wireless como Wireline es desconectada y almacenada, en este momento comienza la operación de control de pozo.

2.11.10. Control de Pozo. El control de pozo es una tarea realizada con la finalidad de tener un fluido de control en el pozo que contenga de manera adecuada los fluidos del yacimiento previo al desasentamiento del empaque y la sacada de la sarta a superficie.

Durante la prueba DST, es común utilizar un fluido de control o salmuera que mantenga en balance al pozo, ejemplo, si el pozo se estima que tenga una presión de fondo de 4000 psi, el primer punto de perforados se encuentra a 8000 pies en profundidad real, una salmuera de 9.7 ppg sería la adecuada para mantener al pozo en balance.

Al momento del cañoneo es normal realizar un underbalanced quitando columna de fluido del pozo, mas no cambiando la densidad del mismo.

Para realizar el POOH de la sarta DST, y proceder a bajar el completamiento final, es necesario aumentar la densidad del fluido de control para contrarrestar el efecto de suaveo que realiza la sarta al ser sacada del pozo, y a compensar el peso de la sarta que ya no estará sumando a la hidrostática.

Este procedimiento se realiza circulando por el pozo un fluido de mayor densidad al que se encuentra allí, buscando que aumente la densidad de todo el sistema, eso se hace generalmente en directa (circulando por tubing y recibiendo por anular), pero debido a que el empaque se encuentra sentado, y la bola de la LPR-N Valve se encuentra cerrada, es necesario utilizar la OMNI Valve para circular.

Esto se realiza presurizando el anular X veces dependiendo del ciclo en el que se encuentre la OMNI, hasta hacerla llegar al ciclo 11.5, momento de despresurización en el cual la herramienta teniendo su bola cerrada abre sus puertos de circulación comunicando tubing con anular. Esto se evidencia gracias a que cuando se vuelve a presurizar en directa el anular también aumenta su presión.

A partir de allí y de acuerdo a las órdenes del Company Man se decide cuando fluido será necesario cambiar en el pozo para alcanzar la nueva densidad deseada, siendo lo normal realizar entre 2 o 3 fondos, (1 fondo= todo el fluido del control de tubing y anular). En coordinación con el Ingeniero de Lodos de la locación se monitorea constantemente el peso del fluido saliendo, y cuando se llegue al punto de densidad deseado se da por terminada la circulación, en este momento el pozo se encuentra listo para desasentar el empaque Champ.

2.11.11. Desasentamiento del Champ Packer. Para iniciar la operación de desasentamiento del Champ Packer lo primero a realizar de acuerdo al programa de seguridad contra patadas de pozo es el cambio de arbolito de producción por Preventoras nuevamente, esta operación es realizada por la cuadrilla del taladro.

Una vez instaladas y probadas las preventoras el equipo DST comienza la operación.

Se conecta el tubo de manejo que llega hasta la mesa de perforación el cual se utilizará para desasentar.

Se sueltan los prisioneros al Tubing Hanger, los cuales fueron colocados cuando se sentó el empaque.

Se conecta el top drive al tubo de manejo.

Se realiza reunión pre-operacional, se recuerda que el Champ Packer es un empaque mecánico, que desasienta con tensión únicamente.

Con colaboración del perforador comienza la operación, se sube la sarta (tensiona) hasta alcanzar la altura inicial de sentamiento (en la que el empaque empezó a tomar peso), en este punto se para y se espera entre 5 y 10 min, momento utilizado para que el sistema de equalización del empaque actúe y normalice las presiones por encima y por debajo de las gomas, causando la relajación de las mismas.

Después de 10 min se continúa tensionando la sarta (Límite primario son 60 KLbs de overpull) hasta que se evidencia una pérdida súbita de la tensión, indicando que el empaque ya desasentó.

Se le da arriba a la sarta 10 pies, y se vuelve a bajar la sarta para comprobar que el empaque no vuelva a coger peso (re-asentamiento).

Una vez confirmado el desasentamiento del empaque y que el pozo no se manifiesta en superficie, se procede con la tarea de sacada de tubería. Si el pozo

llega a manifestarse de alguna forma se activa el programa de control de pozo y se circula de nuevo.

Con el pozo controlado y el empaque desasentado se puede dar inicio a la sacada de tubería, a una velocidad prudente para no suavear el pozo y causar un influjo, tubo a tubo o por paradas (según el tamaño del taladro), hasta llegar a la punta de la sarta donde se encuentra la sarta DST.

También es tarea del Ingeniero DST tener presente en caso de ser aplicación Wireless, en cual junta de tubing está ubicado cada uno de los repetidores que se clampearon a la sarta, para comunicar a la cuadrilla, tener presentes los momento de detenerse a realizar la desconexión de estos repetidores.

2.11.12. Quiebre de Bha y Finalización de Operaciones. Cuando llega la el BHA DST a superficie el personal Halliburton en mesa dirige la operación de quiebre de herramientas, se indican los puntos en donde se debe destorquear y con qué tipo de llaves.

Se destorquean una a una las herramientas o subensambles, se conectan al sistema de elevación y se bajan por la planchada al patio de la locación.

Una vez los Gauge Carrier se encuentren en superficie se le desconectan los sensores convencionales que tubo conectados durante toda la prueba, el Ingeniero DST descarga esta data y la corrobora o compara con la data que se adquirió en tiempo real durante toda la prueba.

Se realiza un informe con la data de presión convencional y se le entrega al cliente como soporte de la información de presión y temperatura que le fue otorgada durante toda la prueba DST, de esta manera se da por finalizado el trabajo DST en el pozo, cumpliendo siempre con los estándares de HSE y SQ de la compañía.

3. INFORMACIÓN DE ENTRADA NECESARIA PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Con la finalidad de llevar a cabo el estudio de viabilidad para la aplicación del Dynalink® Telemetry System en su modalidad Wireless, buscando el beneficio económico y procedimental tanto para Halliburton como para el cliente o empresa operadora que desea adquirir el servicio, son necesarios datos fundamentales que permiten a los analistas de la compañía generar el estudio correspondiente y el Diseño del Servicio (DoS).

Estos datos, deben estar disponibles en su totalidad pues son aquellos que se generan durante la perforación y los registros eléctricos de un pozo, sea de petróleo o de gas.

3.1. Estado mecánico del pozo, especificaciones de casing, liner, etc

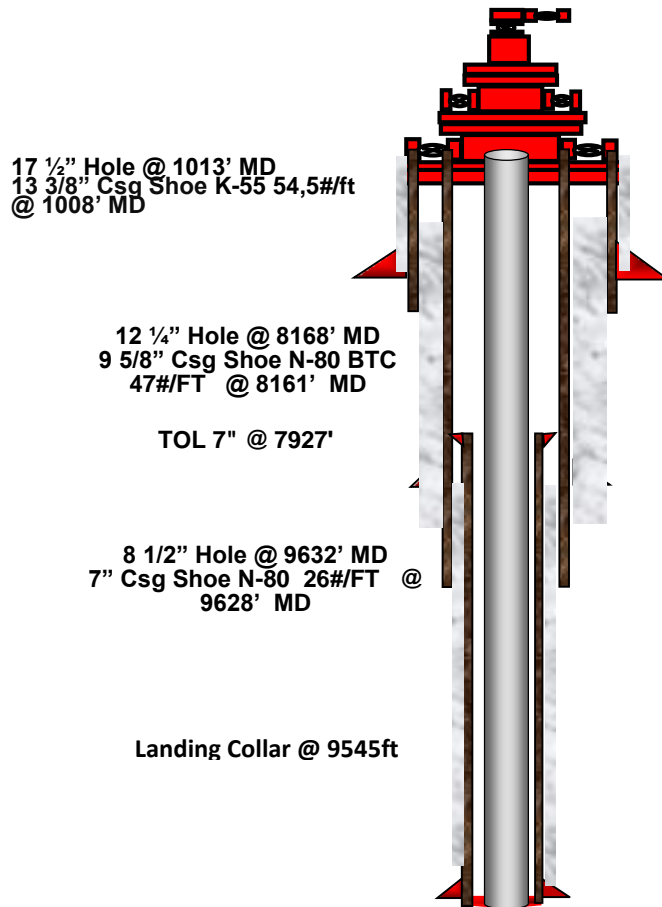
El estado mecánico es el diagrama general de la estructura final de un pozo de petróleo o gas. En él se indican los diámetros de hueco abierto, es decir, las brocas con las que se perforó el pozo con sus respectivas profundidades, generalmente en MD (distancia medida, por sus siglas en inglés), también se indica el revestimiento o casing de cada una de las fases del pozo, con su profundidad, diámetro externo, diámetro interno, grado, libraje, etc. Se indica si el revestimiento va desde superficie o si es tipo liner, anclado a un punto cerca al final del revestimiento anterior. También en el estado mecánico se indica la profundidad hasta la que dicho revestimiento se encuentra cementado, las profundidades totales del pozo hasta su profundidad total, y de estar cañoneado el

pozo también se registran en el estado mecánico dichos intervalos, fechas de cañoneo, etc.

El estado mecánico debe contener en su esquema la inclinación del pozo y la profundidad a la cual esta desviación empezó, conocido como kick off point (KOP), dato importante para analizar si la aplicación Wireless del Dynalink® es necesaria o ventajosa, también es una información fundamental para los análisis relacionados con el empaque a utilizar, pesos disponibles de la sarta, y efecto posible de la fricción durante el trabajo.

Finalmente el estado mecánico se convierte en un herramienta valiosa para el análisis de los trabajos realizados en dicho pozo a intervenir, pues contiene en sus etapas avanzadas el tipo de completamiento que tiene el pozo, ej: empaques de producción, camisas de circulación, bombas electro sumergibles (BES), bombas de cavidades progresivas PCP, bombeo mecánico, gas lift, etc. Para el departamento de ventas y Diseño del Servicio de Halliburton Testing and Subsea (TSS) es fundamental el estado mecánico pues otorga un esquema general del pozo, dicta los primeros parámetros necesarios para llevar a cabo el trabajo, diámetro de las herramientas que deben ser corridas de acuerdo al drift del hueco revestido, profundidad a la cual trabajarán las herramientas, y es por esto en muchos casos el punto de partida para que Halliburton ofrezca al cliente una propuesta que incluya la aplicación Wireless de la tecnología Dynalink®.

Figura 18. Esquema de estado mecánico de pozo completado.



Fuente: Halliburton

3.2. SURVEY

El Survey es un documento o lista que surge de igual forma de la fase de perforación del pozo, en este archivo se relacionan la profundidad medida de perforación, con los datos de profundidad real a ese mismo punto, es decir, relacionando la inclinación del pozo y dando las dos medidas para cada profundidad. La profundidad medida (MD) es la longitud total recorrida con la tubería de trabajo para llegar a cierto punto en el pozo, la profundidad real vertical

(TVD) es la longitud desde dicho punto trazando una línea recta hasta la superficie. En el Survey también encontramos el azimut del pozo, el cual indica la orientación del pozo en puntos cardinales.

El survey es fundamental para el Diseño del Servicio (DoS) de Halliburton pues al otorgar las profundidades reales es posible calcular las presiones hidrostáticas a las que estarán siendo sometidas las herramientas de DST, recordando que las válvulas OMNI, LPR-N, TST Valve y Safety CVRD trabajan con presión anular. Este dato de presión hidrostática será fundamental desde el diseño del trabajo pues direcciona el mantenimiento de las válvulas previo al trabajo en campo, otorga algunos los datos de entrada para determinar la presión de carga de nitrógeno que deberá ser cargadas en la válvulas, y finalmente la presión de operación que el Ingeniero DST deberá aplicar en pozo para darle uso correcto a las herramientas con nitrógeno y con disco de ruptura.

Figura 19. Survey de perforación de pozo. Fuente: Halliburton

MD	Inclination	Azimuth	TVD
[ft]	[°]	[°]	[ft]
0,00	0,00	60,38	0,00
26,00	0,00	60,38	26,00
157,00	0,34	60,38	157,00
276,00	0,33	114,13	276,00
369,00	0,61	117,63	368,99
461,00	1,70	182,62	460,98
534,00	1,79	181,36	533,94
613,00	1,73	174,42	612,91
693,00	1,69	181,22	692,87
777,00	1,65	205,87	776,84
859,00	1,39	200,25	858,81
940,00	0,90	198,21	939,79
956,00	0,78	188,34	955,79
1023,00	1,01	193,14	1022,78
1104,00	1,10	190,32	1103,77
1185,00	1,11	194,34	1184,75
1265,00	1,14	187,86	1264,74
1346,00	0,09	77,28	1345,73
1427,00	0,28	228,43	1426,73
1507,00	0,80	23,35	1506,73
1589,00	1,21	24,26	1588,72
1673,00	1,12	21,21	1672,70
1754,00	1,14	23,10	1753,68
1842,00	1,13	31,62	1841,67
1923,00	1,10	32,18	1922,65
2007,00	1,24	37,49	2006,63
2089,00	1,13	28,69	2088,62

La desviación del pozo mostrada en el Survey es un parámetro clave de análisis para Halliburton TSS, pues debido a la desviación de los pozos se dificulta en muchos casos la bajada de cable para registrar y para en el caso del Dynalink®

Wireline, bajar el cable con el repetidor que extrae la información. En estos casos brindarles al cliente la aplicación Wireless es viable para poder llevar a cabo el trabajo y obtener los datos de presión y temperatura en tiempo real en superficie.

En cuanto al empaque a utilizar durante el trabajo, se analizará el Survey pues en pozos muy desviados la tubería de trabajo o de producción, tienden a acostarse sobre el casing debido a la inclinación, haciendo que por fricción mucho peso de la sarta quede soportado en el casing y no con el sistema de levantamiento del equipo de perforación. Es importante simular antes de diseñar un trabajo cuánto afectará el arrastre a la tubería y al peso real disponible en superficie, pues es este peso el que se ha de aplicar al empaque previo al DST para generar el espacio anular a presurizar y direccionar la producción del pozo por tubing.

3.3. REGISTROS ELÉCTRICOS

Los registros eléctricos constituyen el estudio de la vecindad del pozo realizado durante la perforación y el completamiento, son herramientas eléctricas bajadas dentro del pozo con cable o tubería y que de acuerdo a sus características muestran propiedades específicas del pozo por profundidad, de dichas características las más utilizadas durante una prueba DST son: resistividad tanto de hueco abierto como de hueco revestido, registro CCL (Localización de collares del revestimiento, por sus siglas en inglés), CBL (Registro de cantidad y calidad de cemento, por sus siglas en inglés).

El registro Gamma Ray es utilizado para identificar las zonas a cañonear o re-cañonear durante una prueba DST-TCP, identificando las zonas con alta resistividad las cuales pueden indicar la presencia de hidrocarburos. En otro escenario este registro es utilizado para correlacionar la sarta una vez esté en fondo, debido a que para cañonear con tubería es necesaria una alta precisión

más aún si los intervalos a cañonear son no muy extensos, se utiliza una píldora o marca radioactiva en una sección de la tubería, la cual es correlacionada con el registro gamma ray open hole e indica al momento de estar en fondo si la sarta se encuentra o no en posición para sentar empaque y cañonear.

El registro CCL es utilizado durante una prueba DST para tener claro la profundidad a la cual se ubican los cuellos del casing, esta información es importante debido a que el empaque CHAMP IV no se recomienda que sea sentado en los cuellos del revestimiento, pues es un punto débil de la tubería y puede tener alteraciones en las cuales las gomas del empaque no darán sello e integridad al anular del pozo.

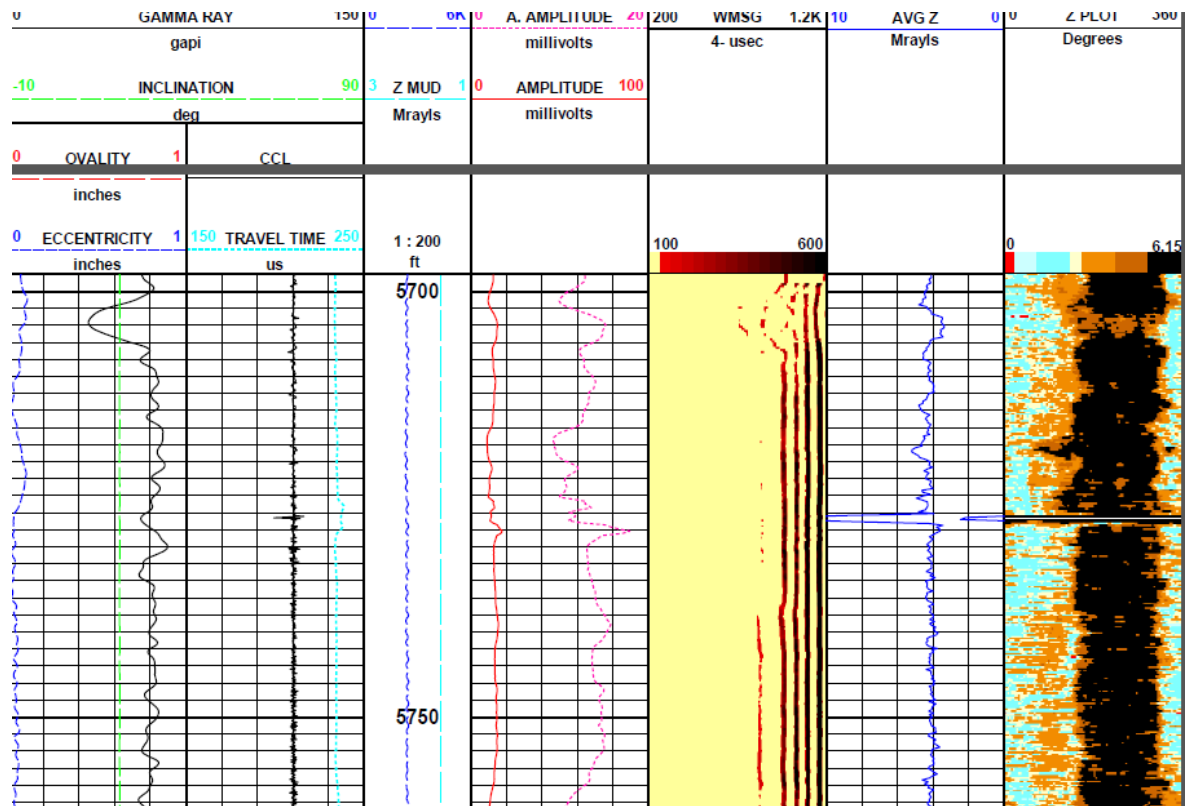
Por su parte el registro CBL, el cual determina la cantidad y calidad con que quedó cementado el revestimiento es un índice importante a la hora de realizar una prueba DST, ya que en esta el tubing y el casing serán sometidos a altas presiones durante tiempos prolongados de tiempo, y una mala cementación podría causar una falla en la integridad del pozo, con resultados de alto impacto si llega a colapsarse o estallarse alguno de los componentes mencionados. También con este registro se logra ver una indicación de impedancia del cemento de dicho revestimiento.

La impedancia es una propiedad de estado intensiva, definida como la resistencia que opone un medio a las ondas que se propagan sobre este y por lo tanto equivale a la impedancia eléctrica, es decir una forma de disipación de energía de las ondas que se desplazan en dicho medio.² Una buena impedancia en el cemento de los revestimientos es importante para garantizar que las ondas acústicas que llevarán los datos de presión y temperatura desde fondo a superficie no se disipen durante el recorrido.

² BERANEK, Leo; MELLOW, Tim (2012). *Acoustics: Sound Fields and Transducers*. Academic Press. p. 14. ISBN 9780123914866.

La siguiente figura es el resultado de realizar un registro CASTCBL en un pozo petrolero de huevo revestido, este registro otorga al cliente el GAMMA RAY, el cual mide la resistividad de las arenas del pozo, la inclinación, los collares del casing, la calidad y cantidad de cemento y la impedancia.

Figura 20. Registro CAST-CBL. Fuente: halliburton



3.4. PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO

Los problemas operacionales ocurridos durante la perforación y el completamiento del pozo son todos aquellos eventos en los que hubo tiempo perdido o se afectó la calidad del trabajo realizado (Service quality).

Es importante tener estos problemas sucedidos en cuenta pues muestran en muchos casos el comportamiento de las formaciones que han sido perforadas y/o cañoneadas, por ejemplo, en perforación es muy común encontrar formaciones que tomen fluido de manera agresiva (de menor presión) o por el contrario formaciones presurizadas que causen un disparo del pozo, también se informa de la calidad del revestimiento, posibles colapsos en el revestimiento, posibles estallidos en el revestimiento, y finalmente dan unas pautas de precaución al equipo de Halliburton Testing and Subsea a la hora de intervenir el pozo y realizar un trabajo DST-Dynalink Wireless.

3.5. INTERVALOS CAÑONEADOS O A CAÑONEAR

La información de los intervalos cañoneados o a cañonear es importante a la hora de realizar un DST, debido a varias razones:

- Si es un pozo ya cañoneado es importante conocer la profundidad de estos perforados para posicionar la sarta DST en fondo, se tiene que evitar que el empaque quede posicionado sobre unos perforados, ya que esto causaría que las gomas no hagan sello en el casing, o peor, sean dañadas y no puedan realizar el trabajo a ninguna otra profundidad, de igual forma es importante ya que al cañonear el casing este causa alteraciones al diámetro interno del revestimiento y si el empaque pasa por estos es posible que quede pegado y la operación corra riesgo de no poder ser realizada.
- Si es un pozo cañoneado y se quieren realizar pruebas a los nuevos intervalos deberá posicionarse el empaque por debajo de los perforados previos, y utilizar en la sarta DST herramientas que no trabajen con presión anular, ya que la presión que se aplique por el anular se disiparía en los intervalos previos, causando invasión de fluido de control en los mismos, daño a la formación y dificultad durante el trabajo.

Halliburton Testint and Subsea se encuentra desarrollando una válvula de cierre en fondo y de circulación la cual no requiere de presión anular para operar, se operara mediante comandos acústicos dados por el mismo Dynalink y servirá para casos de pozos en los que hayan perforados antiguos y se requieran probar unos intervalos nuevos a mayor profundidad, ya que cuando sucede de esta forma no es posible colocar un tapón que aisle la zona ya cañoneada.

- Si el pozo no está cañoneado y el objetivo es cañonear con tubería junto con la sarta DST, conocer la profundidad de los perforados garantizará el éxito de la producción del pozo, debido a que muchas formaciones a perforar pueden ser de un espesor pequeño, ser preciso en el posicionamiento es lo primordial, considerando la distancia de slack off y arrastre que se consume en la tubería a la hora de sentar el champ packer.

3.6. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL CLIENTE CON LA PRUEBA

Conocer las necesidades del cliente y los objetivos que desea alcanzar con una prueba DST es vital para desarrollar un correcto DoS, dado que el cliente es el dueño del pozo que se va a intervenir es deber de Halliburton Testing and Subsea caracterizar el pozo y el yacimiento de las forma más precisa posible, con los más altos estándares de calidad y seguridad a nivel mundial y hacerlo al menor costo posible.

Dentro de estos objetivos se deben realizar las preguntas de ¿qué quiere realizar el cliente? ¿Cómo quiere realizarlo? ¿Cuánto tiempo hay disponible para alcanzar dicho objetivo? Etc. Dado a que las condiciones del pozo no son siempre las mismas estas preguntas son claves para planear el trabajo, no es lo mismo realizar un DST con Dynalink® en un pozo que está en etapa de perforación, con Rig de perforación, a hacerlo en un pozo que ya se encuentra completado, o en el

cual ya el taladro de perforación ha sido retirado y se realiza con equipo de Workover, las condiciones de tensión, peso, acceso al pozo, herramientas disponibles y demás cambian y suponen una limitante o simplemente una planeación diferente desde Bogotá.

3.7. FLUIDO DE CONTROL A MANEJAR EN EL POZO, TEMPERATURA DE FONDO

El cliente debe otorgar a Halliburton Testing and Subsea datos de los fluidos de control utilizados y a utilizar para llevar a cabo una correcta planeación de los mantenimientos de las herramientas de la sarta DST, de los sensores Dynalink® y demás.

El fluido de control a utilizar en el pozo es importante principalmente pues el peso del mismo junto a la profundidad en TVD a la cual estarán las herramientas determina la presión hidrostática que se tendrá en las profundidades donde están ubicadas las válvulas que operan con presión anular, es decir la OMNI Valve, la LPR-N Valve, la TST Valve y la Safety CVRD.

Las Válvulas OMNI y LPR-N, como ya se mencionó anteriormente llevan una carga de nitrógeno a una presión que depende de la presión hidrostática y de la temperatura de fondo del pozo, por esta razón tener estos datos de la manera más precisa posible garantiza el mantenimiento adecuado de estas herramientas.

Las Válvulas TST-RD Valve y Safety CVRD, son activadas por discos de ruptura de rompen con presión anular, por lo que conocer el peso del fluido de control y la profundidad servirán para calcular la hidrostática, y por ende saber cuánta presión de bomba es necesaria para activar estos discos.

Ejemplo, si se tiene la Valvula TST-RD con un disco de ruptura de 4k (4000 psi), a una profundidad de 6000 pies (TVD) y un fluido de control de 8.5 ppg, cual es la presión de bomba necesaria para desactivar la herramienta?

$$Presion\ de\ bomba\ necesaria = Presion_{ruptura} - Presion_{Hidrostatica}$$

$$P_H = 0,052 * 8.5 * 6000$$

$$P_H = 2652\ psi$$

Entonces,

$$Presion\ de\ bomba\ necesaria = 4000 - 2652$$

$$Presion\ de\ bomba\ necesaria = 1348\ psi$$

Quiere decir esto, que al aplicar 1348 psi al anular lleno de salmuera 8.5 ppg, se lograra romper el disco de ruptura de la TST-RD y desactivar la herramienta cuando sea necesario.

Por otra parte, la temperatura de fondo es punto importante en el mantenimiento del CHAMP PACKER IV, debido a que las gomas del empaque, las cuales generaran el sello y aislamiento del anular tienen diferentes durezas de acuerdo a la temperatura de fondo del pozo y profundidad, no conocer la temperatura de fondo y equivocarse en la dureza de las gomas del empaque podra causar que estas no se expandan lo suficiente hacia al revestimiento y no generen el sello deseado.

3.8. TUBING DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA EL TRABAJO

El tubing de producción corresponde a la tubería que dará irá la distancia para que el BHA (Bottom Hole Assembly) DST, el cual corresponde a la punta de la sarta llegue a la profundidad deseada en fondo.

Existen diferentes tipos de tubing y es importante conocer de cada uno las siguientes especificaciones al momento de un trabajo:

- **Diámetro, grado, peso:** Conocer estas 3 variables, diámetro externo, grado y peso del tubing nos remite al RedBook de Halliburton, tablas de tubing, donde se podrá conocer el diámetro interno de esa tubería, y el DRIFT, conocido como el diámetro máximo de cualquier herramienta que se quiere bajar dentro de ese tubing sin que se atasque en el mismo.

Conocer el peso del tubing es importante porque combinado con la profundidad del pozo y el peso del fluido de control (factor de boyanza) nos indicará el peso máximo que tendrá la sarta cuando se encuentre en profundidad, dato importante a la hora de realizar los cálculos del CHAMP PACKER IV, y saber si se cuenta con el peso de tubería necesario para sentar el empaque.

- **Tipo de conexión del tubing:** Existen en el mercado diferentes conexiones o roscas para tubería de producción, desde roscas convencionales como la EUE, hasta roscas tipo Premium utilizadas principalmente para pozos de gas como lo son la rosca Tenaris Blue, Hydrill, PH6, o la Vam top. Tener esta información a la hora de diseñar el servicio garantiza a Halliburton tener los crossover disponibles para lograr pasar de la rosca CAS (Propiedad de Halliburton) presente en la mayoría de herramientas de DST, a cualquiera de las mencionadas anteriormente.

3.9. TIPO DE FLUIDO ESPERADO DEL POZO

El cliente y Halliburton analizarán el tipo de fluido esperado en el pozo, crudo pesado, crudo ligero, gas condensado, gas seco, además de presencia de H₂S y otros gases pues son puntos que también afectan el funcionamiento de las

herramientas que serán llevadas a la corrida si no utilizan los componentes adecuados.

Cuando el pozo se espera produzca gas con presencia de H₂S deben utilizarse por ejemplo para el ensamble de las herramientas orings de material vitón únicamente, ya que los orings generales, los cuales son de nitrilo, sufren deformación y cristalización cuando entran en contacto con el H₂S, lo cual causa que con el tiempo y la presión se rompan y permitan el paso de fluido, rompiendo la integridad de las herramientas, del BHA, de la sarta y por ende permitiendo que gas migre a la superficie situación que es de alto riesgo para los trabajadores y el medio ambiente, además de ir en contra del desarrollo normal de la operación.

Cuando los pozos son de alta presión, ciertas partes como mandriles operativos de las válvulas deben ser escogidos cuidadosamente, pues ciertos lotes son para baja y otros para alta presión, cambiando sus propiedades físicas y resistivas.

Por otro lado, el tipo de fluido a encontrar el pozo determina de qué forma se producirá el mismo, ejemplo si es un crudo negro de bajo grado API es posible que no fluya a superficie por si solo sino que deba utilizarse levantamiento artificial.

Todas estas consideraciones harán que el personal y las herramientas requeridas en superficie y en fondo sean diferentes en ciertos componentes o en su totalidad.

3.10. FACTORES QUE AFECTAN LA COMUNICACIÓN DYNALINK APLICACION WIRELESS

La atenuación o pérdida de señal acústica puede incrementarse debido a varias condiciones físicas del pozo o fluidos en él. Variaciones en el espesor de pared del

tubing, los fluidos de control del pozo, el tipo de formación probada, además de otros factores pueden crear atenuación de las ondas. Cuando la densidad del fluido de control del pozo es alta, la energía acústica puede migrar a través de la pared del tubing, entrar en contacto con el fluido de control donde es disipada.

Las ondas acústicas requieren un patrón de viaje continuo. Si dichas señales se encuentran en su camino con una discontinuidad de la tubería, la señal acústica no podrá propagarse de forma completa hacia su destino. La discontinuidad se convierte entonces en un reflector de la señal. Las señales acústicas no pueden propagarse más allá de un reflector, por el contrario son reflejadas de vuelta hacia el transmisor.

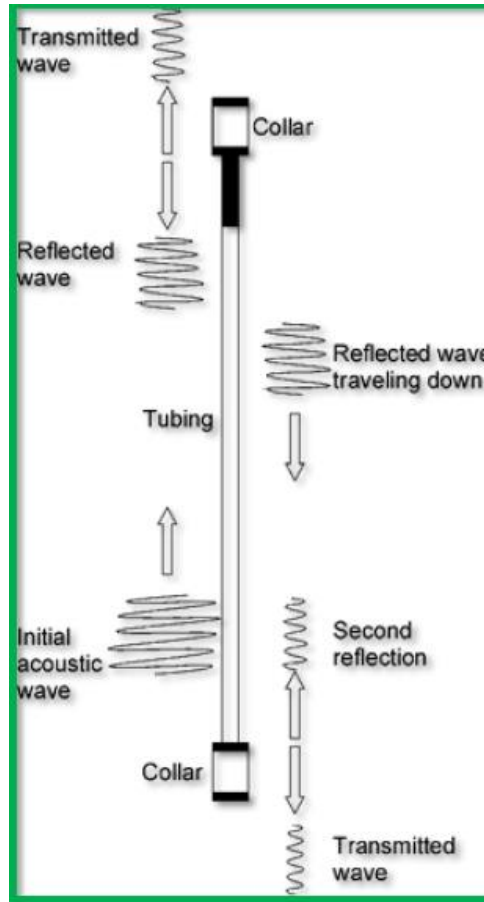
El contacto con el revestimiento y con la formación añade otro patrón a través del cual las ondas acústicas pueden propagarse. Este contacto con el revestimiento o con la formación incrementa la atenuación. El contacto también puede resultar en atenuación friccional, la cual es producida cuando el tubing vibra relativo al casing y el casing no tiene movimiento alguno. La fricción incrementa la atenuación y distorsiona la señal acústica.

3.10.1. Efecto de los Tubing Joints. El área transversal entre el tubing y el collar del tubing cambia considerablemente. En promedio, los collares o couplings del tubing son por lo menos una pulgada más largos en diámetro que el tubing mismo. Por lo tanto, los collares representan una sarta mucho más robusta o rígida comparada con el tubing. Poniéndolo en términos acústicos, la rigidez de la sarta es conocida como impedancia acústica.

Cuando las ondas acústicas viajan a través del tubing de baja impedancia acústica hacia collares con impedancia acústica superior, parte de la energía acústica es transferida hacia los collares, mientras el restante se refleja de vuelta hacia la fuente transmisora. La energía acústica que es reflejada de vuelta a través del

tubing recorre una corta distancia, donde encuentra otro collar. Este proceso se repite una y otra vez en cada collar de tubing, como se muestra en la figura 4.

Figura 21. Efecto de las ondas acústicas en los tubing joints

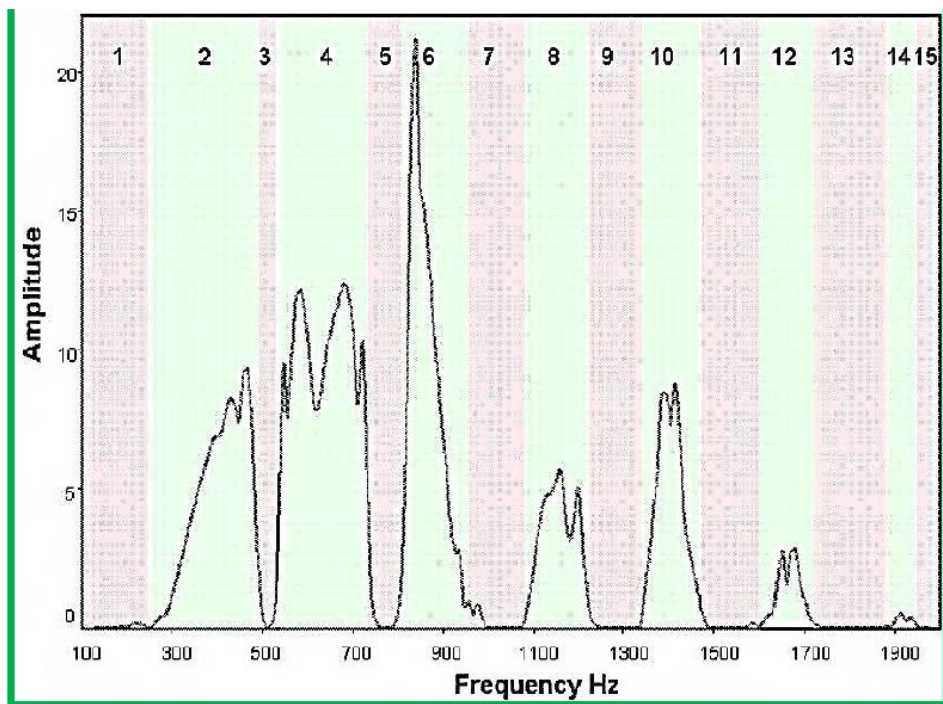


Fuente: Halliburton

Los reflejos de ondas de varios cuellos de tubing tienden a interferir con la señal original enviada. La interferencia es constructiva a ciertas frecuencias donde la frecuencia incrementa la amplitud de la señal original, y por otro lado tiende a ser destructiva a otras frecuencias donde el reflejo de onda actúa cancelando la señal original, disminuyendo su amplitud.

La respuesta acústica para un set de tubing de producción se muestra en la siguiente figura. La respuesta forma bandas que se diferencian por color rosado y verde. Si la frecuencia de señal acústica transmitida cae en una de las bandas marcada en rosado (1, 3, 5, 7, 9, 11, 13,15), la señal puede que no sea recibida o detectada por el receptor deseado. Por otro lado, si la frecuencia de señal acústica transmitida cae dentro de una de las regiones verdes (2, 4, 6, 8, 10, 12, 14), la señal alcanzará la superficie con la fuerza mostrada por la línea negra. La longitud, el área de sección transversal y el tipo de tubing y sus collares o joints determinan la respuesta de frecuencia y su respetivo posicionamiento en la gráfica.

Figura 22. Respuesta típica de frecuencias.



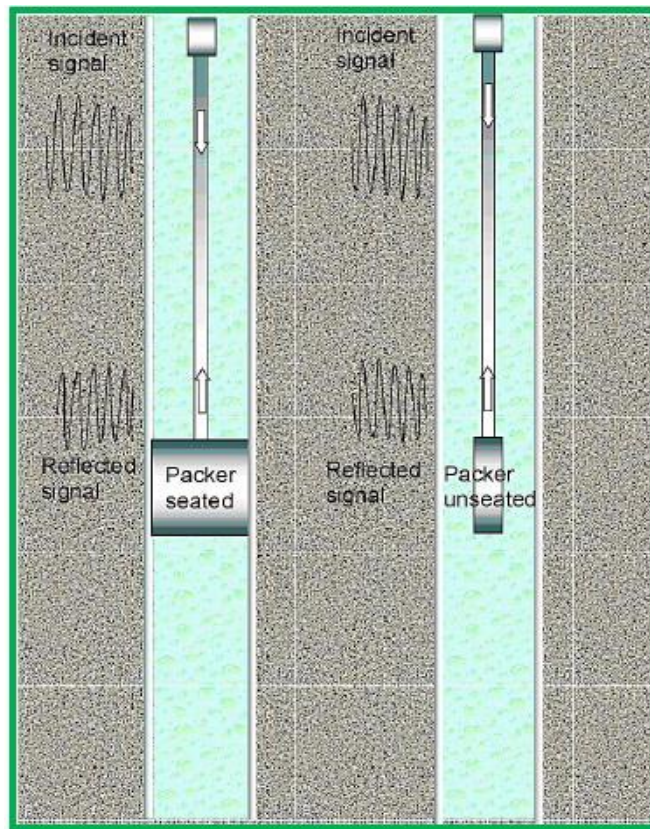
Fuente: Halliburton

3.10.2. Condiciones Límites. Para este punto el tema a considerar es el asentamiento del empaque al momento de realizar una prueba DST, considerar un empaque asentado versus un empaque des-asentado. Un empaque asentado apoya

sus elastómeros contra el revestimiento y formación por ende. El empaque no puede moverse relativo a la formación. Cuando el empaque es des-asentado, este es libre de moverse relativo al revestimiento/formación. Esto se configura como unas condiciones límites diferentes para las ondas acústicas.

Un empaque sentado se configura como un límite rígido. Cuando la onda acústica incide en un límite rígido cambia de fase y se refleja de nuevo al emisor. La onda reflejada es invertida a la onda inicial. Por el contrario, un empaque des-asentado es un límite libre. Las ondas incidentes en un límite libre se reflejan en la misma fase de la de la onda inicial.

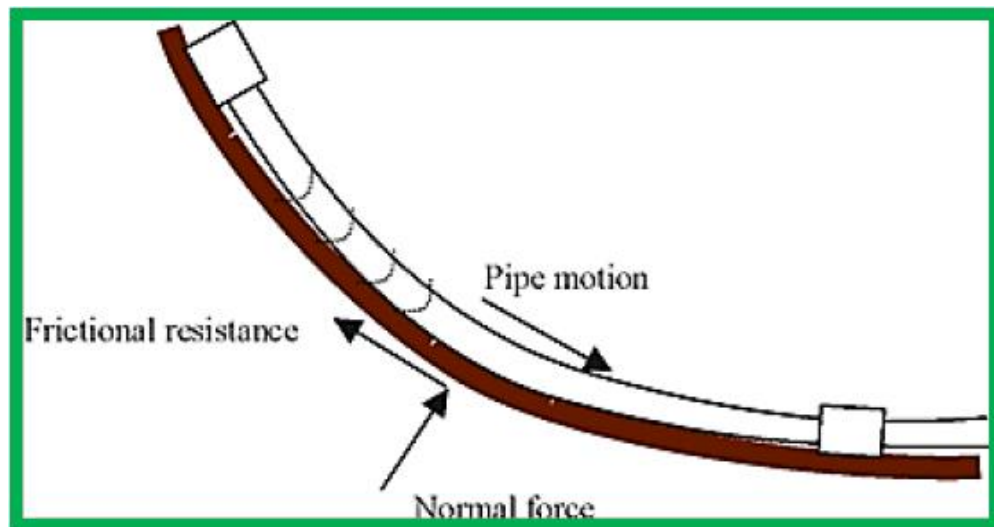
Figura 23. Ondas incidentes en empaques.



Fuente: Halliburton

3.10.3. Efecto de la Fricción. En pozos desviados u horizontales, la tubería tiende a recostarse o apoyarse contra el revestimiento o formación. Este contacto de tubing contra revestimiento introduce resistencia friccional al movimiento. La fricción depende fuertemente de la fuerza de contacto Normal entre el tubing contra el casing o formación. Cuando las ondas acústicas pasan a través de una sección del tubing, esta sección entra en un movimiento de oscilación. La fricción presenta una restricción a este movimiento de oscilación en ambas direcciones. La fricción puede distorsionar la forma de la señal acústica, la cual introduce altas frecuencias en las ondas acústicas, y también atenúa la señal acústica.

Figura 24. Resistencia de la fricción.

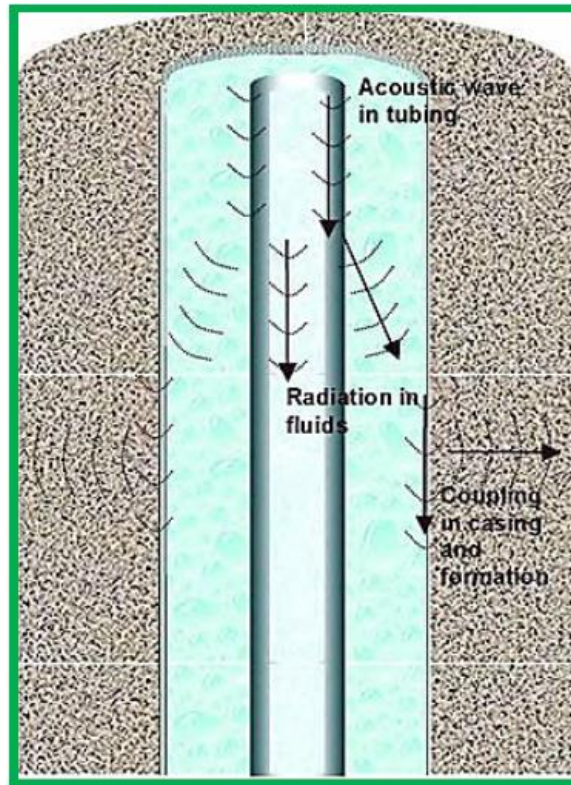


Fuente: Halliburton

3.10.4. Efecto de los Fluidos y la Geometría del Pozo. Los fluidos de control del pozo forman un contacto integral con el tubing. Estando sometido a presión, las burbujas de gas son también comprimidas lo suficiente para que el contacto entre el fluido de control y el tubing sea perfecto. Como las ondas acústicas viajan a través del tubing, y debido al contacto integral entre el tubing y el fluido de control, las oscilaciones del tubing son también pasadas a través del fluido de control del pozo. Algunas de las oscilaciones se irradian hacia el casing y la formación por

igual. Las oscilaciones a través del fluido de control viajan a una velocidad mucho más lenta. Debido a que estas oscilaciones llegan en un mayor tiempo, la energía asociada es considerada como una pérdida permanente. La transferencia de las oscilaciones también es responsable de causar un decaimiento en la velocidad de viaje de las ondas acústicas a través de la sarta de producción. La velocidad de viaje de las ondas acústicas a través de la sarta de producción también puede verse modificada por causa de las propiedades del fluido de control y las propiedades del revestimiento. Todo esto lleva a un espesor en el paso de las ondas a un obstáculo del tubing. La cantidad de energía acústica irradiada al fluido de control del pozo así como al revestimiento y formación así como la velocidad de las ondas acústicas depende de las propiedades del tubing, las propiedades del fluido de control del pozo y de la formación, así como a la geometría del pozo.

Figura 25. Fluidos del pozo y ondas acústicas.



Fuente: Halliburton

3.11. CASO ESTUDIO, VIABILIDAD

Para determinar la viabilidad y el análisis necesario a llevar a cabo cuando Halliburton Testing and Subsea desee aplicar en un pozo petrolero colombiano la tecnología Dynalink® Telemetry system en su aplicación Wireless, se estudiará un pozo anónimo donde la compañía en la cual la compañía participo tanto en su fase de perforación, así como en su fase de completamiento y registros.

Durante este estudio se pretende analizar todos los puntos vistos en los dos capítulos anteriores, los cuales representan las restricciones y puntos de control que se deben manejar en el Dynalink® wireless cuando se quiera aplicar. Estos tópicos, comparados con los datos disponibles del pozo a estudiar servirán para realizar el estudio de viabilidad deseado, y dará como resultado una propuesta de si es o no posible realizar este trabajo en este tipo de pozo Colombiano

El pozo seleccionado se encuentra en Colombia en una cuenca con alto potencial de gas natural, principalmente gas seco, con porcentajes de metano de hasta 93%. La empresa dueña del pozo, será llamada de ahora en adelante GREEN FIELD OIL AND GAS.

El pozo, de ahora en adelante llamado POZO JACKSON-1 tiene la siguiente información proporcionada por el cliente.

3.11.1. Objetivos del Cliente para el Pozo Jackson 1. Con el objetivo de desarrollar de forma adecuada el campo Jackson, el cliente GREEN FIELD OIL AND GAS desea realizar una caracterización precisa del yacimiento, conocer mediante una prueba DST y el registro de sensores de fondo, la presión y temperatura del yacimiento en diversas fases:

- Fase de producción inicial: Tener un registro de la presión inicial de la formación cañoneada, además de la caída de presión debido a las primeras horas de producción, vital para calcular el daño de la formación. Así como servir de fase de limpieza del pozo para el registro de presión subsecuente.
- Fase de primer cierre: Observar la presión promedio de restauración del yacimiento.
- Fase de segundo flujo: Flujo más extenso y con variación de choke ajustable en cabeza cada 12 horas, con la finalidad de obtener data valiosa para el análisis nodal y posterior completamiento del pozo.
- Fase de cierre extenso: Con la finalidad de obtener la estabilización total del pozo, flujo radial, data de presión necesaria para realizar ingeniería de yacimientos y conocer datos como permeabilidad real del pozo, límites del yacimiento, posibles fallas, métodos de empuje, etc.

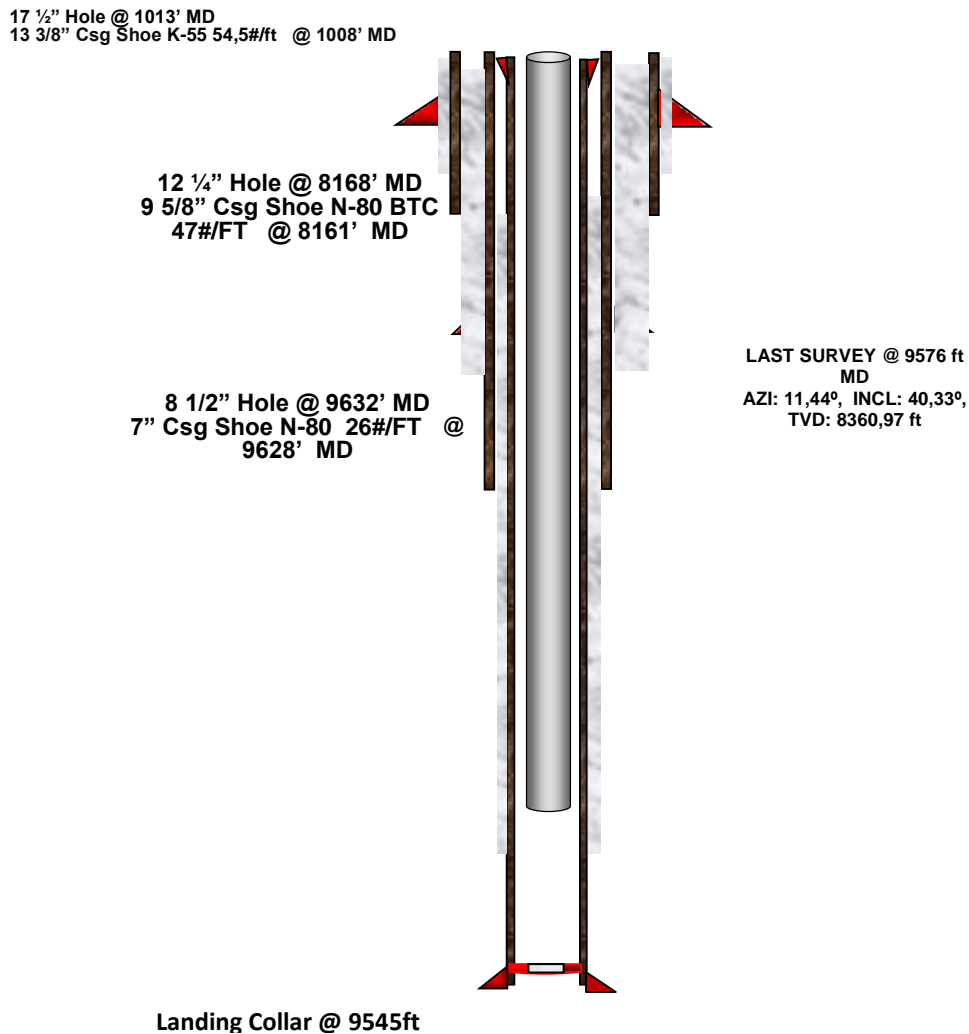
3.11.2. Información General del Pozo Jackson 1. El POZO JACKSON-1 se ubica en Colombia, en zona geográfica costera de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, es un pozo perforado en el año 2016 el cual tiene una desviación máxima de 40°, durante su etapa de perforación se pudo observar la presencia de gas en las arenas correspondientes a la formación “Lana dorada”. Además de registros eléctricos Open Hole (Hueco abierto) los cuales sugieren varias zonas con presencia de potencial gas hidrocarburo.

La compañía dueña del pozo GREEN FIELD OIL AND GAS desea realizar la prueba más precisa posible para caracterizar el yacimiento encontrado, por lo que se le hará una propuesta para realizar una prueba DST utilizando además el Dynalink® Telemetry System para la adquisición de los datos en tiempo real. En el desarrollo de este informe se espera comprobar que la tecnología es posible de aplicar en modo Wireless para este tipo de pozos Colombianos.

El pozo en sus operaciones de perforación no presento zona ladronas o tomadoras de fluido, se tiene estimado una presión de fondo de 3100 psi a una profundidad real de , por lo que para operaciones de workover se tiene estipulado mantener controlado el pozo con un fluido filtrado básicamente una salmuera de 8.4 ppg.

3.11.3. Estado Mecánico Preliminar Pozo Jackson 1

Figura 26. Estado mecánico pozo Jackson 1.



Fuente: Halliburton

El pozo Jackson uno se perforó en 3 fases, la primera de ellas con broca de 17 ½” de diámetro hasta una profundidad de 1013 pies en profundidad medida, y revestida con casing de 13 3/8” grado K55 libraje 54 Lb # desde superficie hasta 1008’ MD, cementado hasta superficie. La segunda fase del pozo se perforó con broca de 12 ¼” hasta una profundidad de 7280 pies MD, revestido con casing de 9 5/8” grado N-80 libraje 47 Lb # desde superficie hasta profundidad de 7200 pies MD, y cementado desde el fondo hasta 800 pies de la superficie. La tercera fase del pozo se perforó con broca de 8 ½” hasta una profundidad de 9632 pies MD, y fue revestida con casing de 7” grado N-80 casing shoe en 9628 pies MD hasta superficie, cementado desde fondo hasta 5200 ft de profundidad.

Estas condiciones de tipo mecánico indican que todas las herramientas que se vayan a corren en el pozo deberán ser las adecuadas para Revestimiento de 7” de 26 Lb/ft.

Figura 27. Dimensions and Strengths of Casing.

Page 24

TABLE DIMENSIONS AND								
Size O.D. In.	Grade	Wt. Per Ft. With Cplg., Lb.	Inside Dia. In.	Thread & Cplg.		Extreme Line		Col'pse Resistance PSI
				Drift Dia. In.	O.D. of Cplg. In.	Drift Dia. In.	O.D. of Box In.	
7	C-75	32.00	6.094	5.969	7.875	5.969	7.390	8,230
	C-75	35.00	6.004	5.879	7.875	5.879	7.530	9,710
	C-75	38.00	5.920	5.795	7.875	5.795	7.530	10,680
	HCL-80+	23.00	6.366	6.241	—	—	—	5,650
	HCL-80+	26.00	6.276	6.151	—	—	—	7,800
	HCL-80+	29.00	6.184	6.059	—	—	—	9,200
	HCL-80+	32.00	6.094	5.969	—	—	—	10,400
	HCL-80+	35.00	6.004	5.879	—	—	—	11,600
	HCL-80+	38.00	5.920	5.795	—	—	—	12,700
	HCN-80+	23.00	6.366	6.241	—	—	—	5,650
	HCN-80+	26.00	6.276	6.151	—	—	—	7,800
	HCN-80+	29.00	6.184	6.059	—	—	—	9,200
	HCN-80+	32.00	6.094	5.969	—	—	—	10,400
	HCN-80+	35.00	6.004	5.879	—	—	—	11,600
	HCN-80+	38.00	5.920	5.795	—	—	—	12,700
	L-80	29.00	6.184	6.059	—	—	—	7,020
	L-80	35.00	6.004	5.879	—	—	—	10,180
	L-80	38.00	5.920	5.795	—	—	—	11,390
	L-80	23.00	6.366	6.241	—	—	—	3,830
	L-80	26.00	6.276	6.151	—	—	—	5,410
	L-80	32.00	6.094	5.969	—	—	—	8,610
	N-80	23.00	6.366	6.241	7.875	6.151	7.390	3,830
	N-80	26.00	6.276	6.151	7.875	6.151	7.390	5,410
	N-80	29.00	6.184	6.059	7.875	6.059	7.390	7,020
N-80	32.00	6.094	5.969	7.875	5.969	7.390	8,610	
N-80	35.00	6.004	5.879	7.875	5.879	7.390	10,180	
N-80	38.00	5.920	5.795	7.875	5.795	7.530	11,390	

Fuente: Redbook Halliburton

Como se puede observar en la figura 10, el revestimiento de 7" de grado N-80 con libraje de 26 Lb/Ft, tiene un diámetro interno de 6.276 pulgadas, con un drift de 6.151 pulgadas, y una resistencia al colapso de 5410 psi, por lo tanto, tanto el empaque a utilizar, como las presiones utilizadas durante el trabajo en el anular no deberán superar estos límites establecidos.

- DRIFT: 6.151"
- RESISTENCIA AL COLAPSO: 5410 psi

3.11.4. Intervalos a Cañonear en Pozo Jackson 1. El pozo Jackson 1 se cañoneara en modalidad TCP (Tubing Conveyed Perforating) con cañones conectados debajo de la sarta DST en los siguientes intervalos indicados desde el cliente GREEN FIELD OIL AND GAS:

- 7527'-7534' (7 pies)
- 7566'-7573' (7 pies)
- 7917'-7925' (8 pies)
- 7932'-7936' (4 pies)
- 7950'-7958' (8 pies)
- 8001'-8007' (6 pies)

Total de pies cañoneados serán entonces 38 pies. El pozo no tiene ningún intervalo previo cañoneado.

3.11.5. Survey de Pozo Jackson 1. El pozo Jackson 1 está perforado a profundidad vertical hasta los 3000 pies TVD, profundidad la cual presenta un kick off point hasta llegar a una inclinación máxima de 41.39° a los 6522 pies TVD, y una inclinación promedio de 39,62 grados en sus últimos 5000 pies de perforación. Esta es una inclinación mediana, aunque representa puntos de análisis a la hora

de trabajar herramientas de fondo, fricción de la sarta, sentamiento de empaque, y posibilidad de que herramientas con cable no logren bajar fácilmente.

Tabla 1. Survey pozo Jackson 1

MD	Inclination	Azimuth	TVD
[ft]	[°]	[°]	[ft]
0,00	0,00	60,38	0,00
26,00	0,00	60,38	26,00
157,00	0,34	60,38	157,00
276,00	0,33	114,13	276,00
369,00	0,61	117,63	368,99
461,00	1,70	182,62	460,98
534,00	1,79	181,36	533,94
613,00	1,73	174,42	612,91
693,00	1,69	181,22	692,87
777,00	1,65	205,87	776,84
859,00	1,39	200,25	858,81
940,00	0,90	198,21	939,79
956,00	0,78	188,34	955,79
1023,00	1,01	193,14	1022,78
1104,00	1,10	190,32	1103,77
1185,00	1,11	194,34	1184,75
1265,00	1,14	187,86	1264,74
1346,00	0,09	77,28	1345,73
1427,00	0,28	228,43	1426,73
1507,00	0,80	23,35	1506,73
1589,00	1,21	24,26	1588,72
1673,00	1,12	21,21	1672,70
1754,00	1,14	23,10	1753,68
1842,00	1,13	31,62	1841,67
1923,00	1,10	32,18	1922,65
2007,00	1,24	37,49	2006,63
2089,00	1,13	28,69	2088,62
2172,00	1,30	32,31	2171,60
2252,00	1,70	22,41	2251,57
2337,00	2,22	22,51	2336,52
2421,00	2,25	22,83	2420,46
2505,00	2,70	4,31	2504,38
2587,00	2,85	5,34	2586,28
2671,00	3,88	1,68	2670,14
2755,00	4,52	2,44	2753,91

MD	Inclination	Azimuth	TVD
[ft]	[°]	[°]	[ft]
2838,00	4,82	10,84	2836,64
2922,00	4,68	12,19	2920,35
3006,00	5,96	8,06	3003,98
3089,00	7,39	4,41	3086,42
3174,00	9,00	6,57	3170,55
3259,00	10,34	5,47	3254,34
3344,00	11,74	6,98	3337,76
3428,00	13,81	8,20	3419,68
3512,00	15,18	8,29	3501,00
3596,00	16,42	9,34	3581,83
3676,00	17,88	11,37	3658,27
3708,00	18,33	12,12	3688,69
3758,00	19,04	13,22	3736,05
3839,00	19,95	13,00	3812,41
3920,00	21,54	12,16	3888,15
4001,00	23,02	11,58	3963,10
4084,00	23,95	10,61	4039,23
4169,00	26,01	10,87	4116,27
4252,00	26,91	10,52	4190,58
4334,00	28,06	10,57	4263,32
4415,00	29,54	11,34	4334,30
4501,00	30,36	12,16	4408,82
4584,00	31,02	13,44	4480,19
4670,00	32,30	14,57	4553,39
4753,00	32,92	15,34	4623,31
4836,00	33,33	15,76	4692,82
4921,00	34,36	16,14	4763,41
5006,00	36,02	16,18	4832,88
5070,00	36,98	15,97	4884,32
5090,00	37,28	15,91	4900,27
5175,00	38,20	14,43	4967,49
5260,00	38,70	12,94	5034,06
5344,00	38,91	11,14	5099,52
5429,00	39,51	9,67	5165,38
5512,00	40,22	9,29	5229,09
5596,00	40,63	9,57	5293,03
5681,00	40,59	9,74	5357,56
5764,00	40,64	10,02	5420,57
5847,00	40,74	10,10	5483,50
5932,00	40,71	10,31	5547,92
6017,00	40,89	11,18	5612,26

MD	Inclination	Azimuth	TVD
[ft]	[°]	[°]	[ft]
6063,00	40,90	11,62	5647,04
6101,00	40,90	11,99	5675,76
6186,00	40,58	12,07	5740,16
6269,00	40,60	12,23	5803,19
6354,00	40,86	12,25	5867,60
6437,00	41,00	12,34	5930,31
6522,00	41,39	12,27	5994,27
6605,00	40,80	12,62	6056,82
6688,00	40,55	12,91	6119,77
6771,00	39,82	12,92	6183,18
6852,00	39,59	12,97	6245,50
6937,00	37,99	13,73	6311,75
7018,00	37,12	13,92	6375,96
7098,00	36,95	13,36	6439,82
7179,00	36,53	12,56	6504,73
7261,00	36,44	12,86	6570,66
7342,00	37,04	12,27	6635,57
7424,00	37,88	11,55	6700,66
7504,00	38,11	11,41	6763,71
7585,00	38,46	11,40	6827,29
7666,00	39,11	11,00	6890,43
7747,00	39,99	10,47	6952,88
7830,00	40,11	10,62	7016,42
7915,00	39,99	10,87	7081,48
8000,00	40,01	10,82	7146,60
8082,00	39,96	11,06	7209,43
8104,00	39,93	11,19	7226,29
8165,00	39,55	11,56	7273,20
8169,00	39,52	11,58	7276,29
8254,00	39,67	11,19	7341,78
8338,00	39,69	10,92	7406,43
8423,00	39,47	10,65	7471,94
8506,00	38,96	10,65	7536,25
8592,00	38,86	10,54	7603,17
8675,00	38,86	9,95	7667,80
8761,00	39,11	9,74	7734,65
8847,00	39,36	9,44	7801,26
8934,00	39,44	10,26	7868,49
9019,00	39,47	9,92	7934,12
9107,00	39,81	10,81	8001,89
9194,00	40,00	10,49	8068,63

MD	Inclination	Azimuth	TVD
[ft]	[°]	[°]	[ft]
9281,00	40,29	10,77	8135,13
9368,00	39,87	12,09	8201,70
9452,00	39,93	12,08	8266,14
9534,00	40,16	11,61	8328,92
9576,00	40,33	11,44	8360,97
9632,00	40,35	11,50	8403,66

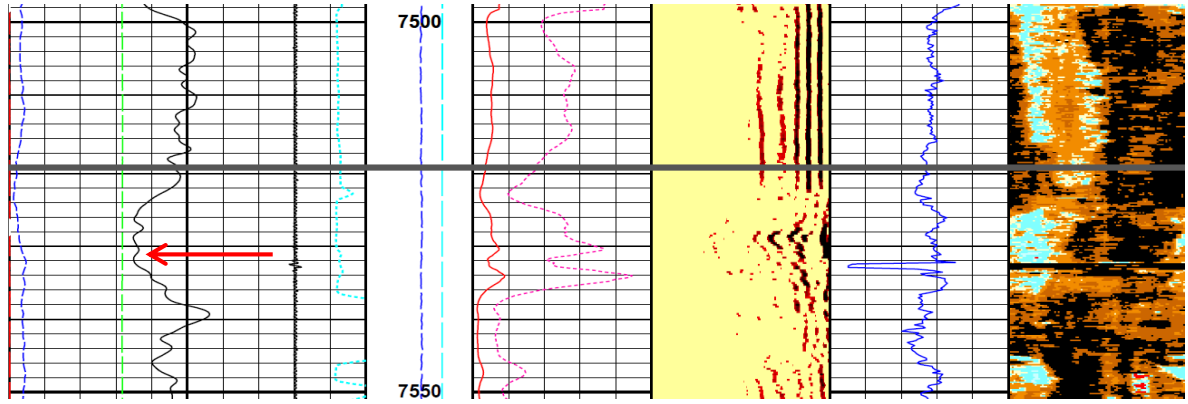
La presión de fondo a la profundidad de los perforados según datos de perforación y muestras durante esta fase es esperada de 3100 psi, el fluido de control a utilizar en el pozo debe alcanzar una presión hidrostática superior en mínimo +200 psi para que al momento de tener los perforados abiertos y querer controlarlos sea posible.

La información otorgada en el Survey del pozo Jackson 1 indica que la inclinación del mismo no representa un problema para las herramientas de fondo que irían en la sarta DST, el Champ Packer posee en su parte inferior un bloque de arrastre (drag block) el cual mantiene la herramienta centralizada y permite que los giros y pesos aplicados en superficie lleguen a la herramienta sin ningún problema.

3.11.6. Registros Eléctricos del Pozo Jackson 1. Se presentan a continuación los registros realizados al POZO JACKSON-1 posterior a su etapa de perforación, luego de tener el revestimiento de 7" en posición y cementado. Se analizara la impedancia general del cemento de las zonas mostradas, y el registro Gamma Ray de los intervalos a cañonear.

3.11.6.1 Intervalo 7527'-7534'

Figura 28. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7500'-7550'.

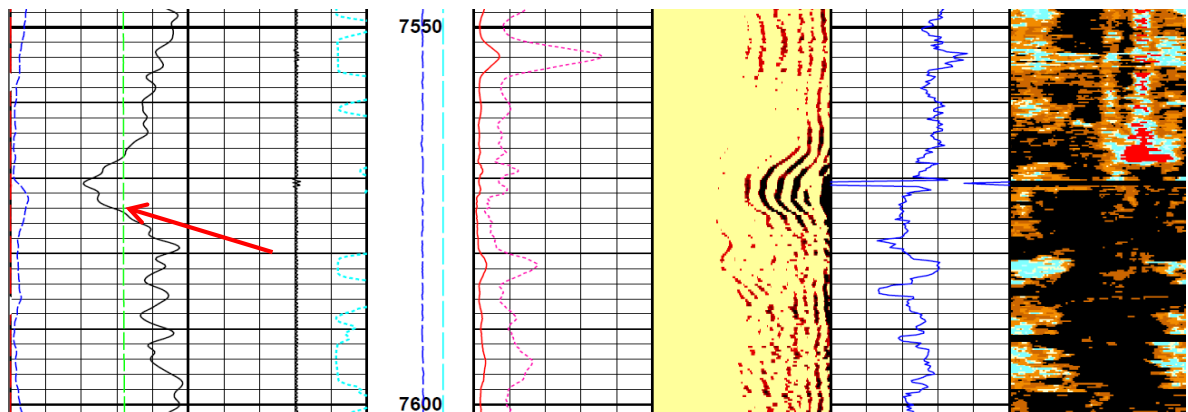


Fuente: Halliburton

En este punto del registro, a la izquierda marcado por un puntero rojo podemos ver el intervalo 7527' al 7534' del POZO JACKSON-1. Se interpreta que la zona de intervalos es una arena, menor radioactividad API que las arcillas que tiene inmediatamente arriba, y de igual forma que tiene una radioactividad mayor a la del agua de formación, marcando la posible presencia de hidrocarburos.

3.11.6.2. Intervalo 7566'-7573'

Figura 29. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7550'-7600'.

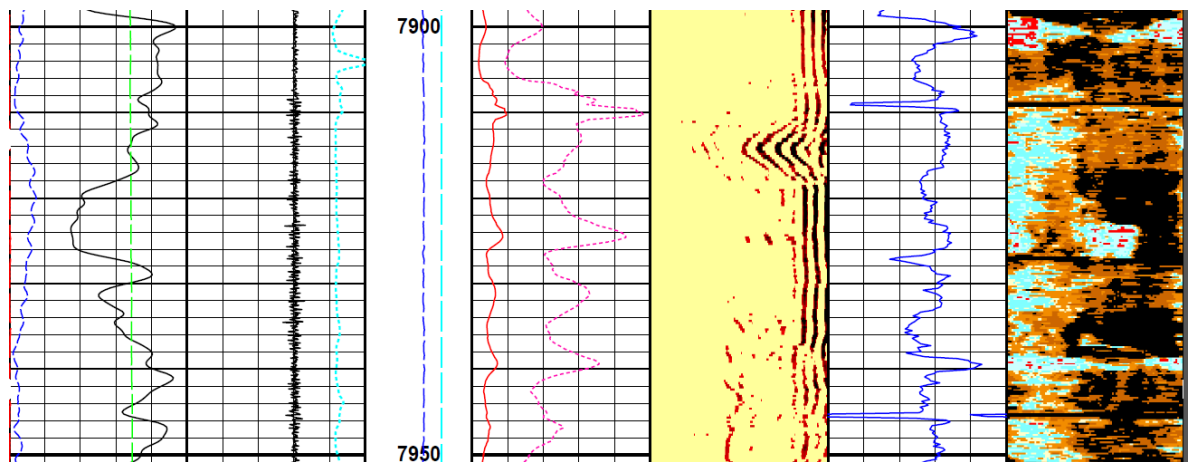


Fuente: Halliburton

Nuevamente para el intervalo #2 encontramos el pico que marca la presencia de una pequeña arena en la formación, con resistividad superior a la del agua de formación, indicando posible presencia de hidrocarburos.

3.11.6.3. Intervalo 7917'-7925', Intervalo 7923'-7936'

Figura 30. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7900'-7950'.

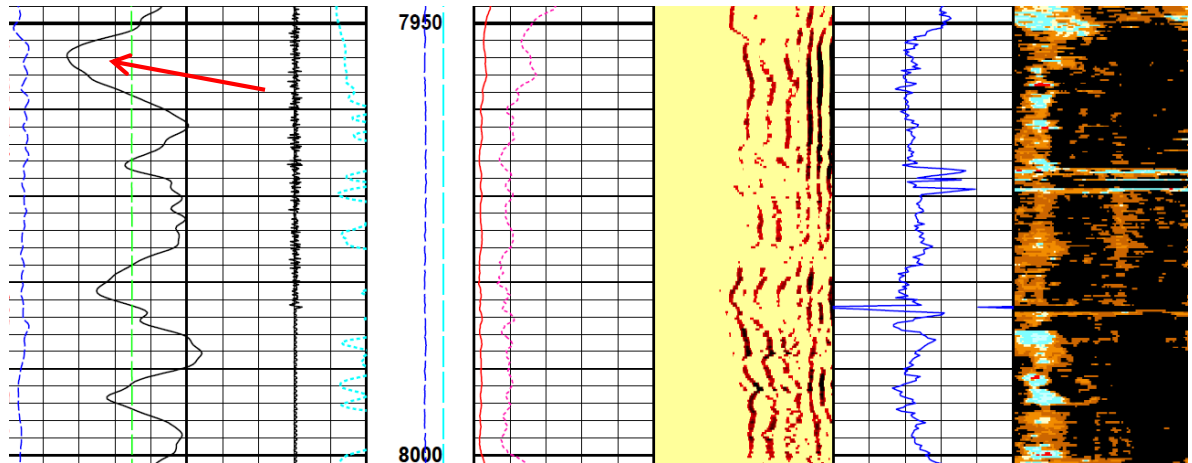


Fuente: Halliburton

El Intervalo de cañoneo #3 presenta la misma tendencia de los dos anteriores, un pico de radioactividad menor que la de las arcillas del pozo, y superior al del agua de formación, indicio de hidrocarburos en esa arena. También en la misma imagen superior podemos observar el registro del intervalo #4 el cual es una arena bastante angosta y con la misma tendencia de presencia de hidrocarburos.

3.11.6.4. Intervalo 7950'-7958'

Figura 31. Registro CAST-CBL Pozo Jackson 1 Intervalo 7950'-8000'.

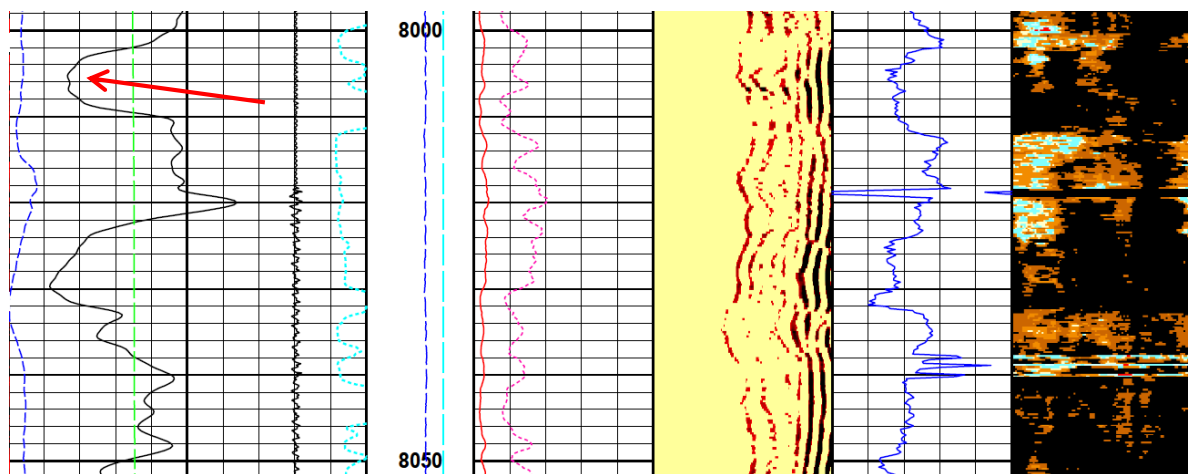


Fuente: Halliburton

El Intervalo #5 muestra un gran pico en el GR, dando evidentemente indicio de ser una arena, con posible presencia de hidrocarburos.

3.11.6.5. Intervalo 8001'-8007

Figura 32. Registro CAST-CBL Pozo Jackson-1 Intervalo 8000'-8050'.



Fuente: Halliburton

Finalmente el Intervalo #6 muestra de igual forma un gran pico en el GR, dando evidentemente indicio de ser arenisca, con posible presencia de hidrocarburos, en este caso de tipo gaseoso.

3.12. FLUIDO DE CONTROL A UTILIZAR EN EL POZO

El fluido de control a utilizar para el reacondicionamiento del POZO JACKSON-1 es una salmuera filtrada basada en formiato de potasio de peso 8.4 ppg. Esta salmuera estará llenando la totalidad del pozo al momento que la sarta TCP-DST sea conectada y bajada a fondo, por lo que las presiones hidrostáticas deben ser calculadas con el peso de 8.4 ppg.

3.13. TUBING DE PRODUCCIÓN DISPONIBLE PARA REALIZAR EL DST

La compañía operadora GREEN FIELD OIL AND GAS informa que la tubería a utilizar para el trabajo es tubing de 3-1/2" PH6, grado N-80 Libraje de 9.2 Lb/ft. A continuación sus especificaciones dimensionales.

Figura 33. Dimensiones tubing 3-1/2" 9.2 #ft.

TABLE DIMENSIONS AND STRENGTHS OF NON-UPSET						
Size O.D. In.	Grade	Wt. per Ft. With Couplings, Lb.			Inside Diameter In.	Drift Diameter In.
		Non- Upset	Upset	Integral Joint		
3.500	F-25*	7.70	—	—	3.068	2.943
	F-25*	9.20	9.30	—	2.992	2.867
	F-25*	10.20	—	—	2.922	2.797
	H-40	7.70	—	—	3.068	2.943
	H-40	9.20	9.30	—	2.992	2.867
	H-40	10.20	—	—	2.922	2.797
	J-55	7.70	—	—	3.068	2.943
	J-55	9.20	9.30	9.30	2.992	2.867
	J-55	10.20	—	10.30	2.922	2.797
	J-55*	—	—	12.80	2.764	2.639
	J-55*	—	—	12.95	2.750	2.625
	J-55*	—	—	15.80	2.548	2.423
	J-55*	—	—	16.70	2.480	2.355
	LS-65	9.20	9.30	—	2.992	2.867
	LS-65†	10.20	—	—	2.922	2.797
	C-75	7.70	—	—	3.068	2.943
	C-75	9.20	9.30	9.30	2.992	2.867
	C-75	10.20	—	10.30	2.922	2.797
	C-75	12.70	12.95	12.95	2.750	2.625
	C-75*	—	—	12.80	2.764	2.639
	C-75*	—	—	15.80	2.548	2.423
	C-75*	—	—	16.70	2.480	2.355
	L-80	7.70	—	—	3.068	2.943
	L-80	12.70	12.95	—	2.750	2.625
	L-80†	9.20	9.30	—	2.992	2.867
	L-80†	10.20	—	—	2.922	2.797
	N-80	7.70	—	—	3.068	2.943
	N-80	9.20	9.30	9.30	2.992	2.867
N-80	10.20	—	10.30	2.922	2.797	
N-80	12.70	12.95	12.95	2.750	2.625	

Fuente: Dimensions and Strengths. Redbook Halliburton

3.14. HERRAMIENTAS A UTILIZAR EN PRUEBA DE POZO JACKSON-1

Las herramientas a utilizar para la prueba DST del Pozo Jackson 1, desde fondo hasta superficie serán las siguientes:

- Sarta de cañones TCP
- Fill Disk (Puerto de circulación inicial)
- Shock Absorber Radial 5"
- Shock Absorber Vertical 5"
- Champ Packer IV 7" 10k 26 Lb/Ft
- RTTS Safety Joint 7" 10k

- Gauge Carrier 5”
- Dynastring Carrier 5”
- LPR-N Valve 5”
- Drain Valve 5”
- OMNI Valve 5”
- Drain Valve 5”
- Safety CVRD 5”
- Xover 3-7/8” CAS PIN x 3-1/2” PH6 BOX
- Tubing 3-1/2” PH6 9.2 Lb/ft hasta superficie (Con repetidores Dynalink anclados en juntas a calcular)
- Tubing Hanger
- Arbol de producción 3-1/2” PH6

3.14.1. Diseño de repetidores Dynalink® anclados a la tubería. El diseño de cuantos repetidores deben ir anclados a la sarta va directamente relacionado con los parámetros mencionados en los cuales se pierde la comunicación, es fundamental garantizar que la comunicación no se va a perder en ningún momento a pesar del peso del fluido de control, del efecto de la fricción, de la impedancia del cemento, o de los tubing joints de la tubería. Es por esta razón que Testing & Subsea ha desarrollado unas reglas para diseñar las sargas de repetidores de acuerdo a estos parámetros.

Teniendo en cuenta que el nodo 1.0 es el computador en superficie, y el nodo 2.0 es el repetidor anclado al árbol de producción se deben considerar ciertas distancias entre cada repetidor Dynalink® anclado a la tubería (entre 350 y 2000 pies), según el estudio hecho por el Ing. Dynalink® siguiendo una secuencia numérica de 3.0, 3.1 en adelante. Además de conocer el punto neutro de la sarta al tener sentado el empaque.

El punto neutral de la sarta lo conocemos al saber el peso de la tubería a utilizar y el peso que se colocara sobre el empaque al momento del asentamiento. Por cálculos de los esfuerzos que se darán en el sistema durante el trabajo (presiones y tensiones), se ha decidido que el empaque debe ser sentado con 25000 Lbs de peso.

Entonces, el punto neutral consiste en calcular cuanta tubería quedara en compresión, y cuanta quedara en tensión al asentar el Champ Packer con el peso deseado.

$$\text{Tubería en compresión (pies)} = \frac{\text{Peso sobre el empaque}}{\text{Libraje de la tubería}}$$

$$\text{Tubería en compresión (pies)} = \frac{25000 \text{ lbs}}{9.2 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}} = 2717.4 \text{ pies}$$

Por lo tanto, al conocer que el Top Shot (1er tope de cañoneo) es 7527 pies, y que el empaque estará ubicado a la profundidad de 7473.91 pies, la cantidad de tubería que quedaría en compresión sería 2717.4 pies y la longitud de tubería que quedaría en tensión sería 4756.51 pies, siendo este el punto neutro de ahora en adelante (4756.51 pies).

Teniendo en cuenta lo anterior, la siguiente sería la distribución de repetidores Dynalink® anclados al tubing.

Tabla 2. Distribución de repetidores Dynalink® en la sarta TCP-DST

REPETIDOR DYNALINK	POSICION EN SARTA (# JUNTA)
Repetidor #1, Nodo 2.0	X-Tree (Superficie)
Repetidores #2, #3, Nodo 3.0/3.1	Junta #4
Repetidores #4, #5, Nodo 3.2/3.3	Junta #17
Repetidores #6, #7, Nodo 4.0/4.1	Junta #32
Repetidores #8, #9, Nodo 5.0/5.1	Junta #78
Repetidores #10, #11, Nodo 6.0/6.1	Junta #102
Repetidores #12, #13, Nodo 7.0/7.1	Junta #143
Repetidores #14, #15, Nodo 8.0/8.1	Junta #175
Repetidores #16, #17, Nodo 9.0/9.1	Junta #200
Repetidores #18, #19, Nodo 10.0/10.1	Junta #225
Repetidores #20, #21, Nodo 11.0/11.1	Junta #237 (Arriba de BHA)
Dynalink gauge tools #22, #23, #24, #25 Nodo 12.0/12.1/12.2/12.3 (2 tubing, 2 anular)	Dynastring Carrier
Total Repetidores anclados en la sarta	21
Total Dynalink gauge tools en la Sarta	4

3.14.2. Frecuencias a utilizar en los repetidores Dynalink®. De acuerdo a lo indicado en la figura 22. Respuesta típica de frecuencias, y al tipo de tubing a utilizar durante el trabajo en el pozo Jackson-1, la comunicación se puede establecer entre las herramientas acústicas con cualquiera de los rangos indicados en franjas verdes y que resultan con una prueba exitosa de comunicación en campo y en superficie previo a correr las herramienta en el pozo. De esta forma se pretende eliminar los efectos de tubing joints en la disipación de energía acústica. Así como la distribución de repetidores pretende eliminar posibles fallas de comunicación debido a Desviaciones, Kick off points, arrastre, etc.

3.14.3. Elastómeros y pesos óptimos para Champ Packer IV 7” 26 #ft. De acuerdo a la temperatura y peso disponible de la sarta se deben escoger los elastómeros o gomas a utilizar en el empaque de la sarta.

- **Temperatura esperada:** 150 F en fondo
- **Peso disponible teórico:**

$$\text{Peso sarta en aire} = \text{Longitud de sarta (ft)} * \text{Peso de sarta} \left(\frac{\text{Lb}}{\text{ft}} \right)$$

$$\text{Peso sarta en aire} = 8007.5 \text{ ft} * 9.2 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}} = 73669 \text{ Lbs (En superficie)}$$

Ahora, calculamos el peso en el fluido (Factor de Boyanza)

Vamos a las tablas de ingeniería del Redbook Halliburton y leemos el factor de boyanza para tubería de acero en fluido de 8.4 ppg

Factor de boyanza= 0.8716

Entonces,

$$\text{Peso sarta en fluido} = \text{Peso en aire} * \text{Factor de boyanza}$$

$$\text{Peso sarta en fluido} = 73669 \text{ Lbs} * 0.8716 = 64209 \text{ Lbs}$$

Ahora, considerando unas perdidas por fricción teóricas en un factor de 0.33 (por simulación) podemos concluir que tendremos disponibles en superficie realmente 49500 Lbs, peso suficiente pues se pretende sentar el empaque aplicando 25000 Lbs de peso.

De acuerdo a la temperatura a trabajar nos referimos al manual de mantenimiento del Champ Packer y observamos que para esta temperatura se deben utilizar elastómeros de dureza 85, los cuales se encuentran disponibles para el trabajo.

Nota: Al estar el Dynastring carrier por encima del Empaque, no supone el empaque sentado un límite rígido al sistema de transmisión acústica ni una limitante para llevar a cabo el trabajo.

3.14.4. Presiones de carga de nitrógeno y presiones de operación de válvulas en campo. Utilizando el Software Nitrogen Calculator® de Halliburton Testing and Subsea, e ingresando los datos de entrada de temperatura de fondo,

peso de fluido, y profundidad real a la que estarán las herramientas, se calcula la presión de nitrógeno con la que deberán ser cargadas la válvulas en superficie, y la presión de operación en el pozo al momento del DST.

- OMNI, LPR-N Valve

TOOL DESCRIPTION	SAP#	TRUE VERTICAL DEPTH ft	HYDROSTATIC PRESSURE psi	CHARGING PRESSURE psi	OPERATING PRESSURE psi
OMNI DT (Debris Tolerant) Circulating Valve 5 OD-101764791 MD: 7380.40 ft	101764791	6670	2910.7	2208.3	965.4
LPR-N Tester Valve 5 OD, SG15-626.4171 MD: 7405.24 ft	626.4171	6690	2919.4	2214.6	1023.6

Las presiones de carga de nitrógeno que traen las válvulas desde la base deberán ser comprobadas por el Ingeniero en campo al momento de las pruebas.

Las presiones de operación en superficie deberán ser divulgadas a Company man y Tool Pusher en el pozo para saber si las bombas del equipo tienen esa capacidad de levantar presión. El valor resultante de aproximadamente 1100 psi no supone un valor elevado para las bombas de un taladro común, las cuales pueden levantar fácilmente 5000 psi

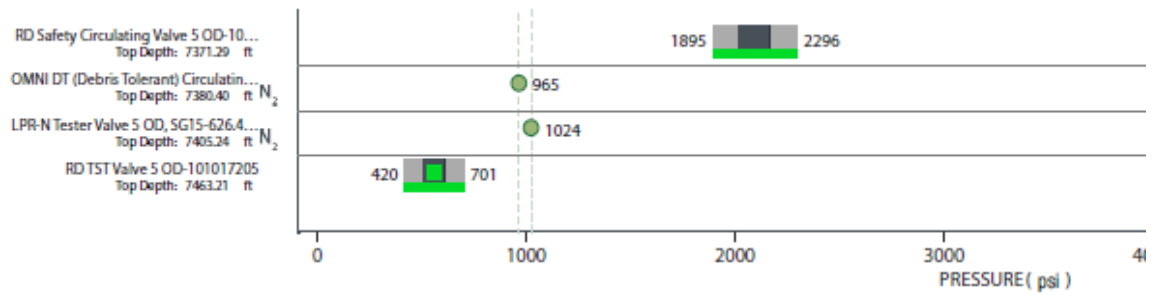
- TST-RD Valve, Safety CVRD, Valor de discos de ruptura:

Con la finalidad de que la desactivación de la TST RD Valve sea posible realizarla al probar el sello del anular posterior a sentar el empaque, esta presión de ruptura debe ser menor a la presión de operación de las válvulas, por lo que se escoge para esta herramienta un disco de ruptura de 3500 psi, con lo cual al aplicar una presión de bomba de entre 420 y 700 psi será activado.

Por otro lado, con la finalidad de que la Safety CVRD solo sea utilizada en caso de emergencia, si la OMNI Valve no funciona, el valor de su disco de ruptura debe ser mayor a las presiones de operación de las válvulas, razón por la que se escoge un disco de ruptura de 5000 psi, el cual se activara al aplicar entre 1900 y 2300 psi de bomba en superficie.

- Esquema general de presiones de operación en superficie:

Figura 34. Presiones a aplicar en superficie para operación de Válvulas.

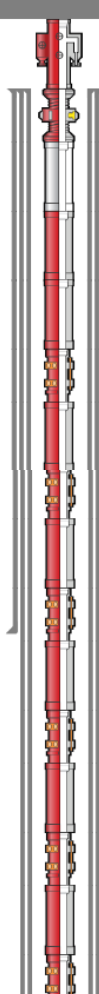


Fuente: Halliburton

3.14.5. Sarta Final Recomendada para Pozo Jackson-1

Figura 35. Esquema de sarta final pozo Jackson-1 Empaque sentado.

PREPARED BY Oscar Acevedo Medina	VERSION 1.0	DATE OF RECORD 01 Ene 2017
PRUEBA DST POZO JACKSON 1 EMPAQUE SENTADO		
START DATE 01/01/2017	START TIME 06 : 00 : 00	LOCATION NA
CLIENT GREEN FIELD OIL AND GAS	COMPANY REP NA	WELL NUMBER 1
RIG NAME NA	WELL NAME POZO JACKSON 1	FIELD NAME NA
AREA / COUNTRY COLOMBIA	FIELD / LEASE NA	FLUID DENSITY 8.40 lb/gal
RIG TYPE Land	ZERO POINT REFERENCE Drill floor	CASING LIMIT 5410 psi
SURFACE TEMPERATURE 75.0 °F	DOWNHOLE TEMPERATURE 150.0 °F	

	LARGEST OD 5.650 in		SMALLEST ID 2.250 in		TOTAL STRING WEIGHT*73174 lb					
	DESCRIPTION	SUPPLIER	TRACKING #	WEIGHT lb	Connection		Dimensions			TOP DEPTH MD ft
					TOP	BOTTOM	OD in	ID in	LENGTH ft	
	Surface Test Tree + Repeater Dynalink 2.0	Halliburton	NA	Ⓐ	5-3/4" 4 TPI ACME Box	3-1/2" PH-6 Pin	3.060	5.00	-5.00	
	Tubing Hanger	GREEN FIELD	NA	25	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.000	2.992	0.83	0.00
	Mesa rotaria (20 pies) - Longitud para Sentar packer (5.04 pies)	NA	NA	Ⓐ					14.96	0.83
	Pup Joint 3-1/2 PH6	GREEN FIELD	NA	856	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	6.00	15.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (3 juntas)	GREEN FIELD	NA	856	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	93.00	21.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 3,0/3,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	114.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (12 juntas)	GREEN FIELD	NA	3422	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	372.00	145.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 3,1/3,2)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	517.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (14 juntas)	GREEN FIELD	NA	3993	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	434.00	548.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 4,0/4,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	982.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (45 juntas)	GREEN FIELD	NA	12834	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	1395.00	1013.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 5,0/5,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	2408.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (23 juntas)	GREEN FIELD	NA	6560	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	713.00	2439.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 6,0/6,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	3152.79
	Tubing, 3-1/2" PH6 (40 juntas)	GREEN FIELD	NA	11408	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	1240.00	3183.79
	3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 7,0/7,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	4423.79

PREPARED BY Oscar Acevedo Medina

VERSION 1.0

DATE OF RECORD 01 Ene 2017

PRUEBA DST POZO JACKSON 1 EMPAQUE SENTADO

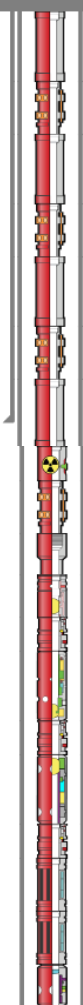
START DATE 01/01/2017	START TIME 06 : 00 : 00	LOCATION NA
CLIENT GREEN FIELD OIL AND GAS	COMPANY REP NA	WELL NUMBER 1
RIG NAME NA	WELL NAME POZO JACKSON 1	FIELD NAME NA
AREA / COUNTRY COLOMBIA	FIELD / LEASE NA	FLUID DENSITY 8.40 lb/gal
RIG TYPE Land	ZERO POINT REFERENCE Drill floor	CASING LIMIT 5410 psi
SURFACE TEMPERATURE 75.0 °F	DOWNHOLE TEMPERATURE 150.0 °F	

LARGEST OD 5.650 in

SMALLEST ID 2.250 in

TOTAL STRING WEIGHT*73174 lb

DESCRIPTION	SUPPLIER	TRACKING #	WEIGHT lb	Connection		Dimensions			TOP DEPTH MD ft
				TOP	BOTTOM	OD in	ID in	LENGTH ft	
Tubing, 3-1/2" PH6 (31 juntas)	GREEN FIELD	NA	8840	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	961.00	4454.79
3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 8,0/8,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	5415.79
Tubing, 3-1/2" PH6 (24 juntas)	GREEN FIELD	NA	6845	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	744.00	5446.79
3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 9,0/9,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	6190.79
Tubing, 3-1/2" PH6 (24 juntas)	GREEN FIELD	NA	6845	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	744.00	6221.79
3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 10,0/10,1)	Halliburton	NA	286	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.992	31.00	6965.79
Tubing, 3-1/2" PH6 (11 juntas)	GREEN FIELD	NA	3180	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	4.500	2.992	341.00	6996.79
Radioactive Sub	Halliburton	NA	10	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.000	2.310	0.50	7337.79
3-1/2" Tubing Joint with Dynalink (Nodo 11,0/11,1)	Halliburton	NA	300	3-1/2" PH-6 Box	3-1/2" PH-6 Pin	5.350	2.991	31.00	7338.29
Crossover, 3-1/2" PH-6 x 3-7/8" CAS Pin	Halliburton	NA	40	3-1/2" PH-6 Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.250	2.00	7369.29
RD Safety Circulating Valve 5 OD-100065823	Halliburton	NA	280	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	5.67	7371.29
Drain Valve 5 OD-100066901	Halliburton	NA	199	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	3.44	7376.96
OMNI DT (Debris Tolerant) Circulating Valve 5 OD-101764791	Halliburton	NA	810	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	21.40	7380.40
Drain Valve 5 OD-100066901	Halliburton	NA	199	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	3.44	7401.80
LPR-N Tester Valve 5 OD, SG15-626.4171	Halliburton	NA	630	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	17.37	7405.24
Drain Valve 5 OD-100066901	Halliburton	NA	199	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	3.44	7422.61
Gauge Carrier, DYNASTRING 5, Nodo 12,0/12,1 12,2/12,3 (tub y anular)	Halliburton	NA	536	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	20.33	7426.05
Gauge Carrier SG-15 5 (memorias convencionales)	Halliburton	NA	500	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	16.83	7446.37
RD TST Valve 5 OD-101017205	Halliburton	NA	564	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.030	2.280	6.35	7463.21



PREPARED BY Oscar Acevedo Medina

VERSION 1.0

DATE OF RECORD 01 Ene 2017

PRUEBA DST POZO JACKSON 1 EMPAQUE SENTADO

START DATE 01/01/2017	START TIME 06 : 00 : 00	LOCATION NA
CLIENT GREEN FIELD OIL AND GAS	COMPANY REP NA	WELL NUMBER 1
RIG NAME NA	WELL NAME POZO JACKSON 1	FIELD NAME NA
AREA / COUNTRY COLOMBIA	FIELD / LEASE NA	FLUID DENSITY 8.40 lb/gal
RIG TYPE Land	ZERO POINT REFERENCE Drill floor	CASING LIMIT 5410 psi
SURFACE TEMPERATURE 75.0 °F	DOWNHOLE TEMPERATURE 150.0 °F	

LARGEST OD 5.650 in

SMALLEST ID 2.250 in

TOTAL STRING WEIGHT*73174 lb

DESCRIPTION	SUPPLIER	TRACKING #	WEIGHT lb	Connection		Dimensions			TOP DEPTH MD ft
				TOP	BOTTOM	OD in	ID in	LENGTH ft	
RTTS Safety Joint 7 IN 3 7/8 CAS BOX X PIN 2.44 ID-102038162	Halliburton	NA	170	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.000	2.440	4.35	7469.56
CHAMP IV Packer 7 IN 17-38 PPF 3-7/8 CAS-102018708	Halliburton	NA	464	3-7/8" CAS Box	3-7/8" CAS Pin	5.650	2.370	9.70	7473.91
Crossover, 3-7/8" CAS Box x 2-7/8" EUE Pin	Halliburton	NA	35	3-7/8" CAS Box	2-7/8" EUE BRD Pin	5.000	2.440	1.50	7483.61
Fill Disk	Halliburton	NA	A	2-7/8" EUE BRD Box	2-7/8" EUE BRD Pin	3.755	2.440	1.50	7485.11
Tubing, 2-7/8" EUE 7.90 #/ft	Halliburton	NA	A	2-7/8" EUE BRD Box	2-7/8" EUE BRD Pin	3.438	2.265	20.00	7486.61
Mech. F.H. 3-3/8"-100005228	Halliburton	NA	A	2-7/8" EUE BRD Box	3-3/8" Gun Pin	3.375		0.41	7506.61
Safety Gun Spacer	Halliburton	NA	A	3-3/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		19.98	7507.02
Depth Ref: 7527.00 ft. Distance to Top of the Tool: 0.00 ft, Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		7.00	7527.00
Spacer Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		32.00	7534.00
Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		7.00	7566.00
Spacer Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		344.00	7573.00
Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		8.00	7917.00
Spacer Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		7.00	7925.00
Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		4.00	7932.00
Spacer Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		14.00	7936.00
Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		8.00	7950.00
Spacer Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		43.00	7958.00
Perforating Gun	Halliburton	NA	A	4-5/8" Gun Box	4-5/8" Gun Pin	4.625		6.00	8001.00
Ported Bull Plug	Halliburton		A	4-5/8" Gun Box		3.670		0.50	8007.00
End of assy			A						8007.50

● String Error

- A Thread Type Error: Threads do not match. Please choose a crossover/adaptor to validate the connection.
- B Box/Pin Error: Box/Pin do not match. Please choose a crossover/adaptor to validate the connection.
- C Box/Pin & Thread Type Error: Threads and Box/Pin do not match. Please choose a crossover/adaptor to validate the connection.

● String Warning

- A Weight required to calculate total string weight

* The displayed value of Total String Weight may differ from the summation of individual values in the weight column due to differences in number precision. Empty weight fields are not included in the calculated Total String Weight.

■ Casing / String Error

- 1 String OD is too large for casing ID
- 2 String OD is too large for casing drift

■ Smallest ID in String

Fuente: Halliburton

3.14.6. Otras aclaraciones

- **Fluido de control:** Al ser el fluido de control una salmuera y no un lodo de perforación, este presenta un peso mucho menor el cual facilita la operación y no representa un riesgo para la señal acústica, debido a que es un fluido filtrado de 8.4 ppg, cercano al valor del agua.

4. RECOMENDACIONES

- **Anclaje de nodo 2.0 a X-Tree:** Como se ha mencionado, el DST que se va a realizar en el POZO JACKSON-1 tendrá al momento del cañoneo árbol de producción, esto sucederá después de que la sarta este en fondo y correlacionada, se procederá a sentar el empaque con el Top Drive del equipo, la sarta quedara sentada en el tubing Hanger y en este momento se procederá a bajar juego de preventoras (BOPs) y montar árbol de producción (X-Tree) con la finalidad de poder dirigir el gas de formación hacia la subestación más cercana.

La cantidad de acero que posee el árbol de producción puede suponer un problema para la comunicación Wireless, razón por la cual se decidió colocar repetidor 2.0 y 3.0/3.1 a no más de 200 ft, sin embargo, es necesario asegurar un contacto metal-metal optimo entre el nodo 2.0 al árbol de producción como se muestra en las figuras a continuación.

Figura 36. Anclajes óptimos de nodo 2.0 a árbol de producción.



Fuente: Halliburton

5. CONCLUSIONES

- Al establecerse los parámetros teóricos y operativos, algunos inherentes al POZO JACKSON-1, y otros variables por Halliburton / Testing and Subsea, se establece la viabilidad técnica para realizar el Drill Stem Test usando la tecnología Dynalink® Telemetry System en su aplicación Wireless.
- La tecnología Dynalink® Telemetry System, brinda al cliente la oportunidad de realizar DSTs en pozos desviados como el POZO JACKSON-1 y el pozos totalmente horizontales. Además de permitirle tener data en tiempo real no solo durante los cierres sino durante los flujos por igual.
- El correcto diseño de los repetidores Dynalink® en la sarta, además de la presencia de un ingeniero especialista que programe todos los repetidores teniendo en cuenta las frecuencias optimas, y las tasas de muestra de datos deseada por el cliente es fundamental y asegura en un alto porcentaje del éxito de la comunicación acústica a la hora de realizar el trabajo.
- Los requerimientos operacionales de las herramientas dependen en su totalidad de los datos otorgados por el cliente. La comunicación con el cliente se convierte en el pilar para un correcto diseño del servicio, que evite cualquier tiempo perdido por parte de los operadores o las herramientas durante el desarrollo del DST.
- Los pozos de gas seco, como el POZO JACKSON-1, de gas condensado, de crudo ligero, y en general pozos donde se esperen altas presiones y bajas viscosidades son optimos para la aplicación del Dynalink® Telemetry system en su aplicación Wireless, debido a que no existe la necesidad de sistemas de

levantamiento artificial para que el pozo fluya, sino que fluirá por la misma sarta DST que se encuentra en fondo al momento del cañoneo.

BIBLIOGRAFÍA

- BERANEK, Leo; MELLOW, Tim (2012). *Acoustics: Sound Fields and Transducers*. Academic Press. p. 14. ISBN 9780123914866
- DYNALINK TELEMETRY SYSTEM Manual_rev_N May 2013
- GLOBAL DRILLING SUPPORT. World Oil Features Global Drilling Support On Benefits Of Condition-Based Maintenance Program. 2016 [en línea] [citado 15 de noviembre de 2016] disponible en: <http://www.globaldrillingsupport.com/category/news/>
- HENK Kool, SPE, and ZELLER Vince, SPE, Halliburton. Acoustic Wireless Telemetry Reduces Uncertainty in Deepwater Drilling Stem Tests. JPT, August 2015
- KOOL, Henk (SPE). ZELLER, Vince (SPE). Halliburton. Acoustic Wireless Telemetry Reduces Uncertainty in Deepwater Drilling Stem Tests
- LEE J. Well testing
- SCHLUMBERGER Árbol de Navidad. 2017. [en línea] [citado 15 de noviembre de 2016] disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas_tree.aspx
- SPECTRUM BATTERIES INC. módulos de baterías para la industria petrolera. [en línea] [citado 14 de diciembre de 2016]. <http://www.spectrumbatteries.com/index.html>

- TECHNOLOGY BULLETIN, Subject: Update of Dynalink® Telemetry system Guide to Positioning Repeaters. 2601 Beltline Rd, Carrollton, Texas 75006.