

**DESARROLLO DE UNA PRUEBA DST EN UN POZO HORIZONTAL: DISEÑO,
OPERACIÓN Y PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS CARACTERÍSTICAS DE LA
FORMACIÓN Y EL TIPO DE POZO. CASO CAMPO COLOMBIANO**

MARÍA CAROLINA PINZÓN ACEVEDO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

**DESARROLLO DE PRUEBA DST EN UN POZO HORIZONTAL: DISEÑO,
OPERACIÓN Y PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS CARACTERÍSTICAS DE LA
FORMACIÓN Y EL TIPO DE POZO. CASO CAMPO COLOMBIANO**

**Trabajo de Grado en modalidad de práctica empresarial para optar por el
título de Ingeniera de Petróleos**

MARÍA CAROLINA PINZÓN ACEVEDO

**Director de Proyecto:
JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de Petróleos, M.Sc.**

**Co-Director:
JUAN ANDRÉS RAMIREZ COVALEDA
Ingeniero Electrónico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios por su constante ayuda, por regalarme sabiduría y tenacidad, por ser mi guía, mi oración y ante todo el motor de cada cosa que hago.

A mi mamá, por ser mi fuerza en cada derrota, por trabajar cada día para darme siempre lo mejor, por sacarme adelante, por siempre pensar en mi estudio y en formarme como una excelente profesional. Sin ella no tendría nada, no sería lo que soy. Gracias mamá. Te amo.

A mi familia: mi papi por siempre aconsejarme, por llenarme de bendiciones y mucha sabiduría; a mi abuelita quien en silencio oró en cada etapa de mi vida para que Dios me guiara e hiciera de mí una excelente mujer, y quien con sacrificio me regaló la mejor educación en el colegio. A mis tías: Marlene, Lucia y Martha quienes siempre en el transcurso de mi carrera me animaron a seguir adelante y a no dejarme vencer por las adversidades.

A mis verdaderos amigos: Oscar y Angélica quienes han estado en las buenas y en las malas, quienes han acolitado mis caprichos, pero en especial quienes han aterrizado mis acciones y muchas veces mis sentimientos.

A aquellas personas que aparecieron durante estos 5 años de carrera Luz Adriana, Nayla y Paula A, quienes aportaron un granito de arena en mi crecimiento. También a aquellos que ya salieron de mi vida y que me regalaron algún día un consejo en alguna situación.

A mis docentes que aunque muchas veces generaron lágrimas, me formaron como profesional pero especialmente como una mujer que no se quiere rendir ante las adversidades.

A todos GRACIAS.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a:

Ingeniero Juan Andrés Ramírez Covaleda por ayudarme a plantear este tema, por proveer cada dato que fue necesario en el desarrollo del proyecto. Por aconsejarme en cada parte y por siempre desearme lo mejor en mi vida como profesional.

M.Sc José Carlos Cárdenas Montes por mostrar su interés en el desarrollo de este proyecto, por su amabilidad, su tiempo siendo una guía y por sus consejos para en cada capítulo.

Ingeniero Edgar Monje, por sus enseñanzas sobre el tema en su exposición y en el tiempo que estuve trabajando con él en diseño, por enseñarme la vida de esta industria, por presentarme tantas personas de distintas compañías. Simplemente por ser una guía y una de las personas que más me ha enseñado. Un verdadero docente sin ser de la universidad.

Christian González, compañero de trabajo de la compañía y un buen amigo. Por cada instrucción sobre herramientas y sobre las pruebas que realiza la línea, y por aconsejarme ante mi actitud en las distintas situaciones que se pueden presentar en la vida laboral. Compañero de trabajo y amigo.

A todo el equipo de testing and subsea de Halliburton, donde desarrollé mi práctica y por tanto este proyecto. Gracias a cada persona que aportó en mi crecimiento como profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	17
1. PRUEBAS DE PRESIÓN	19
1.1. PRUEBAS DST	21
1.1.1. Datos requeridos	22
1.1.2. Datos obtenidos de la prueba	23
1.2. DISEÑO DE UNA PRUEBA DST	24
1.2.1. Sarta base de una prueba DST	25
1.2.2. Herramientas de fondo utilizadas	27
1.2.3. Herramientas de medición de presión	42
2. INFORMACIÓN POZO COLOMBIANO	46
2.1. GENERALIDADES	46
2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO	46
2.3. INFORMACIÓN DEL POZO	46
2.4. OBJETIVOS PLANTEADOS PARA EL POZO	48
2.5. DESCRIPCIÓN DEL POZO	49
2.6. ESTRATIGRAFÍA	50

2.6.1. Formación real	50
2.6.2. Basamento	51
2.7. MANIFESTACIÓN DE HIDROCARBUROS	51
2.7.1. Manifestaciones de gas	52
2.7.2. Manifestaciones de aceite	52
2.8. DATOS DE DESVIACIÓN	52
3. DISEÑO DEL SERVICIO	53
3.1. RESUMEN DEL DOS	54
3.2. VERIFICACIÓN DEL DISEÑO	54
3.3. MANEJO DEL CAMBIO	55
3.4. CLIENTE/EMPRESA/TERCERAS PARTES	55
3.5. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA INFORMACIÓN	56
3.5.1. Sistema de medición de la presión	57
3.5.2. Condiciones de seguridad para la operación	57
3.5.3. Consideraciones para el buen uso de las herramientas	58
3.5.4. Consideraciones antes de correr herramientas en pozo	59
3.5.5. Estado mecánico del pozo	60
3.5.6. Datos importantes del pozo y de la formación	62
3.5.7. Planeación del sistema de toma de datos	64
3.6. SARTAS Y DIAGRAMAS	66
3.7. PARÁMETROS OPERACIONALES, EQUIPOS Y CÁLCULOS	68

3.7.1. Herramientas con discos de ruptura	68
3.7.2. Herramientas con cargas de nitrógeno	69
3.7.3. Resumen de la operación	69
3.7.4. Distribución de los repetidores	71
3.8. EQUIPOS Y DISTRIBUCIÓN DE HERRAMIENTAS	72
3.9. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES	72
3.9.1. Preparación de las herramientas	73
3.9.2. Procedimientos para levantar y conectar las herramientas	74
3.9.3. Procedimientos de ensamble y corrida de la sarta de prueba	75
3.9.4. Procedimiento del asentamiento del empaque	77
3.9.5. Procedimientos de aperturas y cierres	78
3.9.6. Procedimientos para sacar la bomba PCP	80
3.9.7. Procedimientos para retirar la sarta DST	81
3.10. PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA	81
3.11. ANÁLISIS DE RIESGOS	82
4. DESARROLLO OPERACIONAL	83
4.1. CONEXIÓN Y BAJADA DE HERRAMIENTAS A POZO	84
4.2. PERIODOS DE PRUEBA	91
4.2.1. Asentamiento del empaque	91
4.2.2. Primer periodo de flujo – limpieza	93
4.2.3. Primer periodo de cierre – post limpieza	94

4.2.4. Segundo periodo de flujo	95
4.2.5. Segundo periodo de cierre	97
4.2.6. Tercer periodo de flujo	97
4.2.7. Tercer periodo de cierre	100
4.2.8. Cuarto periodo de flujo y cierre	100
4.3. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PRUEBA	101
4.3.1. Gráfica de presión & temperatura VS tiempo en los diferentes periodos (Tubing)	101
4.3.2. Gráfica de presión y temperatura VS tiempo de los diferentes periodos (anular)	102
5. PROBLEMAS OPERACIONALES	103
5.1. SISTEMA DE MEDICIÓN	103
5.2. ASENTAMIENTO DEL EMPAQUE	104
5.3. FUGAS EN HERRAMIENTAS	105
5.4. PROBLEMAS CON HERRAMIENTAS DE TERCEROS	106
6. BUENAS PRÁCTICAS	107
6.1. RECOMENDACIONES OPERACIONALES	107
6.1.1. Certificación de herramientas	108
6.1.2. Detonación de cargas	108

6.1.3. Drenaje de presiones entrampadas	109
6.1.4. Contención de hidrocarburos	109
6.1.5. Uso de detectores de gas	110
6.1.6. Adaptación a condiciones adversas	110
6.1.7. Análisis de riesgos y permisos de trabajo	110
7. CONCLUSIONES	112
8. RECOMENDACIONES	114
BIBLIOGRAFIA	115
ANEXOS	117

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: Métodos de Well Testing vs Tiempos de prueba.....	20
FIGURA 2: Sarta base utilizada en una prueba DST convencional	26
FIGURA 3: Champ Packer (empaquete)	27
FIGURA 4: Junta de seguridad	29
FIGURA 5: Válvula de circulación OMNI	31
FIGURA 6: Válvula de circulación de seguridad con disco de ruptura (RD)	34
FIGURA 7: Válvula de prueba LPR-N.....	35
FIGURA 8: Válvula TST	37
FIGURA 9: Válvula TST con disco de ruptura.....	38
FIGURA 10: Martillo hidráulico.....	39
FIGURA 11: Válvula de drenaje.....	40
FIGURA 12: Shock Absorber vertical y radial respectivamente	42
FIGURA 13: Repetidor ensamblado	43
FIGURA 14: Repetidor de Dynalink	43
FIGURA 15: Vibraciones creadas por aplicación de voltaje eléctrico	44
FIGURA 16: Energía acústica reflejada por el efecto de los Collar.....	45
FIGURA 17: Localización Bloque Mosquera.....	49
FIGURA 18: Estado mecánico del pozo Mosquera 3.....	61
FIGURA 19: Sarta diseñada para Mosquera 3	66
FIGURA 20: Primer intervalo de herramientas conectadas	85
FIGURA 21: Segundo intervalo de herramientas conectadas	85
FIGURA 22: Tercer intervalo de herramientas conectadas	86
FIGURA 23: Cuarto intervalo de herramientas conectadas	87
FIGURA 24: Quinto intervalo de herramientas conectadas	88
FIGURA 25: Sexto intervalo de herramientas conectadas.....	89
FIGURA 26: Séptimo intervalo de herramientas conectadas.....	90

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Información del pozo Mosquera 3.....	47
Tabla 2: Información requerida del yacimiento	62
Tabla 3: Información requerida del pozo.....	63
Tabla 4: Planeación de periodos de aperturas y cierres	70
Tabla 5: Caracterización y tiempo del fluido producido en el segundo periodo de apertura de pozo en el DST	96
Tabla 6: Caracterización y tiempo del fluido producido en el tercer periodo de apertura del pozo en el DST (1).....	98
Tabla 7: Caracterización y tiempo del fluido producido en el tercer periodo de apertura del pozo en el DST (2).....	99

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: Gráfica de Presión & Temperatura vs Tiempo de los diferentes periodos realizados (Tubing).....	117
ANEXO B: Gráfica de Presión & Temperatura vs Tiempo (anular) de los diferentes periodos realizados.....	118

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE UNA PRUEBA DST EN UN POZO HORIZONTAL: DISEÑO, OPERACIÓN Y PROBLEMAS ASOCIADOS A LAS CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN Y EL TIPO DE POZO. CASO CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: MARÍA CAROLINA PINZÓN ACEVEDO**

PALABRAS CLAVE: Drill Stem Test, pruebas DST, yacimiento, desarrollo del servicio, desarrollo operacional, buenas prácticas, campo colombiano, Halliburton.

DESCRIPCIÓN:

En la industria del petróleo, en la exploración de un pozo es importante conocer la caracterización del yacimiento, de tal manera que se pueda planear una adecuada terminación del mismo y predecir un potencial para aplicar un método de producción adecuado.

Luego de la perforación de un pozo nuevo (del cual no se tiene mucha información), algunas compañías deciden realizar pruebas que permitan conocer el yacimiento. Estas pruebas se llevan a cabo dependiendo de factores en los cuales priman el tiempo y, por tanto, el costo económico de la prueba.

Desde hace algunos años, se vienen realizando los DST (Drill Stem Test), que son un conjunto de cierres y aperturas del pozo, donde se puede leer la caída y la restauración de presión; permitiendo identificar y calcular parámetros que ayudan a obtener una mejor caracterización y mayores datos de un pozo. Motivo por el cual, los DST son considerados una de las pruebas que más datos del yacimiento permite calcular.

El proceso de una prueba DST comienza con: (1) una planeación; (2) seguido de un diseño del trabajo; (3) un desarrollo operacional que a su vez, parte de la preparación de las herramientas hasta la corrida de las mismas en pozo; (4) finalizando con la obtención de datos que son interpretados para cumplir con los objetivos planteados.

Generalmente, estas pruebas se han realizado en pozos con alta desviación pero aquí en Colombia, el pozo trabajado es de los primeros en aplicar el desarrollo de un DST para una sección horizontal. Por tanto, este trabajo busca identificar cada uno de los pasos realizados en esta prueba, con la diferenciación de que la experiencia será aplicada para un pozo horizontal, considerando factores importantes tenidos en cuenta en el desarrollo operacional, posibles problemas y buenas prácticas para su correcta ejecución.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: José Carlos Cárdenas Montes. Codirector: Juan Andrés Ramírez Covaleda

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A DST IN A HORIZONTAL WELL: DESIGN, OPERATION AND PROBLEMS ASSOCIATED WITH THE FORMATION FEATURES AND KIND OF WELL.*

AUTHOR: MARÍA CAROLINA PINZÓN ACEVEDO**

KEY WORDS: Drill Steam Test, DST, reservoir, service development, operation development, good practices, colombian field, Halliburton.

DESCRIPTION:

In the Petroleum industry, the well exploration period is so important to know the reservoir features, that will help to planning a proper termination of the well and predicted a future protencial to apply a production method.

Later to the new well perforation (that have not a lot of features information), some companies decided to do tests that allow obtain information to know better the reservoir. These test are doing depends of things like time and costs.

Many companies have been conducted DST (Drill Stem Test) for a lot of years. These test are a set of closures and openings periods, where is posible to read the drawdown and build up pressure, that help to identify and calculated features in each period to allow have a better knowledge about the reservoir and a lot of information of the reality. For this reason, these tests have been considered like one of the most information allow to obtain.

The process of a DST begins with: (1) planning, (2) desing of the work, (3) operational development that start from the tools preparation to the running of these tools, and ending with (4) obtaining data that will be interpreting to meet the set goals at the beginning of the work.

Generally, these kind of tests have been doing commonly on wells with a highly grade of deviation but here in Colombia, the worked well is the first that apply a DST in an horizontal section. For this reason this project want to identify each one of the stage of that test, with the difference that the experience will be applied to an horizontal well, considering relevant factors taken into account in the operational development, potential problems and good practices for their successful implementation.

* Degree Work

** Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: José Carlos Cárdenas Montes. Codirector: Juan Andrés Ramírez Covaleda

INTRODUCCIÓN

Durante la fase exploratoria en la industria del petróleo, pozos nuevos son evaluados con el fin de conocer las características relevantes del yacimiento, generando una base para un completamiento adecuado y un sistema de producción futuro. Según la calidad y cantidad de los primeros datos que se tengan al inicio, las compañías eligen el tipo de prueba a realizar para lograr obtener los datos deseados y necesarios que hacen posible la planeación de distintas intervenciones más adelante. Esta elección se da con base en tiempos y costos que afectan la economía de un pozo, de la mano de la correcta recolección de datos que sean válidos y de calidad al momento de la interpretación.

Las pruebas DST ayudan a obtener una adecuada caracterización del yacimiento, siempre y cuando se desarrollen bajo un diseño que se ajuste al tipo de pozo a intervenir. En este caso, el desarrollo de la prueba DST se llevó a cabo en un pozo horizontal, el cual imponía muchos retos desde su planeación, el tipo de sistema de toma de datos, hasta su desarrollo operacional en el pozo.

Este proyecto pretende mostrar el desarrollo de una prueba DST en un pozo horizontal dando a conocer los parámetros tomados en cuenta al momento de la planeación y diseño del servicio de la operación; en el cual los pocos datos que se tenían del pozo desde la perforación fueron cruciales para calcular rangos operacionales de distintos equipos utilizados. Así mismo pretende mostrar herramientas que se corren en el pozo, cada una con una funcionalidad específica a lo largo del desarrollo de la prueba, siendo mostradas más adelante en fase operacional en campo. Finalmente se entrega una serie de problemas que sucedieron en la corrida, muchos de ellos tenidos en cuenta desde la planeación según las características del pozo y otros obtenidos durante la prueba; también algunos consejos sobre buenas practicas que vale la pena resaltar al momento de realizar este tipo de operaciones.

Debido a que este proyecto es una recopilación y un análisis del desarrollo de una prueba realizada por la empresa de servicios Halliburton junto con una operadora, se hace necesario el enmascaramiento de los datos reales de las pruebas multiplicándolos por un factor de conversión establecido. De igual manera, los nombres reales de las herramientas se especifican pero no sus partes en general y su modo de ensamble, solo una puesta en marcha simple en el hueco y un funcionamiento general, ya que las mismas están bajo la propiedad intelectual de Halliburton.

Todos los nombres de la operadora, pozo y sitio del trabajo son referidos en tercera persona sin dar un nombre claro como tal debido a que no se cuenta con permisos dados por la empresa ni la operadora para la divulgación de los datos reales de la operación, y se estaría infringiendo en políticas de confidencialidad de la compañía.

Así mismo, la gran mayoría de documentos de referencia de este proyecto, son propios de la línea Testing and Subsea de la empresa Halliburton y no tienen divulgación pública. Estos documentos han sido utilizados bajo permisos y condiciones de cambios en datos claves.

1. PRUEBAS DE PRESION

El tipo de pruebas de presión y su duración permite encontrar datos que no se tienen disponibles o en tal caso corroborar otras aproximaciones existentes. Algunas pruebas de corta duración, es decir pueden llegar a ser de pocas horas, como la formation tester, la RDT y la CCDST (cámara cerrada), permiten encontrar características del yacimiento como la presión inicial o el tipo de hidrocarburo según sensores que permiten discriminar dependiendo del tipo de fluido que reciba la herramienta utilizada en la prueba. Algunas de las pruebas anteriormente mencionadas, son la base para realizar un fast test, cuya duración también llega a ser de horas o pocos días.

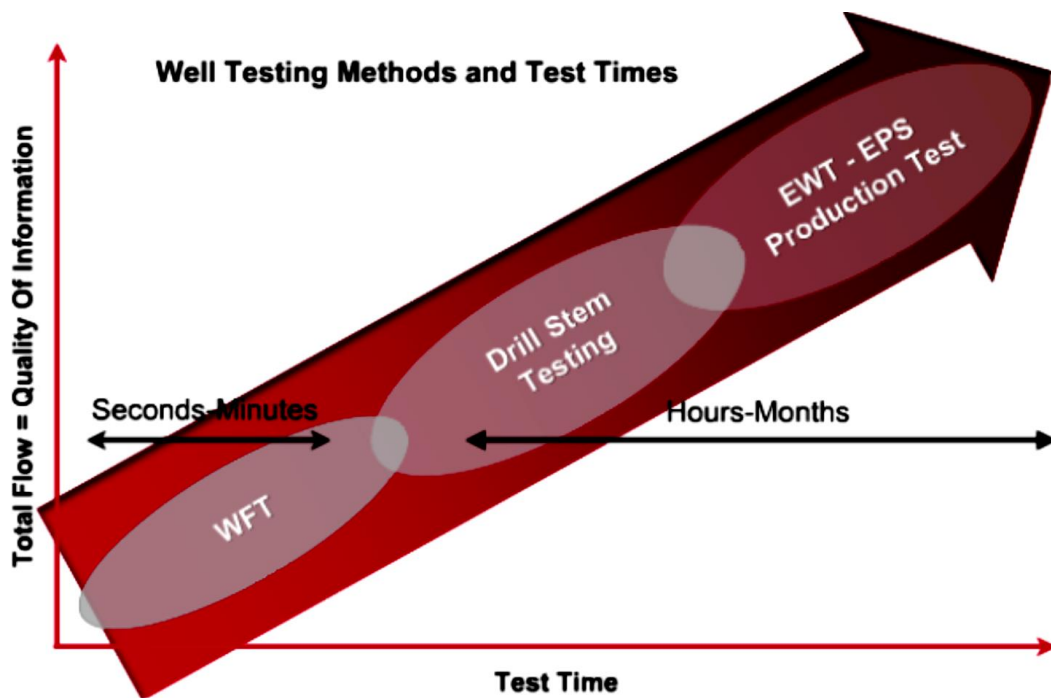
Teniendo como base las pruebas de corta duración, se empiezan a realizar otras un poco más extensas con las cuales se pueden encontrar distintas propiedades un poco más representativas las cuales ayudan a tomar decisiones más certeras de intervenciones a realizar en la fase de producción del pozo, como lo es la aplicación de un sistema de levantamiento artificial. En este grupo de pruebas de duración un poco más extensa, es decir llegan a durar entre 10 a 20 días aproximadamente, se encuentran las pruebas DST y las pruebas de producción, donde es posible mirar la capacidad del pozo para restablecer la presión, el tipo de fluido y por tanto la posibilidad de caracterizarlo, y las características del yacimiento según la duración que tengan los periodos analizados.¹

Finalmente, se realizan pruebas de tiempo extendido que pueden llegar a ser de meses, en las cuales se tienen registros de datos tanto en fondo como en superficie, de tal manera que se puedan analizar las propiedades según las

¹ HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p

presiones y temperaturas encontradas en cada punto. Con base en estas pruebas de larga duración y los datos obtenidos, puedo calcular por métodos matemáticos y analíticos propiedades más críticas como lo son la cantidad de reservas, un factor de recobro estimado y las fallas que puedan estar presentes en la vecindad del pozo.²

FIGURA 1: Métodos de Well Testing vs Tiempos de prueba



FUENTE: SUAREZ.José. *Drill Stem Testing Overview, Chapter I, Course Test Tool Applications*, NOV 2014. 21 p.

² SUAREZ.José. *Drill Stem Testing Overview, Chapter I, Course Test Tool Applications*, NOV 2014. 21 p.

El análisis del tipo de prueba a aplicar en un pozo, depende del tiempo que se tarde en realizar la prueba, las características que se requieran para una futura aplicación y el costo operacional (FIGURA 1). Teniendo en cuenta que el tener herramientas en fondo con tubería de perforación y una bomba genera costos a diario, hace incidencia en que las pruebas de larga duración y aquellas que utilizan varios días para realizarlas son altamente costosas, factor que incide en la toma de decisiones de una empresa operadora que requiera saber más de un pozo nuevo.

1.1. PRUEBAS DST

Las pruebas DST son un conjunto de pruebas drawdown y build up realizadas en un pozo nuevo o recién perforado, encargadas de entregar una caracterización más profunda del yacimiento para poder basar un completamiento adecuado y un sistema de levantamiento futuro llegado el caso. En otras palabras, estas pruebas son tomadas como un completamiento temporal que permite la evaluación del yacimiento por medio de periodos de producción y cierres con cierta duración establecida, aislando una zona de interés, para poder encontrar datos de presión y temperatura en cada uno, y una muestra por medio de un muestreo, que permitan un análisis y un cálculo de propiedades necesarias para futuras intervenciones.³

³ ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009

1.1.1 Datos requeridos: Para llevar a cabo una prueba DST es necesario un conjunto de datos que permitan un diseño adecuado de una sarta de herramientas y de un desarrollo operacional de las mismas en el pozo, por tanto los datos requeridos deben ser proporcionados casi en su totalidad por la empresa operadora a cargo, muchos de ellos provenientes de la fase de perforación del pozo. Entre estos datos encontramos:

- **Estado mecánico del pozo**
 - Diámetro del pozo
 - Revestimiento (donde se incluye el tamaño y el peso)
 - Intervalo que ha sido cañoneado
 - Tubería de trabajo

- **Registro de desviación**
 - Profundidad medida
 - Profundidad vertical

- **Fluido de completamiento**
 - Peso del fluido utilizado
 - Tipo de fluido

- **Información disponible del yacimiento**
 - Espesor del intervalo
 - Porosidad
 - Presión estimada
 - Temperatura estimada
 - Modelo del yacimiento

- **Producción esperada**
 - Tipos de fluidos producidos
 - Presión del fluido

Si bien es cierto que estos datos son necesarios para la realización de un buen diseño de la prueba, en muchas ocasiones es muy difícil llegar a proporcionar cada dato por tanto se hacen aproximaciones en datos a consideración de un ingeniero competente y con experiencia en este tipo de pruebas y en parámetros claves que se utilizan para diseñar.⁴

1.1.2 Datos obtenidos de la prueba

- Tipos de fluidos
- Tasas de producción
- Caracterización de los fluidos
- Índice de productividad
- Producción máxima que puede tener un pozo (AOF)
- Almacenamiento (WBS)
- Daño
- Fracturas
- Tipos de fracturas
- Permeabilidad
- Modelo del yacimiento
- Presión del yacimiento
- Temperatura del yacimiento
- Movilidad
- Límites

⁴ SUAREZ.José. Drill Stem Testing Overview, Chapter I, Course Test Tool Applications, NOV 2014.
21 p.

- Fallas
- Radio de investigación
- IPR⁵

1.2. DISEÑO DE UNA PRUEBA DST

Teniendo en cuenta los datos requeridos para hacer un diseño correcto, algunas compañías de servicios utilizan distintos programas comerciales y propios para realizar el diseño. Algunos puntos cruciales tenidos en cuenta incluyen la duración de los periodos de flujo y cierre, los cuales son un estimado de tiempo dependiendo de algunas características y de posibles tiempos de estabilización de la presión, por lo tanto al momento de realizar las pruebas en pozo, estos periodos pueden variar su duración dependiendo de lo que se quiere esperar en cada uno. Así mismo, el tipo de fluido de producción influye en la duración de los periodos, ya que si se tiene gas o si se tiene hidrocarburo líquido, se tienen distintos parámetros para diseñarlos.

En los simuladores que se tienen en las compañías se pueden diseñar parámetros operacionales, como lo son la cadena de herramientas a utilizar, el desbalance que se debe dejar en el pozo, el tipo de carga de nitrógeno que se utiliza para crear presiones en algunas herramientas para su funcionamiento, el manejo adecuado de la tubería, presiones de operación máxima para las herramientas de manera que se pueda ver si el pozo las puede soportar, entre otros.

⁵ SUAREZ.José. Drill Stem Testing Overview, Chapter I, Course Test Tool Applications, NOV 2014. 21 p.

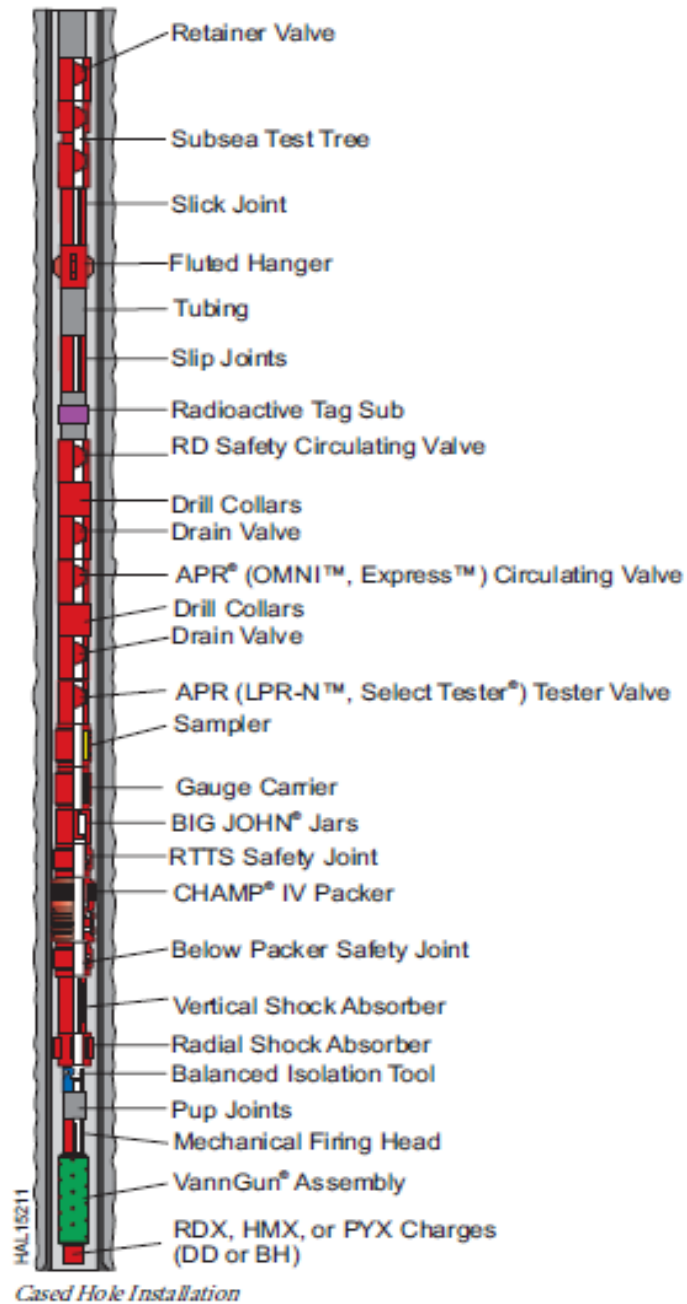
En el diseño se encuentran tres puntos clave para el desarrollo operacional y para la toma adecuada de datos en los que se incluyen la zona de aislamiento y el tipo de herramienta que se utiliza (empaquete), los registradores de presiones y las válvulas que permiten las aperturas y los cierres en los distintos periodos. Por tanto para determinar las herramientas adecuadas es necesario un análisis correcto de las propiedades que se tienen el pozo y del yacimiento que pueden afectar el funcionamiento adecuado de ellas.⁶

1.2.1. Sarta base de una prueba DST:

Los arreglos de una sarta para una prueba DST van a depender de los parámetros de diseño y las propiedades del pozo en cuestión, pero entre sus componentes principales y funcionales más importantes se encuentran por grupos: empaques, válvulas de circulación, válvulas de pruebas y accesorios. A continuación se muestra un ejemplo de una sarta para hueco revestido como es usado comúnmente:

⁶ HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p

FIGURA 2: Sarta base utilizada en una prueba DST convencional



FUENTE : HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p

1.2.2. Herramientas de fondo utilizadas: Entre los grupos principales de las herramientas utilizadas, se encuentran herramientas importantes que actúan de diversas formas en pozo de manera que se pueda llevar a cabo los procesos de cierre y apertura y la correcta toma de datos. Entre estas herramientas principales encontramos:

- **EMPAQUE:**

FIGURA 3: Champ Packer (empaques)



FUENTE: HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p

Esta herramienta contiene diversas partes que se encargan de dar el funcionamiento adecuado, el cual se encarga de aislar la zona de interés por

medio de su asentamiento antes de ella; entre sus partes funcionales importantes se encuentran un bypass concéntrico que permite que el fluido pase desde la parte inferior de la herramienta hasta arriba cuando esta es removida del hueco. La herramienta también contiene unas cuñas mecánicas las cuales se encargan de sostener el peso mientras el empaque se mantiene sentado.

Entre otros componentes importantes de la herramienta se encuentra un pistón que se mueve al aplicar la fuerza y ayuda al cierre y a la apertura del bypass; de igual manera contiene unas cuñas hidráulicas que se sientan en el casing de manera que ayuda a mantener el empaque en su posición y previene que este sea bombeado hacia arriba del hueco por la presión.

El proceso de asentamiento del empaque se realiza aplicando peso y rotando el empaque, al mismo tiempo que se da el cierre de la válvula de circulación que se integra al sistema; el proceso de rotación del empaque se ve limitado cuando el pozo presenta una gran desviación o cuando es horizontal. De manera contraria, un tirón hacia arriba genera la apertura de la válvula de circulación y desasienta el empaque.⁷

Esta herramienta es de suma importancia en operaciones no solo de pruebas de presión, sino en diversos sistemas donde se necesita aislar una zona determinada en la que se requiera llevar a cabo distintas operaciones, un ejemplo de ello son las estimulaciones, los cañoneos, los fracturamientos, entre otros.

⁷ HALLIBURTON. *Instructions for CHAMP® IV Packers. Service Tools Manual. Section 3a.* Houston, Texas: 2008. 20p.

- **Junta de seguridad**

La junta de seguridad es básicamente un recurso utilizada en casos de emergencia. Esta herramienta permite que todas las herramientas que se encuentran arriba del empaque sean liberadas en caso de que el empaque se atasque en el hueco. Siempre que se utiliza un empaque se debe añadir una junta de seguridad.⁸

FIGURA 4: Junta de seguridad



FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.*

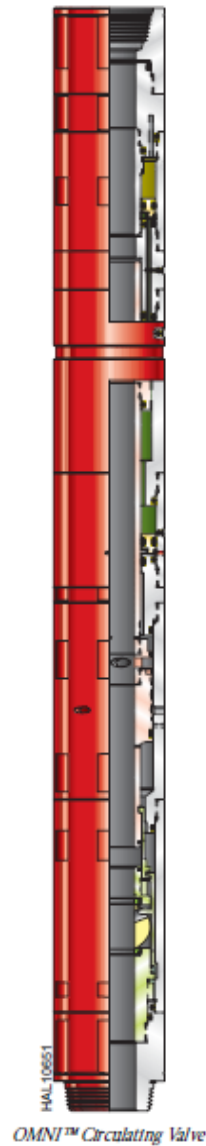
⁸ HALLIBURTON. *Service Tools Manual. RTTS Safety Joints. Section 2d. Houston Texas, 2013. 28p.*

En caso de emergencia se le aplica tensión a la sarta de tal manera que esta sea capaz de romper el cuello de tensión que contiene la junta y desde ese punto hasta la parte superior sea liberada toda la sarta restante, dejando solo el empaque que luego por métodos de pesca se recuperará.

- **Válvula de circulación OMNI**

Esta válvula de circulación trabaja con la presión anular y se cicla repetidas veces en cierta presión para luego ser liberada; sesiones importantes componen esta herramienta las cuales se encargan de dar contrapeso a la presión hidrostática y a la presión anular, esta sección contiene un gas que se encarga de dar este tipo de funcionamiento y así mismo la cantidad debe ser calculada dependiendo de la hidrostática del pozo y de la temperatura de fondo. El correcto funcionamiento de las herramientas, depende en gran medida de cálculos precisos en el caso de la cantidad de gas N2 que debe contener.

FIGURA 5: Válvula de circulación OMNI



FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog*. Houston, Texas: s.f. 154p.

La presión hidrostática que se tiene en cuenta es afectada por el lodo de completamiento utilizado, el cual varía sus propiedades y por tanto su peso dependiendo de la profundidad a la que se encuentre.

En esta válvula de circulación, el mecanismo de control y de operación se encuentra en una cámara de aceite (fluido poco compresible) que se activa por presión en el anular, para luego actuar sobre la cámara de nitrógeno que posteriormente va a llevar a un número determinado de ciclos que permite a la válvula ciclar con un número definido de veces hasta terminar su operación completamente. En cada ciclo se presenta una apertura o un cierre de una válvula de bola interna que permite tener la herramienta en diferentes posiciones: de prueba (Well test) es decir que permite que el pozo fluya hasta superficie, actuando como una parte más de la tubería, generándose en periodos de flujo y en el momento del cierre; en posición de circulación donde el fluido puede ser bombeado en cualquier dirección por medio de los puertos de circulación que se encuentran abiertos; en posición de blank donde todo el mecanismo de la herramienta se cierra de manera que pueda mantener la presión que se encuentra debajo de ella antes de que la válvula de circulación se abra.⁹

En esta herramienta el conocimiento de la presión hidrostática es de suma importancia ya que va a generar un cálculo adecuado de la carga requerida de N₂. De igual manera, monitorear la presión de anular permite reconocer de manera adecuada los cambios de ciclo y por tanto la posición en que se encuentra la herramienta para un buen funcionamiento y una adecuada toma de datos de cada uno de los periodos de cierre y apertura planeados para el trabajo.

⁹ HALLIBURTON. *Well Testing Catalog*. Houston, Texas: s.f. 154p.

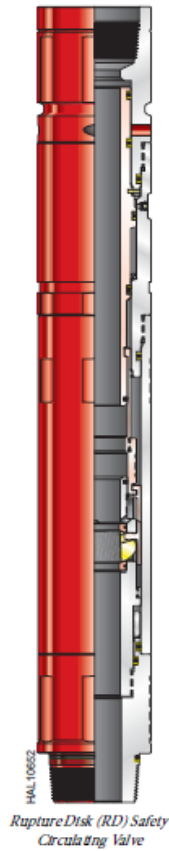
- **Válvula de circulación de seguridad con disco de ruptura (Rd)**

Esta herramienta tiene un doble funcionamiento, ya que actúa como una válvula de seguridad y como una válvula de circulación. De igual manera, esta herramienta tiene tres secciones principales: la sección de poder que contiene un mandril y un disco de ruptura que se activa con la aplicación de cierta presión generando un movimiento del mandril hacia la parte inferior logrando el cierre de la válvula de bola que contiene la herramienta; la sección de circulación que está conformada por puertos de circulación que se abren cuando el mandril se mueve hacia abajo, dejando expuesta la comunicación entre el anular y la tubería de trabajo; una sección de seguridad la cual contiene una válvula de bola y un juego de pines que al momento del funcionamiento del mandril se cierra para aislar la tubería de trabajo que se encuentra bajo la herramienta y estabilizar la comunicación entre el anular y la tubería de trabajo arriba de la herramienta.¹⁰

Para la correcta operación de esta herramienta es necesario realizar cálculos con base en el peso del fluido, la profundidad, temperatura de fondo y máxima presión del anular, de tal manera que se pueda encontrar un rango de presión adecuado para que el disco de ruptura presente un funcionamiento adecuado.

¹⁰ HALLIBURTON. *Cased Hole Maintenance Manual. Rupture-Disk Circulating Valves 12a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 7p.*

FIGURA 6: Válvula de circulación de seguridad con disco de ruptura (RD)



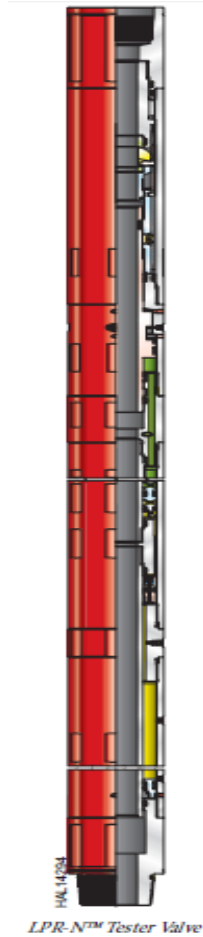
FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.*

- **Válvula de prueba Lpr-N**

Esta válvula de prueba (FIGURA 7) opera con presión anular. Mide múltiples presiones de cierre en huecos revestidos donde la manipulación de la tubería es restringida. Contiene una sección de gas compresible donde es utilizado Nitrógeno que va a permitir el funcionamiento de la herramienta. Está compuesta por una sección con válvula de bola que permite cierres en fondo, una sección de poder con un pistón flotante expuesto a presión hidrostática y que presuriza una cámara

de nitrógeno, y una sección de un metering que permite mantener la presión del anular aplicada a la cámara de nitrógeno para que se mantenga la bola abierta durante la prueba o las operaciones realizadas.¹¹

FIGURA 7: Válvula de prueba LPR-N



FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog*. Houston, Texas: s.f. 154p.

¹¹ HALLIBURTON. *Cased Hole Maintenance Manual. LPR-N Operational Guidelines*. Houston, Texas: 2006. 33p.

Funcionalmente, la bomba cuando aplica presión en el anular, el pistón se mueve hacia abajo abriendo la bola por mecanismos de brazos de la herramienta, y cuando se libera esta presión, el nitrógeno presurizado retorna el pistón hacia arriba cerrando la bola nuevamente. Para operar esta válvula en este caso es necesario tener el empaque sentado para poder presurizar por el anular con las bombas.¹²

Esta herramienta no solo es utilizada para pruebas DST, también en el mercado se utiliza para acidificaciones u operaciones de fractura, y permite manejar grandes cantidades de gas que puedan presentarse en un pozo. También puede trabajar en condiciones diversas con altas presiones y temperaturas. En esta válvula los fluidos pueden circular con el empaque sentado o sin sentar.

- **Válvula TST**

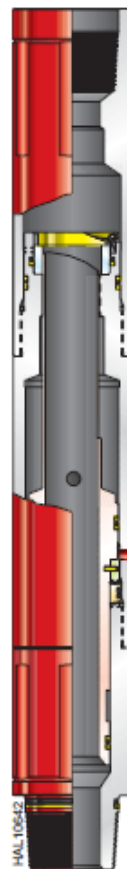
Esta válvula es usada para pruebas probar la presión en la sarta mientras se corre en el hueco. Puede ser operada luego de que el empaque ha sido asentado. Para su funcionamiento es necesario un diferencial de presión entre el anular y el tubing. La herramienta consiste en una válvula flapper y un resorte, una sección con pines y un sistema de bloqueo (FIGURA 8)

En la operación de esta válvula se encuentra la apertura del flapper que permite el llenado de toda la sarta hasta ese punto mientras que los pines mantienen el mandril en el sitio. Esta válvula puede ser probada con presión tantas veces como sea necesario mientras se corre en el hueco. Así mismo, cuando la sarta se

¹² HALLIBURTON. *Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.*

encuentra estacionaria el flapper se cierra. En el momento en que la presión permite que los pines se rompan, el mandril sube y abre el flapper dejando la herramienta totalmente abierta al flujo, por tanto es usada para los periodos de flujo de una prueba DST. En la mayoría de casos con tubería flexible, esta válvula debe ir acompañada por una válvula RD.¹³

FIGURA 8: Válvula TST



Tubing String Testing (TST) Valve

FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog*. Houston, Texas: s.f. 154p.

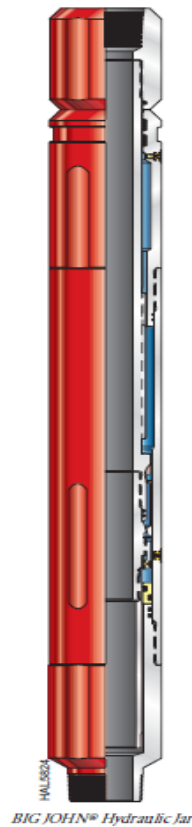
¹³ HALLIBURTON. *Cased Hole Maintenance Manual*. TST Valves 18a-1. Design Specifications. Houston, Texas: 2006.3p.

- **Accesorios:**

- MARTILLO BIG JOHN

Esta herramienta es incluida en la sarta de herramientas para ayudar a remover herramientas atascadas. Esto se logra tensionando la sarta, a lo cual el martillo responde generando un impacto que se transmite a la herramienta atascada.¹⁴

FIGURA 10: Martillo hidráulico



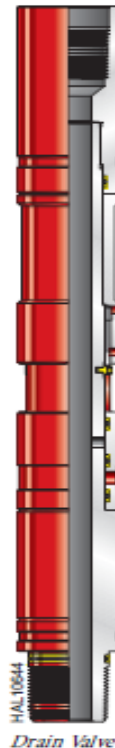
FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog*. Houston, Texas: s.f. 154p.

¹⁴ HALLIBURTON. *Cased Hole Maintenance Manual*. BIG JOHN® Hydraulic Jar 4a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 7p.

El proceso operacional de esta herramienta incluye la aplicación de una resistencia temporal que hace que un metering dentro del martillo se mueva en la sección del bypass en la caja exterior, por tanto el aceite que contiene va a pasar al bypass rápidamente. El tiempo de retardo usado varía según la relación con el peso del tirón, en decir se requiere más tiempo cuando el tirón es menor. Cuando herramientas se atascan bajo el martillo, se realiza un tirón constante que crea un golpe hacia arriba a la sarta atascada. Esta herramienta se puede activar cuando el empaque ha sido sentado.

- **Válvula de drenaje**

FIGURA 11: Válvula de drenaje



FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.*

Esta válvula consiste en un cuerpo con puertos, un cuello de deslizamiento y una nut rotatoria, que controla la posición del cuello de deslizamiento. Este cuello controla la cobertura o exposición de los puertos en el cuerpo de la válvula.

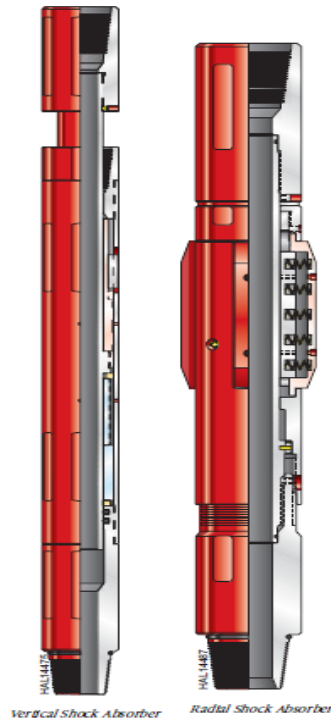
Esta herramienta permite que las presiones entrampadas entre dos válvulas de cierre, se drene de manera controlada. También puede ser usada para recoger largos volúmenes de muestras de fluidos. De igual manera por medio de rotación de la nut se produce la apertura de los puertos de circulación del cuello y del cuerpo hasta que se juntan y el fluido se empieza a drenar. De igual manera, puede retener el fluido en la mitad de otras dos válvulas para poder conseguir una muestra del fluido que se tiene en fondo.¹⁵

- **Shock absorber**

Esta herramienta es la encargada de proteger el equipo de medición de presión o de otros componentes sensibles en la sarta por choques de cargas transmitidas en la sarta por la activación de los cañones TCP. Normalmente esta herramienta es situada bajo el empaque; para una absorción efectiva del choque, es recomendable utilizar en conjunto las dos herramientas, tanto vertical como radial. Generalmente es situado bajo el empaque y entre las memorias y cañones TCP.

¹⁵ HALLIBURTON. *Cased Hole Maintenance Manual. Sleeve-Type Drain Valve 5a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 5p*

FIGURA 12: Shock Absorber vertical y radial respectivamente



FUENTE: HALLIBURTON. *Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.*

1.2.3. Herramientas de medición de presión

- DYNALINK

Este sistema es una herramienta que permite obtener datos de fondo en tiempo real en la superficie. Usa energía acústica que es transmitida a través de la tubería donde son conectadas herramientas llamadas repetidores (FIGURA 13) las cuales captan y transmiten las ondas desde fondo hasta superficie. Debido a la rigidez de la tubería, las ondas viajan muy rápido, en el orden de 16,800 ft/sec por tanto es difícil ver la onda en físico sino solo se puede escuchar y recibir la frecuencia en superficie. Una herramienta de Dynalink es un conjunto de componentes (FIGURA

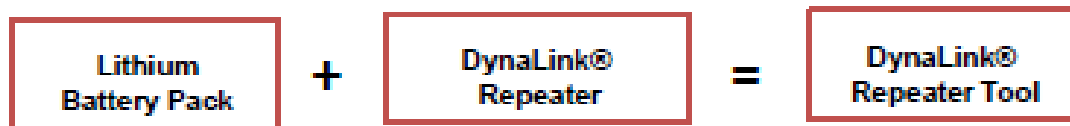
14) en las que se encuentran baterías, interfaces, repetidores, y software encargados de procesar la información que es recibida durante la transmisión de datos.

FIGURA 13: Repetidor ensamblado



FUENTE: REZK, Emad. *Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas.2013. 286p.*

FIGURA 14: Repetidor de Dynalink

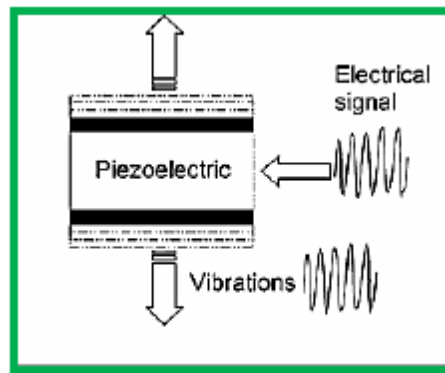


FUENTE: REZK, Emad. *Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas.2013. 286p.*

El módulo de transmisión del sistema (Figura 15) consiste en discos piezoeléctricos que se comprimen cuando se les aplica voltaje a cierta velocidad, por tanto estos discos se conectan a una parte electrónica que permite realizar los

cambios de voltaje en ellos, y crea ondas compresivas en el tubing que viajan de abajo hacia arriba. Así mismo estas ondas son detectadas por sensores de material piezoeléctrico que van transmitiendo a los demás repetidores del sistema la información hasta llegar a superficie.¹⁶

FIGURA 15: Vibraciones creadas por aplicación de voltaje eléctrico

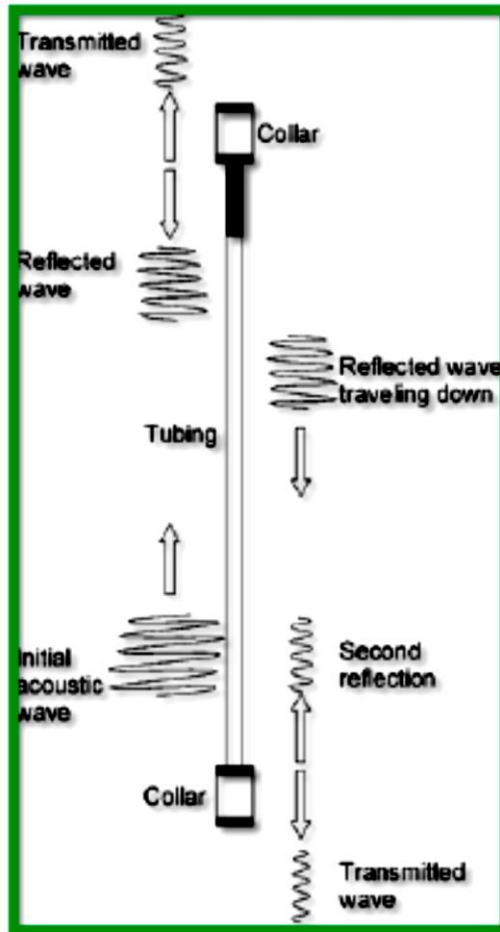


FUENTE: REZK, Emad. *Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas.2013. 286p.*

En este sistema algunos factores afectan la transmisión de la onda, entre ellos se encuentra el peso del lodo, ya que entre más peso, más restricción va a generar y puede disipar la onda. De igual manera los Collars debido a su espesor y a su rigidez generan la reflexión de las ondas (Figura 15) la cual puede interferir en la señal original.

¹⁶ REZK, Emad. *Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas.2013. 286p.*

FIGURA 16: Energía acústica reflejada por el efecto de los Collar



FUENTE: REZK, Emad. *Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas.2013. 286p.*

2. INFORMACIÓN POZO COLOMBIANO¹⁷

2.1. GENERALIDADES

El pozo Mosquera 3 es un pozo exploratorio A2, el cual fue inicialmente desviado en forma de J para luego realizar un sidetrack con terminación horizontal, perforado entre Noviembre y Diciembre de 2014. Su cuenca se encuentra localizada en el Valle Medio del Magdalena en el departamento de Boyacá. El pozo está ubicado sobre las arenas basales de la formación Real inferior.

2.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL POZO

Mosquera 3 se encuentra en el municipio de Puerto Boyacá, en el departamento de Boyacá, ubicado en medio de distintos campos como Velaásquez-Palagua y Nare-Cocomá. Así mismo hacia el sur se encuentra rodeado de un pequeño campo denominado Bobachico.

2.3. INFORMACIÓN DEL POZO

Información básica del pozo Mosquera 3 es proporcionada por la empresa operadora a la de servicios con el fin de proveer datos claros y certeros, y de esta manera establecer objetivos claros para un planeación adecuada de las pruebas a realizar. Dentro de esta información se especificaron datos importantes sobre la

¹⁷ Los textos de este capítulo fueron redactados y adaptados a partir de: ACOSTA H, Informe geológico final pozo colombiano. Bogotá. 2015 y algunos nombres claves fueron cambiados, ya que este documento es confidencial entre la compañía de servicios y la compañía operadora y no puede ser publicado en un buscador común.

ubicación geográfica del pozo (TABLA 1), algunos detalles relevantes de la perforación y su geología.

Tabla 1: Información del pozo Mosquera 3

PARÁMETROS	INFORMACIÓN
Nombre del pozo	Mosquera 3
Clasificación	Exploratorio A-2
Cuenca sedimentaria	Valle Medio del Magdalena
Estructura geológica	Monoclinal limitado por falla normal
Tipo de pozo	Desviado/Horizontal
Ubicación geográfica	Departamento de Boyacá
Elevación del terreno	470.17 pies
Elevación de la mesa rotaria	487.67 pies
Profundidad Total	6804 ft (MD) – 4505 ft (TVD)
Fecha inicial de perforación	Noviembre de 2014
Fecha final de perforación	Diciembre de 2014
Revestimientos	9 5/8” Superficie hasta 1056’ (1056’ TVD). 7” superficie hasta 5741’ MD (4559 TVD). Liner ranurado 4 1/2” 6794’ MD (4505’ TVD).
Tipo de lodo	Agua – Bentonita
Formación en superficie	Formación Real
Formación en fondo	Basamento
Objetivos Principales	Arenas basales de la formación real inferior

FUENTE: Tabla referenciada de Acosta H, Informe geológico final pozo colombiano. 2015.

2.4. OBJETIVOS PLANTEADOS PARA EL POZO

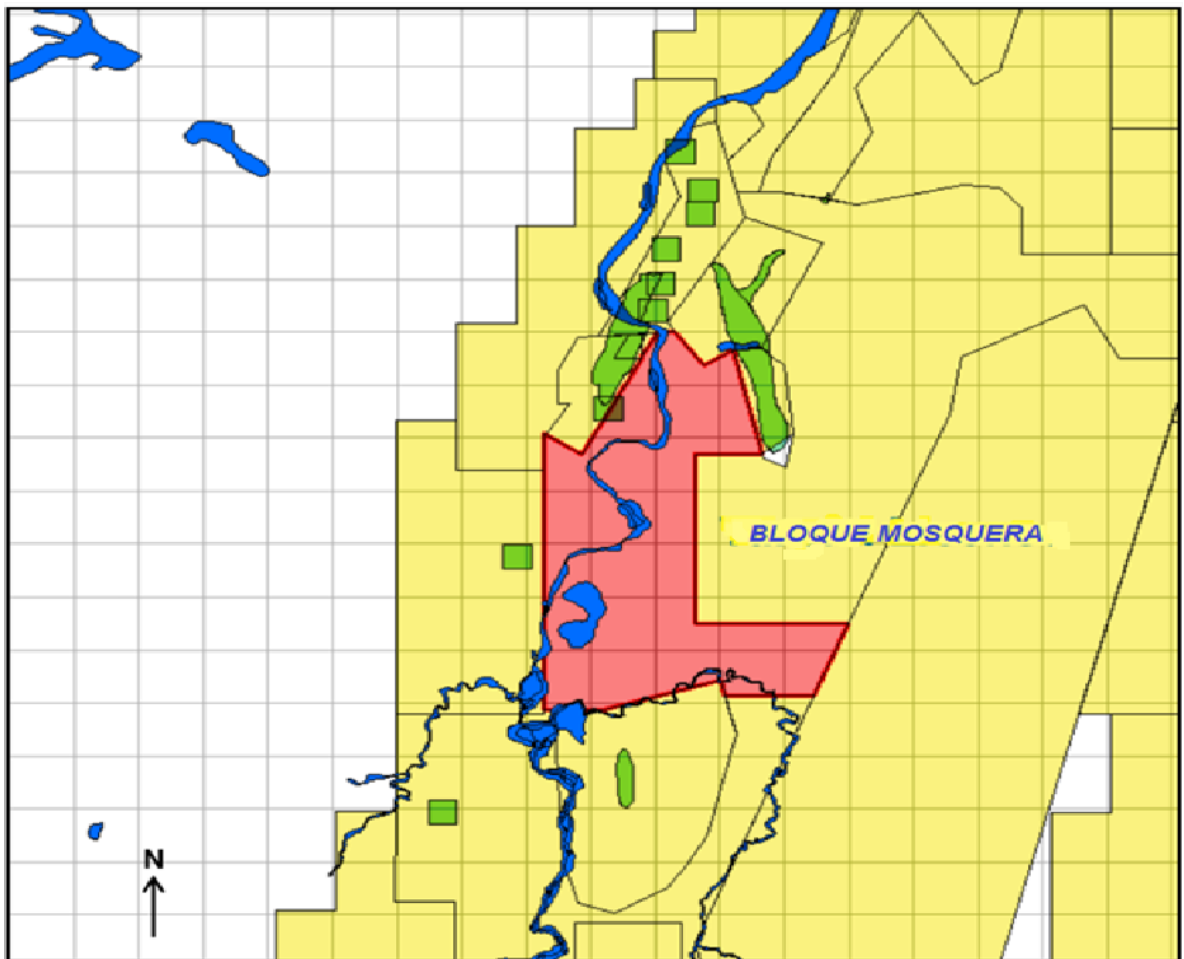
La empresa dueña del campo y del pozo, estableció objetivos para este dentro de los cuales incluyó:

- Pozo Mosquera 3 se plantea como pozo exploratorio con el objetivo de encontrar crudo pesado en las areniscas inferiores de la formación real.
- Perforar el pozo Mosquera 3 con las mejores tecnologías y prácticas operacionales de perforación que aseguraran el uso y distribución de los recursos asignados de manera eficiente.
- Cumplir el programa propuesto para conseguir el objetivo principal en las coordenadas y profundidad requerida.
- Optimizar la operación de forma que el costo y duración del pozo estén a tiempo.
- Cumplir PMA dispuesto para el proyecto. Cumplir con los estándares de HSE, con los compromisos adquiridos con entes gubernamentales y las comunidades.

2.5. DESCRIPCIÓN DEL POZO

El área del prospecto de exploración y producción está localizada en la parte oeste de la cuenca Valle Medio del Magdalena en el departamento de Boyacá. Se perforó el pozo Mosquera 3 como pozo exploratorio A2. Tiene una estructura monoclinal con un buzamiento suave al Este, y una falla normal al lado Occidental. Tiene una unidad la cual es la formación real sobre un basamento cristalino intrusivo (FIGURA 17).

FIGURA 17: Localización Bloque Mosquera



FUENTE: Imagen editada de la pagina Web de Panatlantic Exploration, en información de trabajos en Colombia.

2.6. ESTRATIGRAFÍA

La sección atravesada durante la perforación del pozo está constituida por depósitos de la formación real. De igual manera atravesó un basamento de una roca cristalina clasificada como cuarzodiorita a granidiorita.

2.6.1. Formación Real: Depositada en un ambiente fluvial continental de la edad Plioceno – Pleistoceno, con canales meandriformes. La unidad se dividió operativamente en secciones Superior e inferior donde el criterio que se tomó fue la presencia de acuíferos en las areniscas ubicadas en la parte Superior de formación Real. Así mismo, la parte inferior fue dividida en tres secciones denominadas: real inferior areniscas superiores, areniscas intermedias, arenas basales.

- **Real superior:** Constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas con fragmentos de rocas ígneas, metamórficas, cuarzo y chert, con estratificación cruzada y matriz arcillosa, y presencia de acuíferos de agua dulce; conglomerados y arcillolita gris verdosa. Espesor máximo de 3339 ft.

- **Real Inferior – areniscas superiores:** Contiene arena cuarzosa gris clara, transparente, hialina, con grano medio a grueso subredondeado o subangular y elongado de pobre selección. También contiene arcillas verde claro, gris verdosa, rojo moteado, amorfo y ligeramente limoso. Contiene trazas de limolita, carbón, pirita y biotita. Espesor máximo de 1050 ft.

- **Real inferior – areniscas intermedias:** Contiene arena cuarzosa blanca, transparente, de grano medio a grueso, subredondeado a subangular de mala

selección. Arcillas verde claro, verde azulado, marrón claro, amorfa. También contiene trazas de limolita y micas. Espesor máximo de 840 ft.

- **Real Inferior – areniscas basales:** Presentan alternancia de arenas cuarzosas, transparente blanca de grano muy fino a fino, de grano subredondeado a subangular, y arcillas verde clara, amarilla marrón, amorfa, ligeramente limosa. Espesor máximo de 441 ft.

2.6.2. Basamento: Contenido de una roca cristalina clasificada como cuarzodiorita a granodiarita. Fragmentos líticos ígneos duro a muy duro con clorita e inclusiones de feldespato, arenas y areniscas duras de matriz silíceas.

2.7. MANIFESTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Las manifestaciones de hidrocarburos estuvieron representadas por manifestaciones de gas y de aceite, identificando cada una a cierta profundidad.

2.7.1. Manifestaciones de gas: Se detectó gas de muy baja concentración, el cual no mostró un rango completo en la cromatografía por lo que no se procesaron estos datos en ningún intervalo, solamente en la zona de arenas basales. El registro de gas se inicia en la unidad inferior de la arenisca superior desde los 3119 ft con un promedio de BGG de 300 ppm hasta 3934 ft, en la arenisca intermedia tiene un promedio de BGG de 450 ppm hasta 4892 ft, y en las arenas basales donde se encontraron valores más altos de gas de BGG de 3500 ppm hasta los 6804 ft. El gas de formación para esta sección fue de un 15%. Contrario a estas secciones, en el basamento no se presentó gas de formación y se registró un BGG de 130 ppm en promedio.

2.7.2. Manifestaciones De aceite: Las manifestaciones de aceite estuvieron asociadas a las arenas basales de la formación real inferior, con un manchamiento marrón en su mayoría, de corte lento blanco lechoso de débil a tenue, y con una calificación de pobre a regular.

2.8. DATOS DE DESVIACIÓN

Bajo un trabajo direccional, la sección de 8 1/2 ", con ensamblaje direccional debía mantener la verticalidad desde los 1056 ft hasta 1266 ft y a partir de ese punto se iniciaba con el plan de 2°/100' hasta lograr un ángulo de 55,97° de inclinación. A una profundidad de 4487 ft (MD) donde empezó una tangente hasta 4835 ft y continuó construyendo hasta 5746 ft, con una inclinación de 77,2° terminando el plano horizontal con una inclinación de 87,8° a una profundidad de 6804 ft.

3. DISEÑO DEL SERVICIO

La realización de un trabajo DST comienza desde la planeación del mismo y su diseño. En este punto el cliente trabaja junto con la empresa de servicio, la cual es la encargada de satisfacer los requerimientos y cumplir los objetivos planteados; para este trabajo la empresa concertó junto con la operadora los parámetros a tener en cuenta para hacer un diseño adecuado de la prueba, que incluyó objetivos, datos del pozo, condiciones, estructura de la sarta, procedimientos en campo, análisis de riesgos, planes de contingencia, parámetros y cálculos operacionales, entre otros, lo cual permitió seguir un orden claro y conciso con un fin específico: caracterizar el yacimiento.

En la gran mayoría de trabajos DST llevados a cabo en la empresa, se han tenido condiciones regulares que no varían mucho de un pozo a otro, pero en este proyecto se pretendió realizar la prueba DST bajo otros parámetros, un pozo horizontal (desviación de alrededor de 75°), lo cual indujo a múltiples interrogantes empezando por el asentamiento del empaque en la zona de interés.

En el diseño del servicio se establecieron puntos de gran relevancia al momento de realizar la prueba. Cada parte que conforma el diseño del servicio juega un papel importante en el desarrollo del mismo ya que identifica los recursos necesarios en orden para cumplir con los objetivos del trabajo en un periodo de tiempo. Los pasos del diseño de servicio fueron hechos bajo la referencia de la norma API Q2 donde se especifican parámetros de calidad para los servicios realizados en el sector petrolero.

3.1. RESUMEN DEL DOS

Como se especificó en datos anteriores, el DOS es la planeación que se realiza de todo el trabajo haciendo énfasis en datos relevantes que van a llevar a un buen desarrollo del trabajo en pozo. Este diseño comenzó con la especificación de los objetivos que tenía en sí el diseño del servicio entre los cuales se encontraban: Entender los objetivos, necesidades y requerimientos del cliente, solución de ambigüedades, crear un detallado diseño del trabajo, evaluar la viabilidad del programa de diseño y operacional, configuración de herramientas y equipo a ser usado, asegurar documentación para un adecuado funcionamiento operacional de la prueba.

De igual manera, en el primer punto se especificó los parámetros de entrada que requerían los parámetros del pozo, objetivos de la prueba y requerimientos especiales, locación del pozo y visitas al cliente, recursos requeridos y su origen, recomendaciones del cliente y de terceras partes; así mismo, se especificaron los datos de salida donde se mostraban los resultados del DOS como el equipo, herramientas y el personal requerido, el programa operacional, los procedimientos recomendados y el control del diseño y QA/QC.¹⁸

3.2. VERIFICACIÓN DEL DISEÑO

Debido a procedimientos y estándares de la compañía se estableció que se debe hacer partícipe del diseño del servicio a todas las partes involucradas, desde el autor, pasando por el aprobador de la compañía, hasta el aprobador de la

¹⁸ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

operadora en cuestión. Es así como se recogieron las respectivas firmas dando aprobación a lo planeado en el diseño del servicio.

3.3. MANEJO DEL CAMBIO

Un manejo del cambio hace referencia a modificaciones que se hacen luego de que la operadora da la aprobación al DOS. Esto puede darse dependiendo de un análisis de riesgo que genere una operación o un operador que realice el trabajo. En el caso de este proyecto se realizaron más de 5 cambios, referidos a la sarta y su procedimiento operacional, cambio de idioma del DOS, procedimientos de contingencia, cambio de posición del repetidor de Dynalink de superficie, y por último la profundidad de la sarta.

Cada cambio realizado fue evaluado por distintos supervisores y representantes de la línea, adecuando así el DOS de una mejor manera que asegurara un procedimiento bien realizado.

3.4. CLIENTE / EMPRESA / TERCERAS PARTES

En este punto del DOS se recogieron las distintas firmas, tanto del cliente como de la compañía que prestaría el servicio y los involucrados de terceras partes en el proyecto, como gente de obras civiles y de servicios ambientales.

3.5. DISEÑO Y DESARROLLO DE LA INFORMACIÓN

La información que se usó en el DOS se basó en la que fue suministrada por la operadora. Para el diseño de la prueba DST se necesitó el estado mecánico del pozo, el fluido del pozo y las presiones de trabajo. Así mismo en este punto se estableció las herramientas a usar en las cuales se incluyeron válvulas de circulación con discos de ruptura, válvulas de drenaje, válvulas de circulación por ciclos, cargadores para memorias del sistema Dynalink y convencionales, martillos, juntas de seguridad y empaques.

En este punto del DOS fueron necesarias algunas reuniones con la operadora y con las terceras partes involucradas en el proyecto, de manera que se pudieran establecer procedimientos roles y responsabilidades, durante los ensambles y la corrida en el hueco y en la tubería. De igual manera, se estableció que este tipo de comunicación era muy importante, debido a que la compañía debía informar cualquier modificación del procedimiento para ponerlo en discusión y aceptar el manejo del cambio.

3.5.1. Sistema de medición de la presión: En reuniones con el cliente, se concretaron especificaciones claras de lo que se esperaba, llegando a un acuerdo en el que no solo incluía simples herramientas para la prueba, sino que se decidió utilizar un sistema de medición de la presión en tiempo real; es decir, que al hacer los periodos de cierre y apertura, el sistema pasaba cada dato a superficie de inmediato, sin necesidad de subir las memorias de registro para poder descargar la data. Al mismo tiempo se decidió que estos datos se enviarían directamente a Estados Unidos para su interpretación; con el fin de corroborar si la prueba se estaba haciendo o no de manera adecuada, ya que fluctuaciones en los resultados indicarían una mal operación.

3.5.2. Condiciones de seguridad para la operación: Algunas reglas o condiciones en materia de seguridad fueron establecidas para la operación en las cuales se incluyeron hacer análisis de riesgos y permisos de trabajo cada vez que se realizara un trabajo u operación desde el inicio hasta el final del proyecto. Así mismo, se estableció que se debían optimizar los tiempos por tanto eran aceptables las tareas simultáneas. En materia de seguridad, otro punto importante en esta parte del diseño, fue establecer la importancia de realizar una inspección al equipo, herramientas y facilidades del taladro para identificar riesgos antes de empezar la operación, de manera que si llegaba a existir dicho riesgo, se pudiera buscar la manera de menguarlo o eliminarlo al momento de estar llevando a cabo la operación; y quizá uno de los puntos más importantes fue el de la capacidad de cualquier trabajador sea de la compañía, de la operadora o de las terceras partes, de detener el trabajo bajo cualquier condición de inseguridad que se esté presentando al momento de llevar a cabo el trabajo.¹⁹

¹⁹ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

Algunas otras consideraciones como seguir los procedimientos, personal competente para operar las herramientas y el equipo, uso de elementos de protección personal (EPP), reuniones de seguridad, áreas señalizadas, inspecciones visuales y pruebas de líneas y de equipos, fueron importantes al momento de llevar a cabo una prueba de este tipo ya que pueden prevenir accidentes e incidentes y tiempo no productivos, optimizando la planeación de los costos.

3.5.3. Consideraciones para el buen uso de las herramientas: Se estableció que el taladro daría la presión de la prueba para todas las líneas de superficie desde: la bomba del taladro hasta la válvula de descarga, y desde la bomba del taladro hasta la válvula que se encarga de matar el pozo. Esta prueba se estableció bajo procedimientos y fue aceptada por representantes tanto de la compañía como de la operadora. De igual modo se estableció que al final de la prueba cada herramientas sería medida y calibrada (con un drift de teflón) con el fin de identificar diámetros internos y externos, longitudes y desplazamientos que influyan en las posiciones finales de la sarta. De igual manera, se pidió un equipo que se requería para poder levantar toda la sarta DST donde se incluían deslizadores de diferentes tamaños, clamps de seguridad para asegurar la sarta, pup joints con diferentes medidas para ir levantando cada parte de la sarta, elevadores para la tubería de perforación y el tubing, y pinzas para poder prensar cada herramienta a la otra.²⁰

²⁰ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

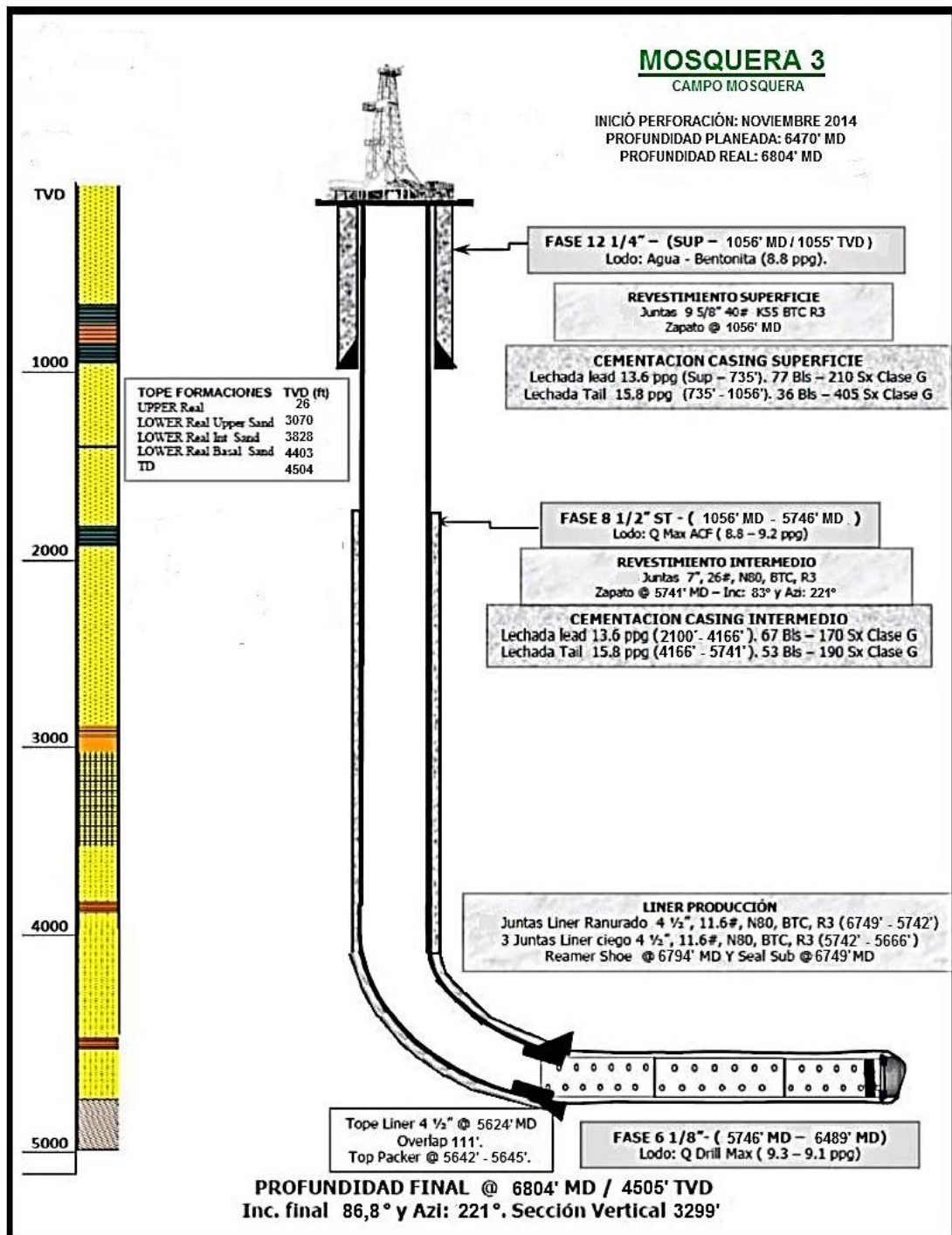
3.5.4. Consideraciones antes de correr herramientas en pozo: Los procedimientos con las herramientas antes de ser corridas en pozo fueron establecidos para tener un buen desarrollo de la prueba. Entre ellos se incluyeron pruebas de integridad de todas las herramientas, en donde a cada una se le haría una prueba de presión en la superficie de acuerdo a lo establecido: pruebas a baja presión con duración de 5 minutos, y pruebas a alta presión con duración de 10 minutos. De igual manera, se estableció que la BOP debía ser probada antes de correr la prueba DST al menos con 1100 psi más que la máxima presión requerida para operar las herramientas de fondo; por tanto antes de realizar las pruebas se hacía necesario verificar las presiones de trabajo máximas permitidas en la tubería y en el anular, de acuerdo al estado mecánico del pozo, de la tubería, de las herramientas, de las bombas, de las conexiones de superficie y de los accesorios disponibles para la prueba.

Condiciones propias del pozo como la limpieza y el fluido usado, se puso en consideración, especificando que se debían tener excelentes condiciones en estos dos parámetros al momento del asentamiento del empaque, debido a que un error podría generar un problema operacional; respecto a la velocidad que se pretendía utilizar, se estableció que en el casing de 7" la velocidad no podría ser mayor a 950 ft/hr es decir a 10 paradas.²¹

²¹ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

3.5.5. Estado mecánico del pozo: Entre los datos proporcionados por la operadora a la empresa, se encontraba el estado mecánico del pozo, el cual permitió crear y diseñar una sarta adecuada dependiendo de las medidas del hueco, el revestimiento, el tipo de fluido de completamiento utilizado, los esfuerzos causados por el tipo de roca, entre otros. En la figura 18 se muestra claramente el estado mecánico de este pozo.

FIGURA 18: Estado mecánico del pozo Mosquera 3



FUENTE: Imagen editada del estado mecánico original del pozo colombiano. Tomada de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

3.5.6. Datos importantes del pozo y de la formación: Algunos datos importantes para la realización de la prueba fueron recolectados de la empresa operadora, entre estos se encontraban:

- **Información del yacimiento:**

Tabla 2: Información requerida del yacimiento

Temperatura de fondo (°F)	140
Presión de fondo (Psi)	2100
Diferencial de fondo máx esperado (Psi)	3100
H2S	NO
CO2	NO
Tipo de formación	Arenas Basales – Formación Real
Profundidad total del pozo (ft)	6200
Presión Máxima esperada (Psi)	3100

FUENTE: Tabla editada del Design Input Form original del pozo colombiano. Tomada de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

- **Información del pozo**

Tabla 3: Información requerida del pozo

Nombre del campo	MOSQUERA
Nombre del pozo	MOSQUERA 3
Lugar	On-shore
País	Colombia
Profundidad del pozo (ft)	5565
Configuración de la sarta de prueba	Prueba DST con bomba PCP
Desviación del pozo	75°
Salinidad	0
Medida del Casing y peso	7" 26# / FT N-80
Tipo de fluido	OBM
Peso del fluido (lbs/gal)	8,9
Tipo de empaque	7"
Tope de temperatura del liner (°F)	140

FUENTE: Tabla editada del Design Input Form original del pozo colombiano. Tomada de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

3.5.7. Planeación del sistema de toma de datos: Como fue acordado, el sistema de toma de datos que se planeó fue Dynalink, el cual toma datos de la prueba y los transmite en tiempo real. A pesar de tener algunas desventajas relacionadas con las vibraciones que llegan a ser un problema en la transferencia de los datos, se consideró que el sistema era el más seguro y de mayor eficiencia comparado con la toma de datos con memorias comunes en fondo.

Para este sistema se dispuso un arreglo que contenía un gauge carrier (cargador de memorias) con tres memorias las cuales leían la presión tanto de tubing como del anular, ubicado debajo de la Válvula LPR y encima del empaque. Estas memorias debían soportar presiones de 10000 Psi y un rango de temperatura de 300 – 320 °F. Así mismo se planeó la programación de estas, de tal manera que la tasa de escaneo fuera de 6 sg para asegurar que las baterías de las memorias tuvieran la duración suficiente para terminar toda la prueba.

Se planeó también que el arreglo debía tener 3 unidades de Dynastring Carrier encargados de tener en ellos algunos repetidores del sistema. El primero de ellos se encontraría bajo la válvula LPR y encima del empaque y contenía 2 repetidores y dos memorias, las cuales debían soportar presiones de 20000 Psi. El segundo y el tercero se encontrarían arriba de la válvula LPR entre los drill collars, los cuales solo llevarían un par de repetidores que soportaran presiones de 20000 Psi.





















Luego de estructurar las herramientas que cargan las memorias, se dispuso por arriba del ultimo Dynstring, el arreglo de los repetidores clampeados cada cierta distancia, siempre teniendo en cuenta las condiciones del pozo en el espaciamento. Estos repetidores también debían soportar ciertas condiciones ya descritas como lo son el rango de presión de 20000 Psi, el rango de temperatura


























de 300 a 320 °F, la programación del tiempo de prueba de 23 días con una batería que aguantara esos días planeados.²²

²² MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

3.6. SARTAS Y DIAGRAMAS

FIGURA 19: Sarta diseñada para Mosquera 3

SARTA	DESCRIPCION	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]
Intervalos:					TOP SHOT-RAD [ft]	
	PCP Drive Head	1				
	Tubing	1	3,50	2,00	5,25	-5,51
	Tubing	1	3,50	2,00	27,86	0,00
	DIFERENCIA ROTARIA				2,63	27,86
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,13	30,48
	Tubing	6	3,50	2,00	198,62	63,61
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,17	262,23
	Tubing	16	3,50	2,00	530,07	295,40
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,00	825,47
	Tubing	22	3,50	2,00	729,41	858,47
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,11	1587,88
	Tubing	22	3,50	2,00	727,39	1620,99
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,13	2348,38
	Tubing	22	3,50	2,00	726,29	2381,51
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,15	3107,79
	Tubing	18	3,50	2,00	593,87	3140,94
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,13	3734,81
	Tubing	18	3,50	2,00	593,15	3767,94
	Tubing Joint con repetidores Dynalink	1	3,50	2,00	33,14	4361,08
	Tubing	10	3,50	2,00	328,02	4394,22
	Estator de la bomba PCP	1	4,00	NA	30,85	4722,24

	Tubing Joint con Dynalink Repetidores	1	3,50	2,99	33,12	4753,09
	Crossover	1	4,50	2,25	1,67	4786,20
	Drill Collar	15	4,75	2,25	476,66	4787,87
	Crossover	1	5,00	2,25	1,51	5264,53
	Cargador Dynastring con 2 Repetidores	1	5,50	2,25	20,97	5266,04
	Crossover	1	5,00	2,25	1,76	5287,01
	Drill Collar	3	4,75	2,25	94,51	5288,78
	Crossover	1	5,00	2,25	1,11	5383,29
	Válvula de circulación RD	1	5,00	2,25	5,97	5384,40
	Válvula de drenaje	1	5,00	2,25	3,61	5390,37
	Pup Joint	1	5,00	2,25	5,88	5393,99
	Válvula de circulación OMNI	1	5,00	2,25	22,47	5399,87
	Válvula de drenaje	1	5,00	2,25	3,61	5422,34
	Pup Joint	1	5,00	2,25	4,20	5425,95
	Válvula de prueba LPR-N	1	5,00	2,25	16,63	5430,15
	Cargador Dynastring	1	5,50	2,25	20,96	5446,78
	Cargador de memorias	1	5,50	2,25	17,67	5467,74
	Válvula TST-RD	1	5,00	2,25	5,26	5485,41
	Matillo	1	5,00	2,25	6,36	5490,67
	Junta de seguridad	1	5,00	2,27	4,58	5497,03
	Parte superior del empaque	1	5,87	2,37	6,37	5501,61
	Gomas de empaque	1	5,75	2,37	0,00	5507,99
	Parte inferior empaque	1	5,87	2,37	3,42	5507,99
	Crossover	1	4,50	2,25	1,12	5511,41
	Guía Mule Shoe	1	3,50	2,99	0,69	5512,53

FUENTE: Imagen editada de la sarta original del pozo colombiano. Tomada de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

3.7. PARÁMETROS OPERACIONALES, EQUIPOS Y CÁLCULOS

En esta sección del DOS se especificaron parámetros operacionales para cada herramienta, donde se identificarían los rangos y valores adecuados de ciertas funciones que tiene cada una, para que pudiera soportar las condiciones del pozo y de la prueba como tal.

3.7.1. Herramientas con discos de ruptura: Para este tipo de herramientas en las cuales se encuentran la válvula de circulación RD y la TSTS RD, se establecieron valores calculados con base en parámetros importantes para su correcto funcionamiento entre los cuales se incluyeron la TVD (Profundidad vertical total) donde estarían posicionadas alrededor de 4529 y 4521 pies respectivamente, la presión hidrostática que soportarían entre 2027 - 2032 PSI, y uno de los más importantes que son las presiones a las cuales se pueden romper los discos de ruptura que se establecieron en 5100 y 2600 PSI respectivamente.²³

²³ FUENTE: Datos editados según factor de conversión de información original de *MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.*

3.7.2. Herramientas con cargas de nitrógeno: Las herramientas que contienen cámara de nitrógeno son de las más importantes en la realización de una prueba DST, entre estas se encuentran la válvula OMNI y la válvula de prueba LPR-N. Distintas consideraciones son tenidas en cuenta al momento de realizar la carga de nitrógeno como lo son las temperaturas tanto de superficie como de fondo, presiones hidrostáticas, temperaturas actuales de las operaciones y la presión de carga con la que se cuenta al momento de hacer el cálculo. Para esta tarea es indispensable el uso de un software de la compañía que realiza distintas ecuaciones que entregan una presión de carga de nitrógeno final, la cual debe ser aplicada correctamente para tener operaciones seguras en el pozo con los resultados deseados. En el caso de la válvula OMNI se estableció según los parámetros y los cálculos realizados que la carga ideal sería de 1730 psi aproximadamente, utilizando este mismo valor calculado para la válvula de prueba LPR-N.²⁴

3.7.3. Resumen de la operación: En esta sección se realiza la planeación de los distintos periodos de flujo y de cierre que va a tener la prueba DST, siendo algunos de ellos encontrados por medio de suposiciones respecto a las variables del pozo. Así mismo se especificó que estos periodos podían variar dependiendo de los datos y la estabilización de la prueba a medida que pasaba el tiempo en cada uno; aclarando que cada modificación realizada debía ser consultada con el equipo de trabajo y con la operadora. La planeación se observa en la Tabla 4:

²⁴ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

Tabla 4: Planeación de periodos de aperturas y cierres

	Ruta de flujo (flow path)	Fluido producido	Volumen de líquido (bbl)	Volumen de gas (Mscf)	Duración de periodo (hr)
Asentamiento del empaque	Tubing de producción	Salmuera	31,5	-----	0,24
Periodo de limpieza	Tubing de producción	Salmuera	4,41	-----	0,96
Cierre post limpieza	Tubing de producción y anular	-----	-----	-----	1,92
Primer periodo de flujo	Tubing de producción	Salmuera	105	-----	12
Primer periodo de cierre	Tubing de producción y anular	-----	-----	-----	0,48
Segundo periodo de flujo	Tubing de producción	Crudo pesado	420	0	24
Segundo periodo de cierre	Tubing de producción y anular	-----	-----	-----	36
Tercer periodo de flujo	Tubing de producción	Crudo pesado	945	-----	36

Tercer periodo de cierre	Tubing de producción y anular	-----	-----	-----	72
Circulación	Tubing de producción y anular	Salmuera	150	-----	0,96

FUENTE: Tabla editada del Design Input Form original del pozo colombiano. Tomada de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

3.7.4. Distribución de los repetidores: La distribución de los repetidores para la toma de datos en los distintos periodos, se estableció según parámetros técnicos definidos por los fabricantes del sistema de medición en tiempo real, la cual varía dependiendo de la longitud y de la inclinación del pozo, teniendo una mayor distancia entre ellos cuando el pozo empieza a cambiar en mayor grado su inclinación. Con base en estos parámetros, se establecieron un total de 23 repetidores distribuidos en un espesor de 5250 ft (TVD), intercalando secciones de tubing por paradas y otras de tubing con los 2 repetidores clampeados., y finalmente herramientas (Dynastring carrier) que contengan otros dos repetidores y las memorias que igual se incluyen en el sistema para seguridad en la toma de datos.²⁵

²⁵ *Datos editados por un factor de conversión de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.*

3.8. EQUIPOS Y DISTRIBUCIÓN DE HERRAMIENTAS

Las especificaciones de diseño para las herramientas se definieron en rangos determinados. Algunas de estas características tienen que ver con la medida de las herramientas tales como: el Diámetro externo OD en un rango de 5.0" a 6.0", diámetro interno de 2.25" a 2.37". Con base en la seguridad de las herramientas por parámetros operacionales, se definió que las conexiones deberían tener un torque de 4500 ft/lbs, una presión de estallido entre 12100 – 15100 PSI, presión de colapso de 10100 – 15010 PSI y una fuerza de tensión entre 150 – 430 Lb. Estos rangos de valores son definidos dependiendo de las especificaciones de manufactura de cada herramienta dada por cada componente de ellas.

Las especificaciones para el tubing y el drill collar también se definieron estableciendo un OD entre 3.50" y 4.75, de ID entre 2.25" – 2.99", un máximo grado de inclinación de 75°. Así mismo las presiones máximas para la tubería se definieron así: presión de estallido entre 10100 - >15100 PSI, presión de colapso 10100 – 15100 PSI y una fuerza de tensión entre 210 y >410 Lb respectivamente.²⁶

3.9. PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES

Los procedimientos operacionales se establecieron por partes desde la preparación de las herramientas al llegar a pozo y antes de bajarlas al hueco hasta el momento en que serían pegadas para ser corridas en el pozo.

²⁶ Datos editados por un factor de conversión de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

Para estos procedimientos se tomaron consideraciones especiales y repetitivas en algunos casos, como lo fue el análisis de riesgos que se debía realizar para cada actividad que podía generar una situación especial con posible incidencia a las personas, a la locación o al ambiente, de tal manera que al quedar documentado todo el personal pudiera enterarse de las actividades que se irían a realizar y de los cuidados que se debían tener en cada paso del trabajo.

3.9.1. Preparación de las herramientas

- Verificación de las herramientas:

Fue uno de los puntos más importantes en este tenidos en cuenta, ya que se necesitaba comprobar que todas las herramientas diseñadas estuvieran en el sitio antes de empezar a probar y a conectar la sarta. Luego de esta verificación se hacía necesaria la prueba de integridad para cada herramienta con la cual se comprobaría que estuvieran en las condiciones adecuadas a las cuales se necesitaban para trabajar en el pozo bajo las condiciones de presión presentadas. Para las pruebas de integridad era necesario estar junto con el cliente, de tal manera que se diera la verificación correcta a las herramientas y el visto aprobado ante sus condiciones.

- Realización de un análisis de riesgos:

Para realizar las pruebas de integridad de las herramientas donde se utilizaban altas presiones, era necesario un análisis de riesgos previo a estas, con el fin de establecer las causas de posibles consecuencias negativas al realizar el trabajo que pudieran afectar al personal, a la locación y al ambiente, con el fin de

establecer formas de mitigarlos. En este análisis también se debían incluir posibles nuevos riesgos que aparecerían si las herramientas no llegaban en las condiciones que habían sido requeridas anteriormente.

- **Preparación sistema Dynalink:**

Fueron establecidas tres pruebas antes de iniciar la corrida del sistema de Dynalink, todas ellas con el fin de probar la conexión Wireless y la correcta transferencia de datos por los repetidores, en medio de condiciones de vibración que podría afectarlos.²⁷

3.9.2. Procedimientos para levantar y conectar las herramientas

- **Realización de análisis de riesgos:**

En el análisis de riesgos de esta sección se debían tener en cuenta procedimientos inadecuados como las malas conexión que podría generar un accidente, la corrida de la sarta para alguno de los dos lados y la falta de supervisión de una persona con mayor grado de responsabilidad que los operadores.

²⁷ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

- **Aplicación de torque a las herramientas:**

La conexión de las herramientas era un procedimiento sumamente importante por tanto se estableció que se debía estar pendiente de que las herramientas no se corrieran para los lados ya que las podría desencajar y no ajustarían como deberían. De igual manera se estableció que un especialista debía vigilar la tarea de aplicación de torque entre herramientas, de manera que se pudieran registrar tanto el tipo de rosca que se utilizó como el torque que se aplicó y así cumplir con los requerimientos.

3.9.3. Procedimientos de ensamble y corrida de la sarta de prueba:

Antes de empezar toda la bajada de la sarta al pozo, se estableció que se llevaría a cabo una reunión pre-operacional donde todo el equipo de trabajo (operadora, servicios y de taladro) estaría envuelto, estableciendo y clarificando procesos operacionales para llevar con éxito y bajo estándares la prueba de presión. De igual manera, se revisaría la sarta para corroborar que los equipos no tuvieran fallas de funcionamiento ni fugas, y que si llegado el caso existieron, se hubiese tomado acción correctiva al problema antes de empezar la corrida en pozo.

Se estableció que las herramientas de la prueba DST debían estar conectadas tal cual se especificó en el diseño, teniendo especial cuidado con el tipo de conexiones de cada rosca de las herramientas y de los crossovers, y que después de tener esto, se procedería a realizar una prueba a las líneas de la bomba tanto agua arriba como aguas abajo con 600 psi/low y 3100 psi/high durante 5 minutos,

y otra prueba a la sarta del DST con 600 psi/low y 3100 psi/high durante 10 minutos. Esto se estableció como la primera sección de conexión.

Luego de tener conectada y probada toda la sarta de herramientas de fondo, se procedería a conectar una sección de Drill Collar y con un Dynastring carrier que contendría 2 repetidores, que posteriormente serían probados a las mismas condiciones de presiones establecidas en la primer parte. Esta fue establecida como la segunda sección de conexión.²⁸

Según procedimientos y buenas prácticas de la compañía, cada vez que se baja una parada de tubería, se deben realizar pruebas de presión contra ellas tanto por debajo como por encima, de tal manera que se pueda comprobar su integridad total. Junto con esto, se debe realizar siempre una circulación en reversa seguida de una prueba contra la TST, lo cual limpia la sección del flapper y asegura un buen funcionamiento de la prueba.

La tercera sección estaba conformada por 4 secciones de tubing que contenían 2 repetidores cada uno, junto con el estator de la bomba PCP y otras secciones de tubing sin repetidores intercalados entre sí. De la misma manera como se realizó en las anteriores secciones de tubería conectada y bajada al pozo, las líneas se debían probar comprobando su integridad operacional con los mismos rangos de

²⁸ *Datos editados por un factor de conversión de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.*

presión anteriormente establecidos. En este punto, también se tuvo en cuenta procedimientos propios en la instalación del estator de la bomba PCP.²⁹

Una última sección fue establecida de cinco tubing con dos repetidores cada uno intercalado de otras secciones de tubing sin repetidores, para un total de 21 repetidores y dos más en superficie que hacían referencia a la interface y al computador que controlaba el sistema de medición. De igual forma que en las secciones anteriores, se estipuló la realización de la prueba de presión a las herramientas.

3.9.4. Procedimiento de asentamiento del empaque: Procedimientos claros para sentar el empaque fueron definidos, entre ellos se encontraba la ubicación del empaque en la posición requerida, rotar la sarta cierta parte de vuelta dependiendo de la profundidad, cuidando siempre el torque, aplicando un peso final establecido de acuerdo a cálculos de especialistas de 21000 lbs a 5512 ft.

Luego de sentado el empaque se debe verificar el fluido del anular y llenar si es necesario, terminando por cerrar las ramas de la tubería. Seguido de esto aplicar 1700 psi al anular durante 10 minutos para activar la válvula TST RD y abrir la válvula LPR.

²⁹ Datos editados por un factor de conversión de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

3.9.5. Procedimientos de apertura y cierres³⁰: Los procedimientos para la realización de los distintos periodos empezaban con la apertura de la válvula LPR por medio de la aplicación de 1500 PSI por el anular, la cual se debe mantener y monitorear durante los periodos de flujo.

En este punto de la duración de los distintos periodos, el diseño se basó en información que se tenía de pozos ubicados en el mismo campo, con oportunidades de cambio de algunos de ellos dependiendo de la información que se va obteniendo en cada uno. Cada periodo tiene un propósito y por tanto tiene un comportamiento diferente al momento de monitorear la presión de toda la prueba, entre estos se encuentran:

- **Periodo de limpieza:**

Establecido en un rango de un poco más de una hora, con el fin de circular el fluido de completamiento por la sarta para remover suciedad presentada en él. Este periodo hace referencia en un periodo de flujo inicial.

- **Primer periodo de cierre:**

Establecido en un rango de un poco más de dos horas, con el fin de obtener la presión de yacimiento inicial. Esta información podía ser tomada del sistema en tiempo real de Dynalink una vez que el pozo se cerraba.

³⁰ Datos modificados de MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

- **Primer periodo de flujo:**

Establecido en un rango de un poco más de 12 horas. Este periodo comenzaba una vez se presentara fluido en superficie. Esto se podía caracterizar debido a la variación en la salinidad del fluido en la superficie o cuando la producción de aceite se estabilizara en la superficie.

- **Segundo periodo de cierre:**

Se estableció en un rango de un poco más de 24 horas. En este periodo se miraría el restablecimiento de la presión (build up) hasta lograr encontrar un flujo radial infinito si llegase a ser posible.

- **Segundo periodo de flujo:**

Se estableció en un rango de un poco más de 24 horas. Se planeó con una presión de salida de la bomba más grande y de acuerdo a los flujos anteriores.

- **Tercer periodo de cierre:**

Se estableció en un rango de un poco más de 24 horas. De acuerdo al comportamiento del pozo y a la estabilización de la presión, se podía optimizar el tiempo de acuerdo a la información tomada por el sistema Dynalink en la superficie y en tiempo real.

- **Cuarto periodo de flujo y cierre:**

Se estableció en un rango estimado de 36 horas. De acuerdo a los análisis de presiones transientes realizados en los periodos de cierre anteriores con la información en tiempo real se podría obtener información de términos extensos sobre parámetros del yacimiento.

Los datos del sistema en tiempo real solo pueden ser descargados durante los periodos de cierre, ya que en los periodos de flujo la bomba PCP genera mucha vibración la cual produce una interferencia y por tanto la pérdida de los datos. Así mismo, los datos obtenidos son enviados a una base de la compañía en Estados Unidos que se encarga de hacer una interpretación que luego es compartida con la operadora para sacar conclusiones respecto al pozo en cuestión.

3.9.6. Procedimiento para sacar la bomba PCP: Se estableció que antes de realizar cualquier procedimiento se debía llevar a cabo una reunión con el personal involucrado en la operación del control del pozo. Luego el procedimiento a seguir era cerrar el anular y empezar a ciclar la Válvula OMNI hasta la posición de circulación dando comunicación entre el tubing y el anular. Luego circular en reversa hasta obtener 8,5 ppg dentro y fuera. Después de este procedimiento gente especialista debía seguir procedimientos establecidos para sacar la bomba.³¹

³¹ MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

3.9.7. Procedimientos para retirar la sarta DST: Procedimientos claros fueron establecidos en este punto, comenzando por la instalación de una válvula en el cabezal de manera que pudiera contener presiones, con la cual se empezaría la circulación en reversa hasta lograr 8,5 ppg y nuevamente se cerraría esta válvula. Abriendo la tubería para luego liberar el empaque según instrucciones de seguridad establecidas. Luego se debía dejar fluir el pozo alrededor de 15 minutos hasta poder empezar a sacar la tubería.

En el momento de tener las herramientas fuera, se debía realizar una verificación del estado de ellas, y empezaría la descarga de la data de las memorias convencionales y el envío de esta información a las centrales de la empresa para su interpretación.³²

3.10. PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA

En el diseño se establecieron cadenas de comunicación en caso de cambios en el trabajo, accidentes producidos con incidencia en el personal o en el ambiente, en caso de pérdida de herramientas, fugas en las pruebas de presión, mala comunicación en el sistema de transmisión de datos en tiempo real, en caso de que la herramienta no pase por el hueco debido a los diámetros de ella, en caso de la reducción de presión de anular constantemente, pérdida de información o de transmisión, válvula OMNI que no cicla o si el empaque no sienta, entre otros. Todos estos procesos pueden darse durante la preparación de las herramientas, durante la corrida en el hueco, durante la prueba o durante la finalización de la prueba y sacada de las herramientas.

³² MONJE, Edgar. *V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO*. 2015. 70p.

Para cada caso que pueda desfavorable que pueda ocurrir existen planes de contingencia donde la comunicación entre la empresa operadora y de servicios debe ser constante, al igual que con el personal que realiza el trabajo y el personal de HSE de tal manera que se pudiera encontrar una solución efectiva que favoreciera en la disminución del tiempo no productivo y la reducción de costos de los mismos.

3.11. ANÁLISIS DE RIESGOS

Estándar establecido por la compañía con el fin de conocer riesgos que se tienen en cada operación. Este procedimiento se lleva a cabo al inicio de cada jornada y debe estar difundido a cada empleado que realice una labor dentro de la cadena de servicios. Este método previene y mitiga riesgos tanto al personal como al ambiente y por tanto previene y asegura una correcta ejecución de las operaciones.

4. DESARROLLO OPERACIONAL³³

El procedimiento de una prueba DST se rige en orden de planeación y diseño, para luego pasar al desarrollo operacional. En este punto, teniendo el diseño del servicio realizado conforme se requería en la operadora, y concretadas y aprobadas cada una de las versiones hechas por el equipo de trabajo de la compañía de servicios, se procede a movilizar e instalar los equipos necesarios para llevar a cabo la prueba, y las diferentes herramientas. Siendo este proceso tedioso y requiriendo mucha seguridad, se enviaron las herramientas unos días antes de empezar el trabajo, así mismo los operadores designados salieron a pozo un día después de la movilización de las herramientas para llegar al sitio y hacer las respectivas pruebas de presión para una comprobación del buen estado de las mismas, y una adecuación del área de trabajo.

Estando en el sitio de trabajo se procedió a la realización de las pruebas de integridad de cada herramienta y los procedimientos establecidos para la instalación del sistema utilizado para la toma de datos en tiempo real Dynalink, para los cuales se hizo necesaria la adecuación de una caseta con distintos ordenadores que recibían la data y la transmitían a la base de Estados Unidos para su interpretación y posterior entrega a la operadora. Entre los procesos de instalación del sistema se realizaron pruebas de transmisión de la señal Wireless comprobando que el rango de la señal entre la interface y el primer repetidor estuviera completamente bien. Con esa prueba se lograba corroborar que el sistema funcionara correctamente para proceder a la programación de los repetidores y una posterior prueba de comunicación entre todos ellos. En este

³³ Los textos de este capítulo fueron redactados y adaptados a partir del formato *HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.* y algunos nombres claves fueron cambiados, ya que este documento es confidencial entre la compañía de servicios y la compañía operadora y no puede ser publicado en un buscador común.

punto de la operación factores externos de la locación afectaron la transmisión y por tanto la prueba.

Antes de empezar a bajar la sarta, se comprueba que se cumplan con los requerimientos de seguridad junto con la empresa supervisora de HSE y con el pleno consentimiento del Company Man, es por tanto que cada tres días se planean ciertas actividades a realizar, con un permiso de trabajo como autorización de las mismas. Teniendo listos estos requerimientos de seguridad y de calidad se empieza con el proceso de intervención en el pozo el cual se divide en distintas etapas:

4.1. CONEXIÓN Y BAJADA DE HERRAMIENTAS A POZO

Una vez hechas las pruebas de integridad de las herramientas estipuladas en el diseño del servicio, se empezó a bajar y a conectar la sarta de fondo al pozo en el orden planeado y por distintos intervalos. El primer tramo conectado empezó con el empaque hasta la válvula TST RD como se especificaba en la sarta diseñada (FIGURA 20). A medida que se realizaba la conexión se verificaba el torque específico entre ellas, de manera que estuvieran bien torquedadas la una de la otra.

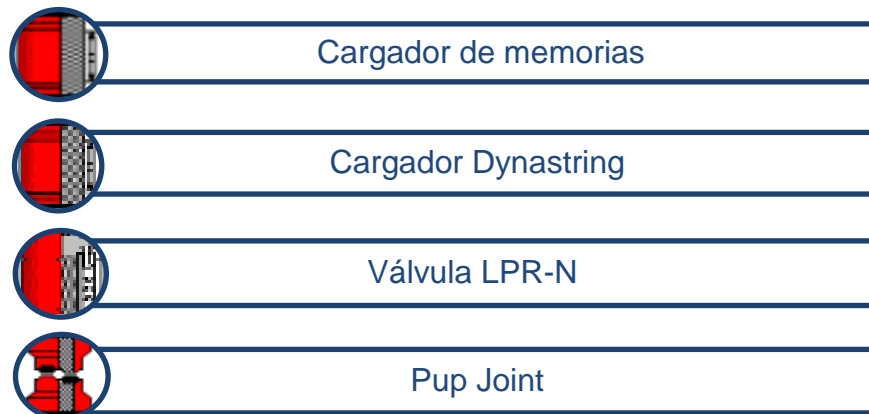
FIGURA 20: Primer intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Terminada la conexión de las anteriores herramientas se procede a bajar a pozo y realizar el segundo intervalo de conexión que incluía desde el cargador de memorias hasta el Pup Joint encargado de levantarlas, como se muestra en la Figura 21.

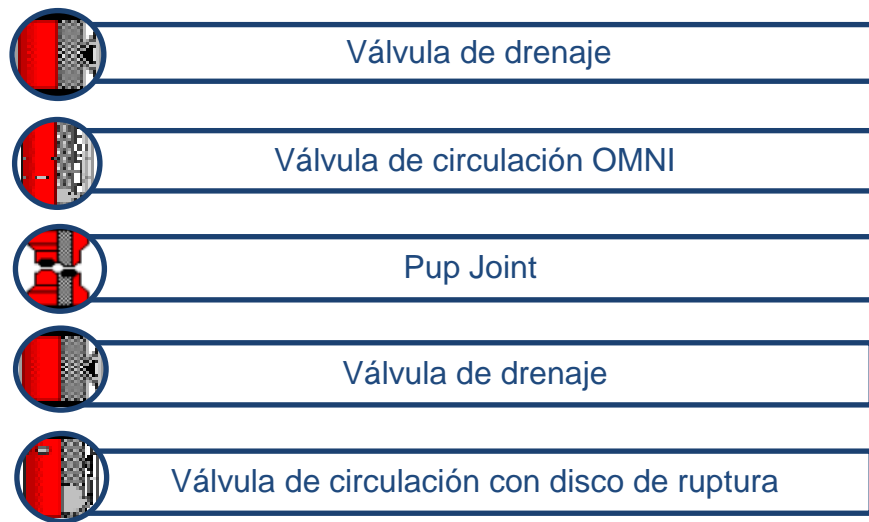
FIGURA 21: Segundo intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

De igual manera que la sección anterior, esta procede a bajarse al pozo para luego realizar la conexión del tercer intervalo (FIGURA 22), que incluía desde la válvula de drenaje, hasta la válvula de circulación con disco de ruptura (RD).

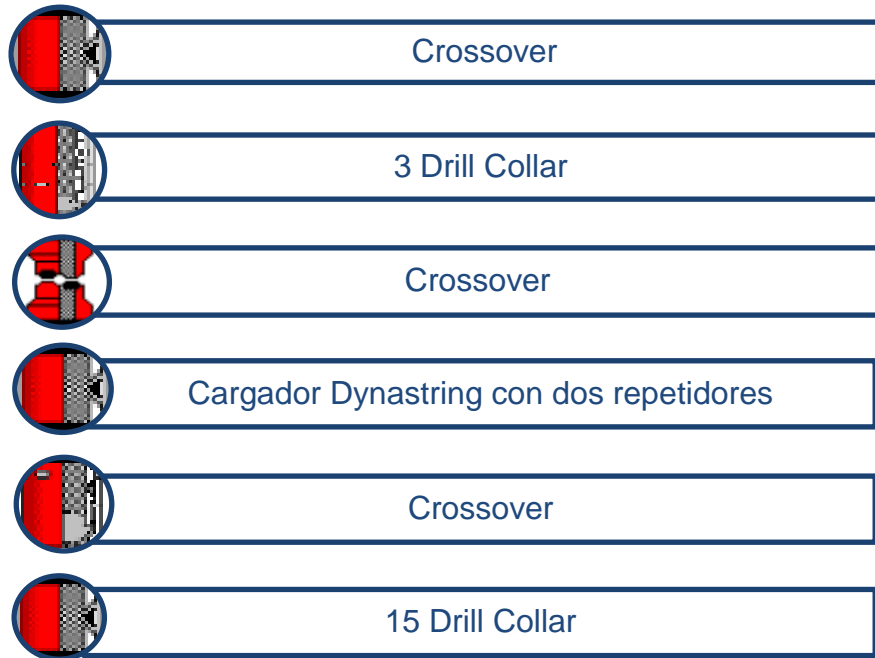
FIGURA 22: Tercer intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Para finalizar el total de herramientas de fondo, se procede a conectar y bajar el cuarto intervalo que contenía un arreglo de crossovers, Drill Collars y un cargador Dynastring que contenía dos repetidores (FIGURA 23). Con esto se dio por terminada la conexión y bajada a pozo de herramientas y válvulas de fondo.

FIGURA 23: Cuarto intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

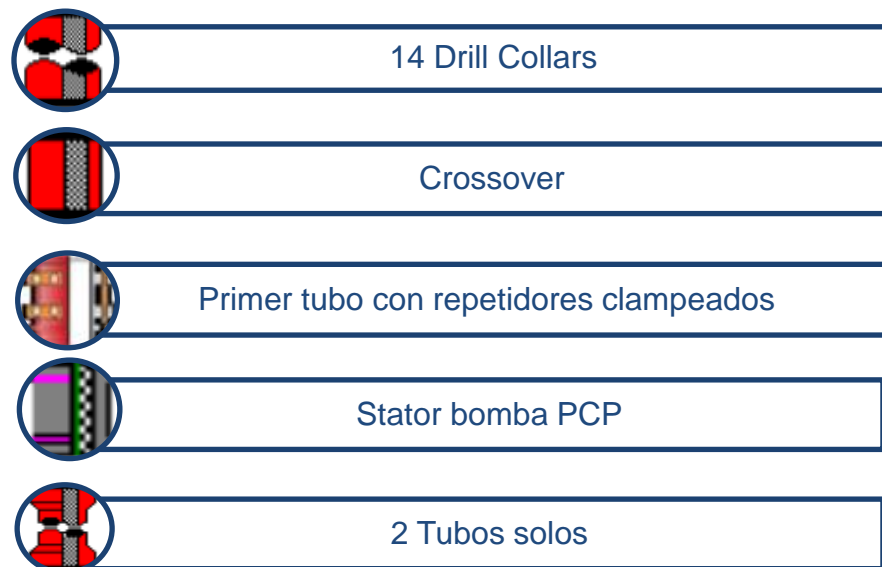
Al finalizar la conexión de estas herramientas y válvulas de fondo, se procedió a arma las líneas para hacer las respectivas pruebas de integridad, empezando con una circulación en reversa cerrando el anular para limpiar la zona del flapper de la TST, en donde se bombearon 5,15 Bls de fluido; luego se abre el anular y se prueba con 600 Psi y con 3000 respectivamente contra la TST, de tal manera que se pudiera comprobar su funcionalidad.

Problemas operacionales empezaron a ocurrir en este punto, cuando se detectó una fuga, la cual se descubrió que fue por una botella encargada de cambiar el diámetro de un tramo de la sarta a otra, que tenía desgastados los hilos de su rosca, lo cual se corrigió cambiando la pieza y volviendo a hacer las respectivas

pruebas de presión contra la TST hasta que se verificara el éxito de la prueba. Estas pruebas contra la válvula TST son de suma importancia, ya que es una de las herramientas más críticas de toda la sarta, debido a que una buena funcionalidad de ella va a permitir que el pozo fluya en periodos de apertura. Al final de estas pruebas, la presión se descarga nuevamente y se sigue con el proceso de bajada de la sarta al pozo.

El procedimiento a seguir fue la conexión y bajada de 14 Drill Collar junto con un crossover encima y un primer tubo con repetidores del sistema Dynalink clampeados (un par, cada uno a lado y lado del tubo para una correcta transmisión), para dar paso a la conexión del estator de la bomba PCP con dos tubos más encima (FIGURA 24). Terminado este proceso se volvieron a armar las líneas para probar la integridad de la sarta. Se realizó nuevamente la prueba designada para la TST pero antes de eso, se circuló en reversa con salmuera de tal manera que se pudieran remover partículas que pudieran atascar la correcta apertura del flapper. Finalmente se volvió a descargar la presión.

FIGURA 24: Quinto intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo
Mosquera 3. MAY 2015.

Una vez probado el tramo anterior, se sigue con la conexión del sexto intervalo el cual incluía un flanche con un sensor de monitoreo de presión anular, junto con tramos intercalados de tubos solos con otros tubos con repetidores clampeados (FIGURA 25). Como fue establecido luego de bajar cada intervalo, se volvería a probar la integridad de la sarta a la misma presión establecida anteriormente contra la TST, empezando primero con la circulación en reversa para remover la suciedad y luego si con las pruebas normales hasta obtener resultados positivos.

FIGURA 25: Sexto intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Al finalizar la conexión anterior se procedió a realizar el séptimo y último intervalo de tubing como lo muestra la figura 26. Al terminar el proceso de bajar las

herramientas a fondo se contó la cantidad de juntas de tubing para un total de 135 y 9 juntas con pares de repetidores clampeados.

FIGURA 26: Séptimo intervalo de herramientas conectadas



FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Una vez acabado de ingresar las herramientas, se procede a probar nuevamente las líneas, reversando fluido para limpiar el flapper, y luego probando contra la válvula TST 3100 Psi durante 10 minutos hasta que se comprobara que la integridad de las herramientas estuviera totalmente bien, fin fugas, y acorde a los requerimientos de tubería y presiones dentro del pozo.

4.2. PERIODOS DE PRUEBA

Con la sarta en fondo y ubicada en la profundidad especificada en el diseño del servicio, se realiza un análisis de los siguientes pasos a realizar, Siguiendo con procesos de calidad de la norma de referencia y de las políticas de la compañía para cada una de estas pruebas, los requerimientos y procedimientos establecidos debían seguirse tal cual como fueron propuestos. En ese orden de ideas, se empezó la realización de la prueba para cada periodo.

4.2.1. Asentamiento del empaque: Culminada la etapa de bajada de la sarta al pozo y su correcta ubicación, el paso a seguir fue el asentamiento del empaque, el cual comenzó con un preasentamiento luego de la aplicación de un peso que abrió las gomas que se adhirieron al casing. Esto ocurrió a la profundidad establecida: 5507,99 ft MD. Debido al requerimiento de más peso para terminar de asentar el empaque, se instala un Flow Tee en la cabeza del pozo que permitió el descargue del peso sobre el empaque, dos veces más del aplicado la primera vez. Terminado el proceso de instalación, se procedió a probar las líneas nuevamente con 3100 psi durante 10 minutos, la cual arrojó buenos resultados ya que no se encontraron fugas durante la prueba. Así mismo se realizó una prueba de sello del empaque, aplicando 2000 psi por el anular, de tal manera que este soportara la fuerza de la columna que pasaba por debajo, resultando en una prueba exitosa.

Una vez el asentamiento del empaque acaba, la válvula TST se desactiva, es decir el flapper se vuelve a cerrar, la bola de la LPR-N también se cierra, mientras que la válvula OMNI se mantiene en posición de prueba (Well Test). Este proceso estaba diseñado para medir un poco más de 15 minutos, sin embargo, debido a las instalaciones de la TEE, se extiende a un poco más de 30 minutos.

Luego de terminar procedimientos regulares de la línea, se realizó una reunión operacional con personal que estaba operando en otras áreas para aclarar y decidir puntos importantes en la realización de operaciones, entre las cuales se encontraban el levantamiento artificial con PCP que se programó para el pozo y para todo el trabajo en general. Luego de esta reunión, se dio vía libre para realizar la corrida de las varillas y el rotor del equipo PCP de bombeo, para un total de 181 varillas más el rotor de la bomba. Luego de esta corrida, se hace una prueba de enganche del rotor en el estator, en la cual se realizó una nueva apertura de la válvula LPR para poder dar paso al rotor y lograr una adecuada ubicación en el estator. Al mismo tiempo de esto, se dieron consejos operacionales relacionados con la presión del anular, la cual era aconsejable mantener en cierto rango durante la apertura de la válvula LPR con el fin de mantener abierta la bola, para poder tener una ubicación adecuada del rotor. Por tanto, se alineó el equipo para presurizar el anular con 1800 psi hasta que la válvula LPR-N se abrió mientras que la OMNI seguía en la posición de prueba.

Unas cuantas horas después, manteniendo la presión que abría la válvula, se logró ubicar el rotor en posición para luego volver a descargar la presión del anular, volviendo a dejar la OMNI en ciclo de prueba (Well Test).

Finalizado el posicionamiento del rotor y del estator de la bomba PCP, se realizó la conexión de la interface Wireless de superficie de Dynalink con el fin de comprobar la transmisión nuevamente con los repetidores que estaban dentro del pozo. Este proceso de prueba del sistema de toma de datos duró aproximadamente 8 horas hasta culminarla.

Luego de tener el sistema de sarta y de medición de presión y temperatura adecuada y bien conectada, se procede a empezar el proceso de toma de datos por medio de los cierres y aperturas que se realizaron en el pozo,

4.2.2. Primer periodo de flujo – limpieza: La perforación y el completamiento en un pozo generan partículas de distintos tamaños que pueden quedar en todo su recorrido. Este tipo de pruebas requiere un medio lo más despejado posible de partículas que puedan afectar la circulación del pozo, o la correcta funcionalidad de todas las herramientas. Es por esto, que al realizar la planeación de la prueba con la respectiva operadora, se aconsejó tener una limpieza adecuada de todo el recorrido del pozo y de igual manera un flujo adicional al inicio de la prueba de corto tiempo, que pudiera terminar de remover aquellas partículas que pudieran interferir en el correcto desarrollo de la misma.

El periodo de limpieza programado, empezó con la verificación del anular lleno y la alineación para presurizar. Con esta comprobación se aplicó presión a 1970 psi de tal manera que la válvula LPR se pudiera abrir para luego prender la bomba e iniciar dicho periodo. El fluido recuperado por el tubing de producción estaba compuesto por salmuera y tenía un volumen aproximado de 4,5 bbl.

Como fue planeado, el periodo tuvo una duración de 1 hora, sin contratiempos ni problemas operacionales, y finalizando con la descarga de la presión del anular a cero psi. En ese momento la válvula LPR se cerró y la válvula de circulación OMNI se mantenía en posición de prueba, de igual manera se recuperó la data histórica, encontrando en ese momento una presión de fondo de 1670 (1770) psi.

4.2.3. Primer periodo de cierre – post limpieza: Finalizado el periodo de limpieza programado, se inició el ciclo de cierre Post-Limpieza o primer periodo de cierre, donde se empezó a recuperar los datos de fondo para un resultado de presión de fondo de 1885,5 psi y una temperatura de 133,8 °F. Estos datos tomados por el sistema de Dynalink, estaban siendo transmitidos a la base principal donde estaban siendo interpretados para luego ser enviados al cliente.

Dos horas después como había sido planeado, se dio por terminado el periodo cuando se alineó el equipo para llenar el anular y presurizar con 1880 psi, de tal manera que se pudiera abrir la válvula LPR. En ese momento, la válvula OMNI se encontraba en posición de Well Test.

Este periodo era de suma importancia en la prueba, ya que era el primer restablecimiento de la presión, por ende un estado ideal sería volver a la presión del yacimiento, lo cual nunca se da, por tanto la empresa operadora realizó un análisis con los resultados donde les fue posible encontrar la Presión inicial.

Debido a que el periodo se trataba de un cierre, el pozo no produjo ningún tipo de fluido y por tanto la temperatura aumentó.

4.2.4. Segundo periodo de flujo: Culminado el primer periodo de cierre, se procede a encender la bomba PCP para comenzar el segundo periodo de flujo que había sido planeado en el desarrollo del servicio, el cual tendría una duración de 12 hr debido a que en reuniones pre operacionales no se tomaron acciones ante el tiempo de prueba del periodo.

Especificaciones operacionales del sistema de Dynalink en periodos de flujo sumado con el funcionamiento de la bomba PCP, indica que no se puede tomar los datos del pozo, debido a que las vibraciones que el flujo y la bomba producen dificultan la transmisión de los datos, es por esto que al iniciar el periodo, el operador apagó el sistema hasta que el periodo acabara.

Datos tomados en superficie sobre volumen de fluido y una posterior caracterización, se encontró que en las dos primeras horas se recuperaron aproximadamente 82,2 (86,319) bblss de fluido de completamiento, sin embargo luego de este tiempo se empezó a ver una producción mezclada con crudo, con un BSW del 100% y una medición de cloruros de 14490 ppm.

Durante las siguientes horas, se obtuvieron distintas muestras donde se realizaron mediciones de los parámetros anteriormente mencionados (TABLA 5).

Tabla 5: Caracterización y tiempo del fluido producido en el segundo periodo de apertura de pozo en el DST

Horas después de empezar el periodo	Presión en el anular (PSI)	BSW (%)	Cloruros (ppm)	Volumen Total (Bls)	Frecuencia de la bomba (Hz)
3 horas	1896,39	53	14490	98.4	23
3 horas y media	1888,57	26	14490	120.9	23
4 horas y media	1879,3	13	14490	153.2	23
6 horas y media	1867,1	11	14490	199.9	23
10 horas y media	1855,8	7	14490	298.7	23

FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Luego de 12 horas como se tenía previsto en el Diseño del servicio, se detuvo la bomba PCP, y se descargó la presión del anular a 0 psi cerrando la válvula LPR, comenzando inmediatamente el siguiente periodo de cierre. En este periodo se tuvo un total de fluido producido de 344 bbls y se culminó con la válvula OMNI en posición de prueba.

4.2.5. Segundo periodo de cierre: Finalizado el segundo periodo de flujo se detiene la bomba PCP y con la presión en 0 psi se da comienzo al segundo periodo de cierre de 24 horas, el cual luego de 12 horas de empezar, se toma la decisión por procesos técnicos de disminuir 12 horas el periodo e iniciar el siguiente periodo de flujo de 48 horas.

Durante el tiempo de cierre, el sistema Dynalink estuvo registrando y descargando los datos de presión y tiempo, los cuales estaban siendo procesados en la central de USA de tal manera que se pudieran interpretar junto con el cliente para tomar decisiones y calcular distintos parámetros.

Para finalizar el periodo se llenó el anular y se presurizó a 1860 psi logrando abrir la válvula LPR y dejando la válvula OMNI en posición de prueba.

4.2.6. Tercer periodo de flujo: Al iniciar el tercer periodo de flujo, el cual fue se decidió que fuera de 48 hr, se encendió la bomba a 170 rpm; luego de una hora se tomó un análisis de la muestra la cual indicó que la presión anular estaba en 1896 psi, el BSW era del 15%, el volumen total de 369,18 bls y la frecuencia de la bomba se encontraba en 26 Hz. Pasada media hora se decidió aumentar la velocidad de la bomba PCP a 190 rpm y su frecuencia a 29 Hz. Así como en el segundo periodo de flujo, cada cierto tiempo a consideración de la operadora, se tomaron un análisis de muestras (TABLA 6):

Tabla 6: Caracterización y tiempo del fluido producido en el tercer periodo de apertura del pozo en el DST (1)

Horas después de empezar el periodo	Presión en el anular (PSI)	BSW (%)	Cloruros (ppm)	Volumen Total (Bls)	Frecuencia de la bomba (Hz)
2 horas	1926,9	16	14490	397	29
3 horas	1940,3	15	14490	423	30

FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Debido a un incremento presión, se decidió disminuir nuevamente la velocidad de la bomba a 170 rpm, con lo cual se volvió a tomar una muestra que arrojó una presión en anular de 1956,8 psi, un BSW de 2,5% y un volumen total de 453,5 bls. Luego de nueve horas de empezar el periodo se volvió a descargar la presión anular de 2000 psi a 1890 psi. Nueve horas después se vuelve a monitorear la presión, la cual había aumentado a 1904 psi y unos minutos más tarde se presenta otra falla operacional debido a que el generador no daba la potencia necesaria y se tomó la decisión de apagar la bomba por unos minutos mientras los encargados del mantenimiento se aseguraban arreglar el fallo e iniciarla nuevamente a 190 rpm. Luego de resolver el inconveniente, se volvió a tomar la medición de los parámetros cada cierto tiempo, como se muestra en la TABLA 7:

Tabla 7: Caracterización y tiempo del fluido producido en el tercer periodo de apertura del pozo en el DST (2)

Horas después de empezar el periodo	Presión en el anular (PSI)	BSW (%)	Cloruros (ppm)	Volumen Total (Bls)	Frecuencia de la bomba (Hz)
24 horas	1896,6	2.3	14490	1079.9	30
27 horas	1894	1.9	14490	1176.8	30,1
36 horas	1878,5	0.84	14490	1464.2	30
39 horas	1871,7	2.1	14490	1557.9	30

FUENTE: Imagen referenciada del formato HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

Pasadas las 48 horas planeadas para el tercer periodo de flujo, se llevó a cabo una verificación de la alineación del anular para poder descargar la presión, lo cual se realizó hasta llegar a 0 psi, se cerró la válvula LPR mientras que la válvula OMNI quedaba nuevamente en posición de prueba.

4.2.7. Tercer periodo de cierre: Con la bomba detenida y la presión en cero, se abrió el anular y se inició el tercer periodo de cierre y se empezó la descarga de datos en tiempo real con el sistema Dynalink. Este periodo de cierre tuvo una duración total de 48 horas como se planeó en el diseño del servicio, culminó apagando la interface Wireless de superficie que se encontraba en la mesa rotaria.

4.2.8. Cuarto periodo de flujo y cierre – circulación: Terminado el tercer periodo de cierre, se realizó una alineación de los equipos para poder circular en reversa nuevamente. Luego de esto se drenó la presión de 150 psi por el choque en las facilidades de forma controlada, se levantó 32 ft de barra lisa para poder retirar el rotor del estator, seguido de la alineación con la bomba del equipo para presurizar el anular para después cerrar el preventor del anular.

Luego de este procedimiento, se realizó la presurización y drenaje en el anular, para poder seguir corriendo los ciclos de la OMNI hasta verificar nuevamente la equalización de circulación. Este proceso se hizo drenando la presión a cero donde se daba cierre a la válvula LPR y luego presurizando el anular a 1800 psi aproximadamente de tal manera que la válvula LPR se abriera. Ciclos como este se realizaron contantemente hasta que la válvula OMNI quedara en posición de circulación y se pudiera iniciar la retirada de la cabeza de la bomba PCP, de la varillas y del rotor.

Con el equipo de levantamiento afuera, se procede a retirar las herramientas de prueba de fondo, empezando por el des-asentamiento del empaque abriendo el Bypass y aplicando tensión. Luego de este procedimiento, se terminará de realizar el monitoreo del pozo y las tuberías se empezó a sacar por paradas a la torre y las juntas con repetidores a los racks.

Una vez terminado el proceso de sacar las herramientas de fondo, se procede a revisar cada una de ellas para verificar que se encontraran en buenas condiciones tal cual habían sido ingresadas al pozo.

4.3. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA PRUEBA

El objetivo final de una prueba DST es el entregar una correcta caracterización del yacimiento; esto se realiza por medio de la toma de datos bien sea en tiempo real o con memorias de registro de datos. Para este pozo en particular se hizo uso de una herramienta en tiempo real Dynalink y así mismo de memorias que corroboraran los datos tomados.

Debido a la información de temperatura y presión que se obtiene de los distintos periodos, esto es graficado según el tiempo en el que se haya realizado la prueba y la duración de cada uno de ellos. Para este pozo Colombiano, se obtuvieron las siguientes gráficas de importancia para establecer un comportamiento y llegar a calcular más información para la caracterización del yacimiento.

4.3.1. Grafica de presión & temperatura Vs tiempo de los diferentes periodos (Tubing): En el anexo 1 se puede observar los resultados de presión y temperatura vs el tiempo, obtenida en el tubing, de cada uno de los periodos de flujo. Esta gráfica es útil en la interpretación ya que permite observar en cuánto está el restablecimiento de la presión de fondo, comportamientos radiales, entre otras características que son importantes al momento de tomar la decisión de completar el pozo y establecer un sistema de levantamiento artificial más adelante.

4.3.2. Gráfica de presión y temperatura Vs tiempo de los diferentes periodos (Anular): En esta gráfica se puede observar el aumento de presión en el anular en los periodos de flujo, contrario con la gráfica de presión y temperatura vs el tiempo en el tubing (ANEXO 2), ya que en estos periodos todo el fluido va por la tubería mientras. Así mismo se puede observar que al final de la gráfica se controla el pozo y tiene un comportamiento similar a la del tubing; a esto se le llama igualización de la presión.

5. PROBLEMAS OPERACIONALES

La planeación de la prueba DST en Mosquera 3 empezó con diversos interrogantes en materia operacional, ya que no se tenía registro en el país de este tipo de prueba realizada a un pozo horizontal, así como también era la primera vez en que se iba a realizar una toma de datos en tiempo real con el funcionamiento de una bomba PCP. Por tanto esto llevó a distintas consultas en otras partes del mundo donde se dieron diversas recomendaciones al momento de diseñar el servicio y de poner en operación las herramientas. Estas consultas estuvieron basadas en temas importantes explicados a continuación los cuales fueron focos de atención en el momento de la operación encontrando en ellos algunos problemas y en otros por el contrario una respuesta favorable al diseño planteado.

5.1. SISTEMA DE MEDICIÓN

Desde el inicio del diseño se tuvo en consideración la bomba PCP que permitía el flujo del pozo, ya que esta podría generar mucha vibración y por tanto producir interferencia en la señal wireless que pasaría por los distintos repetidores. Como consecuencia de este planteamiento se decidió realizar el registro de los datos tomados con el Dynalink solo en periodos de cierre cuando la bomba estuviera apagada.

Siguiendo procedimientos establecidos, la toma de datos en tiempo real se hizo en los cierres, sin embargo antes de comenzar con la operación, se debía realizar una prueba de comunicación entre los repetidores, la interfaz y el ordenador que tenía el programa con el registro de la información, la cual presentó en un inicio

problemas de comunicación y de transmisión, ya que paquetes de datos se dejaron de transmitir desde una hora específica. Por tanto, se investigó qué podía estar sucediendo hasta que se estableció que la vibración producida por las grúas y montacargas del sitio generaban la interferencia y cortaban la señal.

La solución dada en esta prueba fue ubicar el conjunto de repetidores sobre una superficie de madera la cual no se afectaba tanto por las vibraciones producidas en el ambiente, y efectivamente al volver a realizar la prueba, los resultados de transmisión fueron exitosos, reafirmando una vez más la interferencia que podría generar las vibraciones en la transmisión de las ondas sonoras; por tanto al momento de realizar la operación en pozo solo se tomaron los datos del restablecimiento de presión en los periodos de cierre y no los de caída de la presión en los periodos de flujo.

5.2. ASENTAMIENTO DEL EMPAQUE

La primera incógnita al momento de la planeación del servicio se tuvo con el empaque debido a que el asentamiento del mismo se da cuando se le aplica peso efectivo y se rota desde la superficie a la parte superior del mismo. Con base en este principio y junto con los datos de desviación del pozo se consideró que una aplicación del peso no sería efectiva y por tanto no se podría evidenciar que el empaque estuviera sentado por un peso real aplicado. Así mismo la rotación del empaque podría incurrir en pegas si se llevaba a cabo en la zona horizontal y la garantía de que el pozo estuviera limpio tampoco se podría entregar, debido a que la zona horizontal es mucho más difícil de limpiar.

En este orden de ideas, se tomó la decisión luego de algunas consultas, de sentar el empaque en la zona vertical o al menos donde no se tenía una desviación considerable que pudiera disminuir el peso efectivo aplicado para un correcto asentamiento. Por tanto, en el momento de la operación se sentó el empaque en la zona que había sido establecida luego de la investigación, arrojando resultados positivos debido a que no sucedió ningún problema con la rotación, ni con la aplicación de peso ni con la limpieza adecuada que debía tener el pozo, y se pudo aislar de manera correcta la zona de interés.

5.3. FUGAS EN HERRAMIENTAS

Uno de los problemas más comunes no solo en las pruebas DST sino en operaciones en pozo como tal, son las fugas presentadas en las herramientas que componen la sarta. En este caso, para el pozo en cuestión, se produjo una fuga en un crossover encargado de cambiar los diámetros de las tuberías, el cual debido a una falla en la rosca, permitía que el fluido fugara por ahí y por tanto podía producir un problema cuando se empezaran los periodos de flujo y cierre.

La solución a este problema fue desconectar el crossover del resto de la sarta, inspeccionar de tal manera que se pudiera identificar el problema en él y al final al caer en cuenta de que no se podía corregir la pieza, se decidió reemplazarla por otra, la cual funcionó de manera correcta y se pudo seguir con la operación.

5.4. PROBLEMAS CON HERRAMIENTAS DE TERCEROS

Debido a que una herramienta de la cabeza del pozo no tenía certificación vigente, se produjo un problema con su funcionamiento al inicio de la operación, la cual retrasó el inicio de la prueba DST en el pozo. Con base en este problema, se reafirmó la importancia de tener la documentación de todas las herramientas al día, de tal manera que se pudiera asegurar la correcta funcionalidad de cada una.

6. BUENAS PRÁCTICAS³⁴

La puesta en marcha de una prueba DST es considerada una operación sumamente riesgosa, que a nivel de la industria petrolera tiene un alto potencial de pérdida de vidas, de recursos y algunas veces de catástrofes ambientales; por tanto estas pruebas suelen ser mucho más riesgosas que otras operaciones de exploración. Otro factor que aumenta el riesgo se da debido a la falta de información del yacimiento por tanto genera un incertidumbre y muchas suposiciones ante datos importantes del mismo.

Buenas prácticas son tomadas en cuenta al momento de diseñar y operar herramientas de este tipo de pruebas. Algunas de ellas incluyen desde el control de gases donde es posible detectar el contenido de CO₂ o H₂S, la detección de sustancias peligrosas, control de derrames, visibilidad necesaria para tener un buen desarrollo operacional en el sitio y utilización de materiales apropiados cuando se tienen temperaturas y presiones muy altas.

6.1. RECOMENDACIONES OPERACIONALES

En un marco internacional y bajo estándares de la compañía se establecen ciertos aspectos para tener en cuenta al momento de realizar la operación de una prueba de este tipo. Entre estas se pueden encontrar:

³⁴ Capítulo basado en VENUGOPAL, Shangkar. Operational and Safety Aspects of Drill Stem Testing – Getting it Right. En: APPEA Journal. 50th Aniversary Issue. 2010. p. 1-29

6.1.1. Certificación de herramientas: Como norma estándar en la compañía se hace necesario el cumplimiento estricto de procedimientos y estructuras formadas para minimizar el riesgo de problemas en campo. Es por esto que se exige que cada herramienta antes de salir hacia el pozo, tenga una respectiva prueba de presión que especifique y de constancia de un valor máximo de libras de presión que puede soportar y de esta manera no incurrir en estallidos o colapsos de tubería que puedan afectar herramientas, personal y ambiente.

Así mismo, se debe realizar un mantenimiento preventivo, seguido de la prueba anteriormente mencionada y de una posterior certificación que indique que la herramienta se encuentra operativa y lista para ser corrida en campo. De esta manera, se especifica la calidad de la herramienta que debe realizar la prueba y parámetros técnicos para su correcta operación en pozo.

6.1.2. Detonación de cargas: Al momento de la detonación de las cargas encargadas de perforar un liner de producción, se deben tener en cuenta aspectos importantes relacionados a distancias mínimas necesarias para no tener afectación en el pozo y por ende en superficie, y un ensamblaje adecuado antes de bajar a pozo, ya que una activación prematura podría causar hasta una fatalidad.

6.1.3. Drenaje de presiones entrampadas: Algunas herramientas de circulación de un solo ciclo o multi-ciclo pueden generar presiones entrampadas las cuales pueden causar expulsiones de piezas y afectar la integridad física del personal. Es por esto, que se hace necesario la utilización de válvulas de drenaje en fondo que igualicen las presiones de cada una de las herramientas que pueden llegar a entrapar la presión entre los diferentes ciclos de apertura y cierre de las mismas.

6.1.4. Contención De Hidrocarburos: En caso de una posible salida incontrolada de hidrocarburos, es necesario el uso de los cierres de las válvulas que se encuentran en superficie, de tal manera que se pueda contener y no vaya todo de una vez a las líneas.

Así mismo, en este tipo de pruebas se pueden presentar derrames de hidrocarburos en superficie que pueden contaminar el ambiente y que de igual manera pueden ser riesgos potenciales para la integridad física de los empleados, por tanto se hace necesario el establecimiento de planes de contingencia ante situaciones como esta, las cuales se planean según el riesgo y las acciones que puedan llegar a ser utilizadas desde la implementación de barreras para controlar un derrame, hasta el aviso a autoridades competentes cuando ya se sale de control.

6.1.5. Uso de detectores de gas: Es recomendado usar detectores de gases cerca al pozo, con el fin de distinguir si el fluido cuenta con H₂S, CO₂ u otros gases tóxicos que puedan afectar la salud de los trabajadores y la correcta funcionalidad de las herramientas. En caso de tener porcentajes muy altos (H₂S > 10 ppm), se hace necesaria la utilización del equipo de protección personal, el cual incluye respiradores, overol adecuado y lentes de seguridad o el control de los mismos con métodos especiales establecidos por la compañía, antes de manipular las herramientas para evitar situaciones que generen lesiones graves y permanentes a cualquier empleado o al ambiente.

6.1.6. Adaptación a condiciones adversas: Condiciones adversas en la operación hace referencia a temperaturas y presiones muy altas, las cuales puedan afectar las herramientas; encontrando en primer lugar al empaque, el cual contiene elastómeros que resisten ciertas temperaturas y presiones, por tanto es necesario estudiar anticipadamente las características del pozo para luego realizar un correcto mantenimiento y cambiar el tipo de material para uno mucho más resistente a estas condiciones. Esto también aplica a otras herramientas que contienen elastómeros los cuales bajo condiciones muy altas deben utilizar distintos materiales resistentes que permitan un funcionamiento adecuado en pozo y no generen riesgo en la operación por daños o fugas.

6.1.7. Análisis de riesgos y permisos de trabajo: Es de suma importancia en todas las operaciones llevadas a cabo en pozo la realización de permisos de trabajo informando actividades que se van a realizar en cierto periodo de tiempo, incluyendo operaciones cruciales con distintas herramientas y equipos, el cual debe estar aprobado por los supervisores de HSE del pozo.

Antes de empezar cualquier operación es necesario realizar un análisis de riesgo de todas las actividades, incluyendo factores técnicos de cada operación y

factores ambientales entre los que se encuentran la temperatura o el sol excesivo, y muchas veces los bichos que puedan estar en la zona de trabajo afectando la integridad física de los trabajadores. De esta manera, cada persona se entera de los riesgos que corre al estar en el sitio y medios de control para poder disminuir el riesgo de afectación ante las circunstancias.

7. CONCLUSIONES

Se evidencia en el desarrollo del proyecto que la correcta planeación de una prueba con cada una de las consideraciones especiales, lleva a cumplir en su totalidad con los objetivos planteados, y por tanto genera un alto nivel de satisfacción en los clientes a los cuales se les ha prestado el servicio.

Las pruebas DST por su alto grado de complejidad y riesgo ante cada operación que se realiza, requiere de un nivel de seguridad adecuado que garantice la correcta puesta en marcha; así como la mitigación de problemas que se puedan generar y su afección a distintos puntos en los que se encuentran tanto el personal como el ambiente.

La calidad de las herramientas que se envían a pozo empieza desde un taller donde se realiza un mantenimiento preventivo luego de inspeccionar cada una de sus partes, para finalmente certificar que su funcionamiento va a ser el óptimo y el esperado para las pruebas que se tienen planeadas. Por tanto es necesario verificar la calidad de cada equipo llevado a pozo y garantizar al cliente de que se cuenta con un conjunto de herramientas adecuado para llevar a cabo la operación que ellos requieren.

El cambio entre el desarrollo de una prueba DST en un pozo vertical a uno horizontal se debe básicamente en el lugar de asentamiento del empaque, ya que en la zona con mayor ángulo de desviación, es más complejo aplicar el peso efectivo necesario para que los elastómeros y las cuñas se sienten y se pueda aislar la zona de interés. Por tanto es preferible sentar el empaque unos pies

arriba de donde empieza la zona horizontal para que no se tengan errores en el aislamiento, y con esto mitigar problemas y asegurar el correcto funcionamiento de todas las herramientas que componen la sarta.

Seguir procedimientos y tener normas de seguridad es una práctica de suma importancia en una operación de este tipo, ya que permite que el éxito no solo sea en información obtenida, sino también en reportes positivos en materia de accidentalidad, donde el cuidado al personal y al ambiente priman en todo el trabajo.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda el estudio del cambio de inclinación (zona horizontal) respecto las fuerzas que actúan en la tubería en caso de que el empaque se ubique en esta zona. De igual manera el momento del asentamiento y la limpieza adecuada de tal manera que se puedan presentar métodos de solución a estos problemas generados en caso de ubicar esta herramienta en la zona horizontal.

Desarrollar sistemas de toma de datos que soporten mejor las condiciones adversas que se puedan presentar al momento de la operación en pozo, para que también de esta manera se pueda generar una toma de datos en tiempo real en los periodos de flujo donde la bomba se encuentra encendida generando vibraciones, y la mitigación de riesgos de que no se registre de manera correcta o se pierdan los datos por una interferencia.

Estudiar la interpretación de los resultados obtenidos luego de la finalización de la prueba, de tal manera que se pueda interpretar mejor y se pueda distinguir las diferencias que se generan al realizar este tipo de pruebas en pozos horizontales o verticales.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA H, Informe geológico final pozo colombiano. Bogotá. 2015

ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009

HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas: s.f. 154p.

HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. BIG JOHN® Hydraulic Jar 4a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 7p.

HALLIBURTON. FO-GL-HAL-TSS-402-ES Job Log/Secuencia de eventos del pozo Mosquera 3. MAY 2015.

HALLIBURTON. Instructions for CHAMP® IV Packers. Service Tools Manual. Section 3a. Houston, Texas: 2008. 20p.

HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. LPR-N Operational Guidelines. Houston, Texas: 2006. 33p.

HALLIBURTON. Service Tools Manual. RTTS Safety Joints. Section 2d. Houston Texas, 2013. 28p.

HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. Rupture-Disk Circulating Valves 12a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 7p.

HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. Sleeve-Type Drain Valve 5a. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 5p

HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. TST Valves 18a-1. Design Specifications. Houston, Texas: 2006. 3p.

MONJE, Edgar. V7 DOS DST TEST CAMPO COLOMBIANO. 2015. 70p.

REZK, Emad. Dynalink Telemetry System. Student Manual. Revision N. MAY 2013. N rev. Houston, Texas. 2013. 286p.

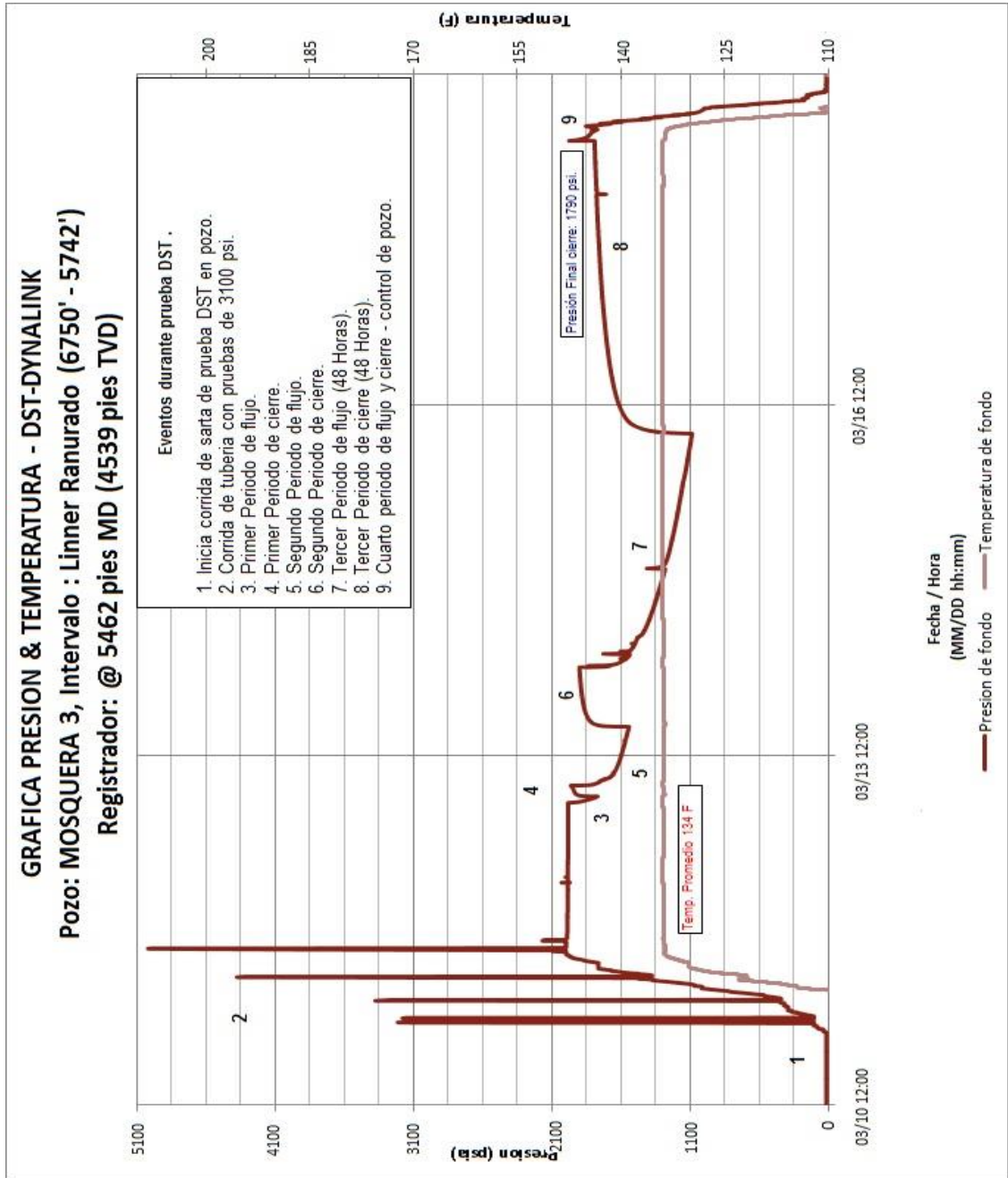
SUAREZ, José. Drill Stem Testing Overview, Chapter I, Course Test Tool Applications. 2014. 21 p.

T MICHAEL. Design of Service. Planning Report for Halliburton Testing & Subsea. Reference: Trident 17 PC4-4., unpublished. 2009.

VENUGOPAL, Shangkar. Operational and Safety Aspects of Drill Stem Testing – Getting it Right. En: APPEA Journal. 50th Anniversary Issue. 2010. p. 1-29

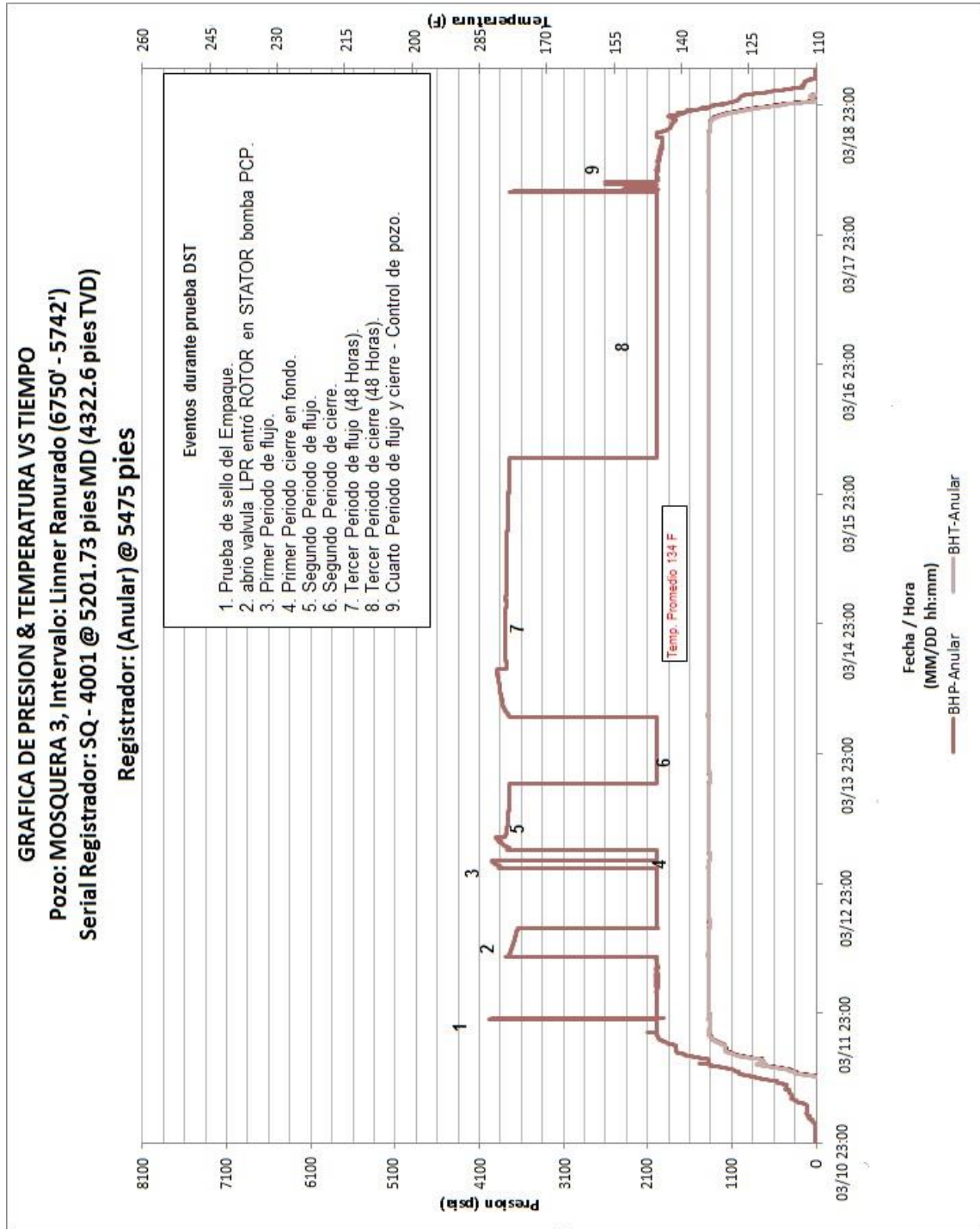
ANEXOS

ANEXOS A: Gráfica de Presión & Temperatura vs Tiempo de los diferentes periodos realizados (Tubing)



FUENTE: Imagen editada del reporte de memorias DST del pozo colombiano.xls.2015.

ANEXOS B: Gráfica de Presión & Temperatura vs Tiempo (anular) de los diferentes periodos realizados



FUENTE: Imagen editada del reporte de memorias DST del pozo colombiano.xls.2015.