



Universidad de Matanzas  
Facultad de Ciencias Técnicas



# **DISMINUCIÓN DE LA FRECUENCIA DE FRACTURAS EN LAS SARTAS DE PERFORACIÓN EN POZOS PETROLEROS DE MEDIO Y LARGO ALCANCE**

Tesis Presentada como Requisito Parcial  
para la Obtención del Título de  
Máster en Ingeniería Asistida por Computadora

Autor: Ing. Erik Perdomo García

Tutor: Dr.C. Jesús Delfín Luis Orozco

Matanzas, 2019

## **DECLARACIÓN DE AUTORIDAD Y NOTA LEGAL**

Yo, Erik Perdomo García, declaro que soy el único autor de la siguiente tesis, titulada *Disminución de la Frecuencia de Fracturas en las Sartas de Perforación en Pozos Petroleros de Medio y Largo Alcance* y, en virtud de tal, cedo el derecho de copia de la misma a la Universidad de Matanzas, bajo la licencia *Creative Commons* de tipo *Reconocimiento No Comercial Sin Obra Derivada*, con lo cual se permite su copia y distribución por cualquier medio siempre que mantenga el reconocimiento de sus autores, no haga uso comercial de la obra y no realice ninguna modificación de ella.

Matanzas, 12 de febrero de 2019.

Erik Perdomo García

## **RESUMEN**

El VI Congreso de PCC analiza la implementación de una nueva política económica de ahorro para la nación cubana, como resultado, surgen los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución. En algunos de sus artículos se hace énfasis en elevar la producción nacional de crudo y gas acompañante. Ellos sirvieron de alicientes para realizar esta investigación, la cual se realiza en la UEB de Intervención y Perforación de Pozos de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), Cárdenas, Matanzas, perteneciente a Cupet. El objetivo es proponer un grupo de acciones de mejoras que contribuyan a la disminución de la frecuencia de fracturas en las herramientas de perforación utilizadas en los pozos de largo y medio alcance del Yacimiento Varadero Oeste de la empresa. Para ello se hizo necesario la utilización de varias herramientas: Metodología para la selección de expertos, encuestas, Excel, Diagrama Ishikawa, Método Kendall que se utilizó para identificar las causas a las que se le darían solución y un software sobre perforación petrolera, el cual permitió estudiar los esfuerzos presentes en la herramienta producto al diseño del caño. La investigación realizada determinó que las principales causas que originan la fractura de la sarta de perforación se encuentran en las operaciones, selección de la herramienta, geología y construcción del caño. Estas averías acontecidas en los intervalos 17 ½" (444,5mm) y 12 ¼" (311,15mm) perteneciente a al pozo VDW-1009, representan pérdidas significativas de un monto total de 9 969 718,31 UM.

**Palabras claves:** Sarta de perforación; BHA, Fatiga, Acciones de mejoras.

## **ABSTRACT**

The VI Congress of the PCC and the Guidelines for the Economic and Social Policy of the Party and the Revolution served as support for this research, which is carried out in the UEB of Intervention and Drilling of Wells of the Oil Drilling and Extraction Company of Center (EPEP-C), Cárdenas, Matanzas, belonging to Cupet. The objective is to propose a group of improvement actions that contribute to the reduction of the frequency of fractures in the drilling tools used in the long and medium reach wells of the Varadero West Field. For this it became necessary to use several tools: Methodology for the selection of experts, surveys, Excel, Ishikawa diagram, Kendall method and a software on oil drilling, which allowed to study the present efforts in the product tool to the design of the pipe. The research carried out determined that the main causes that provoke the fracture of the drill string are found in the operations, tool selection, geology and construction of the pipe. These breakdowns occurred in the intervals 17 ½ "(444.5mm) and 12 ¼" (311.15mm) belonging to the well VDW-1009, represent significant losses of a total amount of 9 969 718.31 UM for the company, Based on these results, actions are proposed that allow reducing the frequency of occurrence of the deficiencies raised in the drilling of other wells in this deposit

**Keywords:** Drill string; Fatigue, Improvement actions.

## TABLA DE CONTENIDO

Introducción .....	1
Capítulo 1. Estado del Arte.....	5
1.1    Perforación petrolera .....	5
1.2    Equipo de Perforación .....	7
1.3    Fallas en las Sartas de Perforación .....	16
1.4    Conclusiones Parciales .....	24
Capítulo 2 Materiales y Métodos.....	26
2.1    Breve Reseña de la organización.....	26
2.2    Procedimiento para la determinación de las causas que inciden en la fractura de la sarta de perforación. ....	31
2.3    Descripción del Software direccional utilizado para la planeación y perforación de pozos. ....	42
2.4    Conclusiones Parciales.....	47
Capítulo 3 Análisis de los Resultados.....	48
3.1    Resultados del procedimiento para la determinación de las causas que inciden en la fractura de la sarta de perforación. ....	48
3.2    Propuestas de Mejoras .....	64
3.3    Valoración económica .....	74
3.4    Conclusiones Parciales: .....	77
Conclusiones .....	79
Recomendaciones .....	80
Referencias Bibliográficas .....	81

Anexos ..... 84

## **INTRODUCCIÓN**

Del petróleo se dice que es el energético más importante en la historia de la humanidad; un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

Aunque se conoce de su existencia y utilización desde épocas milenarias, la historia del petróleo como elemento vital y factor estratégico de desarrollo es relativamente reciente, de menos de 200 años.

El desarrollo de la industria del petróleo y el verdadero aprovechamiento de este recurso indudablemente han contribuido a la formación del mundo actual. Este se encuentra en medio de una crisis económica, que lejos de finalizar promete perdurar y mantenerse, afectando tanto a potencias económicas como naciones tercermundistas. Los cambios bruscos en los precios de los hidrocarburos, debido a conflictos bélicos y a la inestabilidad en los mercados; son realidades de las cuales Cuba como país no está ajeno, por lo que se ve obligada a buscar alternativas para la sustitución de importaciones en la explotación de la producción nacional de crudo y gas acompañante.

Este tema fue objeto de análisis en algunos de los artículos de los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución, abordados en el VI Congreso de PCC, donde se analizó la implementación de una nueva política económica de ahorro para la nación cubana.

Partiendo de esa máxima, los trabajadores del ramo, en el camino por la excelencia en la perforación de pozos petroleros, tienen claro que un correcto análisis de los problemas

ocurridos durante la perforación es uno de los primeros pasos a ejecutar. Dentro de esta diversa gama, las fracturas de las sartas de perforación es uno de los principales problemas a resolver; por lo que se hace necesario el desarrollo de análisis profundos en situ y la utilización de buenas prácticas.

El contenido expreso en los Lineamientos, mencionados anteriormente, unido a la práctica profesional del investigador, fueron los alicientes para realización de este trabajo, el cual se realiza en la UEB de Intervención y Perforación de Pozos de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), Cárdenas, Matanzas, perteneciente a Cupét

### **Problema a resolver**

¿Cómo disminuir las fracturas de las sartas de perforación en los pozos petroleros de largo y mediano alcance en el Yacimiento Varadero Oeste?

### **Hipótesis**

La realización de un adecuado análisis a las fracturas de las sartas de perforación en el pozo petrolero de largo alcance VDW-1009, a través del uso de expertos y del software de simulación de perforación, permitirá determinar las causas que provocan dichas fracturas y dar soluciones para disminuirlas.

**Objetivo general:**

Proponer, a partir de la combinación del método de expertos y del uso de software de simulación de perforación, soluciones que permitan disminuir la frecuencia de fracturas en las sarta de perforación de pozos petroleros de largo y mediano alcance.

**Objetivos Específicos:**

- Realizar un análisis bibliográfico para determinar los tipos de fallas en las herramientas de perforación de pozos de petróleo.
- Aplicar el método de expertos para obtener el diagrama de causas-efectos en las fracturas de la sarta de perforación en el pozo petrolero de largo alcance VDW-1009.
- Utilizar el software de simulación de perforación para analizar las principales causas de fracturas de la sarta de perforación en el pozo petrolero de largo alcance VDW-1009.
- Proponer soluciones que permitan disminuir la frecuencia de fractura en las sarta de perforación en los pozos que se perforan en el Yacimiento Varadero Oeste.

Como **resultados** de la investigación se espera un incremento de las utilidades a partir de mejoras en los procedimientos de perforación.

En la investigación se utilizaron los siguientes métodos:

Teórico:

- Histórico-lógico: Se estudiarán los archivos y expedientes creados por los técnicos y operarios, se consultarán las bibliotecas existentes y cualquier otro medio que pueda facilitar el estudio de los sistemas y los datos relativos a las fallas en períodos anteriores.

Empíricos:

- Opinión de expertos: Se tendrá en cuenta el criterio de los expertos en la temática, esto se logrará mediante la realización de entrevistas y cuestionarios.
- Entrevistas: Se utilizaron para aclarar aspectos relacionados con el estado actual en que se encuentra el sistema de mantenimiento empleado en la perforación, así como para unificar criterios respecto a las fallas más comunes, el agregado más crítico y las causas que las originan.
- Dinámica de grupo: Realización de tormenta de ideas con el objetivo de agrupar la mayor cantidad de causas posibles, para su posterior análisis.
- Simulación: A través del uso de software para el cálculo de los parámetros y variables del proceso de perforación del pozo de petróleo estudiado.

## **CAPÍTULO 1. ESTADO DEL ARTE**

En este capítulo se realiza un análisis bibliográfico de los clásicos de perforación, perforación direccional y lodo, se explica brevemente la actividad de perforación, se hace una caracterización de los principales sistemas de los equipos de perforación, teniendo en cuenta concepto, estructura y funcionamiento. Además, se hace un acápite especial sobre el diseño y falla de la sarta de perforación y se revisan las experiencias de otras compañías en el tratamiento a la problemática planteada.

### **1.1 Perforación petrolera**

En una etapa inicial la perforación se hizo de tal manera, que una vez ubicada la formación productora, se buscaba situarse en un punto de la superficie terrestre en línea perpendicular al plano horizontal definido por el yacimiento, posteriormente se establecía la comunicación entre este y la superficie por medio de la perforación de un pozo, a este tipo de perforación se le conoce como perforación vertical (Andrés y Vásquez, 2001).

La ubicación natural de los yacimientos petroleros tiene, generalmente, un alto nivel de incertidumbre y con el incremento de los trabajos de perforación, surgieron diversos obstáculos que impidieron la aplicación de la perforación vertical; como ocurre con los yacimientos que se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o zonas restringidas ecológicamente, como lagunas, ríos, pantanos o montañas) (Giusti, 1998).

Consecuentemente, la forma posible para explotar estos yacimientos es a través de pozos direccionales, perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del

yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuese posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la perforación direccional nos permite solucionar problemas mecánicos que suelen presentarse al perforar y la reubicación de objetivos (Andrés y Vásquez, 2001).

### **1.1.1 Perforación direccional**

La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar (Pemex, 2016).

Las operaciones de perforación direccional controlada también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo, la realización de un desvío en el hoyo principal cuando las características del objetivo no resultan de interés en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo.

### **1.1.2 Perforación horizontal**

La perforación horizontal es una derivación directa de la perforación direccional. Con la aplicación de esta técnica se puede perforar un pozo direccionalmente hasta lograr un rango entre 80° y 90° de desviación a la profundidad y dirección del objetivo a alcanzar a partir del cual se iniciará la sección horizontal. En realidad, existen muy pocos pozos horizontales debido a que los yacimientos regularmente presentan buzamiento. Esto se

refleja en un incremento de la productividad del pozo con respecto a un pozo vertical (Cayeux, *et al.*, 2018).

## **1.2 Equipo de Perforación**

El equipo de perforación está compuesto principalmente por cinco sistemas. Ellos son:

- Sistema de Potencia o Planta Motriz
- Sistema de Izaje
- Sistema de Rotación
- Sistema de Circulación
- Sistema de control de reventones

### **1.2.1 Sistema de Potencia**

La potencia necesaria para alimentar al sistema completo (perforar, izar, y hacer circular los fluidos) es entregada por motores que puede ser, de combustión o eléctricos. Dentro de los eléctricos están los motores de corriente alterna o continua. En el caso de tener motores de corriente alterna se colocará un rectificador para poder transformarlo a corriente continua ya que este entrega mayor potencia al sistema.

La potencia máxima que deberá entregar el sistema de motores, está en función de la máxima profundidad de perforación y de la carga más pesada que representa la sarta de tubos requeridos para revestir el pozo a la mayor profundidad. Luego de estimar la potencia teórica, se debe contar con una potencia adicional la cual representa un factor de seguridad en caso de atasque de la tubería de perforación o revestimiento (Tremiño, 2016a).

Las plantas, por lo general, consisten en 2 o más motores, dependiendo de las necesidades, engranajes, acoplamientos y embragues adecuados para un sistema en particular. Así que, si el sistema de izaje requiere toda la potencia disponible, esta, pueda utilizarse plenamente y de igual manera durante la perforación para el sistema rotatorio y la circulación de fluidos (Tremiño, 2016b).

### **1.2.2 Sistema de Izaje**

El sistema de izaje está representado por la típica silueta de la torre o mástil de perforación, que probablemente es el elemento más conocido de un equipo de perforación. Su función primaria es sostener el sistema rotario, al perforar el pozo, proporcionando el equipo apropiado y áreas de trabajo necesarias para levantar, bajar y suspender las cargas requeridas por el sistema rotario durante las operaciones (Tremiño, 2016a)

### **1.2.3 Sistema de rotación:**

El sistema rotario es el punto esencial del equipo. Su función principal es realizar la perforación del pozo.

Tiene 3 componentes principales:

- Equipo para rotar la sarta desde la superficie (Conjunto acoplado: mesa rotaria + “*kelly*” + “*swivel*” o Transmisión superior “*Top Drive*”)
- Sarta de Perforación
- Barrena

**Sarta de perforación:** Permite transmitir la rotación desde la mesa rotaria o “*top drive*” hasta la barrena y a la vez conducir el fluido de perforación bombeado para limpiar el pozo (Abbas, 2018).

**Componentes de la sarta:**

- Tubería de perforación (*Drill Pipe*)
- Tubería de perforación extra pesada (*HWDP*)
- Lastra barrenas (*Drill Collar* o Portamechas)
- Barrena (trépano)
- Otras herramientas de fondo

**Diseño Mecánico de la Sarta de Perforación:** Tiene como función transmitir rotación y peso a la barrena, soportar cargas axiales, de tensión y presión (Darabi, *et al.*, 2019).

Para perforar pozos verticales o de ángulo moderado, la sarta de perforación comprende:

- Tubería de Perforación operando en Tensión
- Tubería pesada (HWDP) operando en Tensión o en Compresión
- Lastra barrena de varios tamaños, por lo general operando en Compresión
- Accesorios tales como barrenas, estabilizadores, motores, escariadores, fresas, martillos, etc.

**Factores de Diseño para la Sarta de Perforación (Schlumberger, 2016a):**

- Factor de Diseño por Tensión: Limita la tensión máxima permisible en superficie, regularmente  $DF_t = 1.1$

- Margen de sobre tensión MOP: Capacidad de tensión en exceso deseada por encima carga de la sarta en la superficie. El MOP se fija por cada operador, generalmente oscila entre 50 Klb y 100 Klb.
- Exceso de Peso  $DF_{BHA}$ : Factor que asegura que el peso sobre la barrena sea aplicado manteniendo el punto neutro dentro del BHA. La mayoría de los operadores manejan  $DF_{BHA} = 1.15$
- Factor de diseño por Torsión: No se requiere un factor de diseño. Los acoples se ajustan hasta un 60% de su capacidad de torsión y están diseñados para resistir hasta un 80 % de la capacidad de torsión del tubo. De esta forma si el diseño limita el apretado del acople, hay un factor de diseño adecuado construido dentro del sistema.
- Factor de Diseño al Colapso: La capacidad en el cuerpo de la tubería es considerada inferior para tomar en cuenta la reducción en el esfuerzo a la tensión biaxial. Normalmente se usa un factor de diseño al colapso,  $DF_C$  entre 1.1 y 1.15
- Factor de Diseño para el Estallido: Normalmente se consideran estallidos simples sin tolerancia para efectos axiales.
- Factor de Diseño para Pandeo,  $DF_{BHA}$ : El factor de diseño al pandeo es análogo al factor para exceso de peso del BHA ya discutido ( $DF_{BHA}$ ) para pozos rectos o ligeramente desviados en los cuales este factor tiene el efecto de alargar el BHA, el  $DF_{BHA}$  reducirá el peso permitido para perforar pozos altamente desviados.

Límites de Torsión para los Lastra Barrenas (Dudman y Dudman, 2001):

- El torque está limitado por la conexión del DC

- Usualmente es mayor para la tubería en superficie y menor para los lastra barrena de fondo
- Si el torque de ajuste en la conexión de los DC es mayor que el torque de ajuste en la conexión de la tubería de perforación no se deberán tener problemas rutinarios.
- El torque del BHA en cualquier punto no deberá exceder de 80 % del torque de ajuste para las conexiones en el pozo para evitar sobre apretar las conexiones lo cual puede hacer que se dañen los sellos.
- Posible incremento del torque en la conexión
- Uso de lastra barrena con menor Diámetro Interno, ID
- Cambio de parámetros para reducir el torque en el BHA

Diseño de la Sarta por Tensión (Schlumberger, 2016a):

El último tramo de tubería en superficie debe:

- Sostener el peso de la herramienta de fondo (BHA)
- Sostener el peso de la tubería subsiguiente hasta el BHA
- Soportar el margen de jalón seleccionado (MOP).
- No alcanzar la resistencia mínima de cedencia
- La mayor tensión (carga de trabajo  $P_w$ ) sobre la sarta de perforación se presenta en el tramo superior cuando se llega a la máxima profundidad perforada

Peso Total,  $T_{surf}$ , soportado por la junta superior de la tubería de perforación cuando la barrena está justo arriba del fondo (Institute, 1998).

$$T_{surf} = \left[ (L_{dp} \cdot W_{dp} + L_{dc} \cdot W_{dc}) \right] \times BF, \quad (1.1)$$

$$BF = 1 - \frac{\rho_n}{\rho_t}. \quad (1.2)$$

Dónde:

$L_{dp}$ = longitud de la tubería de perforación, pies

$W_{dp}$ = peso unitario de la tubería de perforación, lbs /pie

$L_{dc}$ = longitud de los lastra barrena, pies

$W_{dc}$ = peso unitario de los lastra barrena, lbs / pie

La sarta de perforación está diseñada con el objetivo de no alcanzar el valor mínimo de la resistencia a la cedencia.

Si al tensionar la tubería de perforación se alcanza su punto de cedencia (Eren, 2018):

1. Tendrá una deformación total que es la suma de las deformaciones elástica y plástica (permanente).
2. El estiramiento permanente se quedará en la tubería de perforación (no desaparecerá al quitar la tensión aplicada)
3. Será difícil conservar la tubería recta.

#### Carga de Diseño Máxima Permissible

Para evitar daño por deformación a la tubería de perforación, API recomienda que se use una carga máxima de diseño permissible (Pa) (Institute, 2002).

$$T_{max} = 0.9 \times T_{yield}. \quad (1.3)$$

$T_{max}$ = Carga de diseño máxima permisible en tensión, lb

$T_{yield}$ = Resistencia mínima a la cedencia (según el API), lb

0.9 = Factor de diseño por tensión (Recomendado por API = 1.1)

Margen de jalón (sobre tensión “MOP”) (Schlumberger, 2013):

El margen de jalón es generalmente seleccionado por los operadores entre 50 y 100 KDaN, o se determina por la diferencia entre la carga de diseño máxima ( $T_{max}$ ) menos la carga total en superficie:

$$MOP = T_{max} - T_{surf}. \quad (1.4)$$

$T_{max}$ = como se calculó en la formula (1.3), lb

$T_{surf}$ = carga total registrada en el gancho, lb

- Tubería de perforación (*Drill pipe*) (Institute, 1998):

Es el medio de enlace entre el vástago y el trépano, es un tubo de acero con dos tool joint en los extremos (rosca macho y rosca hembra). Las medidas son: 2 3/8" (60,325mm), 2 7/8" (7,875), 3 1/2" (88,9mm), 4 1/2" (114,3mm) y 5 1/2" (139,7mm). 17 1/2"

Tubería de perforación añaden longitud a la herramienta, pero con más flexibilidad y menor peso que los portamechas. No están diseñadas para trabajar a compresión. Deben trabajar si o si a tracción.

- Heavy Weight (Institute, 1998):

Trabaja a tracción o compresión. El peso está dado por el espesor. Los *tool joint* son más largos que los de las tuberías de perforación.

La tubería con pared más gruesa es llamada comúnmente '*heavy weight drill pipe*' o tubería de peso pesado. A esta clase de tubería más pesada se le sitúa normalmente directamente encima de los "*Drill collars*" en la sarta de perforación para obtener mayor peso y estabilidad. Al igual que la tubería 'estándar' los (HWDP) se consiguen en diferentes diámetros e ID (diámetro interior) variable según su peso por unidad de longitud.

- Portamechas (*Drill Collar*) (Institute, 1998):

Son elementos metálicos circulares de gran espesor de pared y gran peso, se utilizan para ejercer el peso sobre el trepano y lograr las condiciones de operación deseadas. Pueden trabajar a tracción o compresión. Son tubos integrales (rosca tallada). Pueden ser lisos o helicoidales.

Cumplen varias funciones importantes:

- Proporcionar peso al trepano.
- Proporcionar el peso para asegurar que la tubería de perforación siempre se mantenga en tensión para evitar que se tuerza.
- Proporcionar rigidez o consistencia para que la dirección del pozo se mantenga.
- Producir un efecto de péndulo, permitiendo que los pozos casi verticales puedan ser perforados

Trépano: El trépano es la herramienta de corte que permite perforar (Edward, *et al.*, 2007)

#### **1.2.4 Sistema de circulación**

Es la parte del equipo encargada de almacenar, limpiar y circular el lodo de inyección, cuyas funciones son (Tremiño, 2016a):

- Remover los fragmentos de roca perforada (cortes) que vienen desde el pozo. Esto mantiene el anular limpio y permite análisis en superficie para estudios petrofísicos.
- Enfriar y lubricar el trépano y la sarta de perforación.
- Balancear las presiones altas que puedan presentar algunas formaciones, minimizando el potencial de reventones.
- Estabilizar el diámetro interior del pozo y las formaciones ya perforadas.
- Transmitir potencia hidráulica al trepano.
- Mantener los cortes en suspensión al parar la circulación.

Los principales componentes del sistema incluyen:

Bombas de lodo, piscinas de lodo, equipo de mezcla de lodo y equipo de control de sólidos.

### **1.2.5 Sistema de control de reventones (BOP)**

Para evitar que ocurran reventones se utiliza un conjunto de válvulas preventoras (BOP) directamente conectadas a la cabeza del pozo. Estas deben ser capaces de cerrar la cabeza del pozo evitando que fluido escape a la superficie, dejar salir fluidos del pozo bajo condiciones controladas seguramente, habilitar que pueda ser bombeado fluido de perforación hacia el pozo bajo condiciones controladas para balancear las presiones del pozo y evitar influjo mayor (matar el pozo), y permitir el movimiento de la cañería sin perder presión en el pozo (Tremiño, 2016a).

### **1.3 Fallas en las Sartas de Perforación**

Los desafíos de explorar y explotar al máximo las reservas energéticas hacen que estas exigencias lleven a buscar nuevas tecnologías y técnicas de perforación específicas para cada área. En donde el tiempo vuela y se traduce en costos, que a veces pasa por encima de las buenas técnicas de perforación.

Estas fallas tienen un alto impacto económico y son producidas principalmente por (Schlumberger, 2018b):

- Procesos de Fatiga: 77%
- Esfuerzos Tensión & Torsión: 14%
- Corrosión: 9%

#### **1.3.1 Fallas por tensión**

Ocurren cuando las cargas tensionales sobre algún componente superan la resistencia última a la tensión (Schlumberger, 2013):

- La superficie de ruptura es dentada y forma un ángulo de 45° con el eje de la sarta
- El tubular fallado se estira y forma un cuello en la zona cercana a la fractura
- El tubular también forma un cuello alargado al estirarse plásticamente antes de la falla

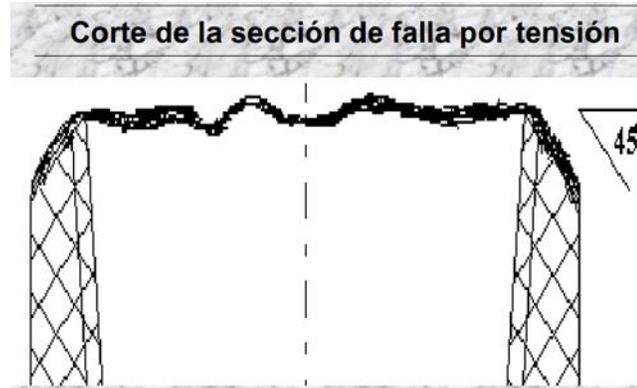


Figura 1.1. Falla por tensión

### 1.3.2 Fallas por torsión

Ocurren cuando los esfuerzos exceden el límite de torsión del tubular o la conexión. Se manifiestan en estiramientos del piñón o ensanchado de la caja en la conexión. En condiciones extremas las cajas se pueden agrietar longitudinalmente y los piñones se parten por la rosca de la base cerca del hombro. Las fallas torsionales ocurren por lo general en el acople de los tubulares puesto que tienen sólo el 80% de resistencia a la torsión que el cuerpo del tubo (Schlumberger, 2013).

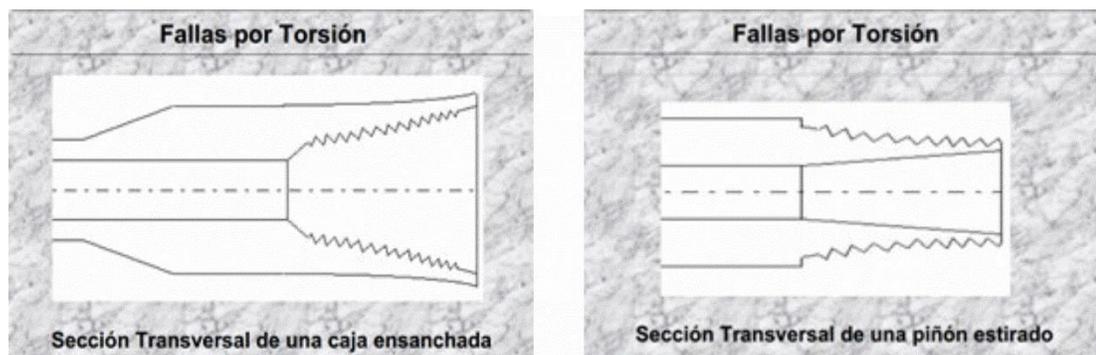


Figura 1.2 Fallas por torsión

### 1.3.3 Agrietamiento por sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S)

El acero en contacto con el H<sub>2</sub>S tiene la reacción (Prieto y Molero, 2002).



El hidrógeno elemental liberado (H<sup>+</sup>) migra dentro de la estructura del acero y se concentra en puntos de alto esfuerzo. Dos hidrógenos elementales se combinan para formar una molécula de hidrógeno (H<sub>2</sub>).  $2\text{H}^+ + 2\text{e} \Rightarrow \text{H}_2$ . El H<sub>2</sub> formado no tiene espacio suficiente en la estructura del acero y provoca un agrietamiento del tubular.

### **1.3.4 Fallas por fatiga del material**

Las cargas cíclicas causan pequeñas grietas en el metal. La repetición de los ciclos hacen crecer las microfracturas hasta que son detectadas por inspección o se presenta una falla del material (Company, 1998).

Las fallas por fatiga son acumulativas y pueden ocurrir al alcanzar bajos niveles de resistencia. Las grietas por fatiga son perpendiculares al eje del tubular (Napp, *et al.*, 2018).

### **1.3.5 Las vibraciones como factor desencadenante**

El modo de falla y su localización depende en gran medida del tipo de vibración generada en la sarta. Estas son normalmente caracterizadas por Smith y Cedro (2010) como (i) vibraciones axiales, (ii) vibraciones torsionales, y (iii) vibraciones laterales.



Figura 1.3. Drill collar averiado por vibraciones

Tabla 1.1. Tipos de vibraciones en la sarta de perforación.(Smith y Cedro, 2010)

	Vibraciones axiales	Vibraciones laterales	Vibraciones torsionales
Frecuencias típicas	1 Hz a 10 Hz	10 Hz a 50 Hz	por debajo de 2 Hz
Fuentes de excitación	<p>Rebote del trépano (<i>bit bounce, jarring impact</i>), ocurre cuando se perforan formaciones duras con trépanos de rodillos cónicos</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Fluctuaciones del peso en el trépano (WOB), causan pérdida de contacto con el fondo del pozo</li> <li>•Cambios en la formación</li> </ul>	<p>Remolino (<i>bending, whirl</i>): rotación excéntrica de un componente alrededor de un punto distinto de su centro de rotación. Existen tres posibles alternativas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.Remolino hacia adelante (<i>forward whirl</i>)</li> <li>2.Remolino hacia atrás (<i>backward whirl</i>)</li> <li>3.Remolino caótico (<i>chaotic whirl</i>)</li> </ol>	<p>Aprisionamiento y liberación de la estructura de corte (<i>stick-slip</i>): el trépano se queda atascado por un instante a la pared pozo, mientras la sarta continúa rotando. Cuando se alcanza un valor crítico de momento torsor, el trepano se libera con alta energía elástica</p>
Detección:	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Vibraciones en superficie severas</li> <li>•Movimiento axial de la sarta en superficie <ul style="list-style-type: none"> <li>•Elevadas fluctuaciones del WOB</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Reducción de la ROP</li> <li>•Sobredimensión en el diámetro del pozo</li> <li>•Daños en el trépano (hombro, zonas del calibre) <ul style="list-style-type: none"> <li>•Incrementos del torque en superficie y del trépano</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Incremento torque superficie (20%) y variación de rpm</li> <li>•Atascamientos o freno de la mesa giratoria (<i>rotary table</i>) o motor hidráulico (<i>top drive</i>)</li> <li>•Diferencias entre las rpm superficie y las</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daño localizado en estabilizadores y uniones de tuberías</li> <li>• Son difícilmente detectables en superficie, debido a su rápida atenuación</li> </ul>	rpm fondo del pozo (de 2 a 3 veces) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenrosque de uniones de componentes de la sarta</li> <li>• Exceso de torque las uniones roscadas</li> <li>• Disminución de la ROP</li> </ul>
Consecuencias:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daño en el trépano</li> <li>• Reducción de la velocidad de perforación (ROP)</li> <li>• Fallas de herramientas de la sarta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Daños en el trépano, reducción notoria en la ROP</li> <li>• Fallas por fatiga en el BHA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la ROP</li> <li>• Rotura de componentes del BHA</li> <li>• Daño por impacto en la estructura de corte del trépano (nariz)</li> <li>• Rotura de las uniones roscadas de los componentes de la sarta</li> </ul>
Mitigación y control:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Destruir la estructura lobular, cambiar los parámetros perforación (WOB y RPM)</li> <li>• Utilizar un trepano menos “agresivo”</li> <li>• Utilizar herramienta amortiguador (<i>shock sub</i>)</li> </ul>	Cambiar los parámetros de perforación, aumentar WOB y reducir RPM <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementar la lubricidad del lodo de perforación</li> <li>• Utilizar estabilizadores y aumento la rigidez del BHA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambiar los parámetros de perforación, reducir WOB y aumentar RPM</li> <li>• Incrementar la lubricidad del lodo de perforación</li> <li>• Incrementar el caudal de lodo. Esto reduce la fricción y mejora la limpieza del pozo</li> <li>• Perforar deslizando (<i>slide</i>) utilizando motor de fondo</li> </ul>

Otros antecedentes han registrado numerosas fallas de herramientas en las operaciones de perforación convencional y direccional. El análisis de estas fallas demuestra que los componentes afectados estuvieron sometidos a condiciones extremas de cargas cíclicas no detectadas en superficie (Wada, *et al.*, 2018).

### 1.3.6 Fatiga en los tubos de perforación

Factores que aceleran la fatiga en la tubería de perforación (Bowes y Procter, 2016)

- Cortes por cuñas.
- Falta de tubo de transición.
- Patas de perro, especialmente con alta carga de tensión.
- Lodo corrosivo, oxígeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, cloruros.
- Uso de tubo doblado.
- Rotación de tubería de perforación cuando hay pandeo.
- Contra ensanchamiento con combinación de altas cargas de tensión, torsión y tensión.
- Vibraciones de la sarta de perforación y rebote vertical.
- Torsión errática, condiciones de perforación de deslizamiento/ pega

Medidas preventivas (Wang, *et al.*, 2018b):

- Minimizar los cambios de ángulo en el pozo.
- Mantener niveles suficientes de inhibidores de corrosión y barredores de oxígeno
- Detener el tubo, colocar cuñas y bajar el tubo lentamente sobre las cuñas para evitar cortes.
- Usar siempre dos tenazas para enroscar y desenroscar conexiones.
- Asegurar que las tenazas estén 90° en dos planos al aplicar torsión en las conexiones
- No usar tubo doblado con cortes de cuñas profundos o picados por corrosión.
- Contra ensanchar lentamente, minimizando el sobre estiramiento.

- Usar siempre tubo de transición (*HWDP*) entre los *Drill collar* y *Drill pipe*.
- Considerar el mover la pared interior de tubería a la parte superior de la sarta de perforación en cada viaje.
- Rotar las separaciones de conexión en cada viaje.
- Usar el peso adecuado de la BHA para suministrar peso a la barrena.
- Revisar el tazón de inserción de cuñas, el buje maestro y la mesa rotaria para ver si hay desgaste.
- Limpiar e inspeccionar frecuentemente las cuñas y el dado de las tenazas.

*Tabla 1.2. Fallo por fatiga en tubo de la tubería de perforación (Hawker, et al., 2001; Schlumberger, 2016a)*

<i>Punto de Ataque</i>	<i>Ubicación de la falla</i>	<i>Causas</i>
Alteración Interna	16" a 24" del extremo macho o hembra	Cambio marcado de grosor de la pared entre la unión de tubería y el tubo
Área de Cuña	20" a 30" del extremo hembra	Uso de tenaza, sujetar la sarta con las cuñas, cuñas y tazón desgastados, rotación con cuñas
Mitad del Tubo	Sección media entre macho y hembra	Contacto con formación abrasiva al rotar causando desgaste al OD
Zona de transición	Primeras 5 paradas arriba de la BHA	Diferencia de rigidez entre BHA y la tubería de perforación, posibilidad de carga de compresión con WOB excesivo

### **1.3.7 Fatiga en la BHA**

Factores que aceleran la fatiga de la conexión de la BHA (Hawker, et al., 2001):

- Sobre o subtorsión de la conexión, la subtorsión es más común y afecta solamente las clavijas.

- Patas de perro, pozos muy inclinados
- Corrosión por oxígeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, cloruros
- Drill collar desestabilizados en condición de pandeo
- Hoyos de gran diámetro o socavados
- Vibraciones y rebote vertical de la BHA
- Falta de características de alivio de tensión de conexión
- Relación de resistencia a la flexión(BSR) incorrecta
- Torsión errática, condiciones de perforación de deslizamiento/pega

Medidas preventivas (Mlayeh, *et al.*, 2018):

- Minimizar los cambios de ángulo en el pozo.
- Mantener niveles suficientes de inhibidores de corrosión y barredores de oxígeno
- Aplicar la torsión recomendada de conexión con tenazas a 90° en dos planos y calibrar las medidas de las tenazas frecuentemente
- Corregir la torsión recomendada de conexión (RMUT) con el factor de fricción de grasa para rosca.
- Minimizar la vibración/ pandeo de la BHA con estabilizadores y secciones substitutas de choques.
- Inspeccionar BHA en los intervalos recomendados y después de condiciones severas.
- Limpiar en frío los fondos de roscas de conexión.
- Especificar machos con alivios de tensión y hembra con respaldo de orificio (bore back).

- Mantener la relación de resistencia a la flexión (BSR) cerca al valor recomendado para el tamaño del portamechas.

*Tabla 1.3. Fallo por fatiga en la conexión de la BHA*

<i>Punto de Ataque</i>	<i>Causas</i>
Cuello del Macho	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Tensión por torsión de conexión y peso de la BHA.</li> <li>-La carga de tensión y pandeo incrementa la tensión del cuello en lado externo del radio de flexión.</li> <li>-Picadura por corrosión.</li> </ul>
Fondo de la caja (Hembra)	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La carga de flexión aplica tensión circunferencial.</li> <li>-El desgaste del OD de la caja reduce su resistencia.</li> <li>-Picaduras por corrosión.</li> </ul>
Cuello del Macho	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Tensión por torsión de conexión y peso de la BHA.</li> <li>-La carga de tensión y pandeo incrementa la tensión del cuello en lado externo del radio de flexión.</li> <li>-Picadura por corrosión.</li> </ul>
Fondo de la caja (Hembra)	<ul style="list-style-type: none"> <li>-La carga de flexión aplica tensión circunferencial.</li> <li>-El desgaste del OD de la caja reduce su resistencia.</li> <li>-Picaduras por corrosión.</li> </ul>

#### **1.4 Conclusiones Parciales**

El análisis bibliográfico permitió llegar a las siguientes conclusiones parciales:

1. Las causas de las fracturas en las sartas de perforación están dadas por los procesos de fatiga, corrosión y los esfuerzos tensión-compresión.
2. Las principales medidas para prevenir las fallas en la herramienta están encaminadas a minimizar la relación vibración/pandeo de la BHA con estabilizadores y secciones substitutas de choques, así como a mantener niveles suficientes de inhibidores de corrosión y barredores de oxígeno.

## **CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS**

En el capítulo 2 se realiza una descripción de la estructura de la Empresa de Perforación y Extracción del Centro, como está constituida la Unidad Básica Empresarial de Intervención y Perforación de Pozos, y su importancia dentro de la empresa. Se describe también el pozo VDW-1009, lugar donde ocurrieron las fracturas de la sarta de perforación y además se exponen las distintas herramientas de análisis: Selección de expertos, Método de Ishikawa, Diagrama Kendall, Análisis con el Software direccional y Propuestas de Mejora.

### **2.1 Breve Reseña de la organización**

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, creada el 18 de Diciembre de 1976 por la Resolución No. 76-109 del extinguido Ministerio de Minería y Geología; se encuentra ubicada en la zona de Guásimas perteneciente al Municipio de Cárdenas. Tiene su zona de operaciones comprendida en las provincias de Villa Clara, Cienfuegos y Matanzas. Cuenta con el mayor Yacimiento de Petróleo del país, el Yacimiento Varadero con reservas del orden de los 2 mil millones de barriles de petróleo pesado y viscoso con densidades entre 9 y 10 grados API. Posee además otros 6 pequeños yacimientos; que también aportan producción, en algunos casos de petróleo algo más ligero que ayudan a la mezcla para el tratamiento de toda la producción que se vende.

Su misión consiste en satisfacer una parte de las necesidades energéticas del país como resultado de la exploración, el desarrollo de la explotación de yacimientos gaseo

petrolíferos y de los servicios especializados, directamente o como contrapartida de firmas extranjeras, representando a CUPET.

Es una organización empeñada en el desarrollo integral de la actividad petrolera nacional, de manera que alcance el liderazgo productivo y tecnológico en un ambiente innovador y participativo.

### 2.1.1 Estructura Organizativa

La EPEP-Centro está formada por un director General, al cual se subordinan cuatro direcciones (Dirección de Operaciones, Dirección de Capital Humano, Dirección Jurídica y de Supervisión y Control, Dirección Económica Financiera y Dirección Técnica), además de contar con 8 UEB: Mantenimiento, Transporte, Compras y Comercialización, Inversiones, Trabajos Complementarios a la Producción, Seguridad y Protección, Producción y la UEB de Intervención y Perforación de Pozos.



*Figura 2.1: Organigrama de la empresa.*

La UEB de Intervención y Perforación de Pozos tiene como misión: dirigir, supervisar, facilitar y coordinar las operaciones de perforación con medios propios como las

asociadas con compañías extranjeras en tierra y mar. Brindar servicios técnicos especializados en la actividad de construcción (perforación), reparación, rehabilitación, terminación y completamiento de pozos de petróleo y gas, consistentes en los trabajos preparatorios y de pre-inversión, asesoría y auditorías técnicas, supervisión técnica, administración y dirección ejecutiva de las operaciones que incluyen la contratación de servicios y la compra de recursos. Su trabajo está dirigido a ser la organización capaz de representar a la EPEP – Centro y Cupet como el operador para las operaciones relacionadas con la perforación, terminación e intervención de pozos de petróleo y gas.



*Figura 2.2: Organigrama de la UEB IPP*

### **2.1.2 Caracterización del Pozo VDW-1009**

El pozo VDW-1009 pertenece a la EPEP-Centro y está ubicado en los alrededores de Boca Camarioca. Su perforación marcó pautas en la construcción de pozos de largo alcance. A continuación se muestra su información básica.

Tabla 2.1 Datos del pozo VDW-1009(Escalona, 2016)

<i>INFORMACIÓN BÁSICA</i>	
Pozo	VDW - 1009
Socios	Cupét - 100%.
Profundidad Final (PF)	8000 mLI
Tolerancia al Tope y a la PF	+/- 15m en X, Y, y +/- 5m en Z
Equipo de perforación	ZJ-90
Distancia MR - Suelo	12.00 m (a)
Elevación del suelo sobre NM	3.96 m (b)
<i>PROGRAMA DE ENCAMISADO</i>	
Diámetro	Profundidad
20"	0 – 330 m
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	0 – 2600 m
10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub> " <i>liner</i>	2550 – 3400 m
8 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " <i>liner</i>	3350 – 4800 m
6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " <i>liner</i>	4750 – 6185 m
5 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> " <i>Open Hole</i> (Hasta 7200m con dos brazos laterales o un solo caño hasta 8000m)	

La construcción del pozo está definida por diferentes etapas. El gráfico siguiente muestra las acciones que se realizan en cada una de ellas (Escalona, 2016).

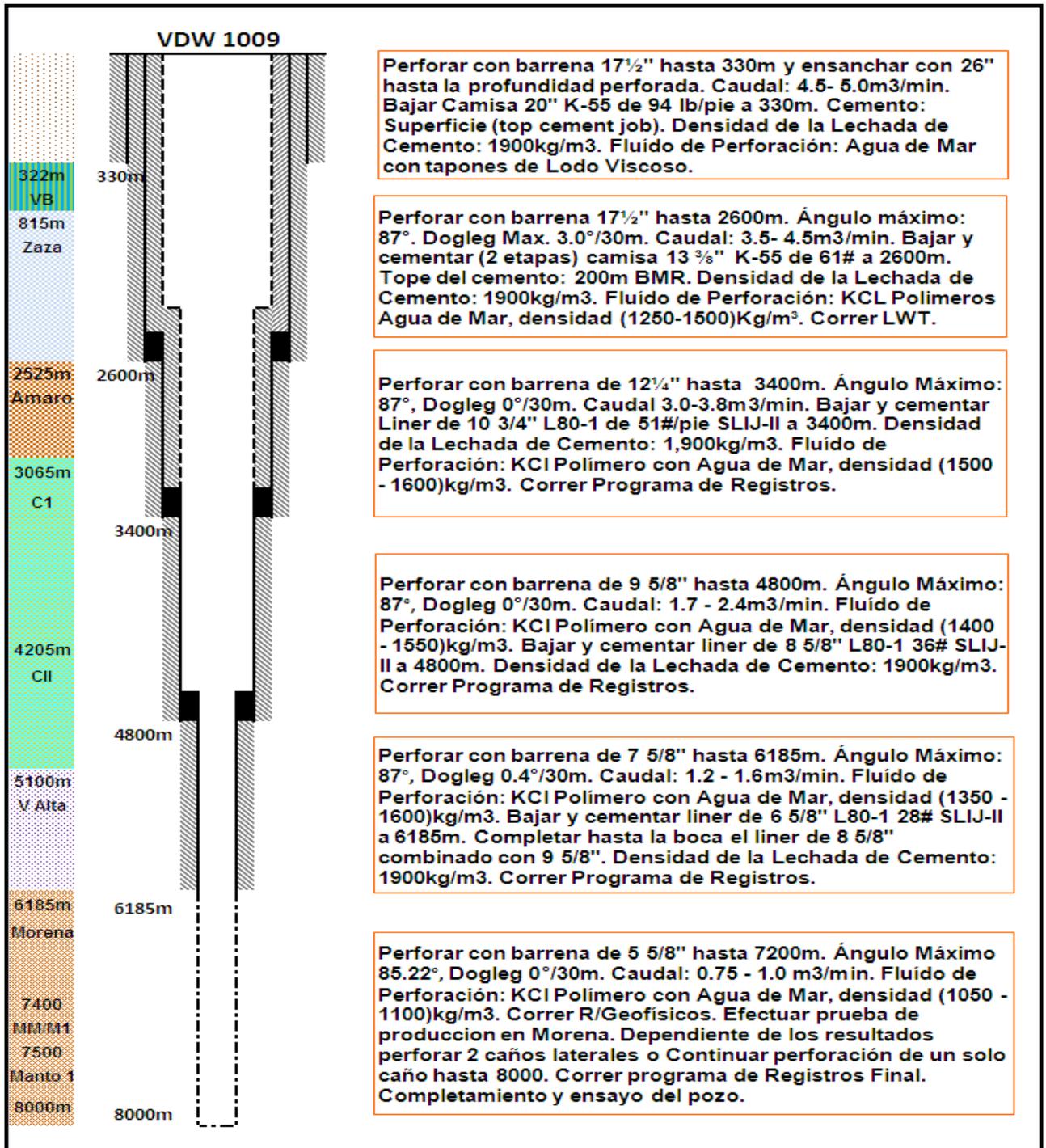


Figura 2.1 Construcción del Pozo. Resumen por Etapas

## **2.2 Procedimiento para la determinación de las causas que inciden en la fractura de la sarta de perforación.**

Para analizar las causas que desencadenan la fractura de la sarta de perforación en pozos de largo alcance se realizan varios pasos, el primero consiste en determinar la competencia de los Expertos a través de una metodología aprobada por el Comité Estatal para la Ciencia y Técnica de la Rusia. El segundo y tercer paso de este procedimiento está en la confección de un diagrama Causa-Efecto y en el desarrollo del método Kendall, el éxito de ellos depende de la buena selección de expertos que se haga.

### **2.2.1 Metodología para la selección de expertos**

Una metodología completa y sencilla para la determinación de la competencia de los Expertos, la constituye la aprobada en 1971 por el Comité Estatal para la Ciencia y Técnica de la (URSS), Rusia actualmente,(García, 2013) para la elaboración de pronósticos científicos técnicos. En esta tecnología la competencia de los expertos se determina por el coeficiente  $k$ , el cual se calcula de acuerdo con la opinión del experto sobre su nivel de conocimiento acerca del problema que se está resolviendo y con las fuentes que le permiten argumentar sus criterios.

$$k = \frac{1}{2}(k_c + k_a). \quad (2.1)$$

$k_c = \text{Evaluación} \times 0,1$   $k_c$ : es el coeficiente de conocimiento o información que tiene el experto acerca del problema, calculado sobre la valoración del propio experto en una escala del 0 al 10 y multiplicado por 0.1 de esta forma, la evaluación 0 indica que el experto no tiene absolutamente ningún conocimiento de la problemática correspondiente, mientras que la evaluación 10 significa que el experto tiene pleno conocimiento. Entre

estas dos evaluaciones extremas hay nueve intermedias, el experto deberá marcar con una cruz en la casilla que estime pertinente.

*Tabla 2.2 Valor del grado de conocimiento o información de cada experto.*

<i>No de Expertos</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>
1										

En segundo lugar se les pide que realicen una autovaloración de sus niveles de argumentación o fundamentación sobre el tema de estudio, para ellos se basan en una serie de indicadores que se les presentan en una tabla, donde tendrán tres posibilidades de evaluación (Alto, Medio y Bajo) en cada indicador. (Acosta, 2015)

*Tabla 2.3 Grado de influencia en cada una de las fuentes según sus criterios*

<i>Fuentes de argumentación</i>	<i>alto</i>	<i>medio</i>	<i>bajo</i>
Análisis teórico realizado por usted			
Su experiencia obtenida			
Bibliografía consultada			
Participación en la confección de bibliografía sobre el tema			
Su propio conocimiento del estado del problema en otros lugares			
Su intuición			

Al experto se le presenta esta tabla sin cifras, se le orienta marcar cuál de las fuentes él considera que ha influido en su conocimiento de acuerdo con el grado Alto, Medio o Bajo. Posteriormente, utilizando los valores de la tabla patrón para cada una de las casillas marcadas por el experto, se calcula el número de puntos obtenidos en total (Perdomo, 2015).

Si  $k_a=1$  el grado de influencia de todas las fuentes es alto, si  $k_a = 0.8$  es medio y si  $k_a = 0.5$  se considera con bajo grado de influencia de las fuentes (García, 2013).

*Tabla 2.4 Tabla patrón*

<i>Fuentes de argumentación</i>	<i>alto</i>	<i>medio</i>	<i>Bajo</i>
Análisis teórico realizado por usted	0.3	0.2	0.1
Su experiencia obtenida	0.5	0.4	0.2
Bibliografía consultada	0.05	0.04	0.03
Participación en la confección de bibliografía sobre el tema	0.05	0.04	0.03
Su propio conocimiento del estado del problema en otros lugares	0.05	0.04	0.03
Su intuición	0.05	0.04	0.03

Partiendo de las Tablas 2.2 y 2.3, se debe calcular  $k_a$  (coeficiente de argumentación) de la siguiente manera:

$k_a = \sum$  (cada valor de la Tabla 2.4 que corresponda a la casilla marcada por el experto en la Tabla 2.3).

Una vez obtenido los valores de  $k_c$  y  $k_a$  se está en condiciones de calcular el coeficiente  $k$  (coeficiente de competencia) a partir de la ecuación 2.1 descrita anteriormente (Acosta, 2015).

## **2.2.2 Construcción del Diagrama Causa-Efecto**

Cuando se ha identificado el problema a estudiar, es necesario buscar las causas que producen la situación anormal. Cualquier problema por complejo que sea, es producido por factores que pueden contribuir en una mayor o menor proporción. Estos factores

pueden estar relacionados entre sí y con el efecto que se estudia. El Diagrama de causa-efecto es un instrumento eficaz para el análisis de las diferentes causas que ocasionan el problema. Su ventaja consiste en el poder visualizar las diferentes cadenas causa-efecto, que pueden estar presentes en un problema, facilitando los estudios posteriores de evaluación del grado de aporte de cada una de estas causas (Ortiz, *et al.*, 2011).

Cuando se estudian problemas de fallas en equipos, estos pueden ser atribuidos a múltiples factores. Cada uno de ellos puede contribuir positiva o negativamente al resultado. Sin embargo, algunos de estos factores pueden favorecer en mayor proporción, siendo necesario recoger la mayor cantidad de causas para comprobar el grado de aporte de cada uno e identificar los que afectan en mayor proporción. Para resolver esta clase de problemas, es necesario disponer de un mecanismo que permita observar la totalidad de relaciones causa efecto (Calidad, 2000).

Un Diagrama de causa-efecto facilita recoger las numerosas opiniones expresadas por el equipo sobre las posibles causas que generan el problema. Se trata de una técnica que estimula la participación e incrementa el conocimiento de los participantes sobre el proceso que se estudia (Acosta, 2015).

#### Construcción:

El Diagrama de causa-efecto es un gráfico con la información siguiente (Acosta, 2015):

- El problema que se pretende diagnosticar.
- Las causas que posiblemente producen la situación que se estudia.
- Un eje horizontal conocido como espina central o línea principal.

- El tema central que se estudia se ubica en uno de los extremos del eje horizontal, donde se sugiere encerrar con un rectángulo, es frecuente que este rectángulo se dibuje en el extremo derecho de la espina central.
- Líneas o flechas inclinadas que llegan al eje principal. Estas representan los grupos de causas primarias en que se clasifican las posibles causas del problema en estudio.
- A las flechas inclinadas o de causas primarias llegan otras de menor tamaño que representan las causas que afectan a cada una de las causas primarias. Estas se conocen como causas secundarias.
- El Diagrama de causa y efecto debe llevar información complementaria que lo identifique. La información que se registra con mayor frecuencia es la siguiente: título, fecha de realización, área de la empresa, integrantes del equipo de estudio, etc

Estructura:

Buena parte del éxito en la solución de un problema está en la correcta elaboración del Diagrama de causa y efecto, para una correcta construcción se recomienda seguir un proceso ordenado, con la participación del mayor número de personas involucradas en el tema de estudio (Ortiz, *et al.*, 2011) .

Ishikawa sugiere la siguiente clasificación para las causas primarias (Ortiz, *et al.*, 2011):

1. Causas debidas a la materia prima.

Se tienen en cuenta las causas que generan el problema desde el punto de vista de las materias primas empleadas para la elaboración de un producto. Por ejemplo: causas debidas a la variación del contenido mineral, pH tipo de materia prima, proveedor, empaque, transporte, etc. Estos factores causales pueden hacer que se presente con mayor severidad una falla en un equipo (Ortiz, *et al.*, 2011).

## 2. Causas debidas a los equipos.

En esta clase de causas se agrupan aquellas relacionadas con el proceso de transformación de las materias primas como las máquinas y herramientas empleadas, efecto de las acciones de mantenimiento, obsolescencia de los equipos, cantidad de herramientas, distribución física de estos, problemas de operación, eficiencia, etc (Ortiz, *et al.*, 2011).

## 3. Causas debidas al método.

Se registran en esta espina las causas relacionadas con la forma de operar el equipo y el método de trabajo. Son numerosas las averías producidas por estrelladas de los equipos, deficiente operación y falta de respeto a los estándares de capacidades máximas (Acosta, 2015).

## 4. Causas debidas al factor humano.

En este grupo se incluyen los factores que pueden generar el problema desde el punto de vista del factor humano. Por ejemplo, falta de experiencia del personal, salario, grado de entrenamiento, creatividad, motivación, pericia, habilidad, estado de ánimo, etc (Ortiz, *et al.*, 2011).

Debido a que no en todos los problemas se pueden aplicar las anteriores clases, se sugiere buscar otras alternativas para identificar los grupos de causas principales. De la experiencia se ha visto frecuentemente la necesidad de adicionar las siguientes causas primarias:

5. Causas debidas al entorno.

Se incluyen en este grupo aquellas causas que pueden venir de factores externos como contaminación, temperatura del medio ambiente, altura de la ciudad, humedad, ambiente laboral, etc (Ortiz, *et al.*, 2011).

6. Causas debidas a las mediciones y metrología.

Frecuentemente en los procesos industriales los problemas de los sistemas de medición pueden ocasionar pérdidas importantes en la eficiencia de una planta.

Es recomendable crear un nuevo grupo de causas primarias para poder recoger las causas relacionadas con este campo de la técnica, por ejemplo: descalibraciones en equipos, fallas en instrumentos de medida, errores en lecturas, deficiencias en los sistemas de comunicación de los sensores, fallas en los circuitos amplificadores, etc (Ortiz, *et al.*, 2011).

Cuidados a tener con el diagnóstico a través del diagrama de causa y efecto:

Para el estudio de los problemas de averías de equipos, el análisis de factores o de calidad sin haber realizado un estudio profundo del equipo, sus mecanismos, estructura y funciones, puede conducir a soluciones superficiales. Frecuentemente la construcción del

Diagrama causa-efecto se realiza a través de la tormenta de ideas, sin tener la posibilidad de validar y verificar a través de la inspección, si un determinado factor aportado por una persona del grupo de estudio contribuye o está presente en el problema que se estudia. De esta forma, los diagramas se hacen complejos, con numerosos factores y la priorización e identificación de estos factores es difícil debido a las relaciones complejas que existen entre estos factores (Acosta, 2015).

Una práctica deficiente y frecuente en los estudios de averías empleando el diagrama causa-efecto (C-E) consiste en que ciertos integrantes del equipo de estudio, fuerzan conclusiones relacionadas con el factor humano como las causas más importantes de la avería. Una vez construido el diagrama C-E el equipo llega a conclusiones como " los factores causales de la pérdida está en un alto porcentaje relacionados con la falta de formación de personal, experiencia, desmotivación, presión de los superiores, etc." No se quiere decir que estos temas no sean vitales; pero ante problemas técnicos de equipamiento, debido a la falta de información y al no poder priorizar los factores con datos, se especula y finalmente se evade el problema central, que en conclusión es un problema técnico (Acosta, 2015).

Otra situación anormal y que hay que evitar en el uso del Diagrama C-E durante el análisis de las causas, consiste en la omisión de factores causales, debido a que no se realiza una observación directa de la forma como se relacionan las variables. La falta de evaluación del problema *in situ* no permite reducir los problemas en forma dramática; simplemente se eliminan parcialmente algunos de los factores causales (Acosta, 2015).

Puede considerarse que esta metodología es lo suficientemente útil y brinda beneficios importantes, especialmente para mejorar el conocimiento del personal, ya que facilita un medio para el diálogo sobre los problemas de la planta. El empleo del diagrama C-E ayuda a preparar a los equipos para abordar metodologías complementarias, que requieren un mayor grado de disciplina y experiencia de trabajo en equipo. El enfoque de calidad se puede emplear como un primer paso en la mejora de problemas esporádicos, que también hay que eliminarlos; una vez alcanzadas estas mejoras y como parte del proceso de mejora continua (Acosta, 2015).

### **2.2.3 Método Kendall**

Utilizado para determinar cuáles de las características sustitutivas se van a priorizar. Consiste en priorizar los criterios de un grupo de especialistas (nunca menos de 7) con conocimientos de la problemática sometida a estudio, de manera que cada integrante del panel vaya ponderado según el orden de importancia que cada cual entienda a criterio propio y así determinar la nomenclatura de las características o causas analizadas.

Dado que el mismo se utiliza para evaluar características que no necesariamente tienen que medirse a través de un instrumento de medición, siendo este el caso que concierne. Este método consiste en unificar los criterios con el uso de herramientas estadísticas de un grupo de especialistas con conocimiento del tema sometido a estudio (Orozco y García, 2017).

Para cumplimentar esta tarea se siguen los siguientes pasos (Orozco y García, 2017):

- Selección del panel de expertos.

- Determinación del grado de concordancia de los expertos.
- Cálculo del coeficiente de ponderación.
- Análisis de los resultados obtenidos.

Determinación del grado de concordancia entre los expertos:

Se hace necesario determinar el grado de concordancia entre los expertos, para lo cual se utiliza el coeficiente de Kendall, que responde a la siguiente expresión (Orozco y García, 2017):

$$W = \frac{12 S}{m^2 (K^3 - K)} \quad (2.2)$$

Dónde:

$$S = \sum_{i=1}^K \left[ R_i - \frac{\sum R_i}{K} \right]^2 = \sum_{i=1}^K \Delta^2 \quad (2.3)$$

S – Suma de cuadrados de las desviaciones observadas de la media.

R<sub>i</sub> – Suma de criterio de los expertos con relación al factor i.

K – Número de factores investigados.

m – número de expertos.

El coeficiente W toma valores entre 0 y 1. Si toma valor 0 indica que existe una total discrepancia entre los miembros del panel, contrariamente si alcanza valor 1 se establece una concordancia perfecta entre estos. En la práctica esto apenas ocurre, obteniéndose valores intermedios por lo que se hace necesario utilizar una prueba de hipótesis que permita predecir si es significativa o no la concordancia entre los expertos.

Esta prueba de hipótesis se debe realizar según se indica a continuación (Fang, *et al.*, 2019):

H<sub>0</sub>: W = 0 no hay concordancia significativa.

H<sub>1</sub>: W = 1 hay concordancia significativa.

$$F_R = \frac{(m-1)W}{1-W} \quad (2.4)$$

- Con  $\alpha_1 = (K + 1 - m/2)$  grados de libertad del numerador y  $\alpha_2 = (m - 1) \alpha_1$  grados de libertad del denominador.

Entonces, si se cumple que  $F_R > F_{t(0,05, \alpha_1, \alpha_2)}$ , se rechaza la hipótesis nula y se concluye que la concordancia entre los expertos es significativa. Se expone que cuando  $W > 0,5$  no es necesario realizar la prueba de hipótesis

#### Cálculo del coeficiente de ponderación:

Una vez aprobada la significación de la concordancia, se calcula el coeficiente de ponderación para cada variable aplicando la siguiente ecuación:

$$K_i = \frac{R_i}{\sum R_i} \quad (2.5)$$

La sumatoria de las K<sub>i</sub> debe ser igual a uno

## **2.3 Descripción del Software direccional utilizado para la planeación y perforación de pozos.**

El software utilizado es una aplicación completa y de fácil uso para la planeación de pozos, manejo de trayectorias y análisis de ingeniería de perforación; que permite a las compañías de servicios de perforación planificar pozos con mayor exactitud, reducir riesgos e incertidumbres al perforar, conocer la ubicación y perforar con más seguridad. El software es independiente de los servicios tradicionales petroleros y brinda soluciones que ayudan a los clientes alcanzar sus objetivos libres de conflicto de interés.

Arquitectura única para flujos de trabajo enfocados en resultados, es una sola aplicación integrada con una sola base de datos, que trabaja bajo el sistema operativo. Esto permite niveles de integración sin precedente, interface consistente y amigable, y resultados más rápidos a través de flujos de trabajo de ingeniería altamente eficientes y flexibles. Los datos se ingresan una vez y están disponibles instantáneamente en todas las áreas de la aplicación, asegurando, su integridad y evitando ser transferidos o reingresados.

El software es un sistema configurable para múltiples usuarios, apropiado para una amplia implementación empresarial. Su robusta capacidad en manejo de datos, entrega a los usuarios individuales o en grupo, una base de datos con control de acceso de alto nivel. El registro de todos los objetos de la base de datos permite auditoria en todas las modificaciones.

Un modelo de licencia flexible tiene una escala práctica que permite acceder a cualquier combinación entre planificación e ingeniería de pozo.

### **2.3.1 Planeación de pozos y manejo de trayectorias**

Gestión de datos: El software se ejecuta en la base de datos y funciona como base de datos corporativos para el pozo. Con el software, la ubicación de los campos, estructuras y conductores, pueden ser descritas en coordenadas geográficas o Lambert entre más de 1,000 sistemas de coordenadas guardas en la base de datos. Los sistemas de unidades, factores de acercamiento y otras condiciones, se pueden especificar individualmente. Se pueden guardar para cada pozo, elevaciones y el *datum* permanente de los conductores de cada pozo, permitiendo reingresar los datos de pozos sin modificar datos originales. Esto asegura integridad de la base datos y ofrece un historial definitivo del pozo, incluyendo elevaciones, trayectorias sobrescritas y ejemplo de errores (Sysdrill, 2018).

Planeación de pozos: Una interface gráfica de usuario ayuda al ingeniero de perforación visualizar los objetivos, incluyendo forma, dimensiones, espesor, rotación, buzamiento y desplazamiento. Se pueden cargar y visualizar superficies geológicas como fallas y horizontes, además se pueden calcular las intersecciones de la trayectoria con dichas formaciones geológicas.

Se puede usar el software para planificar *side track*, pozos multilaterales y retomar trayectorias ligándolos con otros ya existentes en la base de datos. Se pueden definir tuberías de revestimiento, secciones de pozo, comentarios y modelos de error. También se pueden cargar y visualizar líneas de permisos y límites locales (Sysdrill, 2018).

Incertidumbre posicional: El software tiene un rango completo de técnicas de modelado para MWD, *Gyro*, e instrumentos solo para estudios de pozos inclinados. Estas incluyen los conos de incertidumbre, modelos de *Wolff* y de *Wardt*, *ISCWSA magnetic*, y modelos *Gyro*. Además pueden crear modelos de errores recomendados por usuarios en base a

especificaciones de los fabricantes de herramientas. Los formatos WITSML y archivos .ipm son compatibles (Sysdrill, 2018).

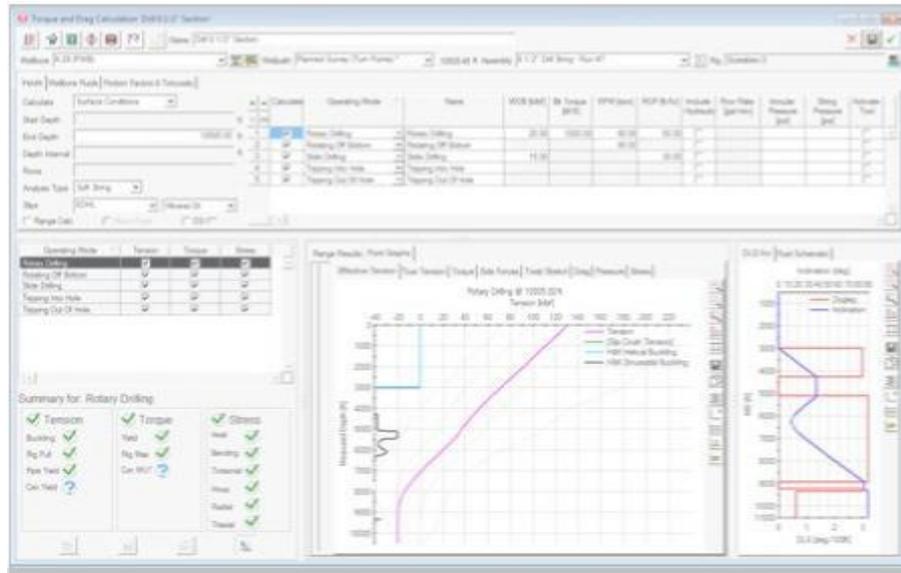
### **2.3.2 Ingeniería de Perforación**

Torque y Arrastre: El sistema de análisis de Torque y Arrastre se usa para validar diseños de pozo, previendo posibles fallas en las sartas de perforación, y disminuir tiempos no productivos. Los ingenieros de perforación lo pueden usar para modelar y evaluar todo tipo de BHA, por ejemplo: Sartas de perforación, corridas de tuberías de revestimiento, sartas de terminación, y condiciones como atrapamiento por derrumbes, margen de jalón entre otras (Sysdrill, 2018).

Constructor de sartas: El constructor sartas (BHA) permite construir rápidamente sartas complejas filtrando por herramientas en los catálogos de equipos de perforación.

El tipo y grado de material son totalmente personalizables, lo cual permite definir y agregar nuevas herramientas a un catálogo existente o a un nuevo catálogo. Uniones rotatorias API y conexiones de las tuberías de revestimiento, son modeladas permitiendo cálculo de propiedades y límites operacionales de las mismas.

Los BHA creados, se pueden guardar en catálogos para uso futuro y se pueden añadir nuevos catálogos (Sysdrill, 2018).



*Figura 2.2 Visualizaciones gráficamente de las combinaciones, propiedades mecánicas y dimensiones físicas de las herramientas*

Análisis de sartas suaves y rígidas: La opción de análisis de tuberías suaves y rígidas permite calcular todas las fuerzas que actúan sobre BHA, incluyendo torsión, arrastre, tensión y fuerzas axiales. Las cargas calculadas se comparan con los límites de la sarta, pandeo, y los límites operacionales del equipo de perforación. Los resultados se presentan en forma de “semáforo” para su identificación rápida.

Es posible correr múltiples modos de operación en un solo análisis, lo que permite modelar el proceso completo de perforación para una determinada sección del pozo (Sysdrill, 2018).

Análisis de sensibilidades por factores de fricción: El módulo de sensibilidades por factor de fricción realiza un análisis a diferentes profundidades usando diferentes factores de fricción, de tal modo que arroja un resumen con los resultados en superficie. La carga al gancho y torque en la superficie, obtenidos en el equipo pueden ser cargadas y mostradas

en gráficas. Esto permite la comparación directa de modelos de carga diseñados con las cargas reales que se observan al perforar. Las herramientas para corrección de datos y el recalcado automático de los factores de fricción permiten que el modelo esté calibrado con precisión (Sysdrill, 2018).

Reducción de torque: El factor de reducción de fricción, axial y torsional, puede ser incorporado para modelar la última herramienta de reducción de torque. Usando datos de pozos ya perforados, los factores de fricción pueden ser recalculados permitiendo un análisis realista para futuros pozos. Al incluir efectos hidráulicos, las fuerzas adicionales viscosas y la tensión inducida por la presión, son incluidas en los cálculos. El cálculo del empaclado permite modelar las condiciones de instalación del *liner* y del colgador, incluyendo rotación del *liner* y calcula el máximo pesos de asentamiento (Sysdrill, 2018).

Sarta atascada: Este módulo se emplea para predecir con precisión la profundidad en la cual se atascó la sarta durante la perforación, en base a la medición en la superficie del torque y vueltas, o margen de jalón y la elongación, considerando la inclinación del pozo.

Análisis de la velocidad crítica de rotación: Este análisis se usa para predecir las velocidades de rotación donde las frecuencias resonantes puedan desarrollarse. El análisis considera modos de vibración axial, lateral y torsional, y resalta que velocidades de rotación se deben evitar para prevenir excesivo daño a las sargas de tuberías (Sysdrill, 2018).

Análisis de fatiga DS-1: Torque y Arrastre ofrece la implementación del módulo de diseño TH-Hill DS-1TM basado en la curvatura e índices de estabilidad para cuantificar el efecto de la fatiga. El modulo permite analizar cualquier pozo planeado de acuerdo con

el diseño estándar DS-1, asegurando así, que la fatiga en la tubería de perforación y el BHA sean evaluados y minimizados (Sysdrill, 2018).

## **2.4 Conclusiones Parciales**

Al finalizar el presente capítulo, se pudo arribar a las siguientes conclusiones parciales:

1. La aplicación de la metodología del Comité Estatal para la Ciencia y Técnica de la Rusia es adecuada para una correcta selección de los expertos.
2. El desarrollo del diagrama Ishikawa favorece la identificación de las causas que provocan la rotura de la sarta de perforación.
3. La utilización del software permite realizar un mejor análisis sobre las fallas y así proponer mejoras más efectivas.

## CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se exponen los resultados de la aplicación de los métodos: Selección de Expertos, Construcción del Diagrama Causa-Efecto, Método Kendall. Se hacen propuestas de mejoras para las fracturas de las sartas de perforación con la ayuda de software y se analiza el impacto económico con la aplicación de las mejoras.

### 3.1 Resultados del procedimiento para la determinación de las causas que inciden en la fractura de la sarta de perforación.

Se seleccionaron los expertos para confeccionar el diagrama Causa-efecto. Se aplicó el método Kendall para poder priorizar los criterios de los especialistas que tenían conocimiento de la fractura de la sarta de perforación.

#### 3.1.1 Selección de expertos

A la metodología se le realizaron discretas adaptaciones para adecuarla a las características de la empresa objeto de estudio, lo que permitió determinar el coeficiente de competencia de los Expertos:

Cálculos de los niveles de información o conocimiento de cada encuestado ( $k_c$ )

- Experto: N°1  $k_c = 9 * (0.1) = \mathbf{0.9}$ , N°2  $k_c = 4 * (0.1) = \mathbf{0.4}$ , N°3  $k_c = 4 * (0.1) = \mathbf{0.4}$ ,  
N° 4  $k_c = 7 * (0.1) = \mathbf{0.7}$ , N° 5  $k_c = 9 * (0.1) = \mathbf{0.9}$ , N° 6  $k_c = 4 * (0.1) = \mathbf{0.4}$ , N° 7  
 $k_c = 9 * (0.1) = \mathbf{0.9}$ , 8  $k_c = 7 * (0.1) = \mathbf{0.7}$

Autovaloración de sus niveles de argumentación o fundamentación de la cuestión en investigación

Tabla 3.1 Grado de influencia en cada una de las fuentes según sus criterios

<i>FUENTES DE ARGUMENTACIÓN</i>	<i>ALTO</i>	<i>MEDIO</i>	<i>BAJO</i>
Análisis teórico realizado por usted		1;2;4;5;6;7;8	3
Su experiencia obtenida	1;5;7;8	2;3;4;6	
Bibliografía consultada		1;3;4;5;6;7;8	2
Participación en la confección de bibliografía sobre el tema			1;2;3;4;5;6;7;8
Su propio conocimiento del estado del problema en otros lugares	1;7	2;3;5;6;8	4
Su intuición	1;7;8	2;3;4;5;6	

Coefficiente de argumentación ( $k_a$ ),

- Experto N° 1  $k_a = 0.2 + 0.5 + 0.04 + 0.03 + 0.05 + 0.05 = \mathbf{0.87}$
- Experto N° 2  $k_a = 0.2 + 0.4 + 0.03 + 0.03 + 0.04 + 0.04 = \mathbf{0.74}$
- Experto N° 3  $k_a = 0.1 + 0.4 + 0.04 + 0.03 + 0.04 + 0.04 = \mathbf{0.65}$
- Experto N° 4  $k_a = 0.2 + 0.4 + 0.04 + 0.03 + 0.03 + 0.04 = \mathbf{0.74}$
- Experto N° 5  $k_a = 0.2 + 0.5 + 0.04 + 0.03 + 0.04 + 0.04 = \mathbf{0.85}$
- Experto N° 6  $k_a = 0.2 + 0.4 + 0.04 + 0.03 + 0.04 + 0.04 = \mathbf{0.75}$
- Experto N° 7  $k_a = 0.2 + 0.5 + 0.04 + 0.03 + 0.05 + 0.05 = \mathbf{0.87}$
- Experto N° 8  $k_a = 0.1 + 0.5 + 0.04 + 0.03 + 0.03 + 0.05 = \mathbf{0.75}$

Después de obtener los coeficientes  $k_c$  y  $k_a$ , se pudo calcular el coeficiente de competencia  $k$  a través de la fórmula:  $k = 0.5 * (k_c + k_a)$  ecuación (2.1)

Los coeficientes de competencia de los Expertos son:

- Experto N° 1  $= 0.5 * (0.9 + 0.87) = \mathbf{0.885}$
- Experto N° 2  $= 0.5 * (0.4 + 0.74) = \mathbf{0.57}$

- Experto N° 3 =  $0.5 * (0.4 + 0.65) = \mathbf{0.525}$
- Experto N° 4 =  $0.5 * (0.7 + 0.74) = \mathbf{0.72}$
- Experto N° 5 =  $0.5 * (0.9 + 0.85) = \mathbf{0.875}$
- Experto N° 6 =  $0.5 * (0.4 + 0.75) = \mathbf{0.575}$
- Experto N° 7 =  $0.5 * (0.9 + 0.87) = \mathbf{0.885}$
- Experto N° 8 =  $0.5 * (0.7 + 0.75) = \mathbf{0.75}$

El código de interpretación de tales coeficientes de competencias es el siguiente: (Acosta, 2015)

- Si  $0.8 \leq k \leq 1.0$  coeficiente de competencia alto.
- Si  $0.5 \leq k \leq 0.8$  coeficiente de competencia medio.
- Si  $k \leq 0.5$  coeficiente de competencia bajo.

Resultados obtenidos:

Los expertos 1; 5 y 7 son de competencia alta, los expertos 2; 3; 4; 6 y 8 son de competencia media. Se determinó que el total de expertos debía ser impar para eliminar posibles empates en tomas de decisiones, el experto 3 se eliminó y se propuso de moderador.

### **1.1.1 Construcción del Diagrama Ishikawa. Argumentación de las causa**

Las causas de las fracturas de la sarta de perforación están distribuidas en cinco áreas: Geología, Operaciones, Construcción de Caño, Herramientas y Recursos Humanos. A continuación se describen como están presentes en cada área.

#### **Geología**



Algunos de estos paquetes son menos compactos, menos densos y más fracturados pues los materiales que contienen, (serpentinización, menos presencia de gabros y diabasa, ausencia de piroxenitas, ausencia de materiales como el pedernal), traen como efecto que se puedan fracturar con mayor facilidad, lo cual conduce a la posibilidad de aumentar el diámetro del agujero perforado, esto provocaría un desplazamiento lateral considerable de la sarta al chocar con el agujero.

Este fenómeno causa pandeo en la sarta y a la vez desencadena el fenómeno de la fatiga, lo que trae consigo la fractura de la herramienta. Por otra parte, los materiales presentes en algunos de estos paquetes también son propicios a hidratarse. Esto provoca estrechamientos en el caño y conduce a pegas de la herramienta. Lo anteriormente expuesto se pudo comprobar al analizar los reportes diarios de perforación, ya que las pegas fueron continuas en este intervalo. La praxis ha demostrado que los trabajos para eliminar las pegas someten a grandes tensiones a la sarta de perforación y estas pudieran fracturarla o provocar una deformación plástica en la herramienta, trayendo consigo un punto de partida para una fractura. Muestra de ello es la primera avería que se analizó, la cual ocurrió cuando se realizaban los trabajos para salir de un empacamiento.

Los otros paquetes de ofiolitas presentan una gran dureza en sus materiales (peridotitas, piroxenitas, gabros y diabasas, además de abundantes horizontes de conglomerados y brechas, con pedernal como fragmentos de estos) lo cual provoca q las ROP sean muy bajas (en ocasiones menores que 1) y por consiguiente que la sarta esté rotando mucho tiempo en el mismo lugar. El roce continuo de un punto de la herramienta con una

formación dura perfectamente pudiera ser un factor desencadenante para una avería de este tipo. La segunda avería ocurrió después de haber eliminado una pega y en ese momento se perforaba con bajas ROP. Esta herramienta se encontró en ese momento en la formación más dura que se había perforado.

Intervalo de ofiolitas: 1215m a 2480m MD

- 1215m – 1358m MD intervalo muy heterogéneo de ofiolitas serpentinizadas y ofiolitas duras.
- 1358m – 1444m MD ofiolitas serpentinizadas (Fig 3.2). En este intervalo mientras se realizaba *Back reaming* se traba la herramienta a 1398 m MD por primera vez, en esta zona los estrechamientos fueron continuos, propiciados posiblemente, por la hidratación de las ofiolitas serpentinizadas.

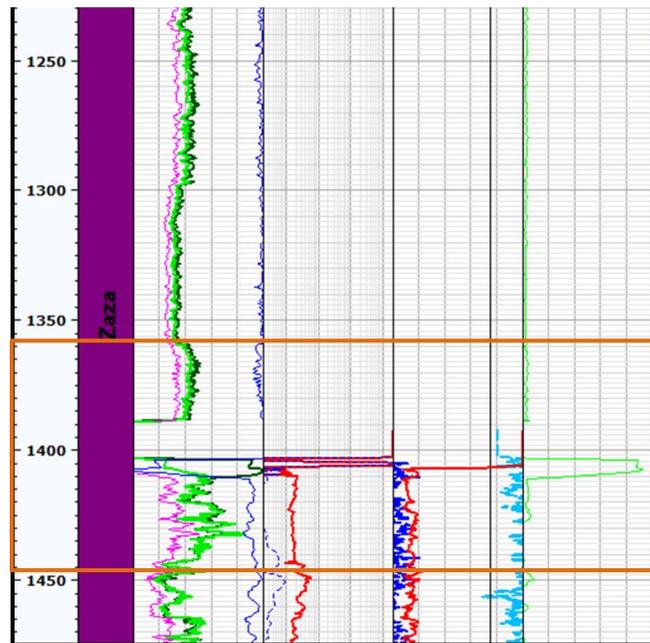


Fig. 3.2 Imagen de los registros geofísicos en el intervalo correspondiente a los dos primeros paquetes descritos. (Se muestra con rectángulo naranja el segundo paquete descrito, correspondiente a ofiolitas serpentinizadas)



El rectángulo verde muestra el paquete descrito, correspondiente a ofiolitas duras.

- 1510m-1580m MD ofiolitas serpentinizadas.
- 1580m-1634m MD intervalo muy heterogéneo de ofiolitas serpentinizadas y ofiolitas duras.
- 1634m-2480m MD ofiolitas duras, con dos intercalaciones de paquetes heterogéneos, en 1783m-1830 m MD y 2107m-2192m MD respectivamente

### **Operaciones y Construcción del Caño**

#### Antecedentes de la primera avería:

Después de haber perforado 1000m MD, surge la necesidad de realizar *Back reaming* en cada *Wiper trip*. Cuando se alcanzan los 1200m MD se incrementa la necesidad por cada tubo perforado. Están como zonas de estrechamiento: 1346-1344m MD (OP-13T), 1308-1305m MD (OP-17T), a 1265MD (OP-21T) y picos de presión [ $\pm 100$  psi (6,89 bar)] y torque [ $\pm 200$ lbft (271Nm)] en el intervalo 1280- 1243m MD.

El día 2/03/15 se perfora a 1397m MD y hay presencia de torque errático.

El día 6/03/15 se perfora hasta 1527m MD y se observa en zaranda grandes cortes, que corresponden a la muestra 1476MD.

El día 7/03/15 hay pequeñas pérdidas por infiltración ( $10\text{m}^3/\text{día}$ ) con caudal de  $3.6\text{m}^3$  y con incremento de densidad de 1.52, 1.54 y  $1.56\text{g/cm}^3$  hasta llegar a 2002m MD.

El día 14/03/15 se realizaba un *Wiper trip* surge la necesidad de rimar, se avanza con mucha lentitud y se traba la herramienta.

El día 2/03/15 (#37) se maniobró la tubería con torque máximo de 3500lbft (4745Nm) y peso en el gancho de 40 KDaN hasta 160 KDaN arriba y abajo reiteradas veces, se chequeaba el avance de la herramienta. Al no encontrar movimiento se incrementó peso paulatinamente hasta 260 KDaN sin resultado. Se aumenta torque a 4500lbft (6101Nm) para apretar más la tubería y se incrementa peso en el gancho gradualmente de 280 KDaN a 300 KDaN después de haber liberado el torque. Estas operaciones no tuvieron éxito por lo que fue necesario cortar la tubería y realizar un *side track*.

Debe resaltarse los contenidos de arena, los cuales están reflejados en el Anexo III

#### Avería # I

El día 4/05/15. Se rima caño de 1212 hasta 1272m MD, se encuentra obstrucción. Se trabaja la sarta y se varían los parámetros sin éxito. Se decide sacar herramienta(S/H) para cambiar BHA. Se bombeó *pill* y circuló a 1240m, gran cantidad de cortes en zarandas de granulometría diversa (+*cavings*). S/H de 1240m hasta la superficie, se tuvo solo que rimar de 1240-1209m (OP: 15T). Desmontan BHA de calibración y montan estabilizador de 12 1/4" (311mm) con *bullnose*. Se baja herramienta (B/H) hasta 1231m. Se rimó caño con bajos parámetros de 1231m hasta 1270m. Se topa obstrucción a 1272m, se intenta poner bomba y rotación sin resultados (herramienta trabada con SPP: 900psi para 0,3m<sup>3</sup>/min). Se trabajó sarta aplicando torque y tensionando hasta 200T, accionó martillo, liberando sarta a 1257m.

El día 6/05/15 (#89). Se baja herramienta hasta 2026m, rimando en varios intervalos. Durante un chequeo de peso se nota un poco de arrastre; se saca la última lingada y se conecta *Top Drive* se logra rotación a baja rpm pero con torque de 10000 lb/ft

(13558Nm) y con retorno intermitente a bajo caudal 0,2 m<sup>3</sup>/min y con presión de 500psi (3447bar). Se trata de maniobrar herramienta, pero se nota aumento de torque y presión por lo que se espera que se libere la presión.

Durante la espera se incrementa torque, se para la rotaria y se pierde retorno. Se comienza a realizar maniobra con torque hacia abajo y hasta el punto neutro, se tensiona la tubería hasta 220 KDaN, durante la maniobra se libera el torque y se obtiene retorno nuevamente. Mientras se espera por la estabilización de los parámetros, se incrementan nuevamente el torque y la presión. Se maniobra la herramienta con torque hacia abajo y hasta el punto neutro y sin torque se tensiona la tubería.

Cuando se tensionaba la herramienta se nota liberación de la sarta, lo cual trae consigo un retorno normal en superficie. Al obtener caudal de trabajo y comprobar peso, se nota una diferencia de 200-300psi (13,79-20,68bar) y de 15 KDaN de peso por lo que se sospecha pérdida de elementos de la sarta. Se realizan intentos de conexión ante posible desenrosque, no se obtiene éxito y se saca la herramienta, se observa que el tubo de 6 5/8" (168,28mm) está partido a la profundidad de 1248m, y se queda en el pozo 747,42m de la herramienta. Se prepara herramienta con *overshot* de 11 3/4" (298,45mm) con *basket grapple* de 6 5/8" (168,28mm) y *jar*.

## Avería # 2

El día 22/5/2015 se perforó de 1272-1311m, con ROP: 2m/h. A partir de 1296m se observa disminución de ROP y torque errático, lo cual genera valores de S&S que en ocasiones superan el 80% de las rpm en superficie. Se compromete el trabajo del *Power Drive* con estos valores de S&S y la baja ROP. Se realizó test de perforabilidad y se

variaron los parámetros para optimizar ROP y mitigar S&S, no se lograron cambios significativos. Se decide S/H para chequear BHA. Se circuló fondo, inyectando píldoras de limpieza. Se saca herramienta de 750m a la superficie, se saca filtro de tubería situado en el *slim pulse*, se probó unidad electrónica del *power drive* y se constató que no respondía a los comandos, se cambia módulo electrónico del *power drive* y la prueba da bien.

El 27/5/2015 se perforó de 1471m hasta 1500m, se repasan los sencillos una vez y tres veces la lingada. Durante la perforación se presentó una caída de presión de 150psi (10,34bar) y se revisó instalaciones de superficie, recuperándose nuevamente la presión de trabajo. Se detuvo la perforación por baja ROP (+/-1,5m/h) para realizar *Wiper Trip*. Se bombeó píldora y se evaluó recuperación en CFM.

Mientras se circulaba para recorrer caño a 1494m, se tuvo una disminución en la presión del sistema, de 2620psi (180,64bar) hasta 1820psi (125,48bar) y se pierde la señal del MWD de forma inmediata (se sospecha tubo partido en el BHA por encima del MWD). Se saca la herramienta a superficie, sin restricción en toda la maniobra y se detecta el DC 8 1/4" (209,55mm) del SPSA partido por la caja (aprox. 90 mm), por lo que queda en el pozo 20.60m del BHA: barrena de insertos 17 1/2'(444,5mm)+PD1100-X6+*Float Sub*+17 1/4" (438,15mm) SStab+8"(203,2mm) *Pony Flex* + *Lower X/O*+8 1/4"(209,55) SPSA w/MWD. Se decide armar composición de calibración para bajar camisa de 13 3/8" (339,725mm) hasta 1400m.

### Avería # 3

El día 06/09/2015 se armó la herramienta de calibración (BHA 2) para calibrar el pozo y aparece resistencia cuando pasa la herramienta por diferentes profundidades. Se Saca la herramienta desde 3589 hasta 394m y se realizan circulaciones intermedias a 2617, 2242 y 1378m, se deja el pozo completamente lubricado para recibir camisa de 9 5/8" (244,48mm). Se extrae la herramienta desde 394m hasta la superficie y se desmonta la herramienta de calibración. Mientras se terminaba de desmontar la herramienta de calibración, se observa que la misma se encontraba partida exactamente por la parte superior del primer DC de 8"(203mm) a 200mm del primer estabilizador, por lo que queda en el pozo (Barrena tricónica 12 1/4" (311,15 mm) + bit sub + *Drill collar* de 8"(203mm)(partido), un total de 10,30m de herramienta.

Los análisis hechos a las operaciones realizadas en la construcción del pozo, son los indicios que llevan a los expertos a determinar que las subcausas en las materias operaciones y construcción del caño sean:

- Construcción angular con grandes diámetros.
- Diseño del pozo con altos *dogleg* (cambios en la inclinación y dirección) y grandes desplazamientos.
- Presencia de patas de perro y ojos de llaves.
- Pobre limpieza
- Bajas ROP, Pegas y Torques erráticos. Factores que generan esfuerzos cíclicos
- Ausencia de pasos estandarizados para accionar a la hora de cambios en las condiciones de perforación.

## **Herramientas**

En esta materia los expertos se pronunciaron sobre dos áreas: el diseño de las sargas de perforación utilizadas y las prestaciones de estas, y analizaron sus propiedades mecánicas y diámetros.

Bajo ciertas condiciones operacionales, en un material específico, los altos niveles de esfuerzo causan la formación rápida y el crecimiento de grietas por fatiga. El control de esfuerzos, en las operaciones de perforación, comienza con el diseño de la sarga y la selección de las roscas. Esto incluye el control de flexión y pandeo al igual que evitar concentradores de esfuerzos (Aird, 2016).

En las simulaciones realizadas en la avería # 1 y 3 se pudo apreciar que el diseño de las herramientas no era el más idóneo para prevenir la fatiga en las sargas de perforación.

## **Recursos Humanos**

Se pudo constatar a través de entrevistas a expertos que:

- El registro histórico de fallas estandarizado no profundiza en las particularidades de las averías (modelo de chequeo)
- No existe acceso in situ a software ni a información actualizada.
- Poca experiencia en la perforación de pozos de este tipo.

A continuación, aparece el diagrama Causa-Efecto. Resultado de las argumentaciones de las causas desarrolladas por los expertos, el mismo desglosa en cinco áreas (recursos humanos, herramientas, geología, caño y operaciones) todas las causas que inciden en la fractura de la herramienta, dentro de ellas diez son primarias y catorce secundarias.

# DIAGRAMA CAUSA-EFECTO

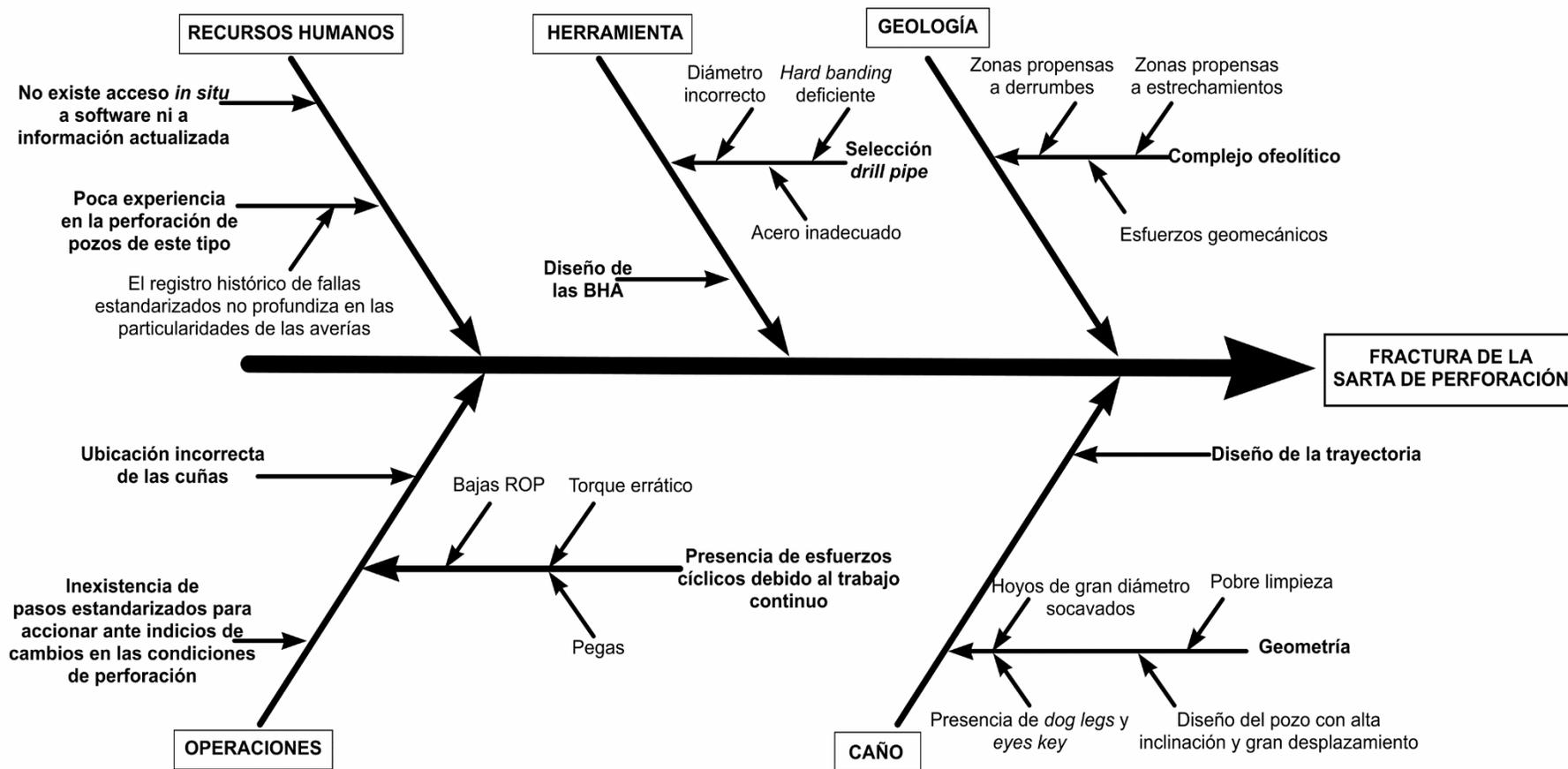


Figura 3. 4 Diagrama Causa-Efecto

### 3.1.2 Análisis de los resultados de la aplicación del Método Kendall

Dada la imposibilidad de trabajar en las soluciones de todas las causas que pudieron desencadenar la fractura de la herramienta, se decidió utilizar el Método Kendall para ponderar el nivel de importancia de cada una de ellas.

Tabla 3.2: Resultados obtenidos al entrevistarse con los expertos.

K	Característica	Criterio de Expertos								Ri	$\Delta$	$\Delta^2$	Ki
		1	2	3	4	5	6	7	8				
1	Complejo ofeolítico.	10	10	9	8	8	10	9	10	74	31	961	0.1721
2	Inexistencia de pasos estandarizados para accionar a la hora de cambios en los parámetros de la perforación.	5	3	4	5	1	8	7	5	38	-5	25	0.0883
3	Geometría del Caño.	9	9	10	7	10	7	10	9	71	28	784	0.1651
4	Selección de <i>drill pipe</i>	6	4	5	4	5	2	6	4	36	-7	49	0.0837
5	Ubicación incorrecta de las cuñas.	4	5	8	3	4	3	4	3	34	-9	81	0.0790
6	Diseño de la trayectoria del pozo.	3	7	3	6	6	5	2	6	38	-5	25	0.0883
7	Poca experiencia en la perforación de pozos de este tipo.	2	1	1	2	3	4	1	2	16	-27	729	0.0372
8	Presencia de esfuerzos cíclicos debido al trabajo continuo	8	6	7	10	9	9	5	8	62	19	361	0.1441
9	No existe acceso in situ a software ni a información actualizada.	1	2	2	1	2	1	3	1	10	-33	1089	0.0233
10	Diseño de la BHA	7	8	6	9	7	6	8	7	51	8	64	0.1186
										430		4168	1

El coeficiente de Kendall que se obtiene es:

$$W = \frac{12 \times 4168}{8^2 \times (10^3 - 10)} = 0,789$$

Al tomar el coeficiente de Kendall un valor superior a 0.5 (en este caso  $W=0,789$ ) queda demostrado que existe concordancia entre los expertos y que por tanto sus resultados son válidos.

Como ya se expuso, este método se utilizó dada la necesidad de determinar qué causas eran las más determinantes en la fractura de la sarta de perforación de acuerdo con el criterio de los expertos, a continuación, se ofrece la ubicación en el mismo orden de importancia que lo determinaron los expertos

4. Complejo ofeolítico
5. Geometría del Caño.
6. Presencia de esfuerzos cíclicos debido al trabajo continuo
7. Diseño de la BHA
8. Diseño de la trayectoria del pozo.
9. Selección de *drill pipe*
10. Inexistencia de pasos estandarizados para accionar a la hora de cambios en los parámetros de la perforación.
11. Ubicación incorrecta de las cuñas.

12. Poca experiencia en la perforación de pozos de este tipo.

13. No existe acceso in situ a software ni a información actualizada.

Es importante aclarar que el orden de importancia obtenido por los expertos coincide en su gran mayoría con lo planteado en bibliografías analizadas.(Hawker, *et al.*, 2001; Schlumberger, 2016b).

### **3.2 Propuestas de Mejoras**

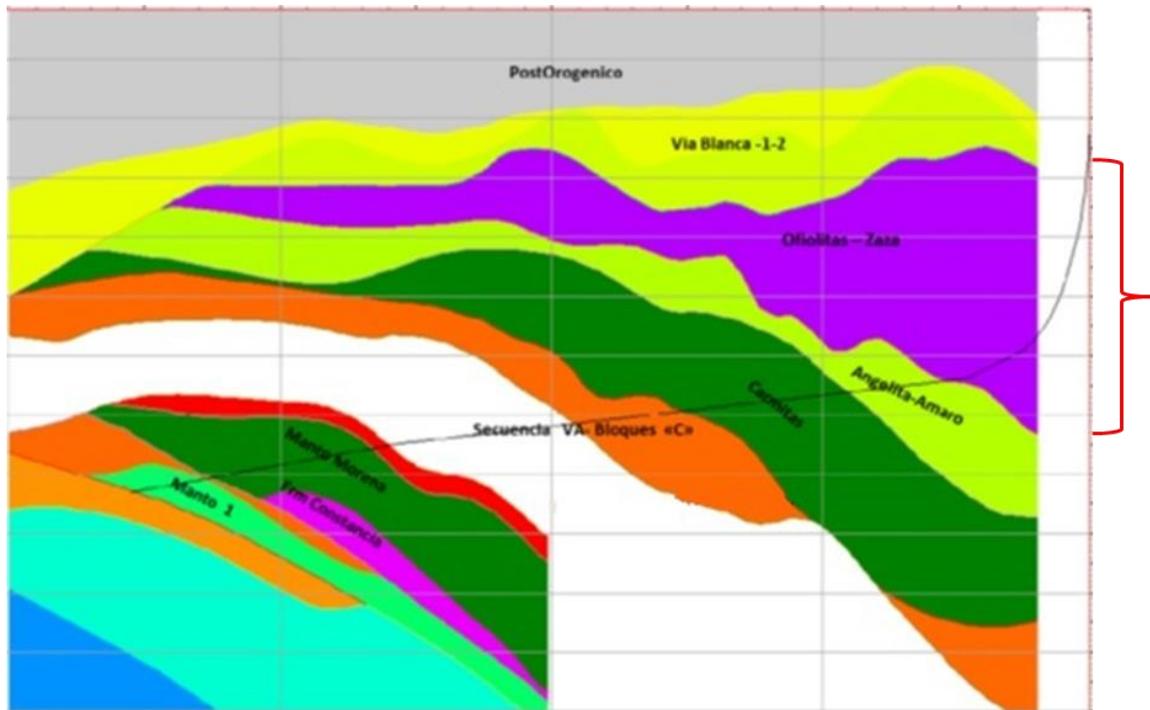
Las propuestas de mejoras están encaminadas a resolver las causas que fueron ponderadas como más importantes por los expertos. Dichas propuestas se realizan basándose en la utilización del software ingenieril descrito, bibliografías analizadas y experiencia de los expertos.

#### **Geología:**

Las causas geológicas que han sido identificadas como posibles desencadenantes de las fracturas de la sarta de perforación están directamente vinculadas a la presencia del Complejo Ofiolítico y al espesor del mismo en el pozo analizado (Fig.3.5)

#### **Mejora:**

Ha quedado demostrado que lo óptimo desde el punto de vista de la perforación es atravesar el menor espesor posible de Complejo Ofiolítico. En otros pozos de esta área donde se ha perforado un menor espesor del mismo, no han ocurrido tantas fracturas de la sarta de perforación.



*Fig. 3.5: Esquema representativo de las formaciones atravesadas por el pozo analizado.*

Se muestra (con la llave en rojo) el gran espesor de ofeolíticas perforado por este y como el espesor disminuye hacia la izquierda de la figura.

Sin embargo, como también ha sido anteriormente explicado, esta formación es muy heterogénea y varía internamente su composición mineralógica de forma prácticamente impredecible, lo que dificulta en gran medida la construcción de un modelo confiable, que represente el espesor de la misma antes de perforar los pozos. Además hay lugares donde se sabe que probablemente disminuye el espesor de las ofeolíticas, pero no se puede perforar en ellos debido a dos causas fundamentales: la primera es las restricciones asociadas a las locaciones de los pozos y los permisos de perforación, mientras que la segunda está dada por la propia geología y el ángulo de buzamiento de las capas del yacimiento en cuestión, pues si se perforara con el objetivo de pasar por algunas de dichas zonas (donde disminuye el espesor de las ofeolíticas) entonces no se lograría perforar el yacimiento de forma perpendicular a las fracturas existentes en el mismo, que es la forma óptima para obtener la máxima producción (que es en definitiva el propósito fundamental de estos pozos).

### **Operaciones:**

En esta materia se comprueba la presencia de esfuerzos cíclicos debido al trabajo continuo, al simular con el software ingenieril el escenario de la primera avería; la cual ocurre en un intento de eliminar una pega.

La tubería pegada es la imposibilidad de mover la sarta hacia adentro o hacia fuera del pozo. Es la causa más común de pérdida de tiempo en la perforación o reacondicionamiento del caño. Una vez la tubería pegada, los costos de despegarla y de reiniciar las operaciones pueden llevar al fracaso del proyecto. Si se toma la decisión de soltar la tubería en algún punto, o si la tubería se parte, hay generalmente menos de un 50% de posibilidades de recuperar el pescado del hueco. El éxito de solución de una pega va disminuyendo según va pasando el tiempo, por lo que en ocasiones se toman decisiones apresuradas que no son las más indicadas.(Kingdom, 2000)

A continuación, se muestran los resultados (Fig.3.6, Fig.3.7, Fig.3.8, Fig.3.9), de las simulaciones a un escenario similar a la primera avería. Las líneas discontinuas son los factores de seguridad utilizados en el diseño.

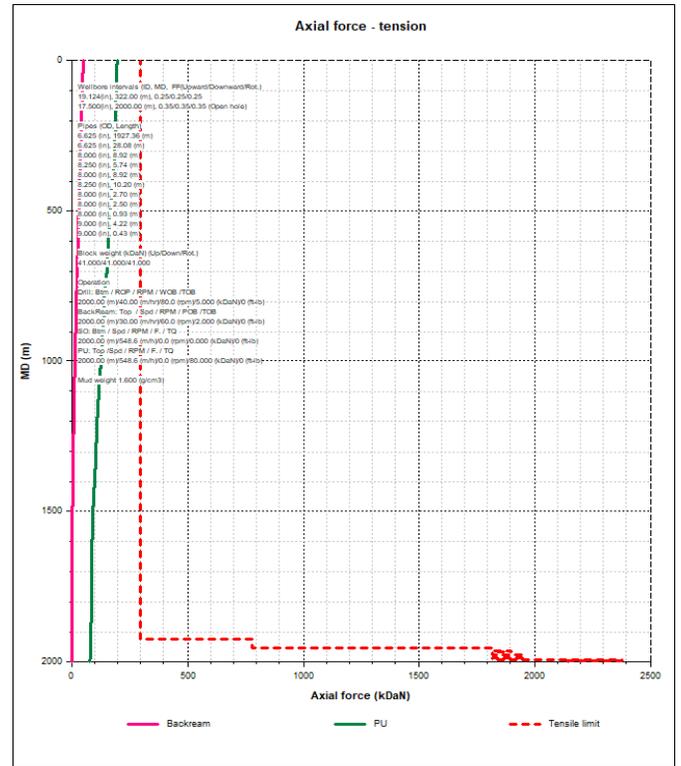
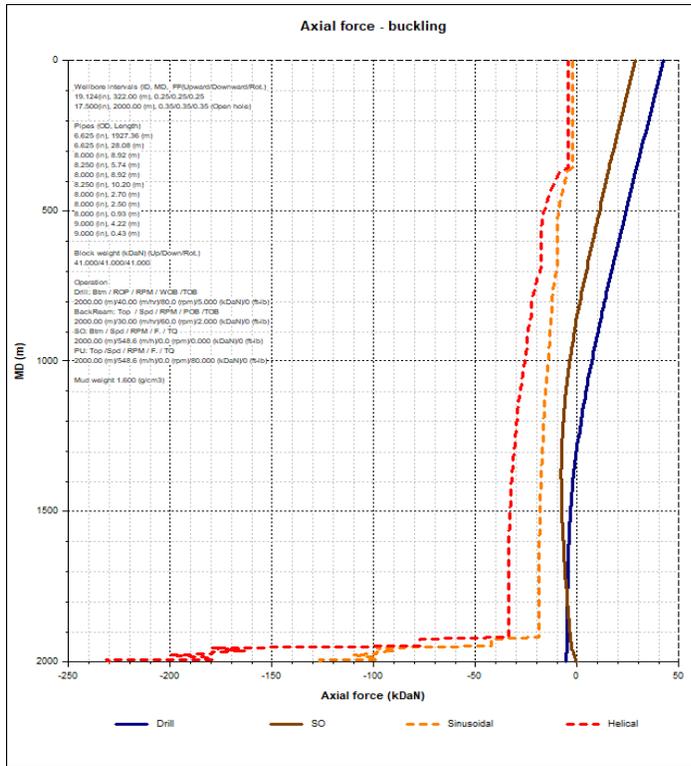


Fig.3.6 Fuerzas axiales en compresión y tensión

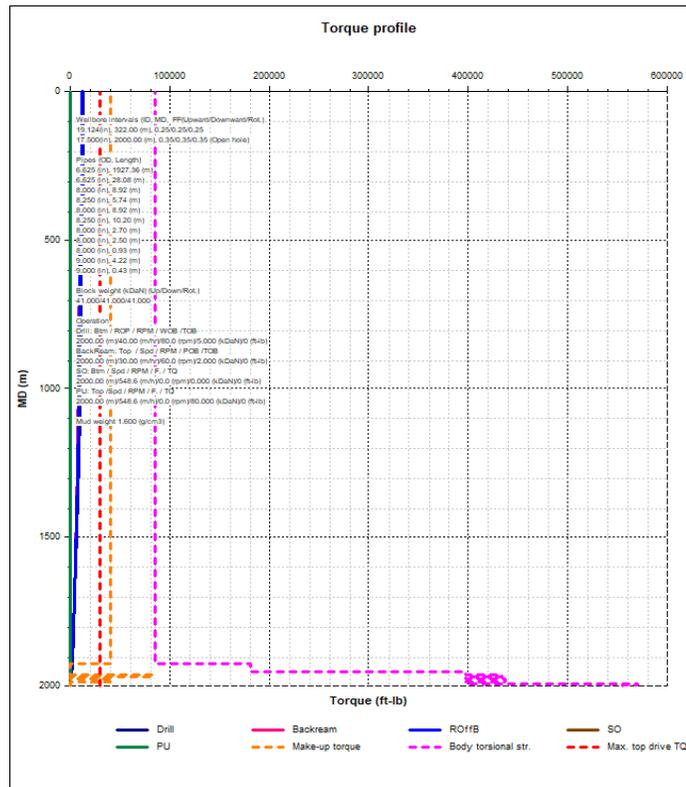


Fig. 3.7 Torque

La lectura de los gráficos (Fig.3.6, Fig.3.7) evidencia que ningún parámetro de diseño fue violado con 80 kDaN de *over pull en la BHA*.

Se desea resaltar que los *Side forcé* (Fig.3.8) sobrepasan el límite de seguridad recomendado por Lubinski(Schlumberger, 2018). La violación del mismo acelera el fenómeno de fatiga en la sarta de perforación. Para este cálculo se tuvo en cuenta los dogleg (Fig.3.9) que son los cambios en la inclinación y dirección en la construcción del caño (Wang, *et al.*, 2018a).

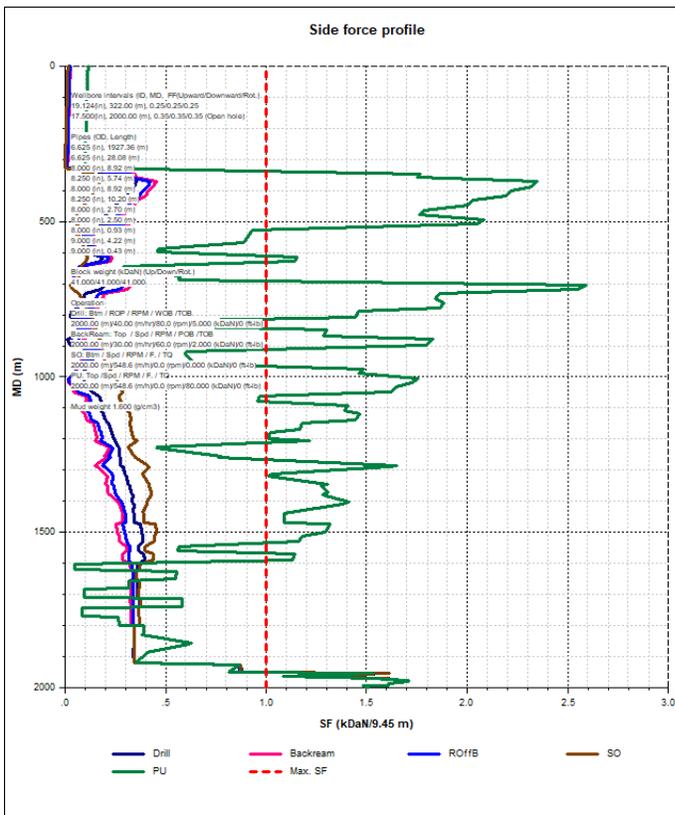


Fig. 3.8 Esfuerzos laterales

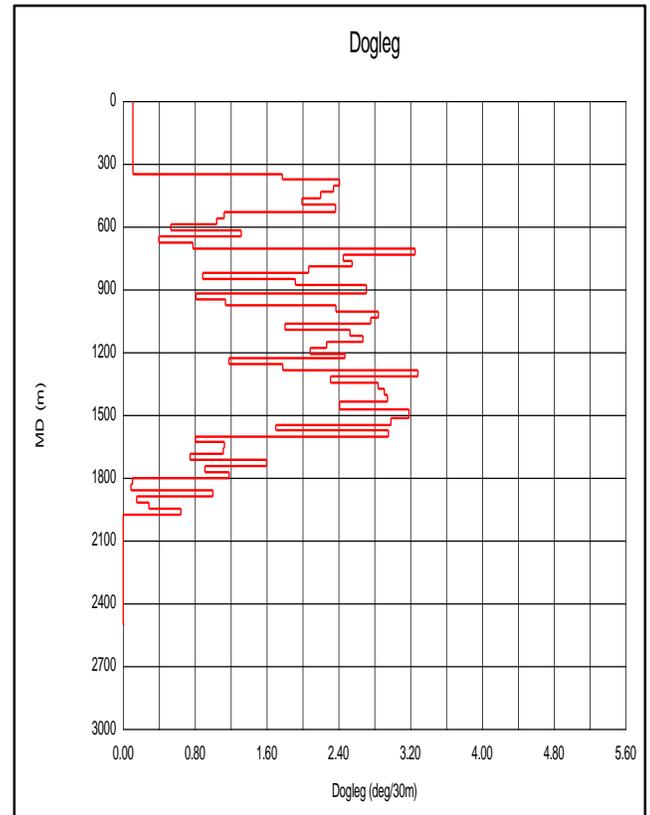


Fig. 3.9 Geometría del Caño

Los *side force* a la hora de analizar las propiedades de la tubería utilizadas no son considerados de gran importancia, pero sí la tienen cuando se analiza la interacción sarta-caño, ya que esta puede ocasionar problemas geométricos y estos a su vez el surgimiento

de nuevos esfuerzos durante el proceso de rimado y acondicionamiento del caño (Rae y Sapijanskas, 2005).

Mejora: Realizar los cálculos de *over pull* máximo, teniendo en cuenta los *survey* de la construcción del pozo. Esto permitirá no exceder los límites de seguridad permisibles de la herramienta.

### Caño

- Limpieza

La práctica demostró que la limpieza no fue un factor desencadenante en este tipo de avería, ya que el lodo siempre cumplió con los parámetros establecidos, pero es necesario resaltar la necesidad de tener una gran capacidad de almacenamiento de lodo para su continuo tratamiento, grandes caudales y las altas rpm.

- Diseño de la trayectoria del pozo

Los expertos propusieron hacer una comparación entre los esfuerzos producidos por la interacción sarta-caño, variando los intervalos construcción del caño (Schlumberger, 2018). Los gráficos (Fig.3.10, Fig.3.11) son el resultado de un diseño típico de BHA y de su comportamiento cuando se construye en una y dos etapas. Los *survey* tomados pertenecen a proyectos de construcciones.

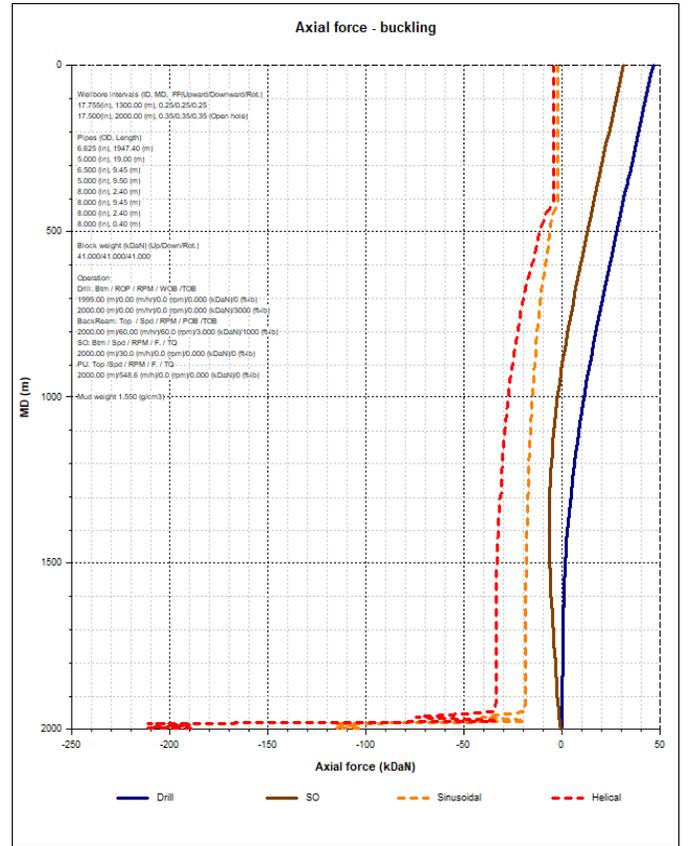
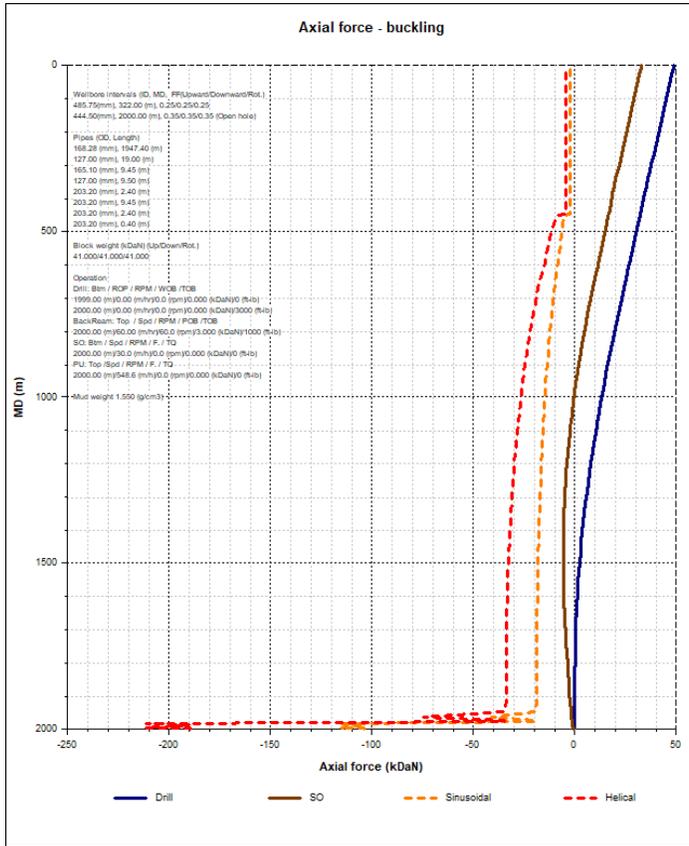


Figura 3.10 Axial Force- Buckling en la construcción en una y dos etapas.

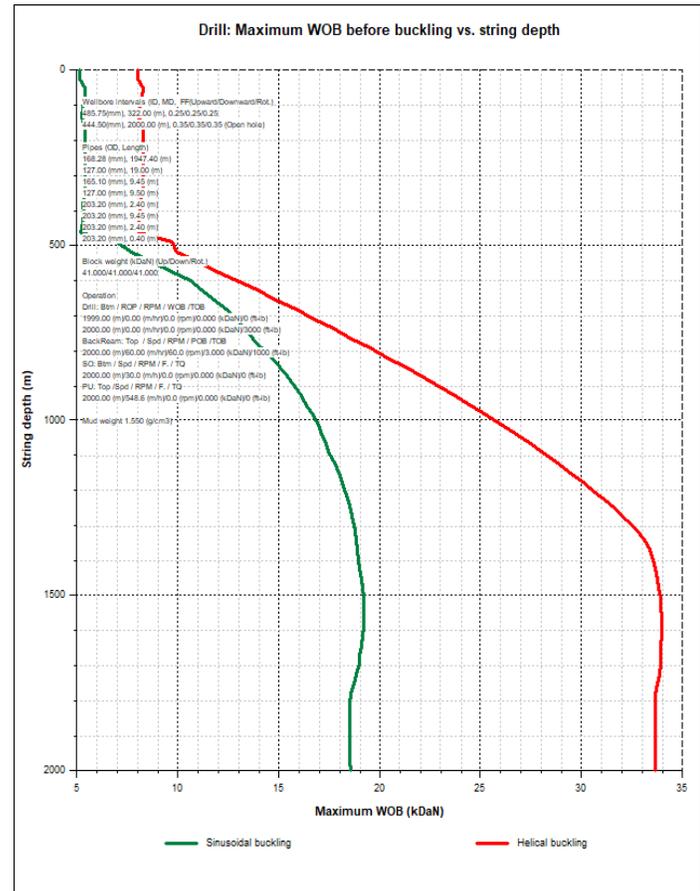
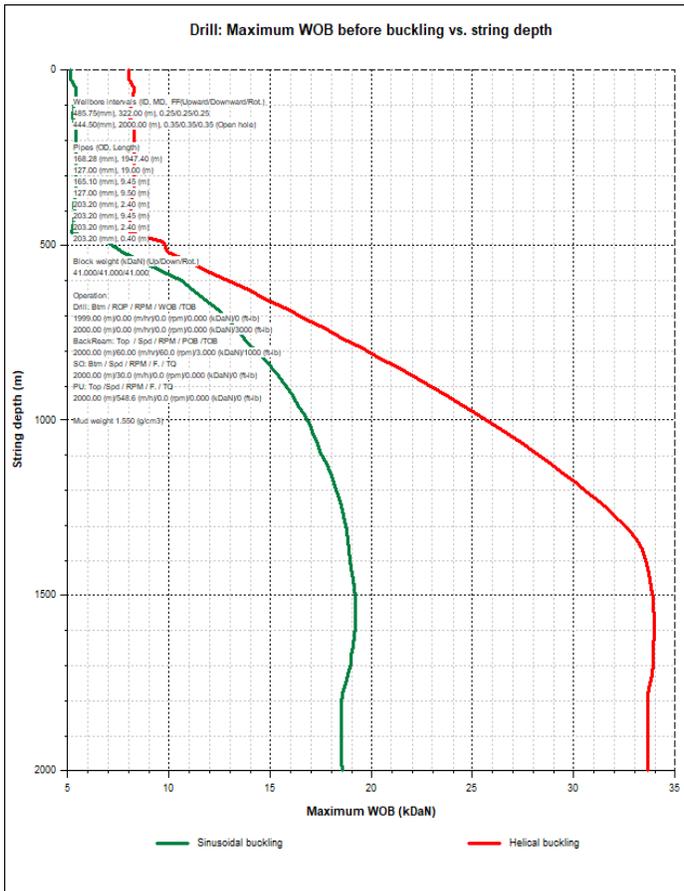


Figura 3.11 Máximo WOB antes del Buckling en la construcción en una y dos etapas

Los *survey* de los proyectos utilizados son ideales y esto hace que los cálculos teóricos no demuestren una gran diferencia entre los dos tipos de construcciones, pero sí se quiere resaltar que la construcción en dos etapas evita el envejecimiento del caño y con esto la disminución de ojos de llaves, los cuales ocasionan un sinnúmero de problemas.

No se tomaron *survey* reales porque estos son el resultado de muchos fenómenos subjetivos, los cuales no se comportan iguales en la perforación de todos los pozos (Schlumberger, 2007).

- Socavamiento

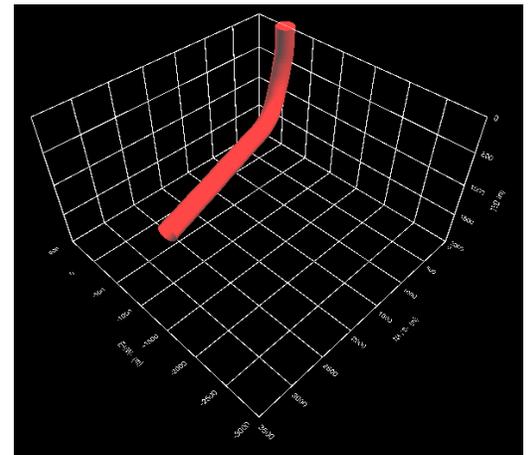
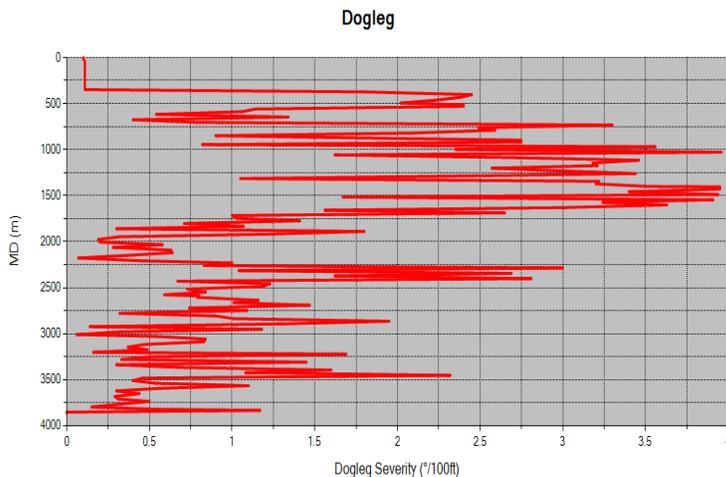
Mejora: Disminuir los tiempos de rimado

**Herramienta:**

Una configuración incorrecta del ensamble de fondo puede llevar al fracaso de la perforación de un pozo. De ahí la importancia dada por los expertos al diseño de la herramienta(Organizatio, 2013)

- Diseño de la BHA

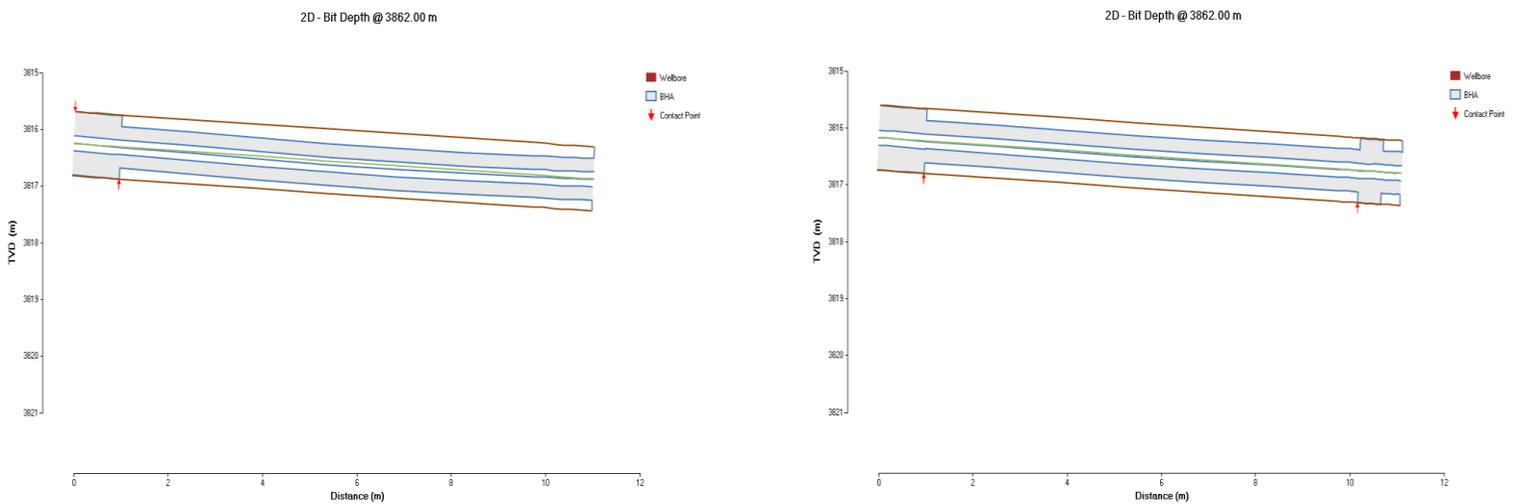
La primera ilustración mostrada (Fig. 3.12) permite comprender la geometría del caño en el momento exacto de la avería #3 y tenerla en cuenta a la hora de analizar el diseño de la BHA. Los análisis se hicieron variando el diseño de la BHA, pero sin modificar las condiciones geométricas.



*Figura3.12 Geometría del pozo*

Las figuras (Fig.3.13, Fig.3.14) son los resultados de esos análisis, a la izquierda de cada una de ellas se muestra la interacción de la BHA original con el caño y a la derecha

interacción de BHA modificada con el caño. Las flechas en rojo (Fig.3.13) muestran los puntos de contacto de la BHA con el caño. En esta figura se observa una pequeña distancia entre los puntos de contacto correspondientes a los análisis de la BHA original. Esto puede provocar que la herramienta no esté estabilizada y se flexione.



*Figura 3.13 Puntos de contacto entre la BHA y el caño (BHA original y BHA modificada)*

Los resultados (Fig.3.14) evidencian lo que se predijo al analizar los puntos de contactos. Las deformaciones presentes en la BHA original son aproximadamente de una pulgada (25mm) que combinadas con los grandes pesos y altos tiempos de trabajo de la herramienta crean las condiciones idóneas para el surgimiento de la fatiga.

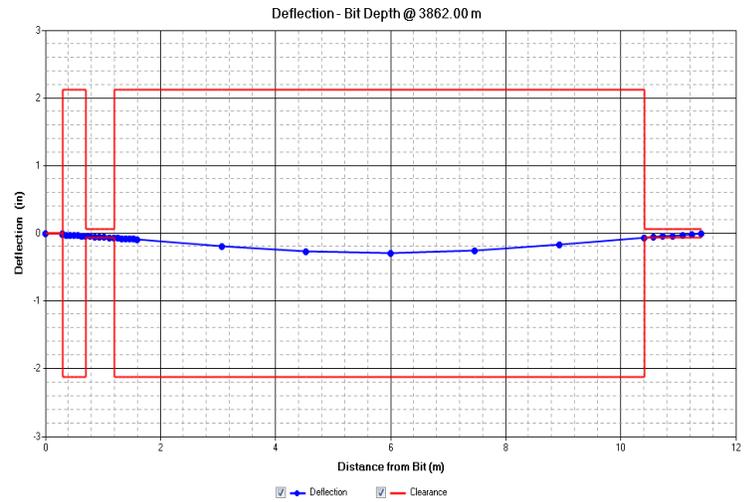
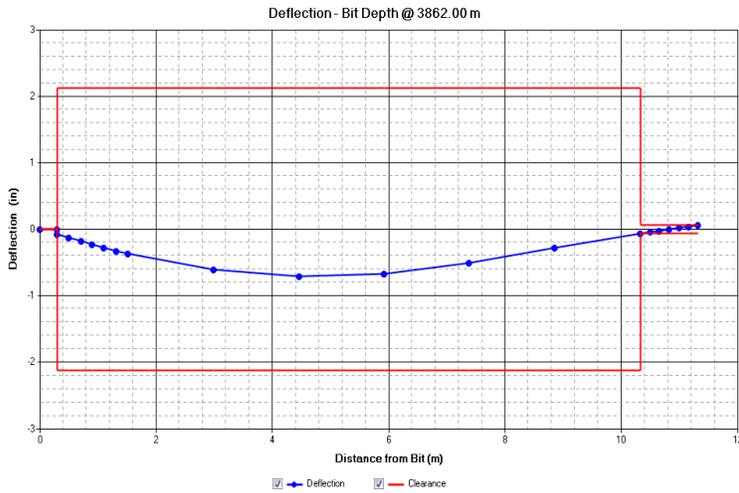


Figura 3.14 Deformaciones de la BHA (BHA original y BHA modificada)

Al modificar el diseño de la BHA con la ubicación de un estabilizador entre los dos *drill collar* se disminuye hasta una pulgada las deformaciones en la BHA (Sun, *et al.*, 2018).

#### Mejoras:

- Utilizar *near bit* siempre como un paso de transición entre la barrena y el DC
- Estabilizar las BHA pesadas para minimizar las vibraciones y pandeo (Li, 2013).
- Utilizar sartas de calibración con barrenas estabilizadas (Engineers, 2012).
- Corregir la torsión recomendada de conexión (RMUT) con el factor de fricción de grasa para rosca (drilling, 2001).

### 3.3 Valoración económica

La actividad petrolera actual se enfrenta a grandes desafíos de diversa naturaleza. Entre los principales retos actuales figuran el precio de venta del crudo, las complejidades

geológicas durante los trabajos de exploración - producción, el desarrollo de los nuevos yacimientos, el bloqueo económico del cual no escapa ningún renglón de nuestra economía, por solo mencionar algunos de los más significativos (Patel, *et al.*, 2019).

Dentro de la industria petrolera la tarea de perforación está asociada con grandes gastos financieros, ya sea por el costo de recursos o por las consecuencias de no tener el sistema disponible para la operación. Por lo tanto, la actividad de perforación es uno de los mayores centros de costo, que exige a la industria millones de pesos cada año; se convierte así en un factor crítico en la ecuación de rentabilidad de muchas compañías (Rodríguez, 2015).

### **3.3.1 Gastos por la fractura de la sarta de perforación.**

En este epígrafe se realizará una evaluación económica a las fracturas de las sarta de perforación que ocurrieron en la perforación del pozo VDW-1009, todos los datos fueron tomados en el periodo de 2015-2016 y se tuvo en cuenta que 1CUC = 1CUP y la suma de ambos se expresa como UM.

Las afectaciones que presentó la perforación del pozo VDW-1009 por causa de la fractura de la sarta de perforación se muestran a continuación (Tabla 3.1). Como ya se había señalado en los análisis anteriores existen deficiencias en el modelo de averías, lo cual está reflejado en la confección de estos gastos.

*Tabla 3.1: Afectaciones por causa de la fractura de la sarta de perforación.*

<i>Falla</i>	<i>No de Avería</i>	<i>Tiempo de parada(horas)</i>	<i>Gastos de campo(UM)</i>	<i>Valor de la herramienta perdida(CUC)</i>
Fractura de la sarta de perforación	1	906	8497778,0	48510,164
Fractura de la sarta de perforación	2	456	2 074 449	724291,75
Fractura de la sarta de perforación	3	120	329 575	959050,47
Total		1482	9 969 718,31	1731852,38

Los gastos de campo (Anexo I) están compuestos por los servicios que se pagan durante el tiempo de transcurso de ocurrencia de la avería hasta que se elimina la misma.

### **3.3.2 Impacto esperado por las propuestas de mejoras**

En ocasiones se toman decisiones apresuradas respecto a una compra, inversión o manera de ejecutar un proceso o actividad, lógicamente intervienen en ella muchos factores: conocimientos, habilidades, partes interesadas, beneficios que se obtendrán, recursos que se perderán, el entorno en que se desarrolla, las leyes; entre otras; sin embargo, no se tiene idea cuanto puede perderse si esta decisión o propuesta resulta ser errada.

Es por ello que a pesar de que las mejoras aún se encuentran en fase de prueba se realiza una suposición conservadora con la colaboración de los expertos para determinar el impacto que tienen estas mejoras sobre la falla.

Tabla 3.2: Ahorro por implementación de Mejoras.

<i>Propuesta de Mejoras</i>	<i>Impacto en la Falla (%)</i>
-Realizar los cálculos de over pull máximo, teniendo en cuenta los survey de la construcción del pozo	20
-Utilizar <i>near bit</i> siempre como un paso de transición entre la barrena y el DC -Estabilizar las BHA pesadas para minimizar las vibraciones y pandeo -Utilizar sargas de calibración con barrenas estabilizadas. -Corregir la torsión recomendada de conexión (RMUT) con el factor de fricción de grasa para rosca.	50

Definir un monto económico es difícil porque las mejoras actúan sobre la probabilidad de la ocurrencia de las averías no sobre la magnitud de estas. Cuando ocurre una avería, no se puede asegurar la magnitud de los gastos económicos para su eliminación; pero sí se puede, antes de que esta ocurra, aplicar las propuestas de mejoras que permitan disminuir las frecuencias de fracturas. Los porcentos de impacto de mejoras (tabla 3.2) son referentes solamente a situaciones donde sea necesario aplicar dichas mejoras. Se debe resaltar que estos porcentos no se deben sumar entre ellos.

### 3.4 Conclusiones Parciales

Como conclusiones parciales del capítulo se ha arribado a las siguientes:

1. Se seleccionaron siete expertos y un moderador, entre los expertos tres son de competencia alta y cuatro son de competencia media.
2. En cinco áreas de trabajo (recursos humanos, herramientas, geología, caño y operaciones) se localizaron causas que conllevan a la fractura de la sarta de perforación dentro de ellas diez son primarias y catorce secundarias.
3. Se proponen acciones de mejoras para disminuir la frecuencia de fractura en la sarta de perforación de pozos de largo alcance, entre las más significativas están: evitar el Complejo Ofeolítico, calcular el *over pull* teniendo en cuenta lo *survey* del pozo, utilizar *near bit* siempre como un paso de transición entre la barrena y el DC, estabilizar las BHA pesadas para minimizar las vibraciones y pandeo, y utilizar sartas de calibración con barrenas estabilizadas.

## CONCLUSIONES

Al finalizar la presente investigación, se ha llegado a las siguientes conclusiones generales:

- 1 Se aplicaron herramientas adecuadas que permitieron realizar propuesta de mejoras para disminuir la frecuencia de aparición de fracturas en las sartas de perforación de pozos petroleros de largo y mediano alcance, las cuales validaron la hipótesis formulada.
- 2 La bibliografía especializada reconoce a la fatiga, a los esfuerzos por tensión y torsión y a la corrosión como los principales tipos de fallas en la sarta de perforación.
- 3 En la investigación se pudieron determinar las causas que conducen a la fractura de la herramienta de perforación, las principales son: presencia de complejo ofeolítico, geometría del caño, presencia de esfuerzos cíclicos debido al trabajo continuo, diseño de la BHA, diseño de la trayectoria del pozo y están distribuidas en las áreas de operaciones, herramientas geología, diseño y recursos humanos.
- 4 Por lo que se establecieron acciones de mejoras como: utilizar *near bit* siempre como un paso de transición entre la barrena y el DC, estabilizar las BHA pesadas para minimizar las vibraciones y pandeo, utilizar sartas de calibración con barrenas estabilizadas, entre otras, para disminuir la frecuencia de fracturas en las sartas de perforación de pozos petroleros de largo y mediano alcance.

## **RECOMENDACIONES**

A partir de los resultados de la presente investigación, se recomienda lo siguiente:

1. Aplicar la investigación a otras fallas de las sartas de perforación de pozos de largo alcance.
2. Analizar las causas de fallas a las que no se le dieron solución para determinar si es factible su implementación tanto desde el punto de vista técnico como económico.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbas, R., 2018. "A review on the wear of oil drill bits (conventional and the state of the art approaches for wear reduction and quantification)". *Engineering Failure Analysis*, 90, pp. 554-584, DOI: 10.1016/j.engfailanal.2018.03.026.
- Acosta, H., 2015 of Conference. "Análisis de Causa Raíz". Cujae.
- Aird, P., 2016 of Conference. "Stuck Pipe, Diagnosis". En: Schlumberger (ed.).
- Andrés, R.; Vásquez, H., 2001. *Introducción a la Geomecánica Petrolera*.
- Bowes, C.; Procter, R., 2016. *Drillers Stuck Pipe Handbook*.
- Calidad, S.L.p.l., 2000. "Cause and Effect Diagram".
- Cayeux, E.; Shor, R.; Ambrus, A.; Pournazari, P.; Ashok, P.; van Oort, E., 2018. "From shallow horizontal drilling to ERD wells: How scale affects drillability and the management of drilling incidents". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 160, pp. 91-105, DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.026.
- Company, A.P., 1998 of Conference. "Curso de Capacitación para Reducir Eventos no Previsto". pp. 155.
- Darabi, H.; Choubin, B.; Rahmati, O.; Haghghi, A.T.; Pradhan, B.; Kløve, B., 2019. "Urban flood risk mapping using the GARP and QUEST models: A comparative study of machine learning techniques". *Journal of Hydrology*, 569, pp. 142-154.
- drilling, k., 2001. *Stuck Wire -Line Tools and Fishing Techniques*. www.kingdomdrilling.co.uk.
- Dudman, R.; Dudman, R., 2001. *Drill String Design, Drilling Techniques Impact Wear*.
- Edward, E.; Guerrero, C.; Akinniranye, G., 2007. "Analysis of PDC Bit Selection with Rotary Steerable Assemblies in the Gulf of Mexico". *AADE, American Association of Drilling Engineers*, pp. 11.
- Engineers, S.o.P., 2012. "Comparing the Results of a Full-Scale Buckling Test Program to Actual Well Data:  
New Semi-Empirical Buckling Model and Methods of Reducing Buckling Effects".
- Eren, T., 2018. "Kick tolerance calculations for drilling operations". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 558-569, DOI: 10.1016/j.petrol.2018.07.077.
- Escalona, G., 2016. *Informe Final del pozo VDW 1009*.

Fang, C.; Sun, S.; Jia, S.; Li, Y., 2019. "Groundwater Level Analysis Using Regional Kendall Test for Trend with Spatial Autocorrelation". *Groundwater*, 57 (2), pp. 320-328, DOI: 10.1111/gwat.12800.

Francois, D., 2006. *Servicios de Ingeniería y Producción de Yacimientos*.

García, A., 2013. *Análisis Causa Raíz de la Falla más Crítica Presente en los Intercambiadores de Calor de la Refinería Níco López*.: Cujae.

Giusti, L., 1998. *El Pozo Ilustrado*.

Hawker, D.; Vogt, K.; Robinson, A., 2001. *Manual de Perforacion*. Calgary, Alberta, Canada.

Institute, A.P., 1998. *Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits*.

Institute, A.P., 2002. *Specification for Drill Pipe*.

Kingdom, D., 2000. *Freeing stuck pipe* [online]. Disponible en. [www.kingdompipe.com]

Li, Z., 2013. "Using the Fictitious Force to Judge the Stability of Pipe String is Wrong". *open access*.

Mlayeh, R.; Toumi, S.; Beji, L., 2018. "Backstepping boundary observer based-control for hyperbolic PDE in rotary drilling system". *Applied Mathematics and Computation*, 322, pp. 66-78, DOI: 10.1016/j.amc.2017.11.034.

Napp, A.P.; Pereira, J.E.S.; Oliveira, J.S.; Silva-Portela, R.C.B.; Agnez-Lima, L.F.; Peralba, M.C.R.; Bento, F.M.; Passaglia, L.M.P.; Thompson, C.E.; Vainstein, M.H., 2018. "Comparative metagenomics reveals different hydrocarbon degradative abilities from enriched oil-drilling waste". *Chemosphere*, 209, pp. 7-16, DOI: 10.1016/j.chemosphere.2018.06.068.

Organizatio, M.S., 2013. "Force and Influencing Factors Analysis for Bottomhole Assembly with Two Stabilizers and One Bend".

Orozco, J.; García, J., 2017. "Validación Practica de un Grupo de Herramientas Para Evaluar Contaminación Ambiental Térmica en Instalaciones Turísticas".

Ortiz, Z.; Eugenia, M.; Andina, E., 2011. *El Análisis Causa-Raíz*.

Patel, D.; Thakar, V.; Pandian, S.; Shah, M.; Sircar, A., 2019. "A review on casing while drilling technology for oil and gas production with well control model and economical analysis". *Petroleum*, 5 (1), pp. 1-12, DOI: 10.1016/j.petlm.2018.12.003.

Pemex, 2016. *Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional*.

Perdomo, E., 2015. *Propuestas de Mejoras para Disminuir las Fallas en los Cables de Sujeción (Cabrestos) de las Unidades de Bombeo Convencionales*.: CUJAE.

Prieto, A.; Molero, J., 2002. *Fluidos de Perforación*.

Rae, G.; Sapijanskas, M., 2005. "Understanding Torque and Drag. Best Practices and Lesson Learnt from Captain Field's". *SPE/IADC*

Rodriguez, M., 2015. *Guía de Entrenamiento para Operaciones Especiales*

Schlumberger, 2007. *Surveying Essentials*.

Schlumberger, 2013. *Capacidad de Resistencia de Tuberías Petroleras*. Mexico: Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Ciencias de la Tierra.

Schlumberger, 2016a. "Diseño de la Sarta de Perforación".

Schlumberger, 2016b. "Optimizing ROP". En: Schlumberger (ed.).

Schlumberger, 2018. "Axial Force and Stuck Pipe ". En: Schlumberger (ed.).

Smith, J.; Cedro, Y., 2010. *Vibración en la Sarta de Perforación*. Universidad Nacional Autónoma de México.

Sun, Z.-Y.; Zhou, J.-L.; Gan, L.-F., 2018. "Safety assessment in oil drilling work system based on empirical study and Analytic Network Process". *Safety Science*, 105, pp. 86-97, DOI: 10.1016/j.ssci.2018.02.004.

Sysdrill, 2018. *Planifique con Precisión y Perfore con Seguridad Dentro del Tiempo y Presupuesto Estipulados*.

Tremiño, J., 2016a. "Equipo de Perforación y sus Componentes".

Tremiño, J., 2016b of Conference. "Equipos de Perforación y sus Componentes".

Wada, R.; Kaneko, T.; Ozaki, M.; Inoue, T.; Senga, H., 2018. "Longitudinal natural vibration of ultra-long drill string during offshore drilling". *Ocean Engineering*, 156, pp. 1-13, DOI: 10.1016/j.oceaneng.2018.02.054.

Wang, P.; Ni, H.; Wang, R., 2018a. "A novel vibration drilling tool used for reducing friction and improve the penetration rate of petroleum drilling". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, pp. 436-443, DOI: 10.1016/j.petrol.2018.02.053.

Wang, P.; Ni, H.; Wang, X.; Wang, R.; Lu, S., 2018b. "Research on the characteristics of earthworm-like vibration drilling". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 160, pp. 60-71, DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.027.

## **ANEXOS**

### **Anexo I**

#### **Gastos de Campo:**

- Productos químicos para lodo
- Diesel de equipo y campamento
- Alquiler de Equipo
- Servicio de Control Direccional
- Equipo Técnicos
- Servicio de Lodo
- Mud logging
- Carga e Izaje
- Campamento
- Custodios
- Supervisión de Perforación

## Anexo II

**Tabla A.I Fracturas de las herramientas de perforación en el VDW-1009**

Fracturas de las herramientas de perforación en el VDW-1009					
Fecha	Intervalo	Profundidad	Costo	Descripción de la Avería	
27/04/2015	17 1/2"	1500mMD	1.142.365,31	Se circula pozo antes de realizar wiper trip, bombean píldora viscosa de 15m <sup>3</sup> , a los 20 minutos de bombear la píldora ocurre una caída brusca de presión de 5169PSI a 3873PSI y el torque de 4800 lb/ft a 3900lb/ft. Se decide sacar herramienta hasta la superficie para chequear BHA. Sacan tubería SPCA (tubular portador del MWD) partida a 1479.11 m, quedando en el pozo Barrena de 17 1/2", Power drive, Float sub, estabilizador de 17 ½"Pony NMDC de 8" y lower crossover, con un total de 21.15m de herramienta de Slumberger.	
Caída brusca de presión y torque. NMDC partido					
06/05/2015	12 ¼ "	1997mMD	8.497.778,00	Se montan estabilizador de 12 ¼" con bullnose. Se baja herramienta hasta 1997m, rimando caño con bajos	
Partidura de la herramienta de calibración					

				<p>parámetros chequeando zarandas y tratando fluido (FV&gt;80seg MW: 1,68g/cm3).</p> <p>A las 2:30p.m.mientras se trabaja con la sarta de perforación para salir de empacamiento a 1994m se produce una liberación momentánea con recuperación de retorno en superficie, constatándose una disminución del peso de la herramienta en más de 15 KDaN y una pérdida de 200-300 psi con respecto al mismo caudal por lo que se sospecha una pérdida de elementos de la sarta por desenrosque o partidura, se realizan varios intentos de enrosque sin resultado y se decide sacar herramienta para chequear la sarta. Sale tubería partida a 1248.58 m, quedando en el pozo 747.42m de Tubería con bull nose de 8"y estabilizador de 12 ¼"</p>	
06/09/2015	12 ¼ "	3862mMD	329.575,00	<p>Se realizó la segunda operación de calibración del caño de 12 1/4", rimando desde el zapato (1405m) hasta el fondo (3862m) con parámetros estables y normales de presión, torque y peso en el gancho. Se circula en el fondo y se saca herramienta hasta la</p>	
Partidura de la sarta de calibración por el primer drill colar de 8"					

	<p>superficie con circulaciones intermedias a 2617, 2242 y 1378m dejando pozo lubricado para recibir liner de 9 5/8". El torque no alcanzó el valor al cual se encontraba seteado(25 000 LbFt), valor máximo registrado 19000 LbFt, no se apreció tampoco ninguna caída de presión(el caño se consideraba en buenas condiciones para bajar el liner de 9 5/8"). A las 3:00 am se termina de desmontar herramienta de calibración, se observa herramienta partida por la parte superior del primer DC de 8 pulg , saliendo aproximadamente 20cm del mismo enroscado al estabilizador , quedando en el pozo (Barrena triconica 12 1/4"+bit sub+ Drill collar de 8"(partido)), un total de 10,10m de herramienta en el pozo.</p>	
--	---	--

### Anexo III

**Tabla A.II Propiedades del lodo de perforación días antes de la avería #1**

*Nota: Se toman estas muestras por los altos % de arenas en el lodo. La columna en amarillo refleja los mismos.*

17	975	23/02/15	1330	50	25	9	3/8	9	5,6	1,2	0,90	19	83000	60000	340
18	1048	24/02/15	1380	54	26	11,5	3/9	8	5,2	0,8	1,20	19	82000	59000	320
19	1106	25/02/15	1410	53	29	11,5	3/8	8	5,2	0,8	1,3	22	84000	62000	320
20	1242	26/02/15	1420	49	21	9,5	3/7	8	5,2	0,8	1,5	22	78000	56000	360
21	1242	27/02/15	1450	52	26	10	3/9	9	5,0	0,8	1,5	21,5	80000	57000	280
22	1242	28/02/15	1450	58	27	10,5	3/10	9	5,4	0,8	1,6	20	78000	55000	300
24	1395	02/03/15	1470	60	32	14	4/13	8,5	5,0	0,5	1,6	21,5	79000	56000	260
25	1345	03/03/15	1480	53	27	12	4/13	8	5,0	0,6	1,6	22	80000	56000	300
26	1345	04/03/15	1480	53	27	10,5	3/10	8	5,0	0,6	1,6	22	80000	56000	311
27	1436	05/03/15	1480	53	27	10,5	3/10	8	5,0	0,6	1,6	22	85000	60000	360
28	1490	06/03/15	1500	53	27	11	3/12	8	5,2	0,6	1,10	22	98000	72000	320
29	1619	07/03/15	1520	53	26	10,5	3/10	8	5,2	0,6	0,70	22	94000	69000	320
30	1653	08/03/15	1520	54	28	12	4/12	8	5,2	0,6	0,7	22	92000	70000	300
31	1710	09/03/15	1560	62	36	14	4/13	8	5,0	0,6	0,80	22	98000	74000	380
32	1749	10/03/15	1560	60	36	14,5	5/14	8	5,0	0,6	0,75	22,5	80000	57000	380

33	1842	11/03/15	1560	54	29	12	3/10	8	4,6	0,6	0,80	23,5	83000	59000	368
34	1924	12/03/15	1550	55	28	11,5	3/10	8	5,0	0,6	0,8	24	87000	65000	320
35	2002	13/03/15	1540	62	36	12	5/12	8	5,2	0,6	0,90	24	85000	63000	380
36	2002	14/03/15	1560	72	41	13	3/8	8	4,5	0,6	1	24	91000	65000	200
37	2002	15/03/15	1570	73	42	12,5	3/8,5		4,6	0,5	1	24	92000	65500	180
38	2002	16/03/15	1560	75	37	18,5	4/9	8	4,8	0,6	0,80	23	73000	51000	120
39	1134	17/03/15	1540	67	38	11	3/5	8	4,6	0,6	1,5	22	89000	56000	180
40	1200	18/03/15	1560	67	42	9	3/7	8	4,4	0,5	1,50	22	88000	62000	260
41	1031	19/03/15	1570	66	41	14,5	3/8	8	4,6	0,5	1,60	22,50	77000	54000	260
42	1066	20/03/15	1580	64	36	13	4/15	8	4,2	0,8	1,30	22	96000	65000	220
43	1080	21/03/15	1590	79	40	17	5/16	8	5,0	0,8	1,5	22	93000	65000	260
44	1084	22/03/15	1590	78	39	17	5/14	8	5,0	0,8	1	23,50	92000	65000	220
45	1153	23/03/15	1600	61	32	13	3/6	8	4,9	0,6	1,5	23	95000	66000	260
46	1274	24/03/15	1600	57	34	11,5	3/6	8	4,8	0,6	1,5	23	96500	64500	240
47	1293	25/03/15	1580	63	38	13,5	5/8	8	5,0	0,8	1,5	23	89000	61000	250
48	1328	26/03/15	1590	61	37	13,5	3/7	8	4,8	0,6	1,4	22,5	95000	63500	240
49	1328	27/03/15	1590	64	41	13	3/8,5	8	4,9	0,6	1	23	94000	62500	328
50	1328	28/03/15	1600	69	47	14,5	3/10	8	4,8	0,6	1,10	23,5	99000	65000	380
51	1348	29/03/15	1600	69	42	19,5	5/10	8	4,8	0,7	1,60	24	99000	66000	340

52	1363	30/03/15	1610	73	48	17	5/11	8,5	4,4	0,6	1,20	23,5	92000	58000	200
53	1474	31/03/15	1600	66	45	15	5/9	8	4,2	0,8	1,40	23	90000	56500	220
54	1537	01/04/15	1610	67	46	17,5	4/8,5	8	4,2	0,8	1,30	22,5	90000	56000	240
55	1619	02/04/15	1600	68	45	15	4/8	8	4,0	0,7	1	23	89000	54500	280
56	1662	03/04/15	1610	69	45	17,5	4/6,5	8	4,3	0,6	1,10	23	86000	52500	240
57	1662	04/04/15	1610	69	45	16	3,5/6	8	4,5	0,8	1	22	84000	51000	220
58	1662	05/04/15	1610	68	44	15	4/6,5	8	4,5	0,7	1	22,5	81500	50000	204
59	1662	06/04/15	1600	73	50	17,5	3/6	8	4,0	0,7	1	22	85000	52000	220
60	1662	07/04/15	1600	72	46	18	4/6,5	8	4,0	0,7	1	22	81500	40000	220
61	1682	08/04/15	1610	71	48	15	3,5/6,5	8,5	3,5	0,7	1,2	22	92000	44000	240
62	1722	09/04/15	1610	64	42	14	3,5/5,5	8,5	3,7	0,6	0,7	22,5	91000	45500	340

### Anexo III

#### NOMENCLATURA

BHA	<i>Bottom hole assembly</i>	Bottom hole assembly
GOM	<i>Gulf of Mexico</i>	Golfo de Mexico
PDC	<i>Polycrystalline diamond compact</i>	Diamante policristalino compacto
ROP	<i>Rate of penetration</i>	Rango de penetración
RPM	<i>Revolutions per minute</i>	Revoluciones por minuto
S&V	<i>Shock &amp; Vibration</i>	Choque y vibración
WOB	<i>Weight on bit</i>	Peso en la barrena
BOP	<i>Blow Out Preventers</i>	Prevención reventones
HWDP	<i>Heavy Weight Drill Pipe</i>	Tubo de perforación de peso pesado
DC	<i>Drill Collars</i>	Collar de perforación
DP	<i>Drill Pipe</i>	Tube de perforación
MWD	<i>Measurement While Drilling</i>	Medición mientras se perfora
ID	<i>Inside Diameter</i>	Diámetro interior
OD	<i>Out Diameter</i>	Diámetro exterior
TVD	<i>True Vertical Depth</i>	Profundidad vertical verdadera
MD	<i>Measurement Depth</i>	Profundidad medida
HD	<i>Horizontal Depth</i>	Desplazamiento horizontal
KOP	<i>Kickoffpoint</i>	Punto de partida
OP	<i>Over Pull</i>	Sobretensión
S&S	<i>Stick and slip</i>	Adherir y resbalar