

Análisis de la herramienta Non- Rotating Protectors (NRPs) en la etapa de perforación aplicada  
en los revestimientos del campo colombiano Floreña

Johanna Marcela Quintero Salazar y Vera Linda Ríos Díaz

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Wilson Raul Carreño Velasco

M.Sc. en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

**Dedicatoria**

*Agradezco al Universo amoroso y creador.*

*A mi madre, por su amor, enseñanzas, esfuerzo, motivación y brindarme TODO lo que me ha  
llevado a ser a la mujer que soy hoy.*

*A mi padre por motivarme y siempre brindarme una palabra de confort.*

*A mis abuelos y tíos maternos que siempre me dieron una palabra de aliento.*

*A Nelson Rivera por su apoyo incondicional.*

*A las personas maravillosas que la vida me hizo conocer en este largo y bello proceso.*

*A Marujita Borrero por su cariño y hospitalidad.*

*A Christian Meneses y a Magda Suarez, por siempre protegerme y nunca dejarme sola.*

*A Erika y Mauricio por ser los amigos que nunca fallan.*

*A mis amigos y compañeros, gracias por permitirme ser parte de sus historias en este proceso;*

*Dianis Chavez, Julián Gaviria y Hader Ardila.*

*En una nueva etapa de mi vida encontré una luz, Jay Freeman  
, eres todo lo que me hace feliz.*

*A mis amigos mexicanos Eva, Gabriel y Karla, que me tendieron una mano y me adoptaron  
como uno de ellos.*

*A mi compañera Linda por presentarme este proyecto y poder culminar mi carrera.*

*A la UIS y todos sus profesores por las enseñanzas.*

**GRACIAS, GRACIAS, GRACIAS.**

**Johanna Quintero S.**

*Primero debo agradecerle a Dios que es por él que puedo estar aquí en este momento diciendo estas palabras; a mi madre y hermana mayor un especial agradecimiento por ser las personas que más creyeron en mi para culminar mi carrera, por su incondicionalidad y comprensión, si no hubiera sido por la existencia de ellas dos no hubiera llegado a la etapa de culminación de mi carrera universitaria.*

*A mi sobrina Celeste por llegar y agregarle motivación, amor y ternura a mi existir; a todos y cada uno de mis familiares que estuvieron presentes en este proceso para apoyarme en esos momentos difíciles de mi vida; a Bucaramanga por haberme permitido aprender a vivir sola, pasando por innumerables experiencias tanto buenas y malas, por acogerme con tanta amabilidad y por permitirme conocer a tantas personas que influyeron de manera positiva en mi vida; Al baloncesto, todos los entrenadores y compañeras que han pasado por mi proceso de formación deportiva, porque sin la presencia de este deporte en mi vida, lo más probable es que hubiera tomado otro camino; A las personas de la compañía de servicios que nos abrieron las puertas y confiaron en nosotras para proporcionarnos la base para la realización de este proyecto de grado; por último y no menos importante, a mi compañera de proyecto, por su comprensión inigualable, por la paciencia que me tuvo en el proceso, por contagiarme de esas ganas y el empuje por hacer las cosas de la mejor manera.*

*Gracias, muchas gracias a todos y a la vida por hacerme lo que hoy soy.*

***Vera linda***

**Agradecimientos**

A las UIS por abrirnos sus puertas y darnos la mano en este proceso de constante aprendizaje.

A los profesores por los conocimientos aportados, en especial a nuestro director de proyecto Wilson Carreño por su tiempo, sus palabras y su guía.

A las personas de la compañía de servicios que nos brindaron la confianza para poder realizar este proyecto de grado, utilizando como base la información que nos proporcionaron.

Al profesor Gabriel Valderrama por su guía y enseñanza en esta última etapa del proyecto.  
Gracias por acompañarnos en este camino.

**Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	20
1. Objetivos.....	22
1.1 Objetivo General.....	22
1.2 Objetivos Específicos.....	22
2. Generalidades y geología del campo Floreña .....	23
2.1 Historia.....	23
2.2 Localización .....	24
2.3 Formaciones geológicas.....	25
2.3.1 Formación Gachetá .....	26
2.3.2 Formación Guadalupe.....	26
2.3.3 Formación Guaduas .....	26
2.3.4 Formación Barco.....	26
2.3.5 Formación Los Cuervos.....	27
2.3.6 Formación Mirador .....	27
2.3.7 Formación Carbonera.....	27
2.3.8 Formación León.....	28
2.3.9 Formación Guayabo.....	28

2.4 Geología del petróleo .....	30
2.4.1 Roca generadora.....	30
2.4.2 Roca reservorio .....	30
2.4.3 Migración.....	30
2.4.4 Roca sello.....	31
2.4.5 Trampa .....	31
2.5 Historia de producción .....	31
2.6 Método de producción .....	31
2.7 Tiempo de producción .....	32
2.8 Producción fiscalizada de gas del campo Floreña .....	32
3. Aspectos de la perforación.....	32
3.1 Casing .....	32
3.1.1 Grado del revestimiento.....	34
3.2 Riser de Perforación.....	36
3.3 La sarta de perforación.....	36
3.3.1 Tubería de perforación.....	37
3.3.2 <i>Tool joint</i> .....	38
3.3.3 Drill Collars .....	38
3.3.4 El ensamblaje de fondo (BHA).....	39
3.3.5 Estabilizadores .....	39

3.3.6 Rimadores (Reamers).....	40
3.3.7 Hole opener (ensanchador) .....	40
3.3.8 Cross-Overs.....	41
3.3.9 Martillos (jars) .....	41
3.3.10 Shock-Subs .....	42
3.4 Operaciones de perforación .....	43
3.4.1 Perforación.....	43
3.4.2 Reaming .....	43
3.4.3 Rotación en fondo .....	44
3.5 Tortuosidad .....	44
3.6 Perforación direccional .....	45
3.6.1 Tipos de perfiles direccionales.....	46
3.6.2 Características de un perfil direccional.....	46
3.6.3 Puntos de un perfil direccional. ....	47
3.6.3.1 Composición de perfil direccional. ....	47
3.6.4 Surveys direccionales.....	49
4. Casing Wear.....	50
4.1 Generalidades.....	50
4.2 Aspectos que afecta el desgaste del casing.....	51
4.2.1 Integridad del pozo .....	51

4.2.2 Vida del pozo .....	52
4.2.3 Costo .....	52
4.3 Tipos de desgaste del casing .....	52
4.3.1 Desgaste Adhesivo .....	53
4.3.2 Desgaste de partículas abrasivas .....	53
4.3.3 Desgaste abrasivo .....	55
4.3.4 Desgaste de pulido .....	56
4.4 Escombros de desgaste .....	57
4.5 Causas del desgaste .....	57
4.5.1 Condiciones de perforación. ....	57
4.5.2 Materiales y equipos: .....	58
4.6 Modelo Del Desgaste .....	58
4.6.1 Factor de desgaste .....	59
4.7 Factores que influyen en el casing wear .....	61
4.7.1 Torque .....	61
4.7.2 Arrastre .....	63
4.7.3 Torque y arrastre .....	65
4.7.3.1.1 <i>Modelo de sarta suave</i> .....	67
4.7.4 Buckling .....	68
4.7.4.1 Secciones rectas. ....	69

4.7.4.2 Secciones curvas.....	69
4.7.5 Casing buckling .....	70
4.7.6 Vibraciones en la sarta de Perforación.....	71
4.7.6.1 Vibración Torsional.....	72
4.7.6.2 Vibración Axial.....	72
4.7.6.3 Vibración Lateral.....	73
4.7.7 Stick slip.....	75
4.7.8 Pata de perro (Dogleg).....	76
4.7.9 Hardbanding:.....	77
4.7.9.1 Carburo de Tungsteno.....	78
4.7.9.2 ArmacorM.....	79
4.7.9.3 Arnco 200XT.....	79
4.7.9.4 Cromado.....	79
4.7.9.5 Carburo de Titanio.....	80
4.7.9.6 Carburo de Boro.....	80
4.7.10 Fluidos de perforación .....	80
4.7.10.1 Fluidos base agua.....	81
4.7.10.2 Fluidos base aceite.....	81
4.7.11 Contenido de solidos.....	82
4.7.12 Fluid Bearing .....	82

4.7.13 Protectores de <i>drill pipe</i> .....	83
4.7.13.1 Protectores rotativos.....	83
4.7.13.2 Protectores de tubería de perforación no rotativos (NRDPP).....	84
5. Non Rotating Protectors.....	84
5.1 Usos de los NRP .....	85
5.2 Partes del Non-Rotating Protector .....	85
5.3 Ubicación típica de Instalación.....	87
5.4 Funcionamiento de la herramienta NRPs.....	88
5.5 Condiciones de aplicabilidad .....	90
5.6 Beneficios medibles y limitaciones operacionales .....	91
5.6.1 Beneficios .....	91
5.6.1.1 Reducción de Torque / Fluid bearing.....	92
5.6.1.2 Reducción de Arrastre.....	92
5.6.2 Limitaciones Operacionales.....	95
5.7 Soluciones que brindan los NRPs .....	96
5.7.1 Solución para desgaste de casing.....	96
5.7.2 Solución para esfuerzo de torque.....	96
5.7.3 Solución para arrastre .....	97
5.7.4 Solución para buckling .....	97
5.7.5 Solución para el desgaste del Riser y Conjunto Inferior Del Riser (LMPR)...	98

6. Tipos, características y beneficios de la herramienta NRPs .....	99
6.1 HD Super Slider 3 (HD SS3) Non- Rotating Protectors (NRP) .....	99
6.2 High-Temperature (HT) – NRP .....	101
6.3 High-Temperature 3 (HT-3) Non-Rotating Protectors (NRP).....	104
6.4 Super 4 (S4) Non-Rotating Protectors (NRP).....	106
6.5 Super Slider (SS) Non-Rotating Protectors (NRP).....	109
6.6 Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP).....	111
6.7 Super 4 Long (S4-L) Non-Rotating Protectors (NRP) .....	114
6.8 Casos reales de aplicación en el mundo de los NRPs.....	117
6.8.1 Pozo horizontal desafiante con alto torque esperado: Medio Oriente .....	117
6.8.2 Los protectores no giratorios reducen el torque en un 34 % en la cuenca de Delaware .....	119
7. Aplicación de los NRPs en el campo Floreña.....	122
7.1 Resultados y Beneficios.....	122
7.2 Generalidades de la colocación de los NRPs en el Pozo Y .....	126
7.2.1 Colocación por Secciones de BHA.....	126
7.2.1.1 Sección BHA 10-5/8”.....	126
7.2.1.2 Sección BHA 8-1/2”.....	129
7.2.1.3 Sección BHA 6”.....	131
8. Conclusiones.....	136

10. Recomendaciones ..... 137

Referencias Bibliográficas ..... 138

## Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica campo Floreña.....	25
Figura 2. Columna estatigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales .....	29
Figura 3. Tipos de revestimiento en la perforación de pozos petroleros .....	33
Figura 4. Emsanblaje de una sarta de perforación .....	42
Figura 5. Tortuosidad.....	45
Figura 6. Características de un perfil direccional. ....	47
Figura 7. Efectos de la fuerza lateral en el casing wear.....	51
Figura 8. Micro morfología del desgaste adhesivo.....	53
Figura 9. Micro morfología de desgaste de mecanizado .....	54
Figura 10. Micro morfología de desgaste abrasivo.....	55
Figura 11. Micro morfología de desgaste de pulido .....	56
Figura 12. Proyecto de joint- industry DEA-42 casing wear technology. ....	60
Figura 13. Diagrama fuerza de torque .....	62
Figura 14. Diagrama de fuerza de fricción .....	63
Figura 15. Posición de la sarta en relación con el pozo.....	68
Figura 16. Tipos de buckling .....	70
Figura 17. Dogleg Gradual vs. Dogleg del Casing .....	71
Figura 18. Tipos de vibración .....	74
Figura 19. Partes del NRP.....	87
Figura 20. Ubicación típica de Instalación .....	87

Figura 21. Radio Efectivo de un NRP .....	89
Figura 22. Funcionamiento del Fluid Bearing.....	92
Figura 23. Pads de baja fricción.....	93
Figura 24. Fricción axial.....	94
Figura 25. Modelo NRP HD SS3.....	99
Figura 26. Modelo NRP HT.....	102
Figura 27. Modelo HT 3 NRP .....	104
Figura 28. Modelo S4 NRP.....	107
Figura 29. <i>Modelo SS</i> .....	109
Figura 30. Modelo SS3 NRP .....	112
Figura 31. Modelo S4-L NRP.....	114
Figura 32. Torque en el fondo frente a la profundidad medida .....	118
Figura 33. Sección vertical proyectada.....	119
Figura 34. Torque en superficie .....	121
Figura 35. Sección vertical proyectada.....	122
Figura 36. Análisis de Fuerza de contacto Pozo Y .....	123
Figura 37. Sección Vertical en el Pozo Y .....	124
Figura 38. Severidad Pata de Perro en el Pozo Y .....	125
Figura 39. Estado Mecánico Sección BHA 10-5/8” al inicio y final de la corrida.....	127
Figura 40. Estado Mecánico Sección BHA 8- 1/2” al inicio y final de la corrida.....	130
Figura 41. Estado Mecánico Sección BHA 6” al inicio y final de la corrida. ....	132
Figura 42. Factor de desgaste del casing en el Pozo Y.....	134
Figura 43. Torque sarta Pozo Y .....	135

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Lista de factores de desgaste determinados experimentalmente .....	61
Tabla 2. Características y desempeño del harbanding .....	80
Tabla 3. Características HD SUPER SLIDER 3 (SS3) NON- Rotating Protectors(NRP) .....	100
Tabla 4. Características High-Temperature (HT) – NRP .....	103
Tabla 5. Características High-Temperature 3 (HT-3) Non-Rotating Protectors (NRP) .....	106
Tabla 6. Caraterísticas Super 4 (S4) Non-Rotating Protectors (NRP).....	108
Tabla 7. Características Super Slider (SS) Non-Rotating Protectors (NRP) .....	110
Tabla 8. Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP).....	113
Tabla 9. Características Super 4 Long (S4-L) Non-Rotating Protectors (NRP).....	116
Tabla 10. Datos Generales de Pozo Sección BHA 10-5/8” .....	127
Tabla 11. Datos Generales de Pozo Sección BHA 8-1/2” .....	129
Tabla 12. Sección 6” .....	131

## Lista de Abreviaturas

% Porcentaje

@ at (en)

Ft pies

” pulgada

° Grados

°API Gravedad API

°F Grados fahrenheit

BHA Bottom hole assembly (ensamblaje de fondo)

BOPD Barriles de aceite por día

DLS Dog leg severity

DP *Drill pipe* (tubería de perforación)

Hrs Horas

HWDP *Heavy weight drill pipe* (tubería de perforación de alto peso)

ID Diámetro interno

lbf Libra fuerza

m Metros

Máx Máximo

MD Measured Depth (Profundidad medida)

MPCD Miles de pies cúbicos de gas por día

NRP Non-rotating *drill pipe* protectors (Protectores no rotativos)

OD Diámetro externo

ppg Libras por galón

Psi Libras por pulgada cuadrada

ROP Rate of perforation (Rata de perforación)

RPM Revoluciones por minuto

TJ *Tool joint*

TVD True vertical depth (Profundidad verdadera total)

WF Wear factor (Factor de desgaste)

## Resumen

**Título:** Análisis de la herramienta Non- Rotating Protectors (NRPs) en la etapa de perforación aplicada en los revestimientos del Campo Colombiano Floreña\*.

**Autor:** Johanna Marcela Quintero Salazar, Vera Linda Ríos Díaz\*\*

**Palabras Clave:** Perforación, Casing Wear, Fluid Bearing, Campo Floreña.

### Descripción

Las herramientas usadas para la perforación en los procesos de extracción de hidrocarburos han tenido amplios desarrollos y cada vez más se busca la eficiencia operacional. El desconocimiento de datos en el uso de estas herramientas puede establecer límites o sesgos que hacen que haya toma de decisiones en las que se pueden estar truncando posibilidades de optimización de los procesos. En este sentido, la herramienta NRP, si bien se ha usado, en el caso colombiano, no se tiene un amplio conocimiento de esta, para identificar las particularidades y posibilidades que aporten mejoras de rendimiento que amplíen su uso o eficacia. En consecuencia, esta investigación tiene como objetivo general analizar la herramienta NRP y dar a conocer los resultados de su aplicación en el campo Floreña, ubicado en La Cordillera Oriental colombiana. La metodología de este estudio se basa en un proceso analítico en el que se tienen en cuenta las descripciones geológicas del campo colombiano Floreña, así como el estudio de los datos suministrados de empresas de hidrocarburos que trabajan en esta zona y que se han aportado para esta investigación. Luego del acopio informacional y análisis según parámetros de torque, desgaste, arrastre, vibración, *buckling* y *stick slip*, entre otros; se procede a realizar la descripción de la utilidad de la herramienta NRP. En conclusión, la herramienta, pese a las particularidades que presenta la zona de explotación, tiene un óptimo desempeño en la etapa de perforación que se puede evidenciar mediante los resultados obtenidos al momento de su ejecución, mostrando un panorama favorable donde se lleva a la cabalidad el desarrollo de sus beneficios.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Wilson Raúl Carreño Velasco M.Sc. en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

### Abstract

**Title:** Analysis of the tool Non- Rotating Protectors (NRPs) in the drilling stage applied in the coatings of the Colombian Floreña Field\*.

**Author:** Johanna Marcela Quintero Salazar, Vera Linda Ríos Díaz\*\*

**Keywords:** Perforation, Casing Wear, Fluid Bearing, Campo Floreña.

### Description

The tools used for drilling in hydrocarbon extraction processes have undergone extensive developments and operational efficiency is increasingly sought. Lack of knowledge of data in the use of these tools can establish limits or biases that lead to decision-making that may be truncating possibilities for process optimization. In this sense, the NRP tool, although it has been used, in the Colombian case, there is not a wide knowledge of it, to identify the particularities and possibilities that provide performance improvements that expand its use or effectiveness. Consequently, this research has the general objective of analyzing the NRP tool and presenting the results of its application in the Floreña field, located in the Colombian Eastern Cordillera. The methodology of this study is based on an analytical process in which the geological descriptions of the Colombian Floreña field are taken into account, as well as the study of the data provided by oil and gas companies that work in this area and that have been provided for this study. research. After information gathering and analysis according to parameters of torque, wear, drag, vibration, buckling and stick slip, and so on, the description of the usefulness of the NRP tool is made. In conclusion, the tool, despite the particularities that the exploitation area presents, has an optimal performance in the drilling stage that can be evidenced by the results obtained at the time of its execution, showing a favorable panorama where it is fully carried out, the development of its benefits.

---

\* Project of grade

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Wilson Raúl Carreño Velasco M.Sc. en Diseño, Gestión y Dirección de Proyectos

## Introducción

Colombia tiene una cadena montañosa en Los Andes que forma tres cordilleras extendidas a lo largo de todo el país. Una de estas es la Cordillera Oriental, donde está ubicada la cuenca de los Llanos Orientales que contiene el bloque Piedemonte y una parte de este está en el Casanare, donde se localiza el campo petrolero Floreña. La zona se ha caracterizado por ser de gran actividad tectónica, pasando por múltiples fases de superposición gracias a la deformación terciaria sufrida por la cordillera Oriental, dando como resultado los relieves que hoy se conocen. Allí se presentan estructuras geológicas tan complejas con rocas bien consolidadas, que convierten la etapa de perforación en un reto, alcanzando profundidades mayores a 16000 pies, que pueden generar una tortuosidad lo suficientemente alta como para poner en peligro la integridad del pozo; además, con jornadas muy extensas de perforación que ponen el tiempo en contra. Ya que los factores tiempo e integridad son de vital importancia, la perforación en cada pozo se convierte en un reto que requiere el uso de las últimas y más avanzadas tecnologías disponibles en el mercado.

De acuerdo con lo anterior, el uso de herramientas para extracción de hidrocarburos juega un papel esencial. En este caso, la herramienta *Non Rotation Protector* (NRP) hace parte de la última tecnología disponible en el mercado capaz de reducir torque, arrastre y vibración de la tubería, factores que tienen un efecto directo con los diferentes problemas presentes en la etapa de perforación, logrando una solución eficaz en el campo colombiano Floreña.

En el presente trabajo se dará a conocer la herramienta NRP por medio de 4 etapas; en la primera etapa se hará una descripción geológica general del campo colombiano Floreña; en la segunda etapa se hará un análisis detallado de la herramienta con todos sus modelos, características

y funciones de acuerdo a la literatura obtenida; en la tercera etapa se presentarán los resultados al aplicar la herramienta en un pozo de estudio del campo petrolero y finalmente se hará un análisis de dichos resultados destacando los beneficios que brinda la herramienta.

Por lo anterior mencionado, esta investigación se propuso dar a conocer los NRPs que, a lo largo de 32 años de su creación, ha sido una herramienta en constante mejora y con una tecnología avanzada, que en los campos petroleros donde se aplica permite una solución eficaz y eficiente al momento de perforar.

La investigación tuvo en consideración varios aspectos, dificultades y experiencias que derivaron en la concreción de un análisis que elucida aportes sobre el rendimiento de la herramienta. Esto no hubiera sido posible sin los aportes de la compañía Western Well Tool International, que proporcionó la información necesaria para dar a conocer la tecnología de los *Non Rotating Protectors*.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Analizar la herramienta Non- Rotating Protectors y dar a conocer los resultados de su aplicación en el campo colombiano Floreña.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Describir las generalidades y la geología del campo colombiano Floreña.

Estudiar y analizar las diferentes aplicaciones de la herramienta NRPs.

Presentar los resultados obtenidos al aplicar la herramienta NRPs en el campo colombiano Floreña.

Describir los beneficios del uso de la herramienta NRPs en el campo colombiano Floreña.

## 2. Generalidades y geología del campo Floreña

### 2.1 Historia

En el año 1992 se le concedió a la empresa British Petroleum (BP) junto con Ecopetrol parte del contrato de asociación de Piedemonte, incluido El Campo Floreña. El contrato da la potestad de explotación y producción como operador del Bloque Piedemonte hasta el año 2020. El Pozo Floreña-1 fue la primera perforación del Campo en 1995, la profundidad aproximada de perforación fue de 15000 ft teniendo como objetivo la formación Barco donde se encontró potencial hidrocarburífero.

En junio del siguiente año (1996) se perforó un nuevo pozo a una profundidad de 16000 ft, Pozo Floreña-2, el cual no mostró potencial productivo. El Pozo Floreña-3 fue perforado en 1998 a una profundidad de 16000 ft, en la formación Barco mostrando potencial hidrocarburífero.

A pesar del aval del Ministerio de Minas y Energía para la comercialidad del Campo Floreña en 1998 la compañía BP decide no explotar este campo y concentrarse en la explotación de los Campos Cusiana y Cupiagua.

En el año 2001 BP inicia la explotación del Campo Floreña. Durante el año 2011, BP decide vender sus activos en Colombia a las empresas Ecopetrol S.A. y Talisman Energy, que a su vez darían paso a la creación de Equion Energía Ltd., otorgándole el Contrato de Asociación Piedemonte.

Actualmente, la empresa Ecopetrol es la encargada de operar el campo productor Floreña.

## 2.2 Localización

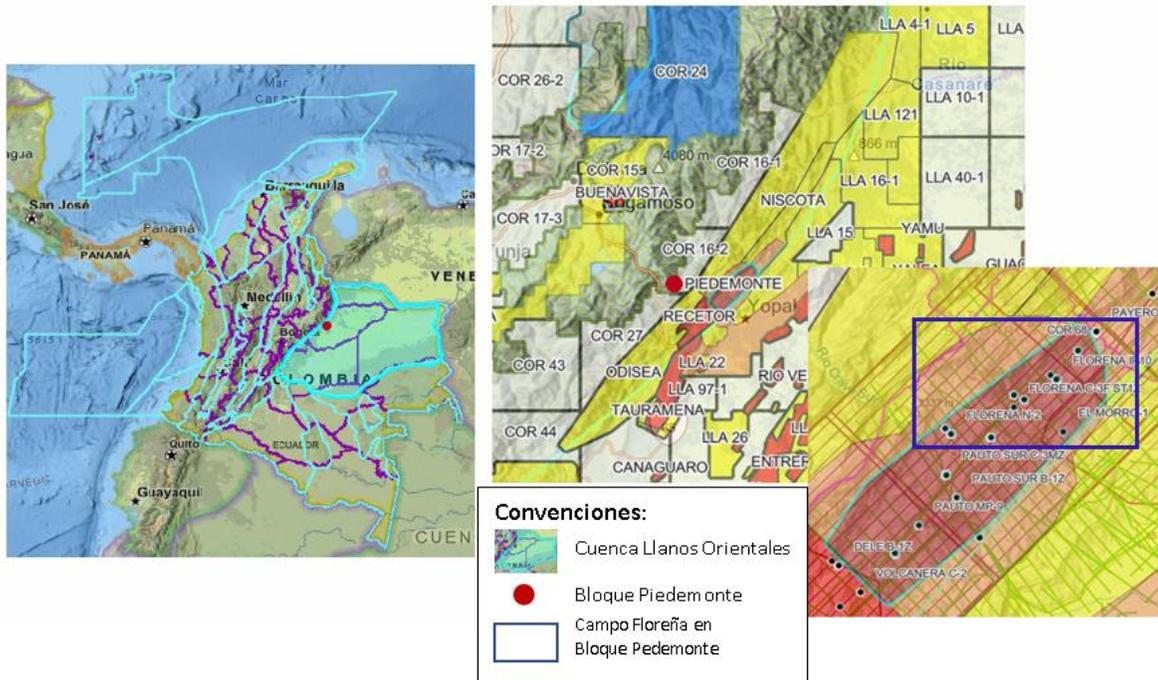
La cuenca Llanos Orientales es una cuenca sedimentaria subandina foreland (Bachu et al, 1995) localizada en Colombia entre la Cordillera Oriental y el Escudo precámbrico de Guyana. El Piedemonte Llanero Central está localizado en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental Colombiana, el cual corresponde a una zona de cabalgamiento frontal. Se orienta en dirección SO-NE extendiéndose unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal. Esta provincia está limitada hacia el oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al este por el sistema de fallas de Yopal – Borde Llanero (Martinez, J.A, 2003)

El Campo Floreña tiene una extensión de 257 Km<sup>2</sup>, está ubicado en el departamento de Casanare, cercano al corregimiento El Morro y hace parte del Bloque Piedemonte, más específicamente en la parte oeste de la cuenca de los Llanos Orientales.

El Campo Floreña limita al Sureste con el Campo Pauto, al Este con la vía que conecta a El Morro con Yopal, al Sur con el Río Cravo Sur y al Norte con la quebrada Aracaleña.

**Figura 1.**

*Ubicación geográfica campo Floreña*



*Nota.* Adaptado de Geovisor ANH.

**2.3 Formaciones geológicas**

La estratigrafía del área del Piedemonte se basa en principios de estratigrafía de secuencias e involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales. En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica generalizada de los campos presentes en el bloque Piedemonte.

El bloque Piedemonte involucra una amplia variedad de formaciones geológicas, lo cual hace a esta zona un área particularmente compleja y con grandes retos tecnológicos al momento de desarrollar proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

***2.3.1 Formación Gachetá***

Esta formación está compuesta primordialmente por arcillas y yace del Cretácico, sobre una discordancia estratigráfica del Jurásico. Su espesor varía entre los 2,000 y 6,000 pies y es considerada la roca generadora de la cuenca.

***2.3.2 Formación Guadalupe***

Está compuesta por capas de arenisca con intercalaciones de arcillas dadas por un proceso de regresión, organizadas de grano fino a grano medio. Las rocas provienen del Campaniano, su espesor varía entre 400 y 800 pies y la infrayace la formación Gachetá y la suprayace la formación Guaduas.

***2.3.3 Formación Guaduas***

Fue depositada durante la transición Cretácico – Terciaria y ha sido reconocida como una sucesión conformada principalmente por lodolitas, arenitas y mantos de carbón. A esta formación la suprayace la formación Barco y la infrayace la formación Guadalupe.

***2.3.4 Formación Barco***

Está compuesta predominantemente por arenas ricas en cuarzo de grano medio, de color blanco, con ambiente de depositación fluvial y de llanura costera. Proviene del Paleoceno, su

espesor aproximado es de 240 pies y la infrayace la formación Guaduas y la suprayace la formación Los Cuervos.

### ***2.3.5 Formación Los Cuervos***

Debido a un proceso de regresión en un plano litoral aluvial, a esta formación la componen arcillas con intercalaciones de arenas, lutitas y carbón. Proviene del Paleoceno tardío y actúa como roca sello por su 33 composición poco permeable. Su espesor aproximado varía entre 350 y 550 pies y se encuentra sobre los depósitos de la formación Barco.

### ***2.3.6 Formación Mirador***

Está compuesta particularmente por areniscas grises granulosas (porosas, friables) y por arcillas. El porcentaje de arcillas de esta formación aumenta con respecto a la formación Guadalupe. Las rocas provienen del Eoceno Temprano y la depositación que conformó la formación se dio en dos etapas, separadas por una inconformidad. Su espesor promedio es de 550 pies y la suprayace el miembro C8 de la formación Carbonera y la infrayace la formación Los Cuervos.

### ***2.3.7 Formación Carbonera***

Está compuesta de areniscas y arcillas, provenientes del Oligoceno y recibe su nombre a causa de la presencia de mantos de carbón encontrados a lo largo de toda la sección. La formación

Carbonera se compone de ocho formaciones que van de C8 a C1 y forman cuatro pares. Cada par consta de una parte superior de intercalaciones de arena y una baja de arcillas. En la región del Piedemonte, las formaciones bajas del grupo Carbonera de C6 a C8 son difíciles de distinguir. El espesor varía entre 150 y 300 pies y la suprayace la formación León.

### ***2.3.8 Formación León***

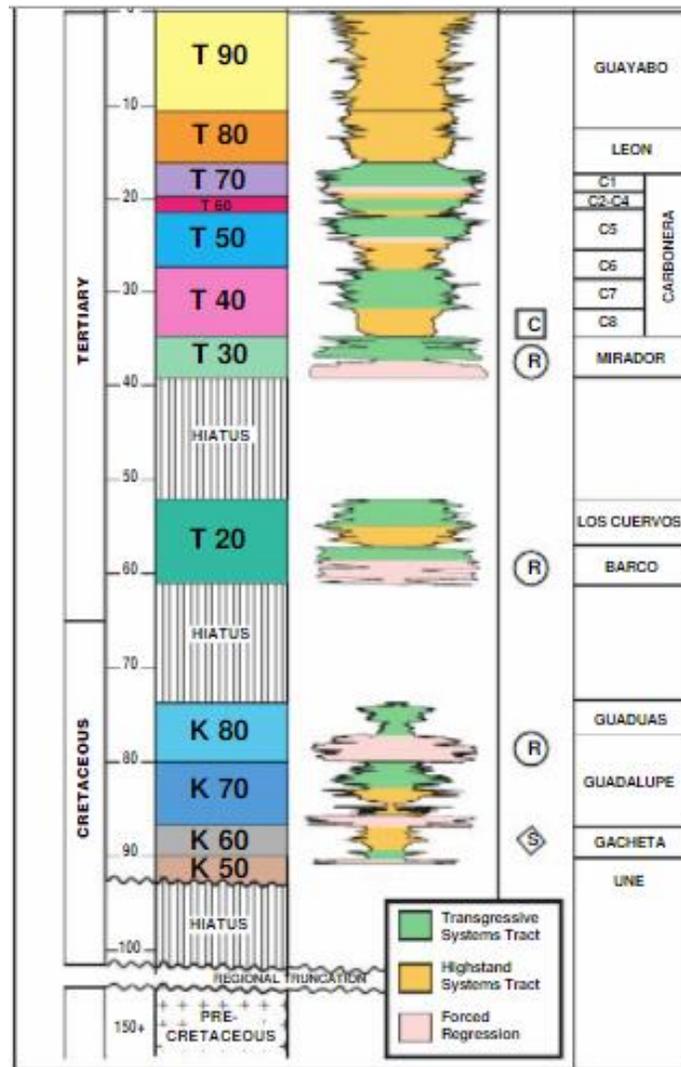
Está compuesta principalmente por arcillolitas interstratificadas con limolitas y areniscas de grano fino a grueso. Proviene del Mioceno, su espesor aproximado es de 450 pies y la infrayace la formación Carbonera y la suprayace la formación Guayabo.

### ***2.3.9 Formación Guayabo***

Está compuesta primordialmente por arenas fluviales poco ordenadas, gravas y conglomerados intercalados con lodolitas de color marrón rojizo. Proviene del Cuaternario y tiene un espesor aproximado de 500 pies en la parte oriental del Piedemonte.

Figura 2.

Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales



Nota. Tomado de: Cooper, M. A. et al. "Basin Development and Tectonic History of the llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley". Colombia. AAPG Bulletin, V. 79, N° 10 (October 1995).

## **2.4 Geología del petróleo**

Algunos estudios consideran que el volumen de petróleo por descubrir en la cuenca de los Llanos Orientales alcanza unos 124000 MBP. Las Características de las rocas y procesos petrolíferos asociados al Bloque Piedemonte serán expuestas a continuación.

### ***2.4.1 Roca generadora***

La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.

### ***2.4.2 Roca reservorio***

Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, de edad paleógeno, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10 al 30%.

### ***2.4.3 Migración***

Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

**2.4.4 Roca sello**

El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

**2.4.5 Trampa**

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.

**2.5 Historia de producción**

Al campo Floreña, se le declaró comercialidad en el año 1998, con unas reservas estimadas de 750 millones de barriles de hidrocarburos livianos de 42°API y 5000 giga pies cúbicos de gas.

**2.6 Método de producción**

Los pozos del campo Floreña producen por flujo natural. Esto es posible debido a las altas presiones de formación que tienen los pozos (5000 - 6000 psi) y a la gran profundidad que tienen (12000 – 18000 pies).

**2.7 Tiempo de producción**

El campo Floreña, fue puesto en producción en el año 2001, por lo cual llevan 21 años en producción.

**2.8 Producción fiscalizada de gas del campo Floreña**

Enero - diciembre de 2021

1.142,079 (Millones de Pies Cúbicos Por Día Calendario - MPCPDC)

**3. Aspectos de la perforación****3.1 Casing**

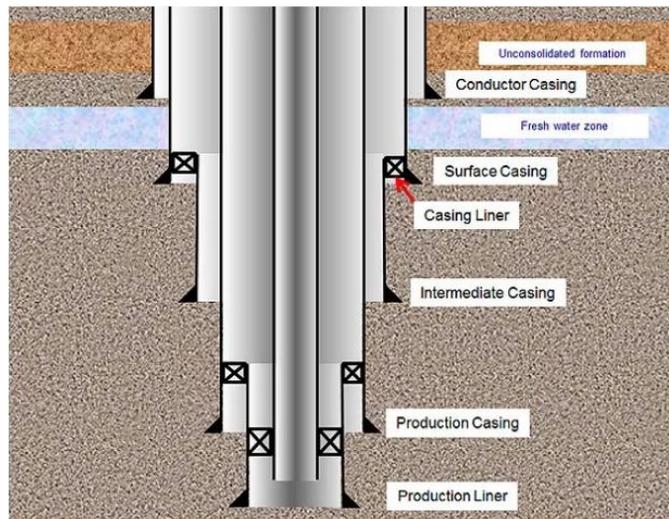
“En una determinada etapa durante la perforación de pozos de petróleo y gas, se hace necesario revestir las paredes de un pozo con tubería de acero que se denomina revestimiento. El casing sirve para varios propósitos durante la historia de perforación y producción de pozos de petróleo y gas, estos incluyen:

1. Mantener el agujero abierto evitando que los iones débiles de la formación colapsen. es decir, hundimiento del agujero.
2. Sirve como conducto de flujo de alta resistencia a la superficie para fluidos de perforación y producción.

3. Proteger las formaciones que contienen agua dulce de la contaminación por fluidos de perforación y producción.
4. Proporcionar un soporte adecuado para el equipo de cabeza de pozo y dispositivos de prevención de reventones para controlar la presión del subsuelo y para la instalación de tuberías y equipos del subsuelo.
5. Proporcionar un paso seguro para el funcionamiento de equipos de *wireline*.
6. Permitir la comunicación aislada con formaciones de interés cañoneadas selectivamente”  
(Rahman & Chilingarian, 1995).

### Figura 3.

*Tipos de revestimiento en la perforación de pozos petroleros*



Nota. Tomado de: Drilling Manual (2019) *Types Of Casing In Drilling Oilfield Wells*

<https://www.drillingmanual.com/types-of-casing-in-drilling/>

### *3.1.1 Grado del revestimiento.*

“El grado del revestimiento determina la calidad del acero del que está hecho la tubería de revestimiento y su capacidad de resistencia a las condiciones de trabajo a las que será expuesta durante la perforación, completamiento y producción de un pozo. Internacionalmente, el grado del revestimiento es representado mediante un código, compuesto de una letra, seguida por un número. La letra es opcional, y no tiene ningún significado en especial, mientras que el número muestra la resistencia a la tensión mínima del material del revestimiento, el cual es igual al número del código, multiplicado por 1000 psi. Es decir, si el grado del revestimiento es N80, esto significa que este revestimiento tendrá una resistencia a la tensión mínima de 80000 psi. Existen diferentes tipos de grado del revestimiento, los cuales dependerán de las condiciones de trabajo de estos. Los tipos de revestimiento más importantes son:

Grados del revestimiento comunes. Como el N80, J55, K55 y P110; los cuales son los más utilizados en la industria y no tienen ninguna especificación ni restricción importantes” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**3.1.1.1 Grados del revestimiento de alta resistencia.** “El más utilizado es el Q125, el cual presenta una mayor resistencia a la falla de estallido o al colapso que los revestimientos de grado comunes. Este grado es recomendado utilizarlo cuando se tienen pozos de profundidades entre 5000 a 9000 metros o cuando existe la presencia de capas de sal en estos pozos, los cuales pueden generar una alta tensión sobre el pozo” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**3.1.1.2 Grados del revestimiento resistentes a la corrosión.** “Son usados principalmente cuando se conoce que se va a atravesar zonas con presencia de gases corrosivos como el sulfuro de hidrógeno o el dióxido de carbono, por lo que se debe tomar medidas preventivas contra la corrosión. Dentro de esta clasificación están los grados M65, L80 (L80-1, L80-9C), C90, C95 y T95. La selección de cuál tipo de revestimiento resistente a la corrosión usar dependerá de qué tipo de gas corrosivo se pueda presentar, y en qué concentración. Se hizo un estudio y se obtuvo el resultado de que hay tanta variación en el desgaste del revestimiento en un mismo grado de revestimiento, que de lo que hay de un grado a otro. Es decir, se obtuvo que el desgaste no depende del grado del revestimiento.

También se determinó que no se ha logrado encontrar un material de revestimiento que sufra poco desgaste, pues todos los materiales de revestimiento diferentes del acero mostraron un gran desgaste. Tampoco se ha logrado descubrir ninguna prueba física o química que logre predecir de manera correcta el factor de desgaste para una muestra de un revestimiento de acero” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

### 3.2 Riser de Perforación

“El riser de perforación es una tubería que va desde el equipo de perforación hasta el conjunto de preventores en el lecho marino, el cual proporciona un conducto para operar la sarta de perforación y demás herramientas durante la perforación, también se utiliza para circular el lodo de perforación hacia el pozo y así evitar la comunicación del fluido de control con el medio marino. Es el elemento clave para la perforación marina, su diseño en la perforación depende de diferentes factores relacionados con las condiciones operacionales y ambientales. Eso incluye tirante de agua, peso del lodo, diámetros de las líneas auxiliares, presiones de trabajo, estado del mar, perfil de las corrientes y el máximo desplazamiento del equipo. El riser también tiene unidas a su cuerpo líneas de estrangular, matar y auxiliares, las cuales son usadas para las operaciones del conjunto de preventores. Estas líneas corren a lo largo del cuerpo del riser hasta el conjunto de preventores a la altura de la junta flexible inferior. Las líneas de estrangular, matar y auxiliares ayudan a controlar los brotes evitando a que estos se conviertan en reventones” (Bravo Vallejo, 2009).

### 3.3 La sarta de perforación.

“La sarta de perforación está compuesta de tubería de perforación y botellas, collares, portamechas o drill collars, con una cierta cantidad de componentes menores y conecta los sistemas de superficie con la broca de perforación. (Cetepi , 2014)

Las funciones principales de la sarta de perforación son:

- Proporcionar una vía desde la superficie hasta la broca para que el fluido de perforación se puede llevar bajo presión.
- Transmitir la rotación, aplicada en superficie, a la broca.
- Transmitir la fuerza, o peso, a la broca para que la formación se rompa más fácilmente.
- Proporcionar los medios para bajar y subir la broca de perforación dentro del pozo” (Lyons, 1996).

### 3.3.1 Tubería de perforación

“Este es el componente principal, en términos de longitud de la sarta de perforación. Cada junta de tubería de perforación, hecha en acero, comúnmente tiene una longitud de 9 a 11 metros, con una caja de conexión (*tool joint*), macho o hembra, la cual está soldada en cada extremo de tal forma que se puedan enroscar entre sí una tras otra. La sección de gran diámetro alrededor de cada *tool joint* tiene un diámetro mayor pues así se ha dispuesto para dar mayor resistencia a las conexiones.

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. Los *heavy weight drill pipe* se diferencian exteriormente porque tiene *tool joint* s más largas que la tubería normal” (Lyons, 1996).

### 3.3.2 *Tool joint*

“El *tool joint* mantiene unida la tubería de perforación y la sección de gran tamaño (similares a los collares de perforación) forman un sello de metal con metal para evitar fugas. Las roscas del *tool joint* están diseñadas para ser rellenas con fluido de perforación que contenga sólidos, por lo tanto, la sección de gran tamaño es el único sello. Para mantener las secciones de gran tamaño juntos, se requiere un torque adecuado. Sin embargo, el torque de compensación aplicado al *tool joint* produce una precarga axial en el pasador y la caja, así como también una tensión de torsión. En particular, el torque induce un estado de tensión de tracción dentro del pasador y tensión de compresión en la caja. Por lo tanto, cuando el *tool joint* está expuesto a la carga axial adicional debido al peso de la sarta de perforación suspendida debajo de la junta, la capacidad de carga del *tool joint* está determinada por la resistencia a la tracción del pasador. La magnitud del torque de reposición correspondiente a la capacidad de carga máxima del *tool joint* se denomina torque de reposición recomendado. Por lo tanto, el torque real aplicado a la sarta de perforación no debe exceder el torque de compensación recomendado; de lo contrario, se reduce la capacidad de carga del *tool joint*” (Lyons, 1996).

### 3.3.3 *Drill Collars*

“Los drill collars son tubos de pared gruesa, rígidos y de alto peso que son la parte más importante del ensamblaje de fondo (*Bottom Hole Assembly*) (BHA), posicionados entre la tubería de perforación y la broca. Cumplen varias funciones importantes:

- Proporcionar peso para la broca.
- Proporcionar la resistencia para que los drill collars estén siempre en compresión.
- 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” (Lyons, 1996).

### ***3.3.4 El ensamblaje de fondo (BHA)***

“Este es el nombre aplicado a los drill collars y cualquier otra herramienta o tubería incorporada, incluyendo la broca. La sarta de perforación es entonces la tubería de perforación más el BHA” (Lyons, 1996).

### ***3.3.5 Estabilizadores***

“Estos son unos tramos cortos de tubería, (*subs.*) posicionados entre los drill collars con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener el diámetro correcto en las paredes del pozo. El diámetro completo del pozo se consigue con unas ‘Cuchillas’ montadas en el cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar hechas de aluminio o caucho macizo, o más comúnmente, de acero con insertos de carburo de tungsteno dispuestos en las caras

cortantes. Los estabilizadores se pueden clasificar como de cuchillas rotantes o no rotantes, o como de cuchillas espirales o rectas” (Lyons, 1996).

### 3.3.6 Rimadores (*Reamers*)

“Los rimadores riman las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la broca y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la broca, en formaciones abrasivas, cuando a la broca se le desgasta el diámetro exterior. En forma similar, se utilizan si se sabe que en el pozo existen ojos de llave, patas de perro, o escalones. La acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios que van sobre brazos extensibles. Estos brazos se abren y se mantienen abiertos durante la perforación por la presión de lodo que esté pasando a través de la tubería. Esto permite que la herramienta pueda bajar a través de una sección de diámetro estrecho, como un revestimiento, y luego abrirse en la profundidad deseada” (Lyons, 1996).

### 3.3.7 Hole opener (*ensanchador*)

“Esta herramienta es similar a los *under reamers*, en la cual la acción de corte o rimado se logra por medio de conos giratorios para ensanchar el diámetro del hueco. Pero a diferencia de estos, no van sobre brazos extensibles. Generalmente son usados en secciones superiores de pozos donde se requieran diámetros grandes” (Lyons, 1996).

### 3.3.8 *Cross-Overs*

“Los *cross-overs* son pequeñas secciones de tubería que permiten conectar entre sí tuberías y drill collars de diferente rosca y diámetro” (Lyons, 1996).

### 3.3.9 *Martillos (jars)*

“Estos son elementos operados mecánica o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo para el caso en que sobrevenga una pega de tubería. Los martillos están específicamente diseñados para perforar o para pescar (recuperar una parte de la sarta de perforación que se ha dejado en el pozo). Si la tubería se pega y no puede ser liberada trabajando la tubería con movimientos normales hacia arriba y hacia abajo, sin sobrepasar las limitaciones del equipo y la tubería entonces es cuando se usan los martillos para perforación rotaria. Los martillos son herramientas diseñadas para proporcionar golpes de alto impacto, en sentido hacia arriba o hacia abajo sobre la sarta de perforación.

Las clases de martillos son:

Martillos Hidráulicos

Martillos Mecánicos

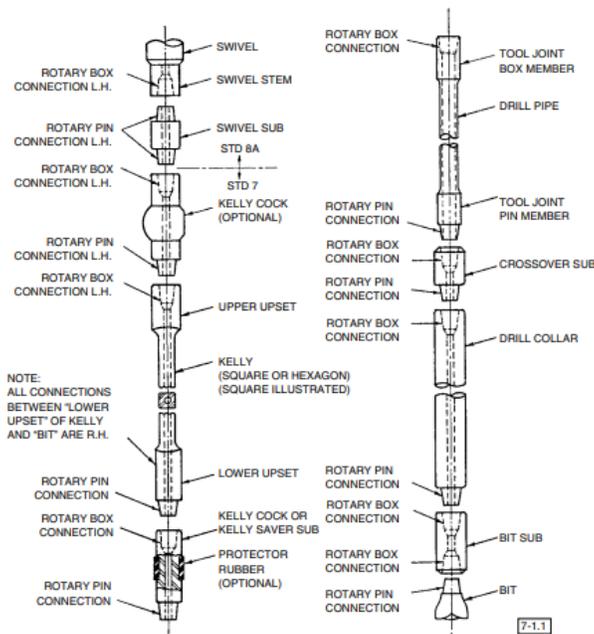
Martillo Acelerador” (Lyons, 1996).

3.3.10 Shock-Subs

“Este se posiciona directamente sobre la broca cuando la dureza de las formaciones hace golpear la broca sobre el fondo. Están diseñados para absorber estos impactos con el fin de prevenir daños en el resto de la sarta de perforación. Esto se hace por medio de resortes o de empaques de caucho” (Lyons, 1996).

Figura 4.

*Emsanblaje de una sarta de perforación*



Nota. Tomado de: Lyons, W. (1996) *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*

United States of America: Acid-Free Paper

### **3.4 Operaciones de perforación**

Existen diferentes operaciones realizadas a la hora de perforar, pero hay algunas que generan desgaste en el revestimiento y estas son en las que la broca tiene rotación. Existen principalmente tres operaciones en las que la broca se encuentra rotando y son durante la perforación, cuando se rota en fondo, y cuando se realiza reaming o backreaming (Álvarez y Posada, 2018)

#### ***3.4.1 Perforación***

Es un proceso mediante el cual se usa una broca, donde por medio de su rotación permite cortar y perforar una roca para crear un hueco circular.

#### ***3.4.2 Reaming***

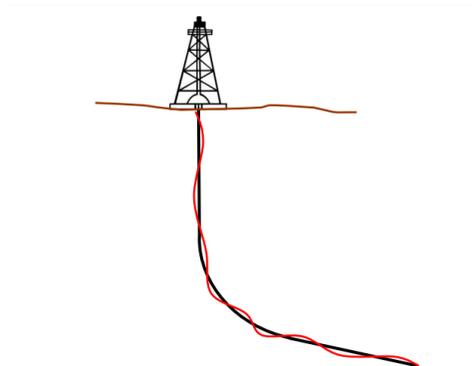
Hace referencia al uso de la broca con rotación que pasa por zonas del pozo que ya han sido perforadas, con el objetivo de repasarlas para garantizar que el hueco se encuentre en calibre, que sus paredes se mantengan estables y para garantizar una mayor estabilidad en general de la operación. Si esta operación se hace en dirección hacia el fondo, se le llama reaming. Si la dirección en que se hace es hacia superficie o hacia afuera del hueco, se le conoce como backreaming, en donde no le pone peso a la broca, sino que se pone en tensión.

### ***3.4.3 Rotación en fondo***

Esta operación es cuando se tiene la broca rotando en fondo, sin que esta se desplace a lo largo del hueco; es decir, que no tenga ningún tipo de movimiento ascendente o descendente (Álvarez y Posada, 2018)

## **3.5 Tortuosidad**

“Es una medida de la desviación de la trayectoria del pozo respecto de una línea recta. También puede definirse como la distancia real recorrida entre dos puntos, incluida cualquier curva encontrada, dividida por la distancia en línea recta. La tortuosidad es utilizada en perforación para describir la trayectoria del pozo. Al modelar un pozo siguiendo una trayectoria planeada, se adiciona un poco de tortuosidad para modelar la cantidad y magnitud de curvatura inherente al pozo. Esta puede tomar diferentes formas, ya sea sinusoidal, helicoidal o de desviación aleatoria, entre otros. La tortuosidad en un pozo genera que la sarta de perforación no siga un camino rectilíneo en los viajes, sino que se encuentre con zonas de diferentes direcciones, lo que hará que la sarta de perforación entre en contacto con los revestimientos del pozo, aumentando la fuerza lateral, generándoles desgaste adhesivo y abrasivo por la fricción. Entre más desviaciones y más tortuoso sea un pozo, mayor fuerza lateral se presentará y mayor desgaste tendrán los revestimientos” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**Figura 5.***Tortuosidad*

Nota. Tomado de: Álvarez Solís, L. C.; Posada Henao, L. (2018) Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto Bogotá D.C. [Proyecto integral de Grado] Fundación Universidad de América

**3.6 Perforación direccional**

“Se define como la práctica de controlar la dirección e inclinación de un pozo a una ubicación u objetivo debajo de la superficie, y un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar el yacimiento en una posición predeterminada, localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección) (Bourgoyne 1991), de acuerdo con lo anterior la trayectoria de un pozo es el recorrido que sigue el pozo en la tierra al desplazarse de un punto a otro la cual es planificada con modelos matemáticos” (Garivay de la Tejera, 2015).

### ***3.6.1 Tipos de perfiles direccionales.***

“Existen varios tipos de perfiles de pozos direccionales, diferenciados tanto por su forma, su función, limitaciones geológicas, geomecánicas, económicas y de operación. Con base en las perforaciones que se han venido realizando en los últimos años, los más frecuentemente usados son: pozos tipo tangencial, pozos tipo “S”, pozos tipo “J”, pozos inclinados, pozos horizontales y pozos multilaterales (Verteuil et al. 2001). En la literatura existen cuatro perfiles direccionales más comunes, su selección depende de los objetivos geológicos y el mecanismo de producción que se tendrá en el pozo: vertical, tipo S, tipo J, horizontal” (Garivay de la Tejera, 2015).

### ***3.6.2 Características de un perfil direccional.***

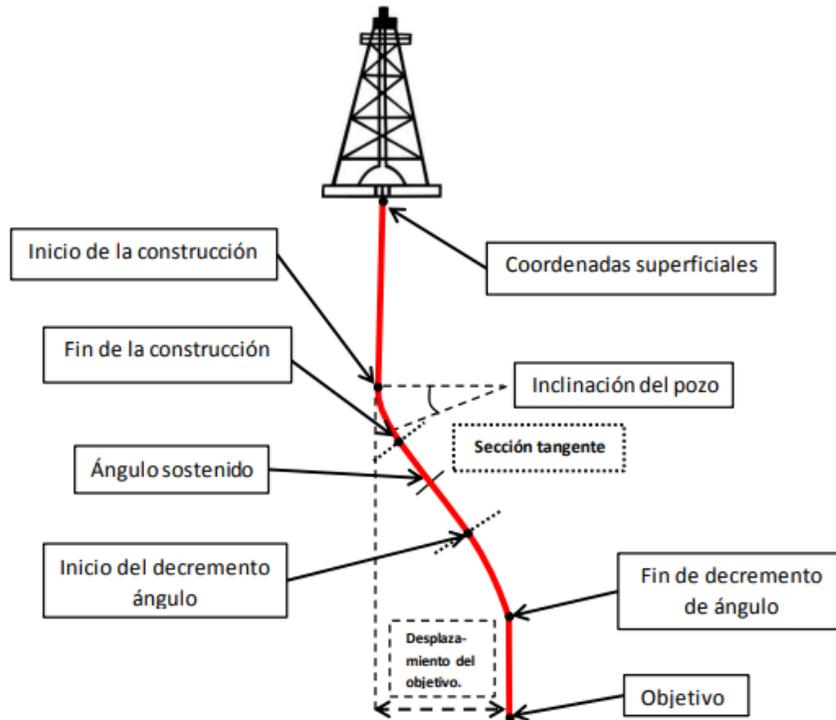
“El perfil de un pozo direccional es una trayectoria bien planificada que va desde la superficie hasta la profundidad donde termina la perforación, mediante la proyección del pozo en dos planos (Verteuil et al. 2001). Para determinar un perfil geométrico es importante considerar la siguiente información:

- La posición de la superficie.
- La posición del objetivo.
- Profundidad vertical verdadera. (Madrid, 2016)

En el siguiente diagrama se muestran las partes de un perfil direccional” (Garivay de la Tejera, 2015):

**Figura 6.**

*Características de un perfil direccional.*



*Nota.* Tomado de. Garivay de la Tejera, R. R. (2015) Aplicación del modelo analítico 3D del torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México. México: Universidad Nacional Autónoma de México

### 3.6.3 Puntos de un perfil direccional.

#### 3.6.3.1 Composición de perfil direccional.

- **Coordenadas de superficie:** El primer punto donde hace contacto la barrena con el suelo.
- **Inicio de la construcción (KOP):** Es el punto de referencia donde el pozo comienza a desviarse en una dirección dada. → **Tasa de cambio cuando se construye ángulo (BUR):** es

el aumento de cambio en la inclinación medida que se construye el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en  $^{\circ}/100ft$  o  $^{\circ}/30m$ .

- Inclinación del pozo: Es el ángulo por el cual el pozo se desvía desde la vertical.
- Fin de la construcción (EOB): Es el punto de referencia donde el ángulo del pozo termina de incrementar.
- Ángulo sostenido: Ocurre cuando la inclinación del pozo se mantiene constante.
- Tangente del ángulo: Ocurre después de la construcción, cuando inclinación del pozo se mantiene constante por una cierta distancia.
- Inicio del decremento del ángulo (SOD): Es el punto de referencia donde el pozo empieza a tumbar ángulo, en otras palabras, vuelve a construir ángulo, pero esta vez hacia la vertical.
  - Tasa de cambio cuando se tumba el ángulo: es la disminución del cambio en la inclinación a medida que se tumba el ángulo. La tasa de cambio es usualmente expresada en  $^{\circ}/100ft$  o  $^{\circ}/30m$ .
- Finaliza de decremento del ángulo (EOD): Es el punto donde el pozo termina de tumbar ángulo.
- Desplazamiento del objetivo: Es la distancia horizontal que existe entre las coordenadas de superficie y el objetivo.
- Objetivo: Es el punto definido en el espacio mediante coordenadas geográficas, en una profundidad vertical verdadera” (Garivay de la Tejera, 2015).

### 3.6.4 *Surveys direccionales.*

“Los *surveys* son medidas direccionales que se toman durante la perforación de un pozo cada cierta distancia. Las tres principales medidas que toman los *surveys* direccionales son la dirección del pozo (azimuth), su inclinación, y su profundidad medida (MD). La dirección del pozo es el ángulo, medido en grados, de la componente horizontal del pozo con referencia a un norte establecido el cual puede ser el norte magnético, el norte de grilla o el norte verdadero. Esta medida se realiza siguiendo las manecillas del reloj, y puede ser expresado en Azimuth (de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ ) o en cuadrantes (NE, SE, SO y NO). La inclinación del pozo es medida en grados, y es la medida de cuánto varía la inclinación del pozo con respecto al eje vertical. Siendo una inclinación de  $0^\circ$  totalmente vertical, y de  $90^\circ$  totalmente horizontal. La profundidad medida es la medición que se realiza del punto en donde se toma la medida hasta la superficie. La profundidad medida siempre será igual o mayor a la profundidad vertical. Los softwares de desgaste del revestimiento y de torque y arrastre usan *surveys* direccionales para determinar la fuerza de contacto lateral entre la tubería de perforación y el pozo. Los puntos dentro del *survey* direccional pueden ser una representación de un camino de pozo planeado, o pueden ser tomadas por medidas actuales de fondo. Los puntos del *survey* son conectados a una simple línea representando la mejor aproximación de la trayectoria del pozo con la información dada. Para el modelamiento del desgaste del revestimiento, la fuerza lateral entre la tubería de perforación y el revestimiento tiene un efecto directo en el desgaste. A mayor fuerza lateral, mayor desgaste se presentará” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

## 4. Casing Wear

### 4.1 Generalidades

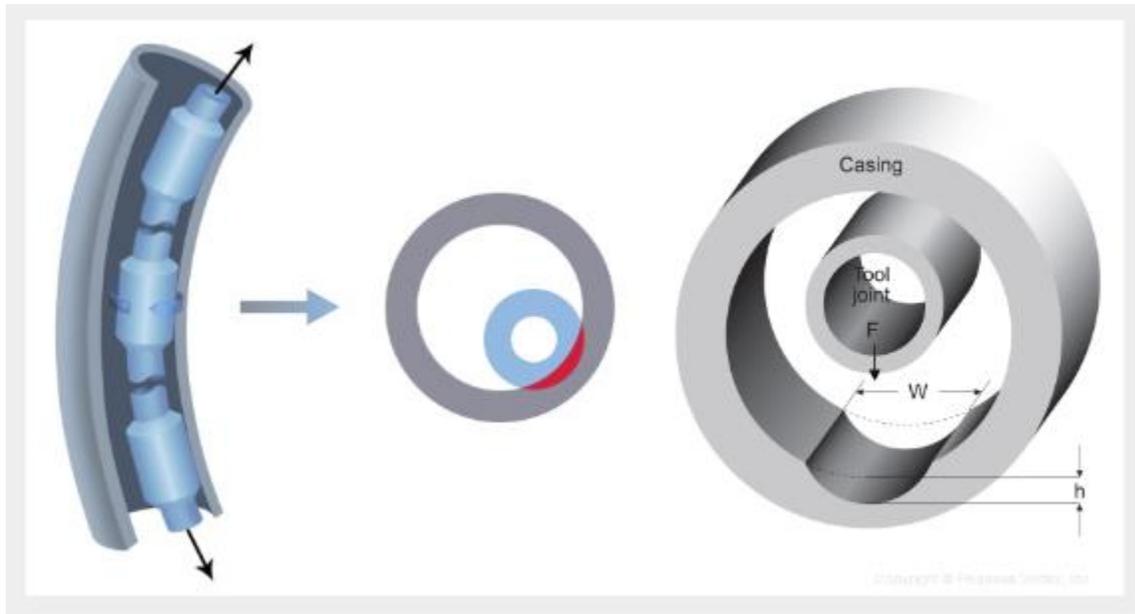
“El desgaste de la tubería de revestimiento es un problema creciente en la industria del petróleo y el gas debido al aumento del número, la duración y la complejidad de las operaciones de perforación. El desgaste del revestimiento reduce la resistencia a la tracción, al estallido y al colapso del tubular y, en última instancia, puede provocar la pérdida de la integridad del pozo” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).” El desgaste del revestimiento es la remoción localizada del metal en la parte interna del casing o *liner*, como consecuencia del contacto de la tubería de perforación y los *tool joint* s contra el casing, así como los viajes de la tubería y los trabajos con *wireline*” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018). “El desgaste del casing es causado principalmente por fuerzas laterales aplicadas al casing durante y después de la construcción del pozo. Es importante predecir el efecto de la trayectoria del pozo, el tipo de sarta de perforación y la secuencia de operaciones sobre el desgaste general del revestimiento” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).

“El grado de desgaste se verá influido por una serie de factores diferentes, como RPM (el número total de revoluciones), propiedades del lodo, variaciones de carga, severidad de dogleg y así sucesivamente” (Ripman, 2011).

“Bajo la fuerza lateral, el *tool joint* giratorio en la tubería de perforación contra el revestimiento interior, elimina gradualmente el acero de la pared del revestimiento y forma un desgaste en forma de medialuna en el revestimiento” (Pegasus Vertex, Inc., s.f.).

**Figura 7.**

*Efectos de la fuerza lateral en el casing wear*



*Nota.* Tomado de: Pegasus Vertex, Inc. (s.f.) *Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention*  
<https://www.pvisoftware.com/white-paper/Casing-Wear-Causes-Prediction-and-Prevention.pdf>

## 4.2 Aspectos que afecta el desgaste del casing

### 4.2.1 Integridad del pozo

“Dependiendo de lo grande que sea la reducción del diámetro de la pared, tanto la presión de rotura y la presión de colapso se reducirán. Dependiendo de la gravedad de la reducción del índice de presión, el pozo puede ser abandonado, ya sea por no reconocer el problema antes de que sea demasiado tarde o por reconocer el problema antes de que se produzca una catástrofe” (Ripman, 2011).

#### ***4.2.2 Vida del pozo***

“El desgaste acorta la vida útil de los *risers* y las juntas flexibles, y reduce la resistencia al estallido y al colapso de las sargas de revestimiento” (Ripman, 2011).

#### ***4.2.3 Costo***

“La pérdida económica para la industria es difícil de calcular. Los costos pueden ser calculados sumando el costo de toda la industria como, tiempo de equipo perdido, reparación de casing, trabajos de compresión relacionados con el desgaste del casing, ejecutar sargas de revestimiento adicionales para sellar un área de desgaste y limpieza ambiental y costos de control de pozos” (Ripman, 2011).

### **4.3 Tipos de desgaste del casing**

“Las principales formas de desgaste son:

- Desgaste adhesivo
- Desgaste de partículas abrasivas
- Desgaste de pulido

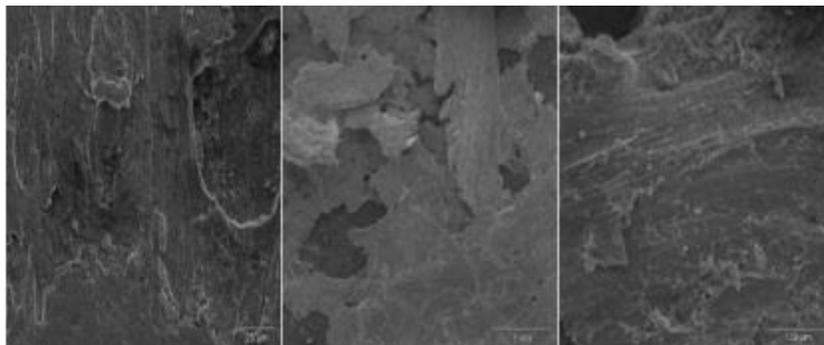
Es importante reconocer que estas tres formas de desgaste pueden estar presentes al mismo tiempo, pero en diferentes partes del pozo” (Ripman, 2011).

### 4.3.1 *Desgaste Adhesivo*

“El desgaste adhesivo puede describirse como una deformación plástica de fragmentos muy pequeños dentro de la capa superficial cuando dos superficies se deslizan una contra la otra. El resultado se muestra en la figura 8”(Ripman, 2011).

#### **Figura 8.**

*Micro morfología del desgaste adhesivo*



*Nota.* Tomado de: Ripman, S. (2011) *Casing Wear in Multilateral Wells Stavanger*: [Master Thesis] University of Stavanger

### 4.3.2 *Desgaste de partículas abrasivas*

“El desgaste abrasivo se produce cuando una superficie dura y áspera se desliza sobre una superficie más blanda. Hay dos tipos de desgaste abrasivo; dos cuerpos y tres cuerpos. El desgaste de dos cuerpos se conoce como mecanizado. Mientras que el desgaste de tres cuerpos se conoce como desgaste por rectificado” (Ripman, 2011).

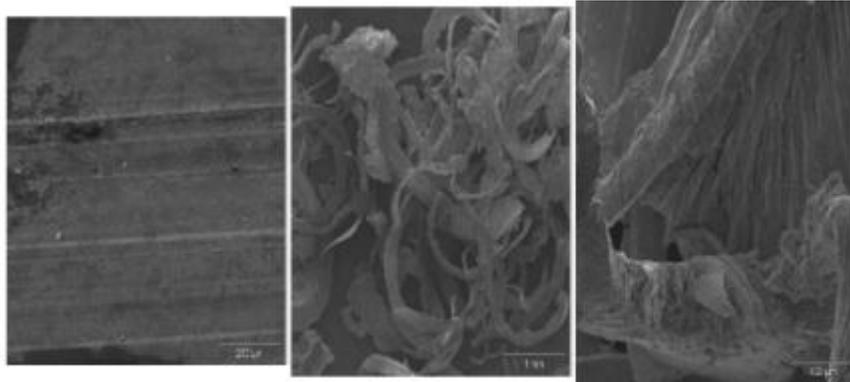
**4.3.2.1 Desgaste de mecanizado.** “Cuando se incrustan partículas afiladas de carburo de tungsteno triturado en el *hardbanding*, se produce desgaste de mecanizado. El casing es propenso a ser mecanizado cuando;

1. El casing experimenta una gran fuerza lateral
2. La superficie de los *tool joint* s está soldada con carburo de tungsteno
3. Hay un agente no abrasivo entre los *tool joint* s y la superficie de la casing.

Las partículas o la superficie opuesta actúan como herramientas de corte, cortando el metal en virutas largas como se ve en la figura 9”(Ripman, 2011).

### Figura 9.

*Micro morfología de desgaste de mecanizado*



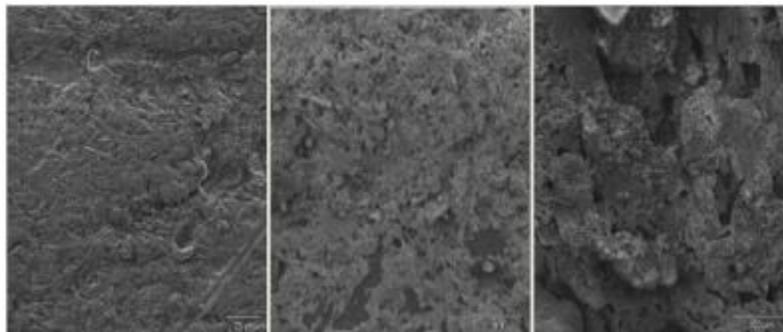
*Nota.* Tomado de: Ripman, S. (2011) *Casing Wear in Multilateral Wells Stavanger*: [Master Thesis] University of Stavanger

### 4.3.3 Desgaste abrasivo

“El desgaste abrasivo es el resultado de partículas sólidas que se encuentran en el lodo, arena y recortes, que ruedan entre el casing y el *tool joint* y crean un fino polvo de partículas de acero. El área de contacto relativamente pequeña entre la unión de la herramienta y el casing causarán altas presiones de contacto debido a la gran fuerza lateral. La alta presión causará altas cargas de contacto en las partículas abrasivas, permitiéndoles exceder la resistencia del acero y causar la fractura de la superficie del casing en puntos localizados. Esto se ilustra en la figura 10” (Ripman, 2011).

#### Figura 10.

*Micro morfología de desgaste abrasivo*



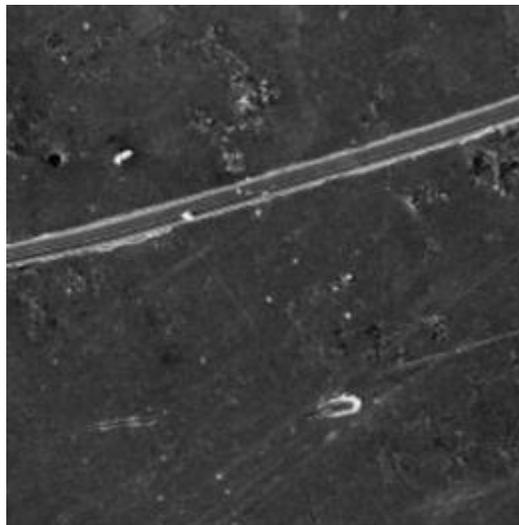
*Nota.* Tomado de: Ripman, S. (2011) *Casing Wear in Multilateral Wells* Stavanger: [Master Thesis] University of Stavanger

#### 4.3.4 Desgaste de pulido

“Cuando se crean partículas muy finas de polvo de acero al rodar entre el casing y el *tool joint* se mezclará con material más suave y producirá una superficie lisa y pulida. La tasa de desgaste causada por el pulido es muy baja y ocurre durante un período de tiempo más largo. Como se muestra en la figura 11, el desgaste del pulido no revela signos claros de desgaste en la superficie del casing” (Ripman, 2011).

#### Figura 11.

*Micro morfología de desgaste de pulido*



*Nota.* Tomado de: Ripman, S. (2011) *Casing Wear in Multilateral Wells* Stavanger: [Master Thesis] University of Stavanger

#### 4.4 Escombros de desgaste

“En pozos donde se espera una cantidad significativa de desgaste, se colocan imanes en la línea de flujo antes de que el lodo pase por los agitadores. Los escombros serán atrapados por los imanes y la cantidad ayudará a indicar la cantidad real de desgaste. No hay garantía de que todo el metal se adherirá al imán, ya que puede atascarse en el agujero o simplemente pasar por él. Algo del metal no se originará en la casing y esto influirá en la interpretación del desgaste real de la carcasa debido a la recolección de escombros. Determinar la cantidad de desgaste de la carcasa no es la única razón para recolectar los desechos de desgaste solos. Si los escombros se bombean de regreso al hoyo, pueden causar falla de las herramientas de fondo de pozo cuando pasan a través del ensamblaje del fondo del pozo y también causan desgaste adicional de la carcasa cuando fluye de regreso al espacio anular” (Rahman & Chilingarian, 1995).

#### 4.5 Causas del desgaste

“El desgaste del casing se puede presentar dado a diferentes factores que influyen durante la perforación. Algunas causas se presentan por las siguientes condiciones” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018):

##### 4.5.1 Condiciones de perforación.

“• Tensión del *drill pipe*

- Fuerza lateral
- Geometría del pozo
- Trayectoria del pozo
- Rata de perforación (ROP)
- Revoluciones por minutos de la tubería (RPM)
- Viajes de la tubería
- Configuración de la tubería” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

#### 4.5.2 *Materiales y equipos:*

- “• Hardbanding
- Grado del revestimiento
- Tipo de lodo y contenido de sólidos
- Área de contacto de la tubería con el revestimiento
- Protectores de *drill pipe*
- Ensamblaje direccional” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

#### 4.6 Modelo Del Desgaste

“El modelo de *casing wear*, fue desarrollado por Maurer Technology bajo el patrocinio del proyecto de *joint- industry DEA-42 casing wear technology*. El modelo predice la localización y la magnitud del desgaste en los revestimientos, para geometrías de pozos

*onshore* y *offshore*. El modelo permite el cálculo del desgaste en términos volumétricos por medio de:

1. El cálculo de la energía impartida por la rotación de los *tool joint* s sobre la pared interna del revestimiento.
2. La división de la energía impartida, por la energía requerida para remover una unidad de volumen de material del revestimiento” (Ripman, 2011).

#### **4.6.1 Factor de desgaste**

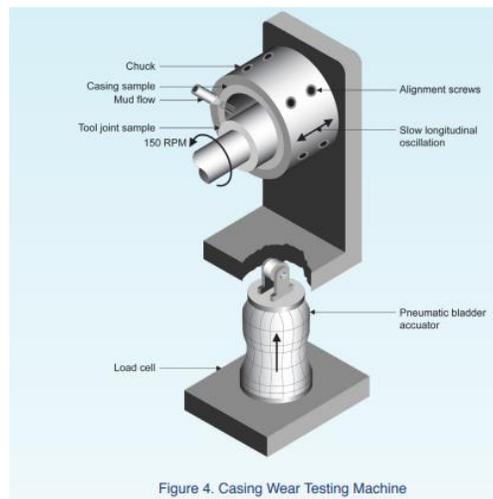
“Este término se introduce como parte del proyecto de *joint- industry* DEA-42 *casing wear* technology. Los factores de desgaste hacen parte integral del modelo propuesto para el estudio del desgaste; los cuales se basan en el fenómeno ocurrido cuando los *tool joint* s de la sarta tocan la pared interna del revestimiento al estar en rotación y se forma una ranura de forma cóncava sobre la pared interna del revestimiento. La principal suposición del modelo fue que “el volumen de acero removido por cada unidad de longitud del revestimiento, en un punto en la superficie interna de este, es proporcional al trabajo friccional realizado en ese punto a causa de la rotación *tool joint* contra el revestimiento”. Para el proyecto de *joint- industry* DEA-42, se llevaron a cabo más de 300 pruebas de laboratorio para calcular los valores de factor de desgaste bajo diferentes condiciones de perforación, repitiendo los experimentos para diferentes materiales y escenarios. Para cada prueba el volumen removido, la fuerza lateral y la distancia de deslizamiento, se determinaron en intervalos ajustados de tiempo, y a partir de estos resultados se computa

el factor de desgaste. En la Figura 12 se presenta un esquema del equipo DEA-42, con el cual se realizaron las pruebas” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

“La definición de factor de desgaste es la relación entre el factor de fricción y la energía específica, que es la cantidad de energía necesaria para retirar una unidad de acero. A continuación, en la Tabla 1, se muestra un ejemplo de algunos factores de desgaste determinados experimentalmente” (Mitchell & Xiang, 2012).

### Figura 12.

*Proyecto de joint- industry DEA-42 casing wear technology.*



*Nota.* Tomado de: Pegasus Vertex, Inc., (s.f.) Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention <https://www.pvisoftware.com/white-paper/Casing-Wear-Causes-Prediction-and-Prevention.pdf>

**Tabla 1.***Lista de factores de desgaste determinados experimentalmente*

<b>Trozos escogidos</b>		<b>Factor de desgaste (E-10 psi-1)</b>
Tipo de lodo	<i>Tool joint</i> de acero a base de agua o agua.	0,5 a 0,40
	Lodo a base de aceite, junta de herramienta de acero.	0,3 a 5
Material de <i>tool joint</i>	Carburo de tungsteno liso	8.5
	Carburo de tungsteno muy rugoso.	1625
	Otras capas de endurecimiento patentadas que no dañan la carcasa.	1 a 6
Protector giratorio del <i>Drill pipe</i>	Protector de tubería comenzó con carcasa oxidada.	4.1
	Protector de tubería con interior de carcasa media.	2.1
	Protector de tubería después de pulir la carcasa.	0.06

Nota. Tomado de: Mitchell, S. & Xiang, Y. (2012) Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA

#### 4.7 Factores que influyen en el casing wear

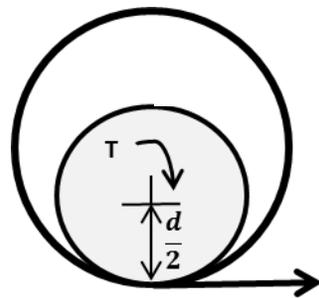
##### 4.7.1 Torque

“Se define como la fuerza necesaria para hacer que la sarta de perforación rote alrededor de su eje, superando las fuerzas de fricción dentro del pozo. Generalmente este es producido por el *top drive* o la *Kelly*. Matemáticamente el torque es directamente proporcional al radio de la tubería que gira, el coeficiente de fricción y la fuerza normal debida al contacto de la sarta con la pared del pozo, como se observa en la Figura 13

La fuerza normal depende del peso de la sarta de perforación, incluida la flotabilidad, la longitud del pozo y la inclinación. En perforación el torque se mide multiplicando la componente perpendicular de la fuerza aplicada por el radio de la tubería de perforación, y está dado por unidades de [N\*m] o [lb\*ft]” (Mitchell & Xiang, 2012).

**Figura 13.**

*Diagrama fuerza de torque*



$$T = \text{Fuerza} * \text{distancia}$$

$$T = F_R * \frac{d}{2}$$

$$T = F_N * \mu * \frac{d}{2}$$

Nota. Tomado de: Mitchell, S. & Xiang, Y. (2012) Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA

“Este parámetro se subdivide en tres categorías, torque friccional debido a las superficies que están en contacto dentro del pozo; torque mecánico, generado por la interacción entre la sarta de perforación y el hueco abierto frente a posibles escenarios problemáticos como lo son un derrumbe, una pega diferencial, etc.; y el torque en la broca que se da debido a la interacción entre las formaciones que están siendo perforadas y la broca de perforación.

Algunos de los factores que afectan la magnitud del torque son la severidad del *dogleg* (DLS), tamaño de la sarta y del hueco, peso en la sarta, entre otros. También, dependiendo del diseño del pozo y la operación de perforación, el torque se desarrollará de diferentes

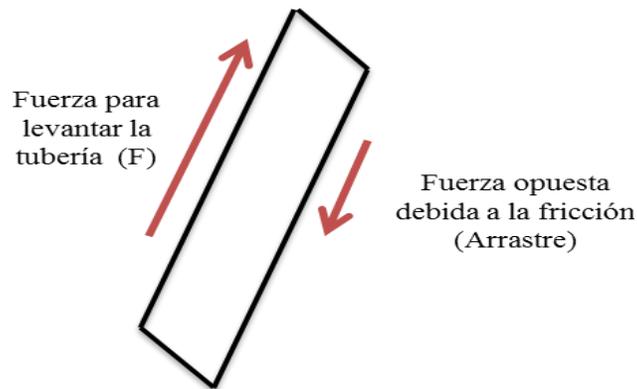
maneras a lo largo del pozo. El análisis de torque expone que el torque superficial total consta de muchos componentes, los cuales al evaluarse por separado definen con más precisión la fricción a lo largo del pozo”(Mitchell & Xiang, 2012).

#### 4.7.2 Arrastre

“Se define como una fuerza que actúa en dirección opuesta a la dirección en la cual se está moviendo la tubería como se observa en la Figura 14” (Mitchell & Xiang, 2012).

#### Figura 14.

*Diagrama de fuerza de fricción*



Nota. Tomado de: Mitchell, S. & Xiang, Y. (2012) Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA

“En otras palabras, el arrastre actúa como una fuerza incremental que se hace necesaria para mover la sarta de perforación a través del pozo. Se genera debido al contacto entre la

sarta de perforación con la pared del pozo y con el casing a medida que se avanza en el movimiento.

La magnitud de esta fuerza depende de la fricción del pozo, la cual a la vez se expresa como la fuerza de contacto normal y el coeficiente de fricción entre las superficies de contacto Ecuación 1, basado en la fricción de Coulomb (McCormick, Frilot & Chiu, 2011).

Las fuerzas de arrastre se acumulan durante las operaciones de subida, bajada o rotación de la tubería. En el sistema internacional de unidades el arrastre se representa con newton (N), mientras en el sistema inglés mediante la libra fuerza (lbf). (Vanegas et al, 2008)

$$F_f = F_N * \mu \quad \text{Ecuación 1}$$

$F_f$ = Fuerza de fricción

$F_N$ = Fuerza normal

$\mu$ = Coeficiente de fricción

El factor total de fricción de un pozo lo integran varios elementos, como lo son:

- Lubricidad de lodo.
- Rigidez de la tubería.
- Acumulación de recortes.
- *Key seats*. (Asiento de chaveta)
- Pega diferencial
- Severidad de la pata de perro.
- Efecto de la hidráulica

Sin embargo, la idea es generar un único factor de fricción que agrupe la mayoría de estos; para eliminar la incertidumbre y facilitar los cálculos en perforación se usan los valores de

0.20 para agujero entubado y 0.25 para agujero descubierto (Aadnoy, Fazaelizadeh & Hareland, 2010).

Otra consideración esencial es la existencia de tramos desviados u horizontales en la trayectoria del pozo que afectan directamente los valores de arrastre, debido a que, en estos dos escenarios la sarta de perforación se apoya sobre la parte baja del pozo o de la tubería” (Mitchell & Xiang, 2012).

#### ***4.7.3 Torque y arrastre***

“El arrastre de la sarta de perforación es la fuerza incremental necesaria para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo en el pozo; el torque es el momento dinámico necesario para hacer girar la tubería. Las fuerzas de arrastre suelen indicarse en relación con el peso de la sarta, medido con la sarta girando, pero no en movimiento recíproco. Medido a partir del peso de la cuerda en rotación, el arrastre de recogida suele ser ligeramente mayor que el arrastre de holgura. Las magnitudes de la torsión y la resistencia están relacionadas en cualquier pozo en particular; las fuerzas de resistencia elevadas y las cargas de torsión excesivas normalmente ocurren juntas. Hay una serie de causas para el torque y el arrastre excesivos, entre las que se incluyen las condiciones de pozo estrecho, el desprendimiento del pozo, los asientos de chaveta, la adherencia del diferencial, la acumulación de recortes causada por una mala limpieza del pozo y la fricción por deslizamiento del pozo. A excepción de la fricción por deslizamiento, estas causas están asociadas a condiciones problemáticas en el pozo. Por el contrario, en los pozos con buenas condiciones de perforación, la principal fuente de torque y arrastre es la fricción por deslizamiento. El torque y el arrastre de cualquier fuente tienden a ser más problemáticos en los pozos

direccionales. En pozos muy profundos y desviados, superar el torque y el arrastre puede ser fundamental para completar el pozo con éxito. La capacidad de predecir las cargas de fricción en la tubería de perforación tiene dos ventajas principales. En primer lugar, los pozos profundos y muy desviados pueden planificarse para minimizar la torsión y la resistencia. El uso del torque y el arrastre como criterio para seleccionar la trayectoria del pozo más adecuada ayudará a garantizar el éxito de las operaciones de perforación hasta la profundidad total. En segundo lugar, un conocimiento más completo de la carga de la sarta de perforación permite utilizar técnicas mejoradas de diseño de la sarta de perforación. Los componentes de la sarta de perforación pueden elegirse mediante un enfoque sistemático que tenga en cuenta las fuerzas adicionales implicadas” (Mitchell & Xiang, 2012).

**4.7.3.1 Modelos para predecir el torque y arrastre.** “Existen varios modelos matemáticos para predecir las fuerzas de torque y arrastre, cada modelo tiene sus teorías y suposiciones. El modelo de sarta suave y el modelo sarta rígida, son básicamente los dos tipos de modelos más comunes para el análisis de torque y arrastre. La certeza al aplicar cada modelo depende en gran parte de la tortuosidad del pozo, la cual se divide en macro o micro y tiene un efecto en la superficie de contacto entre la sarta y el agujero. La macro tortuosidad se caracteriza por tener irregularidades en una longitud mayor a 10 metros, mientras que la micro tortuosidad tiene una longitud menor a 10 metros. Los dos tipos de irregularidades tienen un efecto en el parámetro friccional del pozo, el cual es un valor difícil de predecir durante la fase de planeación” (Garivay de la Tejera, 2015).

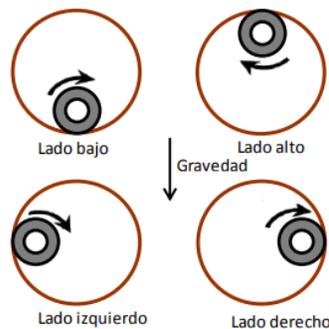
**4.7.3.1.1 Modelo de sarta suave.** “La mayoría de los modelos usados por la industria, están basados en el modelo de sarta suave, en ocasiones llamado modelo de “cable” o “cadena”. Este modelo asume que la sarta toma la forma que tiene la trayectoria del pozo y siempre existe el contacto entre el pozo y la tubería. Debido a la fricción generada por la rotación, la tubería tiende a recargarse en un lado del pozo (lado derecho, izquierdo, arriba), en estos casos las fuerzas de contacto entre el pozo y la sarta serán menores si se compara cuando se tiene a la sarta recargada en la parte baja del pozo; de acuerdo a esto, otra importante suposición que hace el modelo de sarta suave es no considerar la posición de la tubería, lo que introduce errores a la hora de calcular el torque y el arrastre, algunos autores compensan este error ajustando el valor del factor de fricción. En general, la posición de la sarta de perforación es relativa, ya que tal vez la superficie de contacto podría estar en la parte alta, del lado derecho o izquierdo del pozo, dependiendo de la sección del pozo y la operación de perforación que se esté realizando. El modelo de sarta suave no puede predecir la posición de donde estará recargada la sarta, por lo tanto y en algunos casos tal falta de predicción provocará errores en los resultados del cálculo de torque y arrastre” (Garivay de la Tejera, 2015)

**4.7.3.1.2 Modelo de sarta rígida.** “El modelo de sarta rígida, como lo dice su nombre toma en cuenta la rigidez de la sarta de perforación en el agujero y también el tamaño del espacio anular. Aunque exista una variedad de modelos desarrollados de sarta rígida, ninguno de ellos tiene una formulación estándar de torque y arrastre como el modelo de sarta suave. Menand y sus colegas introdujeron un modelo de sarta rígida basado en experimentos de visualización en 3D de la deformación de la sarta de perforación dentro del pozo, el cual muestra resultados más exactos si se compara con el modelo de sarta suave. Tal modelo contiene un algoritmo de contacto, el cual

calcula todos los puntos que están en contacto entre el pozo y la sarta. Aplicando el nuevo modelo de tubería rígida de S. Menand, la sarta se comporta de manera más natural en cuanto a las fuerzas de contacto laterales y momentos de flexión dentro del pozo, por lo tanto, es más precisa la predicción de torque y arrastre de acuerdo con las posiciones mostradas. Basado en experimentos, los modelos de sarta suave y rígida muestran resultados similares sobre una trayectoria con poca tortuosidad, pero al tener altas tortuosidades, el modelo de sarta rígida muestra mejores resultados” (Garivay de la Tejera, 2015).

### Figura 15.

*Posición de la sarta en relación con el pozo*



*Nota.* Tomado de. Garivay de la Tejera, R. R. (2015) Aplicación del modelo analítico 3D del torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México. México: Universidad Nacional Autónoma de México

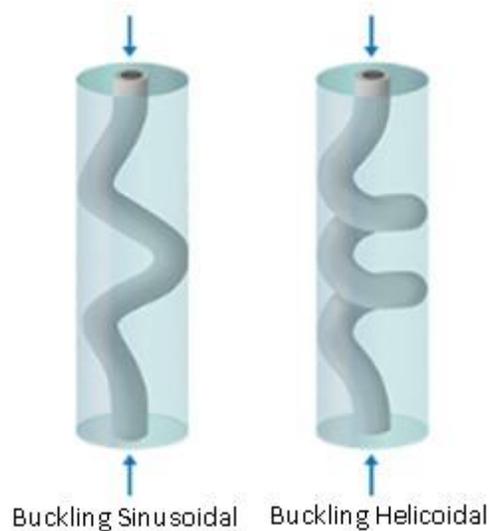
#### 4.7.4 Buckling

“Se refiere a la deformación que sufre la tubería de revestimiento al estar sometida a un esfuerzo compresivo, lo que puede conllevar a que la tubería puede terminar colapsada. Existen dos tipos de buckling, el helicoidal y el sinusoidal; ambos dependen de la rigidez de la tubería, el peso, el diámetro del pozo y la fuerza axial. La fuerza axial requerida para deformar la tubería en un buckling sinusoidal es menor que la fuerza requerida para generar un buckling helicoidal. Sin embargo, en la mayoría de los casos, a medida que aumenta la fuerza axial, el buckling helicoidal tiende a seguir después del sinusoidal. Es necesario tener en cuenta que la fuerza axial que actúa en cada punto de la tubería es diferente, por lo cual es posible que se tenga una tubería parcialmente deformada, o que la deformación se presente en puntos localizados.

Existen diferentes metodologías para modelar el buckling ocasionado durante la perforación, siendo unas más exactas que otras; estas se explican a continuación” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**4.7.4.1 Secciones rectas.** “Hace referencia a las secciones del pozo donde la inclinación no cambia. La diferencia entre los modelos es la naturaleza del cambio en la carga axial” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**4.7.4.2 Secciones curvas.** “Las secciones curvas en un pozo se deben al cambio de inclinación. Se requieren de cargas axiales mayores en las secciones curvas de los pozos, para forzar a la tubería a levantarse del fondo y deformarse” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**Figura 16.***Tipos de buckling*

Nota. Tomado de: PVI Software (s.f.) Buckling <https://www.pvisoftware.com/drilling-glossary/buckling.html>

#### ***4.7.5 Casing buckling***

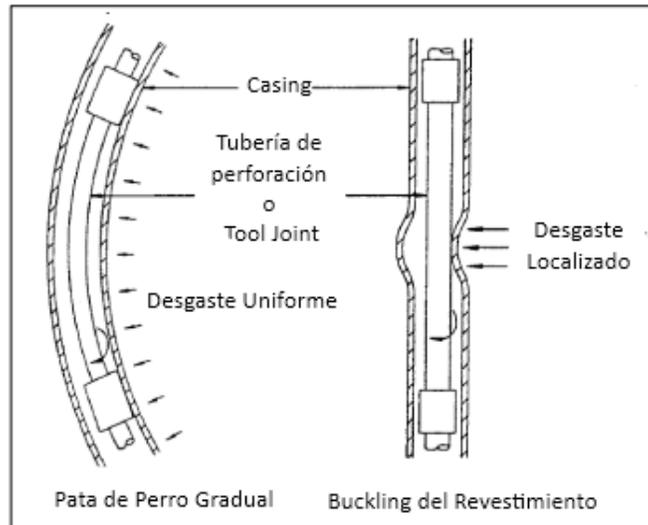
“Al continuar la perforación de un pozo donde los revestimientos presentan buckling, se pueden presentar problemas de desgaste. Lo anterior se debe a las patas de perro generadas por el buckling del revestimiento. En el momento en que se presenten pata de perros a lo largo del revestimiento, y se reanude la perforación para la siguiente fase, la fuerza lateral que ejerce la tubería de perforación sobre el revestimiento podría ser suficiente para que se presente fricción entre las dos tuberías, lo que generaría un desgaste del revestimiento.

En la Figura 17 se muestra la comparación entre una pata de perro gradual y otro localizado, generado por el buckling del revestimiento. Por lo tanto, cuando pase la tubería de

perforación se generará un desgaste del revestimiento mucho mayor y localizado en el segundo caso” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**Figura 17.**

*Dogleg Gradual vs. Dogleg del Casing*



*Nota.* Tomado de: Ripman, S. (2011) *Casing Wear in Multilateral Wells Stavanger*: [Master Thesis] University of Stavanger

#### **4.7.6 Vibraciones en la sarta de Perforación**

“Está ampliamente aceptado que las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo pueden ocasionar desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca. Recientemente este concepto ha sido extendido para que abarque la relación entre ciertos tipos de vibración y ciertos tipos específicos de falla en equipo de fondo. La detección de la vibración ha demostrado que esta está siempre presente hasta cierto punto, pero puede

ser especialmente dañina en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo) y esta es una de las causas principales de falla en la broca y la sarta de perforación. Se reconocen tres tipos principales de vibración en la sarta de perforación: Vibración Torsional: rotación variable en la tubería, torque y RPM. Vibración Axial: hacia arriba y hacia abajo, rebotes de la broca. Vibración Lateral: rotación descentrada, vibración lado a lado” (Lyons, 1996).

**4.7.6.1 Vibración Torsional.** “La vibración torsional ocurre cuando se disminuye o se detiene la rotación en el fondo a causa de que la fricción de resistencia supera el torque aplicado. El efecto principal, según puede verse en superficie, es una variación opuesta de las lecturas del torque y la rotación; en otras palabras, alto torque igual a baja rotación, bajo Torque igual a alta rotación. El significado de esta interrelación es el alternamiento de aceleración y deceleración del BHA y de la broca, con el torcimiento de la sección más flexible de la tubería de perforación. La forma más severa de esta clase de vibración produce un efecto de “*stick slip*” en el BHA y en la broca. Esto significa que la broca se detiene completamente hasta que la fuerza de torsión suministrada en superficie se acumula en la sarta de perforación supera la resistencia y la fricción y puede hacer que giren la broca y el BHA. La broca gira entonces a una velocidad muy superior a la que puede verse en superficie antes de volver a girar a la velocidad normal a medida que se disipa la energía acumulada en la sarta. Es inevitable que haya algún grado de vibración torsional cuando la sarta comienza a rotar cuando se está bajando el ensamblaje al fondo” (Lyons, 1996).

**4.7.6.2 Vibración Axial.** “La vibración axial aparece durante la perforación en dos formas:

- Vibración Vertical cuando la broca está en contacto con la formación.

- Rebotes de la broca contra el fondo del pozo.

Así como las vibraciones torsionales, las vibraciones axiales se presentan durante todas las fases de la perforación. La fase de vibración axial en la sarta se produce por el impacto inicial de la broca con la formación en el fondo. La amplitud de estas vibraciones iniciales generalmente desciende hasta un valor mínimo constante a no ser que sea interrumpido por rebote de la broca o alguna otra vibración. El rebote inicial de la broca se inicia al llegar al fondo con una velocidad excesiva. Esta amplitud puede ser reducida simplemente bajando la sarta a una velocidad menor. También puede ocurrir a consecuencia de un cambio en litología (lo cual puede elevar el impulso sobre la broca), o por un desgaste excesivo o desigual sobre la broca, o por vibración torsional y lateral. Los incrementos en vibración axial comúnmente están acompañados de “stick-slip”, cambios repentinos en el WOB y en las RPM. Generalmente, entre más dura sea la formación, más alta será la frecuencia de vibración axial de la broca. Los impulsos enviados a través de la sarta generarán mayores amplitudes de energía de vibración axial” (Lyons, 1996).

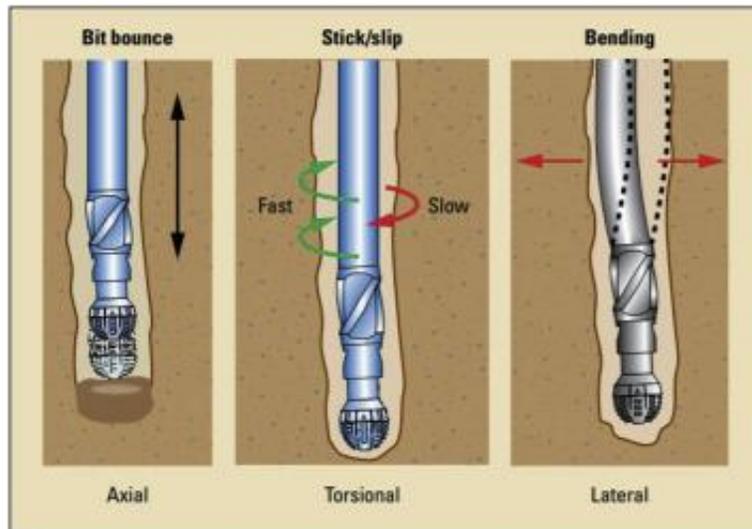
**4.7.6.3 Vibración Lateral.** “La rotación teórica de una sarta de perforación perfecta en un hueco vertical se conoce como movimiento simétrico axial, es decir movimiento simétrico alrededor de un eje. La vibración lateral es contraria a esto y está definida como una rotación no central de la broca y / o el BHA, causando impactos laterales contra la pared del pozo. La rotación de la sarta genera y mantiene este movimiento. La excentricidad resultante causa un desbalance dinámico el cual genera a su vez vibración torsional, axial y lateral. Puede tomar tres formas, cada una más severa que la anterior:

- Vibración Rotacional de la broca (*bit whirl*) Define la rotación excéntrica de la broca, lo cual es muy común en las brocas PDC.
- Vibración excéntrica Rotacional del BHA (*forward BHA whirl*) Describe la rotación excéntrica, cuyo eje gira en el mismo sentido de la sarta. (En sentido horario)
- Vibración excéntrica contrarotacional del BHA (*backward BHA whirl*) Ocurre cuando la fricción contra la pared del pozo ocasiona una rotación en sentido anti horario, opuesto a la rotación de la sarta.

Cuando se trata de visualizar el mecanismo de vibración lateral, se puede hacer la analogía popular a una cuerda de saltar sostenida en posición vertical, pero esto obviamente da una impresión exagerada debido a la restricción que representa la pared del pozo” (Lyons, 1996).

### Figura 18.

#### *Tipos de vibración*



*Nota.* Tomado de Lyons, W. (1996) Standard handbook of petroleum and natural gas engineering United States of America Acid-Free Paper

#### 4.7.7 *Stick slip*

“El Stick-slip, un modo de disfunción de perforación caracterizado por un ciclo de la broca que se detiene y acelera a velocidades superiores a la velocidad media del conjunto de fondo de pozo (BHA), se ha convertido en un elemento de riesgo importante en las operaciones de perforación de petróleo y gas” (Andersen, Forrester, & Creegan, 2017 ).

“El Stick-slip es uno de los modos de vibración en el sentido, que se deriva de oscilaciones torsionales. Más específicamente, se puede describir como una sucesión periódica de fases, donde la broca se detiene por completo (atascamiento) y luego se suelta repentinamente (deslizamiento), alcanzando RPM muy altas en comparación con la velocidad del *top drive*. En la práctica, esto no es ideal, ya que se espera que la sarta de perforación y la broca giren a la velocidad constante deseada. Además, esta vibración puede causar vibraciones laterales y axiales, provocando fallas en los equipos y reducción de la tasa de penetración (ROP). La naturaleza cíclica del fenómeno *stick-slip* podría conducir a fallas mecánicas, desgaste de equipos costosos y bajo rendimiento de perforación (Panayirci, Robinson, Scott, & Skoff, 2020).

“La conciencia de stick-slip, que es en gran medida un fenómeno relacionado con la vibración, ha aumentado en parte debido al auge de los cortadores de diamante policristalino (PDC) que perforan la roca con una fuerza rotatoria pura. Cuando ocurre stick-slip al final de una sarta de perforación, la liberación resultante de la energía acumulada provoca una torsión adicional en la sarta, lo que puede causar daños graves a la broca. Esto puede suceder durante la vibración torsional y lateral durante las fases de adherencia y deslizamiento. (Barbosa et al, 2015)

Combatir el *stick-slip* es fundamental para mejorar el rendimiento, aumentar la eficiencia de perforación y mejorar la vida útil del equipo. El *stick-slip* puede causar un desgaste significativo en los cortadores exteriores de las brocas y un exceso de resistencia al calor, lo que genera más recorridos de broca por sección y una mayor frecuencia de brocas que se dañan sin posibilidad de reparación. El rendimiento general de la perforación puede disminuir debido a la persistencia del efecto *stick-slip*, ya que la cantidad de energía transmitida desde el *topdrive* a la broca disminuye considerablemente. Los cortadores se engranan con menos consistencia y el torque en la broca fluctúa, mientras que la tasa de penetración (ROP) disminuye y la energía mecánica específica aumenta. El desgaste prematuro de la broca, la falla de la herramienta de medición durante la perforación (MWD) y la falla del motor también son problemas potenciales debido a la vibración dañina que se observa en la fase de deslizamiento” (Andersen, Forrester, & Creegan, 2017 ).

#### 4.7.8 Pata de perro (*Dogleg*)

“Un lugar particularmente torcido en un pozo donde la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente. Si bien los perforadores direccionales a veces crean intencionalmente un *dogleg*, el término se refiere más comúnmente a una sección del pozo que cambia de dirección más rápido de lo anticipado o deseado, generalmente con efectos secundarios dañinos. Al medir las trayectorias de los pozos, se realiza un cálculo estándar de la severidad de la pata de perro, generalmente expresada en grados bidimensionales por

100 pies [grados por 30 m] de longitud del pozo. Hay varias dificultades asociadas con los *doglegs*:

El pozo no está ubicado en la ruta planificada.

Existe la posibilidad de que una sarta de revestimiento planificada ya no pase fácilmente a través de la sección curva.

La abrasión repetida por la sarta de perforación en una ubicación particular de la pata de perro da como resultado un punto desgastado llamado asiento de llave, en el que los componentes del conjunto de fondo de pozo pueden atascarse a medida que se extraen a través de la sección.

La tubería de revestimiento cementada con éxito a través de la pata de perro puede desgastarse inusualmente rápido debido a las mayores fuerzas de contacto entre la sarta de perforación y el diámetro interior (ID) de la tubería de revestimiento a través de la pata de perro.

Es posible que un conjunto de fondo de pozo relativamente rígido no pase fácilmente a través de la sección de pata de perro perforada con un BHA relativamente flexible.

Las patas de perro excesivas aumentan la fricción general en la sarta de perforación, lo que aumenta la probabilidad de atascarse o de no alcanzar la profundidad total planificada.

Por lo general, estos problemas son manejables. Si el dogleg daña el pozo, se pueden tomar medidas correctivas, como escariar o subescariar a través del dogleg, o incluso desviar el pozo en situaciones extremas” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

#### ***4.7.9 Hardbanding:***

“Durante mucho tiempo, el endurecimiento superficial ha sido responsable de muchas fallas en la tubería de revestimiento que les costó a los operadores literalmente millones de dólares en reparaciones, desviaciones e incluso abandono de pozos. Además de esto, a los contratistas de perforación les costó la misma cantidad la reparación y/o el reemplazo de la sarta de perforación y el riser marino.

El objeto que causa el mayor desgaste del casing y riser es el *tool joint* de la tubería de perforación. Debido al mayor diámetro del *tool joint*, en comparación con el tubo de la tubería de perforación, ya sea en tensión o compresión, ya sea que se mueva o gire, está constantemente en contacto con el pozo abierto o con la pared del revestimiento. Con esto en mente, ese contacto constante siempre crea algún tipo de desgaste, ya sea desgaste del *tool joint*, desgaste de la tubería de revestimiento o del riser o, lo que es más común, todo lo anterior.

Las fallas de la tubería de revestimiento causadas por el desgaste de la sarta de perforación prácticamente han sido eliminadas cuando se usa el *hardbanding* de aleación resistente al desgaste adecuado.

A continuación, se explica los diferentes tipos de tecnologías de *hardbanding* usados en la industria” (Moblely, 1999).

**4.7.9.1 Carburo de Tungsteno.** “Normalmente es usado en formaciones duras o en perforación de hueco abierto. El uso de este tipo de *hardbanding* genera un desgaste masivo en el revestimiento” (Moblely, 1999).

**4.7.9.2 ArmacorM.** “En 1989/1990, Amorphous Technologies, Inc. desarrolló un *hardbanding* de aleación de cromo, armacor m, que, cuando se ejecuta dentro de la carcasa, reduciría sustancialmente el desgaste de la carcasa. Este era un material de tipo amorfo (es decir, endurecido por trabajo) que tenía un coeficiente de fricción muy bajo, por lo que generaba muy poco desgaste en la carcasa. Este *hardbanding* se desarrolló principalmente para proteger la tubería de revestimiento del desgaste causado por la rotación de la sarta de perforación y el desplazamiento a través de la tubería de revestimiento” (Mobley, 1999).

**4.7.9.3 Arnco 200XT.** “Este fue un *hardbanding* de tipo cristalino, en lugar de amorfo. Debido a su composición, la matriz de este *hardbanding* tenía una dureza constante a través de la pared entre 52 y 60HRc, así como una baja coeficiencia de fricción igual a la del Armacor M-. Estas dos características le dieron a este *hardbanding* la capacidad de proteger la tubería de revestimiento del desgaste abrasivo y, al mismo tiempo, proteger la junta de herramientas de la tubería de perforación del rápido desgaste abrasivo que se experimenta en el pozo abierto” (Mobley, 1999).

**4.7.9.4 Cromado.** “Es usado en la tubería de perforación y en los *heavy weight drill pipes* (HWDP), en puntos donde se debe tener especial cuidado con el desgaste del revestimiento. Este tipo de *hardbanding*, se desarrolló para reducir el desgaste del revestimiento, minimizar el torque de fondo y reducir la tendencia de pega diferencial” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**4.7.9.5 Carburo de Titanio.** “Contiene partículas de titanio y carburo dispersas a lo largo de una matriz de cromo. Este *hardbanding* se clasifica como amigable con el revestimiento” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018).

**4.7.9.6 Carburo de Boro.** “Contienen boro en vez de cromo en la matriz. También es amigable con el revestimiento” (Álvarez Solís & Posada Henao, 2018)

**Tabla 2.**

*Características y desempeño del harbanding*

Atributo	Acero sin protección	Armarcor M	Arnco 300XT	cromado	Carburo de Tungsteno	Carburo de Titanio
Desgaste(%)	17,3	5,9	5,5	5,3	21,5	7,63
Factor de Desgaste (E-10/psi)	5,5	1,12	1	1,27	7,6	1,7
Factor de Fricción	0,2	0,15	0,19	0,13	0,15	0,19
Diámetro Desgaste <i>Tool joint</i> en el Casing (pulg)	0,004	0,003	0,001	0,007	0	0,004
% Cromo	0	30	0	19,26	0	0

*Nota.* Álvarez Solís, L. C. & Posada Henao, L. (2018) Análisis del desgaste mecánico de los

revestimientos para los campos Floreña y Pauto Bogotá D.C.: [Proyecto integral de Grado]

Fundación Universidad de América

#### **4.7.10 Fluidos de perforación**

“Se puede considerar que el término fluido de perforación abarca todas las composiciones utilizadas para ayudar en la producción y posterior extracción de los recortes perforados de

un pozo en la tierra. Cada fluido de perforación se puede clasificar como perteneciente a uno de dos grandes grupos, a base de agua y a base de aceite.

Durante la perforación, las funciones de los fluidos de perforación son:

- Eliminación de los recortes del agujero.
- Refrigeración y lubricación de la broca y la sarta de perforación
- Control de la presión del subsuelo.
- Proteger la sarta de perforación y la tubería de revestimiento” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).

**4.7.10.1 Fluidos base agua.** “En los sistemas a base de agua, la fase continua y el componente principal es el agua, los otros componentes son sólidos activos, sólidos inertes y productos químicos. La formulación de los cuatro componentes da lugar a las diversas y variadas propiedades de los fluidos a base de agua. El agua, como fase continua en cualquier fluido a base de agua, puede ser dulce, dura o salada. La función principal del líquido es proporcionar la densidad y la viscosidad iniciales que pueden modificarse para obtener cualquier propiedad reológica deseable” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).

**4.7.10.2 Fluidos base aceite.** “Si el aceite es la fase continua del fluido de perforación, entonces se clasifica como un fluido a base de aceite. Puede contener agua como fase discontinua en cualquier proporción hasta el 50%. Si el porcentaje de agua o salmuera (mezcla de agua y electrolito) es superior al 10%, entonces el fluido se considera una emulsión invertida. La fase sólida es esencialmente la misma que la de los fluidos de perforación a base de agua, que contiene materiales densificantes, sólidos perforados y arcillas. Sin embargo, las arcillas y otros coloides

son oleofílicos (amantes del aceite) y se deben agregar tensioactivos para estabilizar la emulsión” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).

#### ***4.7.11 Contenido de sólidos***

“La cantidad total de sólidos en un fluido de perforación determinada por destilación incluye tanto los sólidos disueltos como los suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos en suspensión puede ser una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos o comerciales. Ejemplos de sólidos disueltos son las esteras solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos en suspensión forman la torta de pared, los sólidos disueltos permanecen en el filtrado. Los contenidos totales de sólidos suspendidos y disueltos se expresan comúnmente como porcentaje en volumen y menos comúnmente como porcentaje en peso. Se debe mantener los sólidos, especialmente los sólidos perforados o los materiales densos abrasivos (p. ej., hematita, estearato de aluminio) al mínimo” (Avilés, Dardis, Jacob, & Schlumberger., 1997).

#### ***4.7.12 Fluid Bearing***

“Los cojinetes de fluido se utilizan con mucha frecuencia en la industria. La técnica de separar las piezas con dos cargas y colocar una película de fluido entre ellas puede generalizarse en dos condiciones:

Lubricación hidrodinámica e hidrostática. La lubricación hidrodinámica generalmente utiliza el movimiento relativo entre los miembros del cojinete para formar una película de fluido convergente en forma de cuña en la dirección del movimiento para promover la

presurización del fluido. Un ejemplo común de esto son los rodamientos cilíndricos lubricados por baño de aceite. La lubricación hidrostática utiliza una fuente de alimentación externa para hacer que exista una película de fluido entre dos piezas. Esto se consigue incluso con un movimiento relativo nulo entre las superficies. Algunos ejemplos de lubricación hidrostática de gran envergadura se han dado en el funcionamiento de máquinas-herramienta, radiotelescopios y antenas de comunicación y radar. Una desventaja del uso de la lubricación hidrostática en su forma pura es el requisito de un sistema de suministro de fluido relativamente caro y de gran volumen. Los requisitos de gran volumen se deben a que el fluido presurizado no se captura en la zona de rodamiento y, por lo tanto, se deja escapar, lo que significa que hay que mantener un suministro continuo de fluido” (Shanks, Weber, & Larralde, 1976).

#### ***4.7.13 Protectores de drill pipe.***

Son dispositivos que se usan en la tubería de perforación, como medio para proteger el contacto entre esta y los revestimientos. En la industria del petróleo han existido diferentes tipos de protectores de la sarta de perforación, los cuales se pueden dividir principalmente en dos categorías: los protectores rotativos y los no rotativos

**4.7.13.1 Protectores rotativos.** Son aquellos que son anclados o instalados en la sarta de perforación, y que están adheridos a ella, por lo que en el momento en que la sarta rote, los protectores rotarán con ella. (Álvarez y Posada, 2018)

**4.7.13.2 Protectores de tubería de perforación no rotativos (NRDPP).** Consisten en una camisa que puede ser plástica o elastomérica, que no se encuentra anclada a la sarta de perforación, sino que se mantiene en su posición porque tiene dos collares posicionados arriba y debajo de ella, los cuales sí se encuentran anclados a la tubería de perforación. De esta manera, los collares proveen de sostén y de anclaje a la camisa de goma, mientras que esta no se encuentra adherida a ninguna parte del sistema, por lo que puede rotar libremente.

## 5. Non Rotating Protectors

Los NRPs son unas herramientas multitarea que reducen el torque de la sarta de perforación para que una mayor parte de la energía introducida en la superficie llegue a la broca.

La camisa de las NRPs está fabricada con un material de baja fricción que reduce la resistencia y permite que llegue más peso a la broca; esta tiene un diámetro exterior mayor que los *tool joint s* de la tubería de perforación, lo que aísla la sarta de perforación de la tubería de revestimiento y, al hacerlo, reduce el desgaste de esta y elimina el agrietamiento por calor que puede provocar que las *tool joint s* de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento fallen.

La colocación de un ensamblaje en el *mid-joint* reduce la deflexión que induce al buckling para limitar el daño a la tubería de perforación y reducir el torque.

La camisa no giratoria se instala entre los dos collares de tope y se deja girar por sí mismo en la tubería de perforación. Cuando la camisa entra en contacto con la pared del pozo, deja de girar y permite que la tubería de perforación gire dentro de su diámetro interior, de forma similar a un cojinete. La configuración del diámetro interior de la camisa induce un efecto de cojinete de fluido y la tubería de perforación gira dentro de la camisa estacionaria.

La tubería de perforación está entonces literalmente flotando en una película de fluido que reduce en gran medida la fricción rotacional. Debido a que la camisa está hecha de un material de baja fricción, la resistencia al deslizamiento en el pozo se reduce en gran medida, permitiendo así que la sarta de perforación se deslice más fácilmente a través del pozo, proporcionando el peso necesario para la broca.

### 5.1 Usos de los NRP

- Protección del Casing (Desgaste)
- Protección del *Riser* (Desgaste)
- Reducción de Torque
- Reducción de arrastre
- Prevención de *buckling*
- Reducción de vibración

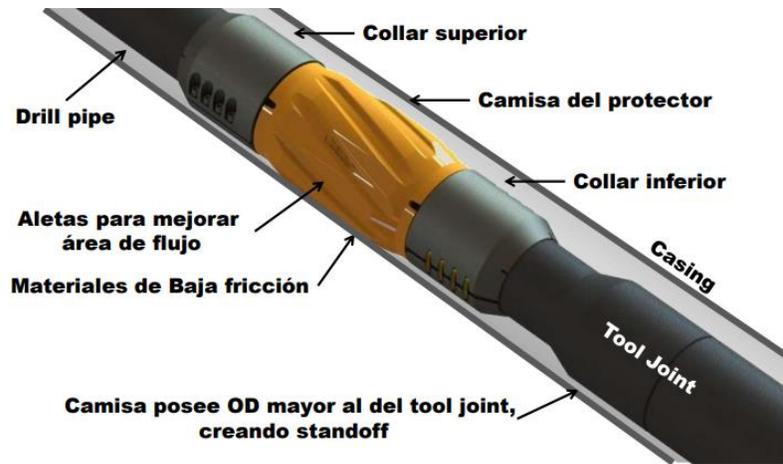
### 5.2 Partes del Non-Rotating Protector

El NRP consta de tres partes principales, como se ilustra en la Figura 19; una manga protectora central de caucho o plástico con bisagras que está unida a un inserto de metal reforzado, y dos *bearing collars* de empuje con bisagras de aluminio. Para permitir que la manga gire libremente, se coloca entre los dos collares con suficiente espacio libre. Los pasajes, o “flautas”, a lo largo de la cara del manguito protector aseguran un paso suficiente para el flujo de fluido. Dado

que la manga de NRP tiene un diámetro exterior más grande que los *tool joint* circundantes y su ubicación está muy cerca, entra en contacto con el casing antes que el *tool joint*. (Galván, 2010)

Esto impide que se produzca desgaste en puntos donde sólo hay contacto entre el manguito protector y el casing ya que se elimina el desgaste rotacional. Pero esto implica que existe la necesidad de instalar NRDPP de manera uniforme en toda la sarta, lo cual es muy poco práctico. Por lo tanto, su uso está enfocado en las secciones de construcción del pozo donde la fuerza de contacto lateral es mayor.

La manga protectora está especialmente diseñada para actuar como un *fluid bearing* para crear una elevación hidráulica que separa eficazmente la manga de la pared del casing. Este fenómeno se produce debido al fluido de perforación, que es forzado a lo largo del manguito, y al movimiento relativo de la tubería de perforación. Los NRDPP están diseñados específicamente para permitir que el fluido de perforación pase fácilmente por los protectores, introduciendo flautas en el manguito que son pasajes que permiten el flujo de fluido. El diámetro interior de estos pasajes está especialmente diseñado para actuar como un fluid bearing utilizando el fluido de perforación y el movimiento relativo de la tubería de perforación con respecto al manguito para crear una "elevación" hidráulica. Las dos superficies de interconexión se separan efectivamente y experimentan un contacto de fricción extremadamente bajo, ya que la fricción en el punto de contacto se reduce a la fricción entre la tubería de perforación y el fluido de perforación. Dependiendo del tipo de fluido de perforación que se utilice, la fricción restante puede ser típicamente alrededor del 10% de la del acero contra el acero. (Madrid, 2016)

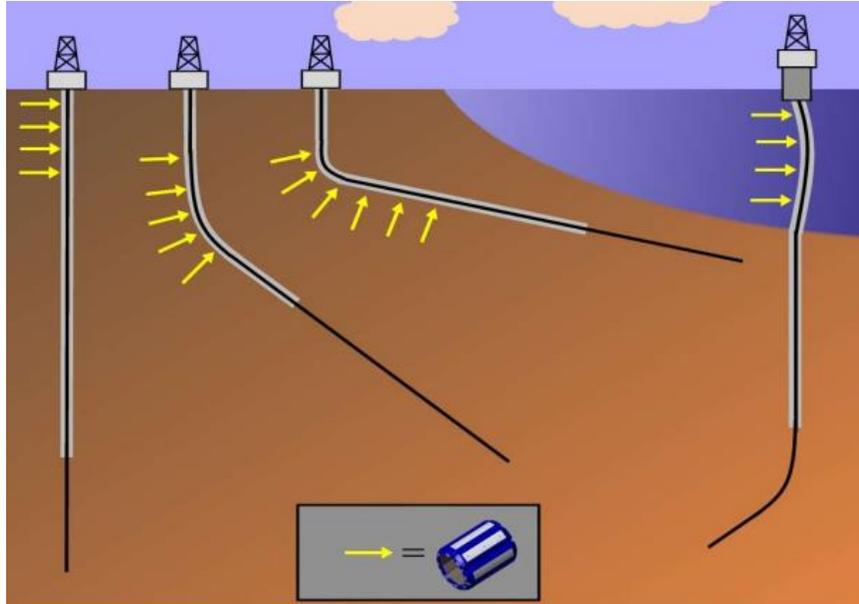
**Figura 19.***Partes del NRP*

*Nota.* Tomado de: informe confidencial de WWT International.

### 5.3 Ubicación típica de Instalación

La ubicación típica de instalación de las NRPs siempre va a estar relacionada con los puntos donde se aprecie una mayor fuerza de contacto lateral y/o donde hayan *tool joint* s en la sarta de perforación, para así contrarrestar el desgaste del casing y del riser (operaciones costa afuera); en la Figura 20 se pueden ver tres ejemplos de ubicación de protectores NRPs para optimizar la protección de la tubería de perforación y de revestimiento. Los puntos donde se ubican son porque se detecta una mayor fuerza de contacto que puede ser debido a la trayectoria del pozo (curva), geología compleja para perforar o donde se presentan corrientes oceánicas adversas (en el caso de perforación offshore).

**Figura 20.***Ubicación típica de Instalación*



*Nota.* Tomado de: informe confidencial de WWT International.

## 5.4 Funcionamiento de la herramienta NRPs

### Cómo Funciona el NRP

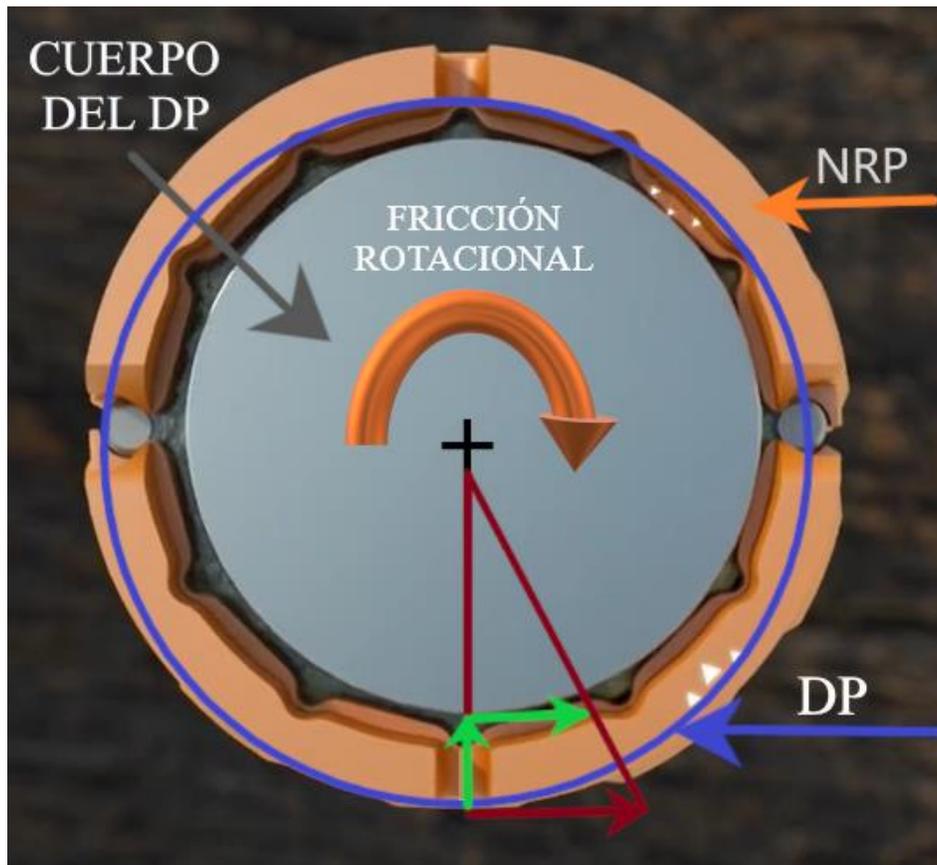
Es una herramienta tipo abrazadera (“*clamp on*”), donde el *drill pipe* rota dentro de la camisa del protector que posee un OD superior al del *tool joint*, para eliminar el contacto entre el este y el casing; dentro de la camisa hay un “*Fluid bearing*” que reduce la fricción entre el DP y el NRP y también tiene almohadillas de baja fricción que reducen el arrastre.

Cuando se colocan correctamente, los protectores pueden estabilizar el *drill pipe* y reducir efectos de *buckling*. La reducción del torque, arrastre y *buckling*, resultan en la posibilidad de incrementar WOB, ROP, y minimizar viajes debido a la vibración y/o daño a herramientas de fondo de pozo.

Como se muestra en la Figura 21, el torque generado por la fricción es proporcional a la longitud de su radio. El NRP reubica la fricción a un radio menor, dándole una desventaja mecánica para generar torque.

**Figura 21.**

*Radio Efectivo de un NRP*



*Nota.* Reelaborado de: informe confidencial de WWT International.

### 5.5 Condiciones de aplicabilidad

Los protectores no rotatorios (NRP) evitan de manera efectiva el contacto de la sarta de perforación con el pozo y el riser (cuando se perfora en offshore). Puede beneficiarse del uso de los NRP si enfrenta uno o más de los siguientes desafíos:

- Pozos Direccionales Profundos
- Pozos de alcance extendido
- Pozos Horizontales
- Patas de perro no planificadas
- Operaciones de risers en aguas profundas
- Pozos subsalinos de aguas profundas
- Re-entradas y desvíos
- Patada de pozo superficial
- Aplicaciones del riser de producción
- Perforación lenta y difícil
- Pozos profundos en forma de S
- Top driver con poca potencia
- Cabezales de pozo desplazados
- Parches para casing
- Corrientes oceánicas adversas

## 5.6 Beneficios medibles y limitaciones operacionales

### 5.6.1 Beneficios

• Dependiendo de la aplicación, los protectores no giratorios de WWT pueden proporcionar resultados significativos. Se ha demostrado que los NRP contribuyen a:

- Evitar el desgaste del casing
- Reducir el torque
- Aumentar la ROP
- Minimizar el *buckling*
- Prolongar las operaciones de perforación en corrientes marinas adversas
- Reducir el *stick slip*
- Evitar el desgaste del riser y riser de producción
- Disminuir las vibraciones
- Preservar la integridad de la tubería de revestimiento para futuras perforaciones

laterales

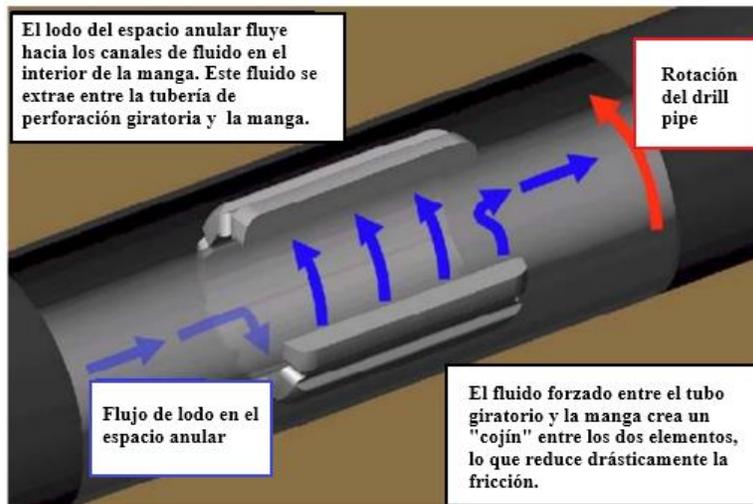
- Minimizar el agrietamiento por calor
- Aumentar el peso de la broca
- Proteger el tubo de perforación
- Reducir el estrés y la fatiga del equipo de superficie y de la sarta de perforación.

### 5.6.1.1 Reducción de Torque / Fluid bearing.

- Los protectores crean un “*fluid bearing*” efectivo usando el fluido de perforación o completamiento.
- Factor de fricción rotatorio final entre 0.03 and 0.10
- Reducción de torque típica: 10% to 40%

**Figura 22.**

*Funcionamiento del Fluid Bearing.*



*Nota.* Reelaborado de: informe confidencial de WWT International.

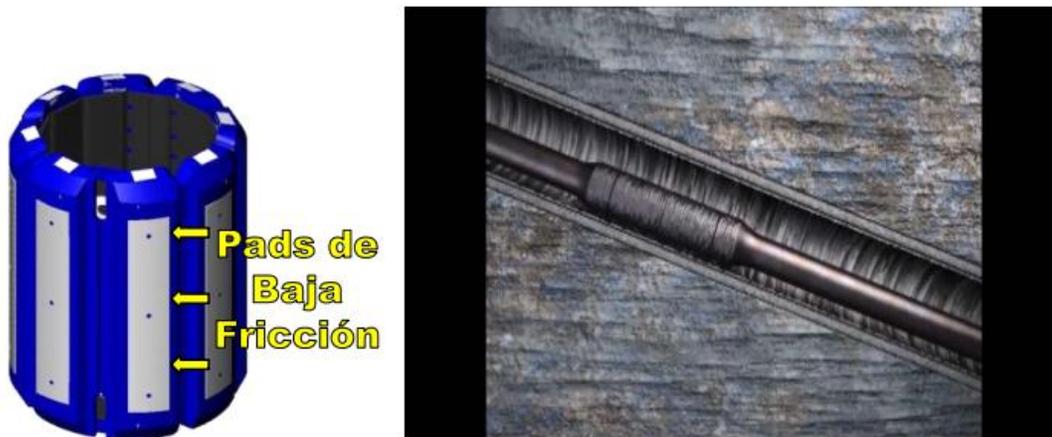
### 5.6.1.2 Reducción de Arrastre.

- Material de baja fricción en el OD del protector reduce la fricción al deslizar de 30% a 50%.
- Reducción típica en el peso al levantar la sarta de 5% a 15%.

- La prevención de *buckling* también es muy importante en muchos trabajos de reducción de arrastre

**Figura 23.**

*Pads de baja fricción*



*Nota.* Tomado de: informe confidencial de WWT International.

**5.6.1.3 Reducción de Stick Slip usando Non-Rotating Protectors (NRPs).** Los NRPs desacoplan la fricción axial y rotacional en áreas de alta fuerza lateral, reduciendo las oscilaciones de torque. La capacidad de la sarta de almacenar energía por fricción es reducida, creando una transmisión de torque con menos interferencias a la broca.

Figura 24.

*Fricción axial*



*Nota.* Tomado de: informe confidencial de WWT International.

**5.6.1.4 Reducción de Stick Slip usando Non-Rotating Protectors (NRPs).** El efecto *stick-slip* es un fenómeno dinámico, relacionado con el atascamiento de la broca en fondo y los RPMs a lo largo de la sarta.

- Desafortunadamente no puede predecirse, los NRPs reducen la energía torsional almacenada en la sarta, lo cual reduce las oscilaciones de la misma. Esto facilita la transmisión de torque a la broca.

- El efecto *stick & slip* es también producto de torque y RPMs erráticos, (diferencia entre RPMs en superficie y en fondo), si el torque a lo largo de toda la sarta se disminuye, entonces el efecto *stick-slip* también se disminuye.

### 5.6.2 Limitaciones Operacionales

Las limitaciones prácticas de las NRPS en uso prolongado son las temperaturas superiores a 350°F y una carga lateral normal superior a 2000 libras. Los pozos calientes se encuentran tanto en la exploración petrolera como en la geotérmica en todo el mundo. Las altas temperaturas del fondo del pozo pueden dañar el material polimérico utilizado en las camisas, Las camisas suelen estar hechos de plástico o materiales elastoméricos. Generalmente, los plásticos económicamente viables tienen un mejor desempeño a temperaturas de operación menores a 250°F. Para temperaturas de operación de 250-350°F, generalmente se recomiendan camisas elastoméricas. La exposición prolongada a temperaturas superiores a los 350°F produce daños térmicos en todo el cuerpo de la camisa protectora, pérdida de propiedades mecánicas y, potencialmente, la destrucción del protector. Una carga lateral excesiva en las NRPs reduce los beneficios y la vida útil de la herramienta. La aplicación de cargas superiores a la capacidad del elevador hidráulico provoca la degradación del elevador y la consiguiente degradación de los beneficios del uso del NRP. Las cargas excesivas provocan un desgaste excesivo del extremo de la camisa por el collarín, reduciendo la vida útil de la herramienta. La información suministrada por el operador, que define las temperaturas del fondo del pozo, las propiedades del lodo y los parámetros de perforación, puede evitar los problemas potenciales de las limitaciones operativas de las NRPs. (*SPE 35666*)

## 5.7 Soluciones que brindan los NRPs

### 5.7.1 Solución para desgaste de casing

Los protectores no giratorios de WWT evitan el desgaste del casing al crear una separación entre el casing y el *tool joint*. La instalación de un protector no giratorio directamente sobre el *tool joint* evita el contacto con la misma. La instalación de los NRPs en cada junta de la tubería en las zonas de alto contacto del pozo proporciona una protección óptima de la tubería de revestimiento para cada sección del pozo donde se aplica. Si las fuerzas de contacto superan la capacidad de carga lateral de un conjunto individual, se puede instalar otro para compartir la carga, lo que permite acomodar cualquier medida de fuerza de contacto. La flexibilidad de colocación, junto con la ausencia de conexiones añadidas, hace que las operaciones sean sencillas y seguras. Además, no es necesario retirar y guardar los protectores cada vez que se saca de la perforación. Basta con manipular la tubería de perforación protegida para mantener la colocación continua en las zonas críticas del pozo.

### 5.7.2 Solución para esfuerzo de torque

Los protectores no giratorios de WWT reducen la fricción rotacional entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento al crear una separación entre las dos superficies. La geometría única y patentada del manguito interior permite que el fluido fluya hacia el interior del

manguito. La rotación de la tubería de perforación arrastra el fluido a través de los planos del manguito, creando un cojinete de fluido dentro de este, reduciendo la fricción de rotación entre un 50 y un 90%, incluso a bajas revoluciones y en casi cualquier fluido de perforación o de completamiento. El resultado es que el torque en la superficie se reduce significativamente, lo que permite distribuir más torque a la broca, mejorando el rendimiento de la perforación y la velocidad de penetración (ROP).

### ***5.7.3 Solución para arrastre***

El protector no giratorio WWT modelo SS (*Super Slider*) cuenta con almohadillas de baja fricción en el exterior del manguito que reducen la fricción por deslizamiento entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento. El manguito se desliza fácilmente a lo largo de la tubería de revestimiento mientras la tubería de perforación gira en su diámetro interior, aislada del contacto con la tubería de revestimiento. De este modo, se aumenta el peso de la sarta y se reduce el peso de la recogida en la superficie.

### ***5.7.4 Solución para buckling***

Se ha demostrado que los protectores no giratorios reducen el buckling de la sarta de perforación al disminuir la longitud efectiva de la columna de la tubería de perforación y, al mismo tiempo, la fricción por deslizamiento. El análisis de elementos finitos y la experiencia de campo han demostrado que la reducción de la longitud no soportada mediante la colocación de un

protector en el centro de la tubería de perforación puede reducir o prevenir los efectos del buckling como el aumento del torque, la resistencia, la vibración y el bloqueo de la sarta de perforación.

#### ***5.7.5 Solución para el desgaste del Riser y Conjunto Inferior Del Riser (LMPR)***

Los protectores no giratorios son ideales para la protección del riser y de la BOP/cabeza de pozo en operaciones en aguas profundas. Se ha demostrado que los protectores amplían la ventana de operación en corrientes oceánicas adversas. Los operadores han podido continuar con las operaciones de perforación cuando, de otro modo, se habrían detenido a la espera de que las corrientes disminuyeran. El protector proporciona una separación adecuada entre la sarta de perforación y el riser, la junta flexible, la cabeza de pozo y el preventor de reventones, evitando así el desgaste y los daños. Los NRP son también una defensa eficaz contra el desgaste del riser de producción, lo que permite realizar operaciones protegidas a través de riser de barrera única. Los conjuntos WWT SC (desmontables) proporcionan una fuerza de sujeción adicional y se han desmontado con éxito a través de una configuración típica de BOP anular submarino durante las pruebas.

## 6. Tipos, características y beneficios de la herramienta NRPs

### 6.1 HD Super Slider 3 (HD SS3) Non- Rotating Protectors (NRP)

- Reduce el torque y el arrastre.
- Protege contra el desgaste de la tubería de revestimiento, el riser y la tubería de perforación.
- Reduce el pandeo, el agrietamiento por calor, la vibración y el efecto *stick-slip*.
- Capacidades de pozo abierto.

#### Figura 25.

*Modelo NRP HD SS3*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**Características y beneficios**

- El nuevo diseño de la manga mejora las capacidades de fuerza lateral.
- Protección positiva contra el desgaste de la tubería principal y de la tubería de revestimiento durante la perforación y operaciones de completamiento.
- Reducción significativa del torque creada por el fluido patentado de WWT El diseño del rodamiento (*bearing*) permite mejorar la ROP, las RPM y la limpieza del orificio.
- Compatible con casi todos los fluidos de perforación y terminación.
- El diseño del protector SS3 permite aplicaciones de orificio abierto. Rango de rendimiento operativo óptimo de 20 a 250 RPM.
- Cada ensamblaje acepta hasta 80,000 libras de la fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación por montaje: menos de 1 minuto.

**Tabla 3.**

*Características HD SUPER SLIDER 3 (SS3) NON- Rotating Protectors(NRP)*

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo HD-SS3								
	HD-SS3- 400- SLIM	HD- SS3- 400	HD-SS3- 450- SLIM	HD- SS3- 450	HD- SS3- 500	HD- SS3- 550	HD- SS3- 578	HD-SS3- 658- SLIM	HD- SS3- 658
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	4.00	4.00	4.50	4.50	5.00	5.50	5.88	6.63	6.63
OD Max de la Manga [in]	5.50	5.75	6.25	6.75	7.30	7.75	8.00	8.75	9.13
OD Efectivo de Manga [in]	5.30	5.47	6.00	6.25	6.79	7.26	7.52	8.31	8.52
OD Collar [in]	5.07	5.38	5.88	6.00	6.50	7.00	7.38	8.13	8.13
Longitud de Manga [in]	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Volumen de Manga [in <sup>3</sup> ]	111	120	153	168	177	203	206	233	252
Peso de Manga [lb]	6.7	9	9.5	10	11	13	13.3	15.8	16

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo HD-SS3								
	HD-SS3- 400- SLIM	HD- SS3- 400	HD-SS3- 450- SLIM	HD- SS3- 450	HD- SS3- 500	HD- SS3- 550	HD- SS3- 578	HD-SS3- 658- SLIM	HD- SS3- 658
Peso del Montaje [lb]	19	22	24	25	27	30	31	39	40
Clasificación de Carga Lateral Continua [lb]	2,200	2,200	3,000	3,000	3,000	3,000	4,000	5,000	5,000
Clasificación de Carga Lateral Intermitente [lb]	6,600	6,600	9,000	9,000	9,000	9,000	12,000	15,000	15,000
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	9.5	10.9	12.4	14.8	16.6	17.6	17.3	19.8	22.6
Área de Flujo Total									
7 x 32 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	7.1	5.7							
7 x 29 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	8.0	6.6							
7 x 26 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	8.9	7.5							
7-5/8 x 39 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	12.4	11.0	6.2						
9-5/8 x 53.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	35.1	33.7	28.9	26.5	21.0	15.8	12.8		
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	52.7	51.3	46.5	44.1	38.6	33.5	30.4	20.5	
13-3/8 x 72 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	97.7	96.3	91.4	89.0	83.5	78.4	75.3	65.5	62.7
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido con Características de Resistencia al Desgaste								
Material de la Manga	Polímero Avanzado de Baja Fricción con Aditivos Antidesgaste Patentados, Caucho de Nitrilo y Lámina de Aleación de Acero								
Temperatura Max.	220° F (105° C)								

Nota. Tomado de: informe PS013A de WWT International.

### 6.2 High-Temperature (HT) – NRP

- Reduce el torque rotatorio.

- Proteger contra el desgaste de la tubería de revestimiento, *riser* y tubería de perforación.
- Reduce el pandeo (*buckling*), el agrietamiento por calor, la vibración y el deslizamiento (*stick-slip*).

**Figura 26.**

*Modelo NRP HT*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**Características y beneficios**

- Protección positiva contra casing y desgaste del *riser* durante la operación de perforación.
- Se ha creado una reducción significativa del torque por nuestro rodamiento fluido patentado. El diseño permite una ROP mejorada.

- Compatible con la mayoría de aceites, Perforaciones sintéticas y fluidos a base de agua.
- Rendimiento operativo óptimo rango de 30-250 RPM.
- Reduce la sarta de perforación y la superficie estrés del equipo. Cada ensamblaje acepta hasta 30,000 libras de fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación: menos de 1 minuto

**Tabla 4.**

*Características High-Temperature (HT) – NRP*

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo HT				
	HT- 350	HT- 400	HT- 500	HT- 550	HT- 578
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	3.50	4.00	5.00	5.50	5.88
OD Max de la Manga [in]	5.50	5.88	7.25	7.75	8.00
OD Collar [in]	5.00	5.50	6.50	7.00	7.38
OD Efectivo de Manga [in]	5.20	5.54	6.83	7.34	7.62
Longitud de Manga [in]	10	10	10	10	10
Longitud Total [in]	20	20	20	20	20
Clasificación de Carga Lateral [lb]	1,500	1,500	2,000	2,000	2,500
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	11.6	11.5	17.0	18.6	18.5
Área de Flujo Total					
7 x 29 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	8.8	6.0			
7 x 26 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	9.7	6.9			
7-5/8 x 39 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	13.2	10.4			
9-5/8 x 53.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	36.0	33.1	20.6	14.8	11.6

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo HT				
	HT- 350	HT- 400	HT- 500	HT- 550	HT- 578
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	53.6	50.7	38.2	32.5	29.2
13-3/8 x 72 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	98.5	95.7	83.1	77.4	74.1
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido				
Material de la Manga	Caucho de Butadieno Hidrogenado de Nitrilo (HNBR)				
Temperatura Max.	330° F (166° C)				

*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

### 6.3 High-Temperature 3 (HT-3) Non-Rotating Protectors (NRP)

- Reduce el torque rotatorio
- Proteger contra el desgaste de la tubería de revestimiento, *riser* y tubería de perforación
- Reduce el pandeo (*buckling*), el agrietamiento por calor, la vibración y el

deslizamiento (*stick-slip*).

#### Figura 27.

*Modelo HT 3 NRP*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

### **Características y beneficios**

- Protección positiva contra la carcasa y el elevador desgaste durante las operaciones de perforación.
- Reducción significativa del torque creada por nuestro diseño patentado de cojinete de fluido permite para mejorar la ROP.
- Compatible con la mayoría de los fluidos de perforación a base de aceite, sintéticos y agua.
- Rango óptimo de rendimiento operativo de 30 - 250 RPM.
- El diseño del protector HT3 permite aplicaciones de pozo abierto.
- Reduce la sarta de perforación y la superficie estrés del equipo. Cada ensamblaje acepta hasta 30,000 lb. de la fuerza axial antes del deslizamiento.

- Tiempo de instalación: menos de 1 minuto.

**Tabla 5.**

*Características High-Temperature 3 (HT-3) Non-Rotating Protectors (NRP)*

<b>Especificaciones Modelo HT3</b>	
Modelo de NRP WWT	HT3-500
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	5.00
OD Max de la Manga [in]	7.30
OD Efectivo de Manga [in]	6.81
OD Collar [in]	6.50
Longitud de Manga [in]	12
Clasificación de Carga Lateral [lb]	2,500
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	16.8
Área de Flujo Total	
9-5/8 x 53.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	20.8
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	38.4
13-3/8 x 72 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	83.3
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido
Material de la Manga	Caucho de Butadieno Hidrogenado de Nitrilo (HNBR)
Max Temperature	330° F (166° C)

*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**6.4 Super 4 (S4) Non-Rotating Protectors (NRP)**

- Reduce el torque y el arrastre.
- Protege contra el desgaste de la tubería de revestimiento, el riser y la tubería de perforación.
- Reduce el pandeo, el agrietamiento por calor, la vibración y el efecto *stick-slip*.

- Capacidades de pozo abierto.

**Figura 28.**

*Modelo S4 NRP*



*Nota.* Tomado de: informe PS006B de WWT International.

**Características Y Beneficios**

- Protección positiva contra el desgaste de la tubería principal y de la carcasa durante operaciones de perforación.
- Reducción significativa del torque creada por nuestro fluido patentado. El diseño del cojinete permite una ROP mejorada.
- Compatible con la mayoría de los productos a base de aceite, sintéticos y agua, fluidos de perforación.
- Rango de rendimiento operativo óptimo de 30 a 250 RPM.

- Reduce el estrés de la sarta de perforación y del equipo de superficie. Cada ensamblaje acepta hasta 30,000 lbs. de la fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación: menos de 1 minuto.

**Tabla 6.**

*Caraterísticas Super 4 (S4) Non-Rotating Protectors (NRP)*

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo S4							
	S4-350	S4-400- SLIM	S4-400	S4-450- SLIM	S4-500	S4-550	S4-578	S4-658
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	3.50	4.00	4.00	4.50	5.00	5.50	5.88	6.63
OD Max de la Manga [in]	5.50	5.50	5.75	6.25	7.30	7.75	8.00	9.13
OD Hidráulico efectivo [in]	5.12	5.24	5.48	5.98	6.87	7.28	7.57	8.64
OD Collar [in]	5.00	5.07	5.38	5.88	6,50	7.00	7.38	8.13
Longitud de Manga [in]	12	12	12	12	12	12	12	12
Volumen de Manga [in <sup>3</sup> ]	123 in <sup>3</sup>	102	127	140	196	199	202	265
Peso de Manga [lb]	8.9	7.4	9.2	10.1	11.6	12.3	12.5	15.4
Clasificación de Carga Lateral [lb]	2,200	2,200	2,200	3,000	3,000	3,000	3,500	3,500
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	11.2	9.0	11.0	12.2	17.4	17.9	17.9	24.1
Área de Flujo Total								
7 x 32 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	8.3	7.6	5.6					
7 x 29 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	9.2	8.5	6.5					
7 x 26 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	10.1	9.4	7.4					
7-5/8 x 39 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	13.7	12.9	10.9	6.4				
9-5/8 x 53.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	36.4	35.6	33.6	29.1	20.2	15.6	12.2	
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	54.0	53.2	51.2	46.7	37.8	33.2	29.8	16.2
13-3/8 x 72 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	98.9	98.2	96.2	91.6	82.7	78.1	74.7	61.2
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido							

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo S4							
	S4-350	S4-400- SLIM	S4-400	S4-450- SLIM	S4-500	S4-550	S4-578	S4-658
Material de la Manga Temperatura Max.	Poliuretano de Alta Temperatura 275° F (135° C)							

*Nota.* Tomado de: informe PS006B de WWT International.

**6.5 Super Slider (SS) Non-Rotating Protectors (NRP)**

- Reduce el torque y el arrastre.
- Protege contra el desgaste de la tubería de revestimiento, el riser y la tubería de perforación.
- Reduce el pandeo, el agrietamiento por calor, la vibración y el efecto *stick-slip*.

**Figura 29.**  
*Modelo SS*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**Características y beneficios**

- Construcción resistente para aceptar mayores fuerzas de contacto.
- Protección positiva contra el desgaste de la tubería principal y de la carcasa durante operaciones de perforación y completamiento.
- Reducción significativa del torque creada por nuestro fluido patentado.
- El diseño del rodamiento permite mejorar la ROP, las RPM y la limpieza del orificio.
- Las almohadillas externas de baja fricción brindan un arrastre medible reducción en pozos de alto ángulo.
- Compatible con casi todos los fluidos de perforación y terminación.
- Rango de rendimiento operativo óptimo de 20 a 250 RPM.
- Reduce el estrés de la sarta de perforación y del equipo de superficie.
- Cada ensamblaje acepta hasta 30,000 lbs. de la fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación por montaje: menos de 1 minuto.

**Tabla 7.**

*Características Super Slider (SS) Non-Rotating Protectors (NRP)*

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo SS						
	SS-350	SS-400	SS-450	SS-500	SS-550	SS-578	SS-658
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	3.50	4.00	4.50	5.00	5.50	5.88	6.63
OD Max de la Manga [in]	5.50	5.88	6.75	7.25	7.75	8.00	9.00

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo SS						
	SS-350	SS-400	SS-450	SS-500	SS-550	SS-578	SS-658
OD Efectivo de Manga [in]	5.20	5.57	6.29	6.98	7.34	7.62	8.67
OD Collar [in]	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00	7.38	8.13
Longitud de Manga [in]	10	10	10	10	10	10	12
Longitud Total [in]	20	20	20	20	20	20	22
Clasificación de Carga Lateral [lb]	2,200	2,200	3,000	3,000	3,000	3,500	3,500
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	11.6	11.8	15.2	18.6	18.6	18.5	24.5 in <sup>2</sup>
Área de Flujo Total							
7 x 32 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	7.9						
7 x 29 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	8.8	5.7					
7 x 26 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	9.7	6.6					
7-5/8 x 39 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	13.2	10.1					
9-5/8 x 53.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	36.0	32.8	26.1	19.0	14.8	11.6	
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	53.6	50.4	43.7	36.6	32.5	29.2	15.8
13-3/8 x 72 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	98.5	95.4	88.6	81.5	77.4	74.1	60.8
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido						
Material de la Manga	Almohadillas de Poliuretano de Alta Temperatura y Polímero Avanzado de Baja Fricción						
Temperatura Max.	220° F (105° C)						

*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

### 6.6 Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP)

- Reduce el torque y el arrastre.

- Protege contra el desgaste de la tubería de revestimiento, el *riser* y la tubería de perforación.
- Reduce el pandeo, agrietamiento por calor, la vibración y el efecto *stick-slip*.
- Capacidades de pozo abierto.

**Figura 30.**

*Modelo SS3 NRP*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**Características y beneficios**

- El diseño de la manga mejora los beneficios de torque y arrastre.
- Protección positiva contra el desgaste de la casing y el *riser* y durante las operaciones de perforación y completamiento.
- Reducción de torque significativa creada por el fluido patentado de WWT, el diseño del rodamiento (*bearing*) permite mejorar la ROP, las RPM y la limpieza del orificio.
- Compatible con casi todos los fluidos de perforación y completamiento.

- El diseño del protector SS3 permite aplicaciones en orificios abiertos.
- Rango de rendimiento operativo óptimo de 20 a 250 RPM.
- Cada ensamblaje acepta hasta 36,000 libras de fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación por montaje: menos de 1 minuto.

**Tabla 8.**

*Super Slider 3 (SS3) Non-Rotating Protectors (NRP)*

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo SS3								
	SS3-400-SLIM	SS3-400	SS3-450-SLIM	SS3-450	SS3-500	SS3-550	SS3-578	SS3-658-SLIM	SS3-658-XL
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	4.00	4.00	4.50	4.50	5.00	5.50	5.88	6.63	6.63
OD Max de la Manga [in]	5.50	5.75	6.25	6.75	7.30	7.75	8.00	8.75	9.13
OD Efectivo de Manga [in]	5.30	5.47	6.00	6.25	6.79	7.26	7.52	8.31	8.52
OD Collar [in]	5.07	5.38	5.88	6.00	6.50	7.00	7.38	8.13	8.13
Longitud de Manga [in]	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Volumen de Manga [in <sup>3</sup> ]	111	120	153	168	177	203	206	233	252
Peso de Manga [lb]	6.7	8	9.5	10	11	12.5	12.5	13.3	14.0
Clasificación de Carga Lateral [lb]	2,200	2,200	3,000	3,000	3,000	3,000	3,500	3,500	3,500
Area Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	9.5	10.9	12.4	14.8	16.6	17.6	17.3	19.8	22.6
Area de Flujo Total									
7 x 32 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	7.1	5.7							

Modelo de NRP WWT	Especificaciones Modelo SS3								
	SS3-400-SLIM	SS3-400	SS3-450-SLIM	SS3-450	SS3-500	SS3-550	SS3-578	SS3-658-SLIM	SS3-658-XL
7 x 29 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	8.0	6.6							
7 x 26 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	8.9	7.5							
7-5/8 x 39 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	12.4	11.0	6.2						
9-5/8 x 53.5 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	35.1	33.7	28.9	26.5	21.0	15.8	12.8		
10-3/4 x 55.5 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	52.7	51.3	46.5	44.1	38.6	33.5	30.4	20.5	
13-3/8 x 72 ppf Csg. [in <sup>2</sup> ]	97.7	96.3	91.4	89.0	83.5	78.4	75.3	65.5	62.7
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido								
Material de la Manga	Polímero Avanzado de Baja Fricción, Caucho de Nitrilo y Lámina de Acero Aleado								
Temperatura Max.	220° F (105° C)								

Nota. Tomado de: informe PS013A de WWT International.

**6.7 Super 4 Long (S4-L) Non-Rotating Protectors (NRP)**

- Reduce el torque y el arrastre- Protege contra el desgaste de la tubería de revestimiento, el riser y la tubería de perforación.
- Reduce el pandeo, el agrietamiento por calor, la vibración y el efecto *stick-slip*.
- Capacidades de pozo.

**Figura 31.**

*Modelo S4-L NRP*



*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

#### **Características y beneficios**

- Diseño de hoja recta con espacio optimizado para mitigar el aumento incremental de ECD.
- El diseño con abrazadera no aumenta la longitud del soporte, lo que simplifica la administración en la torre de perforación administración.
- Reducción significativa del torque creada por el cojinete de fluido patentado por WWT.
- Rango óptimo de rendimiento operativo de 30 - 250 RPM.
- Proporciona las mayores capacidades de fuerza lateral. en comparación con herramientas similares en el mercado.
- El efecto de flotabilidad da como resultado un valor agregado insignificante peso a la sarta de perforación, minimizando así impacto a los márgenes máximos de sobretracción.

- Compatible con la mayoría de aceites, sintéticos y fluidos de perforación a base de agua.
- Cada ensamblaje acepta hasta 120,000 lbs. de la fuerza axial antes del deslizamiento.
- Tiempo de instalación: Aproximadamente 1 minuto, permitiendo una mayor flexibilidad de colocación.

**Tabla 9.**

*Características Super 4 Long (S4-L) Non-Rotating Protectors (NRP)*

<b>Especificaciones Modelo S4-L (16" Long Sleeve)</b>		
<b>Modelo de NRP WWT</b>	<b>S4-658-L</b>	<b>S4-658-LF</b>
Tamaño de Tubería de Perforación [in]	6.63	6.63
OD Max de la Manga [in]	9.13	9.63
OD Hidráulico efectivo [in]	8.49	8.81
OD Collar [in]	8.13	8.13
Longitud de Manga [in]	16	16
Volumen de Manga [in <sup>3</sup> ]	265	386
Peso de Manga [lb]	23	25
Clasificación Carga Lateral Continua [lb]	5,000	5,000
Clasificación Carga Lateral Intermitente [lb]	15,000	15,000
Área Sección transversal [in <sup>2</sup> ]	22.2	26.6
<b>Área de Flujo Total</b>		
12-1/4 x 134.25 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	21.9	17.5
13-3/8 x 72 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	63.1	58.7
13-5/8 x 88.2 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	63.6	59.2
14 x 115 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	63.6	59.2
16 x 97 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	116.5	112.1
16-1/4 x 136.04 ppf Csg [in <sup>2</sup> ]	110.7	106.3
18 x 117 ppf Csg [in <sup>2</sup> ].	163.7	159.3
Material del Collar	6061-T651 Aleación de Aluminio Extruido	

Especificaciones Modelo S4-L (16" Long Sleeve)		
Modelo de NRP WWT	S4-658-L	S4-658-LF
Material de Manga	Poliuretano patentado resistente al desgaste y a altas temperaturas	
Temperatura Max.	275°F (135°C)	

*Nota.* Tomado de: informe PS013A de WWT International.

## 6.8 Casos reales de aplicación en el mundo de los NRPs

### 6.8.1 Pozo horizontal desafiante con alto torque esperado: Medio Oriente

**Ubicación:** Oriente Medio

**tipo de pozo:** Horizontal

**Objetivo:** Reducción de par

**Solución:** NRP de WWT

**Resultados:** Torque reducido en un 38 % cuando los NRP de WWT alcanzaron el área recomendada.

#### **Inquietudes sobre el torque en un pozo horizontal desafiante**

Las secciones horizontales largas plantean preocupaciones sobre el torque alto y el mantenimiento parámetros por debajo de los límites del equipo. El operador experimentó un alto torque mientras perforaba pozos vecinos y planeó usar NRP para reducir el torque.

#### **Los NRP reducen el torque durante la perforación**

Los NRP se instalaron durante la perforación y cubrieron el área desde la superficie hasta 6084 pies en la TD con un NRP por junta. Cuando los NRP corrieron en el pozo, el torque se estabilizó en 25,000 pies-libras. El torque pronosticado por los modelos habría aumentado a 40,000 libras-pie sin los NRP.

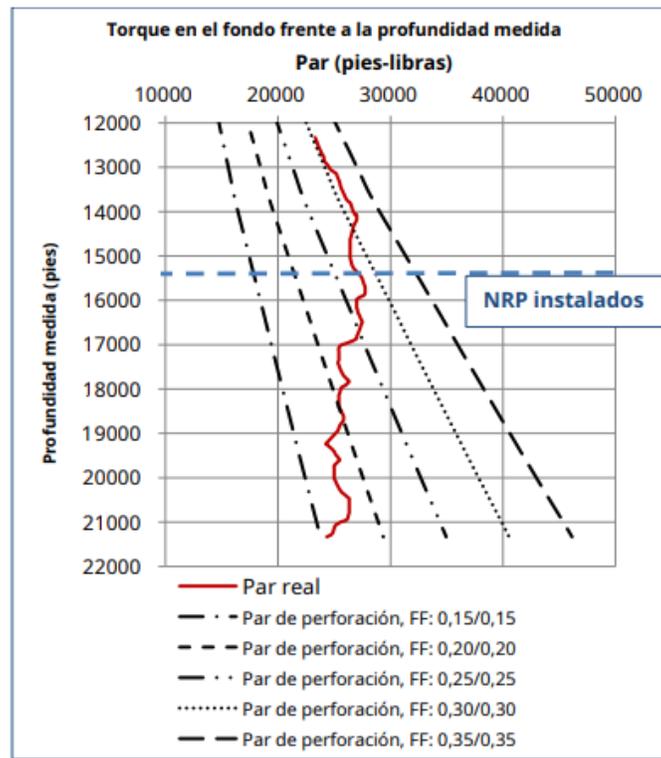
**Los modelos traseros muestran una reducción de par del 38 %**

El modelo posterior sugirió un factor de fricción (FF) general de 0,30 antes de que se instalaran los NRP y menos de 0,20 después de que todos los NRP alcanzaran la zona recomendada.

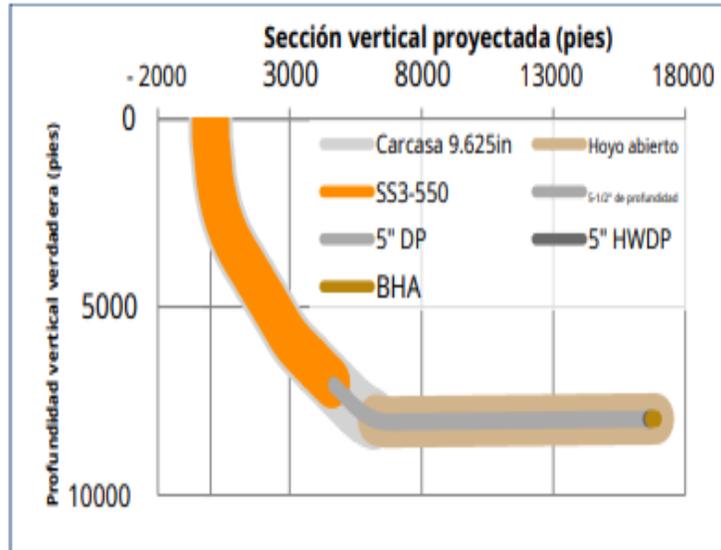
La reducción de par al final de la sección alcanzó el 38 % en comparación con los modelos que funcionan con FF de 0,30

**Figura 32.**

*Torque en el fondo frente a la profundidad medida*



*Nota. Tomado de: WWT Case History - Middle East - 7770.*

**Figura 33.***Sección vertical proyectada*

*Nota.* Tomado de: *WWT Case History - Middle East - 7770.*

### ***6.8.2 Los protectores no giratorios reducen el torque en un 34 % en la cuenca de Delaware***

**Ubicación:** Cuenca de Delaware (Nuevo México)

**Tipo de pozo:** Horizontal de 2 millas.

**Objetivo:** Reducción de torque.

**Solución:** SS3 NRP.

**Resultados:** 34 % de reducción de torque.

Soluciones para reducir el torque y el arrastre El operador estaba interesado en soluciones para reducir el torque y el arrastre en pozos horizontales de 2 millas en la cuenca de Delaware. Se analizó el pozo del operador y se propuso un programa de colocación de Protector No Rotatorio para lograr los resultados deseados.

**Recomendación NRP**

Se recomendaron protectores no rotatorios (NRP) para reducir el torque rotativo y evitar el desgaste del casing debido a una pata de perro de 5 grados/100 pies presente en la sección vertical poco profunda. Los NRP se instalaron en la mitad de la tubería de perforación para mitigar los efectos parásitos del pandeo, como el torque errático, el aumento del arrastre y la vibración. Se instalaron un total de 147 NRP modelo SS3 a una frecuencia de juntas alternas.

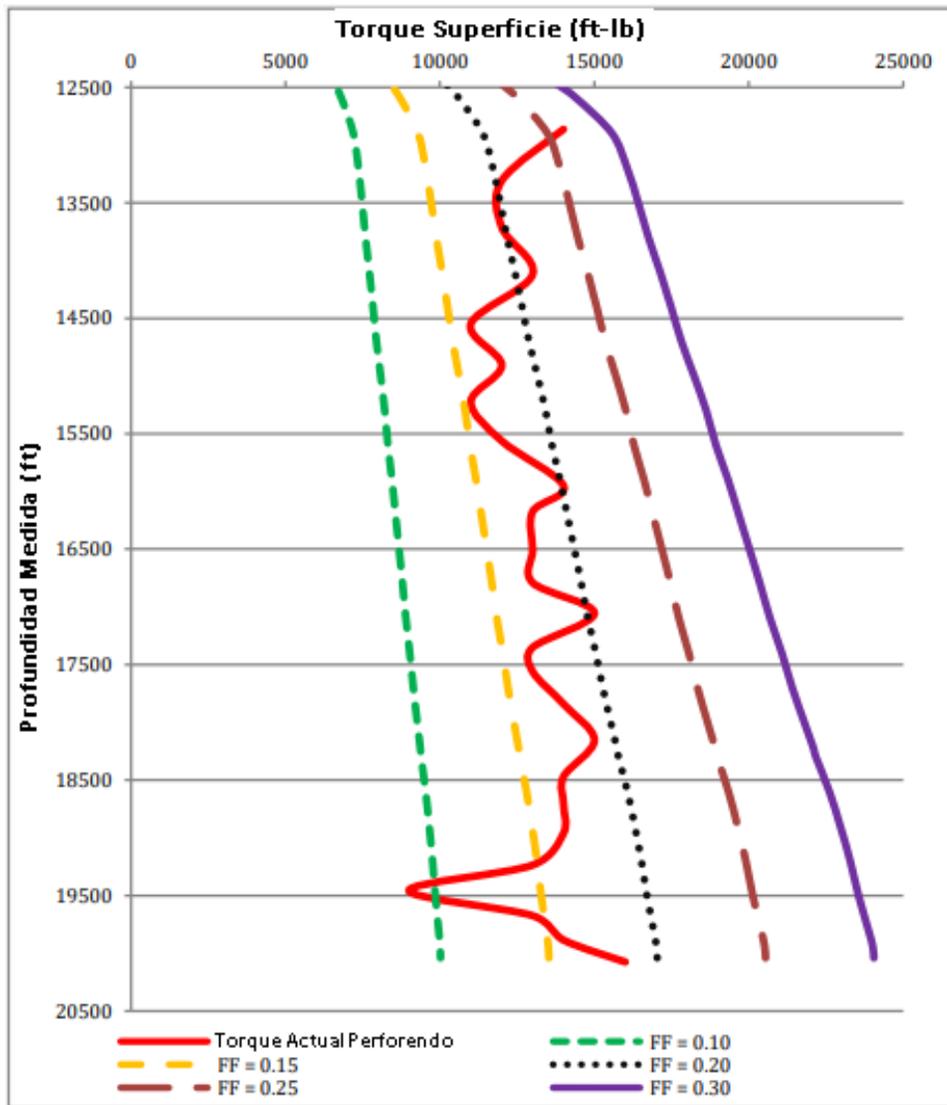
**Reducción de 34 % del torque**

Se hizo un viaje de tubería a aproximadamente 12,000 pies MD para instalar NRP según la recomendación. El gráfico de la sensibilidad del factor de fricción (FF) sugiere que los FF generales superan los 0,25 antes de la instalación del NRP. La tendencia del torque disminuyó a alrededor de 0,15 FF a medida que se seguían agregando NRP desde la superficie mientras se perforaba hasta la profundidad total.

La comparación del torque @ TD con FF de 0,25 frente a 0,15 sugiere una reducción del torque de hasta un 34 % con NRP. El aumento repentino en el torque cerca de TD se debe a que la colocación de HWDP resultó en que los NRP estuvieran aproximadamente 1,200 pies por debajo del KOP.

Figura 34.

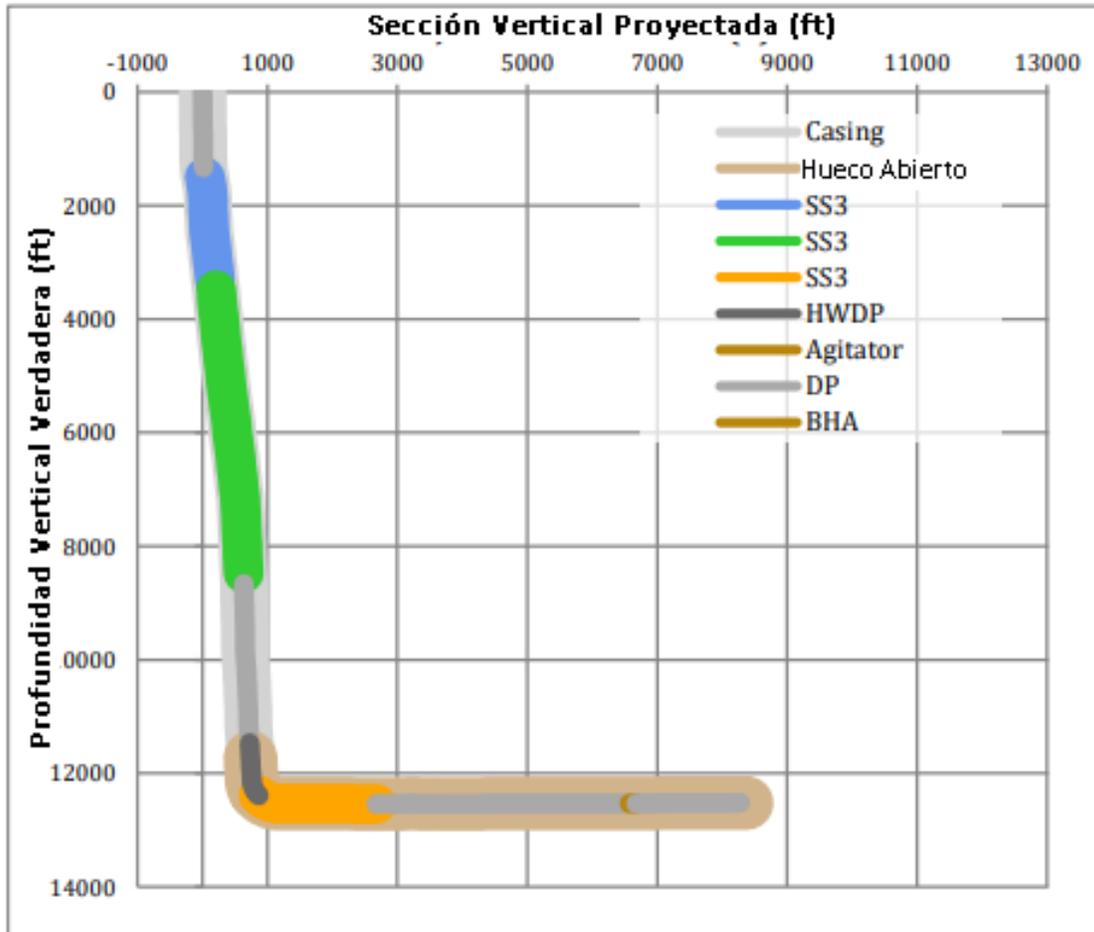
*Torque en superficie*



*Nota. Tomado de: WWT Case History - North America – 8108.*

Figura 35.

Sección vertical proyectada



Nota. Tomado de: WWT Case History - North America – 8108.

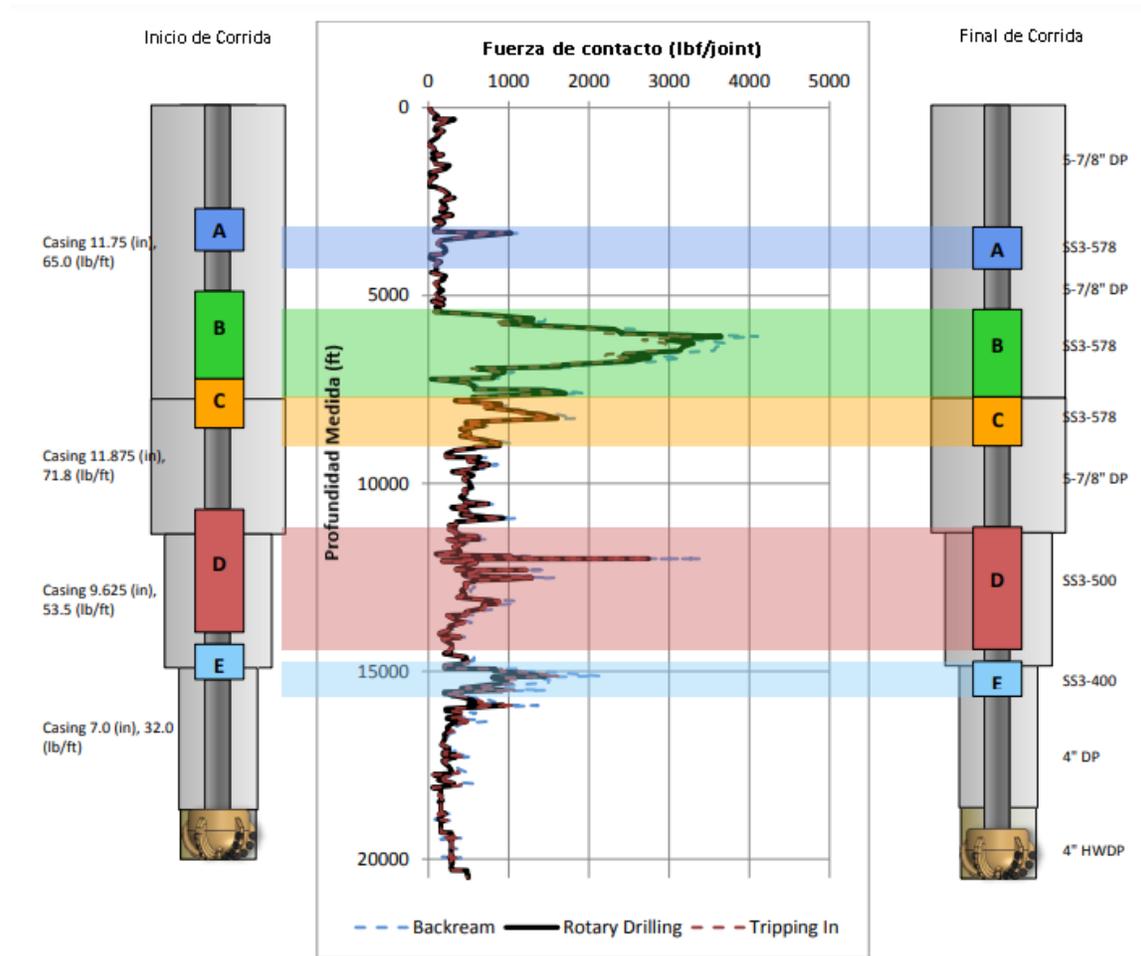
## 7. Aplicación de los NRPs en el campo Floreña

### 7.1 Resultados y Beneficios

Los resultados y beneficios obtenidos al aplicar la herramienta Non Rotating Protectors en el campo colombiano Floreña, serán presentados en este capítulo tomando como referencia un pozo del campo, que por motivos confidenciales y para fines académicos será llamado **POZO Y**; estos se mostrarán por secciones de BHA, que tienen como referencia las regiones en donde la fuerza de contacto es mayor, donde en cada una basándose en estudios previos fueron instalados conjuntos de protectores, con una cuidadosa ubicación en la sarta de perforación, para así cumplir el objetivo propuesto que fue proteger el pozo y reducir el torque.

**Figura 36.**

*Análisis de Fuerza de contacto Pozo Y*



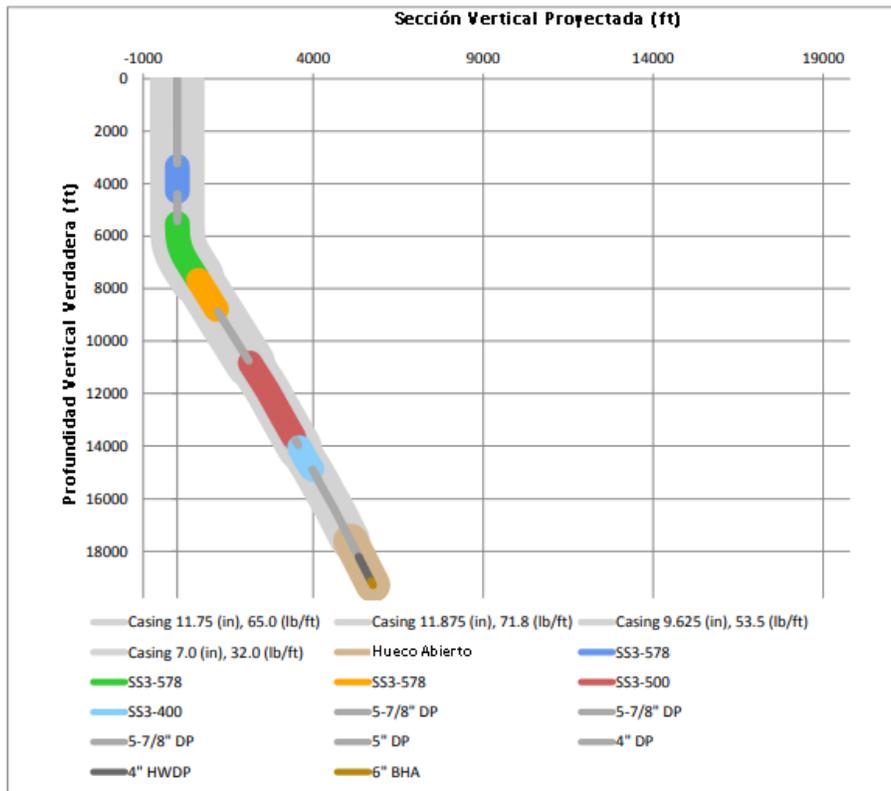
Nota. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

Revisión: E de WWT International.

Nota: Se puede evidenciar los puntos máximos de fuerza de contacto; que sirven como referencia para hacer el análisis de colocación de los NRPs en todas las secciones del BHA.

Figura 37.

Sección Vertical en el Pozo Y



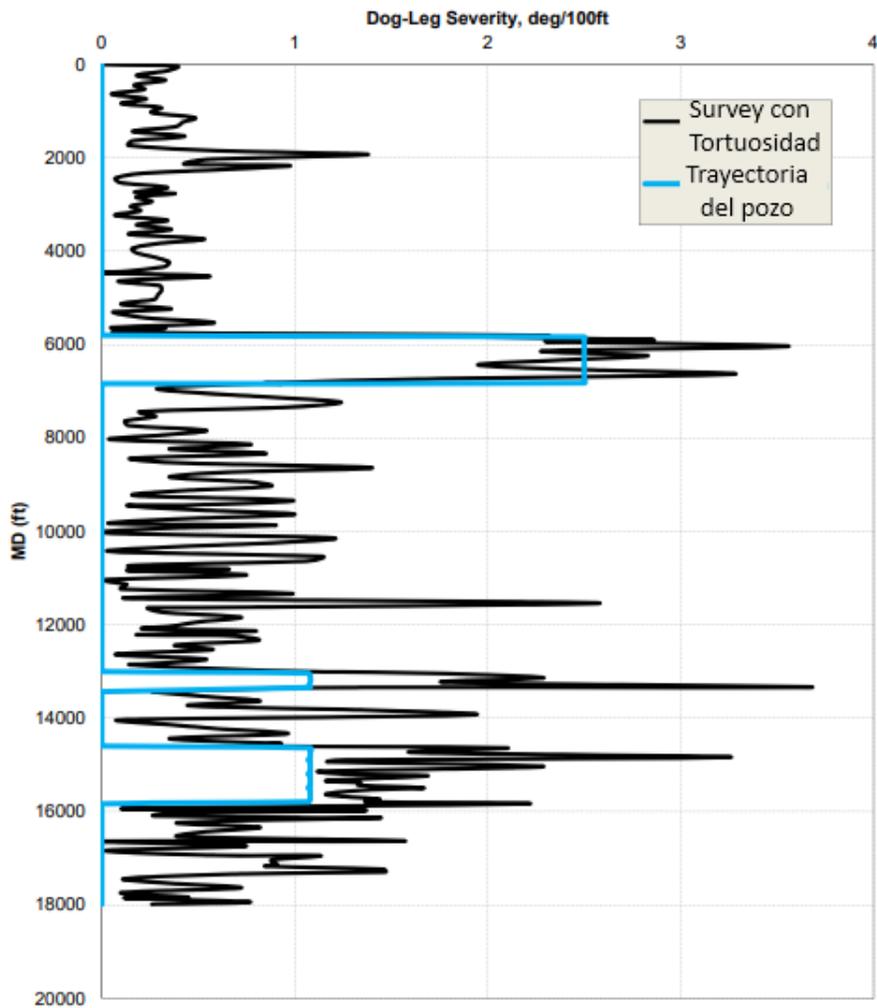
Nota. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

Revisión: E de WWT International.

*Nota.:* Se evidencia la ubicación de tres modelos de NRPs (SS3-578, SS3-400, SS3-500) utilizados a lo largo de la sarta de perforación del Pozo Y; medido desde la superficie a una profundidad vertical verdadera, donde se puede observar la trayectoria aproximada que lleva el pozo, los programas de casing utilizados, las medidas de los diferentes conjuntos de DP, llegando así a la última sección de BHA.

**Figura 38.**

*Severidad Pata de Perro en el Pozo Y*



*Nota.* Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

Revisión: A de WWT International.

La trayectoria planeada de un pozo permite saber cuál será el camino aproximado a seguir en el momento de la perforación, el cual difiere de la trayectoria real, debido a las condiciones físicas e imprevistas a las que se enfrenta.

En los 3 sectores mostrados en la figura 38, se puede observar una pata de perro pronunciada, representan el cambio brusco de dirección que hay en cada uno de estos sectores como se muestra en la figura 37 que se caracterizan por provocar un alto desgaste en el casing, debido a que la sarta de perforación se recuesta sobre las paredes del pozo, provocando un mayor contacto con el revestimiento.

Las medidas de severidad de pata de perro son necesarias para poder realizar el análisis del factor de desgaste del revestimiento.

## **7.2 Generalidades de la colocación de los NRPs en el Pozo Y**

### ***7.2.1 Colocación por Secciones de BHA***

**7.2.1.1 Sección BHA 10-5/8”.** Está sección que inicia en un TD de 2486 ft y termina a una profundidad de 16178 ft; es la primera sección del pozo, donde se utiliza un modelo de ensamblaje SS3-578, con un total de 350 ensamblajes: 249 protectores en la sarta; 61 mangas de repuesto y 40 collares de repuesto.

**Tabla 10.***Datos Generales de Pozo Sección BHA 10-5/8”*

	Tiempo Perforación Apróx	Casing	TD	DP OD	Prof. Zapata	Tipo Lodo	Peso Lodo	Sólidos	Temperatura Sección aprox
	(meses)	(in)	(ft)	in	(ft)		(PPG)	%	(°F)
<b>Inicio</b>	3	11 3/4	2486	5-7/8	11886	Aceite	11.9	24.66	164
<b>Final</b>		11 3/4	16178	5-7/8	11886	Aceite	10.5	20.63	

*Nota.* Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

de WWT International.

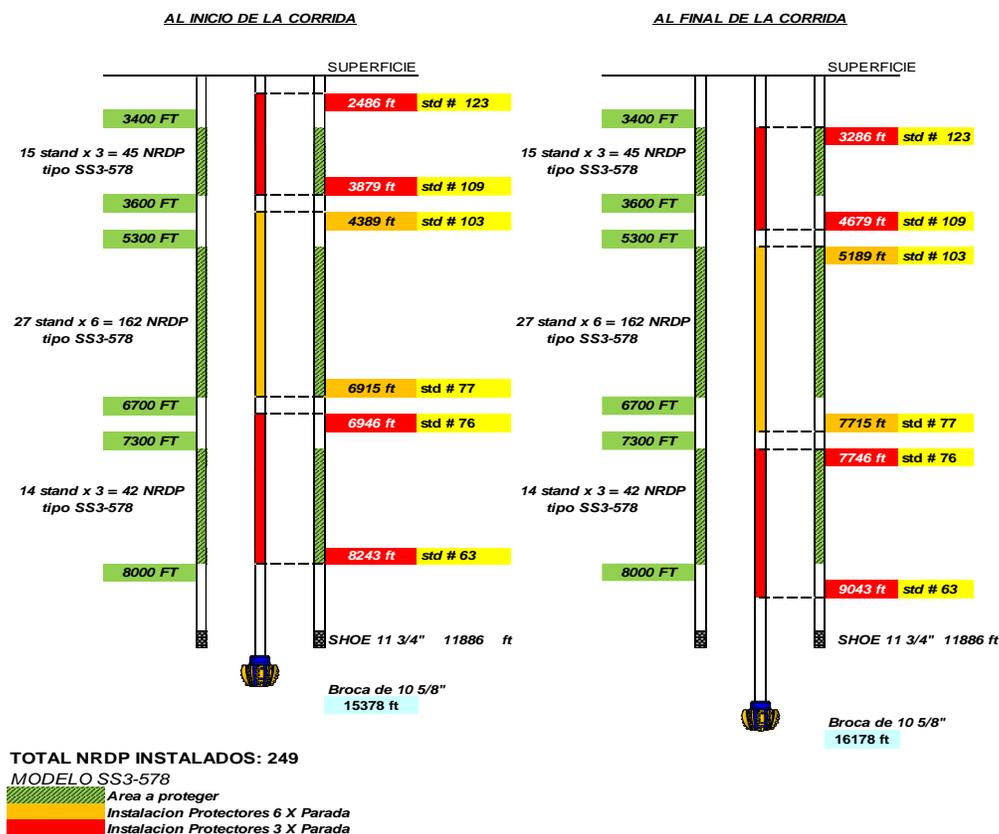
Los datos obtenidos en esta sección de pozo incluyen un ROP promedio logrado de 19.28 ft/hr; un torque máximo alcanzado en la perforación de 20375ft/lb y en backreaming de 24032 ft/lb; ambos valores obtenidos antes de aplicar la herramienta en el campo; un peso máximo sobre la broca WOB rotando de 18000 lbf y un promedio de metal recolectado de 7 gr en cada corrida.

### **Estado Mecánico**

En el esquema de estado mecánico, se puede observar que la distribución de la colocación de las herramientas NRPs, se ubican por parada en las zonas donde se evidencia una alta fuerza lateral.

**Figura 39.**

*Estado Mecánico Sección BHA 10-5/8” al inicio y final de la corrida.*



*Nota.* Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS de WWT International.

*Nota.* Se evidencia la colocación de las herramientas NRPs, en la sección 10-5/8” de tamaño de la broca, en donde los NRPs van aumentando al paso que se va avanzando en la perforación y estos pueden cambiar de ubicación a medida que se necesite proteger ciertas zonas.

Teniendo en cuenta el seguimiento que se le debe hacer a la herramienta, se realizaron varias modificaciones que incluyen reubicación y sustitución:

- A una profundidad de 11983 ft, se instalaron 129 protectores; varios días después, se desinstalaron 21 protectores por sobre torque en la tubería, los cuales se reubicaron en tubería buena; un par de días después se instalaron un total de 168 protectores en la sarta.

- Se realizaron revisiones a una profundidad de 12081 ft y días después a una profundidad de 12360 ft, en las que todos los protectores salieron OK.
- A una profundidad de 14630 ft, se revisaron los protectores y se cambiaron 9 por desgaste en la parte interna.

**7.2.1.2 Sección BHA 8-1/2”.** Está sección que inicia en un TD de 15642 ft y termina a una profundidad de 19050 ft; es la segunda sección del pozo, donde se utiliza un modelo de ensamblaje SS3-578, con un total de 350 ensamblajes: 183 protectores en la sarta; 127 mangas de repuesto y 132 collares de repuesto; también se utiliza un modelo de ensamblaje SS3-500, con un total de 300 ensamblajes: 69 protectores en la sarta; 31 mangas de repuesto y 200 collares de repuesto.

**Tabla 11.**

*Datos Generales de Pozo Sección BHA 8-1/2”*

	Tiempo Perforación Apróx (meses)	Casing (in)	TD (ft)	DP OD (in)	Prof. Zapata (ft)	Tipo Lodo	Peso Lodo (PPG)	Sólidos (%)	Temperatura (F)
Inicio	3	11 3/4	15642	5-7/8 5	11886	Aceite	8.2	20.63	150
Final		11 3/4	19050	5-7/8 5	11886	Aceite	9.8	18.79	152

*Nota.* Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS de WWT International.

Los datos obtenidos en esta sección de pozo incluyen un ROP promedio logrado de 7.44 ft/hr; un torque máximo alcanzado en la perforación de 20291ft/lb y en backreaming de 25338 ft/lb; ambos

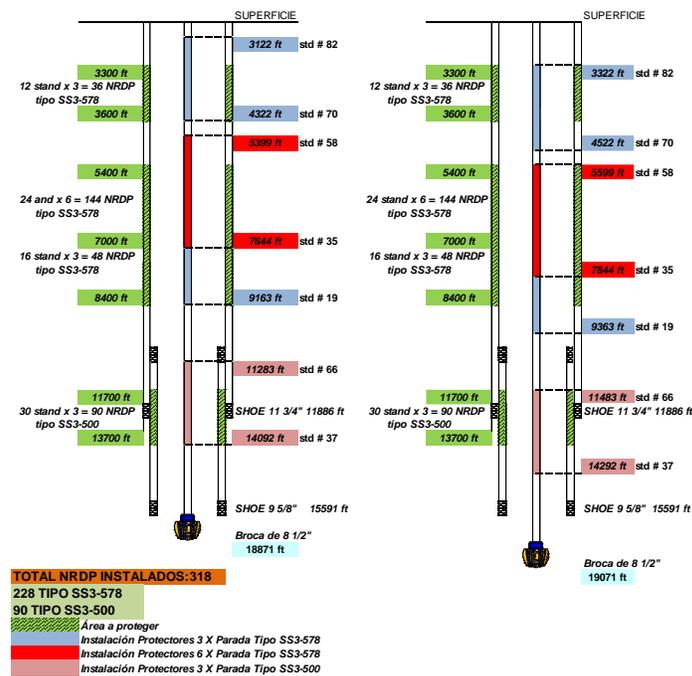
valores obtenidos antes de aplicar la herramienta en el campo; un peso máximo sobre la broca WOB rotando de 35000 lbf y un promedio de metal recolectado de 12 gr en cada corrida.

**Estado Mecánico**

En el esquema de estado mecánico, se puede observar que la distribución de la colocación de las herramientas NRPs, se ubican por parada en las zonas donde se evidencia una alta fuerza lateral.

**Figura 40.**

*Estado Mecánico Sección BHA 8- 1/2” al inicio y final de la corrida.*



*Nota.* Se evidencia la colocación de las herramientas NRPs, en la sección de 8-1/2” de tamaño de la broca, en donde los NRPs van aumentando al paso que se va avanzando en la perforación y estos pueden cambiar de ubicación a medida que se necesite proteger ciertas zonas. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS de WWT International.

Teniendo en cuenta el seguimiento que se le debe hacer a la herramienta, se realizaron varias modificaciones que incluyen reubicación y sustitución:

- A una profundidad de 18094 ft, se revisaron los protectores y se cambiaron 23 de 5” y 5 de 5-7/8” en la parte externa.
- A una profundidad de 18871 ft, se cambiaron 5 protectores de 5” y 1 de 5-7/8” por desgaste superior.

**7.2.1.3 Sección BHA 6”** Está sección que inicia en un TD de 19050 ft y termina a una profundidad de 20452 ft; es la última sección del pozo, donde se utiliza un modelo de ensamblaje SS3-578, con un total de 355 ensamblajes: 228 protectores en la sarta; 86 mangas de repuesto y 60 collares de repuesto; también se utiliza un un modelo de ensamblaje SS3-500, con un total de 164 ensamblajes: 90 protectores en la sarta; 28 mangas de repuesto y 77 collares de repuesto; modelo de ensamblaje SS3-400, con un total de 100 ensamblajes.

**Tabla 12.**

*Sección 6”*

	Tiempo Perforación Apróx (meses)	Casing (in)	TD (ft)	DP OD (in)	Prof. Zapata (ft)	Tipo Lodo	Peso Lodo (PPG)	Sólidos %	Temperatur a (F)
Inicio	1	11 ¾		5-7/8					
		9 5/8	19050	5	18690	Aceite	9.8	18.7	260
Final		7		4					
		11 ¾		5-7/8					
		9 5/8	20452	5	18690	Aceite	9.9	18.7	
		7		4					

*Nota.* Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

de WWT International.

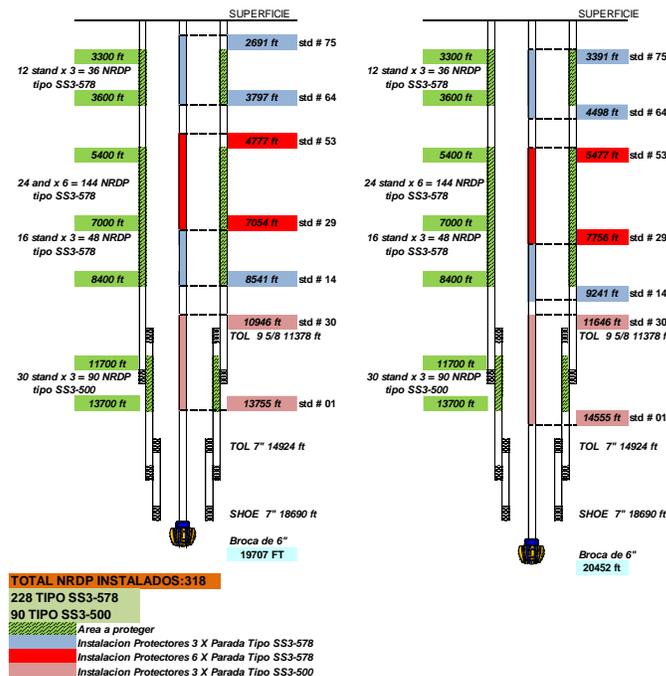
Los datos obtenidos en esta sección de pozo incluyen un ROP promedio logrado de 17.78 ft/hr; un torque máximo alcanzado en la perforación de 204621ft/lb y en backreaming de 222101 ft/lb; ambos valores obtenidos antes de aplicar la herramienta en el campo; un peso máximo sobre la broca WOB rotando de 15000 lbf y un promedio de metal recolectado de 56 gr en cada corrida.

**Estado Mecánico**

En el esquema de estado mecánico, se puede observar que la distribución de la colocación de las herramientas NRPs, se ubican por parada en las zonas donde se evidencia una alta fuerza lateral.

**Figura 41.**

*Estado Mecánico Sección BHA 6" al inicio y final de la corrida.*



*Nota.* Se evidencia la colocación de las herramientas NRPs, en la sección de 6” de tamaño de la broca, en donde los NRPs van aumentando al paso que se va avanzando en la perforación y estos pueden cambiar de ubicación a medida que se necesite proteger ciertas zonas. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS de WWT International.

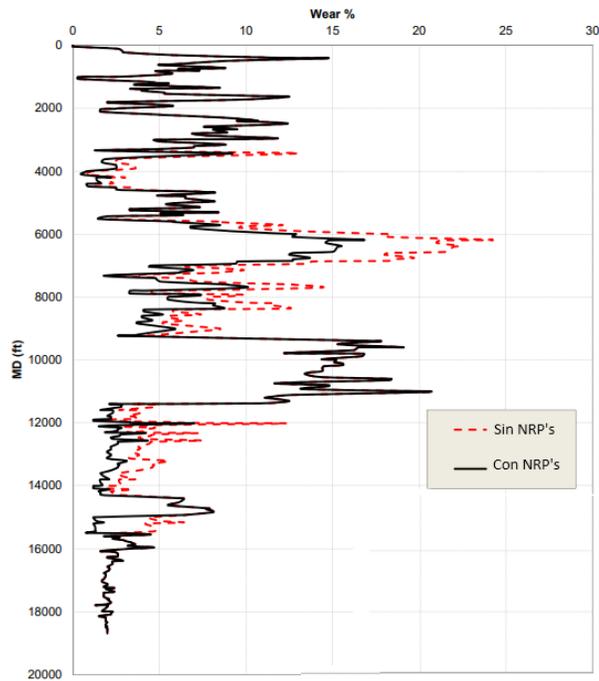
Teniendo en cuenta el seguimiento que se le debe hacer a la herramienta, se realizaron varias modificaciones que incluyen reubicación y sustitución:

- A una profundidad de 19075ft, se cambiaron 4 protectores de 5-7/8” y 3 de 5” y 5, uno de ellos desplazados hasta el *tool joint* en la parada a 7844 ft.
- A una profundidad de 19707 ft, cambiaron 6 protectores de 5-7/8” por desgaste en la parte superior del protector.

Para verificar el cumplimiento del objetivo propuesto, se analizan los datos obtenidos de manera general y representados por gráficas; donde se muestran los resultados del torque y del factor de desgaste aplicando la herramienta y sin ella en el pozo Y. Estos dos criterios son de suma importancia ya que con estos se puede verificar una reducción de torque y una protección de la tubería de perforación que fue el objetivo propuesto para implementar la herramienta NRP.

**Figura 42.**

*Factor de desgaste del casing en el Pozo Y*



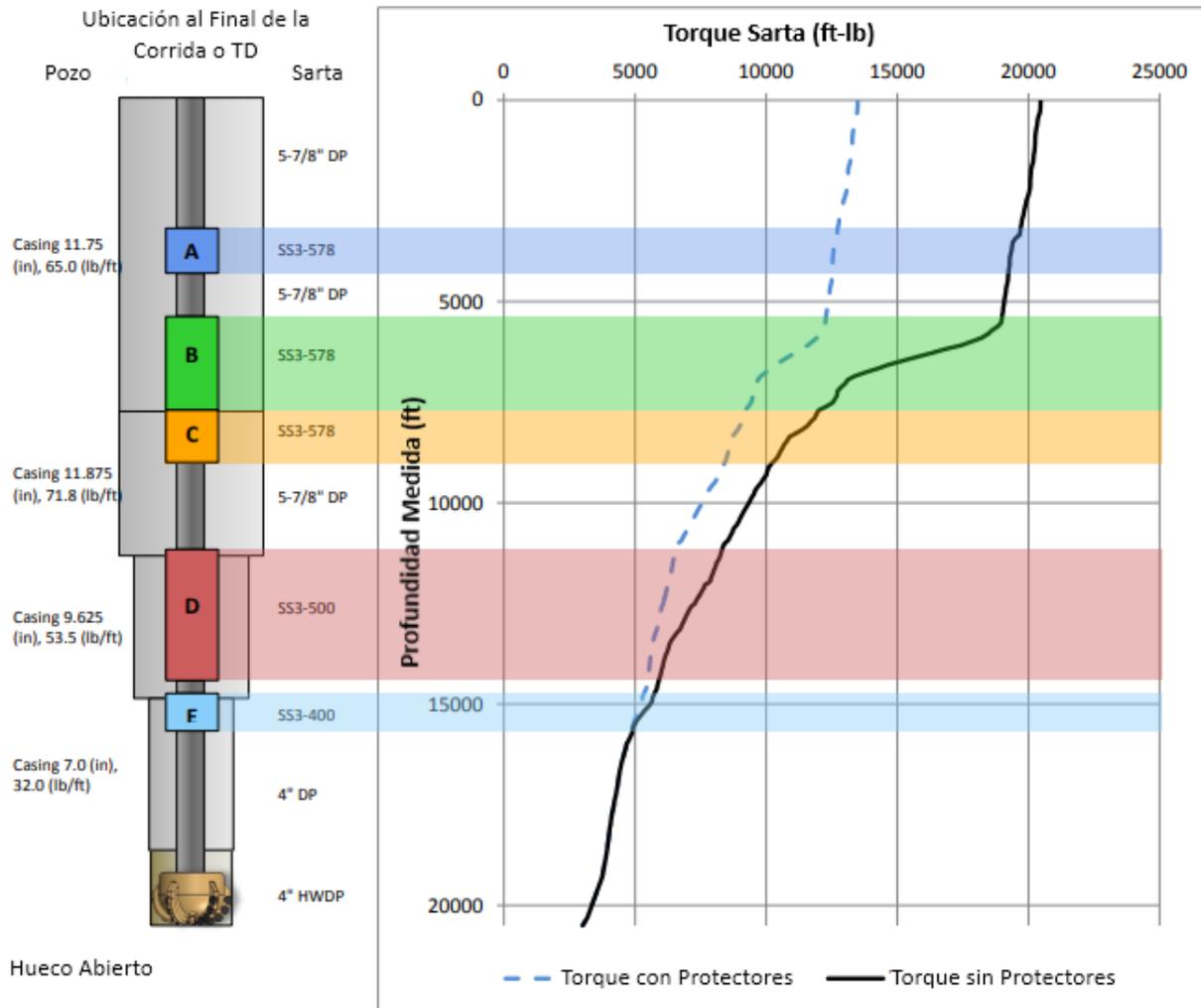
*Nota.* Los factores de desgaste se basan en varios criterios. Un factor de desgaste de 1-2 es típico para los resultados de laboratorio que utilizan un hardbanding amigable con el casing que representa un caso ideal. Los factores de desgaste de 10 a 20 representan valores necesarios para predecir el desgaste máximo de otros modelos de desgaste de la tubería de revestimiento de pozos perforados con WBM. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS de WWT International.

Los porcentajes más altos que pudo llegar a alcanzar el factor del desgaste del casing, sin el uso de la herramienta, se reduce en gran medida, cuando la herramienta se implementa,

pudiéndose evidenciar en puntos donde el factor de desgaste disminuye desde un 13% a un 9%, desde un 25% hasta un 17%, desde un 13% a un 7% aproximadamente.

Figura 43.

Torque sarta Pozo Y



Nota. Reelaborado de: informe interno de trabajo: COL EEN 6912 14 NRPS

Revisión: E de WWT International.

En la etapa de perforación del pozo Y, el torque máximo que se pudo haber alcanzado sin la implementación de la herramienta era de 20464 (ft-lb) en rotación y de 22101 (ft-lb) en backreaming; en los resultados obtenidos con la implementación de la herramienta en el pozo se obtuvo una reducción de torque significativa, donde el torque en rotación pasa de ser 20464 (ft-lb) a 13492 (ft-lb) y en backreaming 22101 (ft-lb) a 14035 (ft-lb), representando un porcentaje de beneficio aproximado de 34% y 36% respectivamente.

A pesar de que el Pozo Y es profundo (20452 ft aproximadamente), los beneficios obtenidos no hubieran sido posibles sin el análisis previo que se hizo basado en la fuerza de contacto del comportamiento del torque, de la pata de perro y del desgaste del casing, que fueron la base del diseño para la correcta colocación de los conjuntos de NRPs. Cumplir con la inspección adecuada de la herramienta, ayuda a que se haga un remplazo y/o reubicación pronta para un óptimo desarrollo de las herramientas en el pozo.

## **8. Conclusiones**

Aunque la herramienta NRP no es de uso obligatorio en las operaciones de perforación, cabe destacar en gran medida que su uso llega a brindar grandes beneficios que permite la integridad del pozo hasta el fin de la operación.

Es importante tener en el número de repuestos, tanto de manga como de collar, por los daños que los ensamblajes pueden sufrir por las condiciones complejas geológicas, físicas y mecánicas.

Se debe inspeccionar constantemente los NRPs para verificar que este en un buen estado operacional y así optimizar el funcionamiento de los conjuntos de la herramienta instalados en el pozo.

La correcta ubicación de los NRPs en la sarta de perforación es parte clave para una mayor eficiencia y reducción de los factores críticos a los que esta se enfrenta.

Los NRPs están diseñadas para ser colocadas en cualquier tipo de pozo.

Para cada pozo con sus características únicas, hay un modelo de NRP que se adecua a las condiciones del medio donde se van a aplicar.

La única limitación operacional considerable a la que se enfrenta los NRPs, es la tolerancia máxima a la temperatura que es menor o igual a 350°F, a temperaturas por encima de este valor la herramienta puede sufrir daños prematuros y severos.

En la aplicación de las NRPs en el Pozo Y, se alcanzaron los objetivos propuestos con una reducción aproximada de torque del 34% y un factor de desgaste del casing de 30%.

Gracias a que se siguieron las recomendaciones de colocación de la herramienta en el pozo Y, y se realizaron las inspecciones oportunas, a pesar de ser un pozo profundo se pudo evidenciar una protección adecuada, llegando a su TD objetivo sin daños considerables, que pudieran representar un mayor tiempo de operación.

## **10. Recomendaciones**

Se recomienda un análisis financiero de los NRPs, ya que permitiría tener una visión más amplia de los beneficios que se obtienen al implementarla.

## Referencias Bibliográficas

- Álvarez Solís, L. C., & Posada Henao, L. (2018). *Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto*. Bogotá D.C.: [Proyecto integral de Grado] Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6660/1/5122496-2018-1-IP.pdf>
- Andersen, M., Forrester, S., & Creegan, A. (2017 ). *Combatir el stick-slip es fundamental para mejorar el rendimiento, aumentar la eficiencia de perforación y mejorar la vida útil del equipo*. .
- Avilés, I., Dardis, M., Jacob, G., & Schlumberger. (1997). *Schlumberger Directional Drilling Training Manual*. Houston, Texas. Obtenido de <https://pdfslide.net/download/link/schlumberger-directional-drilling-training-manual-anadrill-sugar-land-learning-center>
- Bravo Vallejo, I. A. (2009). *Manejo del riser de perforación*. México D. F.: [Tesis] Instituto Politécnico Nacional. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Cetepi . (21 de Agosto de 2014). *Sildeshare*. Obtenido de DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN... CETEPI: <https://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>

- Garivay de la Tejera, R. R. (2015). *Aplicación del modelo analítico 3D del torque y arrastre en pozos direccionales y horizontales de México*. México : Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <http://132.248.9.195/ptd2015/noviembre/0738163/0738163.pdf>
- Informes internos de trabajo de Western Well Tool International (2014, 2015)*
- Leyva, E. (2012). *Slideshare*. Obtenido de Torque y arrastre: <https://es.slideshare.net/lauraapacataboada/torque-y-arrastre-75360068>
- Lyons, W. (1996). *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering* . United States of America: Acid-Free Paper. Obtenido de [http://www.pacificcrn.com/Upload/file/201612/12/20161212221254\\_40476.pdf](http://www.pacificcrn.com/Upload/file/201612/12/20161212221254_40476.pdf)
- Mitchell, S., & Xiang, Y. (2012). Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. *Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, San Diego, California, USA*. Obtenido de <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/12DC/All-12DC/SPE-151448-MS/156591?redirectedFrom=PDF>
- Mobley, J. G. (1999). Hardbanding And Its Role in Deepwater Drilling . *Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands*. Obtenido de <https://onepetro.org/SPEDC/proceedings-abstract/99DC/All-99DC/SPE-52882-MS/60686>
- Panayirci, M. H., Robinson, A., Scott, D., & Skoff, G. (2020). Capturing Stick-Slip in the Lab Using Hardware-in-the-Loop. *SPE IADC/SPE-199624-MS, 1*.
- Pegasus Vertex, Inc. (s.f.). *Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention*. Obtenido de <https://www.pvisoftware.com/white-paper/Casing-Wear-Causes-Prediction-and-Prevention.pdf>

Rahman, S. S., & Chilingarian, G. V. (1995). *Casing design theory and practice*. Amsterdam : Elsevier Science B.V. .

Ripman, S. (2011). *Casing Wear in Multilateral Wells* . Stavanger: [Master Thesis] University of Stavanger. Obtenido de <https://uis.brage.unit.no/uis-xmlui/bitstream/handle/11250/183309/Master%20Thesis%20-%20Casing%20Wear%20in%20Multilateral%20Wells%20-%20Steven%20Ripman.pdf?sequence=1>

Shanks, F. E., Weber, R. A., & Larralde, E. E. (1976). Fluid Bearings Used In Rotating Tension Rings. *Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas*. Obtenido de <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/76OTC/All-76OTC/OTC-2653-MS/46813?redirectedFrom=PDF>