

ANÁLISIS DEL DESGASTE MECÁNICO DE LOS REVESTIMIENTOS PARA LOS  
CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

LUIS CARLOS ÁLVAREZ SOLÍS  
LAURA POSADA HENAO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

ANÁLISIS DEL DESGASTE MECÁNICO DE LOS REVESTIMIENTOS PARA LOS  
CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

LUIS CARLOS ÁLVAREZ SOLÍS  
LAURA POSADA HENAO

Proyecto Integral de Grado para obtener título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
RAÚL MALAGÓN FAJARDO  
Ingeniero de Petróleos

Co-Director:  
JAVIER TOVAR BECERRA  
Ingeniero de Petróleos

Orientador:  
JULIO MONTENEGRO CAMACHO  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Ingeniero Julio Montenegro Camacho

---

Ingeniero Carlos Espinosa Mora

---

Ingeniero Iván Peñaloza Cristancho

Bogotá D.C., febrero 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA- PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

**Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General:

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano de la Facultad de Ingenierías:

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos:

**MSc. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Agradezco a mis padres, Luz Colombia Solís y Jorge Álvarez, por ser el motor y la razón de mi vida y de todos mis proyectos.

A mi hermano David Álvarez, por ser un apoyo incondicional y un ejemplo de vida.

A mi familia, por brindarme cariño y llenar mi vida de felicidad.

A mi compañera Laura Posada, por ser mi inspiración y llenarme de fuerza todos los días.

Este trabajo es para ustedes.

**Luis Carlos Álvarez Solís**

Agradezco a Dios por acompañarme y bendecirme cada día.

A mis padres Huver Posada y Alicia Henao que me brindaron su apoyo y amor incondicional desde el primer día, este logro es gracias a ustedes. A mis hermanos Manuela Posada y Sergio Posada por estar siempre a mi lado.

A Luis Carlos Álvarez por su apoyo y paciencia durante la realización de este proyecto, y por siempre creer en mí.

Al resto de mi familia y personas que contribuyeron para cumplir este logro.

**Laura Posada Henao**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos especialmente:

A Equion Energía Limited por su constante apoyo y acompañamiento durante el desarrollo de este trabajo, facilitando los equipos, espacios y asesoría técnica.

A los ingenieros Raúl Malagón y Javier Tovar, Ingenieros de Petróleos, por aceptar los papeles de director y codirector del Proyecto, por su constante apoyo y seguimiento, por su excelente disposición, su tiempo y su conocimiento para la realización del Proyecto.

A los Ingenieros del Área de Perforación por brindarnos su apoyo y su tiempo en el presente Trabajo de Grado.

A nuestro compañero Juan David Cortés, por brindarnos su confianza y sugerirnos como candidatos para el desarrollo del presente Trabajo de Grado; además de su tiempo, apoyo y disposición.

Al Ingeniero Iván Peñalosa, por su orientación durante la primera etapa del desarrollo del Proyecto y su colaboración en la resolución de dudas.

A nuestro orientador, el Ingeniero Julio Montenegro, por su colaboración en la resolución de dudas, por sus aportes y sugerencias técnicas, por su acompañamiento, tiempo y disposición para la realización del Proyecto.

A la Ingeniera Geóloga María Eugenia Chamorro, por su conocimiento, tiempo y orientación en el desarrollo del capítulo geológico de este Proyecto.

Al asesor Pedro Pablo Moreno por el apoyo, tiempo y orientación en el desarrollo de los aspectos financieros del Proyecto.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad de América por la capacitación recibida durante nuestra preparación como Ingenieros de Petróleos.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en el desarrollo de este Proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO	28
1.1 HISTORIA	28
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Une	32
1.3.2.2 Formación Gachetá	32
1.3.2.3 Formación Guadalupe	32
1.3.2.4 Formación Barco	32
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	32
1.3.2.6 Formación Mirador	33
1.3.2.7 Formación Carbonera	33
1.3.2.8 Formación León	33
1.3.2.9 Formación Guayabo	33
1.3.3 Geología Estructural	33
1.3.4 Geología del petróleo	34
1.3.4.1 Roca Generadora	34
1.3.4.2 Rocas Reservorio	34
1.3.4.3 Migración	35
1.3.4.4 Roca Sello	35
1.3.4.5 Trampa	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.4.1 Método de producción	35
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Número de pozos	36
1.4.4 Gráficas de producción acumulada	36
2. GENERALIDADES DEL DESGASTE DE REVESTIMIENTO	39
2.1 DESGASTE DEL REVESTIMIENTO	39
2.1.1 Causas del desgaste	40
2.1.2 Consecuencias del desgaste	40
2.1.3 Tipos de desgaste	41
2.2 MODELO DEL DESGASTE	41

2.2.1 Factor de desgaste	42
2.2.2 Parámetros que afectan el factor de desgaste	44
2.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESGASTE	45
2.3.1 Fluido de perforación	45
2.3.1.1 Lodo base agua (WBM)	46
2.3.1.2 Lodo base aceite (OBM)	46
2.3.2 Hardbanding	47
2.3.3 Tortuosidad	49
2.3.3.1 Surveys direccionales	50
2.3.3.2 Dog leg severity	50
2.3.4 Protectores de drill pipe	51
2.3.4.1 Protectores rotativos	51
2.3.4.2 Protectores no rotativos	51
2.3.5 Vibración de la tubería de perforación	53
2.3.5.1 Vibración axial	53
2.3.5.2 Vibración lateral	53
2.3.5.3 Vibración torsional	54
2.3.6 Grado del revestimiento	55
2.3.6.1 Grados del revestimiento comunes	55
2.3.6.2 Grados del revestimiento de alta resistencia	55
2.3.6.3 Grados del revestimiento resistentes a la corrosión	55
2.3.7 Ensamblaje direccional	56
2.3.7.1 Ensamblajes rotarios	56
2.3.7.2 Herramientas de desviación	56
2.3.8 Buckling	58
2.3.8.1 Casing buckling	59
2.3.9 Operaciones de perforación	59
2.3.9.1 Perforación	60
2.3.9.2 Reaming	60
2.3.9.3 Rotación en fondo	60
2.3.10 Fuerza normal de contacto	60
2.3.10.1 Modelo de sarta suave	60
2.3.10.2 Modelo de sarta rígida	61
3. SIMULACIÓN ACTUAL DEL DESGASTE	62
3.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	62
3.1.1 Ventana de survey	62
3.1.2 Ventana de pozo	64
3.1.3 Ventana de operación	65
3.1.3.1 General	65
3.1.3.2 Operación	66
3.1.3.3 Tubulares	67
3.1.4 Ventana de factor de desgaste	69
3.1.4.1 Factor de desgaste	69

3.1.4.2 Información del registro de desgaste	74
3.1.5 Ventana de preferencias	75
3.1.5.1 Opciones para el modelo del buckling	75
3.1.5.2 Opciones para la resistencia al estallido y colapso	76
3.1.5.3 Opciones de torque/arrastre para el desgaste	78
3.2 EVALUACIÓN RESULTADOS PAUTO SUR CP-10	79
3.2.1 Análisis desgaste de la simulación software CWEAR	80
3.3 EVALUACIÓN RESULTADOS POZO FLOREÑA TP-12	87
3.3.1 Análisis desgaste de la simulación software CWEAR	87
3.3.2 Análisis desgaste registro USIT	90
3.3.3 Comparación cuantitativa	91
4. METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN PROPUESTA PARA LA SIMULACIÓN	96
4.1 FACTORES CRÍTICOS DEL DESGASTE DE REVESTIMIENTO	96
4.1.1 Rotación de la sarta	97
4.1.2 Dog leg severity	97
4.1.3 Fuerza lateral	98
4.1.4 Fluido de perforación	99
4.1.5 Hardbanding	101
4.1.6 Protectores de drill pipe	101
4.1.7 Buckling	102
4.2 METODOLOGÍA DE ESTANDRIZACIÓN PARA LA SIMULACIÓN	103
4.2.1 Recopilación y análisis de la información	103
4.2.1.1 Survey	104
4.2.1.2 Estado mecánico	105
4.2.1.3 Operaciones de perforación	107
4.2.1.4 Tubulares	108
4.2.1.5 Protectores y esquema de protección	108
4.2.2 Bases teóricas para la metodología de estandarización	109
4.2.2.1 Factor de desgaste	110
4.2.2.2 Asignación del factor de desgaste	112
4.2.2.3 Contacto entre el cuerpo de la tubería de perforación y el revestimiento	113
4.2.2.4 Modelo de buckling	113
4.2.2.5 Resistencia al estallido y colapso	114
4.2.2.6 Fuerza lateral	114
4.2.3 Procedimiento para la simulación	114
5. APLICACIÓN METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN PROPUESTA	123
5.1 RESULTADOS DEL DESGASTE POZO PAUTO SUR CP-10	123
5.1.1 Análisis de los resultados del desgaste simulado	124
5.1.1.1 Análisis del desgaste casing de 11 ¾"	127
5.1.1.2 Análisis del desgaste liner de 9 5/8"	129

5.1.1.3 Análisis del desgaste liner de 7"	131
5.1.2 Desfase de los resultados obtenidos	133
5.1.2.1 Comparación cuantitativa simulación y registro USIT	135
5.1.3 Comparación resultados simulación actual y metodología de estandarización	137
5.2 RESULTADOS DEL DESGASTE POZO FLOREÑA TP-12	140
5.2.1 Análisis de los resultados del desgaste simulado	140
5.2.1.1 Análisis del desgaste casing de 11 ¾"	143
5.2.1.2 Análisis del desgaste liner de 9 5/8"	145
5.2.1.3 Análisis del desgaste liner de 7"	147
5.2.2 Desfase de los resultados obtenidos	149
5.2.2.1 Comparación cuantitativa simulación y registro USIT	151
5.2.3 Comparación de resultados simulación actual y metodología de estandarización	153
6. ANÁLISIS FINANCIERO	157
6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	158
6.1.1 Escenarios de evaluación	160
6.1.1.1 Escenario 1: Proyección actual	160
6.1.1.2 Escenario 2: Proyección con la metodología propuesta	162
6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	163
6.2.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	164
6.2.3 Flujo de caja.	165
6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	165
7. CONCLUSIONES	167
8. RECOMENDACIONES	169
BIBLIOGRAFÍA	170
ANEXOS	174

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Volumen removido por pie	42
<b>Ecuación 2.</b> Trabajo friccional realizado por pie	42
<b>Ecuación 3.</b> Factor de desgaste	43
<b>Ecuación 4.</b> Distancia de deslizamiento	43
<b>Ecuación 5.</b> Desfase desgaste simulado y desgaste real (USIT)	84
<b>Ecuación 6.</b> Costo protector no rotativo por día	159
<b>Ecuación 7.</b> Valor presente neto	164
<b>Ecuación 8.</b> Conversión tasas de interés	164

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización Geográfica de los campos Floreña y Pauto	30
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generaliza del Bloque Piedemonte	31
<b>Figura 3.</b> Desgaste ocasionado por los tool joints	39
<b>Figura 4.</b> Equipo DEA-42 casing wear technology	44
<b>Figura 5.</b> Protector no rotativo de drill pipe (NRDPP)	51
<b>Figura 6.</b> Buckling sinusoidal y helicoidal	58
<b>Figura 7.</b> Dog leg gradual y localizado	59
<b>Figura 8.</b> Modelo de sarta rígida	61
<b>Figura 9.</b> Ventana de survey	63
<b>Figura 10.</b> Ventana de pozo	64
<b>Figura 11.</b> Ventana de operaciones, sección general	66
<b>Figura 12.</b> Ventana de operaciones, sección operación	67
<b>Figura 13.</b> Ventana de operaciones, sección tubulares	68
<b>Figura 14.</b> Esquema de protección en función del casin	70
<b>Figura 15.</b> Ingreso del factor de desgaste en función del casing	70
<b>Figura 16.</b> Esquema de protección en función de la tubería	71
<b>Figura 17.</b> Ingreso del factor de desgaste en función de la tubería	72
<b>Figura 18.</b> Parámetros que afectan el desgaste del revestimiento	96
<b>Figura 19.</b> Contacto sarta con la pared interna del revestimiento	99
<b>Figura 20.</b> Ejemplo estado mecánico	106
<b>Figura 21.</b> Ejemplo esquema de protección	109
<b>Figura 22.</b> Procedimiento metodología de estandarización para la simulación del desgaste	116
<b>Figura 23.</b> Procedimiento simulación ventana de survey	117
<b>Figura 24.</b> Procedimiento simulación ventana de pozo	118
<b>Figura 25.</b> Procedimiento simulación ventana de operaciones sección general	119
<b>Figura 26.</b> Procedimiento simulación ventana de operaciones sección operación	120
<b>Figura 27.</b> Procedimiento simulación ventana factor de desgaste	121
<b>Figura 28.</b> Procedimiento simulación ventana de preferencias	122
<b>Figura 29.</b> Estado mecánico generalizado	158
<b>Figura 30.</b> Flujo de Caja para la campaña de perforación para el Escenario 1	165
<b>Figura 31.</b> Flujo de Caja para la campaña de perforación para el Escenario 2	165

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción acumulada de crudo y gas Campo Floreña	37
<b>Gráfica 2.</b> Producción acumulada de crudo y gas Campo Pauto	38
<b>Gráfica 3.</b> Cambio del torque de la tubería respecto a la carga lateral	52
<b>Gráfica 4.</b> Desplazamiento transversal de la tubería	54
<b>Gráfica 5.</b> Comportamiento DLS para diferentes ensamblajes direccionales	57
<b>Gráfica 6.</b> Desgaste simulado Pozo Pauto Sur Cp-10	81
<b>Gráfica 7.</b> Gráfica desgaste USIT Pozo Pauto Sur Cp-10	82
<b>Gráfica 8.</b> Comparación desgaste CWEAR y USIT Cp-10	84
<b>Gráfica 9.</b> Desfase entre el desgaste simulado y el real para el Pozo Pauto Sur Cp-10	85
<b>Gráfica 10.</b> Desgaste simulado Pozo Floreña Tp-12	89
<b>Gráfica 11.</b> Gráfica desgaste USIT Pozo Floreña Tp-12	90
<b>Gráfica 12.</b> Comparación desgaste CWEAR y USIT Pozo Floreña Tp-12	92
<b>Gráfica 13.</b> Desfase entre el desgaste simulado y el real Pozo Floreña Tp-12	93
<b>Gráfica 14.</b> Desgaste metodología de estandarización Pozo Pauto Sur Cp-10	125
<b>Gráfica 15.</b> Desgaste metodología de estandarización y USIT, Pozo Pauto Sur Cp-10.	127
<b>Gráfica 16.</b> Desfase metodología de estandarización y USIT Pozo Pauto Sur Cp-10	134
<b>Gráfica 17.</b> Desgaste simulación actual y metodología estandarización Pauto Sur Cp-10	137
<b>Gráfica 18.</b> Desfase simulación actual y metodología de estandarización Pauto Sur Cp-10	139
<b>Gráfica 19.</b> Desgaste metodología de estandarización Pozo Floreña Tp-12.	141
<b>Gráfica 20.</b> Desgaste metodología de estandarización y USIT, Pozo Floreña Tp-12	142
<b>Gráfica 21.</b> Desfase metodología de estandarización y USIT Pozo Floreña Tp-12	150
<b>Gráfica 22.</b> Desgaste simulación actual y metodología de estandarización Floreña Tp-12	154
<b>Gráfica 23.</b> Desfase simulación actual y metodología de estandarización Floreña Tp-12	155

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Características y desempeño del harbanding	48
<b>Tabla 2.</b> Composición química del hardbanding (% por peso)	49
<b>Tabla 3.</b> Parámetros considerados simulación actual Pauto Sur Cp-10	80
<b>Tabla 4.</b> Comparación resultados de desgaste, simulación actual y USIT Pauto Sur Cp-10	86
<b>Tabla 5.</b> Parámetros considerados simulación Pozo Floreña Tp-12	88
<b>Tabla 6.</b> Comparación resultados de desgaste, simulación actual y USIT Floreña Tp-12	94
<b>Tabla 7.</b> Caso estudio de Shell generación del desgaste	97
<b>Tabla 8.</b> Exactitud del DLS según la frecuencia del survey	98
<b>Tabla 9.</b> Factor de desgaste según el fluido de perforación	100
<b>Tabla 10.</b> Tipo de hardbanding y factor de desgaste	101
<b>Tabla 11.</b> Ejemplo de un survey	104
<b>Tabla 12.</b> Factor de desgaste según las condiciones de perforación	110
<b>Tabla 13.</b> Matriz de selección para la determinación del factor de desgaste	111
<b>Tabla 14.</b> Asignación del factor de desgaste para las zonas protegidas	112
<b>Tabla 15.</b> Consideraciones de la metodología de estandarización	123
<b>Tabla 16.</b> Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 11 ¾"	132
<b>Tabla 17.</b> Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 9 5/8"	133
<b>Tabla 18.</b> Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 7"	133
<b>Tabla 19.</b> Comparación cuantitativa desgaste metodología de estandarización y USIT Pozo Pauto Sur Cp-10	136
<b>Tabla 20.</b> Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 11 3/4"	149
<b>Tabla 21.</b> Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 9 5/8"	149
<b>Tabla 22.</b> Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 7"	149
<b>Tabla 23.</b> Comparación cuantitativa del desgaste metodología de estandarización Pozo Floreña Tp-12	152
<b>Tabla 24.</b> Costos de perforación por pozo	159
<b>Tabla 25.</b> Campaña de perforación	160
<b>Tabla 26.</b> Costos operaciones de contingencia	160
<b>Tabla 27.</b> Costos por contingencia Pozo Floreña 1, escenario 1	161
<b>Tabla 28.</b> Costos por contingencia Pozo Pauto 2, escenario 1	161
<b>Tabla 29.</b> Costos de inversión escenario 1	162
<b>Tabla 30.</b> Costos de protectores extra	162
<b>Tabla 31.</b> Costos de protectores extra	163
<b>Tabla 32.</b> Costos de inversión escenario 2	163
<b>Tabla 33.</b> Resultados de evaluación financiera	166

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Estado mecánico Pozo Pauto Sur Cp-10	175
<b>Anexo B.</b> Estado mecánico Pozo Floreña Tp-12	176
<b>Anexo C.</b> Simulación del desgaste metodología de estandarización Pozo Pauto Sur Cp-10	177
<b>Anexo D.</b> Gráficas de inclinación, dirección y tortuosidad Pozo Pauto Sur Cp-10	182
<b>Anexo E.</b> Esquema de protección Pozo Pauto Sur Cp-10	185
<b>Anexo F.</b> Simulación del desgaste metodología de estandarización Pozo Floreña Tp-12	188
<b>Anexo G.</b> Gráficas de inclinación, dirección y tortuosidad Pozo Floreña Tp-12	193
<b>Anexo H.</b> Esquema de protección Pozo Floreña Tp-12	196

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>@</b>	at (en)
<b>'</b>	Pies
<b>”</b>	Pulgada
<b>&lt;</b>	Menor que
<b>°</b>	Grados
<b>°API</b>	Gravedad API
<b>°F</b>	Grados fahrenheit
<b>BHA</b>	Bottom hole assembly (ensamblaje de fondo)
<b>BOPD</b>	Barriles de aceite por día
<b>BP</b>	British Petroleum
<b>BR</b>	Build rate (tasa de construcción)
<b>CAPEX</b>	Capital expenditures (Inversiones en bienes de capitales)
<b>CSG</b>	Casing
<b>DC</b>	Drill collar
<b>DL</b>	Dog leg
<b>DLS</b>	Dog leg severity
<b>DP</b>	Drill pipe (tubería de perforación)
<b>EW</b>	East west (este oeste)
<b>HD</b>	Desplazamiento horizontal
<b>Hrs</b>	Horas
<b>HWDP</b>	Heavy weight drill pipe (tubería de perforación de alto peso)
<b>ID</b>	Diámetro interno
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>lbf</b>	Libra fuerza
<b>LNR</b>	Liner
<b>m</b>	Metros
<b>Máx</b>	Máximo
<b>MD</b>	Measured Depth (Profundidad medida)
<b>Min</b>	Minutos
<b>MPCD</b>	Miles de pies cúbicos de gas por día
<b>NRDPP</b>	Non-rotating drill pipe protectors (Protectores no rotativos)
<b>NS</b>	Norte sur
<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>φ</b>	Diámetro
<b>ppg</b>	Libras por galón
<b>Psi</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>Pulg</b>	Pulgada
<b>ROP</b>	Rate of perforation (Rata de perforación)
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>TIO</b>	Tasa interna de oportunidad
<b>TJ</b>	Tool joint
<b>TOC</b>	Top of cement (Tope del cemento)

<b>TR</b>	Tasa de giro
<b>TVD</b>	True vertical depth (Profundidad verdadera total)
<b>USD</b>	Dólares estadounidenses
<b>USIT</b>	Ultrasonic imaging tool
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>VS</b>	Sección vertical
<b>WF</b>	Wear factor (Factor de desgaste)

## GLOSARIO

**ANTICLINAL:** pliegue en forma de arco producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas más modernas.

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica cuyos granos son del tamaño de la arena (1/16 a 2 milímetros diámetro), de alto contenido cuarzoso.

**AZIMUTH:** ángulo existente entre la proyección vertical de una línea de interés sobre una superficie horizontal y el norte verdadero o norte magnético, medido en un plano horizontal.

**BLOQUE:** gran extensión de tierra (cuadrante limitado en longitud y latitud, por lo general con un diámetro establecido), que el Estado otorga para la exploración y/o explotación de petróleo mediante una licitación pública a compañías petroleras interesadas en la exploración del área de un país.

**BUCKLING:** deformación axial que sufre la tubería de revestimiento al estar sometida a un esfuerzo compresivo.

**CAMPO:** acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, el cual se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

**CAPA:** es la unidad estratigráfica más pequeña; por lo general, posee un espesor de uno o más centímetros. Para ser considerado una capa, el estrato se debe poder distinguir de las capas adyacentes.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes en una localidad dada, estando las rocas más antiguas ubicadas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

**CONCORDANCIA:** estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

**CWEAR:** simulador que permite predecir, modelar y reproducir el desgaste que se presenta en los revestimientos durante la perforación de un pozo.

**DESGASTE:** pérdida localizada de material de una tubería o equipo.

**DOG LEG:** lugar particularmente curvo de un pozo en el que su trayectoria en el espacio tridimensional cambia rápidamente.

**ESPESOR EFECTIVO:** es el intervalo del yacimiento que cumple con las condiciones de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos, para que sea explotado económicamente.

**ESPESOR:** distancia entre el piso de una capa (límite inferior) y su techo (límite superior).

**ESTRATIGRAFÍA:** estudio de las unidades de rocas sedimentarias, incluyendo su extensión geográfica, edad, clasificación, características y formación.

**ESTUDIO SÍSMICO:** hace referencia a la transmisión de ondas, con la finalidad de interpretar la composición, el contenido de fluidos, la extensión y la geometría de las rocas en el subsuelo.

**FACTOR DE DESGASTE:** valor numérico que representa, bajo ciertas condiciones de perforación, en qué cantidad se puede presentar desgaste. Por lo que, entre mayor sea el valor del factor de desgaste, mayor desgaste se presentará, bajo las condiciones con las cuales se estableció ese factor.

**FALLA DE CABALGAMIENTO:** falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo bajo con respecto a la horizontal. El bloque colgante se mueve con relación al bloque yacente. La compresión horizontal es la causante de estos desplazamientos verticales.

**FALLA:** fractura que se presenta en un bloque geológico a lo largo de la cual ha tenido lugar un desplazamiento, produciendo una zona de falla.

**FLANCOS:** planos inclinados que forman las capas, también conocidos como limbos.

**FLUIDO DE PERFORACIÓN:** fluido compuesto por una fase continua y una fase no continua, que se utiliza para la perforación de pozos y que cumple principalmente con las funciones de remover los recortes de perforación y llevarlos a superficie y de darle estabilidad al pozo, balanceando o venciendo las presiones de formación que se presentan en el pozo.

**FORMACIÓN:** unidad de roca continua lateralmente con características distintivas, la cual es posible reconocer y mapear.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** área de la geología que estudia los aspectos relacionados a la formación de yacimientos de hidrocarburos y su prospección.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** ciencia que estudia las deformaciones de la corteza terrestre relacionadas con el tiempo geológico.

**GRAVEDAD API:** es una medida de densidad que determina que tan pesado o liviano es un crudo frente a la densidad del agua a una misma temperatura.

**HARDBANDING:** Película que se le aplica a los tool joints de la tubería de perforación con el fin de protegerlos de la abrasión y el desgaste producidos durante la perforación de pozos.

**HETEROGENEIDAD:** cualidad de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.

**INCLINACIÓN:** la desviación respecto de la vertical, sin importar la dirección magnética, expresada en grados.

**INFRAYACENTE:** estrato o cuerpo de roca que descansa por debajo de otro superior, el cual puede estar en contacto concordante o discordante dependiendo de la continuidad en su sedimentación.

**KERÓGENO:** materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor. El kerógeno es la porción de materia orgánica natural no extraíble con solventes orgánicos. Sus componentes orgánicos típicos son las algas y el material vegetal leñoso.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria detrítica de grano fino, cuyos granos presentan un tamaño entre 1/16 a 1/256 mm y está compuesta de al menos 50% de carbonato de calcio.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica, de grano muy fino y con tamaño de partícula inferior a 1/16 mm. Está formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas de escaso espesor.

**MARCO GEOLÓGICO:** hace referencia a las características principales de la zona donde se realiza el estudio geológico. Algunas de estas características son: estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

**PERFORACIÓN:** Es una operación mediante la cual se usa una broca junto con una sarta de perforación, donde mediante la rotación, corte y percusión permite perforar las formaciones y así hacer un pozo.

**PERMEABILIDAD:** capacidad de una roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella.

**PETROFÍSICA:** estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos.

**POROSIDAD:** volumen de poros en una roca el cual puede contener fluidos. Es expresada usualmente en porcentaje. El espacio poroso puede incluir espacio entre granos, fracturas o cavernas.

**POZO:** perforación profunda hecha para localizar o extraer petróleo. Incluye la sección descubierta o no entubada.

**PROTECTORES DE DRILL PIPE:** equipos que van sujetos a la tubería de perforación, y cuya función es la de evitar que se presente desgaste en el revestimiento y en los tool joints.

**REAMING:** acción de repasar una sección de hueco abierto ya perforada, con el objetivo de acondicionar las paredes del pozo y dejarlo en condiciones de tortuosidad más óptimas.

**REGRESIÓN:** retiro del mar de las zonas terrestres. Las causas posibles incluyen una caída en el nivel del mar o elevación.

**REVESTIMIENTO:** Tubería que reviste el pozo perforado y permite darle un sello mecánico al mismo de las formaciones que fueron atravesadas, dándole estabilidad, aislamiento y resistencia al pozo para operaciones futuras a lo largo de su vida útil.

**ROCA GENERADORA:** roca rica en materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, podrá generar petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente son lutitas o calizas contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica.

**ROCA RESERVORIO:** roca de excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad, lo cual permite el almacenamiento y circulación de hidrocarburos. Su asociación con una trampa puede dar lugar a un yacimiento petrolífero.

**ROCA SELLO:** roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

**SINCLINAL:** pliegue en las rocas, en la cual las capas son convexas hacia abajo. Las rocas más modernas forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas.

**SUPRAYACENTE:** estrato o cuerpo de roca que reposa sobre otro inferior, en el cual pueden estar en contacto concordante o discordante dependiendo de la continuidad de la sedimentación.

**TOOL JOINT:** sección de la tubería de perforación donde se encuentra el punto de conexión para conectar una junta de la tubería con otra. Esta sección generalmente es el punto de mayor diámetro externo de la junta de perforación.

**TORTUOSIDAD:** Medida de la desviación de la rectitud del pozo, generado por las diferentes operaciones que se realizan en el pozo, siendo las operaciones de perforación las que más tortuosidad generan.

**TRAMPA:** configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, sellada por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

**TRANSGRESIÓN:** avance del mar sobre tierra firme. Una transgresión puede hacer que los sedimentos de aguas profundas descansen sobre los sedimentos característicos de aguas someras.

**TUBERÍA DE PERFORACIÓN:** tubería que permite conectar el equipo de superficie con el ensamblaje de fondo, transmitiéndole rotación y permitiendo que este se pueda desplazar verticalmente. A través de la tubería de perforación viaja el fluido de perforación hasta salir por las boquillas de la broca.

## **RESUMEN**

**TÍTULO** ANÁLISIS DEL DESGASTE MECÁNICO DE LOS REVESTIMIENTOS PARA LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO.

### **DESCRIPCIÓN**

En el presente trabajo se desarrolló una metodología de estandarización para la simulación del desgaste de los revestimientos de los pozos en los campos Floreña y Pauto, con el objetivo de que las simulaciones del desgaste realizadas se ajusten al desgaste real que se presenta en estos pozos. Estas simulaciones se realizan mediante el software CWEAR, el cual permite utilizar diferentes opciones según el caso de estudio que se esté realizando.

La metodología de estandarización se estableció buscando usar los modelos que ofrece el simulador que más se ajusten al caso de las condiciones operacionales de perforación de los pozos en los campos mencionados anteriormente, además de utilizar la información de los tubulares del revestimiento del pozo y de la sarta de perforación que se usa para perforarlos. De esta manera, el proceso de simulación sería lo más detallado posible y aseguraría que la simulación se asemeje más al caso real.

Para diseñar la metodología de simulación se realizó un estudio de la literatura disponible acerca del desgaste mecánico de los revestimientos, donde se identificaron los factores críticos que gobiernan la generación del desgaste y la importancia de su comprensión para el planteamiento de la metodología. Teniendo en cuenta que cada factor crítico tiene relacionado un valor de factor de desgaste, se realizó una matriz de evaluación y se determinó un único factor de desgaste general para el caso de estudio.

Después de establecer la metodología de estandarización, se procedió a aplicarla al caso de estudio, realizando las simulaciones para dos pozos y comparando sus resultados con el desgaste real que se obtuvo. Posterior a esto, se compararon los resultados con la simulación realizada actualmente, para evaluar la disminución del desfase obtenido.

Palabras claves:

- Desgaste mecánico
- Revestimiento
- Factores críticos
- Campo Floreña
- Campo Pauto

## INTRODUCCIÓN

Los campos Floreña y Pauto se encuentran ubicados en el Bloque Piedemonte, en la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Casanare, a 194 km de Bogotá. La perforación en estos campos es de las más complejas en Colombia, alcanzando hasta 360 días de perforación y profundidades que superan los 16000 pies. Por esta razón, cuando se presenta una tortuosidad suficientemente alta en un pozo se puede generar que la sarta de perforación entre en contacto con la pared interna del revestimiento, generando un desgaste mecánico en el mismo.

El desgaste en los revestimientos de los pozos en los campos Floreña y Pauto ha generado diferentes inconvenientes a la compañía operadora Equión Energía Limited, desde aumento de los NPTs hasta la necesidad de realizar sidetracks en los pozos. Por esto, es imperativo para la empresa poder controlar y mitigar el desgaste, para evitar el aumento en los costos de los pozos e inconvenientes que esto genera.

Para poder controlar el desgaste de un pozo, durante la etapa de planeación de los pozos, se debe proyectar la magnitud que tendría este desgaste, por lo que la empresa utiliza un software llamado CWEAR, en el cual se ingresa la información de las condiciones de operación de perforación del pozo, su estado mecánico proyectado, las características de la sarta de perforación con lo que se va a perforar, entre otra información; y el programa permite simular el desgaste que se presentaría en el pozo.

El problema que se presenta en la actualidad en la empresa es que las simulaciones del desgaste que se están obteniendo no concuerdan con el desgaste real que se presenta finalmente en sus pozos, lo que evidencia que no se están desarrollando las simulaciones de la manera que más se ajuste al caso de los campos Floreña y Pauto; además de esto, no existe una metodología general que los usuarios de la herramienta sigan para realizar las simulaciones, lo que deja el uso de las diferentes opciones al criterio individual de cada uno, generando aún más desfase en las simulaciones cuando se varía el usuario.

Por estas razones, surge la necesidad para la compañía de realizar una nueva metodología de estandarización que busque aplicar los modelos más reales que se ofrece en el simulador y llevar a que el desgaste simulado se ajuste más al desgaste real de los revestimientos de los pozos en estos campos.

La aplicación de la nueva metodología de estandarización para la simulación del desgaste de los pozos en los campos Floreña y Pauto mostró una mejoría en el comportamiento de la simulación y una reducción del desfase entre esta y el desgaste real, en comparación al desfase presentado en las simulaciones actuales.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar el desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología de los campos Pauto y Floreña.
2. Describir como se realiza actualmente la simulación del desgaste del revestimiento.
3. Describir los resultados de desgaste obtenidos por el simulador CWEAR mediante la metodología usada actualmente y los registros Ultrasonic Imaging Tool (USIT).
4. Identificar los factores críticos que generan el desgaste del revestimiento, para su simulación.
5. Generar una metodología de estandarización para la adecuada simulación del desgaste en el revestimiento.
6. Simular mediante el software CWEAR el desgaste del revestimiento, para los dos pozos de estudio, mediante la nueva metodología.
7. Analizar los resultados de la simulación y compararlos con los que se están haciendo actualmente.
8. Establecer la viabilidad financiera del proyecto mediante la metodología del indicador Valor Presente Neto.

## 1. GENERALIDADES CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO

En este capítulo se presenta una breve reseña histórica, marco geológico e historia de producción de los campos Floreña y Pauto. Estos campos están ubicados en el Bloque Piedemonte, siendo campos vecinos y con propiedades petrofísicas, geológicas y de producción similares.

### 1.1 HISTORIA

Los campos Floreña y Pauto hacen parte del contrato de asociación Piedemonte, el cual se le otorgó a la empresa British Petroleum en 1992 junto con Ecopetrol<sup>1</sup>. El contrato da la potestad de explotación y producción como operador del Bloque Piedemonte, hasta el año 2020, cuando el contrato termina y los derechos son revertidos al Estado<sup>2</sup>. El área otorgada a BP para la exploración de Piedemonte en el año 1992 fue de 287404 hectáreas; las respectivas operaciones de exploración comienzan en el año 1994.

El Campo Floreña fue descubierto antes que el Campo Pauto, con la perforación del Pozo Floreña 1 en 1995, donde se alcanzó una profundidad de 15000 pies y se encontró potencial hidrocarburífero en la Formación Barco. En junio de 1996 se perforó el Pozo Floreña 2 con una profundidad de 16000 pies, aunque no se mostró potencial productivo. Por último, en el año 1998 se perforó el Pozo Floreña 3 con una profundidad de 16000 pies, el cual mostró potencial hidrocarburífero en la formación Barco<sup>3</sup>.

En el año 1995 fue perforado el Pozo Pauto Sur 1, con una profundidad de 17000 pies. Este Pozo mostró potencial en las formaciones Barco y Mirador, dando así lugar al descubrimiento del Campo Pauto<sup>4</sup>.

El Ministerio de Minas y Energía declara la comercialidad de los campos Pauto y Floreña en marzo y octubre de 1998 respectivamente. Sin embargo, hasta el año 2001 son puestos en producción los campos<sup>5</sup>. Actualmente, agosto de 2017, se han perforado 22 pozos entre ambos campos y la operación de los campos es asumida por la empresa Equión Energía Limited sucursal establecida en Colombia por la empresa BP (British Exploration Company).

---

<sup>1</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. Quienes Somos. [En línea] [01 septiembre de 2017] disponible en: <[http://www.equionenergia.com/quienes\\_somos/Paginas/default.aspx#Misión](http://www.equionenergia.com/quienes_somos/Paginas/default.aspx#Misión)>.

<sup>2</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

<sup>3</sup> EL TIEMPO. FLOREÑA, NUEVO CAMPO PETROLERO. [En línea] [1 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-334924>>.

<sup>4</sup> EL TIEMPO. PAUTO, QUINTO HALLAZGO PETROLERO. [En línea] [2 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-375666>>.

<sup>5</sup> EL TIEMPO. BP: PAUTO Y FLOREÑA PRODUCIRÁN EN EL 2001. [En línea] [8 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1256740>>.

## 1.2 LOCALIZACIÓN

Los campos Floreña y Pauto hacen parte del Bloque Piedemonte, el cual consta de una extensión de 257 Km<sup>2</sup> y está ubicado en Colombia, en la parte oeste de la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento de Casanare y en el corregimiento de El Morro. En la **Figura 1** se aprecia la localización de los campos. 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. El Campo Pauto limita al Noroeste con el Campo floreña, al Sureste con el Campo Dele y al Sur con el Campo Recetor<sup>6</sup>.

Los Campos Floreña y Pauto se encuentran a 7 horas y 18 minutos de la ciudad de Bogotá D.C. Para acceder a ellos desde Bogotá D.C. por vía terrestre, se debe tomar la salida por la Autopista Norte por la Carretera 55, siguiendo en sentido noreste por la carretera 55 vía Bogotá-Sogamoso, pasando por Tunja y Duitama sentido noreste hasta llegar a Sogamoso, luego se toma el desvío a la Troncal de Urabá para continuar por la Carretera 62 sentido sureste hacia el Municipio de Aguazul pasando por el pueblo de Pajarito, a continuación se toma la Carretera 65 vía Aguazul-Yopal sentido sureste hasta la ciudad de Yopal y por último se toma la salida a la vía Yopal- El Morro sentido norte teniendo un recorrido de 14 kilómetros hasta llegar a los campos.

A los campos no se puede acceder por vía aérea, sin embargo, es posible el traslado en avión desde el Aeropuerto Internacional El Dorado hasta el Aeropuerto El Alcaravan en Yopal, continuando posteriormente el trayecto en carro vía Yopal- El Morro como se mencionó con anterioridad.

## 1.3 MARCO GEOLÓGICO

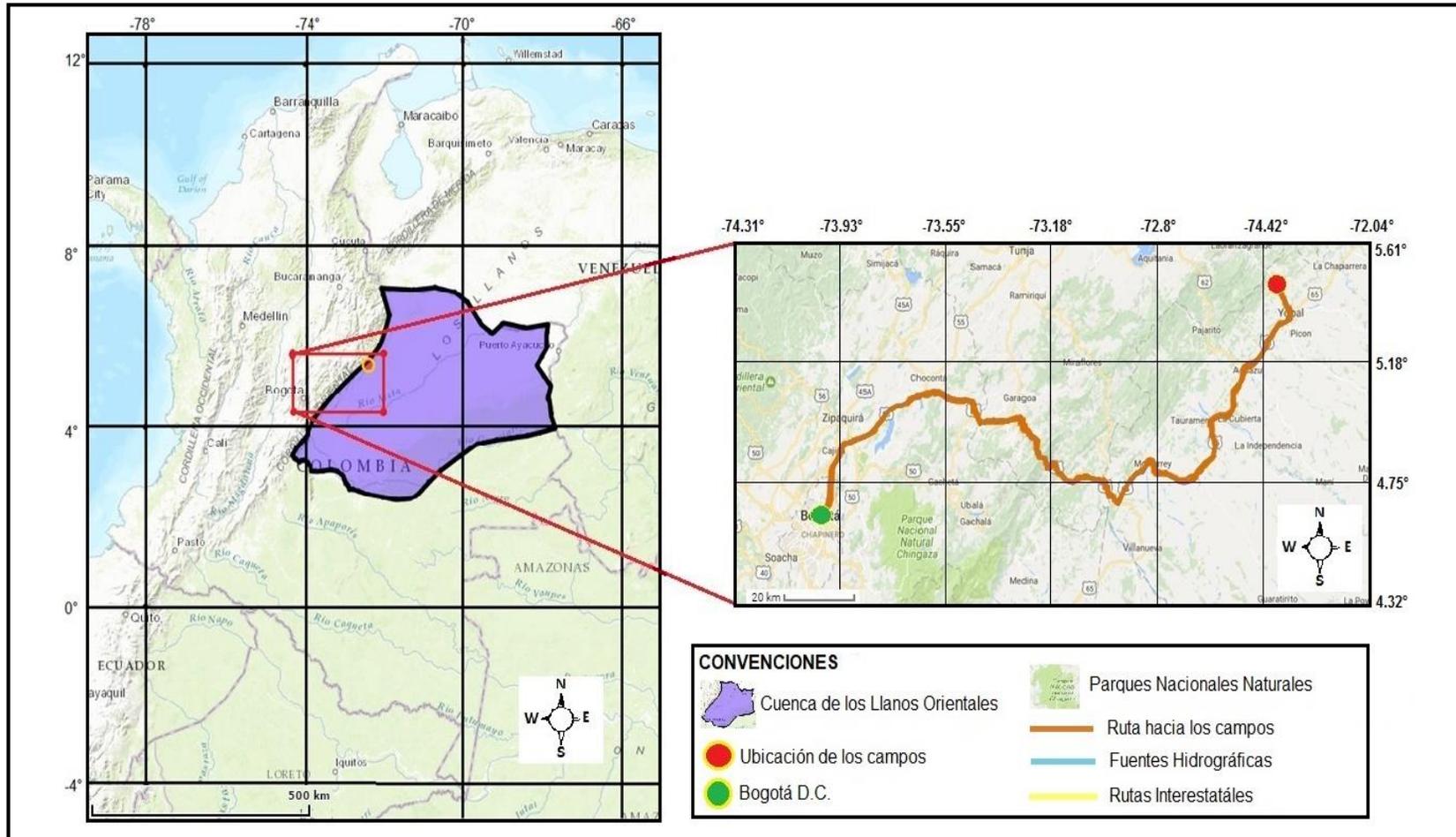
A continuación, se presenta la columna estratigráfica, la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo del bloque Piedemonte.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada del Bloque Piedemonte.

---

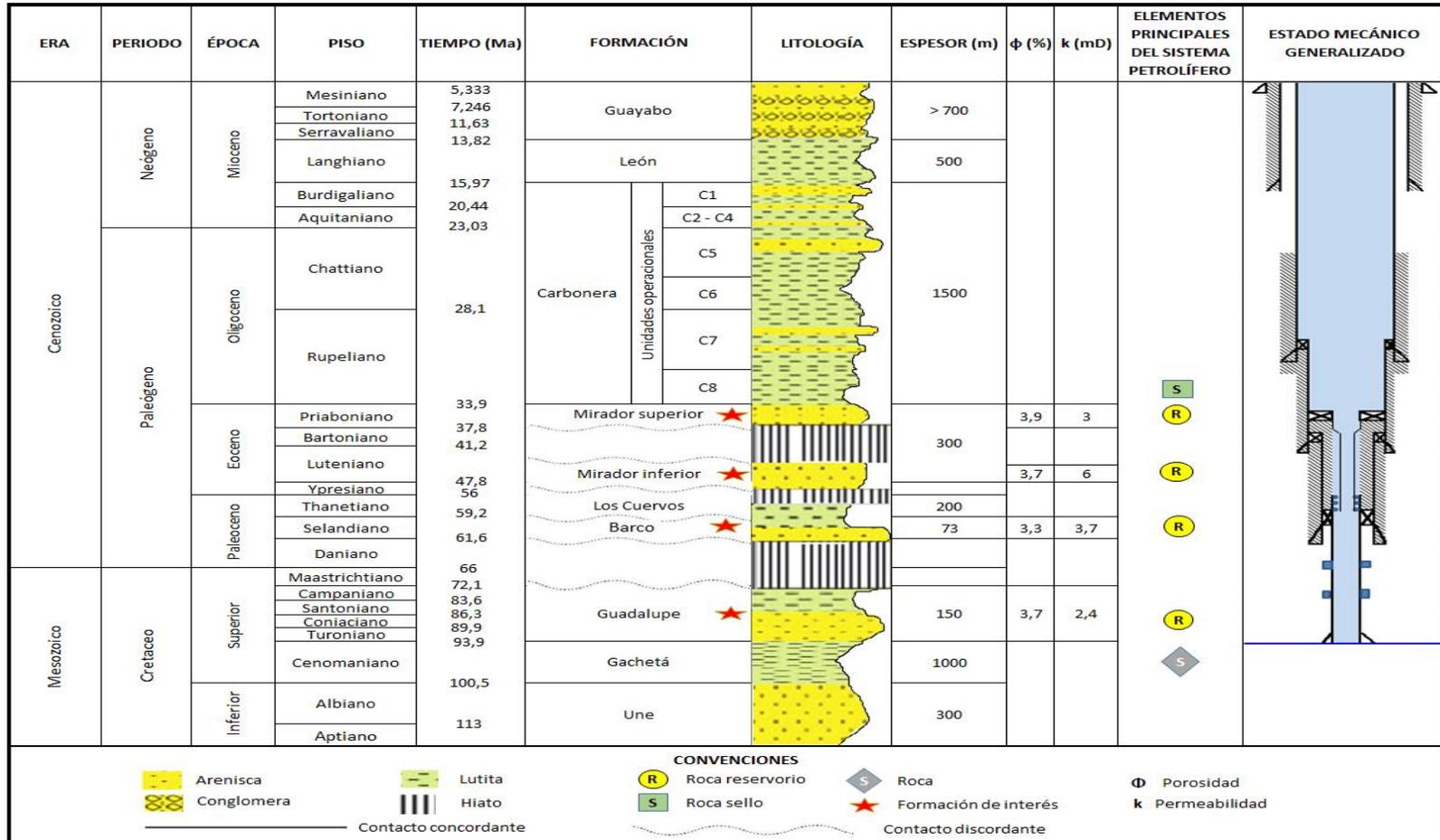
<sup>6</sup> MAPA RUTA A LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO. [En línea] [2 de julio de 2017] disponible en: <[www.google.com-co/maps](http://www.google.com-co/maps)>.

**Figura 1.** Localización Geográfica de los campos Floreña y Pauto.



**Fuente.** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Localización Campo Floreña y Campo Pauto. [En línea] [16 de junio de 2017] disponible en: < <https://geovisor.anh.gov.co/>>. Modificado por los autores.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generaliza del Bloque Piedemonte.



**Fuente.** LINARES, Roberto; AGUIRRE, Héctor; ALZATE, Juan y GALINDO, Pedro. New insights into the piedemonte license triangle zone in the llanos foothills- Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (julio: Cartagena, Colombia). BP Exploration Colombia. 2009. Modificada por los autores.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se describen las unidades litológicas atravesadas durante la perforación de los pozos en los campos Floreña y Pauto, ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales. Esta descripción se realizará de la formación más antigua a la más reciente, como se representa en la **Figura 2**.

**1.3.2.1 Formación Une.** Depositada durante el Cretáceo Inferior. Está compuesta por areniscas de grano grueso intercaladas por limolitas. Esta formación tiene un espesor promedio de 300 metros, siendo más gruesa en el Piedemonte y volviéndose más delgada hacia el este. La formación Une se depositó en condiciones marinas someras y está en contacto concordante con la formación Fómeque que la infrayace<sup>7</sup>.

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** Durante el Cretaceo Superior se depositó la Formación Gachetá, la cual está principalmente constituida por lutitas. Esta formación tiene un espesor que oscila entre los 800 y 2100 metros y se depositó en un ambiente marino. Está en contacto concordante con la formación Une que la infrayace<sup>8</sup>.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** La depositación del Grupo Guadalupe se dio durante el Cretaceo Superior. La formación Guadalupe es principalmente una unidad compuesta de areniscas masivas cuarzosas, duras y de grano fino y medio, con intercalaciones de limolitas silíceas. La formación Guadalupe, con un espesor promedio de 150 metros, que se vuelve más delgado hacia el este, se depositó en un ambiente marino somero. Está en contacto concordante con la formación Gachetá que la infrayace<sup>9</sup>.

**1.3.2.4 Formación Barco.** La depositación de la Formación Barco se dio en el Paleoceno Superior. La Formación Barco está compuesta por areniscas de grano muy fino a medio, intercaladas con arcillolitas y lodolitas, de espesor promedio de 73 metros, el cual aumenta hacia el este, y que se depositó en un ambiente fluvial. Está en contacto discordante con la formación Guadalupe que la infrayace<sup>10</sup>.

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** La Formación Los Cuervos se depositó entre el Paleoceno Superior y el Eoceno inferior. Está compuesta por lutitas, con intercalaciones de arenisca de grano muy fino a medio, limolitas y capas de

---

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 48.

<sup>8</sup> *Ibíd.*, p. 48.

<sup>9</sup> *Ibíd.*, p. 48.

<sup>10</sup> LINARES ROBERTO et al. New Insights Into The Piedemonte License Triangle Zone In The Llanos Foothills – Colombia. *En*: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (Julio 2009: Cartagena, Colombia). p 2.

carbón<sup>11</sup>. Su espesor promedio es de 200 metros, el cual aumenta hacia el este. La Formación Los Cuervos se depositó en un ambiente marino y está en contacto discordante con la formación Barco que la infrayace.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** La Formación Mirador se depositó durante el Mioceno Superior. Se compone de areniscas masivas muy abrasivas debido a la heterogeneidad de los granos, de diferentes tamaños, generalmente más grueso hacia la base y más fino hacia el tope, compuesto de cuarzo y en ocasiones de feldespato. El espesor promedio es de 300 metros y su ambiente de depositación es marino somero. Está en contacto discordante con la formación Los Cuervos que la infrayace<sup>12</sup>.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** La Formación Carbonera se depositó durante el Oligoceno, y es una secuencia de areniscas continentales o transicionales y arcillas marinas interestratificadas, a veces con niveles de carbón. La Formación Carbonera ha sido dividida en 8 miembros o unidades nombrados desde C1 hasta C8; de los cuales los miembros pares son lutitas que actúan como sellos de los miembros pares, los cuales son depositaciones de areniscas de tamaño de grano desde muy fino a grueso. El espesor promedio de la Formación Carbonera es de 200 metros y es correspondiente a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar somero. Está en contacto concordante con la formación Mirador que la infrayace<sup>13</sup>.

**1.3.2.8 Formación León.** Durante un aumento considerable del nivel del mar, en el Mioceno Superior, se depositó la Formación León, que consta totalmente de lutitas grises. Esta formación actúa como un sello regional. Tiene un espesor promedio de 500 metros, se depositó en un ambiente marino, y está en contacto concordante con la formación Carbonera que la infrayace<sup>14</sup>.

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Desde el Mioceno Superior al presente los sedimentos de la Formación Guayabo se han depositado, como resultado del levantamiento de la Cordillera Oriental. Esta unidad está dominada por arenisca de grano grueso y conglomerados, depositados en ambientes fluviales y aluviales. Su espesor promedio alcanza los 4300 metros. Su ambiente de depositación es continental y está en contacto concordante con la formación León que la infrayace<sup>15</sup>.

**1.3.3 Geología Estructural.** El estudio sísmico del bloque Piedemonte proporcionado por la BP para el desarrollo del artículo “New insights into the Piedemonte triangle zone in the Llanos Foothills- Colombia”, presenta un área con

---

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 3.

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p. 4.

<sup>13</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 49.

<sup>14</sup> *Ibíd.*, p. 52.

<sup>15</sup> *Ibíd.*, p.52.

diferentes fallas de cabalgamiento; las características estructurales principales, corresponden a los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, Dele, Pauto y Volcanera y el sinclinal de Nunchia. Estas características estructurales tienden al suroeste-noreste (SO-NE) y perpendicular a esta tendencia hay varias fallas que ejercen control estructural sobre los reservorios. El límite oriental del Sinclinal de Nunchia es la falla de Yopal <sup>16</sup>.

La deformación de la estructura envuelve sedimentos de la Formación Fomequé hasta la formación Guayabo. Los reservorios principales Mirador, Barco y Guadalupe, están envueltos en el techo de la lámina de cabalgamiento<sup>17</sup>.

Los anticlinales se pueden dividir en dos grupos. El primero incluye las estructuras de Monterralo, El Morro y Floreña, caracterizándose por ser una estructura de gran amplitud y un anticlinal simétrico fallado. El segundo grupo incluye las estructuras de Dele, Pauto y Volcanera, caracterizándose por tener limbos elongados traseros y limbos cortos frontales<sup>18</sup>.

**1.3.4 Geología del petróleo.** Se tienen en cuenta las características principales de las rocas y procesos que hacen parte del sistema petrolífero asociado al Bloque Piedemonte.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Las lutitas de la Formación Gachetá ubicada en el flanco Este de la Cordillera Oriental, es la principal generadora de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto del Piedemonte. Presentan un kerógeno tipo II y III, un TOC que oscila entre 1% y 3% y un espesor efectivo que se encuentra en el rango de 60 a 110 metros<sup>19</sup>.

**1.3.4.2 Rocas Reservorio.** Las principales rocas reservorio del Bloque Piedemonte y por tanto de los campos Floreña y Pauto, pertenecen a las areniscas de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe<sup>20</sup>.

Las areniscas de la Formación Mirador constituyen el reservorio más importante de esta cuenca, aunque su porosidad primaria permanece baja, oscilando entre el 3% y el 5%. Su permeabilidad no supera los 10 mD y su espesor es de 300 metros. Esta formación está altamente fracturada, por lo cual es una zona atractiva<sup>21</sup>.

---

<sup>16</sup> LINARES ROBERTO et al. New Insights Into The Piedemonte License Triangle Zone In The Llanos Foothills – Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (Julio 2009: Cartagena, Colombia). p. 4-5.

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p. 5.

<sup>18</sup> *Ibíd.*, p. 6.

<sup>19</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 50.

<sup>20</sup> *Ibíd.*, p. 51.

<sup>21</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

Las areniscas de la Formación Barco tienen una porosidad promedio que se encuentra en un rango del 3% al 4%, su permeabilidad es menor a 4 mD y su espesor es de 73 metros<sup>22</sup>.

La porosidad promedio de las areniscas de la Formación Guadalupe se encuentra en un rango del 3% al 4%, su permeabilidad es menor a 3 mD y su espesor es de 150 metros<sup>23</sup>.

**1.3.4.3 Migración.** Se han documentado dos eventos de migración en la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto en el Bloque Piedemonte. El primero ocurrió durante el Eoceno-Oligoceno Superior. El segundo evento de migración tuvo inicio en el Mioceno y continúa en el presente<sup>24</sup>.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Para el caso del Bloque Piedemonte, la unidad C-8 de la Formación Carbonera representa el sello para la Formación Mirador. Los niveles arcillosos de la Formación Guadalupe se constituyen en sello, al igual que la formación Gachetá<sup>25</sup>.

**1.3.4.5 Trampa.** El entrampamiento presentado en el Bloque Piedemonte es de tipo estructural, evidencia de eso son los anticlinales de Monterralo, El Morro, Floreña, Dele, Pauto y Volcanera y el sinclinal de Nunchia. También presenta sistemas de cabalgamiento múltiples definidos como cuñas tectónicas, los cuales repiten su secuencia dos o hasta más veces<sup>26</sup>.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A los campos Floreña y Pauto se les declaró la 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.

A continuación, se presenta el método y el tiempo de producción, así como el número de pozos y la gráfica de producción acumulada de los campos.

**1.4.1 Método de producción.** Los pozos de los campos Pauto y Floreña producen por flujo natural. Esto es posible debido a las altas presiones de formación que

---

<sup>22</sup> Ibíd.

<sup>23</sup> Ibíd.

<sup>24</sup> Ibíd,

<sup>25</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. [En línea] [6 de junio de 2017] disponible en: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencassedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)>.

<sup>26</sup> EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

tienen los pozos (5000 - 6000 psi) y a la gran profundidad que tienen (12000 – 18000 pies)<sup>27</sup>.

**1.4.2 Tiempo de producción.** Tanto el Campo Floreña como el Campo Pauto, fueron puestos en producción en el año 2001, por lo cual llevan 16 años en producción<sup>28</sup>.

**1.4.3 Número de pozos.** Actualmente los campos Floreña y Pauto cuentan con 25 pozos, discriminados de la siguiente forma: un pozo inyector de agua, cuatro pozos inyectores de gas y 20 pozos productores<sup>29</sup>.

**1.4.4 Gráficas de producción acumulada.** A continuación, se presentan las **Gráficas 1 y 2** correspondientes a la producción acumulada de crudo y gas, para los campos Pauto y Floreña a partir del año 2009.

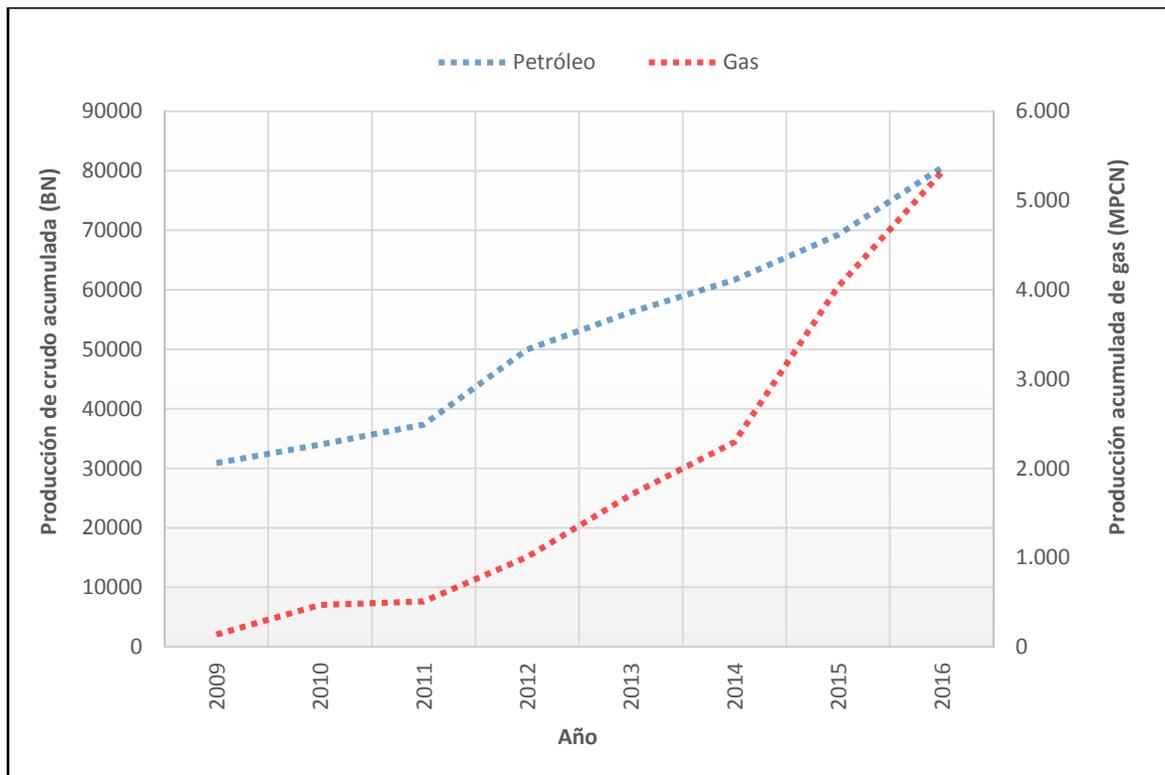
---

<sup>27</sup> Ibíd.

<sup>28</sup> Ibíd.

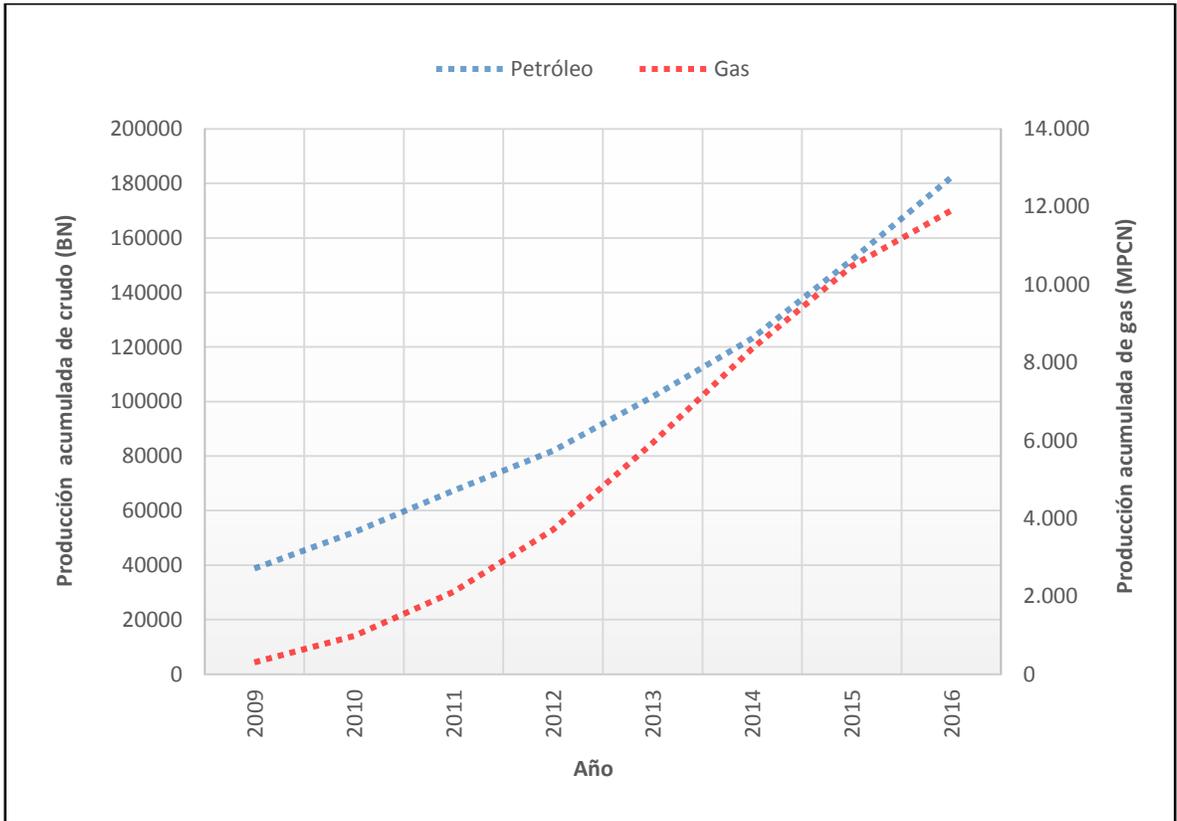
<sup>29</sup> Ibíd.

**Gráfica 1.** Producción acumulada de crudo (BN) y gas (MPCN) Campo Floreña.



**Fuente.** ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO (ACP). Informe estadístico petrolero. [En línea] [8 de agosto de 2017] disponible en:< <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>>. Modificado por los autores.

**Gráfica 2.** Producción acumulada de crudo (BN) y gas (MPCN) Campo Pauto.



**Fuente.** ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO (ACP). Informe estadístico petrolero. [En línea] [8 de agosto de 2017] disponible en:< <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>>. Modificado por los autores.

## 2. GENERALIDADES DEL DESGASTE DE REVESTIMIENTO

El desgaste del revestimiento es un tema de gran relevancia al realizar la operación de perforación de un pozo, debido a que cuando se presenta, este afecta directamente la integridad de del pozo, generando así cambios en la presión de colapso y estallido. Para analizar el desgaste es necesario tener conocimiento de los parámetros de perforación con los cuales se va a trabajar, así como la trayectoria del pozo y el azimuth.

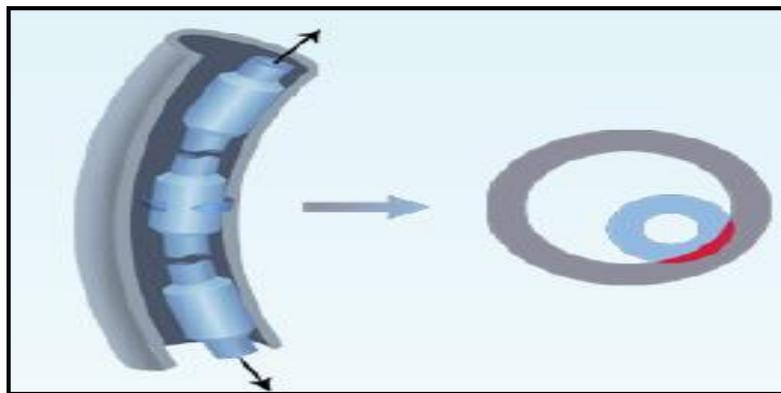
En el siguiente capítulo se describen las generalidades del desgaste del revestimiento, como lo son las causas, consecuencias, factores que lo producen y las diferentes metodologías para determinarlo.

### 2.1 DESGASTE DEL REVESTIMIENTO

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 joints contra el casing, así como los viajes de la tubería y los trabajos con wireline<sup>30</sup>.

Existen diferentes causas que generan el desgaste del revestimiento, siendo la principal el contacto de la tubería con el casing durante las diferentes operaciones de perforación. En la **Figura 3**, se presenta un esquema del desgaste del casing, como consecuencia del contacto de los tool joints durante la perforación.

**Figura 3.** Desgaste ocasionado por los tool joints.



**Fuente.** PEGASUS VERTEX, INC. Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention. Houston, Estados Unidos. p. 4.

<sup>30</sup> BOWES COLIN. Casing Wear Guidelines Document Information. Shared Petrotechnical Resource. Sunbury. Septiembre 2016.

**2.1.1 Causas del desgaste.** Como se mencionó anteriormente, el desgaste en el revestimiento es causado por una combinación de diferentes factores durante la perforación. Unos factores se presentan por las condiciones de perforación y otros por materiales y equipos usados en la perforación<sup>31</sup>. A continuación, se presentan algunos de estos:

**2.1.1.1 Condiciones de perforación.** Algunos de estos son:

- 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

**2.1.1.2 Materiales y equipos.** Algunos de estos son:

- 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

Estos factores se explicarán de manera detallada en la **sección 2.3**, debido a que son el pilar de esta investigación.

**2.1.2 Consecuencias del desgaste.** Como resultado de la remoción del metal del revestimiento, este sufre una disminución en su espesor, afectando la integridad del pozo, así como su vida útil y aumentando los costos de trabajos remediales<sup>32</sup>.

- **Integridad del pozo.** Dependiendo en qué tanto se reduce el espesor del revestimiento y la gravedad del desgaste, tanto la presión de colapso como la de estallido disminuirán. Teniendo en cuenta la reducción de estas presiones, es necesario determinar si el pozo está apto para continuar con las operaciones planeadas, o de lo contrario es necesario realizar operaciones remediales.
- **Vida del pozo.** El cambio en la integridad del pozo se encuentra estrechamente relacionado con la vida útil del pozo. Si se presenta una gran reducción en las presiones de colapso y estallido, y se continúa con la operación sin tomar medidas

---

<sup>31</sup> *Ibíd.*, p. 7.

<sup>32</sup> RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. p. 4.

de control, la vida útil del pozo se reduce, generando su abandono temprano, un posible colapso o estallido del revestimiento.

- **Costos adicionales.** Estos costos hacen referencia a los efectuados por trabajos remediales al tener un desgaste excesivo. Un ejemplo es la ubicación de un nuevo revestimiento encima de otro para mejorar la estabilidad del pozo, el cual no se tenía previsto usar en la planeación.

**2.1.3 Tipos de desgaste.** Existen tres tipos de desgaste: abrasivo, adhesivo y pulido. Las tres formas de desgaste se pueden presentar de manera alternada en el mismo pozo, pero en diferentes partes del revestimiento.

- **Desgaste adhesivo:** se define como la deformación plástica de pequeños fragmentos de la capa superficial de un material cuando se desliza contra otra superficie.

Los lubricantes reducen la tendencia de la adhesión, por lo cual es raro que ocurra este tipo de fenómeno con un lodo base aceite. Estudios han demostrado que la mejor forma de evitar este desgaste es seleccionando materiales con alta dureza y así prevenir la deformación microplástica de la superficie<sup>33</sup>.

- **Desgaste abrasivo:** ocurre cuando una superficie rígida de alta dureza se desliza contra una superficie suave, causando la remoción de material de la superficie suave. Este tipo de desgaste se puede presentar al tener partículas de carburo de tungsteno en el hardbanding que recubre la tubería de perforación. El revestimiento es propenso a que ocurra este tipo de desgaste cuando experimenta altas fuerzas laterales y cuando la superficie de los tool joints está soldada con carburo de tungsteno u otro material altamente abrasivo<sup>34</sup>.
- **Desgaste pulido:** este desgaste se genera debido a las partículas sólidas de acero, las cuales ruedan entre el tool joint y el revestimiento formando una superficie pulida, ranuras o polvo. Este desgaste puede llegar a erosionar ambas superficies<sup>35</sup>.

## 2.2 MODELO DEL DESGASTE

El modelo de casing wear implementado en el software CWEAR, 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:

---

<sup>33</sup> *Ibíd.*, p. 4.

<sup>34</sup> *Ibíd.*, p. 5.

<sup>35</sup> *Ibíd.*, p. 6.

1. El cálculo de la energía impartida por la rotación de los tool joints 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.

**2.2.1 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 joints 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”<sup>36</sup>.

A partir de la suposición en la cual se base el modelo, se desarrollaron las **Ecuaciones 1, 2, 3 y 4** mostradas a continuación<sup>37</sup>:

**Ecuación 1.** Volumen removido por pie.

$$WV = \frac{E}{SE}$$

**Fuente.** PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 361.

La energía específica es la energía requerida para remover una pulgada cúbica de acero. El trabajo friccional impartido al revestimiento viene dado por:

**Ecuación 2.** Trabajo friccional realizado por pie.

$$E = f * Flat * D$$

**Fuente.** PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 361.

<sup>36</sup> ANIKET KUMAR y ROBELLO SAMUEL. Casing Wear Factors: How do They Improve Well Integrity Analyses? En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (17-19, marzo 2015: Londres, Inglaterra). p. 9. SPE/IADC 173053.

<sup>37</sup> HALL. R.W. et al. Recent Advances in Casing Wear Technology. En: SPE/IADC Drilling Conference (15-18, febrero 1994: Texas, Estados Unidos). p. 3. SPE/IADC 27532.

Combinando el factor de fricción y la energía específica, se define el factor de desgaste y el modelo de desgaste de revestimiento es derivado.

**Ecuación 3.** Factor de desgaste.

$$WF = \frac{f}{SE}$$

**Fuente.** PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 361.

La distancia de deslizamiento entre el tool joint y el revestimiento viene dado por:

**Ecuación 4.** Distancia de deslizamiento.

$$D = \pi * N * d * t$$

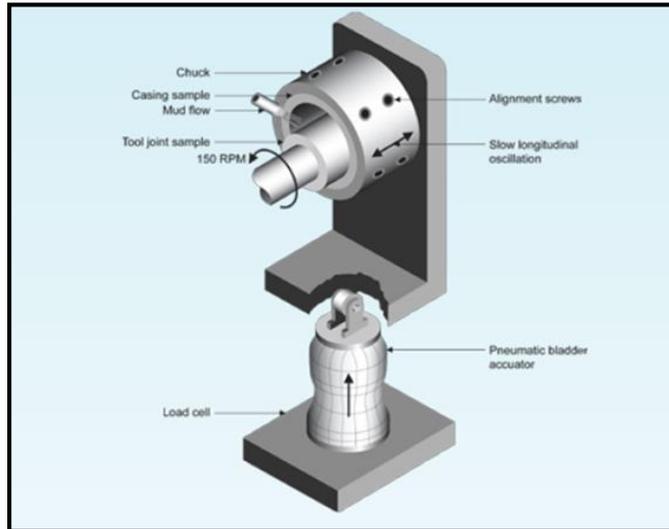
**Fuente.** PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 361.

Donde:

- WV: volumen removido por pie [pulg<sup>3</sup>/ft]
- E: trabajo friccional realizado por pie [pulg-lb/pie]
- SE: energía específica [psi]
- Flat: fuerza lateral en el tool joint por unidad de longitud [lb/pie]
- D: distancia de deslizamiento [pulg]
- f: factor de fricción
- WF: factor de desgaste [E-10 psi<sup>-1</sup>]
- N: velocidad rotaria [rpm]
- d: diámetro del tool joint [pulg]
- t: tiempo de contacto [min]

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 4**, se presenta un esquema del equipo DEA-42, con el cual se realizaron las pruebas.

**Figura 4.** Equipo DEA-42 casing wear technology.



**Fuente.** PEGASUS VERTEX, INC. Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention. Houston, Estados Unidos. p. 8.

Es importante mencionar que, para el estudio la fuerza lateral se computó basándose en la trayectoria del pozo, el diseño de la tubería de perforación y los parámetros de perforación; y la distancia de deslizamiento se estimó basándose en el programa de perforación. Lo anterior, combinado con el apropiado factor de desgaste para cada escenario, permiten calcular el volumen de desgaste y así la profundidad de este en el revestimiento<sup>38</sup>.

**2.2.2 Parámetros que afectan el factor de desgaste.** Los valores de factor de desgaste varían dependiendo del escenario de perforación y las propiedades de los materiales. Algunos de los parámetros que afectan el factor de desgaste son:

- **Tool joint:** el material del tool joint y el hardbanding aplicado para su protección, afectan el factor de desgaste. Un hardbanding agresivo aplicado para prolongar la vida del drill pipe, tendrá un alto wear factor lo que se traduce en un alto desgaste.
- **Fluido de perforación y propiedades:** lodos base agua tienen un mayor wear factor. La viscosidad y la densidad también afectan este factor.

---

<sup>38</sup> ANIKET KUMAR y ROBELLO SAMUEL. Casing Wear Factors: How do They Improve Well Integrity Analyses? En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (17-19, marzo 2015: Londres, Inglaterra). p. 10. SPE/IADC 173053.

- **Contenido de sólidos:** bentonita, barita, limolita y otros sólidos no abrasivos en el lodo de perforación tienen valores bajos del factor de desgaste. La arena causa alta erosión en la pared del revestimiento, tienen mayores factores de desgaste<sup>39</sup>.
- **Protectores del drill pipe:** los protectores de goma ayudan a reducir el desgaste en el revestimiento<sup>40</sup>.

## 2.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL DESGASTE

Existen diferentes parámetros que afectan el desgaste del revestimiento, siendo unos más severos que otros. No todos incrementan el desgaste, hay algunos de ellos que lo mitigan y permiten reducirlo en cierta medida. A continuación, se explicarán los parámetros que inciden en el desgaste del revestimiento, las generalidades de estos y el papel que juegan al producirse el desgaste.

**2.3.1 Fluido de perforación.** Está compuesto por una fase continua y una fase no continua, que se utiliza para la perforación de los pozos y que cumple principalmente las siguientes funciones<sup>41</sup>:

- Limpia el hueco, transportando los recortes hechos durante la perforación a superficie, donde pueden ser removidos mecánicamente del fluido antes de que este sea recirculado.
- Provee estabilidad al pozo, balanceando o venciendo las presiones de formación que se presenten en el hueco para minimizar el riesgo de problemas de control de pozo.
- Soporta y estabiliza las paredes del hueco hasta que la tubería de revestimiento sea asentada o hasta que el equipo de completamiento de hueco abierto sea instalado.
- Minimiza el daño a las formaciones productoras.
- Mantiene a la broca de perforación lubricada y la enfría durante la perforación de los pozos .
- Transmite potencia hidráulica a la broca de perforación.

---

<sup>39</sup> *Ibíd.*, p. 10.

<sup>40</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. *En:* SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 1-15. SPE/IADC 151448.

<sup>41</sup> KHAN M.I. y ISLAM R. Chapter 4 – Drilling and Production Operations. *En:* The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Ed. Gulf Publishing Company, 2007. p. 105.

- Provee información sobre las formaciones que se están perforando mediante los recortes de perforación que son enviados a superficie y permite la transmisión de información de la herramienta que registra mientras se perfora (logging-while-drilling) .

El tipo fluido de perforación y los aditivos a utilizar dentro de un pozo dependerán de diversos factores, siendo los más importantes la presencia de arcillas reactivas, la profundidad de los pozos y el tiempo de perforación.

Este fluido se clasifica según su fase continua, clasificándose en tres grandes grupos los cuales son: lodo base agua, lodo base aceite y lodos aireados.

El tipo de lodo es un factor de mucha importancia en el aumento o la mitigación del desgaste del revestimiento. De los tres tipos de lodos que se pueden utilizar actualmente en la industria: el lodo base agua (WBM), el lodo base aceite (OBM) y los lodos aireados, únicamente se han realizado pruebas y análisis de la consecuencia de su uso sobre el desgaste para los dos primeros, los cuales se explicarán a continuación<sup>42</sup>.

**2.3.1.1 Fluido base agua (WBM).** Es el lodo más barato y más utilizado en la industria, con el 80% de los pozos perforados en el mundo. El agua base puede ser agua dulce, salmuera, salmuera saturada o salmuera de formación.

Este lodo genera un desgaste mayor que el fluido base aceite, debido a que este último presenta unas propiedades de lubricidad mucho mejores. Se deben tener presentes los aditivos que se utilicen y la presencia de sólidos que haya en el fluido, puesto que estos tienen una incidencia directa en el desgaste del revestimiento<sup>43</sup>.

**2.3.1.2 Fluido base aceite (OBM).** El lodo base aceite es el tipo de lodo donde la fase continua y la más abundante en el lodo es un tipo de aceite, generalmente diesel. El lodo base aceite tiene diferentes ventajas respecto al lodo base agua, algunas de ellas son: es más amigable con la formación (genera menos daño), es menos reactivo con las arcillas y también presenta unas excelentes características de lubricidad, lo que permite reducir el torque, disminuir la fricción y por ende logra generar un menor desgaste del revestimiento a causa del contacto entre este y la tubería de perforación que cualquier otro tipo de fluido<sup>44</sup>.

---

<sup>42</sup> Ibíd., p. 105.

<sup>43</sup> Ibíd., p. 106.

<sup>44</sup> Ibíd., p. 106.

Las cualidades de lubricidad del lodo base aceite son tan buenas, que el desgaste siempre será bajo y no se verá afectado si existe la presencia de aditivos, lubricantes, material densificante u otros sólidos no abrasivos<sup>45</sup>.

**2.3.2 Hardbanding.** Es un recubrimiento que se le aplica a los tool joints para protegerlos del desgaste abrasivo y aumentar su tiempo de vida útil. En un principio, esta tecnología se enfocó solamente en proteger los tool joints en zonas de perforación altamente abrasivas y duras como lo son las arenas masivas y macizas, por lo que el hardbanding estaba constituido principalmente por carburo de tungsteno. Debido a las propiedades del carburo de tungsteno, este hardbanding empezó a generar alto desgaste en los revestimientos, y fue necesario buscar un recubrimiento que cumpliera con la función de la protección de los tool joints y a la vez que no desgastara en demasía los revestimientos<sup>46</sup>.

Teniendo en cuenta lo anterior, se desarrollaron diferentes tipos de Hardbanding, los cuales se explican a continuación:

- **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<sup>47</sup>.
- **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.
- **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.
- **Carburo de Boro:** contienen boro en vez de cromo en la matriz. También es amigable con el revestimiento.
- **ArmacorM:** desarrollado a principios de la década de 1990, este es un hardbanding cromado amorfo, con un coeficiente de fricción muy bajo. Este hardbanding fue creado principalmente para proteger el revestimiento del

---

<sup>45</sup> G.M. BOL. Effect of Mud Composition on Wear and Friction of Casing and Tool Joints. Octubre 1986. p. 371. SPE 13457.

<sup>46</sup> MOBLEY JOHN G. Hardbanding And Its Role in Deepwater Drilling. En: SPE/IADC Drilling Conference (9-11, marzo 1999: Amsterdam, Holanda). p. 1. SPE/IADC 52882.

<sup>47</sup> GOKHALE, SAMIT y PETTIT GRANT. Technical Specification for Hardbanding & Reapplication. Revision 0.2. 2008. p. 25.

desgaste que se presenta cuando este entra en contacto con los tool joints, por lo que ofrece una protección pobre para los tool joint en hueco abierto.

- **Arco 300XT:** es un hardbanding a base de bromo, que logra dar una buena protección al revestimiento del desgaste, sin descuidar la protección de los tool joints.

Como alternativas amigables con el revestimiento y que permiten darle cierto grado de protección a los tool joints se presentan los hardbandings ArmacorM y Arco 300XT, los cuales también reducen el torque, en comparación con los demás hardbandings<sup>48</sup>.

A continuación, se presentan las **Tablas 1 y 2**, donde se presentan las características y el desempeño de los diferentes tipos de hardbanding, así como los elementos con los cuales están constituidos.

**Tabla 1.** Características y desempeño del hardbanding.

Atributo	Acero sin protección	Armacor M	Arco 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 Tool Joint en el Casing (pulg)	0,004	0,003	0,001	0,007	0	0,004
% Cromo	0	30	0	19,26	0	0

**Fuente.** GOKHALE, SAMIT y PETTIT GRANT. Technical Specification for Hardbanding & Reapplication. Revision 0.2. 2008. Modificado por los autores.

<sup>48</sup> MOBLEY JOHN G. Hardbanding And Its Role in Directional/Horizontal Drilling. En: SPE Midcontinent Operations Symposium (28-31, marzo 1999: Oklahoma, Estados Unidos). p. 8. SPE 52187.

**Tabla 2.** Composición química del hardbanding (% por peso).

	Armacor M	Armco 300XT	Cromado	Carburo de Tungsteno	Craburo de Titanio
<b>C</b>	0,06	0,75- 0,85	2,1		1,1
<b>Mn</b>	2,4	0,9- 1,2	1,03		0,92
<b>P</b>		0,03	0,022		0,02
<b>S</b>		0,03	0,012		0,02
<b>Si</b>	1,5	0,55-0,75	0,53		0,72
<b>Ni</b>	7	2- 2,5	0,18		0,08
<b>Mo</b>			0,54		0,7
<b>Cr</b>	30		19,26		4,5
<b>Cu</b>			0,11		0,17
<b>V</b>			0,03		0,07
<b>Co</b>			0,02		0,02
<b>B</b>	3,7	3,8- 4,2			
<b>Nb</b>		5,3- 5,7			
<b>Ti</b>					3

**Fuente.** GOKHALE, SAMIT y PETTIT GRANT. Technical Specification for Hardbanding & Reapplication. Revision 0.2. 2008. Modificado por los autores.

**2.3.3 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<sup>49</sup>.

**2.3.3.1 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° a 360°) 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° totalmente vertical, y de 90° 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 software 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<sup>50</sup>.

**2.3.3.2 Dog leg severity.** Es la medida del cambio de dirección entre dos puntos, representada en grados cada 100 pies (°/100ft) o cada 30 metros (°/30m). Esta medida se realiza a partir de las mediciones que se hagan con los surveys, y permite determinar qué tan severo es un cambio de dirección en una sección del pozo, por lo que se presenta como una medida importante de tortuosidad.

---

<sup>49</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 5. SPE/IADC 151448.

<sup>50</sup> *Ibíd.*, p. 7.

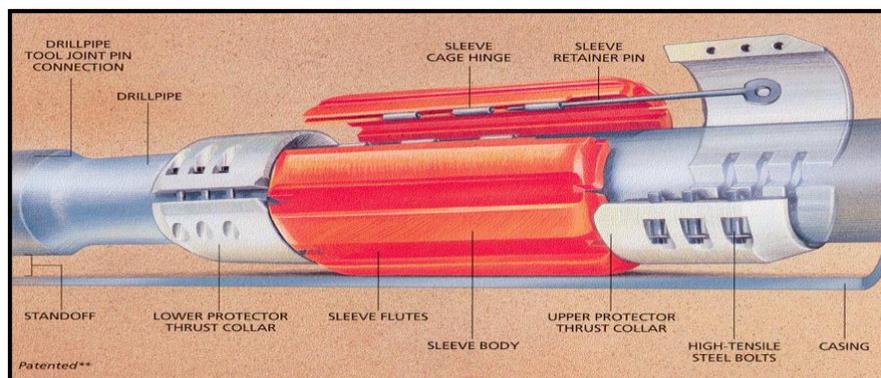
Al modelar y simular el desgaste, es de gran importancia el máximo valor de dog leg severity, debido a que un dog leg severity agudo puede causar un contacto severo entre el revestimiento y la tubería de perforación, generando un desgaste masivo en esa localización. El promedio del dog leg severity es necesario para realizar simulaciones de torque y arrastre<sup>51</sup>.

**2.3.4 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<sup>52</sup>.

**2.3.4.1 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.

**2.3.4.2 Protectores no rotativos.** 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<sup>53</sup>. En la **Figura 5**, se puede apreciar el esquema básico de este tipo de protectores.

**Figura 5.** Protector no rotativo de drill pipe (NRDPP).



**Fuente.** WESTERN WELL TOOL. Non rotating drill pipe protectors. [En línea] [10 de septiembre de 2017]. Disponible en: <[www.bcoiltools.com/western-well-tool](http://www.bcoiltools.com/western-well-tool)>.

<sup>51</sup> *Ibíd.*, p.10.

<sup>52</sup> MOORE N.B. et al. Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. *En:* Western regional Meeting (22-24, marzo 1996: Alaska, Estados Unidos). p. 163. SPE 35666.

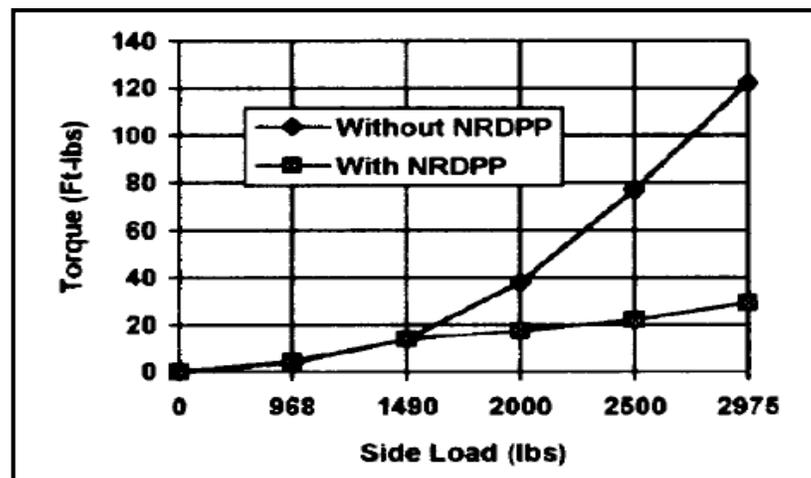
<sup>53</sup> *Ibíd.*, p. 165.

El principio de funcionamiento de los protectores no rotativos de la tubería de perforación es que la cubierta del protector o la camisa tiene un diámetro interno el cual está diseñado para dar paso al lodo de perforación, el cual es usado junto con el movimiento de la tubería de perforación al protector para crear un levantamiento hidráulico de fluido. Con este diseño, el fluido actúa como un medio lubricante entre la camisa y la tubería de perforación. Además de esto, también genera el paso del fluido entre la camisa de goma y el revestimiento, creando una película lubricante en las dos zonas por donde pasa el fluido, lo que permite reducir la fricción hasta 10 veces que la que existiría si se presentara el contacto metal-metal entre la tubería de perforación y el revestimiento<sup>54</sup>.

Los protectores no rotativos también reducen el desgaste del revestimiento debido a que disminuyen el contacto que se presenta entre el revestimiento y los tool joints, ya que la camisa tiene un diámetro externo mayor que el de esto. Además de esto, los protectores no rotativos son instalados cerca a los tool joints, por lo que estos entrarán en contacto con el revestimiento primero<sup>55</sup>.

En la **Gráfica 3**, se muestra la reducción del torque bajo las mismas condiciones de carga lateral por el uso de los protectores no rotativos de la tubería de perforación.

**Gráfica 3.** Cambio del torque tubería respecto a la carga lateral.



**Fuente.** MOORE N.B. et al. Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. En: Western regional Meeting (22-24, marzo 1996: Alaska, Estados Unidos). p. 163. SPE 35666.

<sup>54</sup> *Ibíd.*, p.166.

<sup>55</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 9. SPE/IADC 151448.

A continuación, se explican los diferentes escenarios donde se pueden instalar protectores no rotativos y las limitaciones operacionales que estos pueden tener.

### Aplicaciones

- Pozos con sección de construcción localizada en la parte alta del pozo.
- Tuberías pesadas localizadas en la parte inferior de la sección de construcción.
- Desviaciones en el hueco (DLS) produciendo cargas laterales altas en la tubería de perforación dentro del revestimiento.
- Operaciones de perforación que presenten un desgaste del revestimiento excesivo y o baja tasa de penetración<sup>56</sup>.

### Limitaciones operacionales

- Los protectores no rotativos operan en temperaturas menores de 350°F.
- Los materiales plásticos operan bien para temperaturas menores de 250°F.
- Los elastómeros funcionan mejor para temperaturas entre 250-350°F. Temperaturas mayores de 350°F resultan en daño térmico a través del cuerpo del protector<sup>57</sup>.

**2.3.5 Vibración de la tubería de perforación.** Se presenta debido a la tortuosidad del hueco, el peso sobre la broca y las revoluciones a la que la sarta rote. Principalmente existen tres tipos de vibraciones: La vibración axial, lateral y torsional.

**2.3.5.1 Vibración axial.** Ocurre cuando la sarta tiene un desplazamiento vertical, lo que genera que la broca se levante del fondo del pozo y caiga, golpeando y dañando sus componentes y cortadores.

**2.3.5.2 Vibración lateral.** Ocurre cuando la sarta de perforación, principalmente el ensamblaje de fondo (BHA), empieza a vibrar sobre su eje horizontal, generando que la sarta se doble en múltiples puntos y que choque con las paredes del pozo de

---

<sup>56</sup> MOORE N.B. et al. Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. En: Western regional Meeting (22-24, marzo 1996: Alaska, Estados Unidos). p. 163. SPE 35666.

<sup>57</sup> *Ibíd.*, p. 164.

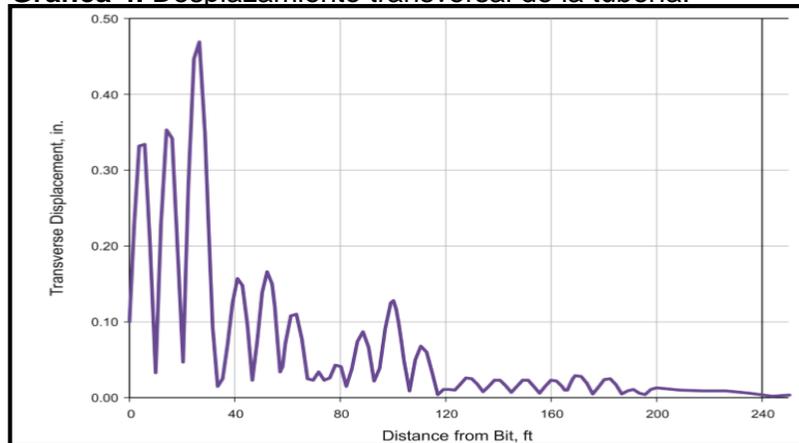
manera violenta. Este tipo de vibración puede generar graves daños en los diferentes componentes del ensamblaje de fondo.

**2.3.5.3 Vibración torsional.** Ocurre cuando la sarta de perforación no rota de una manera continua, sino que rota a una gran velocidad en un momento, y luego de manera muy lenta; incluso puede llegar a ser tan severa que la broca puede quedar estacionaria por un momento, para luego liberarse a rotar de nuevo. Este tipo de vibración genera un torque errático y puede dañar la broca y las conexiones de los collares de perforación<sup>58</sup>.

El desgaste del revestimiento es normalmente modelado como un modelo estático causado por la continua rotación de los tool joints sobre la pared interna del revestimiento. Este modelo no tiene en cuenta otros factores que pueden desgastar el revestimiento, como es el caso de los impactos causados por las vibraciones en la tubería de perforación.

La empresa Halliburton desarrolló un modelo teórico para estudiar el desgaste ocasionado por las vibraciones dinámicas de la sarta de perforación. El principal resultado que arrojó el modelo es que el mayor desplazamiento lateral de la tubería (vibración) se presenta en los puntos más cercanos a la broca<sup>59</sup>. Lo anterior se puede apreciar en la **Gráfica 4**, presentada a continuación:

**Gráfica 4.** Desplazamiento transversal de la tubería.



**Fuente.** ROBELLO SAMUEL Y ANIKET KUMAR. Modeling Method to Estimate the Casing Wear Caused by Vibrational Impacts of the Drillstring. SPE/IADC 167999.

<sup>58</sup> SCHLUMBERGER. Drillstring Vibrations and Vibration Modeling. [En línea]. [9 de septiembre de 2017]. Disponible en: <[https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling\\_opt/drillstring\\_vib\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_opt/drillstring_vib_br.pdf)>.

<sup>59</sup> ROBELLO SAMUEL Y ANIKET KUMAR. Modeling Method to Estimate the Casing Wear Caused by Vibrational Impacts of the Drillstring. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (4-6, marzo 2014: Texas, Estados Unidos). p. 7. SPE/IADC 167999.

**2.3.6 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<sup>60</sup>.

Existen diferentes tipos de grado del revestimiento, los cuales dependerán de las condiciones de trabajo de los mismos. Los tipos de revestimiento más importantes son:

**2.3.6.1 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.

**2.3.6.2 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.

**2.3.6.3 Grados del revestimiento resistentes a la corrosión.** Los revestimientos 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<sup>61</sup>.

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.

---

<sup>60</sup> RENPU WAN. Advanced Well Completion Engineering. 3 ed. Londres: Elsevier. 2011. p. 301.

<sup>61</sup> *Ibíd.*, p.303.

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<sup>62</sup>.

**2.3.7 Ensamblaje direccional.** Para poder perforar un pozo que no mantenga la verticalidad en su totalidad, se tienen diferentes tipos de alternativas de ensamblajes direccionales. Para dividirlos en dos grandes grupos se tienen los ensamblajes rotarios y las herramientas de desviación.

**2.3.7.1 Ensamblajes rotarios.** Son los ensamblajes en los cuales se instalan estabilizadores en los primeros 120 pies del ensamblaje desde la broca, y su posición, tamaño y espaciamiento gobernarán el comportamiento del ensamblaje rotatorio. Estos ensamblajes son diseñados desde superficie para construir, mantener o disminuir el ángulo, y su comportamiento no podrá ser modificado una vez sea corrido dentro del pozo. Para realizar algún cambio en la planeación o en la trayectoria, la sarta se tendrá que sacar del pozo y realizarse el cambio en el ensamblaje.

**2.3.7.2 Herramientas de desviación.** Dentro de las herramientas de desviación se pueden obtener dos grupos, los ensamblajes con motor dirigible y los sistemas rotarios dirigibles.

✓ **Ensamblajes con motor dirigible:** son sistemas en donde se utiliza un motor en fondo y se logra la rotación de este mediante el fluido de perforación, con un rotor y un estator al interior del motor. El fluido de perforación, al pasar a altas presiones dentro del motor por las cavidades, obliga al rotor a desplazarse y girar, lo que le transmite rotación a la broca. La forma en que se fuerza la broca para cambiar la dirección del pozo y su inclinación es mediante el uso de una camisa de giro o doblada, la cual genera que la broca tenga una inclinación con respecto al eje de la sarta de perforación, y con esta desviación y la fuerza lateral de la broca se logra desviar el pozo en la trayectoria deseada.

✓ **Sistemas rotarios dirigibles:** son una tecnología relativamente nueva en la perforación direccional, que tiene mejoras significativas sobre los ensamblajes rotarios y los motores dirigibles. La principal ventaja que tiene este sistema sobre los anteriores es que permite que la broca gire mientras se dirige la tubería, por lo que, por lo general, presentan una mejor tasa de penetración. Otros beneficios

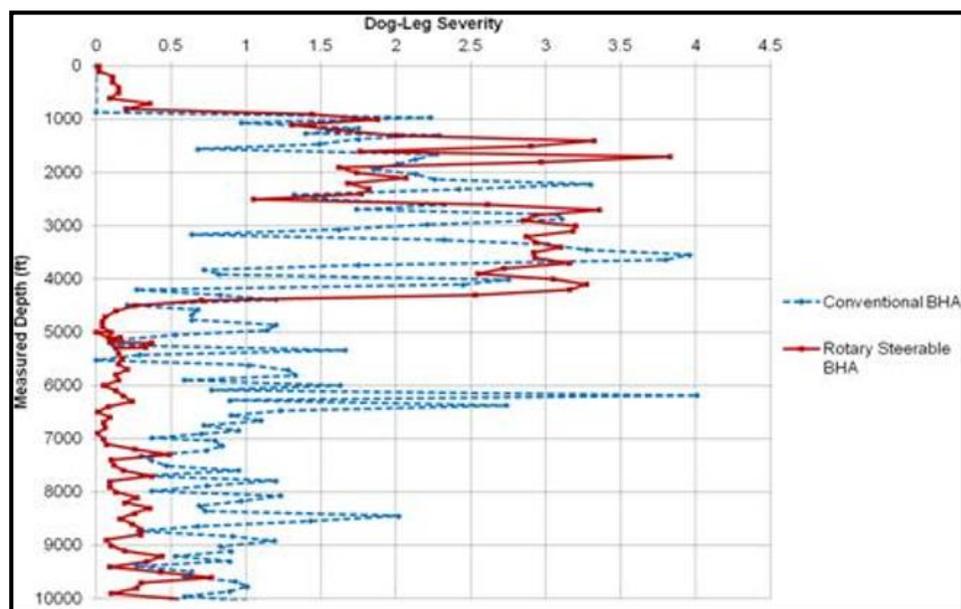
---

<sup>62</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 12. SPE/IADC 151448.

incluyen una mejor limpieza del hueco, menor torque y arrastre, y un hueco de mejor calidad. En los sistemas rotarios dirigibles, la camisa de giro se encuentra dentro de los collares, por lo que esta puede ser dirigida mientras la sarta está rotando<sup>63</sup>.

La empresa WWT International, desarrolló un modelo estadístico con el objetivo de cuantificar de manera exacta el desgaste del revestimiento. Uno de los principales escenarios tratados durante el estudio, fue el efecto que tienen los diferentes ensamblajes respecto al DLS<sup>64</sup>. En la **Gráfica 5** se puede apreciar el resultado obtenido.

**Gráfica 5.** Comportamiento DLS para diferentes ensamblajes direccionales.



**Fuente.** MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 11. SPE/IADC 151448.

La desviación estándar en el dog leg severity en los pozos perforados con un sistema direccional dirigido, es aproximadamente la mitad que cuando se perfora con un ensamblaje rotario, para un promedio de tasa de perforación dado<sup>65</sup>.

<sup>63</sup> CHEN DAVID. Directional Drilling. En: Petroleum Engineering Handbook. Drilling Engineering, Volume II. 2006. Ed. SPE. p. 271.

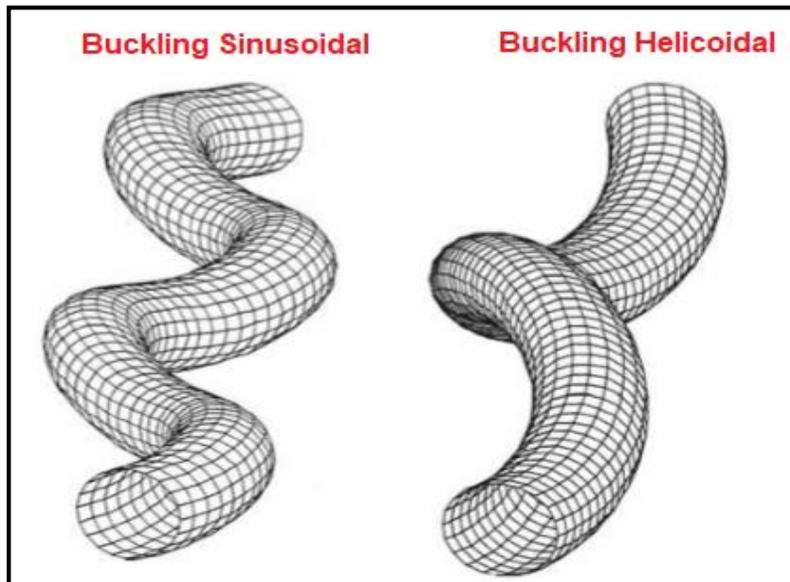
<sup>64</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 12. SPE/IADC 151448.

<sup>65</sup> *Ibid.*, p.12.

**2.3.8 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 casos, a medida que aumenta la fuerza axial, el buckling helicoidal tiende a seguir después del sinusoidal<sup>66</sup>.

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 <sup>67</sup>. En la **Figura 6** se presentan los dos tipos de buckling mencionados anteriormente.

**Figura 6.** Buckling sinusoidal y helicoidal.



**Fuente.** RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. p. 55.

---

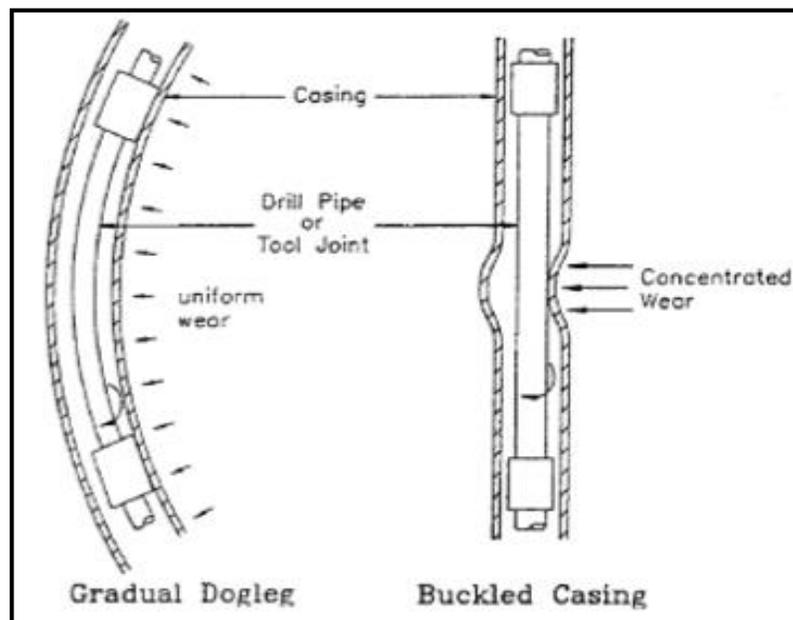
<sup>66</sup> RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. p. 54.

<sup>67</sup> *Ibíd.*, p. 55.

**2.3.8.1 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 los dog legs generados por el pandeo del revestimiento. En el momento en que se presenten dog legs 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<sup>68</sup>

En la **Figura 7** se muestra la comparación entre un dog leg 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.

**Figura 7.** Dog leg gradual y localizado.



**Fuente.** RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. p. 59.

**2.3.9 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.

<sup>68</sup> *Ibíd.*, p. 57.

**2.3.9.1 Perforación.** La 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.

**2.3.9.2 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.

**2.3.9.3 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<sup>69</sup>

**2.3.10 Fuerza normal de contacto.** La fuerza normal es un tipo de fuerza ejercida por una superficie sobre un objeto, la cual actúa perpendicular y hacia afuera de la superficie. En el caso de la perforación, al estar los tool joint recostados sobre el revestimiento, se ejerce la fuerza normal de contacto desde la superficie interna del revestimiento hacia los tool joints<sup>70</sup>.

Como se mencionó en la **sección 2.2.1**, la energía requerida para remover una unidad de acero depende de la fuerza normal de contacto, siendo uno de los criterios más importantes a la hora de calcular el desgaste. Existen dos modelos para calcular la fuerza normal de contacto, el modelo de sarta suave y el modelo de sarta rígida.

**2.3.10.1 Modelo de sarta suave.** Es el más aplicado en la industria debido a su simplicidad, sin embargo, introduce varios errores. Este modelo ignora la rigidez de la sarta y sus componentes, asumiendo que toda la tubería de perforación se comporta como un cable o una cadena y que la trayectoria de la sarta es la misma que la trayectoria del pozo, el contacto se asume continuo a lo largo del pozo.

El mejor caso bajo el cual trabaja este modelo es cuando se tiene un pozo con una trayectoria recta donde no se presenta tortuosidad. Sin embargo, son más los casos en los cuales el modelo introduce errores, por ejemplo: al tener un bajo espaciamiento entre la sarta de perforación y el revestimiento, y cuando se tienen tubulares rígidos en la sarta (drill collars)<sup>71</sup>.

---

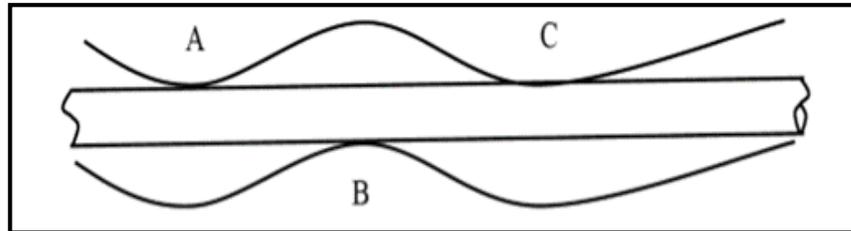
<sup>69</sup> PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 167.

<sup>70</sup> Ibíd., p.168.

<sup>71</sup> MIRHAJ S.A. et al. Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models. En: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (26-28, enero 2016: Abu Dhabi, Emiratos Arabes Unidos). p. 8. SPE/IADC 178197.

**2.3.10.2 Modelo de sarta rígida.** Este modelo asume que la sarta de perforación tiene ciertos puntos de contacto con el revestimiento; no asume el contacto continuo entre la tubería y el revestimiento como el modelo de sarta suave. En la **Figura 8** se muestra el esquema típico cuando se perfora en un pozo con tortuosidad, los puntos A, B y C muestran los puntos de contacto en los cuales la tubería se recuesta sobre el revestimiento<sup>72</sup>.

**Figura 8.** Modelo de sarta rígida.



**Fuente.** MIRHAJ S.A. et al. Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models. En: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (26-28, enero 2016: Abu Dhabi, Emiratos Arabes Unidos). p. 7. SPE/IADC 178197.

El modelo de sarta rígida calcula de manera más precisa las cargas de contacto al tener en cuenta la rigidez a la flexión de la tubería y ayuda a estimar la posición de contacto de la tubería a cualquier punto de profundidad del revestimiento; estos puntos de contacto son usados para modelar el desarrollo de desgaste en diferentes puntos del revestimiento<sup>73</sup>.

Este modelo trabaja bien bajo cualquier caso de perforación, especialmente cuando hay alta tortuosidad en el pozo y bajo espaciamiento entre la sarta de perforación y el revestimiento.

---

<sup>72</sup> *Ibíd.*, p. 8.

<sup>73</sup> ROBELLO SAMUEL et al. Solving Casing Wear Using Stiff String Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (1-3, marzo 2016: Texas, Estados Unidos). p. 11. SPE/IADC 178833.

### 3. SIMULACIÓN ACTUAL DEL DESGASTE

La adecuada simulación del desgaste del revestimiento es de gran importancia, debido a que permite conocer el estado actual del pozo, así como su integridad; permitiendo obtener las presiones de colapso y estallido, y los rangos operacionales de trabajo del pozo.

El software CWEAR tiene diferentes de modelos y ecuaciones para realizar la simulación del desgaste, permitiendo la entrada de diferentes variables como las características y condiciones de perforación, tubulares y el estado mecánico del pozo, entre otras. Basándose en lo mencionado anteriormente, los resultados obtenidos con la herramienta están fuertemente influenciados por la selección de los modelos, ecuaciones y consideraciones realizada por el usuario, acomodándose a las condiciones específicas del caso de estudio.

El siguiente capítulo describe cuáles son las variables, modelos y ecuaciones que se deben ingresar para realizar la simulación mediante el software CWEAR y cómo se está realizando actualmente.

#### 3.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Para realizar la simulación del desgaste del revestimiento mediante el software CWEAR se deben seguir una serie de pasos, en donde se ingresan diferentes tipos de datos al simulador, se seleccionan ciertos modelos que tienen diferentes suposiciones y se eligen ecuaciones que consideran diferentes variables y escenarios; todo esto con el objetivo de que este tenga la información real o la proyección del pozo a ser simulado, su estado mecánico, su trayectoria, entre otros.

Con la información ingresada y los modelos seleccionados, la herramienta realiza la simulación de las operaciones de perforación dentro del pozo, con los revestimientos que se hayan corrido, y calcula el desgaste que se presenta en ellos.

Para realizar lo anterior, el software cuenta con diferentes ventanas de trabajo, en donde se ingresa la información necesaria para el correcto modelamiento del pozo y las condiciones de perforación. Estas ventanas de trabajo serán explicadas a continuación.

**3.1.1 Ventana de survey.** En esta ventana del simulador se introducen los datos de profundidad, inclinación y azimuth obtenidos por las herramientas direccionales durante la perforación o por proyecciones realizadas durante la planeación de los pozos. Los datos se pueden ingresar manualmente o ser copiados e ingresados desde un archivo Excel.

En la ventana de survey se ingresan los datos del survey en las primeras 3 columnas, la columna de profundidad medida (MD), la de inclinación y de azimuth,

respectivamente. Y, a partir de la columna 4 a la 11, el software realiza el cálculo de las demás variables como TVD, NS, EW, desplazamiento horizontal, sección vertical, tasa de construcción, dog leg y tasa de giro.

Los datos que se ingresan en la ventana de survey no son variables, por lo que estos son obtenidos mediante la información arrojada por los registros direccionales en el caso de un pozo perforado, o los surveys o trayectoria proyectada, en el caso de un pozo en planeación. Debido a lo anterior, estos datos no están sujetos a ningún tipo de interpretación y deben ser ingresados en el simulador tal y como provienen del informe final del survey.

En la **Figura 9** se presenta la ventana de survey para el caso estudio, presentando los datos introducidos manualmente en las columnas blancas y los calculados por el simulador en las columnas color amarillo.

**Figura 9.** Ventana de survey.

	MD (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	HD (ft)	VS (ft)	DL (°/100ft)	BR (°/100ft)	TR (°/100ft)
1	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
2	200.0	0.76	120.60	200.0	-0.7	1.1	1.3	0.4	0.38	0.38	60.30
3	290.0	0.23	102.06	290.0	-1.0	1.8	2.1	0.6	0.61	-0.59	-20.60
4	419.0	0.06	189.35	419.0	-1.1	2.1	2.4	0.7	0.18	-0.13	67.67
5	514.0	0.14	95.92	514.0	-1.2	2.2	2.5	0.8	0.16	0.08	-98.35
6	603.0	0.10	78.22	603.0	-1.2	2.4	2.7	0.7	0.06	-0.04	-19.89
7	692.0	0.08	100.69	692.0	-1.2	2.5	2.8	0.7	0.05	-0.02	25.25
8	831.0	0.10	163.21	831.0	-1.3	2.6	2.9	0.8	0.07	0.01	44.98
9	926.0	0.06	67.38	926.0	-1.4	2.7	3.0	0.8	0.13	-0.04	-100.87
10	1,020.0	0.06	116.10	1,020.0	-1.4	2.8	3.1	0.8	0.05	0.00	51.83
11	1,117.0	0.06	147.45	1,117.0	-1.5	2.9	3.2	0.9	0.03	0.00	32.32
12	1,211.0	0.08	168.61	1,211.0	-1.6	2.9	3.3	1.0	0.03	0.02	22.51
13	1,308.0	0.04	100.83	1,308.0	-1.6	3.0	3.4	1.0	0.08	-0.04	-69.88
14	1,403.0	0.06	73.95	1,403.0	-1.6	3.0	3.4	1.0	0.03	0.02	-28.29
15	1,497.0	0.06	268.02	1,497.0	-1.6	3.0	3.4	1.0	0.13	0.00	-176.52
16	1,590.0	0.12	179.02	1,590.0	-1.7	3.0	3.4	1.1	0.14	0.06	-95.70
17	1,685.0	0.09	137.78	1,685.0	-1.9	3.0	3.6	1.2	0.08	-0.03	-43.41
18	1,778.0	0.12	141.12	1,778.0	-2.0	3.1	3.7	1.3	0.03	0.03	3.59
19	1,872.0	0.10	119.81	1,872.0	-2.1	3.3	3.9	1.4	0.05	-0.02	-22.67
20	1,965.0	0.13	204.83	1,965.0	-2.2	3.3	4.0	1.6	0.17	0.03	91.42
21	2,060.0	0.10	117.90	2,060.0	-2.4	3.3	4.1	1.7	0.17	-0.03	-91.51
22	2,156.0	0.13	16.40	2,156.0	-2.3	3.4	4.1	1.6	0.19	0.03	-105.73
23	2,250.0	0.13	219.94	2,250.0	-2.3	3.4	4.1	1.6	0.27	0.00	-166.45
24	2,346.0	0.09	80.23	2,346.0	-2.4	3.4	4.1	1.7	0.22	-0.04	-145.53
25	2,439.0	0.03	288.03	2,439.0	-2.3	3.5	4.2	1.6	0.13	-0.06	-163.66
26	2,535.0	0.09	6.26	2,535.0	-2.3	3.4	4.1	1.6	0.09	0.06	81.49
27	2,630.0	0.12	129.86	2,630.0	-2.3	3.5	4.2	1.5	0.20	0.03	130.11
28	2,726.0	0.10	299.09	2,726.0	-2.3	3.5	4.2	1.6	0.23	-0.02	176.28
29	2,821.0	0.09	68.27	2,821.0	-2.2	3.5	4.2	1.5	0.18	-0.01	135.98
30	2,915.0	0.10	303.96	2,915.0	-2.1	3.5	4.1	1.4	0.18	0.01	-132.24
31	3,009.0	0.10	240.16	3,009.0	-2.1	3.4	4.0	1.4	0.11	0.00	-67.87
32	3,103.0	0.09	35.35	3,103.0	-2.1	3.4	4.0	1.4	0.20	-0.01	165.10

Azimuth of vertical section: 191.18 (°)

**Fuente.** CWEAR. Ventana de survey. Septiembre de 2017.

**3.1.2 Ventana de pozo.** En esta sección del simulador se introducen los datos relacionados con las secciones del pozo que se encuentran revestidas y la sección de hueco abierto, con el fin de esquematizar la configuración del pozo y realizar el estado mecánico del mismo. En primer lugar, se define el tipo de sección que se tiene, si es una sección revestida o de hueco abierto y, en segundo lugar, se introducen las características de los tubulares tales como sus datos de profundidad, diámetros, fuerza de cedencia y densidad, en el caso de estar revestido; y en el caso de ser hueco abierto, se ingresa el diámetro de la broca con la cual fue perforado.

La opción de wear limit o límite de desgaste, permite poner un desgaste máximo asignado, el cual se utiliza para servir como referencia para compararse con los resultados obtenidos al correr el simulador; esta opción permite tener una referencia visual y es un valor asignado por la persona que realiza la simulación.

Para el caso actual, el valor de desgaste máximo usado es del 10%, como se puede observar en la **Figura 10**; también se puede apreciar la adecuada descripción de las secciones del pozo, así como sus diámetros y profundidades. La fuerza de cedencia y la densidad están definidas por el material del revestimiento. En este caso el revestimiento es de acero y los datos son obtenidos por su ficha técnica.

**Figura 10.** Ventana de pozo.

Project   Survey   Wellbore   Operation   Wear Factor   Preferences								
	Type	Bottom MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Yield Strength (psi)	Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Wear Limit %	Description
1	Casing/Liner	276.0	11.750	10.682	110,000	490.0	10.0	
2	Casing/Liner	3,936.0	11.875	10.711	110,000	490.0	10.0	
3	Casing/Liner	10,350.0	11.750	10.682	110,000	490.0	10.0	
4	Open Hole	15,300.0		10.625				
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								

**Fuente.** CWEAR. Ventana de pozo. Septiembre de 2017.

**3.1.3 Ventana de operación.** En esta ventana se especifican las operaciones realizadas durante la perforación, así como los tubulares que hacen parte de la sarta de perforación y las características de los tool joints.

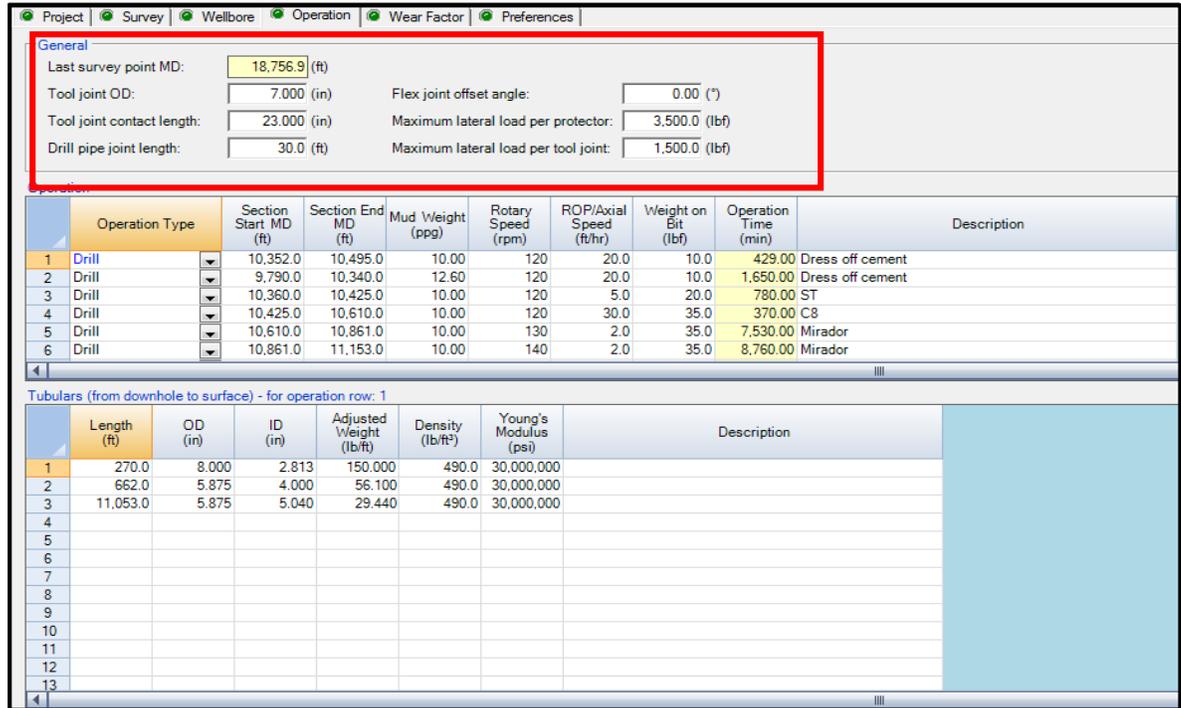
La ventana de operación se divide en la sección general, operación y tubulares; donde en cada uno se usan datos y valores obtenidos durante la operación. A continuación, se detalla cada sección.

**3.1.3.1 General.** En esta sección se ingresa la información detallada del drill pipe y los tool joints. Los datos introducidos en esta sección se obtienen a partir de survey y las características del drill pipe, así como su longitud, el diámetro externo de los tool joints y la longitud de contacto de estos con el pozo o el revestimiento. Si se están usando protectores para proteger el drill pipe, es necesario conocer su carga lateral máxima. Como se aprecia en la **Figura 11**, en el caso presentado, la fuerza lateral máxima es conocida por la ficha técnica de los protectores aplicados.

En esta sección de la ventana, los datos ingresados pertenecen a las propiedades de la tubería de perforación utilizada en la simulación, por lo que son valores que solo variarían si la tubería de perforación se cambia. De lo contrario, estos valores deberán permanecer constantes.

Es necesario aclarar que el software solo deja ingresar las características de un solo tipo de tubería de perforación, por lo cual si se tiene una tubería telescópica de diferentes diámetros tan solo se podría ingresar las características de un tipo de tubería de perforación.

**Figura 11.** Ventana de operaciones, sección general.



**Fuente.** CWEAR. Ventana de operaciones. Septiembre de 2017.

**3.1.3.2 Operación.** En esta sección se puede describir qué operaciones fueron realizadas en el pozo; es decir, si se perforó, se rimó o se rotó en fondo, durante cuánto tiempo y en qué intervalo. También se ingresan las profundidades a las cuales se realizaron cada una de estas operaciones, la densidad del lodo empleado y los parámetros de perforación, los cuales se obtienen a partir de reportes.

De esta manera, el software determina el desgaste que estas operaciones genera y en qué medida lo hacen, siendo la perforación la operación que más desgaste genera, seguido por rimar y por último la rotación en fondo.

En esta sección se puede ser tan específico como se quiera, ya que se pueden poner todas las operaciones que se nombraron anteriormente, con su intervalo indicado y en el orden en que fueron ejecutados; o, por el contrario, se pueden despreciar las operaciones de rimar y de rotación en fondo, y simplemente poner la operación de perforar.

La descripción de la operación es opcional, la cual es una opción que generalmente se usa para especificar cada operación en qué formación fue realizada o con qué BHA.

La decisión final de qué tan específico se es para ingresar las operaciones en esta sección la toma la persona que realice la simulación y que crea más conveniente.

En el caso de las simulaciones realizadas actualmente por el personal, se están considerando tan solo las operaciones de perforación, mientras que las de rimar y rotación en fondo no están siendo consideradas, sin importar qué tan largos puedan ser los intervalos en los cuales se realizaron estas operaciones, o por cuánto tiempo se hicieron. Simplemente son despreciadas bajo el criterio actual.

**Figura 12.** Ventana de operaciones, sección operación.

General										
Last survey point MD:		18,756.9 (ft)								
Tool joint OD:		7.000 (in)			Flex joint offset angle:		0.00 (°)			
Tool joint contact length:		23.000 (in)			Maximum lateral load per protector:		3,500.0 (lbf)			
Drill pipe joint length:		30.0 (ft)			Maximum lateral load per tool joint:		1,500.0 (lbf)			
Operation										
	Operation Type	Section Start MD (ft)	Section End MD (ft)	Mud Weight (ppg)	Rotary Speed (rpm)	ROP/Axial Speed (ft/hr)	Weight on Bit (lbf)	Operation Time (min)	Description	
1	Drill	10,352.0	10,495.0	10.00	120	20.0	10.0	429.00	Dress off cement	
2	Drill	9,790.0	10,340.0	12.60	120	20.0	10.0	1,650.00	Dress off cement	
3	Drill	10,360.0	10,425.0	10.00	120	5.0	20.0	780.00	ST	
4	Drill	10,425.0	10,610.0	10.00	120	30.0	35.0	370.00	C8	
5	Drill	10,610.0	10,861.0	10.00	130	2.0	35.0	7,530.00	Mirador	
6	Drill	10,861.0	11,153.0	10.00	140	2.0	35.0	8,760.00	Mirador	
Tubulars (from downhole to surface) - for operation row: 1										
	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Adjusted Weight (lb/ft)	Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Young's Modulus (psi)	Description			
1	270.0	8.000	2.813	150.000	490.0	30,000,000				
2	662.0	5.875	4.000	56.100	490.0	30,000,000				
3	11,053.0	5.875	5.040	29.440	490.0	30,000,000				
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										

**Fuente.** CWEAR. Ventana de operaciones. Septiembre de 2017.

**3.1.3.3 Tubulares.** En esta sección se introducen los datos y las características principales de la sarta de perforación, ingresando por separado tres secciones, donde una de ellas es la sección de la tubería de perforación, y las otras dos son las secciones donde se describen las características del BHA, el cual se secciona en dos partes principales: la tubería de alto peso de perforación (HWDP) junto con los martillos componen una de las secciones, y el resto del BHA, desde la broca hasta los collares, como la otra. Cada una de las secciones ingresadas en el simulador se registran con sus características de longitud, diámetros internos y externos, densidad, peso y Módulo Elástico.

Qué tanto detalle se ingresa sobre esta configuración también está en función del criterio de la persona que se encuentra simulando. Se puede ser altamente preciso al registrar la longitud y características individuales de cada una de las herramientas que componen el BHA; o por el contrario considerar toda la longitud como si fuera únicamente la tubería de perforación y despreciar los efectos del BHA.

Actualmente, se toman en consideración la tubería de perforación como una sección, y el BHA se divide en dos partes o secciones como se explicó previamente, siendo desde la broca hasta los collares una sección y la otra los HWDP y aceleradores. Por lo tanto, se toman en cuenta tres secciones.

Además de esto, mediante la metodología actual al simular los BHA, mantienen sus dimensiones constantes, a pesar de que se corran diferentes BHA de diferentes configuraciones a lo largo de toda la perforación. Por lo que, a medida que la profundidad va avanzando, la longitud del BHA se mantiene constante y simplemente aumentan la longitud de la tubería de perforación.

**Figura 13.** Ventana de operaciones, sección tubulares.

**General**

Last survey point MD: 18,756.9 (ft)

Tool joint OD: 7.000 (in) Flex joint offset angle: 0.00 (°)

Tool joint contact length: 23.000 (in) Maximum lateral load per protector: 3,500.0 (lbf)

Drill pipe joint length: 30.0 (ft) Maximum lateral load per tool joint: 1,500.0 (lbf)

**Operation**

	Operation Type	Section Start MD (ft)	Section End MD (ft)	Mud Weight (ppg)	Rotary Speed (rpm)	ROP/Axial Speed (ft/hr)	Weight on Bit (lbf)	Operation Time (min)	Description
1	Drill	10,352.0	10,495.0	10.00	120	20.0	10.0	429.00	Dress off cement
2	Drill	9,790.0	10,340.0	12.60	120	20.0	10.0	1,650.00	Dress off cement
3	Drill	10,360.0	10,425.0	10.00	120	5.0	20.0	780.00	ST
4	Drill	10,425.0	10,610.0	10.00	120	30.0	35.0	370.00	C8
5	Drill	10,610.0	10,861.0	10.00	130	2.0	35.0	7,530.00	Mirador
6	Drill	10,861.0	11,153.0	10.00	140	2.0	35.0	8,760.00	Mirador

**Tubulars (from downhole to surface) - for operation row: 1**

	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Adjusted Weight (lb/ft)	Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Young's Modulus (psi)	Description
1	270.0	8.000	2.813	150.000	490.0	30,000,000	
2	662.0	5.875	4.000	56.100	490.0	30,000,000	
3	11,053.0	5.875	5.040	29.440	490.0	30,000,000	
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							

**Fuente.** CWEAR. Ventana de operaciones. Septiembre de 2017.

**3.1.4 Ventana de factor de desgaste.** En esta sección se introduce el factor de desgaste, la variable más importante para el proceso de simulación. Lo anterior se debe a que es el parámetro que más influenciado se encuentra por las condiciones del pozo, haciendo que esta variable sea la que más va a afectar los resultados del simulador.

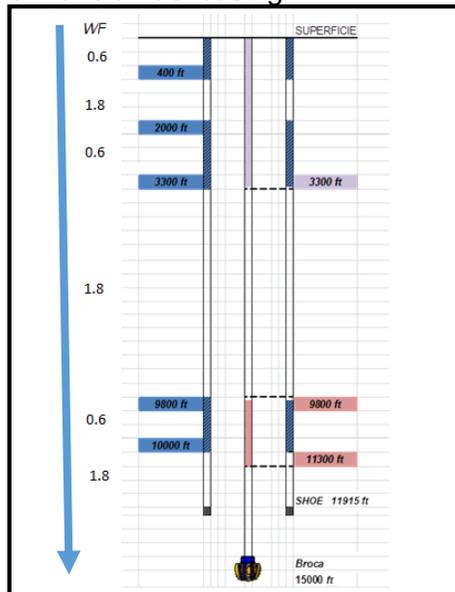
En la ventana del factor de desgaste, existen dos secciones principales, la sección del factor de desgaste, y la sección de la información del registro de desgaste.

**3.1.4.1 Factor de desgaste.** En esta sección el programa permite ingresar el factor de desgaste de tres maneras principalmente:

✓ **Single wear factor.** La primera manera es asumiendo que existe un único factor de desgaste para todo el pozo, sin discriminar si se usan estrategias de protección o no (protectores de drill pipe). Para ingresar el factor de desgaste mediante esta opción se asume que el comportamiento de la sarta de perforación a lo largo del pozo será siempre el mismo y que las condiciones de perforación se mantendrán constantes durante toda la perforación.

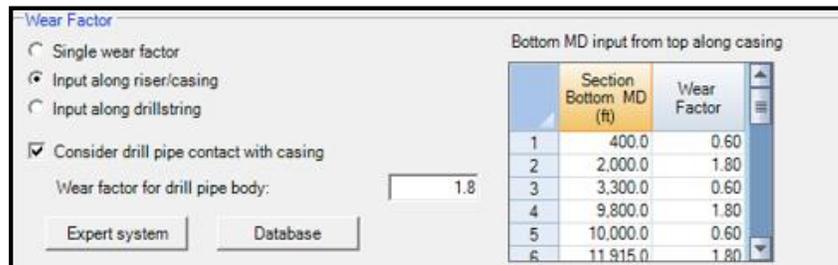
✓ **Input along riser/casing.** La segunda manera en que el simulador permite ingresar el factor de desgaste es mediante el seccionamiento del pozo en función de la sección revestida. Esto consiste en que el simulador parte desde la profundidad cero, o superficie, y a partir de ahí se ingresan diferentes profundidades. La última profundidad ingresada será la parte inferior de un intervalo, y la parte superior será la profundidad inmediatamente anterior, generando así el valor numérico el cual corresponderá a una sección específica. A continuación, en las **Figuras 14** y **15**, se presenta un ejemplo de cómo ingresar el factor de desgaste en función del hueco revestido.

**Figura 14.** Esquema de protección en función del casing.



**Fuente.** EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno. Modificado por los autores.

**Figura 15.** Ingreso del factor de desgaste en función del casing.



**Fuente.** CWEAR. Ventana del factor de desgaste. Septiembre de 2017.

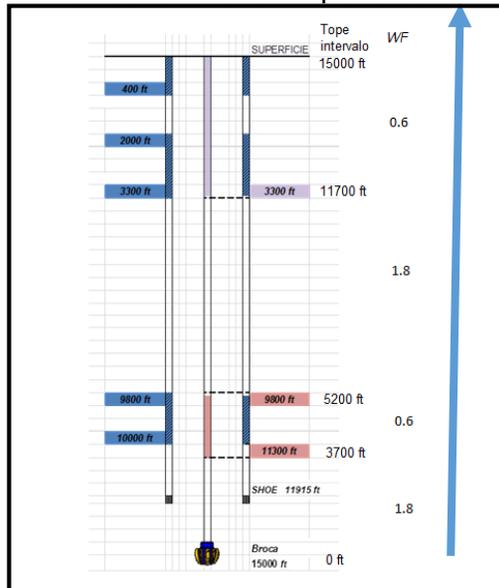
El simulador permite seccionar el pozo en cuantas partes el usuario crea necesario, y también variar el valor del factor de desgaste tanto como se quiera. De esta manera, el simulador interpreta que cada sección estará evaluada solamente por el factor de desgaste que sea ingresado.

Esta opción es mucho más real, debido a que el factor de desgaste está en función de muchas condiciones de perforación y del pozo como tal, como su geometría o su tortuosidad, factores que no son homogéneos a lo largo del pozo y que pueden tener variaciones significativas de una sección a otra.

✓ **Input along drillstring.** La tercera manera en que el simulador permite ingresar el factor de desgaste es seccionando el pozo, de la misma forma que en la opción anterior, solo que esta vez no estará en función de la tubería de revestimiento, sino en función de la sarta de perforación.

Para poder ingresar el factor de desgaste de esta forma se debe seccionar el pozo, empezando desde la máxima profundidad reportada en el survey como punto cero, y seccionándolo desde el fondo hacia arriba. Cada una de las secciones tendrá el intervalo que se determine con las longitudes ingresadas en el simulador, tomando como tope del intervalo la última longitud ingresada, y como base del mismo la longitud inmediatamente anterior. A continuación, en las **Figuras 16** y **17** se indica como se puede ingresar el factor de desgaste en función de la sarta de perforación.

**Figura 16.** Esquema de protección en función de la tubería de perforación.



**Fuente.** EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno. Modificado por los autores.

**Figura 17.** Ingreso del factor de desgaste en función de la sarta de perforación.

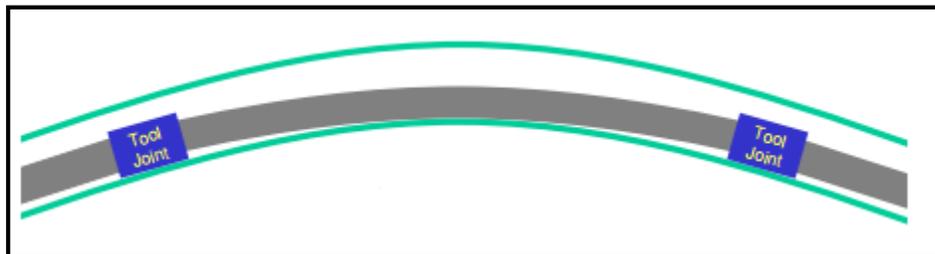
	Section Length (ft)	Wear Factor
1	3,700.0	1.80
2	5,200.0	0.60
3	11,700.0	1.80
4	15,000.0	0.60
5		
6		

**Fuente.** CWEAR. Ventana del factor de desgaste. Septiembre de 2017.

Actualmente se está utilizando la primera opción para ingresar el factor de desgaste, asumiendo que el comportamiento del pozo y de la tubería será constante durante toda la operación de perforación, por lo que se ingresa un solo factor de desgaste para todo el pozo.

Además de esto, el software también permite tomar en consideración el contacto que puede ocurrir entre el cuerpo de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento, cuando la inclinación o el dog leg severity sea tan pronunciado como para que esto ocurra. En la **Figura 18**, se puede apreciar cómo se puede presentar este fenómeno.

**Figura 18.** Contacto entre el drill pipe y el casing.



**Fuente.** PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 170.

Para poder simular la situación descrita previamente, el software permite que se seleccione si se toma en cuenta este fenómeno, y así asignarle un valor para el factor de desgaste específico para la tubería de perforación.

Existen diferentes opciones para seleccionar el factor de desgaste. El software trae incluida una base de datos de la prueba DEA-42, que se puede consultar directamente y que tiene alrededor de 100 combinaciones diferentes de grado del revestimiento, tipo de lodo, contenido de sólidos entre otros; con el fin de que el

usuario encuentre la opción que más se asemeje a su caso particular, y simplemente lea el factor de desgaste que se obtuvo como resultado de las pruebas bajo esas condiciones de perforación.

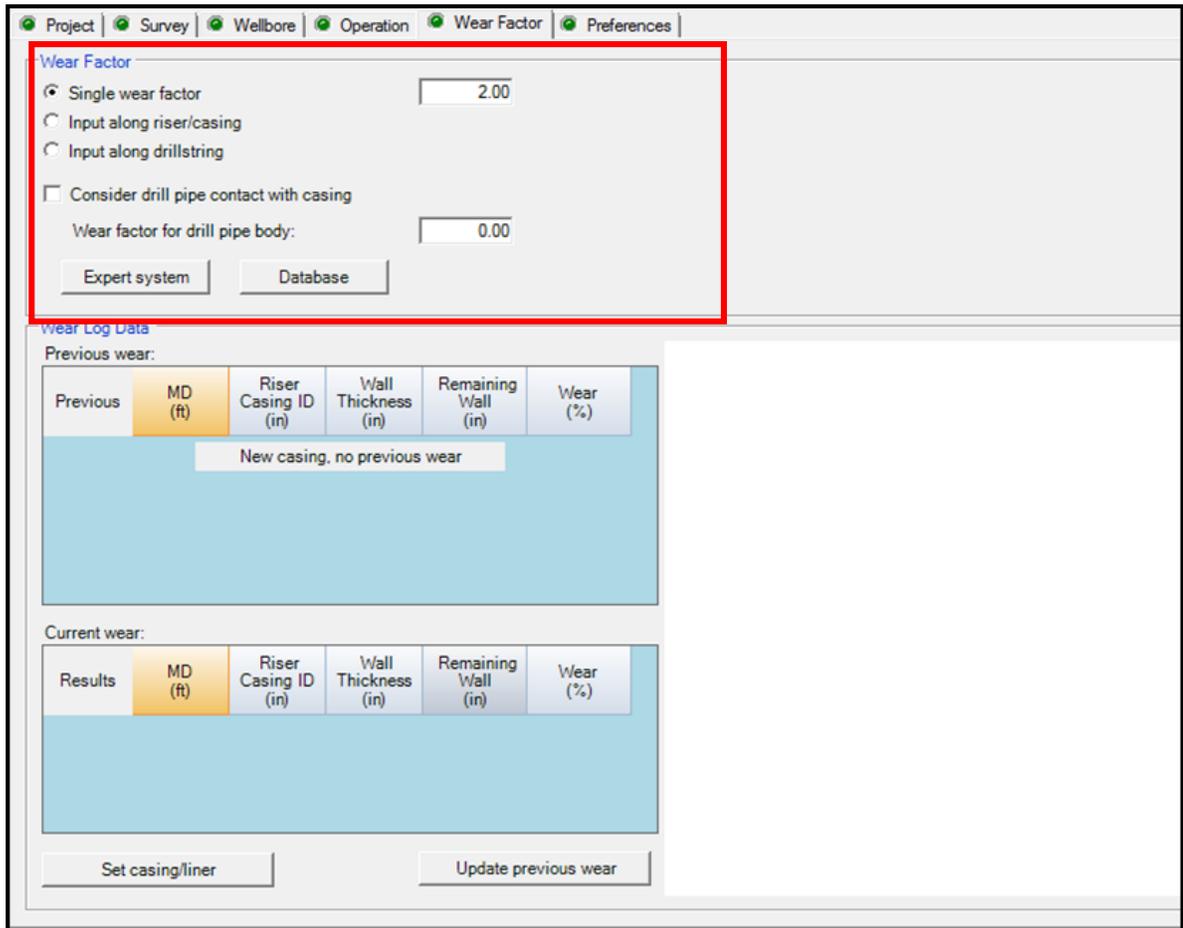
Esta opción es válida solo cuando las condiciones de perforación del caso estudio sean muy similares o iguales a las opciones que da el simulador, ya que las combinaciones son fijas y no se pueden alterar. En el caso de que estas difieran demasiado del caso de estudio, una aproximación o extrapolación de los factores de desgaste basándose únicamente en esta base de datos darán resultados inexactos y sin validez.

La otra manera para elegir el factor de desgaste es, además de utilizar la base de datos provista por el simulador, apoyarse en la literatura sobre el desgaste y las variables críticas que más lo afectan. De esta manera, se tendrá más de una fuente de información en cuenta para una selección adecuada y exacta del factor de desgaste.

En las simulaciones realizadas actualmente, se seleccionan diferentes valores para el factor de desgaste dependiendo de quién es la persona que está simulando. Algunas veces se toma un valor de 2 y otras un valor de 3, valor asignado basándose principalmente en la base de datos de la prueba DEA-42 que provee el simulador.

Como se muestra en la **Figura 19**, se aprecia de qué manera se está realizando la simulación actualmente, donde se tiene seleccionada la primera opción, que es la primera manera para ingresar el factor de desgaste, la cual tiene en cuenta un solo factor para toda la simulación. Además de esto, no se considera que la tubería de perforación entre en contacto con la tubería de revestimiento en ningún punto.

**Figura 19.** Ventana de factor de desgaste, sección factor de desgaste.



**Fuente.** CWEAR. Ventana del factor de desgaste. Septiembre de 2017.

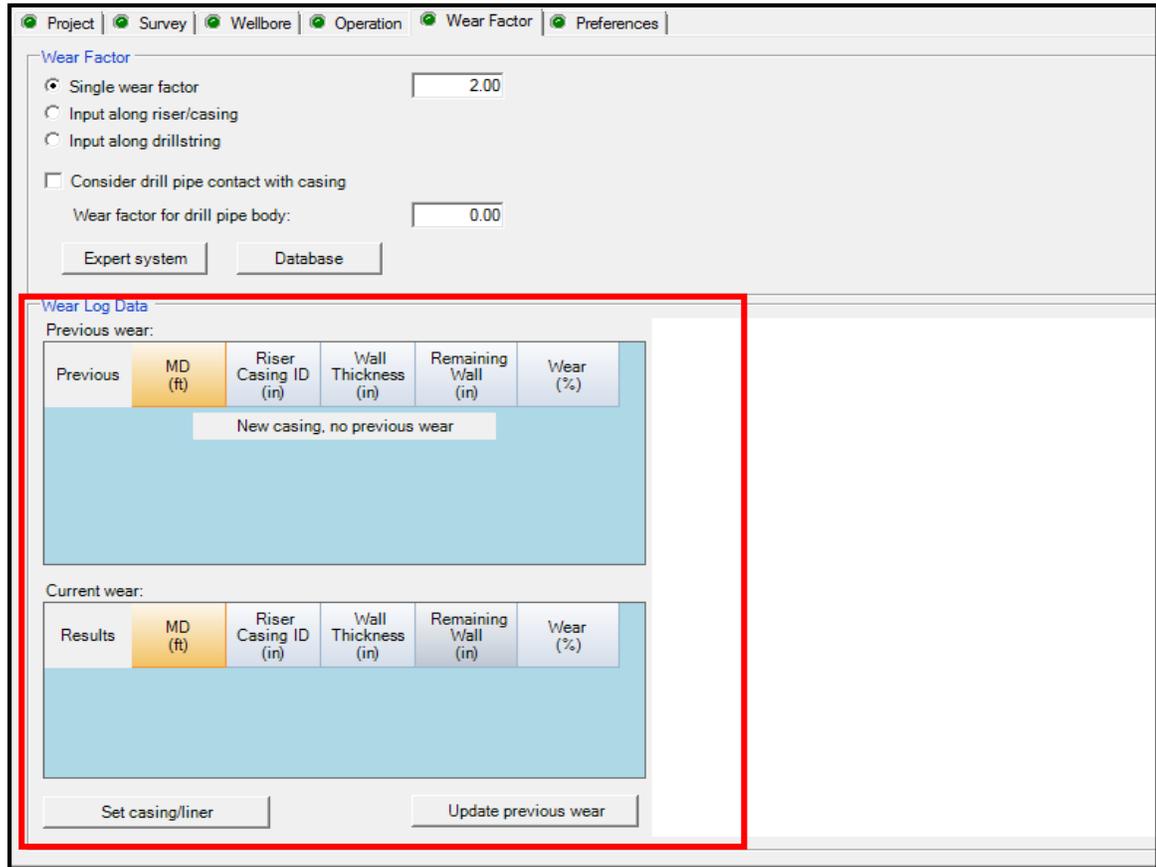
**3.1.4.2 Información del registro de desgaste.** En esta sección es donde se puede cargar la curva del desgaste realizada después de que se haya corrido al menos una vez la simulación bajo ciertos parámetros y condiciones de perforación. Esta sección permite comparar los resultados de una simulación con los de otra simulación que se vaya a correr posteriormente con nuevas operaciones, y computar el desgaste anterior con el desgaste de la nueva simulación mediante la opción de “cargar desgaste previo”.

De esta manera, se puede correr la simulación en una sección superior, y después correr la siguiente sección, que siempre será más profunda y que tendrá un efecto directo sobre la sección anterior en el caso en que el revestimiento esté expuesto.

Al usar la opción de cargar el desgaste previo, a la sección superior se le sumará el desgaste que tenía con el desgaste generado en la siguiente sección, y si se perfora otra después y el revestimiento se mantiene expuesto, también se adicionará ese desgaste. En la **Figura 20**, se puede observar la opción mencionada anteriormente.

Actualmente, esta opción no es aplicada en las simulaciones, por lo que cada sección se corre por separado y luego se computan los resultados de cada sección en un solo gráfico, despreciando el desgaste acumulado que se pueda presentar.

**Figura 20.** Ventana de factor de desgaste, sección registro de desgaste.



**Fuente.** CWEAR. Ventana del factor de desgaste. Septiembre de 2017.

**3.1.5 Ventana de preferencias.** En la ventana de preferencias el software permite elegir cuatro tipos de modelamientos diferentes para que las simulaciones sean hechas bajo las especificaciones del usuario. Estas cuatro opciones serán explicadas a continuación.

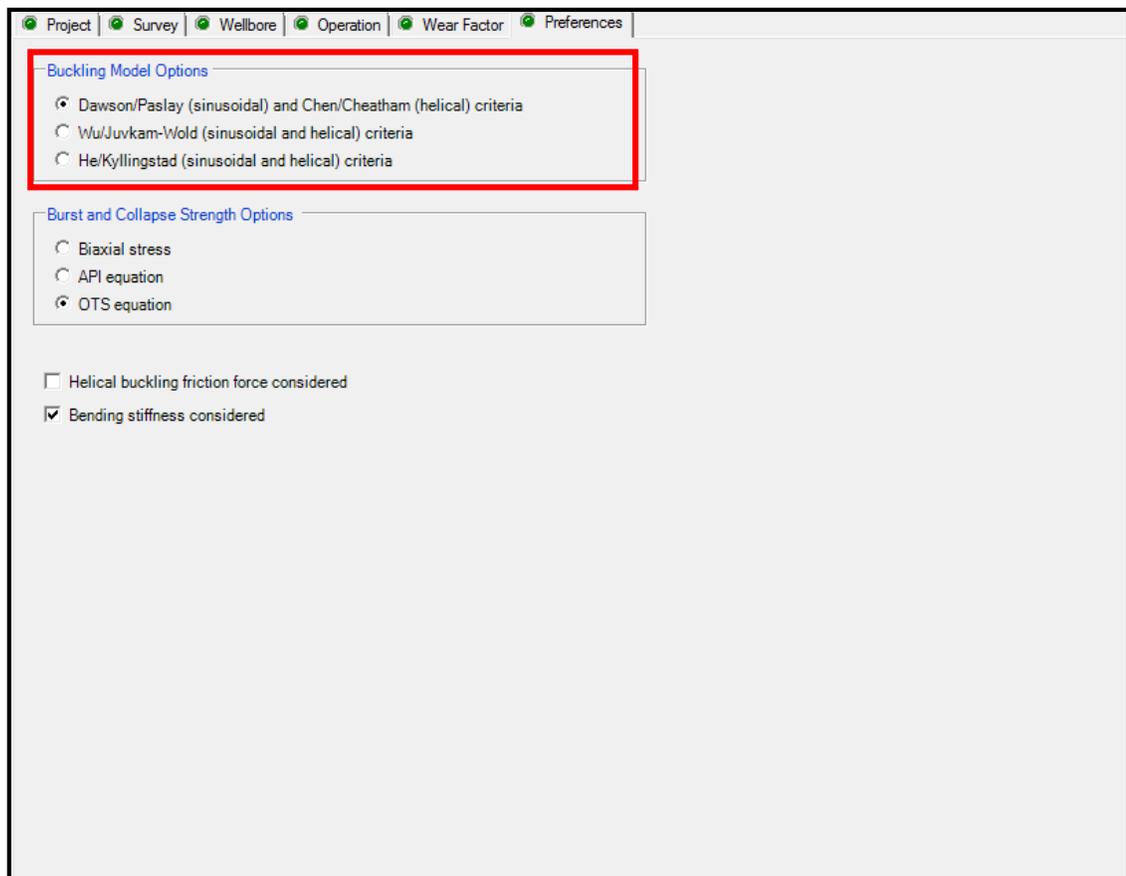
**3.1.5.1 Opciones para el modelo del buckling.** Como se explicó anteriormente, el buckling es una de las variables que más puede llegar a influenciar el desgaste del revestimiento, por lo que la correcta selección del modelo que se utilizará es crucial para que la simulación sea lo más precisa posible.

Dentro de las opciones que permite elegir el software, se encuentran tres modelos propuestos por los autores que más estudios han hecho sobre el buckling en tuberías de revestimiento, los cuales consideran los diferentes comportamientos

que este puedan tener bajo ciertos escenarios teniendo en cuenta las secciones curvas del pozo y la carga axial para pasar de un buckling sinusoidal a uno helicoidal.

El modelo de buckling considerado actualmente es el de Dawson/Paslay para simular el comportamiento del buckling sinusoidal y el modelo de Chen/Cheatham para simular el buckling helicoidal, como se aprecia en la **Figura 21**. Estos modelos no consideran el impacto de la curvatura del pozo en el desarrollo del buckling y consideran que la carga axial para pasar de buckling sinusoidal a helicoidal es constante, siendo el modelo más conservador comparado con los demás.

**Figura 21.** Ventana de preferencias, sección modelos buckling.



Fuente. CWEAR. Ventana de preferencias. Septiembre de 2017.

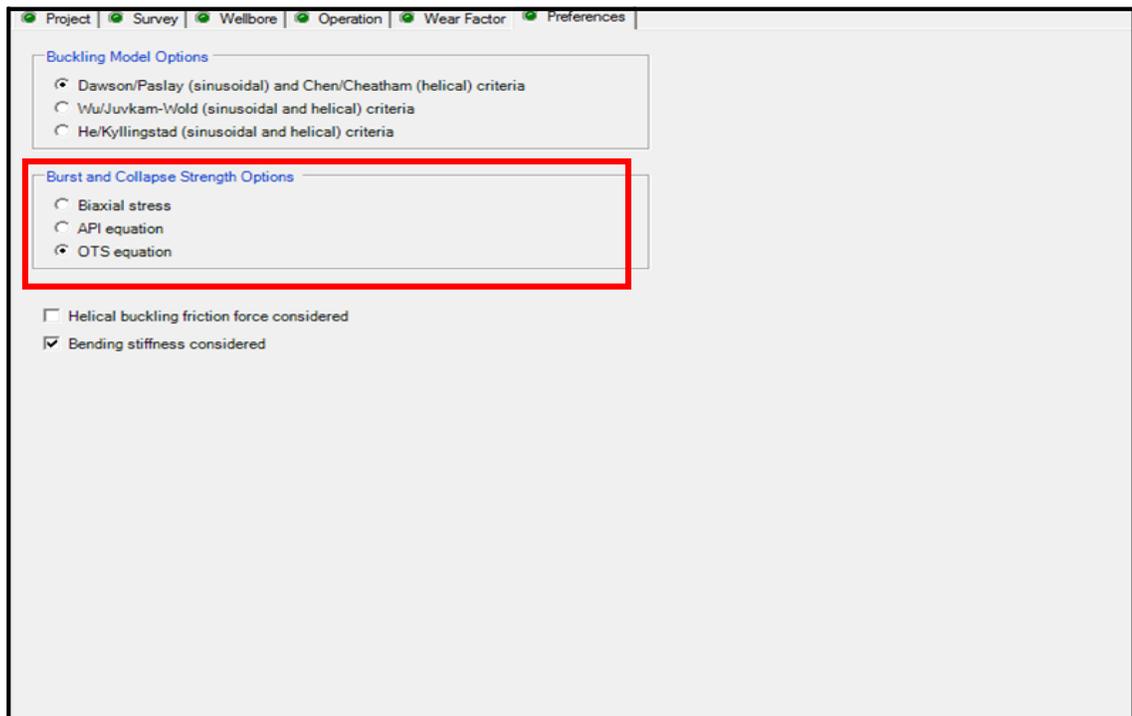
**3.1.5.2 Opciones para la resistencia al estallido y colapso.** Como se mencionó en la **sección 2.3**, el desgaste reduce el espesor del revestimiento y como consecuencia se reduce la capacidad de presión del revestimiento. Existen diferentes ecuaciones para modelar la resistencia que tienen las tuberías de revestimiento al colapso y al estallido, entre ellas están la ecuación del esfuerzo

biaxial, ecuación API y ecuación OTS. Se debe hacer la aclaración que esta sección es de poca importancia para el caso de estudio, ya que la compañía hace caso omiso a estos resultados, pues tienen un programa diferente de calcular las presiones de colapso y estallido.

Tanto las ecuaciones biaxiales como las API consideran un espesor mínimo de pared del revestimiento, en vez de considerar el espesor no uniforme que se obtiene como resultado del desgaste; lo cual genera una subestimación o sobrestimación de las presiones de colapso y estallido. Por otro lado, las ecuaciones OTS sí consideran un espesor no uniforme del revestimiento.

Actualmente se usa la ecuación OTS para simular la presión de colapso y estallido que tendrá el revestimiento después del desgaste, como se observa en la **Figura 22**. Sin embargo, el modelo que se escoja en esta opción no incidirá en ningún punto en los resultados de la simulación del desgaste del revestimiento, sino que variará en los resultados que arroje el simulador sobre la capacidad que tendrá la tubería para soportar el estallido y el colapso después de un desgaste. Por esta razón, no se profundizará en el modelo de resistencia del estallido y colapso.

**Figura 22.** Ventana de preferencias, sección resistencia al colapso y estallido.



**Fuente.** CWEAR. Ventana de preferencias. Septiembre de 2017.

**3.1.5.3 Opciones de torque/arrastre para el desgaste.** En la última sección de preferencias se encuentran dos opciones a considerar, como se observa en la **Figura 23**. Una de estas opciones hace referencia a la consideración de la fuerza de fricción para el buckling helicoidal; la otra opción hace referencia a la consideración del modelo de sarta rígida.

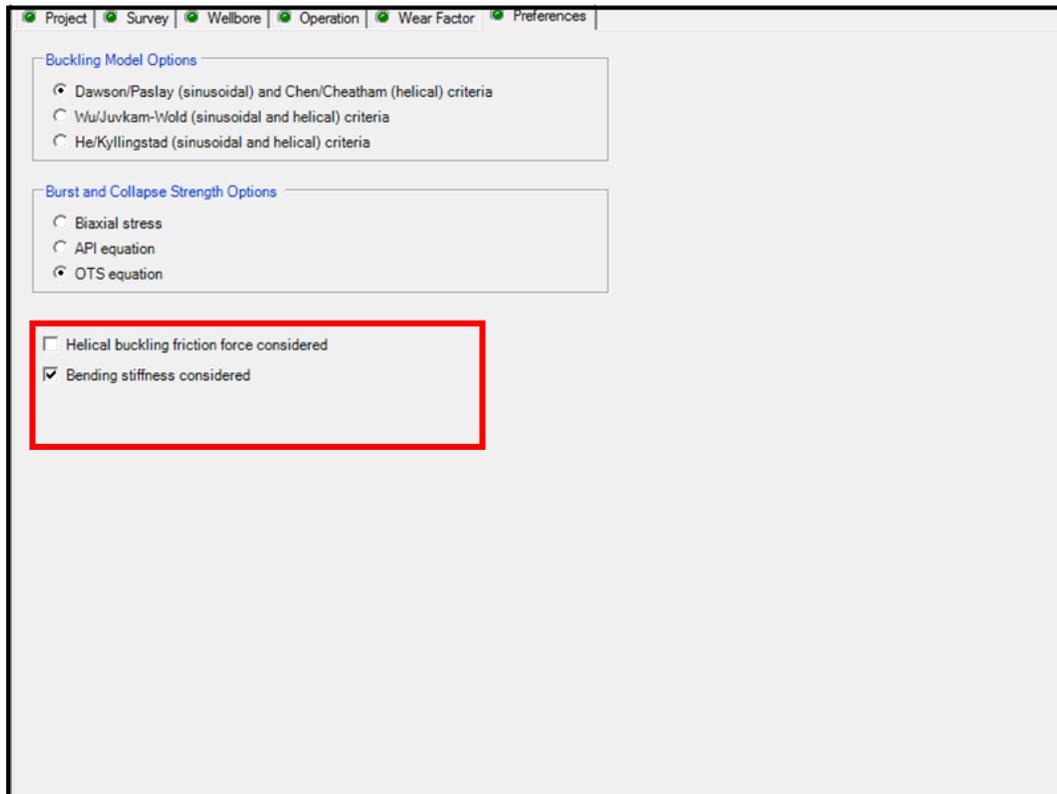
✓ **Helical buckling friction force considered.** Tiene en cuenta las fuerzas compresionales generadas por el buckling helicoidal; estas fuerzas empujan la tubería de perforación contra la pared del pozo. Esta fuerza causa una fricción adicional y de la misma manera un desgaste adicional.

Para las simulaciones realizadas actualmente no se tiene en cuenta esta opción, debido a que el desgaste aumenta y en este momento se prefiere mantener un resultado más conservador.

✓ **Bending stiffness considered.** Esta opción tiene en cuenta el impacto de la rigidez del drill pipe en las secciones curvas del pozo donde se puede presentar un mayor contacto entre el tool joint y la pared interna del revestimiento; al seleccionar esta opción hay un impacto en el desgaste. Si no se toma en cuenta esta opción, el software asume el uso del modelo de sarta suave.

Actualmente se considera la opción de la sarta rígida, debido a que esta permite realizar una simulación de un comportamiento de la sarta más real.

**Figura 23.** Ventana de preferencias, sección torque y arrastre.



**Fuente.** CWEAR. Ventana de preferencias. Septiembre de 2017.

### 3.2 EVALUACIÓN RESULTADOS PAUTO SUR CP-10

El Pozo Pauto Sur Cp-10 fue perforado en el centro sur del Campo Pauto en el año 2016, donde se alcanzó una profundidad de 19331 pies. El pozo cuenta con seis secciones perforadas y revestidas; sin embargo, para el análisis del desgaste se evalúan las secciones desde el último casing cementado hasta el penúltimo liner, las cuales corresponden al casing de 11 3/4", liner de 9 5/8" y liner de 7". En el **Anexo A**, se muestra el estado mecánico del Pozo con los respectivos revestimientos analizados.

Es necesario aclarar que el análisis del desgaste se realiza desde el revestimiento de 11 3/4", debido a que este es el último revestimiento que va a superficie, y a partir de este se corren liners, por lo que este revestimiento queda expuesto a las operaciones de perforación de las secciones posteriores, desgastándose en cada una de ellas. Y se analiza hasta el liner de 7" debido a que a través de este pasa la sarta de perforación de la última sección de 6" de diámetro, por lo que el último liner de 4 1/2" que se corre no sufre desgaste alguno.

El desgaste del Pozo se evaluó de dos formas, una mediante la simulación por secciones mediante el uso del software CWEAR bajo las premisas explicadas anteriormente, y mediante el análisis de los resultados obtenidos por el registro USIT, corrido después de perforar la última sección de 6” para evaluar el desgaste de todo el pozo. A continuación, se presentan los resultados del desgaste obtenidos por los dos métodos de evaluación.

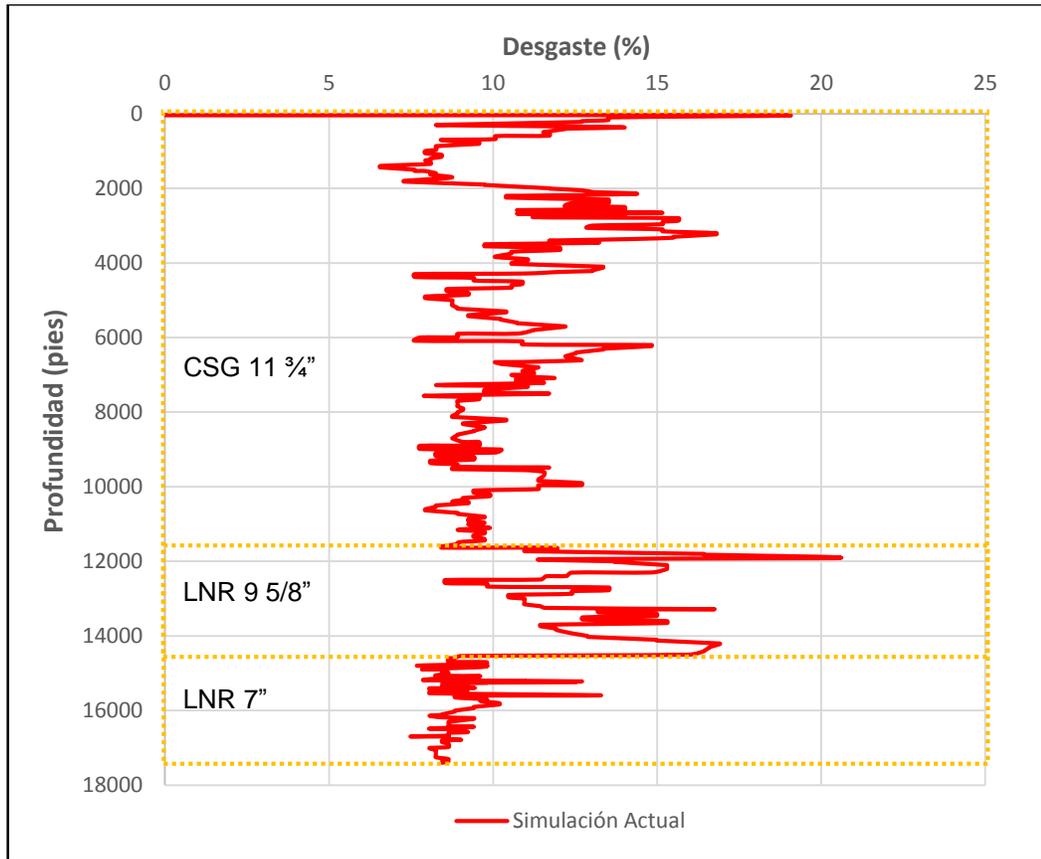
**3.2.1 Análisis desgaste de la simulación software CWEAR.** En la **sección 3.1**, se describió la metodología usada actualmente para simular el desgaste del revestimiento; en la **Tabla 3** se presentan los parámetros tenidos en cuenta para la simulación del Pozo Pauto Sur Cp-10, con la finalidad de tener una mejor comprensión del desarrollo de esta.

**Tabla 3.** Parámetros considerados simulación actual Pauto Sur Cp-10.

Consideraciones Simulación Actual		
Parámetros		Consideraciones
Ventana Operación	Operaciones	Perforación*
	Tubulares	Drill pipe, drill collars y HWDP*
Ventana Factor Desgaste	Ingreso Factor de Desgaste	Único factor de desgaste
	Factor Desgaste	3 E-10/psi
	Contacto drill pipe con el casing	Sí
	Registro Desgaste	No
Ventana Preferencias	Modelo Buckling	Dawson/Paslay y Chen/Cheatham
	Colapso/Estallido	Ecuación OTS
	Buckling Helicoidal	No
	Modelo Sarta Rígida	No
* no se detalla la información		

Teniendo en cuenta los parámetros anteriores, se realizó la simulación del desgaste por secciones, uniéndose los resultados obtenidos para analizar el pozo completo; en la **Gráfica 6** se puede observar el desgaste obtenido para todo el pozo.

**Gráfica 6.** Desgaste simulado Pozo Pauto Sur Cp-10.



En la gráfica anterior se puede apreciar que el desgaste del pozo está en un rango del 6% al 21%, teniendo un promedio de desgaste de 10,56%. Sin embargo, es necesario analizar los resultados obtenidos por secciones, debido a que el comportamiento del desgaste no es uniforme a lo largo del pozo, sino que tiene un comportamiento localizado, por lo que se presentan zonas donde es más elevado su valor.

El análisis para el desgaste en el revestimiento de 11 3/4" se realiza desde superficie hasta 11635 pies, debido a que el tope del liner de 9 5/8" se encuentra a esta profundidad. El desgaste máximo obtenido para este revestimiento fue de 16,81% a 3233 pies de profundidad. El promedio del desgaste en esta sección es de 10,39%.

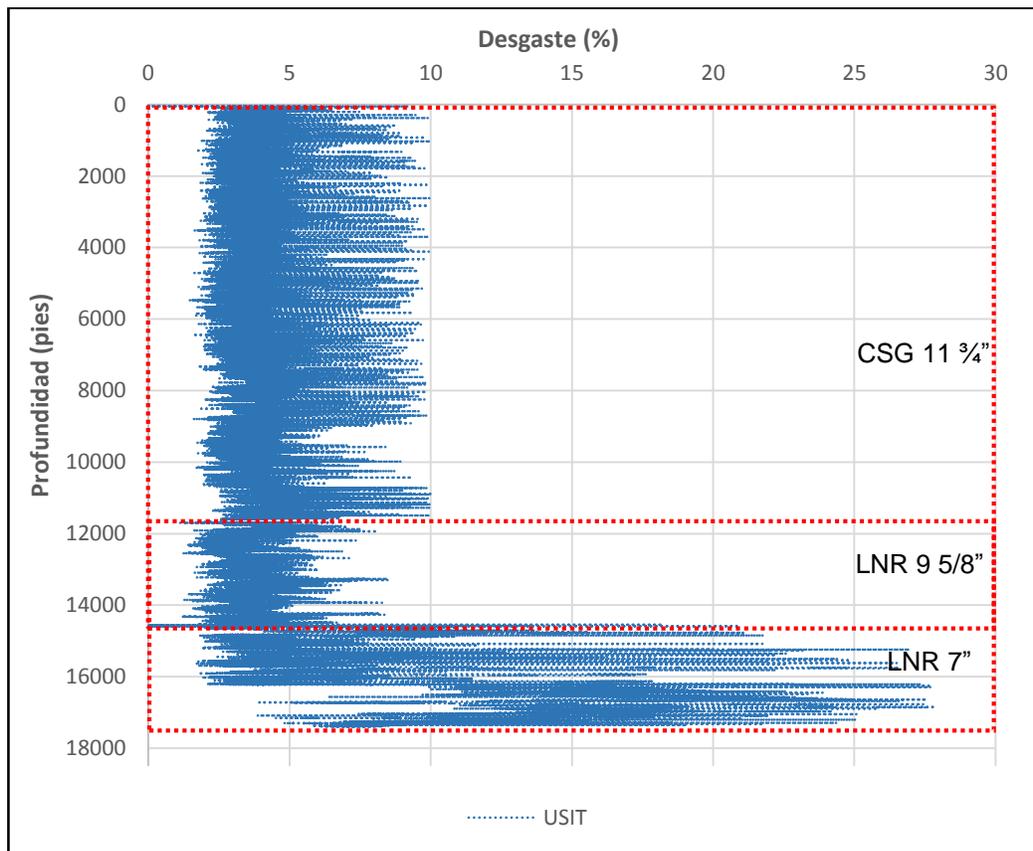
El liner de 9 5/8" se evalúa desde 11635 pies hasta 14535 pies. El desgaste máximo obtenido para este liner fue de 20,62% a una profundidad de 11900 pies. El promedio del desgaste en esta sección es de 13,62%.

Para el último liner correspondiente al de 7", el desgaste se evalúa desde 14535 pies hasta 17398 pies, profundidad en la cual se encuentra el zapato. El desgaste máximo obtenido fue de 13,29% a una profundidad de 15591 pies. El promedio del desgaste en esta sección es de 8,81%.

A partir de lo anterior, se puede concluir que el desgaste simulado no presenta un comportamiento constante, por lo cual no es posible identificar un patrón. El liner de 9 5/8", presenta el mayor desgaste y es posible apreciar su pico más alto en la zona donde va colgado el liner.

**3.2.2 Análisis desgaste registro USIT.** A continuación, se presenta la **Gráfica 7** la cual muestra los resultados del análisis de los datos obtenidos mediante el registro USIT que se corrió en el pozo después de perforar la sección de 6".

**Gráfica 7.** Gráfica desgaste USIT Pozo Pauto Sur Cp-10.



En la gráfica anterior es posible apreciar como el desgaste se comporta de una manera consistente hasta una profundidad de 14500 pies aproximadamente, manteniendo un valor por debajo del 10%, siendo este un resultado bajo el cual no compromete las operaciones del pozo.

Tanto el revestimiento de 11 ¾" como el de 9 5/8" presentan el comportamiento mencionado con anterioridad, esto se debe a que la tubería de perforación fue protegida con protectores no rotativos (NRDPP) para la perforación de 10 5/8" Y 8 ½", reduciendo así el desgaste a un valor por debajo del 10%. Caso contrario se presenta en el revestimiento de 7", donde el desgaste presenta valores por encima del 20% siendo estos los valores máximos de desgaste del pozo, debido a que durante la perforación de la sección de 6" no se corrió la estrategia indicada de protección, debido a una inexacta simulación previa, por lo que el último liner estuvo expuesto al contacto con la tubería de perforación en puntos donde debía ser protegido.

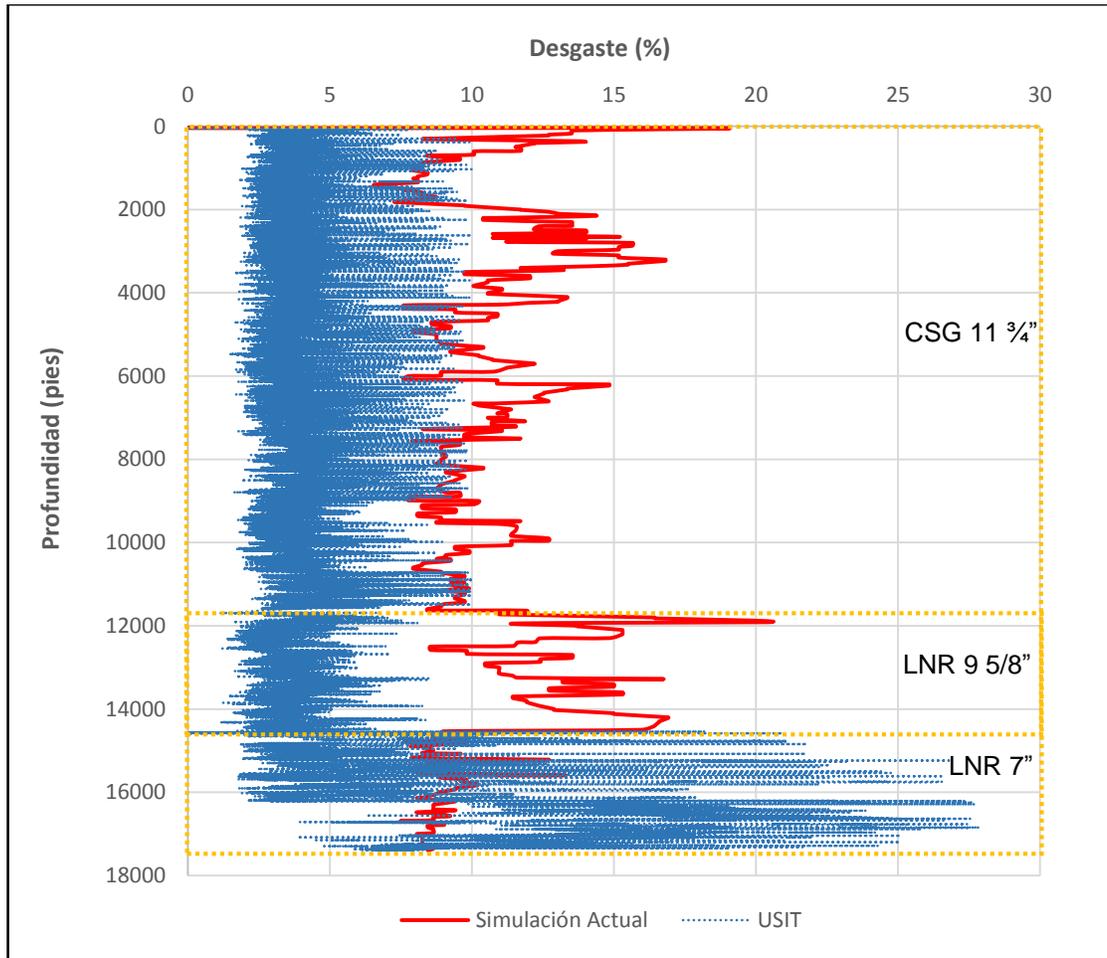
Los resultados obtenidos por el registro de integridad pueden ser analizados por secciones, de la misma manera que los obtenidos por la simulación. Para el revestimiento de 11 ¾" el desgaste máximo es de 9,99% presentado a una profundidad de 11278 pies, y el desgaste promedio es de 3,87%. El liner de 9 5/8" presenta un desgaste máximo de 8,49% a una profundidad de 13298 pies, y el desgaste promedio es de 3,64%. Por último, el liner de 7" presenta el desgaste máximo y promedio más severo del pozo, teniendo un desgaste máximo de 27,86% a 16850 pies, y un desgaste promedio de 9,66%.

**3.2.3 Comparación cuantitativa.** Los resultados obtenidos mediante la simulación y mediante los registros, pueden ser comparados de manera cualitativa o cuantitativa. Para desarrollar el respectivo análisis se hará una comparación cuantitativa, debido a que se obtienen resultados más detallados y exactos.

En la **Gráfica 8** se presentan las curvas de desgaste obtenidas por el registro y por el simulador. Como se mencionó con anterioridad, el comportamiento de la curva del registro se mantiene constante hasta una profundidad de 14267 pies, 268 pies arriba del tope del liner de 7". Este comportamiento constante se debe al uso de protectores al realizar la perforación; por otro lado, el comportamiento del desgaste simulado no se ajusta al real, pues se sobrestiman los resultados, teniéndose un desfase promedio del 7% y se debe principalmente a que al simular se tuvo en cuenta un solo factor de desgaste ( $WF=3$ ), independientemente de las zonas protegidas o desprotegidas.

A partir del tope del liner de 7" (14535 pies) hasta su zapato (17398 pies), el comportamiento del registro pierde su uniformidad y llega a alcanzar valores de hasta 27%. En esta zona tampoco se ajusta la curva simulada, en la cual se presentó una subestimación del desgaste, lo que llevó a la errada estrategia de protección. La diferencia promedio entre las dos curvas es del 9%.

**Gráfica 8.** Comparación desgaste CWEAR y USIT Cp-10.



Para realizar el adecuado cálculo del desfase entre los resultados actuales y simulados, fue necesario hacer la evaluación en las mismas profundidades para ambas metodologías. Es por esto, que para el registro USIT se tomaron las mismas profundidades evaluadas en el simulador las cuales hacen referencia a los puntos del survey. El desfase se calculó restando el valor teórico menos el valor experimental. En la **Ecuación 5** se presenta la fórmula usada. Al resultado se le aplicó valor absoluto, debido a que lo que se quiere evaluar es el desfase de los resultados.

**Ecuación 5.** Desfase desgaste simulado y desgaste real (USIT).

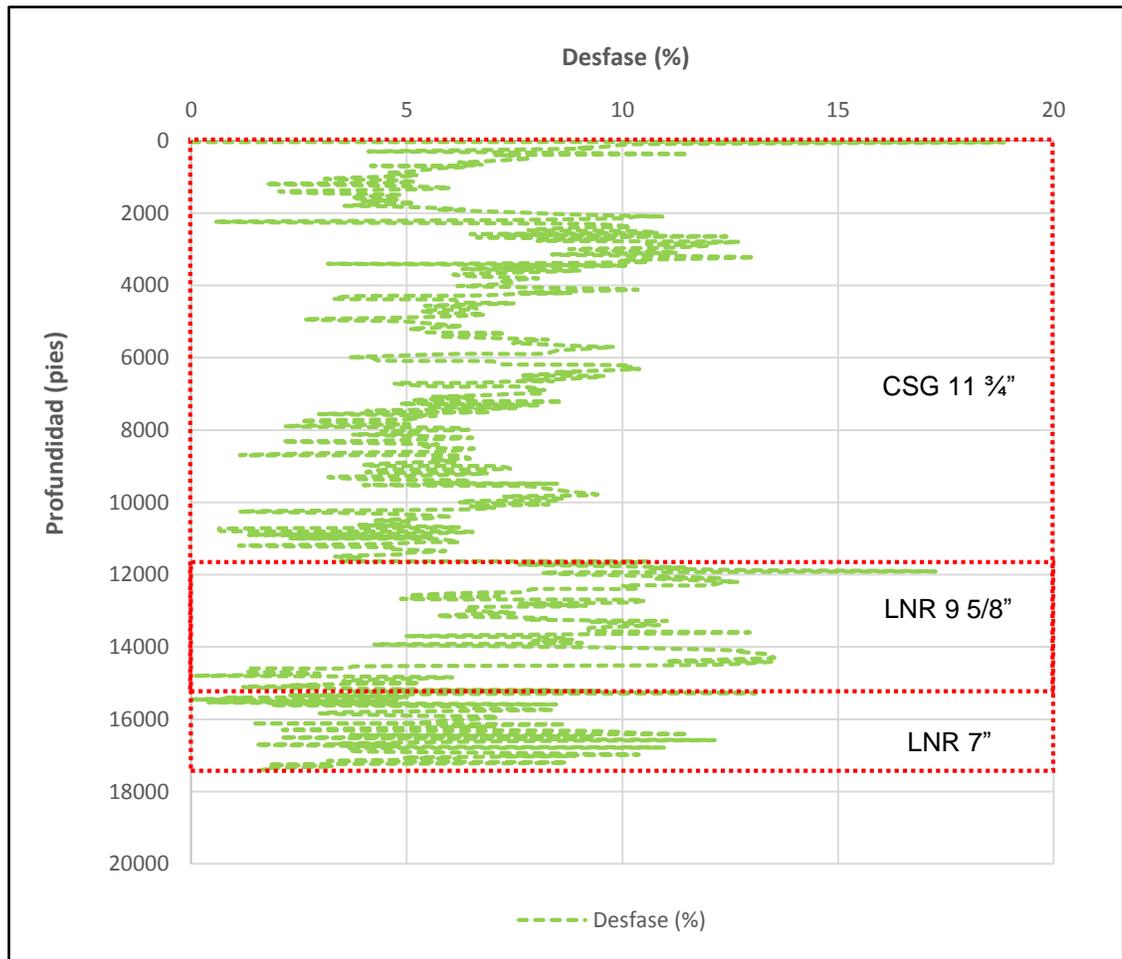
$$Desfase = |Desgaste\ teórico - Desgaste\ real|$$

Donde:

- Desfase [%]
- Desgaste teórico: desgaste simulado [%]
- Desgaste real: desgaste USIT [%]

Los resultados del desfase se pueden apreciar en la **Gráfica 9**.

**Gráfica 9.** Desfase entre el desgaste simulado y el real para el Pozo Pauto Sur Cp-10.



Como se mencionó con anterioridad, la curva del desgaste simulado nunca se ajusta a la del desgaste real; por el contrario, presenta una diferencia alta haciendo que los resultados simulados no sean confiables. El desfase no presenta una tendencia uniforme, aunque su comportamiento en las secciones de 11 3/4" y 9 5/8" se mantiene entre 10% y 15% aproximadamente. La sección de 7" también presenta un comportamiento irregular, debido a que alcanza valores desde 0,5% hasta 13%.

La gráfica anterior expone la diferencia entre los resultados de ambos métodos de evaluación; el punto más importante a resaltar es que hay zonas donde los resultados simulados doblan a los valores reales obtenidos por el registro.

En la **Tabla 4** se presentan los resultados de desgaste obtenidos por secciones para la simulación y el registro USIT; comparándose el desgaste máximo obtenido en cada sección respecto a su profundidad, y el desgaste promedio. También se presenta el desfase promedio entre los resultados simulados y actuales.

**Tabla 4.** Comparación resultados de desgaste, simulación actual y USIT Pauto Sur Cp-10.

Sección	Comparación Cuantitativa del Desgaste				
	Simulación Actual		Registro USIT		Desfase Promedio (%)
	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	
11 3/4"	16,81 @ 3233 pies	10,39	9,99 @ 11278 pies	3,87	6,51
9 5/8"	20,62 @ 11900 pies	13,62	8,49 @ 13298 pies	3,64	9,50
7"	13,29 @ 15591 pies	8,81	27,86 @ 16850 pies	9,66	4,99

Uno de los principales puntos a resaltar es que el desgaste máximo obtenido por el simulador y por los registros, difiere no solo por su magnitud, sino también por la profundidad a la cual se presenta. Por ejemplo, en el liner de 11 3/4" el desgaste simulado máximo se presenta a 3233 pies y el real a 11278 pies, siendo esta una diferencia de 8045 pies. Lo mismo pasa para las otras dos secciones, en ninguna se obtuvo el desgaste máximo a la misma profundidad.

Otro punto de gran importancia es el desgaste promedio. Para las dos primeras secciones, el promedio del desgaste simulado supera casi 3 veces el valor del desgaste obtenido por el registro, manteniendo una sobreestimación promedio de 8%; mientras que para la sección de 7" se tiene una diferencia baja, siendo el desgaste real más alto que el simulado. Sin embargo, la mejor forma de evaluar las diferencias entre ambos resultados es analizando el desfase entre un resultado y el otro, como se ve en la **Gráfica 9**.

Como se observa en la tabla anterior, el mayor desfase se presenta en la sección de 9 5/8", en la profundidad de 11914 pies, donde el desfase alcanza un 18% por encima del valor real del desgaste. Para todas las secciones hay un desfase promedio mayor al 8%, sin mantener ningún tipo de uniformidad. Como se mencionó con anterioridad, el desfase en las dos primeras secciones sobrestima los resultados reales y el desgaste de la última sección subestima los resultados reales. Como conclusión para el Pozo Pauto Sur Cp-10, la simulación está dando resultados muy elevados a comparación de los reales, y no logra ajustar el comportamiento real del desgaste, lo que se traduce en que estos resultados son poco confiables e inexactos, lo que lleva a tomar decisiones erradas con respecto a la estrategia de protección del pozo.

### 3.3 EVALUACIÓN RESULTADOS POZO FLOREÑA TP-12

El Pozo Floreña TP-12 fue perforado en el centro norte del Campo Floreña en el año 2015, donde se alcanzó una profundidad de 20808 pies, donde el zapato del último liner corrido está posicionado a una profundidad de 18690 pies. El pozo cuenta con 5 secciones perforadas y revestidas; sin embargo, para el análisis del desgaste se evalúan las secciones desde el último casing cementado hasta el penúltimo liner, las cuales corresponden al casing de 11 ¾", liner de 9 5/8" y liner de 7", al igual que para el Pozo Pauto Sur Cp-10. En el **Anexo B**, se muestra el estado mecánico del Pozo Floreña TP-12 con los respectivos revestimientos analizados.

Es necesario aclarar que el estado mecánico de los pozos para los campos Floreña y Pauto son muy similares, teniendo muchas veces el mismo esquema de revestimientos como es el caso de este Pozo y el pozo Pauto Sur Cp-10; los dos pozos cuentan con los mismos revestimientos a excepción de que el Pozo Floreña Tp-12 no tiene liner de 4 ½".

El análisis del desgaste se realiza desde el revestimiento de 11 ¾", debido a que este es el último revestimiento que va a superficie, y a partir de este se corren liners, por lo que este último casing queda expuesto a las operaciones de perforación de las secciones posteriores, desgastándose en cada una de ellas. También se analiza el desgaste en el liner de 9 5/8" y en el de 7".

El desgaste del Pozo Floreña TP-12 se evaluó de dos formas, una mediante la simulación por secciones mediante el uso del software CWEAR bajo las premisas explicadas anteriormente, y la otra mediante el análisis de los resultados obtenidos por el registro USIT corrido después de perforar la última sección de 6". A continuación, se presentan los resultados del desgaste obtenidos por los dos métodos de evaluación.

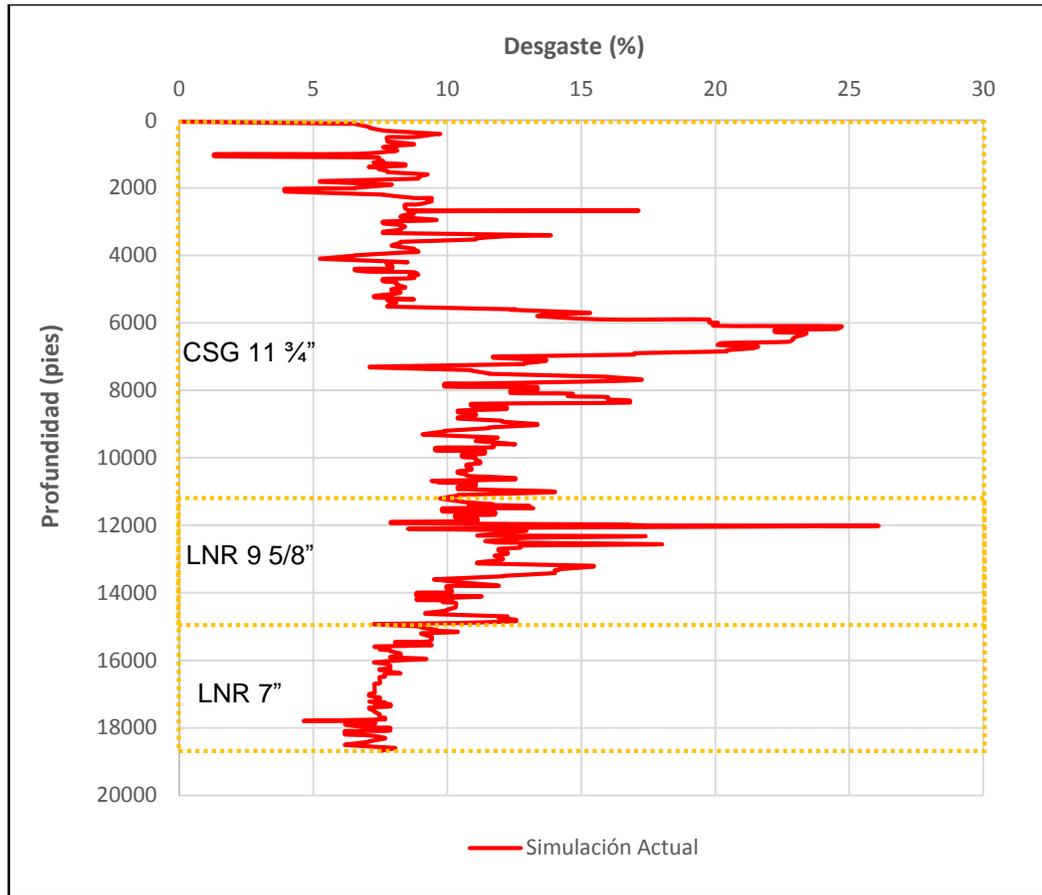
**3.3.1 Análisis desgaste de la simulación software CWEAR.** Como se había mencionado en la **sección 3.1**, no se tiene actualmente una estandarización para realizar la simulación del desgaste, por lo cual durante las simulaciones de los pozos no siempre se consideran las mismas condiciones. Este es el caso de los pozos Pauto Sur Cp-10 y Floreña Tp-12, en los cuales las consideraciones para la simulación son diferentes. En la **Tabla 5**, se presentan las consideraciones tenidas en cuenta para simular el desgaste del Pozo Floreña Tp-12.

**Tabla 5.** Parámetros considerados simulación Pozo Floreña Tp-12.

Consideraciones Simulación Actual		
Parámetros		Consideraciones
<b>Ventana Operación</b>	Operaciones	Perforación*
	Tubulares	Drill pipe, drill collars y HWDP*
<b>Ventana Factor Desgaste</b>	Ingreso Factor de Desgaste	Único factor de desgaste
	Factor Desgaste	2 E-10/psi
	Contacto drill pipe con el casing	No
	Registro Desgaste	No
<b>Ventana Preferencias</b>	Modelo Buckling	Dawson/Paslay y Chen/Cheatham
	Colapso/Estallido	Ecuación OTS
	Buckling Helicoidal	No
	Modelo Sarta Rígida	Sí
* no se detalla la información		

Para este pozo, el desgaste se simuló por secciones, unificando posteriormente los resultados obtenidos para graficar la totalidad del desgaste de todo el pozo. En la **gráfica 10** se presenta el resultado obtenido en la simulación para el Pozo Floreña TP-12.

**Gráfica 10.** Desgaste simulado Pozo Floreña Tp-12.



En la gráfica anterior se puede observar que el desgaste simulado se encuentra entre un rango del 2% al 26%, teniendo un promedio para todo el pozo del 10,26%. Es necesario tener en cuenta que el comportamiento del desgaste no presenta uniformidad alguna a lo largo del pozo, por lo cual no es correcto analizar el desgaste en todo el pozo, sino que, como se mencionó en la **sección 3.2.1**, el desgaste se analiza por secciones debido a que el comportamiento de este es localizado, y se ve afectado por diferentes factores para cada sección.

El revestimiento de 11 3/4" es analizado desde superficie hasta 11378 pies, profundidad a la cual se encuentra el tope del liner de 9 5/8". El desgaste máximo es de 24,70% y se presenta a una profundidad de 6000 pies. El desgaste promedio para toda la sección es de 10,81%.

Para el revestimiento de 9 5/8" el análisis se realiza desde 11378 pies hasta 14923 pies, profundidad a la cual se encuentra el tope del liner de 7". El desgaste máximo

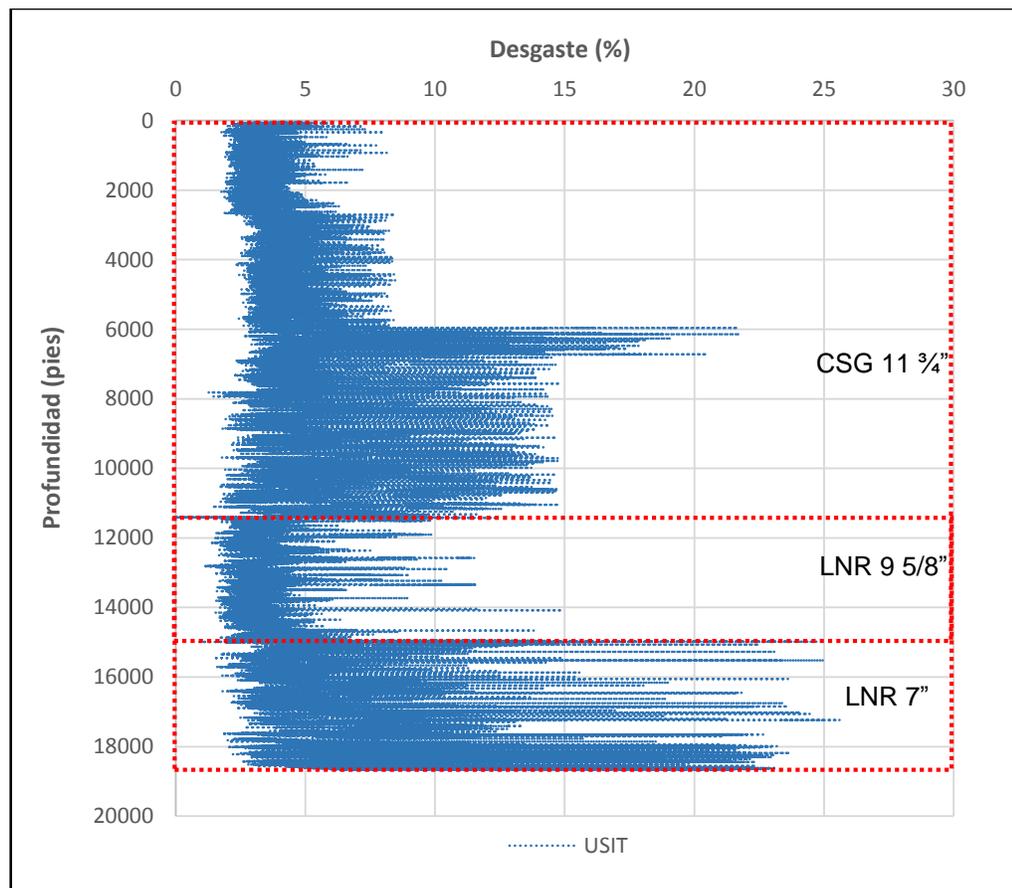
para esta sección tiene un valor de 26,09% presentado a una profundidad de 12000 pies. El desgaste promedio de toda la sección tiene un valor de 11,82%.

Por último, para el liner de 7" el análisis se hace desde 14923 pies hasta 18690 pies, profundidad a la cual se encuentra el zapato. El desgaste máximo para este revestimiento es de 10,37% a una profundidad de 15150 pies. El promedio de desgaste para esta sección es de 7,73%, siendo este el valor promedio más bajo presentado en todo el pozo.

Teniendo en cuenta el análisis anterior, es posible concluir que el desgaste más alto se presenta en la sección de 9 5/8"; sin embargo, la sección de 11 3/4" es la que presenta el promedio más alto; lo anterior se presenta debido al incremento que tiene el desgaste desde 5700 pies hasta 7500 pies.

**3.3.2 Análisis desgaste registro USIT.** A continuación, se presenta la **Gráfica 11** la cual hace referencia al registro USIT corrido en el Pozo después de perforar el pozo en su totalidad.

**Gráfica 11.** Gráfica desgaste USIT Pozo Floreña Tp-12.



Al igual que para el análisis del desgaste obtenido por la simulación, los resultados obtenidos por el registro USIT se analizarán por secciones. Lo primero que se puede observar en la gráfica anterior es que el comportamiento del registro no es uniforme, sino que es posible diferenciar cuatro zonas las cuales tienen un comportamiento similar en cada una de ellas. Las primeras dos zonas identificadas corresponden al casing de 11 ¾”, la tercera zona corresponde al liner de 9 5/8” y la cuarta corresponde al liner de 7”.

El liner de 11 ¾” puede ser dividido en dos zonas para su análisis, una que va desde superficie hasta 5734 pies y la otra que va desde 5734 pies a 11378 pies. En la primera zona se alcanzan valores máximos del 8% y en la segunda zona del 22% aproximadamente. Este cambio abrupto de uniformidad en una misma sección se puede presentar debido a la construcción de inclinación que lleva el pozo lo que se traduce en un alto desgaste. Sin embargo, en esta sección no se profundizará sobre este tema, ya que es temática del siguiente capítulo. A pesar de que el desgaste en el revestimiento no presenta una completa uniformidad, es necesario cuantificar su desgaste máximo y promedio para la posterior comparación cuantitativa con el desgaste simulado. El desgaste máximo es de 21,57% a una profundidad de 6141 pies, y el desgaste promedio para toda la sección es de 4,89%. es necesario tener en cuenta que este valor tan bajo para el desgaste promedio de la sección se presenta debido a la tendencia de valores bajos registrados en los primeros 6000 pies del pozo.

La tercera zona identificada corresponde al liner de 9 5/8”. En esta sección se evidencia el comportamiento más estable de todo el registro, donde el desgaste se encuentra entre el 1% y el 15%. El desgaste máximo tiene un valor de 14,9% a una profundidad de 14079 pies, y el desgaste promedio para toda la sección es de 4,16%.

La cuarta zona correspondiente al liner de 7” presenta un aumento significativo en el desgaste respecto a las secciones anteriores y, a pesar de que se presentan valores altos, el comportamiento del desgaste es estable. El desgaste máximo es de 25,62% a una profundidad de 17234 pies, y el desgaste promedio de la sección es de 6,28%.

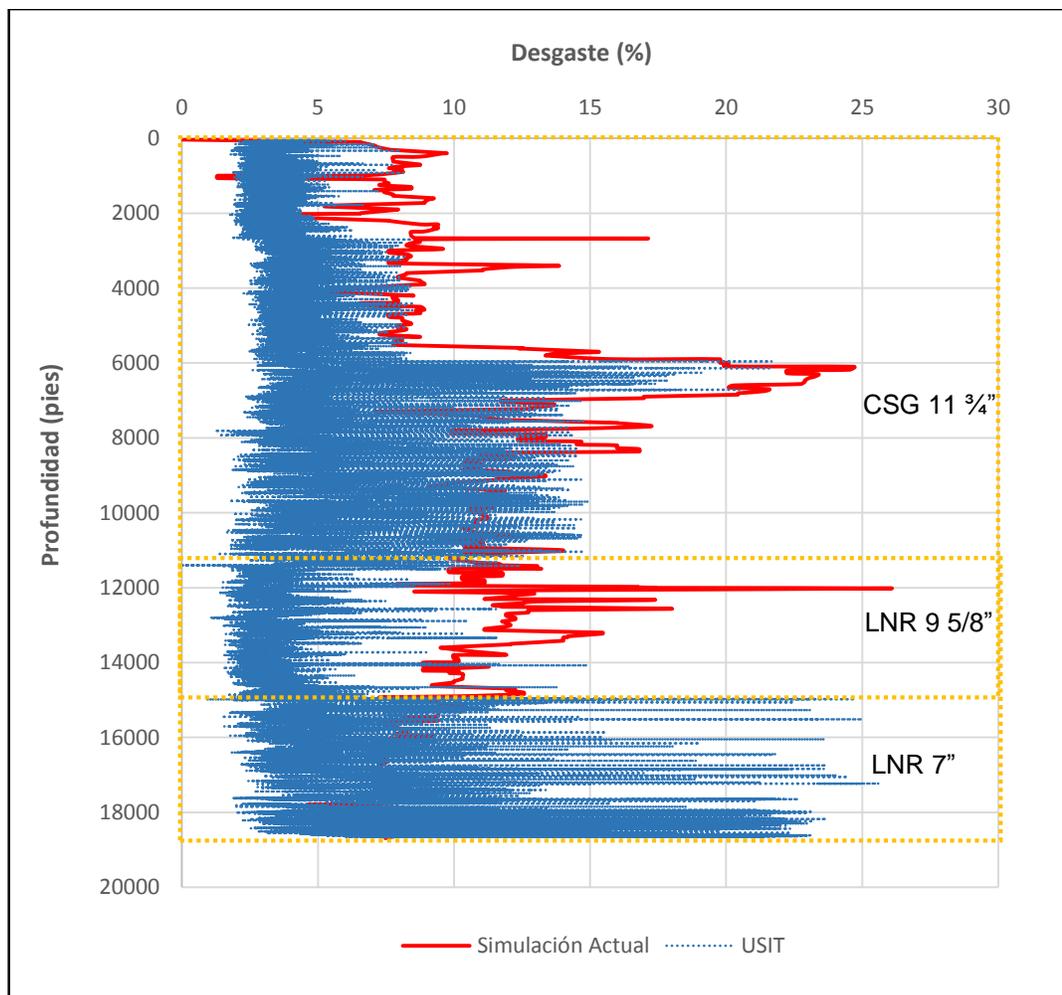
**3.3.3 Comparación cuantitativa.** Al igual que para el Pozo Pauto Sur Cp-10, los resultados entre la simulación y el registro se compararán de una manera cuantitativa, teniendo en cuenta el desgaste máximo y el promedio para cada evaluación.

En la **Gráfica 12** se presentan las curvas del desgaste obtenidas por el simulador CWEAR y el registro USIT. Hasta la profundidad de 7228 pies se aprecia que el comportamiento de las dos curvas se asemeja; a partir de este punto las curvas se empiezan a desfasar, presentándose una sobreestimación del desgaste real hasta

los 15150 pies, y desde esta profundidad hasta el zapato del liner de 7" se presenta una gran subestimación de la curva simulada contra la curva del desgaste real.

Si se analiza por secciones el ajuste de las curvas, el desgaste simulado de la sección de 11 3/4" es el que más se ajusta a los resultados presentados por el registro. La sección de 9 5/8" presenta una sobrestimación del desgaste, aunque el desfase entre los valores de ambas curvas no es tan elevado como el que se presenta en la sección de 7". Es evidente como el desgaste simulado de la última sección presenta un desfase elevado, en donde se está subestimando el resultado real del desgaste.

**Gráfica 12.** Comparación desgaste CWEAR y USIT Pozo Floreña Tp-12.

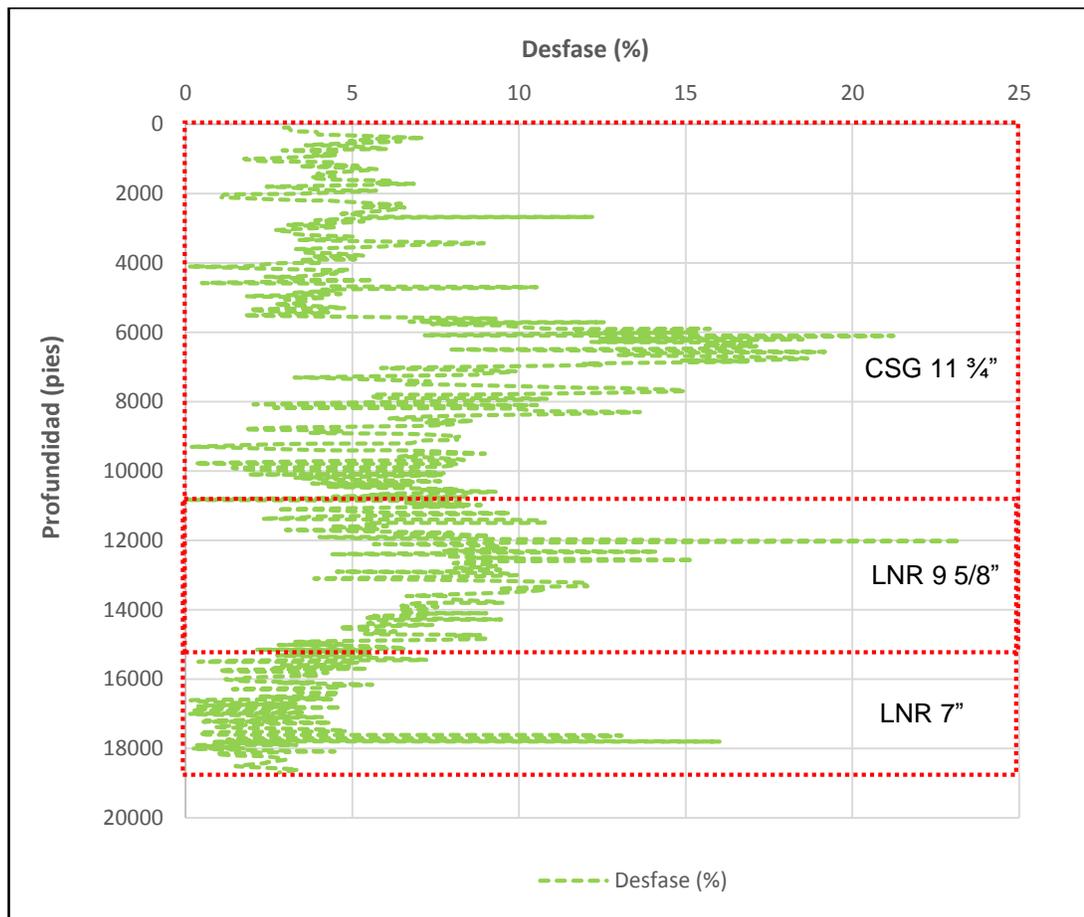


Para el cálculo del desfase entre los valores simulados y los reales, se aplicó la **Ecuación 5** usada para los cálculos del desfase del Pozo Pauto Sur Cp-10. Al igual

que para el Pozo Pauto Sur Cp-10, fue necesario realizar el desfase teniendo en cuenta las lecturas realizadas en el simulador y por el registro USIT únicamente a las profundidades del survey, las cuales son las mismas que las profundidades evaluadas en el simulador, por lo cual se adaptaron los resultados del USIT para evaluar las mismas profundidades y obtener el resultado exacto para el desfase.

En la **Gráfica 13** se presenta el desfase entre las dos metodologías de evaluación, analizadas con anterioridad.

**Gráfica 13.** Desfase entre el desgaste simulado y el real Pozo Floreña Tp-12.



Teniendo en cuenta la gráfica anterior se pueden analizar diferentes cuestiones. Una de ellas hace referencia a lo que se había mencionado con anterioridad de la sección de 11 3/4", donde se sugirió que el comportamiento del desgaste simulado se ajustaba al del registro, haciendo un análisis cualitativo pareciera que se ajustara, sin embargo, la evaluación cuantitativa demuestra lo contrario, donde el desfase en esta sección oscila en un rango del 4% al 21% aproximadamente.

En la sección de 9 5/8", se puede ver que el desfase oscila entre el 4% y el 15%, además de alcanzar en esta sección el punto de mayor desfase a una profundidad de 12019 pies, alcanzando un valor del 23%.

Por último, en la sección de 7" se presenta la zona donde el desfase promedio es el más bajo, de aproximadamente 4%, aunque se debe aclarar que esta zona es de alta importancia, puesto que los valores simulados subestiman el desgaste presentado por el registro USIT hasta en un 12%, lo que se traduce en un problema importante, puesto que la simulación no logró detectar zonas donde se debía planear acciones de contingencia y de control del desgaste.

Otra cuestión por resaltar es que el desfase presenta un comportamiento altamente inestable a lo largo de todo el pozo, evitando así que se conozca de antemano el comportamiento que tendría el desgaste, previniendo a la compañía llevar a cabo acciones preventivas para la protección de la integridad del pozo.

La última cuestión por señalar es que los resultados del desfase son críticos, debido a que en la mayoría de puntos de evaluación el desgaste simulado dobla o triplica los resultados reales.

En la **Tabla 6** se presenta una recopilación de los resultados analizados para la simulación y el registro USIT, haciendo un análisis por secciones del desgaste máximo con su profundidad correspondiente y el desgaste promedio, de igual manera se analiza el desfase entre las dos metodologías.

**Tabla 6.** Comparación resultados de desgaste, simulación actual y USIT Floreña Tp-12.

Sección	Comparación Cuantitativa del Desgaste				Desfase Promedio (%)
	Simulación Actual		Registro USIT		
	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	
11 3/4"	24,7 @ 6000 pies	10,81	21,57 @ 6141 pies	4,89	6,28
9 5/8"	26,09 @ 12000 pies	11,82	14,9 @ 14079 pies	4,16	8,28
7"	10,37 @ 15150 pies	7,73	25,62 @ 17234 pies	6,28	3,21

Teniendo en cuenta la tabla anterior, se puede apreciar que el desgaste máximo simulado y el real no se presentan a las mismas profundidades para cada sección; la sección que más cerca tiene los puntos de desgaste máximo es la de 11 3/4" donde hay una diferencia de 141 pies entre los resultados, sin embargo, este sigue siendo un valor considerable.

Para las dos primeras secciones el desfase promedio sobreestima en un 50% el valor real de la lectura desgaste promedio, simulando el doble del valor del real y alcanzando puntos de un desfase mayor al 20%. Para la sección de 7" el promedio del desgaste simulado y obtenido por el registro USIT se mantienen cercanos, aunque el desfase presentado en esta sección es más importante, debido a que la

simulación subestimó el desgaste real que se presentó en el pozo, como se apreciaba en la **Gráfica 11**.

## 4. METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN PROPUESTA PARA LA SIMULACIÓN

Existen diferentes parámetros que afectan el desgaste del revestimiento, algunos de ellos causando mayor desgaste e impacto que otros, los cuales son conocidos como los factores críticos. Los factores críticos son de gran importancia, ya que, a partir de su estudio y análisis, es posible entender el impacto que tienen en el desgaste del revestimiento al realizar las respectivas operaciones de perforación.

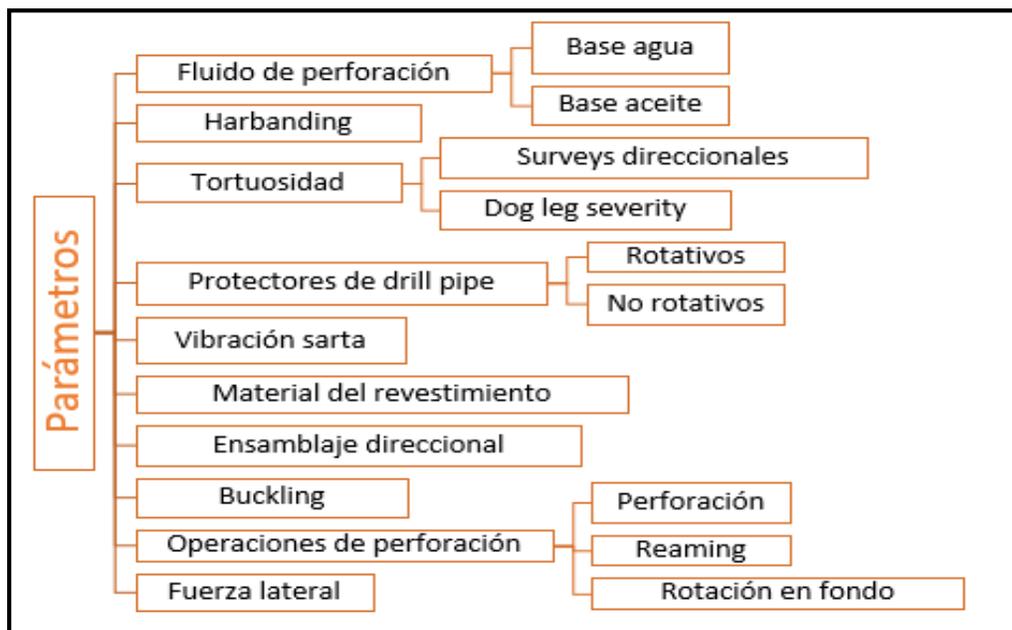
Ya identificados los factores críticos, es posible entender no solo el impacto que tienen sobre el desgaste en las operaciones de perforación, sino también el efecto que tienen a la hora de realizar la simulación. En el siguiente capítulo se identifican dichos factores, realizando su respectivo análisis y a partir de ello, se desarrolla una metodología de estandarización para la simulación del desgaste de revestimiento.

### 4.1 FACTORES CRÍTICOS DEL DESGASTE DE REVESTIMIENTO

En la **sección 2.3** se mencionaron de manera muy general los parámetros que afectan el desgaste del revestimiento, dando una descripción teórica de cada uno de ellos; sin embargo, no se realizó el análisis de qué tanta influencia tiene cada uno de ellos sobre el desgaste y cuáles son los más críticos.

En la **Figura 18** se presentan los diferentes parámetros que afectan el desgaste del revestimiento, tratados con anterioridad.

**Figura 18.** Parámetros que afectan el desgaste del revestimiento.



Mediante un amplio estudio bibliográfico de las diferentes investigaciones que se han realizado respecto al desgaste del revestimiento, se seleccionaron siete factores críticos, los cuales son los que mayor impacto causan en el desgaste del revestimiento. Estos factores son explicados a continuación, organizados descendientemente según el grado de impacto que tienen sobre el desgaste.

**4.1.1 Rotación de la sarta.** En un estudio desarrollado por la compañía Shell, se determinó que las operaciones de perforación donde más se genera desgaste son en las cuales se rota la tubería de perforación<sup>74</sup>. Estas operaciones hacen referencia a la perforación, el reaming y la rotación en fondo.

El estudio consistió en la evaluación de 4 pozos perforados donde se compara el desgaste producido en a una misma profundidad por la rotación de la sarta y por los viajes. En la **Tabla 7** se presentan los resultados obtenidos.

**Tabla 7.** Caso estudio de Shell generación del desgaste.

Pozo	Profundidad del Desgaste (pies)	DLS (°/100 pies)	Desgaste (pulg)	
			Rotación Sarta	Viajes
1	15.793	13,9	0,7	0,001
2	9.000	10,8	0,5	0,002
3	2.822	8,4	0,3	0,01
4	650	8	0,3	0,008

**Fuente.** BRADLEY WILLIAM y FONTENOT JOHN. The Prediction and Control of Casing Wear. Febrero 1975. p. 240. SPE 5122. Modificado por los autores.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, efectivamente las operaciones donde hay rotación de la sarta son las que generan mayor desgaste. Es por esta misma razón, que en las ecuaciones de desgaste para hallar la distancia de deslizamiento se relaciona la velocidad de rotación. El desgaste generado por los viajes es despreciable y por esto no es tenido en cuenta.

**4.1.2 Dog leg severity.** Cuando se tiene un dog leg pronunciado, se presenta un alto desgaste, debido a que la sarta de perforación tiene mayor contacto con el revestimiento al recostarse sobre las paredes del pozo, a causa del cambio brusco de dirección que se presenta en estos puntos. El dog leg se determina por medio de los surveys y la medida se presenta como dog leg severity, como se había mencionado en la **sección 2.3.3.2**.

<sup>74</sup> BRADLEY WILLIAM y FONTENOT JOHN. The Prediction and Control of Casing Wear. Febrero 1975. p. 239. SPE 5122.

Es de gran importancia tener buena exactitud en la lectura del survey, debido a que esta depende del adecuado modelamiento del DLS. Cuando la frecuencia de las estaciones de medición del survey es muy alta (cada 5 y 15 pies), el ruido que proviene de la fuente, así como la exactitud y la resolución de lectura de la herramienta hacen que se dificulte la lectura del DLS y que no se pueda discernir entre el dog leg actual y el ruido.

En la **Tabla 8**, se presentan datos de diferentes intervalos de toma de surveys, con la exactitud de las respectivas lecturas de DLS.

**Tabla 8.** Exactitud del DLS según la frecuencia del survey.

Exactitud DLS	Frecuencia del Survey			
	5 pies	15 pies	31 pies	95 pies
+/- 0,1°	1,7	0,6	0,3	0,1
+/- 0,25°	4,2	1,4	0,7	0,2
+/- 0,5°	8,5	2,8	1,4	0,5

**Fuente.** MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition). p. 6. SPE/IADC 151448. Modificado por los autores.

Para el survey de cinco pies hay demasiado ruido generado por la herramienta, al igual que para el survey de 15 pies, con la diferencia de que a menor frecuencia de toma de surveys, el DLS está mejor definido. Surveys con una frecuencia de 91 pies arrojan resultados más confiables, por lo que esta es la frecuencia que se recomienda tomar los surveys para una buena medición del DLS.

Los surveys tomados para los pozos estudio y para los demás pozos perforados en los campos Floreña y Pauto, son más o menos cada 100 pies, por lo cual se obtienen valores confiables en las mediciones.

**4.1.3 Fuerza lateral.** El trabajo friccional realizado sobre la tubería de revestimiento depende de la fuerza lateral aplicada sobre la misma; es necesario realizar un adecuado modelamiento de esta fuerza debido a que la exactitud del cálculo para determinar el desgaste depende de ella.

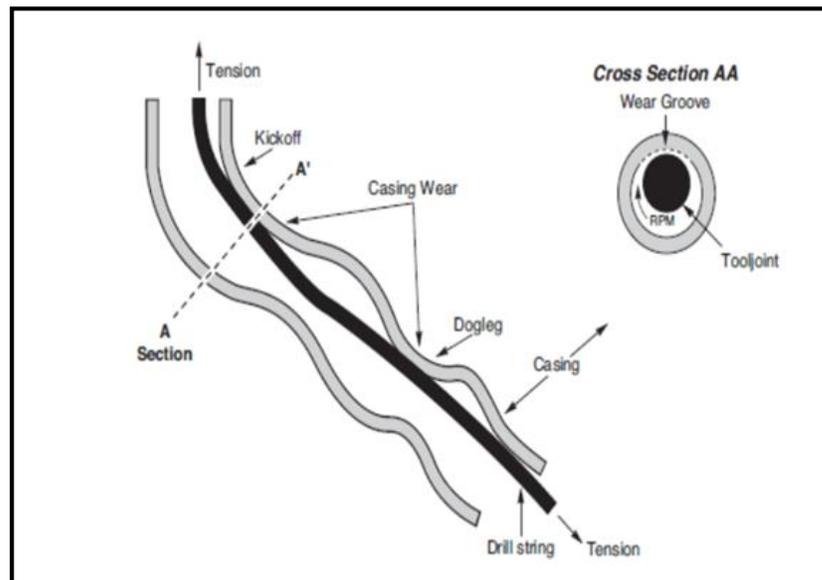
En los puntos de alto DLS se genera un alto valor de fuerza lateral, esto se debe a que, al tener un cambio brusco de dirección, la sarta de perforación se apoya con un mayor impacto sobre la pared interna del revestimiento.

Como se había señalado en la **sección 2.3.10** existen dos modelos para calcular la fuerza lateral, el modelo de la sarta suave y el modelo de la sarta rígida. El modelo

de la sarta suave es el más conservador, arrojando valores bajos de fuerza lateral, debido a que no toma en cuenta los puntos donde se recuesta la sarta. En cambio, el modelo de sarta rígida sí toma en cuenta los puntos donde se recuesta la tubería de perforación, dando como resultado valores elevados de fuerza de contacto.

El modelo de sarta rígida es el más real, debido a que toma en consideración el comportamiento real que tiene la sarta dentro del pozo. En la **Figura 19**, se puede apreciar cómo se apoya la sarta en los puntos donde se presentan dog legs y el impacto de este contacto sobre el desgaste del revestimiento.

**Figura 19.** Contacto sarta con la pared interna del revestimiento.



**Fuente.** RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. p. 55.

**4.1.4 Fluido de perforación.** Como se mencionó con anterioridad, el uso de lodos base aceite presentan un menor desgaste que los lodos base agua. Esto se debe principalmente a la lubricidad presentada. Por el contrario, los lodos base agua dependen de diferentes características las cuales aumentan o disminuyen el factor de desgaste del revestimiento, las cuales son:

- **Lubricante:** el uso de un lubricante disminuye el torque y la fricción metal-metal que se genera entre la tubería de perforación y el revestimiento, disminuyendo el desgaste total. Además de esto, el lubricante también genera una película protectora, la cual aumenta el área de contacto entre la tubería de perforación y el revestimiento, disminuyendo la carga de contacto y el desgaste.

- **Material densificante:** entre mayor presencia de material densificante haya, menor desgaste se va a presentar. Esto ocurre porque el material densificante se considera como un sólido no abrasivo, por lo cual, en presencia con el fluido de perforación, genera una película protectora entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento, lo que reduce la fricción y el desgaste adhesivo.
- **Sólidos abrasivos:** la presencia de sólidos abrasivos, principalmente la arena procedente del pozo genera un aumento en el desgaste del revestimiento, debido a que actúa como un agente abrasivo, posicionándose entre la tubería de perforación y el revestimiento, causando desgaste abrasivo.

A pesar de que es posible controlar el desgaste del revestimiento usando un lodo base agua bajo las condiciones adecuadas (adecuada cantidad de material densificante y lubricantes), es importante mencionar que no se puede dejar de lado las especificaciones necesarias para contrarrestar las presiones del pozo<sup>75</sup>.

Aunque es posible trabajar con un lodo base agua que no afecte en gran medida el desgaste, este siempre presentará un factor de desgaste mayor al del lodo base aceite. En la **Tabla 9** presentada a continuación, se exponen los rangos de factor de desgaste dependiendo del fluido de perforación usado, los cuales se determinaron experimentalmente mediante el proyecto DEA-42.

**Tabla 9.** Factor de desgaste según el fluido de perforación.

Tipo de Fluido Perforación	Factor de Desgaste (E-10 psi-1)
Lodo base agua	0,5 a 40
Lodo base aceite	0,3 a 6

**Fuente.** G.M. BOL. Effect of Mud Composition on Wear and Friction of Casing and Tool Joints. Octubre 1986. p. 371. SPE 13457.

El rango de factor de desgaste presentado por el lodo base agua alcanza valores de hasta 40 E-10 psi<sup>-1</sup>, los cuales son valores elevados en comparación con los obtenidos con el lodo base aceite, el cual presenta valores bajos de factor de desgaste (de máximo hasta 6E-10 psi<sup>-1</sup>), lo que se traduce en un menor desgaste de revestimiento.

---

<sup>75</sup> G.M. BOL. Effect of Mud Composition on Wear and Friction of Casing and Tool Joints. Octubre 1986. p. 371. SPE 13457.

Para la perforación de los pozos de los campos Pauto y Floreña, se usan lodos base aceite debido a la alta complejidad en la operación y a la presencia de arcillas reactivas. Teniendo en cuenta lo anterior, el factor de desgaste usado para las simulaciones de estos campos sería de  $0,3E-10 \text{ psi}^{-1}$  a  $6E-10 \text{ psi}^{-1}$ ; sin embargo, es necesario evaluar los otros parámetros de perforación para definir el factor de desgaste que más se adecue al caso de Floreña y Pauto.

**4.1.5 Hardbanding.** El tipo de hardbanding afecta en gran medida el desgaste, debido a que este recubrimiento va sobre los tool joints de la sarta de perforación, los cuales son los que tienen contacto directo con la pared interna del revestimiento y le genera la mayor proporción del desgaste. Por ejemplo, el hardbanding de carburo de tungsteno causa un desgaste masivo en el revestimiento de tipo abrasivo, alcanzando valores de desgaste de más del 20%. De la misma manera, existen otros tipos de hardbanding más amigables con el revestimiento, como el Arncor o el Armacor, los cuales generan un desgaste más bajo, de aproximadamente del 6%.

En la **Tabla 1**, se presentaron las características y el desempeño de los diferentes tipos de hardbanding. Las características más relevantes para el estudio del desgaste, son el desgaste generado y el factor de desgaste, los cuales están expuestos para los diferentes tipos de hardbanding más comunes en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Tipo de hardbanding y factor de desgaste.

Atributo	Armacor M	Arncor 300XT	Cromado	Carburo de Tungsteno	Carburo de Titanio
Desgaste (%)	5,9	5,5	5,3	21,5	7,63
Factor de Desgaste (E-10/psi)	1,12	1	1,27	7,6	1,7

El carburo de tungsteno presenta el valor más alto de factor de desgaste, lo cual se traduce en un alto valor de desgaste, como se había mencionado anteriormente. En contraste, el Armacor presenta un bajo factor de desgaste, de  $1,12E-10 \text{ psi}^{-1}$ , el cual es el usado actualmente por la compañía en las campañas de perforación, aunque el Arncor presente mejores características de protección contra el desgaste.

Es necesario tener presente el factor de desgaste del tipo de hardbanding con el cual se recubren los tool joints actualmente, ya que posteriormente se evaluará cuál es el factor de desgaste ajustado para realizar la adecuada simulación teniendo presentes los demás factores críticos.

**4.1.6 Protectores de drill pipe.** Hay diferentes tipos de protectores para proteger el drill pipe, los más usados son los rotativos y los no rotativos. Como se había

mencionado en la **sección 2**, los protectores rotativos van anclados a la tubería, rotando con ella, sin embargo, está misma condición genera que los protectores no soporten altas cargas y que se disminuya su vida útil. Los protectores no rotativos permiten la reducción del torque y el desgaste, mediante el paso de fluido de perforación a través de ellos y la separación que genera su cuerpo entre el tool joint y el revestimiento.

Para la perforación de los pozos de los campos Floreña y Pauto, se usan protectores no rotativos, debido a que tienen una vida útil mayor que los rotativos, soportan mayores cargas laterales y reducen el torque, además de disminuir en mayor medida la fricción entre la sarta de perforación y las paredes internas del revestimiento.

El rango de factor de desgaste para el uso de protectores no rotativos es de 0,5 a  $1 \text{ E-}10 \text{ psi}^{-1}$ ; valores asignados mediante un estudio experimental realizado por la empresa WWT. El uso de los protectores no rotativos puede reducir a 1/3 el factor de desgaste que se tendría, si no se usaran protectores. Teniendo en cuenta lo anterior, si el factor de desgaste para una zona sin protección es de  $1,5\text{E-}10 \text{ psi}^{-1}$ , su valor con protectores se reduciría a  $0,5\text{E-}10 \text{ psi}^{-1}$ .

**4.1.7 Buckling.** Cuando se tiene un revestimiento deformado a causa del buckling, se produce un alto desgaste como consecuencia del contacto que tiene la tubería de perforación con la pared interna del revestimiento en los puntos deformados <sup>76</sup>.

Existen diferentes metodologías para modelar el buckling ocasionado durante la perforación, siendo unas más exactas que otras; estas se explican a continuación.

✓ **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<sup>77</sup>.

Modelo propuesto por Chen/Cheatham: la carga axial máxima para pasar de buckling sinusoidal a helicoidal es constante. Este valor es el promedio de la carga axial presentado en el buckling helicoidal.

Modelo propuesto por Wu/Juvkam-Wold: Proponen en su modelo que la carga aumenta linealmente para el proceso de buckling helicoidal. También presentan un límite en el buckling helicoidal que es 30% mayor que el del modelo propuesto por Chen.

---

<sup>76</sup> PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 165.

<sup>77</sup> *Ibíd.*, p.166.

✓ **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<sup>78</sup>.

Dawson/Paslay y Chen/Cheatham: no consideran el impacto de la curvatura en el desarrollo del buckling.

Wu/Juvkam-Wold y He/Kyllingstad: consideran el impacto de la curvatura del pozo en el desarrollo del buckling. Mientras mayor sea la tasa de construcción, mayor será la carga para iniciar el buckling de la sección curva del pozo con incremento de inclinación.

Teniendo en cuenta los modelos anteriores, se ha determinado que el modelo propuesto por Chen/Cheatham produce el menor valor de carga axial para pasar a un buckling helicoidal (la deformación del revestimiento será baja) y el modelo de Wu/Juvkam-Wold produce la mayor carga axial, generando así el escenario más crítico de todos.

Es muy importante seleccionar el modelo más real de buckling, debido a que el resultado afectará directamente el desgaste.

## **4.2 METODOLOGÍA DE ESTANDRIZACIÓN PARA LA SIMULACIÓN**

Para el desarrollo de la metodología de estandarización se estudiaron diferentes puntos claves empezando por la recopilación de la información necesaria para la simulación y adecuación de la misma en el software, seguido por la adecuada selección del factor de desgaste y finalizando con la selección de los modelos de preferencia para la simulación.

A continuación, se explicarán cada uno de los puntos mencionados anteriormente.

**4.2.1 Recopilación y análisis de la información.** Para poder realizar una correcta simulación es necesario contar con cierta información obtenida mediante diferentes reportes de perforación, sin la cual no sería posible llevar a cabo la simulación y obtener los resultados aproximados a los valores reales.

Además de esto, es necesario realizarle un procesamiento a la información recopilada, ya que este análisis de datos es imprescindible, debido a que normalmente la información encontrada no está en el formato necesario para ser introducida en el software, o se debe hacer un escudriño en los datos para separar las operaciones que más desgaste generan de las que no. En esta sección se explicará la información determinante para la simulación y se discutirá a profundidad este análisis para su adecuación al software.

---

<sup>78</sup> *Ibíd.*, p.167.

**4.2.1.1 Survey.** El survey es un reporte obtenido en campo y enviado al equipo de perforación para evaluar la trayectoria del pozo, así como su inclinación y dirección. El survey tomado por la empresa para los respectivos pozos que son perforados, se realiza cada 100 pies de profundidad.

Normalmente el archivo del survey se encuentra en un documento de Excel, si es así, es de gran ayuda el procesamiento de este en el software. El software exige los datos de profundidad, inclinación y azimuth, el mismo se encarga del cálculo de los demás parámetros; para introducir los datos requeridos, es posible pegarlos desde el archivo Excel y al seleccionar la opción “calcular datos”, se calculan los demás parámetros (TVD, DLS, NS, EW, HD, VS, BR, TR).

El documento del survey también puede ser entregado en un archivo de extensión .LAS; estos archivos pueden ser abiertos en un block de notas y pegados directamente a Excel; ya cuando se tiene el archivo en Excel se procede a copiar y pegar el contenido que exige el software para la adecuada simulación.

En la **Tabla 11** se presenta un ejemplo de un survey, en el cual las columnas de fuente roja corresponden a los datos que serán copiados en el software.

**Tabla 11.** Ejemplo de un survey.

B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
MD	Inclination	Azimuth	TVD	TVDSS	North	East	Grid East	Grid North	DLS
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]	[°/100ft]
0,00	0,00	14,96	0,00	-1842,89	0,00	0,00	1180042,96	1093448,45	0,00
41,50	0,00	14,96	41,50	-1801,39	0,00	0,00	1180042,96	1093448,45	0,00
42,00	0,01	14,96	42,00	-1800,89	0,00	0,00	1180042,96	1093448,45	0,93
170,00	1,20	14,96	169,99	-1672,90	1,30	0,35	1180043,07	1093448,85	0,93
220,00	0,99	357,98	219,98	-1622,91	2,24	0,47	1180043,10	1093449,13	0,77
308,00	0,87	356,10	307,97	-1534,92	3,66	0,40	1180043,08	1093449,57	0,14
357,00	1,25	338,67	356,96	-1485,93	4,53	0,18	1180043,01	1093449,83	1,01
372,00	1,38	335,35	371,96	-1470,93	4,85	0,04	1180042,97	1093449,93	1,01
410,00	1,65	335,20	409,94	-1432,95	5,76	-0,38	1180042,84	1093450,21	0,71
493,00	1,20	328,35	492,92	-1349,97	7,59	-1,34	1180042,55	1093450,76	0,58
590,00	0,65	342,18	589,91	-1252,98	8,97	-2,04	1180042,34	1093451,19	0,61
681,00	0,32	349,82	680,90	-1161,99	9,72	-2,24	1180042,28	1093451,41	0,37
723,00	0,35	338,28	722,90	-1119,99	9,95	-2,31	1180042,26	1093451,48	0,18
769,00	0,21	342,99	768,90	-1073,99	10,16	-2,39	1180042,23	1093451,55	0,30
808,00	0,10	357,11	807,90	-1034,99	10,27	-2,41	1180042,23	1093451,58	0,30
869,00	0,19	353,25	868,90	-973,99	10,42	-2,42	1180042,22	1093451,63	0,15
966,00	0,10	304,75	965,90	-876,99	10,63	-2,51	1180042,19	1093451,69	0,15
1061,00	0,11	7,59	1060,90	-781,99	10,77	-2,57	1180042,18	1093451,73	0,12
1156,00	0,20	319,31	1155,90	-686,99	10,98	-2,66	1180042,15	1093451,80	0,16
1238,00	0,14	289,41	1237,90	-604,99	11,12	-2,85	1180042,09	1093451,84	0,13

**Fuente.** EQUION ENERGÍA LIMITED. Informe técnico. Modificado por los autores.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el archivo de survey corresponde a un documento Excel, por lo cual si se quisiera pasar los datos al simulador únicamente se tendría que copiar y pegar las columnas de fuente roja correspondientes a profundidad, inclinación y azimuth. Aunque el archivo también contiene información como TVD, DLS, NS, EW, entre otros, no es necesario copiarla, como se había

mencionado con anterioridad a partir de la información que exige el software este realiza los cálculos de los otros parámetros.

El ingreso de la información del survey, no tiene ningún tipo de variación en ninguna circunstancia de simulación; por lo que el procedimiento para realizarla siempre será el mismo.

**4.2.1.2 Estado mecánico.** El estado mecánico es clave para la adecuada simulación del desgaste, este permite al software entender el posicionamiento de los revestimientos en el pozo, para así proceder a la evaluación de ellos, y relacionar sus diámetros y profundidades con la información de los tubulares.

La información requerida del estado mecánico debe ser ingresada al software manualmente, es necesario tener el esquema detallado del pozo, así como los diámetros de los revestimientos a evaluar y la profundidad del zapato de cada uno.

La descripción de cada sección del pozo se hace partiendo desde superficie, por el primer revestimiento expuesto al desgaste. Se debe seleccionar si la sección esta revestida o corresponde a hueco abierto, seguido por la introducción de la información de los diámetros interno y externo, la fuerza de cedencia y la densidad; como se había mencionado en la **sección 3.1.2**, es posible introducir un valor de desgaste límite, el cual está en consideración de la persona que realiza la simulación.

En la **Figura 20** se presenta un ejemplo del estado mecánico de un pozo, en el cual es posible apreciar la profundidad de cada revestimiento y sus diámetros externos. Si se fuera a simular el desgaste de este Pozo la información de estado mecánico se introduce desde el revestimiento de 11 ¾" debido a que es el último casing expuesto a las perforaciones de las otras secciones. La información del diámetro interno y la fuerza de cedencia se encuentra en las fichas técnicas de los revestimientos.



Una vez introducido los datos del estado mecánico, el simulador muestra un esquema de este, en el cual salen denotadas las profundidades de cada revestimiento y sus características; de esta manera es posible comparar el estado mecánico con el documento original y verificar cada uno de los datos.

Cabe resaltar que esta sección también es inalterable, el estado mecánico de un pozo no está en función de ninguna interpretación, por lo cual los valores ingresados en esta ventana siempre serán los mismos. Por esta razón, se recomienda que los datos introducidos del estado mecánico no sean alterados al introducirlos en el simulador, es necesario presentar el caso real de las condiciones del pozo para la adecuada simulación.

**4.2.1.3 Operaciones de perforación.** Cada que se perfora un pozo se lleva un seguimiento detallado de la perforación, en el cual se especifica las horas que dura cada operación ya sea reaming, backreaming, rotación en fondo, viajes, cementación de los revestimientos, pegas o perforación normal. En la descripción de cada operación van conjuntamente otros parámetros como lo son: RPM, ROP, densidad del lodo, torque e intervalo de operación.

Para la adecuada simulación, es necesario detallar de manera minuciosa las operaciones realizadas. La mejor manera para describir las operaciones es especificar por BHA cuanto se perforó y cuanto se rimó. Debido a que el informe de operaciones no da el total de pies rimados y perforados, es necesario sumar los espesores que son intervenidos y el tiempo que dura cada una de las operaciones, indicando el intervalo total en el cual se realizaron, este intervalo corresponde al intervalo perforado por el BHA. Seguido de esto, es necesario sacar un promedio de los datos mencionados anteriormente (RPM, ROP y densidad del lodo). De igual forma, se procede a describir los demás BHA.

Es necesario aclarar 3 puntos:

- ✓ El simulador no diferencia entre reaming y backreaming, por lo cual estas operaciones se toman como una sola y se suman los pies intervenidos como se explicó con anterioridad.
- ✓ El intervalo de perforación se toma desde la profundidad en la cual comienza la perforación, hasta la profundidad en la cual termina; y el intervalo para el reaming se debe tomar desde la profundidad a la cuál terminó la perforación hasta donde comenzó.
- ✓ La profundidad perforada por el último BHA, debe corresponder con la profundidad total del pozo, así como con la profundidad total del survey.  
Es necesario tener el mayor grado de exactitud al describir las operaciones, debido a que el desgaste depende de manera directa de qué tanto tiempo se rotó la sarta y a qué velocidad.

**4.2.1.4 Tubulares.** Como la idea es dar detalle completo de la operación de perforación, es necesario describir específicamente la composición de la tubería de perforación desde la broca hasta el drill pipe. Esta descripción se hace por BHA, debido a que el esquema de la tubería cambia para cada uno de ellos.

La segmentación sugerida para describir los tubulares, se divide en tres:

1. De la broca a los collares
2. De los collares al HWDP
3. Drill pipe

Es necesario describir las características de los tubulares, su longitud, sus diámetros (interno y externos), peso densidad y módulo de Young; la densidad y el módulo de Young o elástico se encuentran en las fichas técnicas de cada tubular. Se debe aclarar que la longitud total de los tubulares debe coincidir con la profundidad perforada por BHA.

La información de los tubulares puede ser obtenida por dos reportes diferentes, uno de los esquemas de cada BHA o por el final well report, reporte en el cual se describe la operación completa de perforación hasta que el pozo está terminado.

**4.2.1.5 Protectores y esquema de protección.** La información del esquema de protección es necesaria a la hora de seleccionar el factor de desgaste. Esta información se puede encontrar en el final well report o en un reporte independiente de los protectores.

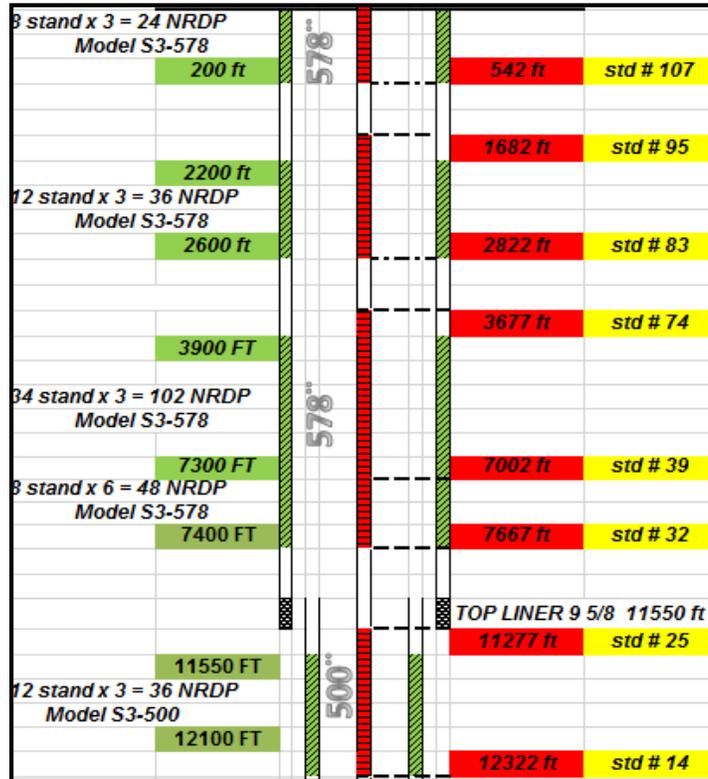
La distribución de los protectores en el drill pipe se hace por BHA; los protectores se pueden ubicar por junta o por parada, dependiendo de la zona donde se requieren regularmente se ubican en zonas donde hay alta fuerza lateral.

Normalmente los primeros BHA tienen pocos protectores, pero conforme se avanza en la perforación la cantidad de estos aumenta. En ocasiones la ubicación de los protectores cambia, por ejemplo, se puede iniciar sin proteger una zona y al ver que se presenta desgaste se protege con los demás BHA.

Al tener diferentes esquemas de protección, es necesario definir un esquema base con la distribución de los protectores, debido a que el simulador únicamente permite la entrada de la información de un esquema. El esquema base de protección, se selecciona teniendo en cuenta los protectores que más tiempo estuvieron en el drill pipe durante la perforación y se distribuyen teniendo en cuenta la longitud de la última tubería de perforación usada.

En la **Figura 21** se presenta un ejemplo de un esquema de protección para un BHA X, en el cual se muestran las zonas protegidas para el revestimiento, la ubicación de los protectores en la sarta y el número de protectores por parada.

**Figura 21.** Ejemplo esquema de protección.



**Fuente.** EQUION ENERGÍA LIMITED. Informe técnico. Modificado por los autores.

En el simulador no hay una sección específica que lleve el nombre de esquema de protección, esta información se introduce en la ventana de factor de desgaste. Como se sabe que el uso de protectores reduce el factor de desgaste en las zonas protegidas, es necesario conocer a que profundidad están estas zonas y así realizar el escenario más real para la simulación. Este punto será explicado a detalle más adelante.

En la ventana de operaciones en la sección general se debe introducir la carga máxima que soportan los protectores, esta información se puede encontrar en las fichas técnicas facilitadas por la empresa de servicios la cual alquila los protectores a la operadora.

**4.2.2 Bases teóricas para la metodología de estandarización.** Para poder desarrollar una metodología de estandarización exacta y de alta veracidad, es necesario tener ciertas bases teóricas, las cuales, sustentadas con en análisis realizado a las variables críticas, permita determinar y ajustar un modelo teórico ajustado a la realidad. A continuación, se discutirán estas bases teóricas y modelos

propuestos para la realización de la metodología de estandarización que más se ajusten al caso de estudio.

**4.2.2.1 Factor de desgaste.** El factor de desgaste es sin duda alguna la variable más importante en la realización de la simulación del desgaste del revestimiento. Esto se debe a que este factor recoge de manera implícita una gran cantidad de variables críticas y su valor asignado se traduce en el cómputo de los diferentes factores que lo afectan.

De acuerdo con lo anterior, para determinar con exactitud cuál debería ser el valor del factor de desgaste que más se ajuste al caso de estudio, se deben nombrar las condiciones operacionales normales de los pozos en los campos Floreña y Pauto, y estimar de manera individual para cada una de estas opciones el valor del factor de desgaste.

En la **Tabla 12** se presenta a manera de resumen el factor de desgaste bajo las diferentes condiciones con las cuales se perfora en los campos Floreña y Pauto.

**Tabla 12.** Factor de desgaste según las condiciones de perforación.

Variable	Lodo	Tipo de pozo	Hardbanding	Protectores
Tipo	Base aceite	Direccional	Armacor M	No rotativos
Factor de Desgaste (E-10/psi)	0,3 a 6	1 a 10	1	0,5 a 1

Analizando la tabla anterior, donde se expresa de manera muy breve los factores críticos que más inciden en la elección del factor de desgaste, se puede concluir en que este se mantiene en valores muy bajos, alcanzando un máximo de  $10 \text{ E-}10 \text{ psi}^{-1}$  para los pozos direccionales, y un mínimo de  $0,3 \text{ E-}10 \text{ psi}^{-1}$  para los pozos perforados con lodo base aceite.

Los datos de factor de desgaste expuestos anteriormente fueron analizados individualmente, teniendo en cuenta únicamente la variable y esta como afecta el factor de desgaste. Por lo que, si se analiza únicamente el resultado del lodo, estos valores solo hacen referencia a la variable del fluido de perforación, sin tener en cuenta otros parámetros. Como el simulador no permite la opción de introducir diferentes factores de desgaste dependiendo de los parámetros de perforación, es necesario seleccionar uno que envuelva todos los parámetros críticos que más afectan este factor.

Para la determinación del factor de desgaste se desarrolló una matriz de selección en la cual se establece un porcentaje de impacto sobre las diferentes variables de perforación las cuales afectan el desgaste, teniendo en cuenta cuales inciden más en el desgaste, lo anterior basándose en la literatura. En la **Tabla 13** se presenta la

matriz propuesta para la selección del factor de desgaste para las condiciones de perforación actuales de la compañía.

**Tabla 13.** Matriz de selección para la determinación del factor de desgaste.

Variable	Condición de perforación	Rango factor de desgaste (E-10/psi)	Valor Establecido (E-10/psi)	Impacto sobre el desgaste	Factor de desgaste (E-10/psi)
Tipo de Hardbanding	Armacor M	1	1	1/2	0,47
Tipo de lodo	Base aceite	0,3 - 6	2	1/3	0,67
Tipo de pozo	Direccional	1 - 10	3,5	1/5	0,70
<b>Factor de desgaste para una zona sin protectores</b>					<b>1,83</b>

La valoración que se le dio a cada una de las variables en el impacto sobre el desgaste se realizó siguiendo los criterios explicados a lo largo del trabajo, teniendo en cuenta el grado de la incidencia que tienen estos sobre el desgaste.

La variable que más afecta a desgaste en su generación es la rotación de la sarta, debido a que esta entra en contacto con la pared interna del revestimiento. Por esta razón, el tipo de hardbanding representa la variable que más impacto tiene, pues esta es la que determina qué tan abrasivos son las superficies de los tool joints cuando entran en contacto con el revestimiento, por lo que entre más agresivo este sea, mayor desgaste se presentará. Es por esto, que se le asignó un valor de impacto de  $\frac{1}{2}$  del valor del factor de desgaste.

La segunda variable en importancia es el tipo de lodo presente durante la perforación, debido a que este representa el medio en donde se presenta la fricción, por lo que sus propiedades lubricantes, además de la generación de una película sobre el revestimiento hacen que este factor sea de alta incidencia sobre el desgaste. Por esta razón, se le estableció un valor de  $\frac{1}{3}$  de impacto sobre el factor del desgaste del revestimiento.

Por último, el tipo de pozo tiene asignado un valor de  $\frac{1}{5}$  del impacto sobre el factor de desgaste. Esta consideración se realizó teniendo en cuenta que el tipo de pozo y su geometría determinan la tortuosidad del mismo, por lo cual tiene una influencia importante en los puntos de alto DLS, pero su incidencia es menor a las variables anteriores.

También, se debe tener en cuenta que el uso de protectores no rotativos puede llegar a disminuir el factor de desgaste a un tercio de su valor cuando estos no se usan, por lo que se debe hacer la discrepancia de las zonas protegidas y las zonas

sin protectores, pues tendrán valores del factor de desgaste diferentes<sup>79</sup>. En la **Tabla 14** se presenta la asignación del factor de desgaste para las zonas protegidas teniendo en cuenta el factor de desgaste asignado para las zonas sin protección.

**Tabla 14.** Asignación del factor de desgaste para las zonas protegidas.

Tipo de protectores	Caso Equión	Valores	Relación establecida	Factor de desgaste sin protección (E-10/psi)	Factor de desgaste protectores (E-10/psi)
Protectores no rotativos	No rotativos	0,5 - 1	1/3 del valor sin protección	1,83	0,61

Teniendo en cuenta el resultado obtenido en la matriz de selección los factores de desgaste sugeridos para la simulación de desgaste de los pozos de la compañía serán 1,83 E-10 psi-1 para las zonas sin protección y 0,61 E-10 psi-1 para las zonas protegidas.

**4.2.2.2 Asignación del factor de desgaste.** Como se explicó en la **sección 3.1.4.1**, el simulador permite ingresar el factor de desgaste de 3 maneras diferentes. Estas maneras son: un único factor de desgaste, por zonas en función del drill pipe y por zonas en función del casing. A continuación, se explicará la mejor manera para asignar el factor de desgaste, antes explicando porque no se recomiendan las otras opciones.

No se recomienda usar un único factor de desgaste para todo el pozo, debido a que no permite diferenciar entre las zonas donde se corrieron los protectores no rotativos y las que no; distinción que es de alta importancia, teniendo en cuenta que el factor de desgaste se ve reducido en las zonas donde se corren los protectores.

La opción para ingresar el factor de desgaste en función de la tubería de perforación permite ingresar el factor de desgaste por zonas, pudiendo diferenciar entre las zonas protegidas y las que no son protegidas. Aunque esta opción es válida, presenta un inconveniente ya que la ubicación de los protectores cambia en las diferentes sargas de perforación, incrementando el número de protectores conforme aumenta la perforación. De tal forma que, para ingresar los valores del factor de desgaste para las zonas con protectores y sin ellos, se debe elegir cuál fue la última configuración de protección corrida con el último ensamblaje de fondo que perforó

---

<sup>79</sup> MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, Marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 9. SPE/IADC 151448.

la sección, pues a estas profundidades es donde están las zonas en el pozo que deben ser protegidas.

En la **Figura 16**, se muestra la estrategia de protección de una zona en función de la sarta de perforación, y la distinción que se hace de las profundidades a las que los protectores tienen que ser corridos en el momento de iniciar la perforación de la sección y la del último ensamblaje de perforación corrido, pues para proteger la misma zona del pozo, los protectores tendrán que estar configurados y corridos a diferentes profundidades.

La opción para ingresar el factor de desgaste en función del casing, también permite hacer una diferenciación entre las zonas que están protegidas y las que no. Los protectores siempre estarán ubicados en las profundidades donde hay alta la fuerza lateral y donde hay cambios bruscos de dirección; estas zonas a proteger siempre estarán a la misma profundidad, sin importar la adición de protectores por cada BHA al final siempre se habrán protegido las mismas zonas. Esta opción permite ingresar los factores de desgaste teniendo en cuenta las zonas que fueron protegidas en los revestimientos durante la perforación. Teniendo en cuenta lo anterior, esta es la opción sugerida para realizar el ingreso de los factores de desgaste. En la **Figura 14** se presenta la estrategia de protección con respecto a la tubería de revestimiento.

#### **4.2.2.3 Contacto entre el cuerpo de la tubería de perforación y el revestimiento.**

Como se explicó en la **sección 3.1.4.1** existen puntos donde la inclinación del pozo es tan severa que, además del desgaste que se presenta por el contacto entre los tool joints y la pared interna del revestimiento, también existe rozamiento y remoción de metal del revestimiento por el contacto entre el cuerpo de la tubería de perforación y el interior del revestimiento.

En el caso de estudio, al ser pozos con una geometría compleja, en donde existen puntos con inclinaciones suficientes para que este fenómeno ocurra, es necesario tenerlo presente en el momento de la simulación, por lo que se debe seleccionar esta opción en el simulador, e ingresar el valor del factor de desgaste para este punto, el cual debe ser igual al valor asignado de factor de desgaste para las zonas que no están protegidas, el cual se recomienda se encuentre entre  $1.5$  y  $2 \text{ E-}10 \text{ psi}^{-1}$ .

#### **4.2.2.4 Modelo de buckling.**

Cómo se explicó en la **sección 4.1.7**, existen diferentes metodologías para modelar el buckling en la tubería de revestimiento ocasionado durante la perforación.

El modelo sugerido para modelar el buckling si se llegará a presentar, es el de Wu/Juvkam-Wold. A pesar de que este modelo es el más crítico, presenta un escenario más real donde propone que la carga axial para pasar de buckling sinusoidal a helicoidal aumenta linealmente, aproximándose a lo que sucede en la

realidad debido a que la deformación del revestimiento se da conforme aumenta la carga axial.

Este modelo también tiene en cuenta el impacto de la curvatura en el desarrollo del buckling, los pozos perforados en los campos Pauto y Floreña son pozos direccionales con trayectoria tipo S, en los puntos donde hay mayor tasa de construcción mayor carga habrá para iniciar el buckling.

Por las razones anteriores es que se sugiere la selección de este modelo, debido a que presenta el caso más real en la formación del buckling. A pesar de que este modelo presenta condiciones más críticas que los demás, es mejor su selección debido a que la idea es realizar la simulación lo más real posible.

**4.2.2.5 Resistencia al estallido y colapso.** Las ecuaciones que permiten calcular la presión de colapso y estallido no afectan el cálculo del desgaste del revestimiento; es el desgaste y la reducción del espesor de la pared del revestimiento los que afectan directamente la resistencia al colapso y al estallido.

Como se había mencionado en la **sección 3.1.5.2**, no se profundizará en estos parámetros debido a que independientemente de la ecuación que se seleccione para modelar estas presiones, este parámetro no es una causa del desgaste sino una consecuencia.

Sin embargo, si hay necesidad de analizar las gráficas de presión de colapso y estallido simuladas en CEAR, se sugiere usar la ecuación OTS para realizar los cálculos. Esta ecuación es sugerida debido a que presenta el caso más real respecto al espesor del revestimiento, donde establece que el espesor del revestimiento no es uniforme, existiendo una reducción en las zonas donde se presentó en desgaste. La ecuación biaxial y la API, consideran un espesor mínimo de pared, caso que no se ajusta a la realidad debido a que el espesor presenta diferentes valores a lo largo del revestimiento después del desgaste.

**4.2.2.6 Fuerza lateral.** Como se mencionó en la **sección 4.1.3** el modelo de sarta rígida es el más real, ya que considera la tubería de perforación como un cuerpo rígido que se apoya en el revestimiento en los puntos donde hay alta fuerza lateral o donde hay dog leg.

A pesar de que la selección de este modelo genera un mayor desgaste en los puntos de alta fuerza lateral y alta inclinación, se sugiere considerarlo debido a que representa de manera aproximada el comportamiento real que tiene la sarta en las zonas de alta fuerza lateral durante la perforación del pozo.

**4.2.3 Procedimiento para la simulación.** Teniendo en cuenta la recopilación de la información y su debido análisis, junto con el análisis de las bases teóricas y los factores críticos, se procede a simular el desgaste del revestimiento.

En la **Figura 22**, se presenta un diagrama de flujo con el procedimiento a seguir para la simulación del desgaste de manera general. Como se puede apreciar, a cada ventana del simulador le corresponde un color específico con la finalidad de identificar cada ventana en su propio diagrama los cuales están expuestos después del diagrama general.

En total se presentan seis diagramas de flujo correspondientes a cada ventana presente en el simulador. La **Figura 23** presenta el procedimiento para la simulación de la ventana de survey. La **Figura 24** presenta el procedimiento para la simulación de la ventana de pozo. La **Figura 25** y **26** presentan el procedimiento para la simulación de la venta de operaciones, dividiéndose en secciones. La **Figura 27** presenta el procedimiento para la simulación de la ventana de factor de desgaste. Por último, a **Figura 28** procedimiento de la simulación de la ventana de preferencias.

**Figura 22.** Procedimiento metodología de estandarización para la simulación del desgaste.

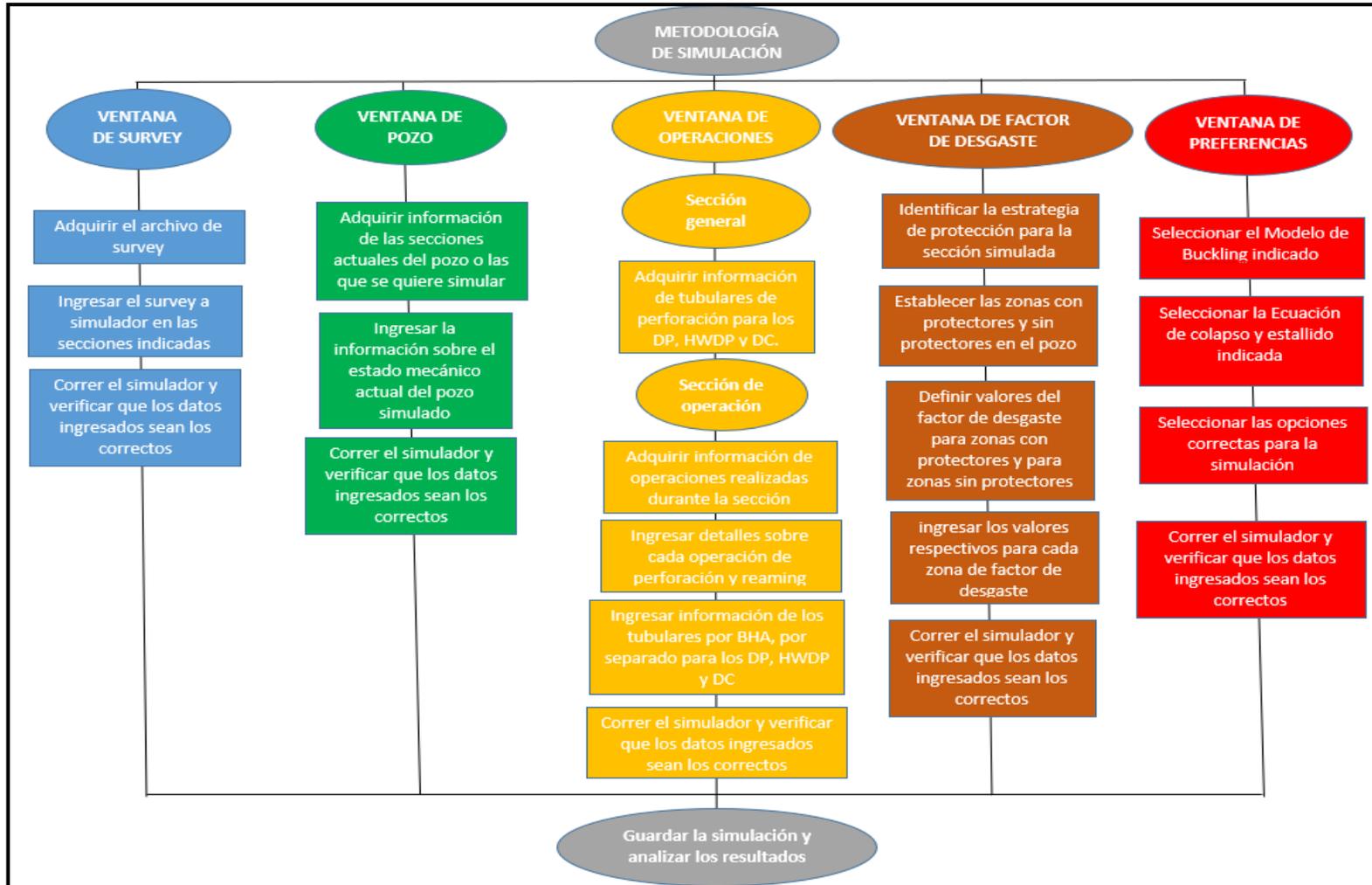


Figura 23. Procedimiento simulación ventana de survey.

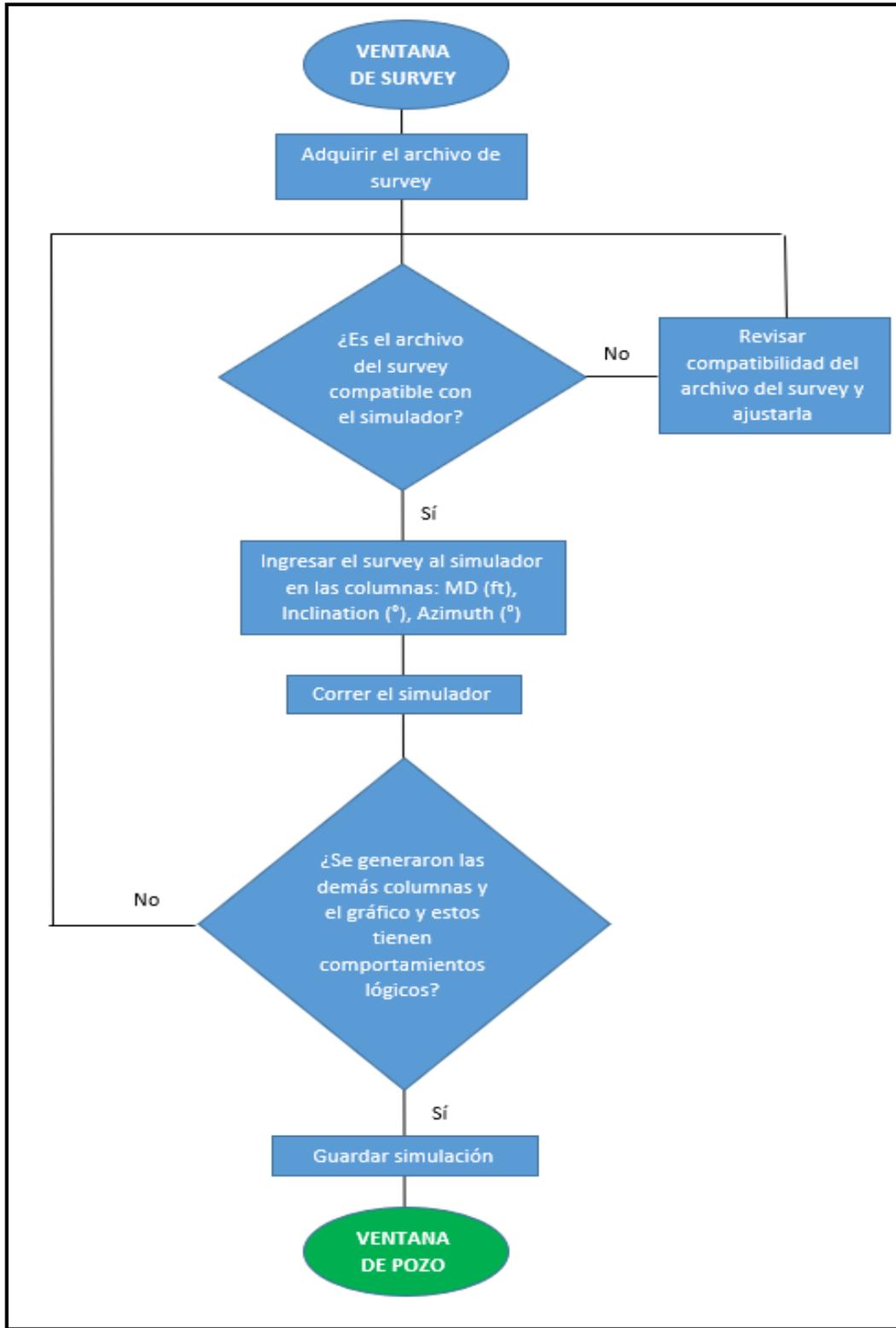


Figura 24. Procedimiento simulación ventana de pozo.

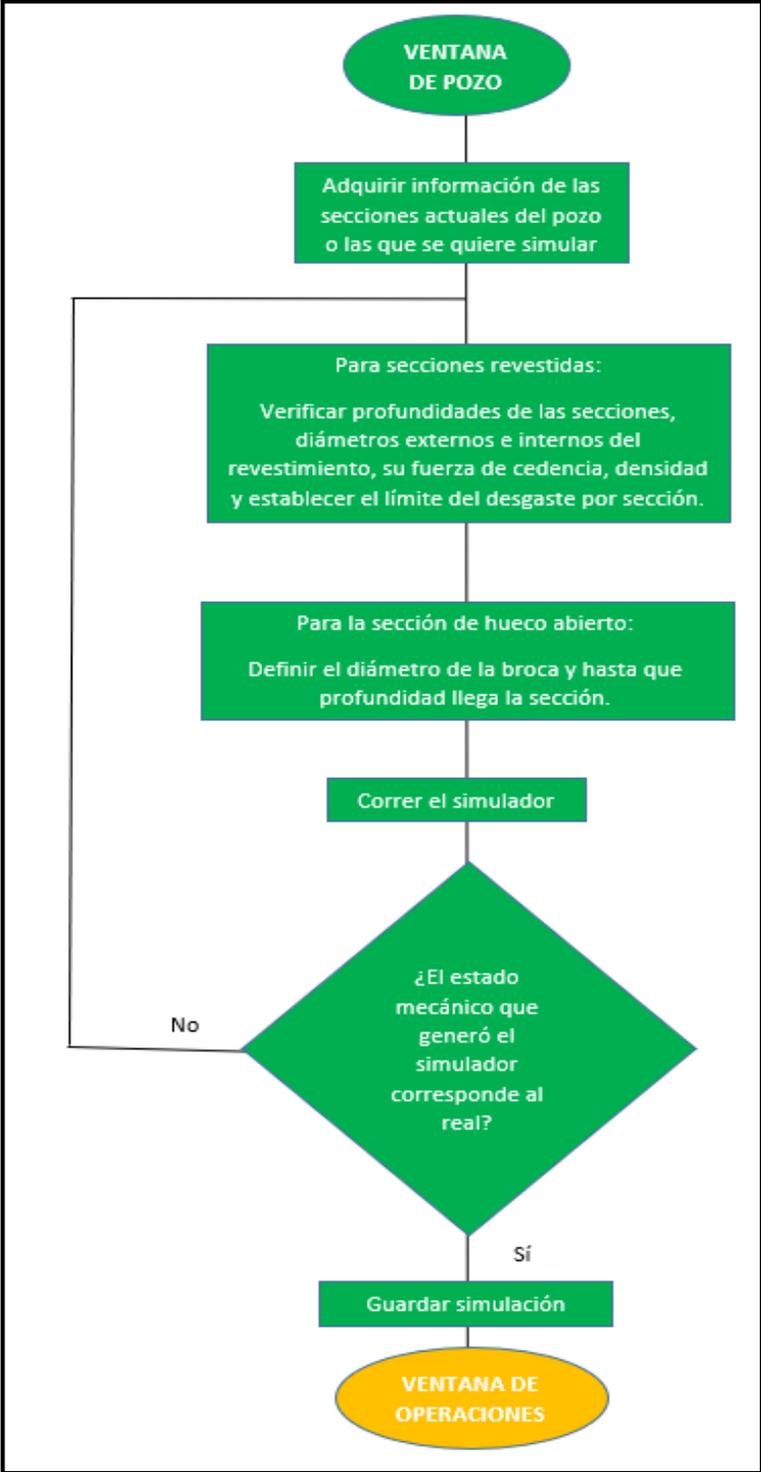
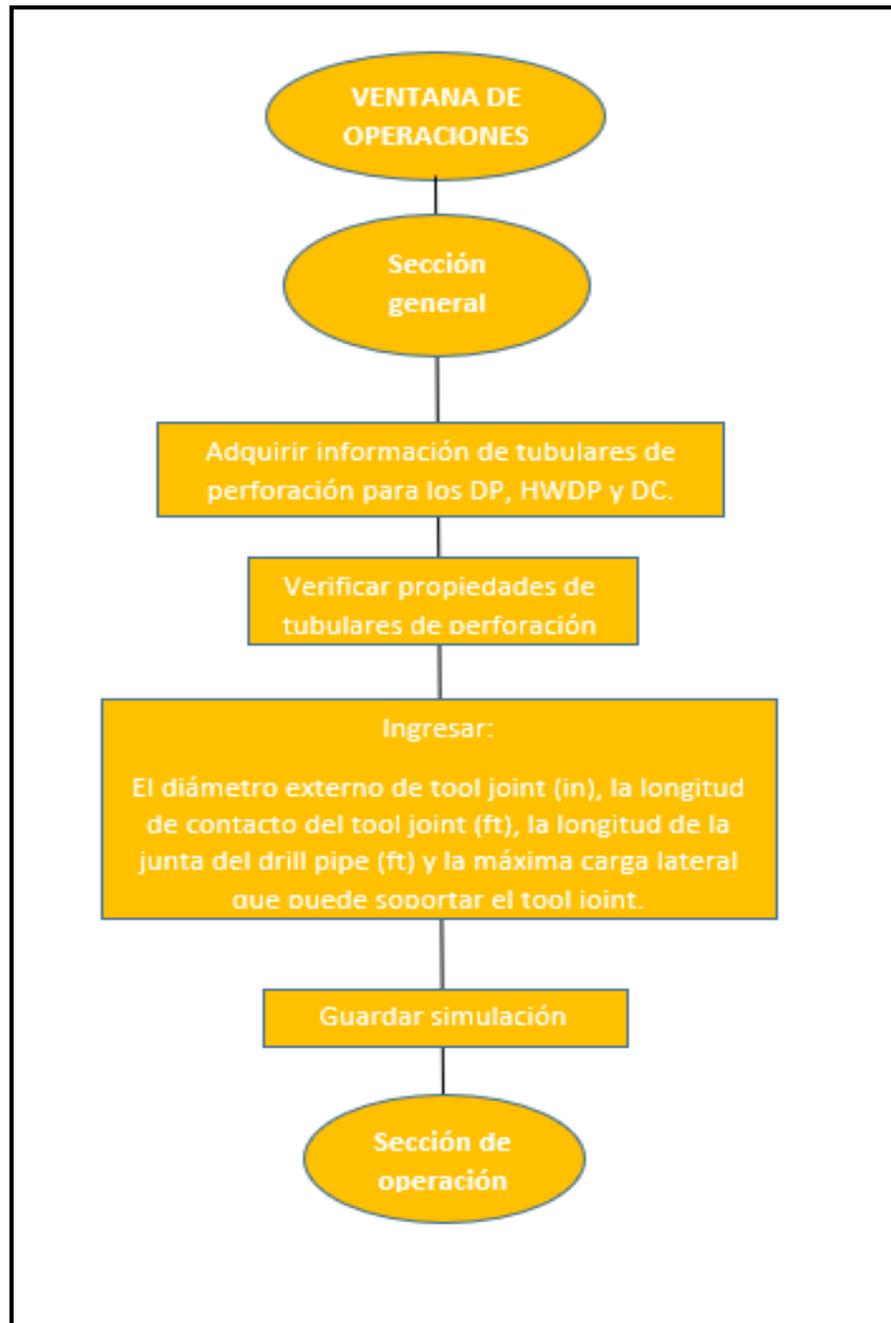
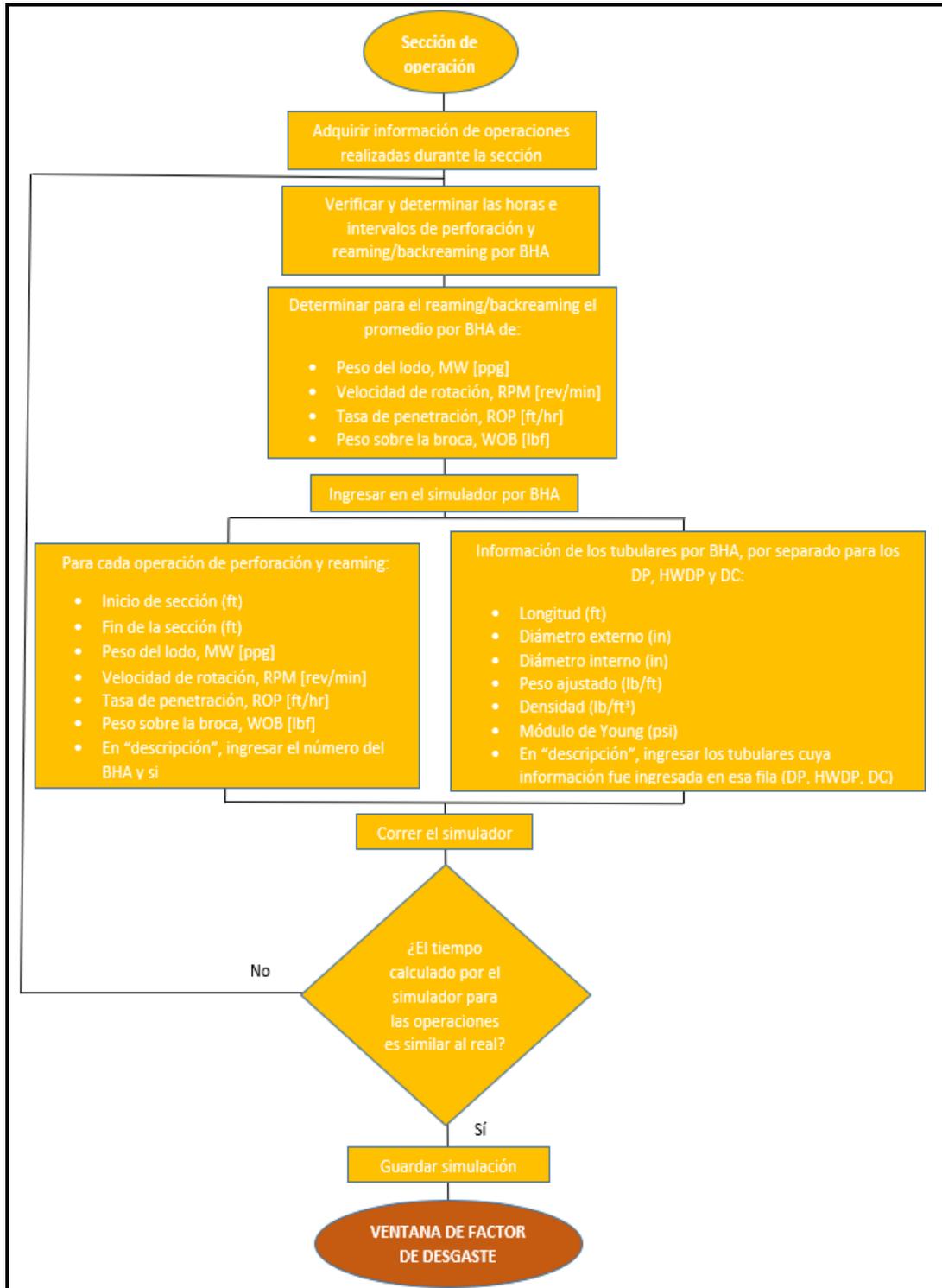


Figura 25. Procedimiento simulación ventana de operaciones sección general.



**Figura 26.** Procedimiento simulación ventana de operaciones sección operación.



**Figura 27.** Procedimiento simulación ventana factor de desgaste.

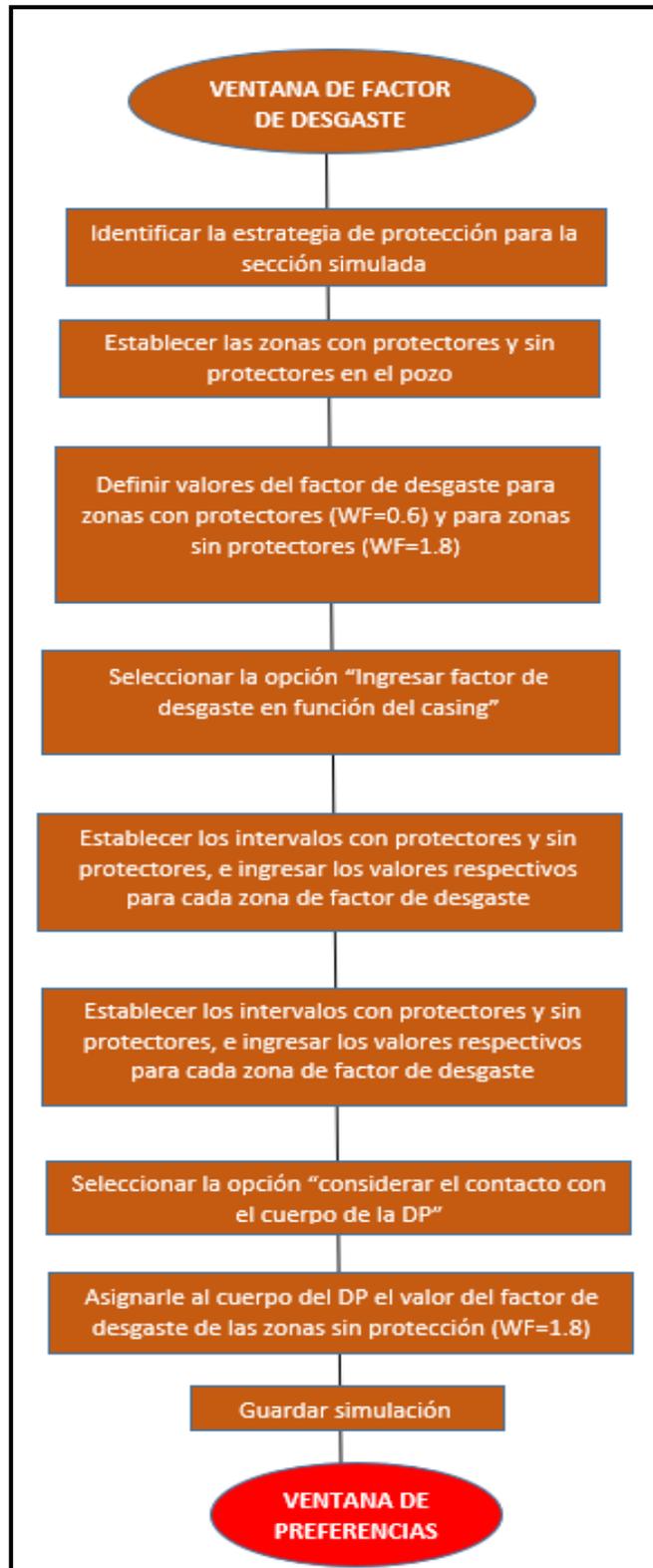
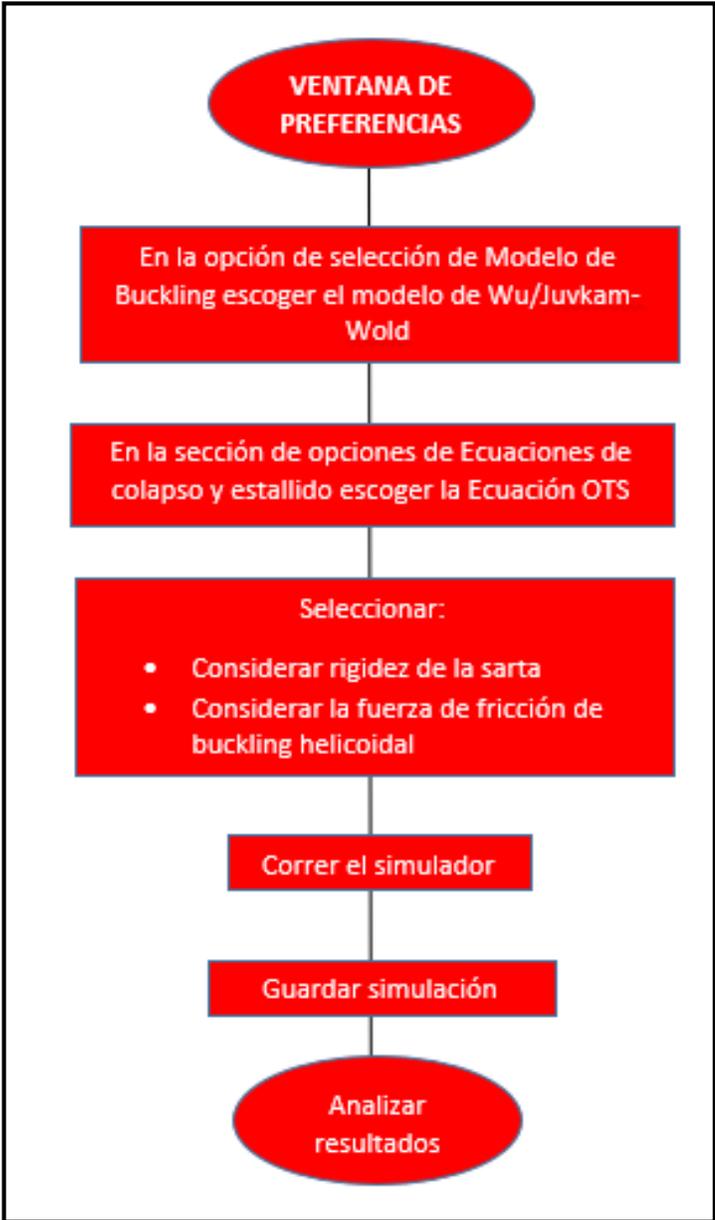


Figura 28. Procedimiento simulación ventana de preferencias.



## 5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN PROPUESTA

Teniendo en cuenta la metodología de estandarización para la simulación del desgaste propuesta en el capítulo anterior, se examinará su implementación aplicándola a la simulación de los dos pozos de estudio (Pauto Sur Cp-10 y Floreña Tp-12), con la finalidad de evaluar si las simulaciones obtenidas realmente se ajustan al desgaste real presentado en estos pozos.

En el siguiente capítulo se analizan los resultados de desgaste obtenidos mediante la nueva metodología y serán comparados con los resultados obtenidos mediante los registros USIT para evaluar el ajuste de la simulación al desgaste real. De la misma manera, se compararán los resultados obtenidos mediante la nueva metodología de estandarización con los presentados en la simulación actual, para evaluar el grado de variación entre un modelo y el otro.

### 5.1 RESULTADOS DEL DESGASTE POZO PAUTO SUR CP-10

En el capítulo anterior se describió detalladamente la metodología de simulación propuesta para el desgaste del revestimiento para el caso de estudio en la compañía Equion Energía. En esta metodología se propusieron diferentes condiciones y recomendaciones para tener en cuenta al momento de simular, las cuales se presentan en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Consideraciones de la metodología de estandarización.

Consideraciones Metodología de Estandarización			
Parámetros		Consideraciones	
Ventana Operación	Operaciones	Perforación y Reaming*	
	Tubulares	Drill pipe, drill collars y HWDP*	
Ventana Factor Desgaste	Ingreso Factor de Desgaste	En función del casing	
	Factor Desgaste	Zona protegida	0,61 E-10/psi
		Zona sin proteger	1,83 E-10/psi
	Contacto drill pipe con el casing	Sí	
	Registro Desgaste	No	
Ventana Preferencias	Modelo Buckling	Wu/Juvkam-Wold	
	Colapso/Estallido	Ecuación OTS	
	Buckling Helicoidal	Sí	
	Modelo Sarta Rígida	Sí	
* se detalla información de manera exacta			

Basándose en lo anterior se realizó la simulación del desgaste, implementando la metodología de estandarización, con la cual se obtuvieron los resultados expuestos a continuación.

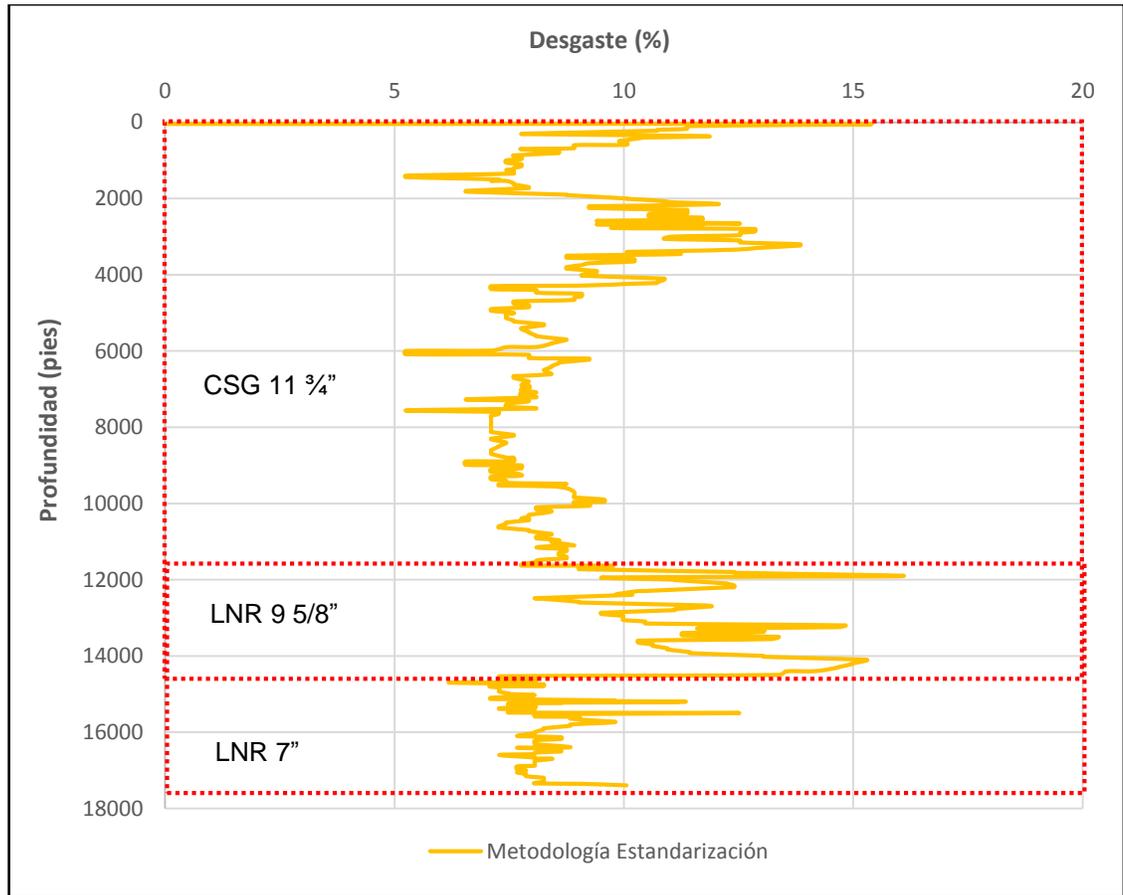
La simulación del desgaste se realizó en los revestimientos que están expuestos al desgaste, los cuales son el casing de 11 3/4", el liner de 9 5/8" y el liner de 7". La simulación se realizó por secciones y los resultados se unieron para tener el esquema del pozo completo.

Como se mencionó en la **sección 4.2.1** el software requiere cierta información de entrada para la simulación. La información requerida para la simulación de estos pozos fue proporcionada por la base de datos de la compañía. Algunos de los archivos requeridos fueron: el reporte de operaciones, archivo del survey, esquema de protección, estado mecánico, reporte de BHA, final well report, ficha técnica de tubulares y ficha técnica de protectores.

**5.1.1 Análisis de los resultados del desgaste simulado.** Teniendo en cuenta la información suministrada anteriormente y las consideraciones expuestas en la **Tabla 15** se llevó a cabo la simulación del desgaste para el Pozo Pauto Sur Cp-10. En el **Anexo C** se presentan las imágenes correspondientes a la simulación, ventana por ventana.

Aplicando la metodología de estandarización se obtuvieron los resultados de la simulación del desgaste presentados a continuación en la **Gráfica 14**.

**Gráfica 14.** Desgaste metodología de estandarización Pozo Pauto Sur Cp-10.



Es importante mencionar que, para hacer un adecuado análisis del desgaste, es necesario entender el comportamiento de los resultados teniendo en cuenta las condiciones de perforación como lo son: el tiempo de perforación, inclinación, azimuth, dog leg severity y características de la sarta de perforación. También se debe hacer el análisis teniendo en cuenta los resultados reales del desgaste, los cuales se obtienen a partir de los registros USIT. No se detallará el efecto de los factores críticos sobre el desgaste, debido a que su comportamiento fue traducido en un factor de desgaste de  $1,83E-10/\text{psi}$ , el cual se trató en la **sección 4.2.2.1** ; el único factor crítico que se tratará por aparte será en las zonas con uso de protectores, en función del esquema de protección implementado.

En primer lugar, se analizará el comportamiento del desgaste simulado de manera general para todo el pozo y seguido de esto se profundizará en el análisis de cada sección, teniendo en cuenta los resultados de la simulación, los valores reales medidos por el registro USIT y las condiciones de las operaciones de perforación de cada fase.

Se debe hacer claridad que, para la compañía, un desgaste mayor al 10% es considerado alto, ya que se puede comprometer la integridad de los revestimientos y la estabilidad del pozo para las operaciones e intervenciones que se vayan a realizar en este.

Como se puede apreciar en la **Gráfica 14**, el desgaste simulado en todo el pozo se encuentra en un rango del 5,24% y 16,11%; donde el punto máximo simulado tiene un valor de 16,11% y se presenta a una profundidad de 11900 pies. Por último, el desgaste promedio para todo el pozo es de 9,01%.

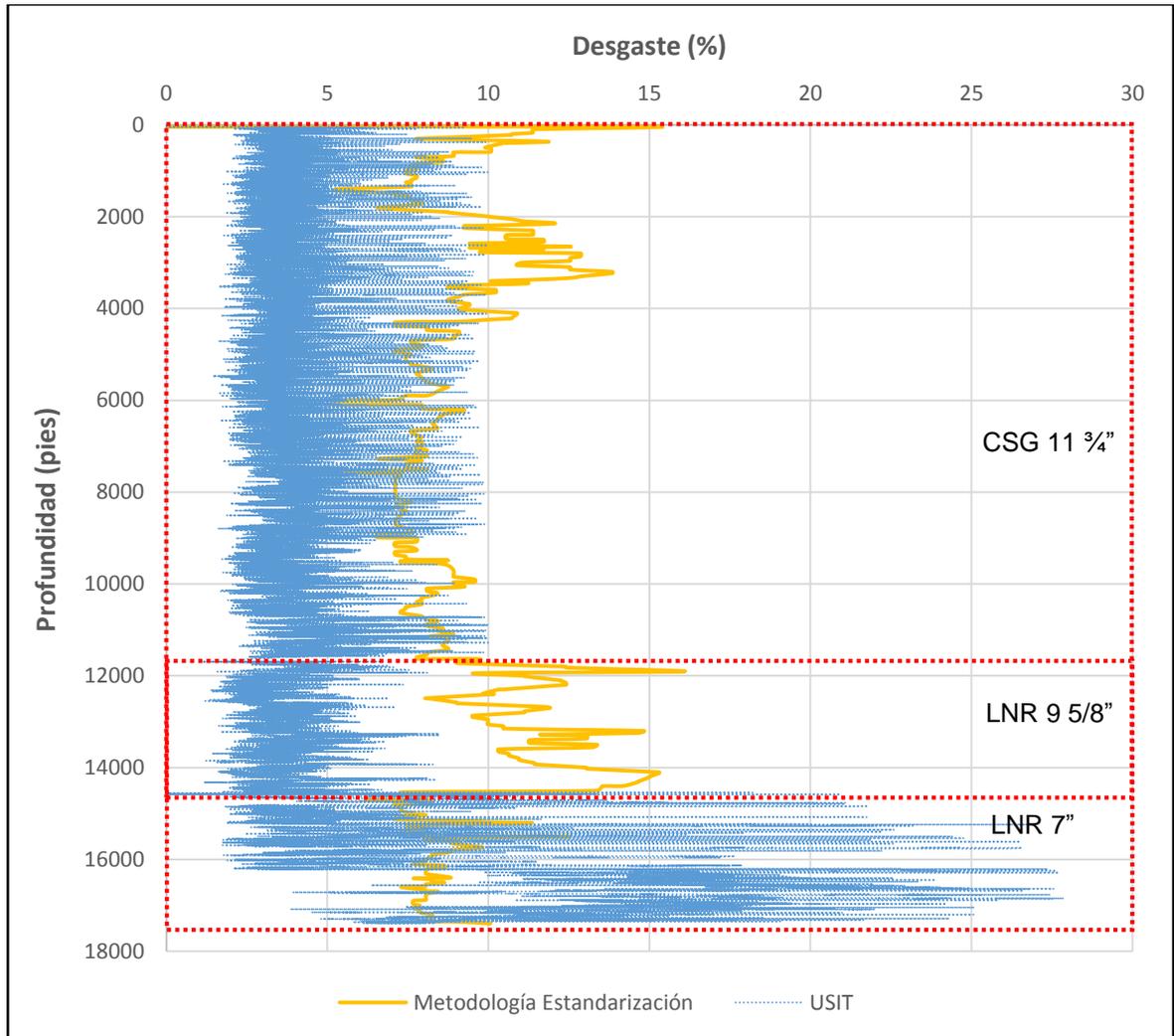
Como se había mencionado al inicio de este trabajo, el desgaste se origina principalmente en los puntos donde existe contacto de la tubería de perforación en rotación con la pared interna del revestimiento; donde estos puntos de contacto están ocasionados principalmente por el cambio de dirección del pozo (azimuth) y el cambio brusco de inclinación, lo cual se puede cuantificar con el DLS, como se había mencionado en la **sección 2.3.3.2**.

El comportamiento del desgaste depende en gran medida del DLS, puesto que cuando se presentan cambios severos de dirección en una longitud medida del pozo de 100 pies, es más posible que se dé un contacto entre la tubería de perforación y el revestimiento; por lo tanto, en los puntos de alto DLS se presentan altos valores de desgaste. Esto se puede evidenciar si se compara el comportamiento de la curva de desgaste y la de DLS, donde se aprecia que en las profundidades donde se presentó alto desgaste, también se dieron altos valores de DLS. Sin embargo, no se debe dejar de lado el análisis sobre la inclinación y el azimuth, ya que son estas medidas la que indican la trayectoria del pozo durante la perforación. La inclinación, el azimuth y el DLS deben ser evaluados simultáneamente para entender comportamiento del desgaste.

En la **Anexo D** se presentan las gráficas de inclinación, azimuth y DLS para el Pozo Pauto Sur Cp-10.

También se presenta la **Gráfica 15**, correspondiente al desgaste del revestimiento obtenido mediante la metodología de simulación y el registro USIT.

**Gráfica 15.** Desgaste metodología de estandarización y USIT, Pozo Pauto Sur Cp-10.



Teniendo en cuenta las gráficas del **Anexo D** y la **Gráfica 15**, se procederá a analizar el desgaste por revestimiento y sección perforada teniendo en cuenta las condiciones de perforación.

**5.1.1.1 Análisis del desgaste casing de 11 3/4".** El análisis del desgaste para este revestimiento se realiza desde superficie hasta una profundidad de 11635 pies, profundidad a la cual se encuentra el tope del liner de 9 5/8".

La simulación del desgaste del casing de 11 3/4" se realizó en función de la perforación de la sección de 10 5/8". Es necesario evaluar el clearance entre el diámetro interno del revestimiento y diámetro externo del drill pipe y los tool joints; el revestimiento tiene un diámetro interno de 10,682", el drill pipe empleado durante la perforación tiene un diámetro externo de 5 7/8" y los tool joints tienen un diámetro

externo de 7". El clearance entre el revestimiento y el drill pipe es de 2,4" y el clearance entre el revestimiento y los tool joints es de 1,8".

De la misma forma, se debe tener presente que el revestimiento estuvo expuesto a 244,65 horas efectivas de perforación y a 33 horas de reaming de backreaming.

Teniendo en cuenta las horas de perforación y reaming a las cuales estuvo expuesto el revestimiento y el bajo clearance respecto a los tool joints, se esperaría que el desgaste diera elevado para toda la sección; por lo tanto, como acción de prevención del desgaste, se usaron protectores no rotativos en el drill pipe para mitigar el desgaste presentado en los puntos de alta inclinación y alta fuerza lateral. El revestimiento se protegió principalmente como se aprecia en el **Anexo E**, dividido en cuatro zonas: 0 - 400 pies, 2000 pies – 3300 pies, 6200 pies a 6800 pies y de 9800 pies – 10000 pies.

La primera zona de análisis es donde el pozo permanece vertical, lo que ocurre en los primeros 2000 pies de profundidad. Esto se puede apreciar en la curva de la inclinación y del DLS, los cuales permanecen en cero grados; el azimuth por su parte presenta una tendencia desfasada la cual se debe a que no existe inclinación en el pozo, por lo cual sus primeras lecturas no son consideradas. Tanto el desgaste simulado como el real permanecen por debajo del 10% en la sección vertical del pozo, considerándose un valor bajo. Este bajo valor también se debe a que se protegieron 400 pies de esta zona.

Desde 2000 pies hasta 3200 pies se presenta un incremento en el desgaste debido a que el pozo deja de ser vertical y se empieza a construir inclinación, aumentándose en 10° y alcanzando un valor de DLS de 1,68°/100 pies a 3200 pies, generando que se presente el valor máximo de desgaste simulado para la sección de 11 ¾" de 13,85% a esta profundidad. El desgaste simulado muestra un valor muy elevado, presentando un desfase mayor respecto al real. Teniendo en cuenta que se usan protectores en esta zona el desgaste simulado debería ser menor; sin embargo, en la simulación prevalece el alto DLS presentado y el alto cambio de inclinación, por lo que se aprecia que estos factores priman por encima del bajo factor de desgaste que se ingresó en esta zona debido a que está protegida.

Desde 3200 pies hasta 4000 pies, hay un cambio de inclinación bajo de 5°, un cambio de dirección moderado de 10° y el DLS disminuye a 0,7°/100 pies. Como se mencionó con anterioridad, la segunda zona protegida está entre 2000 pies y 3200 pies, por lo que esta zona de estudio se encuentra desprotegida; a pesar de esto, el desgaste simulado presenta una disminución por las condiciones de inclinación y dirección. El desgaste en esta zona pasa de ser de 13,85% a 9,08% en promedio, permaneciendo por debajo del límite establecido. El desgaste real también permanece por debajo del 10% y se evidencia que su comportamiento es similar al desgaste simulado.

Desde 4000 pies hasta 6000 pies, los cambios de inclinación y dirección son moderados. La inclinación presenta un aumento de 8°, el azimuth tiene un cambio de dirección de 2° y el DLS permanece por debajo de los 1,5°/100 pies durante esta zona de análisis. Esta zona no se protegió debido a los bajos cambios de inclinación y dirección que presentó el pozo. El desgaste simulado en 4100 pies es de 10,89% y a partir de esta profundidad presenta una disminución hasta 6000 pies de profundidad donde se mantiene en un rango de 5,24% a 9,08%. Por su parte el desgaste real permanece entre 2% y 9,24%. Ambas curvas mantienen un comportamiento similar, aunque es evidente que el desgaste real es menor que el simulado en algunos puntos debido a la tortuosidad presentada en esta zona.

A partir de 6000 pies hasta 9500 pies, el desgaste simulado permanece bajo, en un rango de 5,24% a 9,25%, siendo la zona que más bajo desgaste presenta en todo el revestimiento; si se compara este desgaste respecto al real se evidencia que en esta zona es donde se presenta el mayor ajuste de las dos curvas en todo el pozo. Lo anterior se debe principalmente a que hay baja variación en la inclinación y en la dirección, al igual que en el DLS el cual sigue permaneciendo por debajo de los 2,1°/100 pies. Es importante mencionar para esta zona se protegieron 400 pies, los cuales ayudaron a disminuir el contacto entre la sarta de perforación y la pared interna del casing.

La última zona por evaluar para este revestimiento es de 9500 pies hasta 11635 pies. En esta zona la inclinación tiene una disminución de 3°, la dirección continúa cambiando y el DLS continúa por debajo de los 2,1°/100 pies. El desgaste simulado está en un rango de 7,27% y 9,74%, siendo este un valor moderado. El desfase presentado entre ambos resultados es de aproximadamente un 4%.

Haciendo un resumen teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, el desgaste simulado máximo es de 13,85% a una profundidad de 3200 pies, y el desgaste promedio presentado en todo el revestimiento es de 8,62%.

**5.1.1.2 Análisis del desgaste liner de 9 5/8".** Teniendo en cuenta el estado mecánico de este pozo presentado en el **Anexo A**, el análisis del desgaste de este revestimiento se hace desde 11635 pies hasta 14535 pies, teniendo un total de 2900 pies de tubería expuesta al desgaste.

El desgaste del liner de 9 5/8" se genera como consecuencia de la perforación de la sección de 8 1/2". El liner tiene un diámetro interno de 8,535", el drill pipe empleado durante la perforación tiene un diámetro externo de 5" y los tool joints tienen un diámetro externo de 6 5/8". El clearance entre el revestimiento y la sarta es de 1,75", y el clearance entre el revestimiento y los tool joints es de 0,96". Tanto la distancia que separa al revestimiento del drill pipe, como la distancia que separa al revestimiento de los tool joints es baja, dándose así más posibilidad de que la sarta se recueste contra el revestimiento en los puntos de alta inclinación y que los tool joints roten contra el revestimiento.

Esta sección estuvo expuesta a 1180,77 horas de perforación efectiva y a 195 horas de reaming y backreaming. Este liner es el revestimiento que más tiempo estuvo expuesto a la rotación total de la sarta, de 1376 horas, lo que haría esta sección propensa a que se presentara un alto desgaste. No obstante, es necesario evaluar otras características de perforación como el clearance entre el diámetro interno del liner y el diámetro externo del drill pipe y los tool joints, además de la tortuosidad del pozo.

Este revestimiento únicamente se protegió desde 11700 pies hasta 12000 pies, estando protegidos 300 de los 2900 pies que están expuestos al desgaste.

Desde 11635 pies hasta 11900 pies, la inclinación del pozo disminuye  $2^\circ$ , el azimuth se mantiene en  $207^\circ$  y el DLS aumenta su valor hasta alcanzar  $1,8^\circ/100$  pies, empezándose a considerar este como un valor alto. A pesar de que esta zona está protegida 200 pies, el desgaste simulado presenta un gran incremento, alcanzando 16,11%, siendo el desgaste máximo obtenido para toda la simulación del pozo, aunque no se aproxima al USIT en este punto, el cual es de 8%. Este desfase se presenta principalmente porque el simulador da prioridad al DLS, a pesar de que se reduce el factor de desgaste para las zonas protegidas no fue suficiente para que se ajustara al valor real.

Desde 11900 pies hasta 13150 pies, hay un aumento en la inclinación de  $10^\circ$  y el azimuth permanece constante, por su parte el DLS presenta una disminución alcanzando un valor de  $0,77^\circ/100$  pies. El desgaste simulado disminuye, pasando de 16,11% a 10,47%. A pesar de esta disminución, en 12150 pies se presenta un valor de desgaste de 12,4% siendo un valor elevado. Se logra disminuir el desgaste simulado como consecuencia de la estrategia de protección, pero no es suficiente la disminución para lograr un ajuste de la curva respecto al desgaste real. El desgaste real permanece por debajo de 8,4% y tiene un promedio de 6% para esta zona, teniendo en cuenta que se protegieron 100 pies.

A partir de 13150 pies hasta 14000 pies, la inclinación y el azimuth se mantienen constantes (presentando una mínima variación la cual no alcanza a ser un grado), y el DLS presenta una disminución. En esta zona ocurren principalmente dos eventos para el desgaste simulado; en el primero hay un aumento en el desgaste, donde se alcanza un valor de 14,82% a una profundidad de 13200 pies, y en el segundo evento hay una disminución en el desgaste, teniendo en 14000 pies un valor de 13,04%. El desgaste real no supera el 10% en ningún punto a pesar de que no se usan protectores; este bajo valor se debe a que no hay cambios bruscos en la inclinación y la dirección. Las curvas no presentan ajuste en esta zona.

La última zona por evaluar comienza en 14000 pies y va hasta 14535 pies. La inclinación no presenta cambios, pero el azimuth presenta un cambio de  $14^\circ$  y el DLS alcanza un valor de  $2,06^\circ/100$  pies. A una profundidad de 14120 pies se alcanza un valor de desgaste simulado de 15,3%, posterior a esto se disminuye el

desgaste simulado promedio hasta tener un valor de 7,28%. En esta zona tampoco se ajustan las curvas de desgaste, pues el desgaste real permanece por debajo del 8,5% ya que no hay cambios bruscos en la dirección del pozo.

Como síntesis de lo mencionado anteriormente, el desgaste simulado máximo de este liner es de 16,11% a una profundidad de 11900 pies y el desgaste promedio es de 11,78%. El liner de 9 5/8" es el revestimiento que más desgaste presenta en la simulación; sin embargo, al compararlo con el USIT las curvas no presentaron un adecuado ajuste, ya que la simulación sobrestima el desgaste real debido a que da prioridad a los cambios de inclinación y dirección en el pozo que a los diferentes factores de desgaste que se usan cuando se tiene una zona protegida o no.

A pesar de que este es el revestimiento que más tiempo está expuesto a las operaciones de perforación, los cambios en la tortuosidad del pozo no fueron tan pronunciados como para incrementar el desgaste por encima de un 10%. Esto también se debe a que la estrategia de protección que se usó fue efectiva.

**5.1.1.3 Análisis del desgaste liner de 7".** Basándose en el estado mecánico de este pozo, presentado en el **Anexo A**, el análisis del desgaste de este revestimiento se hace desde 14535 pies hasta 17398 pies, dándose un total de 2863 pies expuestos al desgaste.

El desgaste del liner de 7" se genera como consecuencia de la perforación de la sección de 6", donde el diámetro interno del liner es de 6,094", el drill pipe empleado durante a perforación tiene un diámetro externo de 4" y los tool joints tienen un diámetro externo de 4 7/8". El clearance entre el revestimiento y la sarta es de 1,05", y el clearance entre el revestimiento y los tool joints es de 0,61". El espacio presentado entre los tool joints y el revestimiento es el más bajo del pozo, por lo cual en los puntos de cambios bruscos de inclinación y dirección hay alta probabilidad de que haya contacto entre los tool joints y el revestimiento. Además de esto, el liner estuvo expuesto a 482 horas de perforación efectiva y a 88 horas de reaming y backreaming.

El revestimiento únicamente se protegió en una zona, desde 14800 pies hasta 16200 pies, estando protegidos 1400 pies de los 2863 pies expuestos al desgaste, por lo que se protege aproximadamente la mitad del revestimiento.

El análisis de este liner se puede hacer para dos zonas principalmente. La primera zona se evalúa desde 14535 pies hasta 15500 pies; en esta zona la inclinación tiene un cambio de 2°, el azimuth tiene un cambio de 8° siendo este un cambio de dirección pronunciado y el DLS presenta un aumento llegando a tener 7,67°/100 pies a 15217 pies. El desgaste simulado comienza teniendo un valor de 7,28% y empieza a aumentar, hasta terminar en un valor de 12,52%, siendo este el valor más alto presentado en el revestimiento. El desgaste real presenta un incremento importante respecto a los revestimientos anteriores. Esto se debe principalmente al

aumento en el DLS y al bajo clearance que existía, por lo cual el valor del desgaste llega a superar el 20% en diferentes puntos de esta zona, llegando a este desgaste alto a pesar del uso de protectores no rotativos. A pesar de este aumento, la curva del simulador subestima el desgaste y no es capaz de reproducir su comportamiento correctamente, lo que se puede atribuir a las pocas horas de rotación de la sarta en comparación a otros revestimientos.

La segunda zona se evalúa a partir de 15500 pies hasta 17398 pies, donde se presenta una disminución en la inclinación de 8° y en la dirección del pozo de 49°. Estos cambios bruscos de dirección e inclinación generan que el DLS llegue a dos puntos máximos en el pozo, donde el mayor alcanzado para todo el pozo tiene un valor de 8,21°/100 pies a una profundidad de 15591 pies. Desde 15600 pies el DLS disminuye hasta una profundidad de 17357 pies donde alcanza un valor de 4,04°/100 pies; de la misma manera el desgaste simulado disminuye y alcanza un valor de 10,03%. Para esta zona el desgaste real también supera el simulado, y alcanza el valor más alto de todo el pozo de 27,87% a 16850 pies; este incremento en el desgaste es reflejo del alto DLS presentado y del bajo clearance presente.

Haciendo un breve resumen de los analizado con anterioridad, el desgaste máximo simulado en este revestimiento es de 12,52%, el cual se presenta a una profundidad de 15500 pies y el desgaste simulado promedio es de 8,2%. El desgaste simulado es muy bajo comparado con el real, por lo que se presenta una subestimación importante en la simulación, pues los valores reales superan un 20% en diferentes puntos debido al incremento en el DLS y la simulación no logra reproducir este aumento.

En las **Tablas 16, 17 y 18** se presenta una síntesis del análisis del desgaste para los revestimientos de este pozo.

**Tabla 16.** Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 11 3/4".

Sección 11 3/4"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
0 -2000	400	0	-	0	<10	
2000 -3200	1200	10	267	1,68	13,85	
3200 - 4000	100	15,29	247	2,18	9,08	
4000 - 6000	0	23,32	243	1,43	10,89	
6000 - 9500	600	28,45	222,47	2,09	9,25	
9500 - 11635	200	26,58	207,36	1,99	9,74	
Otros Datos						
Clearance (pulg)	CSG-DP= 2,4		CSG-TJ= 1,8			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 277,65		Perforación= 244,65		B/reaming= 33	

**Tabla 17.** Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 9 5/8".

Sección 9 5/8"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
11635 - 11900		200	27,96	206,85	1,8	16,11
19000 - 13150		100	33,37	211,94	1,6	12,4
13150 - 14000		0	33,58	211,48	1,68	14,82
14000 - 14535		0	33,51	195,41	2,06	15,3
Otros Datos						
Clearance (pulg)	LNR-DP= 1,75		LNR-TJ= 0,96			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 1375,77		Perforación= 1180,77		B/reaming= 195	

**Tabla 18.** Análisis desgaste Pauto Sur Cp-10 sección 7".

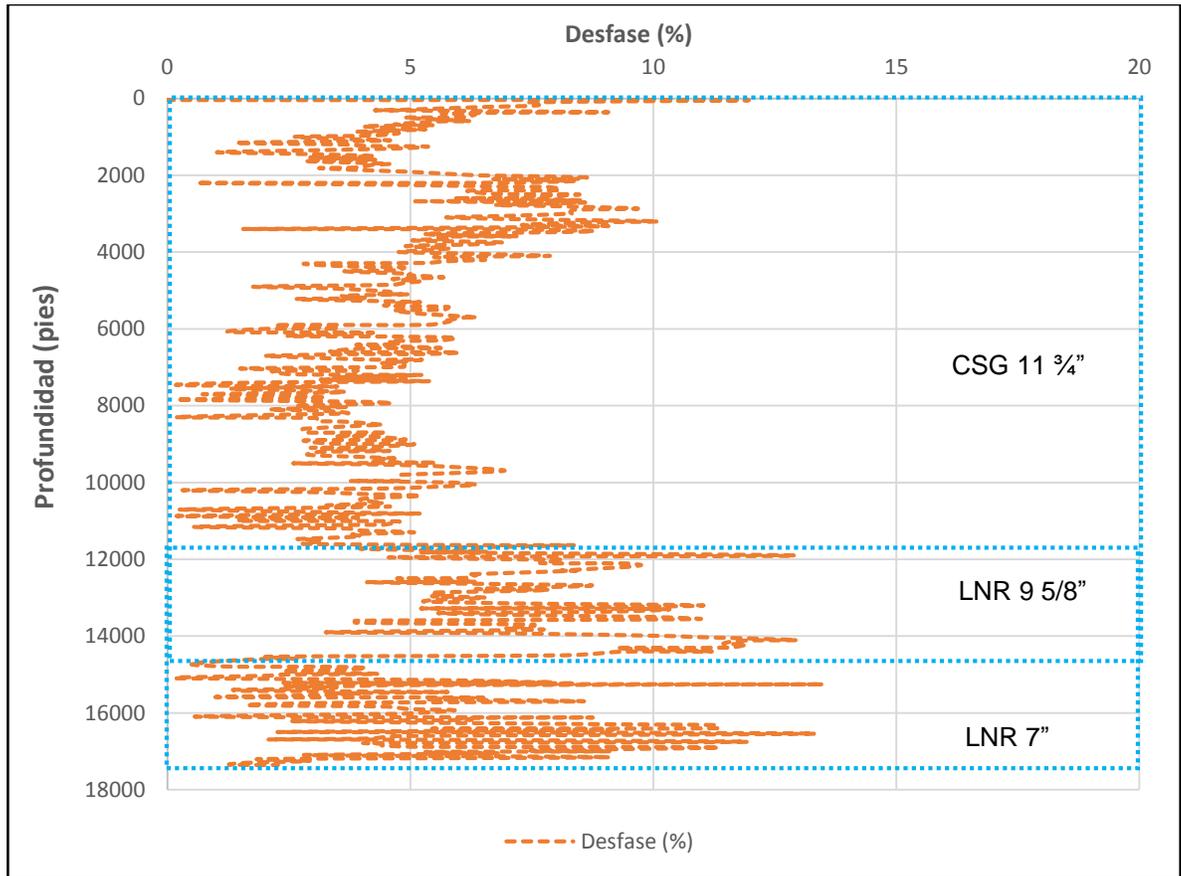
Sección 7"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
14535 - 15500		700	35,65	185,77	7,67	12,52
15500 - 17398		700	29,35	137,37	8,21	10,03
Otros Datos						
Clearance (pulg)	LNR-DP= 1,05		LNR-TJ= 0,61			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 570		Perforación= 482		B/reaming= 88	

**5.1.2 Desfase de los resultados obtenidos.** La metodología de estandarización desarrollada para la simulación del desgaste se propuso teniendo en cuenta las condiciones más reales para modelar el desgaste, sin embargo, al ser una simulación siempre será un modelo teórico. Aunque los resultados de la simulación se aproximen a los reales, siempre existirán puntos donde no tendrán el mismo comportamiento. Por esta razón, a pesar de que los resultados de la simulación bajo la metodología de estandarización se aproximen y tengan la misma tendencia que los resultados reales, existe un desfase.

En la **Gráfica 15** donde se presenta el desgaste simulado y el desgaste obtenido por el USIT, se pueden observar zonas donde hay más desfase que otras en las cuales se sobrestima o subestima el desgaste. Para cuantificar el desfase se empleó la **Ecuación 5**, evaluando los valores de desgaste simulado y real en las profundidades del survey.

En la **Gráfica 16** se muestra el desfase entre el desgaste simulado y el desgaste real.

**Gráfica 16.** Desfase metodología de estandarización y USIT Pozo Pauto Sur Cp-10.



La mejor aproximación de la simulación respecto al desgaste real se obtuvo en el revestimiento de 11  $\frac{3}{4}$ ”, en el cual la diferencia entre ambos resultados fue menor al 10% para la mayoría de la sección a excepción de un punto que supera este valor; como se considera que un desfase entre menor al 10% es bajo, los valores simulados aún son confiables. Si se tiene en cuenta la **Gráfica 15**, se puede observar que de 2000 pies a 3456 pies el desgaste simulado no se ajusta al real y sobrestima su valor, por lo cual es la zona donde se presenta el mayor desfase para este revestimiento, alcanzando aproximadamente un valor del 10%. Desde 4000 pies a 11635 pies el desfase permanece menor al 7% y es la zona que mejor ajuste tiene de todo el pozo.

Los resultados obtenidos para 11  $\frac{3}{4}$ ” indican que hubo un buen ajuste de las curvas y que los resultados obtenidos mediante la simulación son confiables.

En la gráfica de desgaste donde se compara la simulación con el desgaste real, se puede apreciar que para los dos liners siguientes no existe un ajuste completo de las curvas. Para el liner de 9  $\frac{5}{8}$ ” el desfase permanece en un rango de 3,25% a

12,94% teniendo algunos puntos que superan el 10%. El desfase presentado en este revestimiento se debe a una sobrestimación por parte de la simulación del desgaste real, aunque aún se siguen manteniendo valores del desfase moderados, siendo mayoritariamente menores al 10%.

El liner de 7" presenta variaciones en el desfase desde el 1% al inicio de la sección hasta de casi el 14%, lo que determina la fluctuación en el comportamiento de ambas curvas a lo largo de la sección. El punto de mayor desfase se presenta en este revestimiento a una profundidad de 15257 pies y con un valor de 13,49%. El desfase se presenta debido a una subestimación del desgaste real, donde los resultados de la simulación permanecieron por debajo de los resultados de los valores obtenidos con el USIT. A pesar de que se supera el 10% de desfase nunca se llega a sobrepasar valores del 15%, por lo que el desgaste sigue siendo moderado.

Si se tiene un desfase entre el 15% y el 20% se empieza a considerar este como un valor alto, el cual empieza a perder proximidad con los valores reales y deja de ser confiable. Para este pozo el desfase permanece moderado, lo cual indica que los resultados de la simulación son confiables.

**5.1.2.1 Comparación cuantitativa simulación y registro USIT.** Como se mencionó en la sección anterior, el ajuste de la simulación respecto a los valores reales del desgaste fue en general buena, donde se tienen algunos puntos que superan el 10% de desfase.

Para tener una idea clara de la diferencia entre los resultados simulados y los reales, se desarrolló una tabla dividida por secciones o revestimientos donde se presenta la comparación cuantitativa entre los resultados obtenidos en la simulación mediante la metodología de estandarización y los obtenidos mediante el registro USIT, comparando el desgaste máximo y el promedio, así como las profundidades donde se presenta el desgaste máximo. También se incluye el desfase para dar una idea del ajuste obtenido.

La tabla se desarrolló basándose en las gráficas presentadas en la **sección 5.1.1** y por los resultados obtenidos en la simulación y el desfase.

A continuación, se presenta la **Tabla 17**, en la cual se encuentra la comparación cuantitativa entre los resultados obtenidos en la simulación y el registro.

**Tabla 19.** Comparación cuantitativa desgaste metodología de estandarización y USIT Pozo Pauto Sur Cp-10.

Sección	Comparación Cuantitativa del Desgaste				
	Metodología de Estandarización		Registro USIT		Desfase
	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Promedio (%)
11 3/4"	15,00 @ 42 pies	8,56	9,99 @ 11278 pies	3,87	4,65
9 5/8"	16,11 @ 11900 pies	11,71	8,49 @ 13298 pies	3,64	7,9
7"	12,52 @ 15500 pies	8,21	27,86 @ 16850 pies	9,66	4,67

Hay diferentes puntos a tratar teniendo en cuenta la tabla anterior. El primero de ellos es el desgaste máximo y las profundidades a las cuales se presenta tanto para la simulación como para el desgaste real. Como se evidencia el desgaste máximo se presenta a diferentes profundidades para el desgaste simulado y el real. Un ejemplo claro es para el revestimiento de 11 3/4", donde el valor máximo da a profundidades totalmente diferentes y alejadas; esto se debe principalmente a que el simulador es un reflejo del comportamiento del DLS y el desgaste real no siempre refleja sus lecturas más altas en los mismos puntos que el DLS. En ningún revestimiento coinciden las profundidades del desgaste máximo; sin embargo, para el liner de 7" la zona donde se refleja el máximo desgaste para las lecturas del USIT, también se presenta un desgaste alto para la simulación.

El segundo punto por tratar es con respecto al desgaste promedio para cada metodología de evaluación. Se esperaría que la sección de 11 3/4" tuviera un desgaste promedio similar para ambas metodologías debido a que es la sección que más ajuste tiene, pero para la simulación se tiene un promedio de 8,56% para esta sección, lo cual se debe a que hay aproximadamente 1800 pies donde el desgaste supera el 10% y por eso el valor promedio permanece alto, a diferencia del promedio del desgaste real, el cual se mantiene por debajo del 4%. El liner de 9 5/8" por su parte tiene un desgaste promedio elevado para la simulación, de casi 12%, como consecuencia de la sobrestimación presentada, mientras que las lecturas del registro USIT mantienen un promedio por debajo del 4%. Por último, el liner de 7" presenta resultados de desgaste promedio aproximados, a pesar de que hay una subestimación en los resultados no genera un desfase tan elevado como el liner anterior.

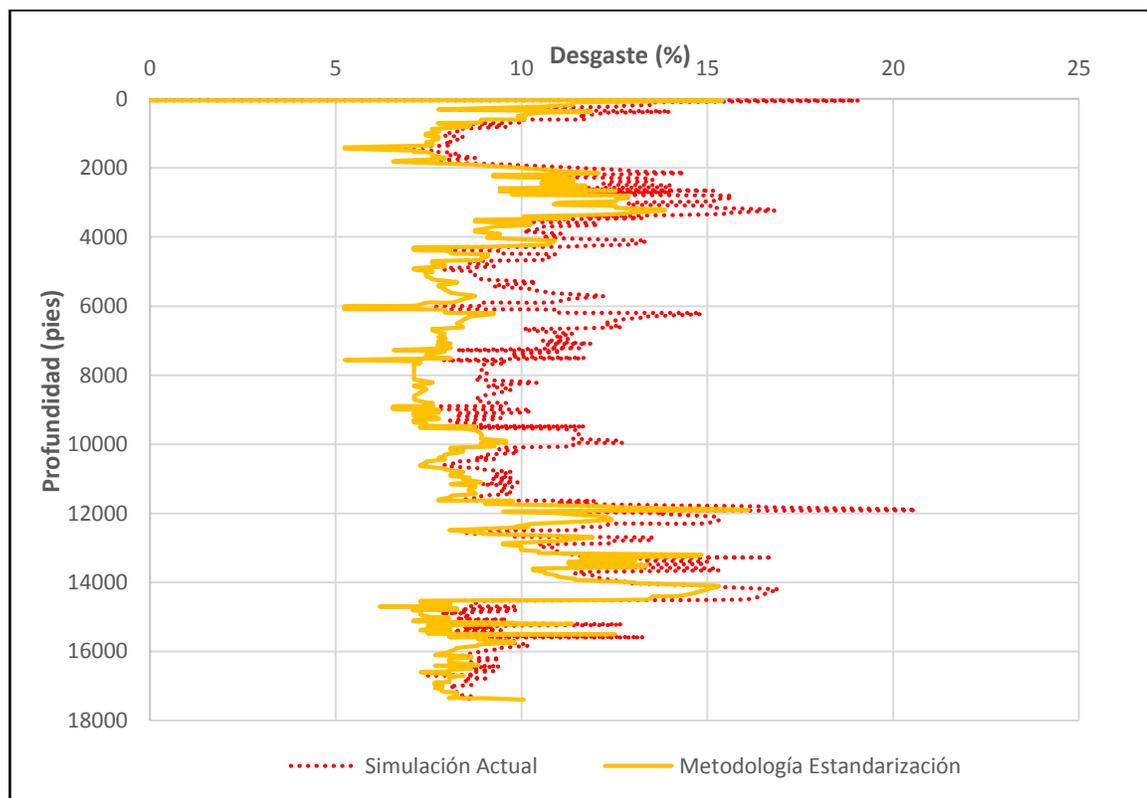
El último punto por evaluar corresponde al desfase promedio para cada sección. Como se había analizado y explicado con anterioridad el casing de 11 3/4" es el revestimiento que menos desfase presentó por lo cual su promedio es el menor, de tan solo 4,65%, caso contrario sucede con el liner de 9 5/8" donde se obtuvo un alto desfase y su promedio así lo demuestra, el cual casi alcanza el 8%, siendo el revestimiento que menos ajuste tiene. Aunque el liner de 7" presenta valores altos de desfase, su promedio de desfase es menor al 5%, lo cual se da porque a pesar de la subestimación que se dio en este revestimiento, se logró ajustar en cierta medida las curvas del desgaste.

**5.1.3 Comparación resultados simulación actual y metodología de estandarización.** Como se ha mencionado en el desarrollo del presente trabajo, la simulación desarrollada actualmente por la empresa no tenía una estandarización y se podían tomar diferentes condiciones para simular para cada caso, dependiendo de las consideraciones que tuviera el usuario en ese momento. Es por esta razón que se propuso la metodología de estandarización, tomando en cuenta las condiciones más reales y que más se ajustaran a la perforación de un pozo en el Piedemonte Llanero.

Ya se analizaron los resultados obtenidos en la simulación con los resultados del registro USIT, obteniendo en general un buen ajuste y un desfase moderado para todo el pozo. Ahora es necesario comparar los resultados obtenidos en la simulación actual y los obtenidos mediante la metodología de estandarización.

En la **Gráfica 17** se presentan las curvas de desgaste para ambas simulaciones, donde se puede apreciar el comportamiento de cada una y la diferencia entre ambas.

**Gráfica 17.** Desgaste simulación actual y metodología estandarización Pauto Sur Cp-10



Los valores de desgaste de la simulación actual son mayores que los obtenidos en la metodología propuesta. Esto se debe principalmente al uso de un único factor de

desgaste de un valor de 3 para todo el pozo, sin discriminar las zonas donde había protección.

Se aprecia que ambas simulaciones tienen el mismo comportamiento, con la diferencia de que la simulación actual tiene valores mayores. Cuando se habla del mismo comportamiento se hace referencia a los picos de las curvas, ambas gráficas tienen los mismos picos y tendencias, variando tan solo el valor del desgaste. Como se explicó con anterioridad, la simulación del desgaste tiene un comportamiento muy similar al del DLS, por lo cual los puntos donde se tienen los valores máximos de desgaste son el reflejo de los valores máximos de DLS para ambas curvas, por esto coinciden las tendencias de las dos curvas de simulación.

La diferencia entre ambas curvas es evidente para todo el pozo; hay pocos puntos donde se cruzan, pero la zona donde más se nota la diferencia entre las simulaciones es a partir 5200 pies hasta 9958 pies; en esta zona se mantiene una diferencia aproximada del 5% entre ambas curvas.

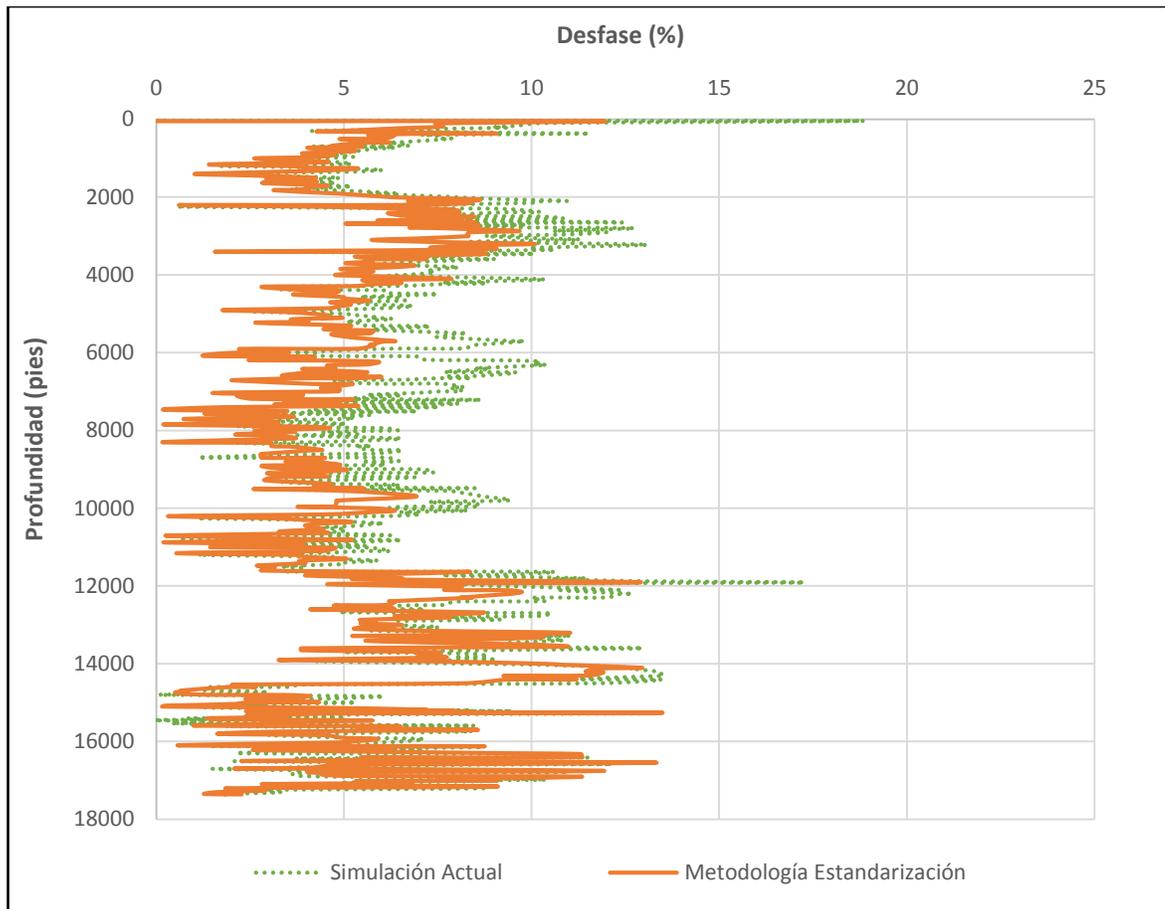
Desde 14700 pies hasta 17398 pies, las curvas permanecen muy cerca, y aunque no se cruzan, sus valores de desgaste son aproximados y esto es una incongruencia debido a que en la metodología de estandarización se consideran el uso de protectores y en la simulación actual se omite la influencia de estos sobre el desgaste. Ambas lecturas permanecen bajas considerando que hay dos puntos de DLS que superan los 8°/100 pies en esta zona. Esto debe darse debido a que para el simulador las horas de rotación no son suficientes como para que se genere un desgaste excesivo en el revestimiento, a pesar de que se sabe que aquí fue donde más desgaste sufrió debido al bajo clearance que existía.

La similitud de ambas curvas en esta sección final, teniendo en cuenta que la metodología actual solo tomó un factor de desgaste para todo el pozo, mientras que en la metodología de estandarización se tuvo presente las zonas donde se corrieron protectores para disminuir el factor de desgaste, determina que en la sección de 7" el factor de desgaste parece tener menos influencia que en las demás zonas, además de que la simulación no logra reproducir el gran desgaste que se genera debido a los altos DLS que se dieron en esta zona.

En la metodología de estandarización los resultados del desgaste permanecen por debajo del 17%, mientras que los resultados de la metodología actual alcanzan valores del 21%.

Es importante entender la diferencia en términos de desgaste entre ambas curvas, pero es más importante aún determinar cuál de las dos metodologías es la que más ajuste tiene respecto al USIT y esto se determina mediante el desfase que tienen ambas metodologías. En la **Gráfica 18** se presenta el desfase para las dos metodologías de simulación evaluadas.

**Gráfica 18.** Desfase simulación actual y metodología de estandarización Pauto Sur Cp-10.



La simulación actual presenta un mayor desfase con respecto a los resultados del USIT, teniendo valores que superan el 15% del desfase siendo estos totalmente diferentes a los valores reales. En esta simulación el desfase en general se considera moderado, al igual que el desfase de la metodología propuesta, sin embargo, en la metodología actual se presentan puntos de un desfase alto, y su desfase en general es mucho mayor al de la metodología propuesta, razón por la cual la última se ajusta mejor a los resultados del desgaste real y logra reproducirlos con un nivel de exactitud mucho mayor.

El desfase presentado desde 14500 pies hasta el final del pozo mantiene valores muy parecidos para ambas curvas, tanto así que estas se cruzan. Esto ocurre en la zona donde ambas simulaciones subestimaron el desgaste real y no se pudo reproducir su comportamiento real, aunque la metodología propuesta reprodujera con la mayor exactitud posible las condiciones de perforación con las que se realizó la sección de 6”.

## 5.2 RESULTADOS DEL DESGASTE POZO FLOREÑA TP-12

La simulación del Pozo Floreña Tp-12 se realizó de manera análoga a la simulación del Pozo Pauto Sur Cp-10, en donde se tomaron en cuenta las consideraciones de la metodología de estandarización presentadas en la **Tabla 15**.

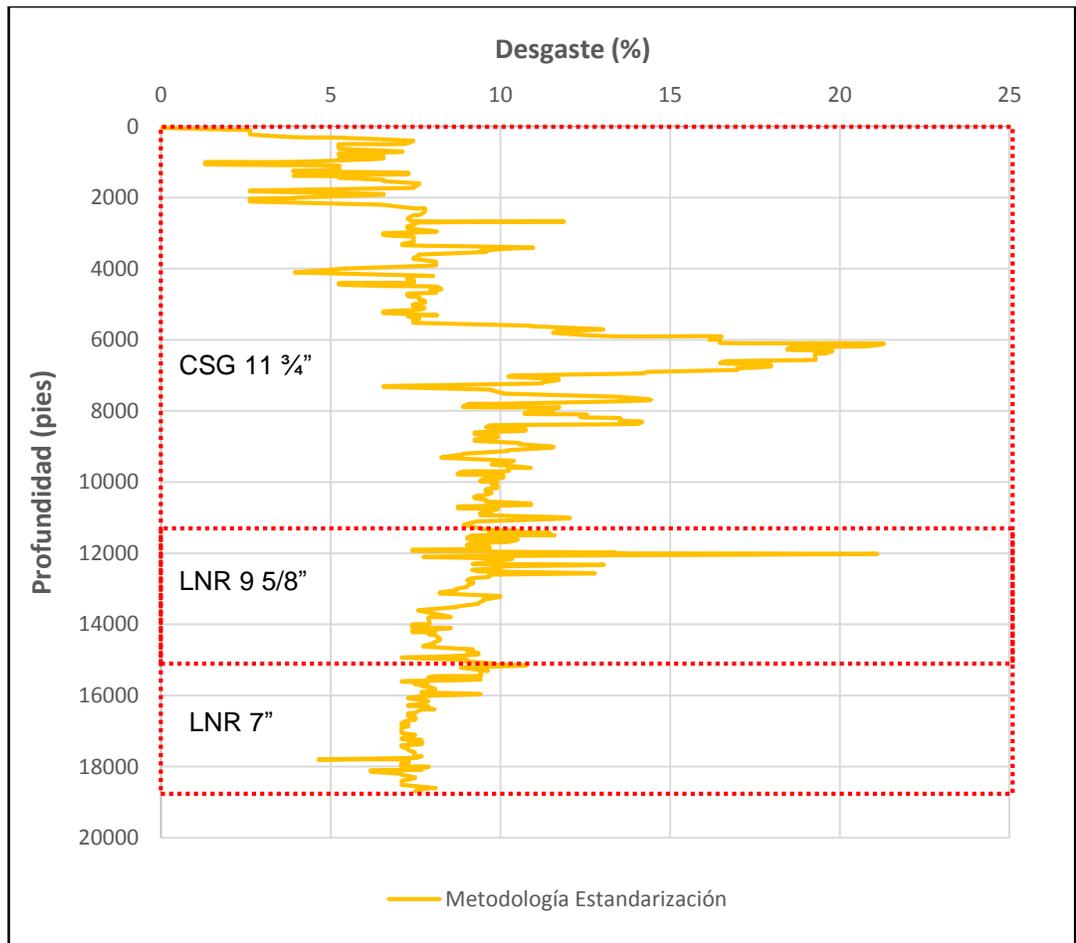
Teniendo en cuenta las consideraciones de la metodología de estandarización para la simulación, se procedió a simular el desgaste para los revestimientos que están es puestos a este, los cuales son el casing de 11 ¾”, el liner de 9 5/8” y el liner de 7”. Al igual que para el pozo anterior de estudio, esta simulación se realizó por secciones y los resultados se unieron para tener el esquema completo del pozo.

La información requerida para la simulación fue proporcionada por la base de datos de la compañía; esta información hace referencia a los archivos mencionados en la **sección 4.2.1**.

**5.2.1 Análisis de los resultados del desgaste simulado.** Teniendo en cuenta las consideraciones para la simulación y la información requerida para esta, se llevó a cabo la simulación para el Pozo Floreña Tp-12 siguiendo la metodología de estandarización propuesta. En el **Anexo F** se exponen las imágenes correspondientes a la simulación, ventana por ventana.

Siguiendo la descripción anterior y aplicando la metodología de estandarización se simuló el caso del Pozo Floreña Tp-12, obteniendo los resultados de desgaste presentados en la **Gráfica 19**.

**Gráfica 19.** Desgaste metodología de estandarización Pozo Floreña Tp-12.



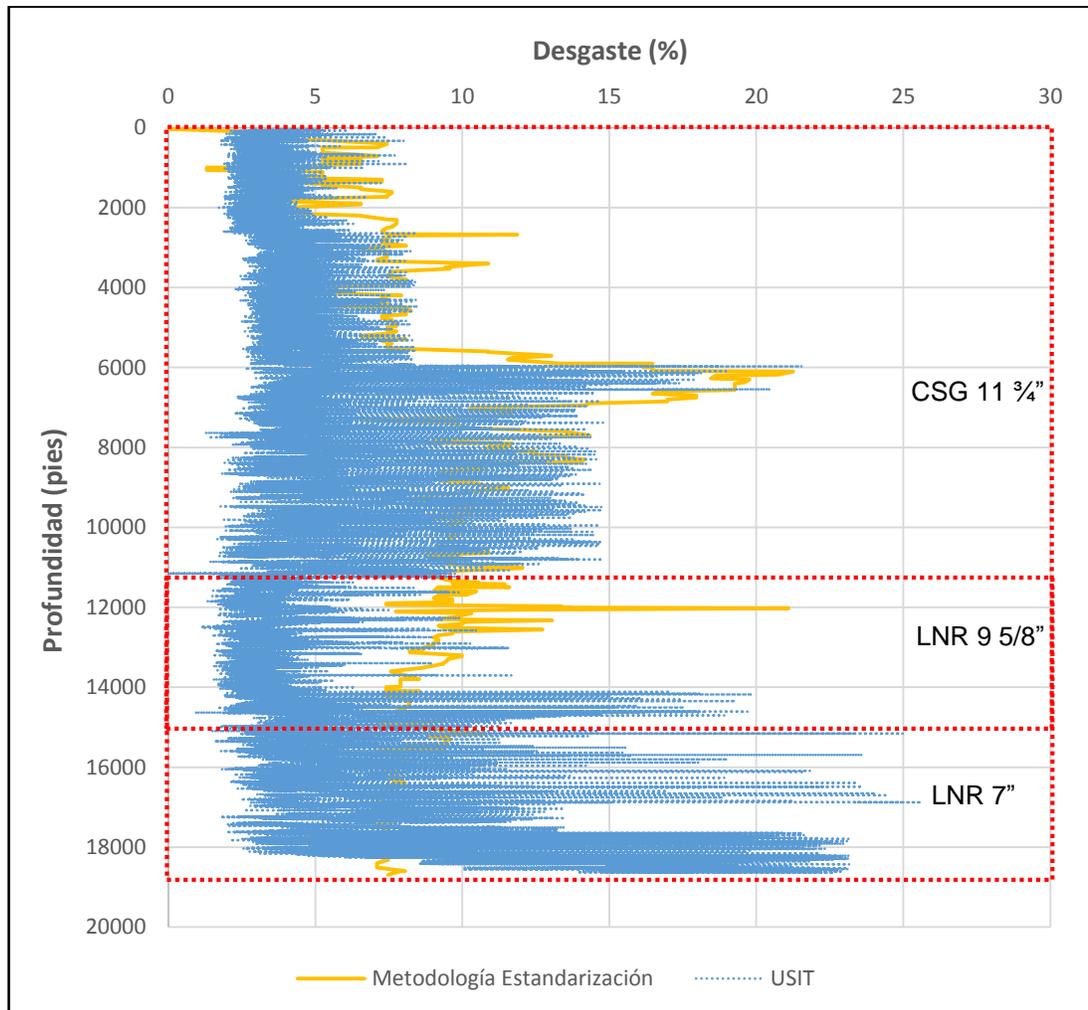
De manera análoga al análisis realizado para el Pozo Pauto Sur Cp-10, para poder tener un mejor entendimiento acerca del comportamiento de la curva simulada mediante la metodología de estandarización para el Pozo Floreña Tp-12 y, antes de entrar a compararlo con la curva obtenida por los resultados de la simulación actual, es necesario realizar un análisis detallado sobre los eventos más importantes que tuvieron lugar a lo largo de la perforación del pozo de estudio, así como las condiciones de inclinación y dirección que se dieron y la magnitud del DLS en los diferentes puntos simulados. Además de esto, también se debe evaluar las condiciones operacionales para el pozo y la estrategia de protección utilizada. De esta manera, se podrá entender la relación que existe entre estas condiciones y eventos de perforación y el comportamiento del desgaste y de la curva simulada.

Primeramente, se procederá a realizar un análisis general sobre el comportamiento del pozo, para después pasar a desarrollar un análisis mucho más exhaustivo y por

secciones, para evaluar los puntos críticos que generaron el comportamiento del desgaste en el pozo.

A continuación, se presenta la **Gráfica 20**, en donde se presenta la curva de la simulación del desgaste aplicando la metodología propuesta y el desgaste real, obtenido mediante el análisis de la información obtenida con los registros USIT.

**Gráfica 20.** Desgaste metodología de estandarización y USIT, Pozo Floreña Tp-12.



En el **Anexo G** se presentan las curvas de inclinación, Azimuth y dog leg severity para el pozo de estudio; las cuales son necesarias para realizar el adecuado análisis del desgaste presentado.

**5.2.1.1 Análisis del desgaste casing de 11 ¾”.** Basándose en el estado mecánico para este pozo, presentado en el **Anexo B**, esta sección corresponde al revestimiento más largo del pozo. Su longitud desde superficie hasta el tope del liner de 9 5/8” es de 11378 pies.

La simulación del desgaste de esta sección se realizó en función a la perforación de 10 5/8”. Esta sección se perfora con un drill pipe de 5 7/8” de diámetro externo y de 7” para el diámetro externo del tool joint. Cabe resaltar que uno de los factores más importantes que afectan el desgaste es el clearance que existe entre el casing y el diámetro externo del drill pipe y el diámetro externo de los tool joints. Para este caso, conociendo que el diámetro interno del casing de 10,625”, se determina que el clearance entre el revestimiento y el drill pipe es de 2,4” y el clearance entre el revestimiento y los tool joints es de 1,8”.

También es importante evaluar el tiempo de perforación efectiva realizada para el hueco de 10 5/8”, que fue de 688 horas, a las que se les suman 50 horas de reaming y backreaming.

Como acción preventiva del desgaste que se podría presentar por el bajo clearance y las altas horas de perforación, para esta sección se corrió una estrategia de protección con protectores no rotativos en la sarta de perforación, buscando tener alrededor de 2300 pies del casing de 11 ¾” protegido, repartidos a lo largo del pozo según el **Anexo H**.

Las zonas que están protegidas para esta perforación son desde 3400 pies hasta 3600 pies, luego desde 5300 pies hasta 6700 pies y finalmente desde 7300 pies hasta 8000 pies.

La primera zona de análisis está comprendida en la parte vertical del pozo la cual, según se aprecia en la gráfica correspondiente a la inclinación, en el **Anexo G**, se mantiene desde superficie hasta una profundidad de 5500 pies aproximadamente.

Este comportamiento influye fuertemente en las otras dos curvas del análisis de tortuosidad, pues mientras el pozo se mantenga vertical, no habrá variación en el azimuth, por lo que su comportamiento errático en esta curva es despreciable. Además de esto, el comportamiento del DLS es congruente con la estabilidad en inclinación y azimuth, pues en esta sección del pozo se mantienen valores inferiores a 0,5°/100 ft con excepción de dos puntos, siendo estos bajos.

El comportamiento previamente explicado de la sección vertical del pozo se ve reflejado tanto en el desgaste real del pozo, como en la curva simulada del desgaste, pues se aprecia que, aunque existen dos puntos en donde la curva que simula el desgaste superó el 10%, de manera general esta se ajustó muy bien al comportamiento del USIT. Estos valores tan bajos de desgaste obtenidos en esta zona no comprometen las propiedades mecánicas del pozo.

Este desgaste reducido también se da debido a la buena protección que se realizó con los protectores no rotativos en esta zona, donde se corrieron entre las profundidades de 3400 a 3600 pies.

Los dos puntos mencionados anteriormente donde la simulación sobrepasa el 10% son coherentes a dos aumentos que se presentan en la curva de DLS que, aunque no alcanzan a llegar a valores de 1°/100 pies, si tienen un aumento importante en esta sección vertical, produciendo este aumento de la curva de la simulación del desgaste.

La segunda zona de análisis se da a partir de los 5500 pies de profundidad, donde el pozo empieza a perder verticalidad y comienza la construcción de inclinación, y va hasta los 7200 pies, en donde se mantiene el ángulo en el pozo.

Este cambio brusco en la inclinación, en donde se construyeron 25° en menos de 2000 pies, se ve reflejado claramente en la curva del DLS, donde se ve el aumento abrupto de la curva en comparación a los valores bajos que se presentaron en la sección vertical, llegando a puntos máximos en esta sección del pozo de 2,79°/100 pies a una profundidad de 6182 pies. Continuando con el análisis de la curva de DLS, se aprecia que se mantiene en valores por encima de 0,8°/100 pies por casi toda la zona de análisis.

Este severo aumento en la inclinación y en el DLS se reflejan claramente en cómo el desgaste real incrementa y alcanza su máximo valor de 21,57% a 5972 pies. De la misma forma, la curva simulada del desgaste alcanza su punto máximo de 21,25% a 6200 pies. Estos puntos máximos en el desgaste y su simulación se dan a pesar de que esta sección se mantuvo protegida mediante el uso de protectores no rotativos, en la sección del pozo que va desde 5300 pies hasta 6700 pies.

El comportamiento real del desgaste fue replicado fielmente por el simulador, el cual mantuvo una similitud constante con la curva del USIT a lo largo de esta zona de análisis. Además de esto, la curva simulada también obtuvo un valor máximo aproximado al real, siendo los dos valores de 21%, aunque se dieron en una profundidad ligeramente diferente.

Estos valores bajos que se presentaron en general en la curva del desgaste real defienden el punto de que, aunque los protectores no fueron capaces de evitar el desgaste máximo expuesto anteriormente, sí lograron el cometido general de mantener en niveles aceptables el desgaste en la zona protegida. Cosa que no se pudo reproducir mediante el simulador que, aunque se ingresaron las zonas protegidas en el pozo, aún presenta una sobreestimación pequeña en comparación a la curva del desgaste real. Esto evidencia que dentro de los factores que más afectan la simulación, prima la severidad que pueda tener el DLS sobre el bajo factor de desgaste que se ingresa en las zonas protegidas.

La última zona de análisis en esta sección comprende la sección del casing de 11 3/4" donde se mantiene el ángulo construido. Esta parte del pozo está entre los 7200 pies y los 11378 pies de profundidad.

Después de la zona donde se construye el ángulo, este se mantiene hasta el final de la sección del casing de 11 3/4", generando bajos valores de DLS, atribuidos a una buena estrategia de protección, donde 700 pies, desde 7300 hasta 8000 pies fueron protegidos con protectores no rotativos corridos en la sarta de perforación.

Esta zona presenta un comportamiento en el azimuth muy constante, pero tiene ciertas variaciones en la curva del DLS que no son tan significativas, pues escasamente dos puntos superan el valor de 1°/100 pies. De manera análoga, el comportamiento de la curva de la simulación del desgaste y del real son muy similares al de la curva del DLS, presentando valores generalmente por debajo del 10% de desgaste en ambas curvas, tan solo con dos puntos aislados que llegan al 14% en la curva del desgaste simulado, como consecuencia del aumento del DLS a 1,48°/100 pies en las mismas profundidades.

Este último punto es muy significativo en el sentido de que se evidencia de nuevo que para el simulador la curva del DLS define en mayor proporción el comportamiento del desgaste, que la asignación de factores de desgaste bajos asociados a zonas con protectores.

Este desgaste bajo se debe principalmente a las pocas variaciones y bajos valores que se presentaron en la inclinación del pozo y su DLS, además de una buena estrategia de protección usada por la compañía en esta última parte de la sección.

**5.2.1.2 Análisis del desgaste liner de 9 5/8"**. Basándose en el estado mecánico para este pozo, presentado en el **Anexo B**, la sección del liner de 9 5/8" será analizada desde su tope, a 11378 pies, hasta el tope del liner de 7", situado a una profundidad de 14923 pies, dando una longitud para esta sección de 3545 pies. La simulación para el desgaste de este liner se realizó en función a la perforación de la sección de 8,5", por lo que esta operación es la que mayor desgaste le genera a este revestimiento.

La tubería de perforación con la que se realiza la perforación de la sección de 8,5" tiene un diámetro externo de 5" para el cuerpo de la tubería y de 6,625" para el tool joint. Considerando que el diámetro interno del liner de 9 5/8" es de 8,535", se puede concluir que el clearance que existe entre el liner y la sarta es de 1,75", y entre el liner y el tool joint de la tubería es de 0,96", lo que representa un espacio muy reducido y donde el riesgo a que se presente desgaste es alto. Por esta razón, se corrió para la perforación de esta sección una estrategia de protección que se constituye de protectores no rotativos, con la que se buscó proteger desde los 11700 pies hasta los 13700 pies del liner de 9 5/8".

Además, se debe tener presente que el tiempo de perforación efectiva fue de aproximadamente 824 horas, sumándose a las 263 horas de reaming y backreaming que se realizaron en la perforación de la sección mencionada anteriormente.

Esta sección será analizada en dos zonas definidas por un comportamiento diferente para cada una de la curva del desgaste. La primera zona se da desde el tope del liner hasta aproximadamente 12600 pies de profundidad, en donde se presentan picos importantes en el desgaste. Y la segunda zona desde los 12600 pies hasta el tope del liner de 7”.

Para el análisis de la primera zona, se evidencia al principio de esta sección uno de los dos picos máximos en la curva del DLS, el cual llega a  $4,08^{\circ}/100$  pies a 12019 pies, producto de cambios en la inclinación del pozo y ligeras variaciones en el azimuth. Después de esto, se presenta un comportamiento variable en la curva de DLS, que pasa de valores tan bajos como  $0,5^{\circ}/100$  pies, hasta puntos de  $1,77^{\circ}/100$  pies, variación que obedece los cambios en la inclinación que se presentan a lo largo de toda la zona de análisis, en la que oscila entre  $27^{\circ}$  y  $23,6^{\circ}$ .

Acorde a este comportamiento, en la curva de la simulación del desgaste se aprecia otro punto alto, de 21%, a la profundidad de 12019 pies, la cual coincide con el primer punto de alto DLS señalado. Queda de nuevo resaltado que el comportamiento de la curva del desgaste obedece el comportamiento del DLS, que a su vez está fuertemente influenciada por la variación en la inclinación y el azimuth del pozo.

Después de este punto de alto desgaste en la curva simulada, se presentan otros dos picos que superan el 13%, obedeciendo dos puntos donde el DLS llegan a valores de  $1,45^{\circ}/pies$  y  $1,48^{\circ}/100$  pies.

Estos puntos altos en el desgaste simulado difieren en gran medida con el bajo desgaste real que se dio en esta zona de estudio, lo que determina que la estrategia de protección utilizada en esta zona cumplió con su función y mantuvo el desgaste en los niveles bajos esperados, y también se evidencia que el simulador toma la curva del DLS como uno de los factores más importantes en su proceso de simular el desgaste, lo que lo lleva a generar sobreestimaciones, como en este caso.

En la segunda zona del análisis, se evidencian valores que se mantienen por debajo del 10% tanto para la curva del desgaste simulada, como para la del desgaste real, los cuales se presentan a pesar del bajo clearance que se presentó en esta sección y de las más de 1000 horas de rotación de la sarta de perforación, producto de las operaciones computadas de perforación y reaming y backreaming.

Este resultado positivo de bajo desgaste en una sección de tortuosidad fluctuante y altas horas de rotación se puede atribuir a una buena estrategia de protección

realizada por la compañía (interpretada por el simulador mediante la variación en las zonas del factor de desgaste), en donde se protegieron 2000 pies del liner de 9 5/8", de 11700 a 13700 pies.

**5.2.1.3 Análisis del desgaste liner de 7".** Basándose en el estado mecánico para este pozo, presentado en el **Anexo B**, esta sección será analizada desde su tope, a 14923 pies, hasta su zapato, situado a 18690 pies, teniendo una sección de 3767 pies. La simulación del desgaste para esta sección se realizó en función a la perforación de la sección de 6".

Esta perforación se realiza con una tubería de perforación de diámetro externo de 4" para el cuerpo de la tubería y de 4,875" para el tool joint. Basándose en lo anterior y teniendo presente que el diámetro interno del liner de 7" es de 6,094", se tiene que el clearance entre el revestimiento y la sarta es de 1,05", y el clearance entre el revestimiento y los tool joints es de tan solo 0,61", siendo el más bajo de las secciones analizadas.

Las horas de perforación efectiva para esta sección fueron 164 horas, además de las 83 horas de reaming y backreaming.

Durante la perforación de la sección de 6" no se corrieron protectores no rotativos, por lo que el pozo se encontró siempre expuesto al contacto de la tubería de perforación con sus diferentes secciones. Esta condición pronosticaría que, sumado al bajo clearance, se debería presentar un alto desgaste.

El análisis de esta sección se realizará desde el tope del liner de 7" hasta 17720 pies, y luego desde esta profundidad hasta el zapato del liner.

La primera zona contempla una variación importante en la inclinación del pozo, en donde pasa de 21,71° en el tope del liner a 26,8° a una profundidad de 15634 pies. Este cambio genera el pico máximo en la curva del DLS de 4,13°/100 pies a 15200 pies. A pesar de ser un punto tan alto en el DLS, el aumento en la curva de la simulación del desgaste apenas llega a 10,78% a una profundidad de 15150 pies. Además de este punto donde el desgaste supera ligeramente el 10%, a lo largo de esta zona no se dan puntos altos en la curva de la simulación del desgaste considerables.

Este desgaste simulado relativamente bajo para un DLS tan alto, en ausencia de cualquier tipo de protección durante la perforación de esta sección, se atribuye a que el simulador determina que es muy poco tiempo de rotación de la sarta de perforación como para generar un desgaste importante.

Contrario a esto, el desgaste real que se presentó en esta sección fue fluctuante, aunque estuvo mayoritariamente por encima del 10%, generando puntos de

desgaste por encima del 20%, dando en esta sección el desgaste máximo en todo el pozo, de 25,6% a 16876 pies de profundidad.

Este desgaste tan elevado se presentó debido al bajo clearance que había durante la perforación del pozo, a lo que se sumó que no se usó ningún tipo de protector para la sarta de perforación durante esta sección, lo que causó un contacto severo entre esta y las paredes internas del revestimiento de 7”.

Para la siguiente zona de análisis en esta sección, se aprecia una ligera variación en la inclinación al final del pozo, donde esta se mantiene constante en 23,45° desde 16000 pies hasta los 17250 pies, y varía hasta llegar a 21,33° en 18200 pies, para volver a subir a 23° en 18600 pies y terminar el pozo con una inclinación de 21,3°.

Esta alta variación de la inclinación se ve reflejada en un comportamiento similar en la curva del DLS, en donde los valores fluctúan continuamente entre mínimos de hasta 0,7°/100 pies a 17258 pies, a valores máximos de 1,85°/100 pies al final del pozo.

A pesar de estos cambios en la tortuosidad al final del pozo, la simulación del desgaste presentó la zona de menor valor en todo del pozo, presentando un promedio de tan solo 7,35% y nunca superando el 10%.

De la misma forma que en la zona anterior, la explicación para una simulación del desgaste tan bajo en zonas de tanta variación en la tortuosidad y picos altos en la curva del DLS son las bajas horas de perforación, que no superaron las 200, y las bajas horas de rotación de la sarta de perforación computadas. Valores que el simulador traduce como insuficientes para generar un desgaste considerable en esta sección.

Continuando con el comportamiento de la zona anterior, en los últimos 900 pies de la sección se presentó la zona donde el desgaste fue el más severo de todo el pozo, debido a que se mantuvo de manera constante por encima del 20%.

Esto se presentó por las mismas razones que en la zona anterior. La suma de los factores de un clearance muy bajo con una sarta de perforación sin protección generaron un contacto grave entre los tool joints de la sarta y la pared interna del revestimiento de 7”, provocando un desgaste continuo durante los 900 pies finales del pozo.

Como resumen al análisis anterior, se tiene que este revestimiento fue donde mayor desgaste se generó, principalmente por la ausencia de protectores no rotativos y el bajo clearance que se manejó durante la perforación.

En las **Tablas 20, 21 y 22** se presenta una síntesis del análisis realizado para el desgaste de este pozo por secciones.

**Tabla 20.** Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 11 3/4".

Sección 11 3/4"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
0 - 5500	400	0	-	0,81	11,88	
5500 - 7200	1200	25,38	169,78	2,79	21,25	
7200 - 11378	700	25,81	175,26	1,48	14,34	
Otros Datos						
Clearance (pulg)	CSG-DP= 2,4		CSG-TJ= 1,8			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 738	Perforación= 688		B/reaming= 50		

**Tabla 21.** Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 9 5/8".

Sección 9 5/8"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
11378 - 12600	900	23,53	176,04	4,08	21,1	
12600 - 14923	1100	22,29	148,94	1,5	9,99	
Otros Datos						
Clearance (pulg)	LNR-DP= 1,75		LNR-TJ= 0,96			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 1087	Perforación= 824		B/reaming= 263		

**Tabla 22.** Análisis desgaste Floreña Tp-12 sección 7".

Sección 7"						
Zona (pies)	Longitud Protegida (pies)	Inclinación (°)	Azimuth (°)	DLS Máx (°/100 pies)	Desgaste Máx (%)	
14923 - 17720	0	21,82	133,75	4,13	10,77	
17720 - 18690	0	21,3	135,64	1,85	8,06	
Otros Datos						
Clearance (pulg)	LNR-DP= 1,05		LNR-TJ= 0,61			
Tiempo Rotación (hrs)	Total= 247	Perforación= 164		B/reaming= 83		

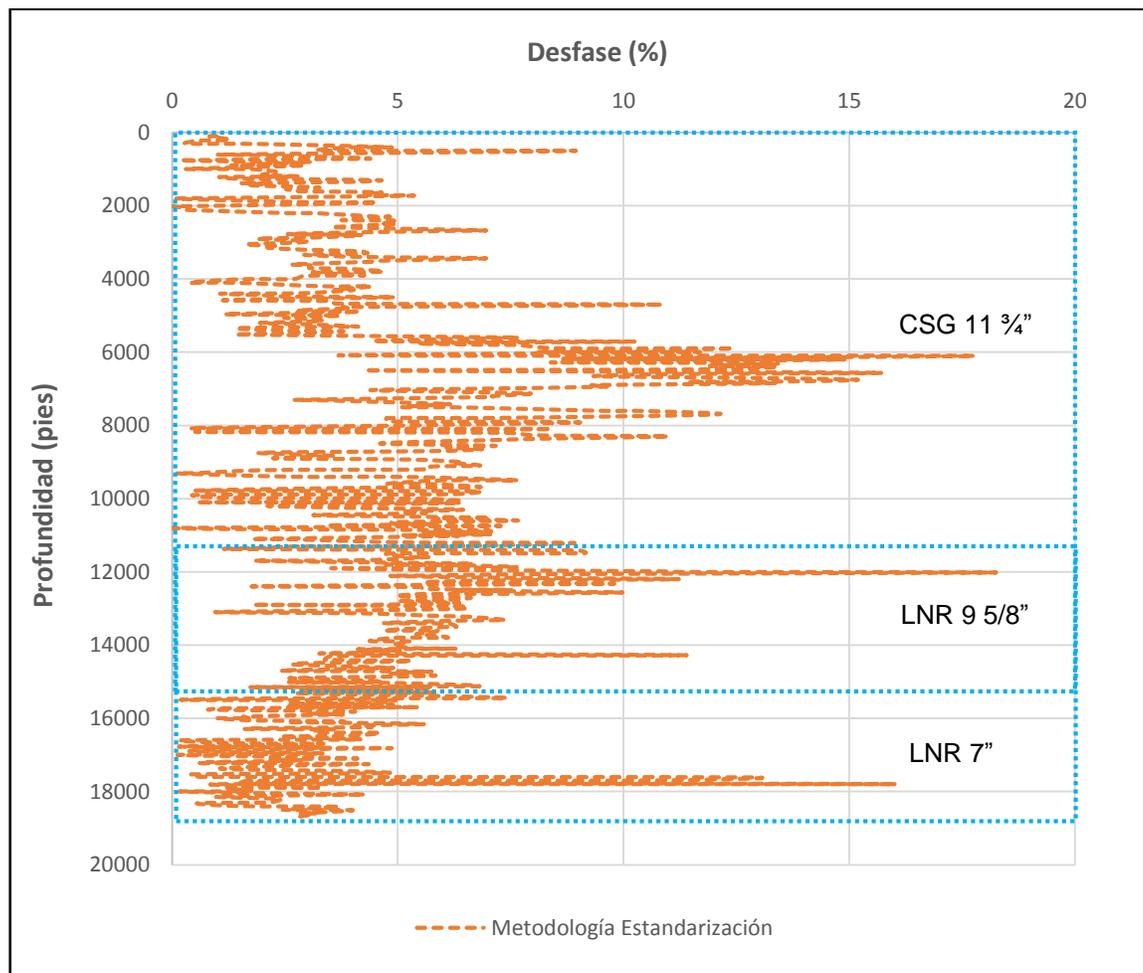
**5.2.2 Desfase de los resultados obtenidos.** Como se había mencionado en la **sección 4.2**, la metodología de estandarización se desarrolló teniendo en cuenta las condiciones más reales para la simulación; aunque estas condiciones se tienen en cuenta, al ser únicamente un modelo de simulación los valores simulados se aproximan a los reales, pero nunca llegan a ser los mismos.

En la **Gráfica 20** se puede apreciar como el desgaste obtenido mediante la metodología de estandarización se ajusta en algunas zonas al desgaste obtenido

por el registro USIT, pero en otras zonas se nota la diferencia entre ambas curvas mostrando un desfase ya sea por una sobrestimación o una subestimación en la simulación.

Teniendo en cuenta lo anterior, para determinar el valor numérico de la diferencia entre ambas curvas, se aplicó la **Ecuación 5** y se graficaron los resultados. En la **Gráfica 21** se presenta el desfase entre el desgaste obtenido en la metodología de estandarización y el desgaste real obtenido por el registro USIT.

**Gráfica 21.** Desfase metodología de estandarización y USIT Pozo Floreña Tp-12.



En el revestimiento de 11 3/4" suceden dos aspectos muy interesantes. El primer aspecto es que se tiene la mejor aproximación de la simulación respecto al desgaste real, la cual se da desde superficie hasta una profundidad de 5600 pies, lo cual se traduce en un bajo desfase estando por debajo del 10% para la mayoría de la zona con solo un punto de evaluación que supera el 10%. El promedio del desfase para

esta zona es del 4%, lo cual indica que los valores de desgaste de la simulación son resultados confiables.

El segundo aspecto por analizar es el incremento en el desfase que se presenta a partir de los 5600 pies hasta 7130 pies. Si se observa la **Gráfica 20**, el desgaste simulado tiene la misma tendencia del desgaste real, aunque los resultados sobrestiman a los reales. En esta zona el desfase supera el 15% y llega a tener un valor del 17,77% lo que indica que los resultados son poco confiables y al estar en un rango del 15% al 20% se consideran como un desfase alto; son resultados poco confiables, pero aún no llegan a ser críticos.

A partir de 7130 pies hasta 11378 pies, el desfase en el revestimiento de 11 3/4" vuelve a disminuir tomando valores bajos (por debajo del 10%) para la mayoría de la zona e indicando que los resultados simulados se aproximan a los reales.

En la gráfica de desgaste donde se compara la simulación y el USIT, se aprecia como para el liner de 9 5/8" no hay un ajuste entre las curvas, lo anterior se refleja en el desfase el cual se encuentra en un amplio rango para este revestimiento de 1% a 18,25%. La mayoría del desfase es moderado, los resultados de la simulación son aproximados a los reales siendo estos confiables; por el otro lado, hay un punto que tiene un valor de 18,25% a una profundidad de 12019 pies, siendo este el punto máximo de desfase del pozo e indicando que a esta profundidad el desgaste simulado se aleja del desgaste real.

Para el liner de 9 5/8" el desfase es moderado para la mayor parte la sección, a excepción de un punto. El desfase presentado se debe a una sobrestimación en la simulación y este liner es el revestimiento que mayor desfase presenta.

Por último, el liner de 7" la mayor parte del desfase permanece por debajo del 10% indicando que el desgaste simulado se ajusta o aproxima al real en gran medida; pero hay dos puntos que superan el 10%, uno de ellos ubicado a 17699 pies se mantiene en un valor de 12,79% siendo este un desfase moderado, y el otro punto llega a superar el 15% considerándose un desfase alto. A pesar de que hay un punto que supera el 15% del desfase, el resto de los resultados mantienen un desfase bajo y moderado, indicando un buen ajuste entre los resultados del desgaste. Este liner presenta el menor desfase en comparación con los revestimientos anteriores.

**5.2.2.1 Comparación cuantitativa simulación y registro USIT.** Como se mencionó con anterioridad, el ajuste que tiene la simulación respecto a los valores reales obtenidos por el USIT fue en general buena, donde pocos puntos superan el 15% y nunca se llega a superar un desfase del 20%.

Al igual que para el Pozo Pauto Sur Cp-10, se desarrolló una tabla a manera de síntesis para comparar de una manera cuantitativa el desgaste entre la metodología de estandarización y el USIT. La tabla se divide por secciones, para cada sección

se analiza el desgaste máximo y promedio por metodología, y por último se expone el promedio del desfase.

Esta tabla se realizó basándose en las gráficas presentadas en la **sección 5.2.1**, y teniendo en cuenta los resultados de la simulación y el desfase.

A continuación, se presenta la **Tabla 23**, en la cual se encuentra la comparación cuantitativa entre los resultados obtenidos en la simulación y los obtenidos en el registro.

**Tabla 23.** Comparación cuantitativa del desgaste metodología de estandarización Pozo Floreña Tp-12.

Sección	Comparación Cuantitativa del Desgaste				
	Metodología de Estandarización		Registro USIT		Desfase
	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Desgaste Máximo (%)	Desgaste Promedio (%)	Promedio (%)
11 3/4"	21,25 @ 6100 pies	9,12	21,57 @ 6141 pies	4,89	4,80
9 5/8"	21,10 @ 12019 pies	9,33	14,9 @ 14079 pies	4,16	5,91
7"	10,77 @ 15150 pies	7,70	25,62 @ 17234 pies	6,28	3,20

Teniendo en cuenta la tabla anterior se pueden analizar diferentes puntos. El primer punto se analiza con respecto al desgaste máximo y las profundidades donde este se presenta. El desgaste máximo se presenta a diferentes profundidades para cada metodología de evaluación, esto se puede observar para cada revestimiento donde no coinciden las profundidades para ninguno de ellos. Lo anterior se debe porque el simulador aumenta los valores del desgaste en los altos puntos de DLS, comportamiento que no sucede con el USIT; el desgaste máximo presentado en el USIT no siempre corresponde a las profundidades donde hay un alto DLS. Aunque en ningún revestimiento las profundidades de desgaste máximo concuerdan, para el revestimiento de 11 3/4" las profundidades son próximas con tan solo 40 pies de diferencia, además de que el desgaste máximo presentado es similar.

El segundo punto para analizar hace referencia al desgaste promedio para ambas metodologías de evaluación. Si se observa en la tabla el revestimiento de 11 3/4" y el liner de 9 5/8" presentaron un alto desfase con respecto al liner de 7", y esto se refleja en el desfase promedio de cada metodología donde los valores no se aproximan. El liner de 7" por su parte, es el revestimiento que mejor ajuste presentó entre el desgaste simulado y el real, teniendo únicamente una diferencia de 1,42% en el desgaste promedio.

El último punto por analizar corresponde al desfase promedio. Como se había explicado con anterioridad el liner de 9 5/8" es el revestimiento que más desfase presenta, lo cual se puede apreciar en el promedio del desfase el cual tiene un valor de 5,91% siendo este el valor más alto en comparación de los otros revestimientos.

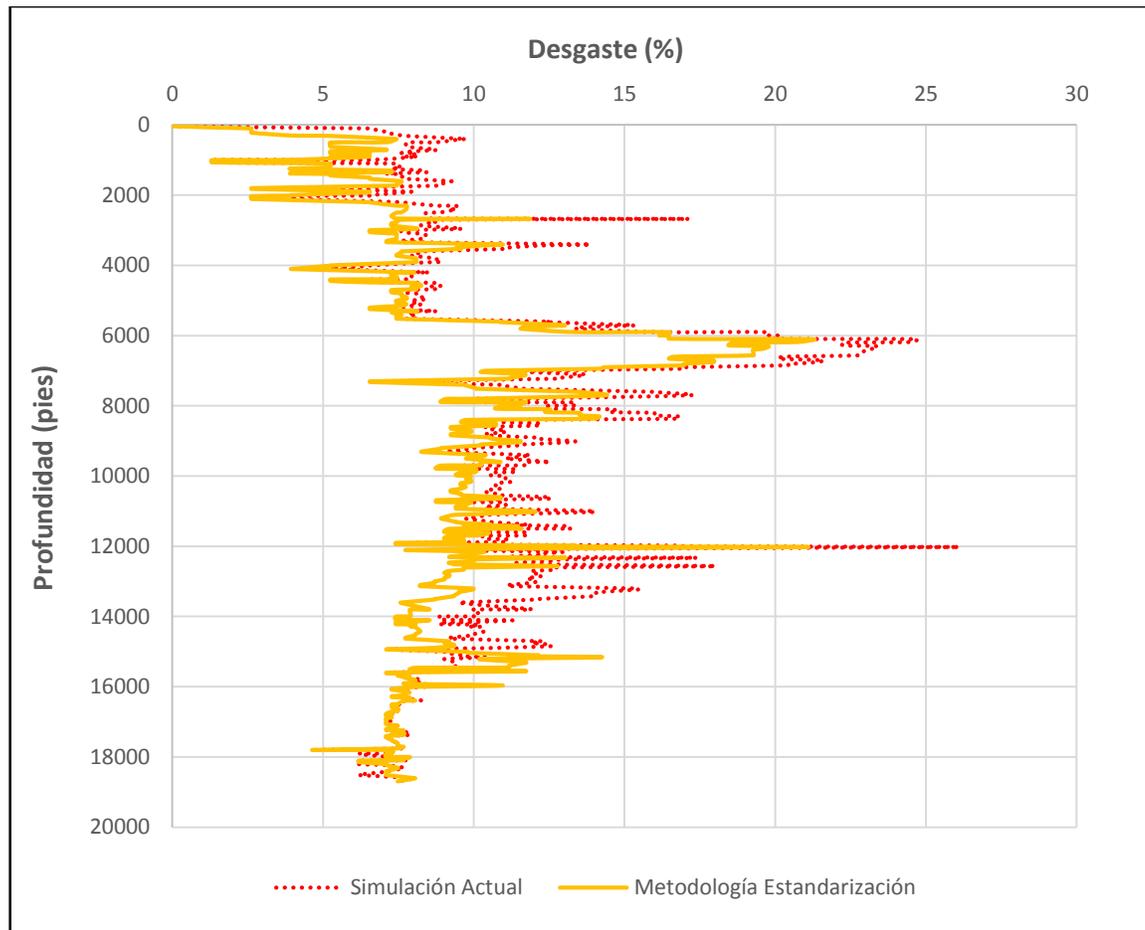
El desfase para el revestimiento de 11 ¾” tiene un promedio bajo teniendo en cuenta que hay una zona donde el desfase alcanza un valor de 17,77%, esto se debe a que la mayor parte de los valores de desfase permanecen bajos y moderados. El revestimiento de 7” fue el que mejor ajuste tuvo en sus metodologías, esto se puede observar en su desfase promedio el cual presenta el valor más bajo.

**5.2.3 Comparación de resultados simulación actual y metodología de estandarización.** Hasta el momento se analizaron los resultados del desgaste obtenidos mediante la metodología de estandarización y se compararon con el desgaste obtenido mediante el registro USIT, para evaluar el ajuste existente entre ambas curvas y así determinar el desfase presentado. Con esta evaluación se obtuvo que el desgaste simulado se ajustó en gran medida con el USIT y el desfase es moderado y bajo en ciertas zonas, indicando que los resultados son confiables.

Para culminar el análisis del Pozo Floreña Tp-12, es necesario comparar el desgaste obtenido por la simulación actual y el obtenido mediante la metodología de estandarización propuesta en este proyecto; lo anterior con la finalidad de evaluar el cambio presentado en las metodologías de simulación y el ajuste que estas tienen.

En la **Gráfica 22** se presentan las curvas de desgaste para ambas simulaciones donde se puede apreciar el comportamiento de cada una y la diferencia entre ambas.

**Gráfica 22.** Desgaste simulación actual y metodología de estandarización Floreña Tp-12.



Como se puede apreciar en la gráfica anterior el desgaste obtenido en la simulación actual es mayor que el obtenido por la metodología de estandarización, lo cual se debe al uso de un único factor de desgaste en la simulación actual sin discriminar las zonas protegidas.

La diferencia entre ambas curvas es evidente para la mayoría del pozo, desde 12559 pies hasta 15100 pies se aprecia la mayor diferencia entre los resultados de la simulación, donde hay un espaciado pronunciado entre las curvas; la diferencia presenta en esta zona es aproximadamente de 3%. Hay otras zonas donde se acercan las curvas o incluso se llegan a cruzar. Un ejemplo claro es a partir de 15150 pies donde ambas curvas se cruzan y toman un comportamiento similar hasta el zapato del liner de 7”.

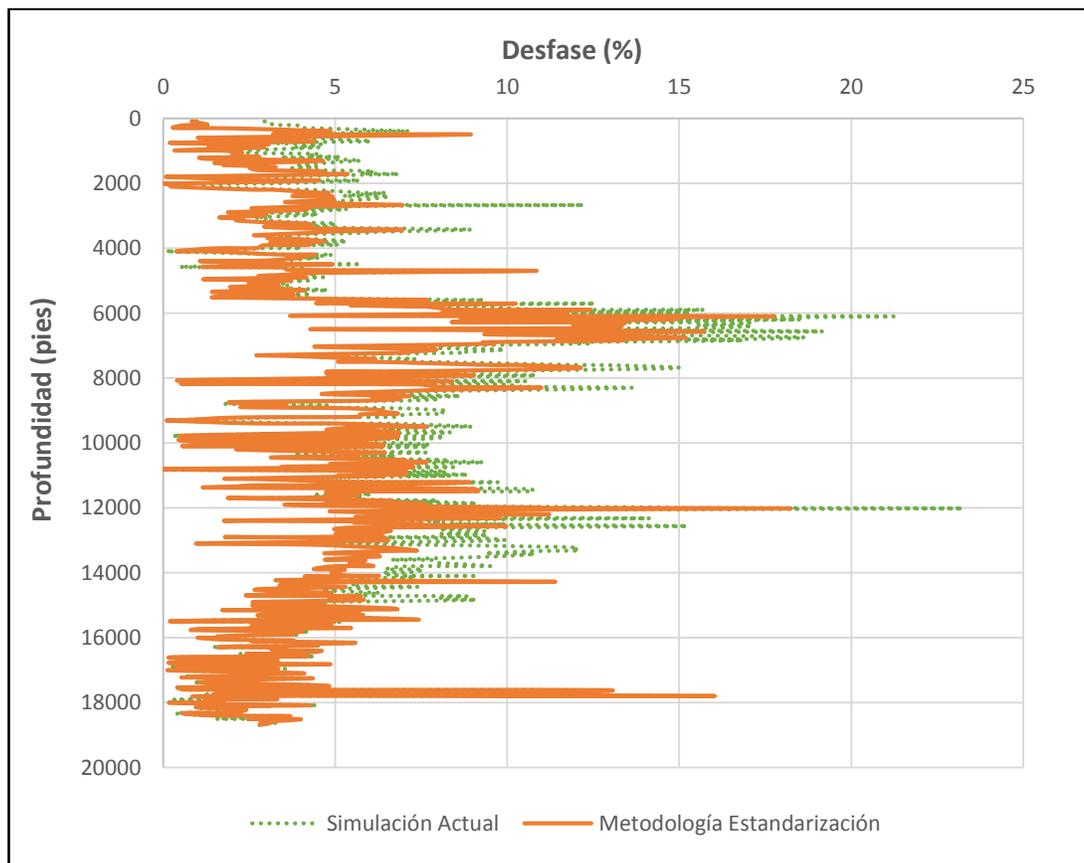
Al igual que para el Pozo Pauto Sur Cp-10, ambas curvas de desgaste presentan el mismo comportamiento a las mismas profundidades, con la diferencia de que el

valor de desgaste varía para cada simulación. Esta tendencia que toman las curvas se debe al comportamiento del DLS, por lo cual los puntos donde se presenta incremento en el desgaste son el reflejo de los puntos donde hay un DLS alto.

El desgaste simulado con la metodología de estandarización permanece por debajo del 22%, y el desgaste obtenido en la simulación actual llega a superar el 25% alcanzando un valor de 26,09%, lo que evidencia muy bien que, aunque el comportamiento general de las dos curvas es similar, los puntos máximos de la metodología actual son mucho mayores que los de la metodología de estandarización, demostrando que la asignación correcta de los factores de desgaste en el pozo en función a las zonas protegidas en el simulador es un punto crucial para realizar una simulación más ajustada al desgaste real.

Aunque es importante entender la diferencia presentada entre los resultados de ambas técnicas de simulación, es aún más importante evaluar cuál de las dos simulaciones tuvo el mejor ajuste respecto a los resultados del registro USIT y esto se lleva a cabo mediante el análisis del desfase. En la **Gráfica 23** se presenta el desfase obtenido para ambas simulaciones.

**Gráfica 23.** Desfase simulación actual y metodología de estandarización Floreña Tp-12.



Teniendo en cuenta la gráfica anterior, la metodología de estandarización presenta el mejor ajuste con el USIT lo cual se evidencia en los valores del desfase permaneciendo estos moderados. Para la mayoría del pozo el desfase de la metodología de estandarización permanece por debajo del desfase de la simulación actual, lo que corrobora lo mencionado con anterioridad.

La simulación actual alcanza altos valores de desfase y presenta un menor ajuste con respecto al USIT, lo que demuestra que resultados de desgaste simulados se alejan de los reales y de esta manera carecen de veracidad.

El comportamiento presentado a partir de 15127 pies hasta el final del pozo se produce como consecuencia de que los resultados de ambas simulaciones en esta zona son iguales o muy aproximados, por lo cual el desfase presentado es casi igual. El desfase presentado en esta zona permanece en su gran mayoría moderado y bajo, donde únicamente un punto supera el 15%. Los resultados de desgaste en esta zona son confiables.

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

Uno de los principales problemas que se presenta al momento de perforar un pozo en los campos Floreña y Pauto, es el desgaste que sufren las tuberías de revestimiento que se corren normalmente en estos pozos, como consecuencia del contacto entre la sarta de perforación y las paredes internas de los revestimientos. Dado el caso de que no se conozca ni se controle de manera eficaz el desgaste en los revestimientos, se pueden presentar problemas de estabilidad del pozo, los cuales pueden comprometer sus rangos de presiones de operación y retrasar el inicio del pozo a producción.

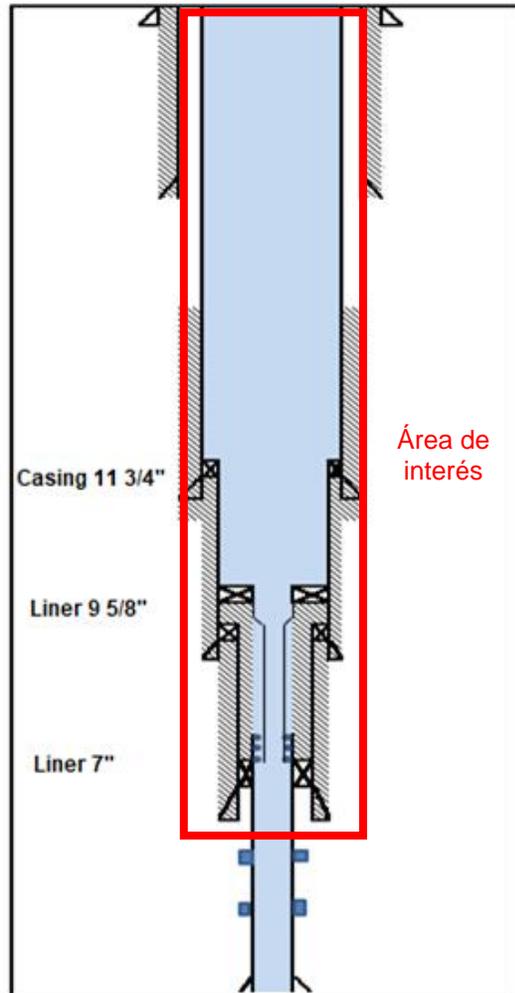
Teniendo en cuenta lo anterior, al presentarse alto desgaste, se deben realizar operaciones adicionales las cuales no estaban determinadas en la planeación del pozo; algunas de estas operaciones son: corridas extras de registros USIT para identificar las zonas desgastadas, poner secciones adicionales de tubería de revestimiento para mantener la estabilidad del pozo, o en el caso más severo efectuar sidetracks para realizar otro pozo con mayor estabilidad.

Como solución a este problema, se propuso y evaluó una metodología de simulación para poder predecir y modelar el comportamiento del desgaste de manera precisa.

La evaluación financiera se hace desde la perspectiva de una compañía operadora, mediante la utilización de la metodología del indicador Valor Presente Neto (VPN). La unidad monetaria de valor constante es el dólar estadounidense (USD), la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) es del 19% efectivo anual para la empresa Equión y el horizonte de tiempo es de dos años con periodos trimestrales. Adicionalmente, se analizan los Costos de Inversión (CAPEX) asociados a las operaciones de perforación.

En la **Figura 23**, se aprecia el estado mecánico generalizado para los pozos de los campos Floreña y Pauto, con los revestimientos de interés respectivamente señalados.

**Figura 29.** Estado mecánico generalizado.



**Fuente.** EQUION ENERGÍA LIMITED.  
Informe interno. Modificado por los  
autores.

## 6.1 COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión son aquellos relacionados con el asentamiento y la cementación de la tubería de revestimiento, costos de las operaciones de perforación, costos de corridas de registros USIT y la implementación de protectores no rotativos. Estos costos son analizados para dos años, en donde cada año se perfora un pozo.

Es necesario aclarar que el alcance del análisis será desde la perforación de la sección de 10 5/8", hasta la perforación de 6", debido a que estas son las

operaciones de perforación que generan el mayor desgaste en los revestimientos del enfoque de estudio, los cuales son el casing de 11 3/4" y los liners de diámetros 9 5/8" y 7".

A continuación, se presenta la **Tabla 24**, donde se especifica el valor de los costos de inversión para la perforación de un pozo de desarrollo. Para el cálculo de estos costos se tomó un promedio de los últimos 5 pozos perforados. En donde se tiene por periodo los costos por sección de revestimiento y por sección de perforación.

El costo de la corrida de los revestimientos está conformado por los costos del asentamiento de la tubería, el personal y las operaciones de cementación.

Los costos de perforación incluyen todo lo referente a las herramientas, equipos y personal.

Los costos de los registros USIT se contempla el uso de la herramienta y el personal.

El costo de los protectores se calcula mediante el valor del uso de un protector por día, el cual es 26,5 USD, por la cantidad de protectores usados, por la cantidad de días en uso durante la perforación, de acuerdo con la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Costo protector no rotativo por día.

$$\text{Costo protectores (USD)} = \frac{26,5 \text{ USD}}{1 \text{ protector} * \text{ día}} * \# \text{protectores} * \# \text{ días}$$

A continuación, se presentará el ejemplo del cálculo del Costo de protectores para la Sección 1 del análisis:

$$\text{Costo protectores} = \frac{26,5 \text{ USD}}{1 \text{ protector/día}} * 315 \text{ protectores} * 58 \text{ días} = 485456 \text{ USD}$$

Para las demás secciones se hará el mismo procedimiento.

**Tabla 24.** Costos de perforación por pozo.

Secciones del análisis	Revestimiento x Perforación (pulg)	Longitud sección (pies)	Tiempo por sección (días)	Protectores por día	Costo revestimiento	Costo perforación	Costo Registro USIT	Costo protectores	USD
Sección 1	Secciones anteriores	17.496	58	315	4.416.215	6.969.941	0	485.456	11.871.612
Sección 2	11,75 x 10,875	11.685	28	295	3.965.519	6.536.457	0	218.935	10.720.911
Sección 3	9,625 x 8,5	2.712	70	327	2.797.695	8.518.403	50.000	608.038	11.974.137
Sección 4	7 x 6	3.100	73	324	6.485.432	5.854.962	50.000	629.395	13.019.788

**Fuente.** EQUION ENERGÍA LIMITED. Informe interno. Modificado por los autores.

**6.1.1 Escenarios de evaluación.** La campaña de perforación será de dos pozos, donde la perforación de un pozo se realiza durante un año y para la evaluación financiera se debe tener presente que la perforación se hace por secciones y cada sección requiere un tiempo de tres meses. En la **Tabla 25** se presenta la campaña de perforación para los próximos dos años.

**Tabla 25.** Campaña de perforación.

Año	Pozos Perforados
1	1
2	1

**6.1.1.1 Escenario 1: Proyección actual.** El promedio de los costos de las actividades de contingencia que se tuvo que realizar en los últimos 5 pozos, debido al desgaste excesivo, causado por la mala predicción y mitigación del mismo se muestran en la **Tabla 26**, presentada a continuación.

**Tabla 26.** Costos operaciones de contingencia.

Contingencia	Costo
Sidetrack	10.000.000
Revestimiento extra	5.000.000
Registros USIT Extra	50.000

**Fuente.** EQUION ENERGÍA LIMITED.  
Informe interno. Modificado por los autores.

#### •Pozo Floreña 1

Para este Pozo, los costos en las operaciones de perforación y revestimiento aumentaron debido al desgaste. Se presentaron problemas en la sección del revestimiento de 11 ¾” debido al alto desgaste generado por la perforación de la sección de 10 5/8”. Esto generó que se perforará un sidetrack y que fuera necesario la corrida de un registro USIT extra y un revestimiento remedial en esta sección.

A continuación, se presenta en la **Tabla 27** el cálculo de los costos para el Pozo Floreña 1.

**Tabla 27.** Costos por contingencia Pozo Floreña 1, escenario 1.

Sección	Eventos de contingencia			USD
	Side track	Revestimiento extra	Registro USIT extra	
1	0	0	0	0
2	10.000.000	5.000.000	50.000	15.050.000
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0

• **Pozo Pauto 2**

Para este Pozo, las operaciones de perforación se desarrollaron con problemas asociados al desgaste del revestimiento en las secciones de los liner de 9 5/8” y 7”.

Para la sección del liner de 9 5/8”, fue necesario correr un registro extra para asentar un revestimiento remedial, y para la sección del liner de 7 pulgadas se realizó un sidetrack debido al colapso del pozo, lo que obligó a correr un registro USIT extra para identificar los puntos de desgaste y correr un revestimiento extra.

A continuación, se presenta en la **Tabla 28** el cálculo de los costos para el Pozo Pauto 2.

**Tabla 28.** Costos por contingencia Pozo Pauto 2, escenario 1.

Sección	Eventos de contingencia			USD
	Side track	Revestimiento extra	Registro USIT extra	
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	5.000.000	0	5.000.000
4	10.000.000	5.000.000	50.000	15.050.000

En la **Tabla 29** se presentan los costos de inversión conjuntos de los dos pozos para el escenario uno.

**Tabla 29.** Costos de inversión escenario 1.

Pozo	Periodo	Costos perforación	Contingencias	USD
Floreña 1	1	11.871.612	0	11.871.612
	2	10.720.911	15.050.000	25.770.911
	3	11.974.137	0	11.974.137
	4	13.019.788	0	13.019.788
	5	11.871.612	0	11.871.612
Pauto 2	6	10.720.911	0	10.720.911
	7	11.974.137	5.000.000	16.974.137
	8	13.019.788	15.050.000	28.069.788

**6.1.1.2 Escenario 2: Proyección con la metodología propuesta.** A continuación, se presenta la proyección para los dos pozos planeados aplicando la metodología de estandarización.

• **Pozo Floreña 1**

Para este pozo, al haber podido predecir de manera acertada el desgaste en sus puntos máximos, se logró realizar una excelente estrategia de protección con los protectores no rotativos, aumentando en un 33% la cantidad de los que se habrían usado sin la metodología actual, lo que mantuvo el desgaste en valores aceptables, permitiendo que no se presentara ningún tipo de sobre costo producto de algún sidetrack o revestimientos adicionales.

A continuación, se presenta en la **Tabla 30** los costos de los protectores extra para el Pozo Floreña 1.

**Tabla 30.** Costos de protectores extra Pozo Floreña 1, escenario 2.

Sección	protectores extra	USD
1	161.819	161.819
2	72.978	72.978
3	202.679	202.679
4	209.798	209.798

- **Pozo Pauto 2**

Para el Pozo Pauto 2, se logró mitigar el desgaste mediante la aplicación de un 50% más de protectores no rotativos de la cantidad que se habrían usado bajo el modelo actual, evitando sobrecostos adicionales producto de desgaste excesivo. Manteniendo las operaciones de perforación y revestimiento del pozo bajo los planificados.

A continuación, se presenta en la **Tabla 31** los costos de los protectores extra para el Pozo Pauto 2.

**Tabla 31.** Costos de protectores extra  
Pozo Pauto 2, escenario 2.

Sección	protectores extra	USD
1	242.728	242.728
2	109.467	109.467
3	304.019	304.019
4	314.697	314.697

En la **Tabla 32** se presentan los costos de inversión conjuntos de los dos pozos para el escenario 2.

**Tabla 32.** Costos de inversión escenario 2.

Pozo	Periodo	Costos perforación	Costos protectores extra	USD
Floreña 1	1	11.871.612	161.819	12.033.431
	2	10.720.911	72.978	10.793.889
	3	11.974.137	202.679	12.176.816
	4	13.019.788	209.798	13.229.587
	5	11.871.612	242.728	12.114.340
Pauto 2	6	10.720.911	109.467	10.830.378
	7	11.974.137	304.019	12.278.156
	8	13.019.788	314.697	13.334.486

## 6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Este capítulo tiene como propósito evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante la aplicación del Indicador Valor Presente Neto (VPN).

**6.2.1 Valor Presente Neto (VPN).** Es el indicador que permite evaluar un proyecto poniendo en valor de hoy los ingresos y egresos futuros, para que estos resultados puedan ser computados y determinen la viabilidad del proyecto.

El Valor Presente Neto, desde el punto de vista matemático es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, lo cual se representa por la **Ecuación 7**:

**Ecuación 7.** Valor presente neto.

$$VPN(i) = \sum F_n * (1 + i)^{-n} = F_0 + F_1(1 + i)^{-1} + F_2(1 + i)^{-2} \dots + F_n(1 + i)^{-n}$$

**Fuente.** BACA GUILLERMO. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. p. 25.

Donde:

$F_n$ =Flujo de caja

$F_0$  = Inversión inicial

$i$ = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

$n$ = Periodo de tiempo

Teniendo en cuenta que se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), su resultado indica a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

**6.2.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto<sup>80</sup>.

Para poder aplicar la **Ecuación 7**, es necesario convertir la TIO de una tasa de interés anual efectiva, a una tasa de interés trimestral efectiva, para lo cual se aplica la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Conversión tasas de interés.

$$(1 + i_e)^n = (1 + i_{trimestral})^n$$

**Fuente.** BACA GUILLERMO. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. p. 28.

Despejando  $i_{trimestral}$  de la **Ecuación 8**:

---

<sup>80</sup> BACA GUILLERMO. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. p. 27.

$$i_e = 0.19 \rightarrow (1 + 0,19)^1 = (1 + i_{trimestral})^4$$

$$\sqrt[4]{(1 + 0,19)^1} - 1 = i_{trimestral}$$

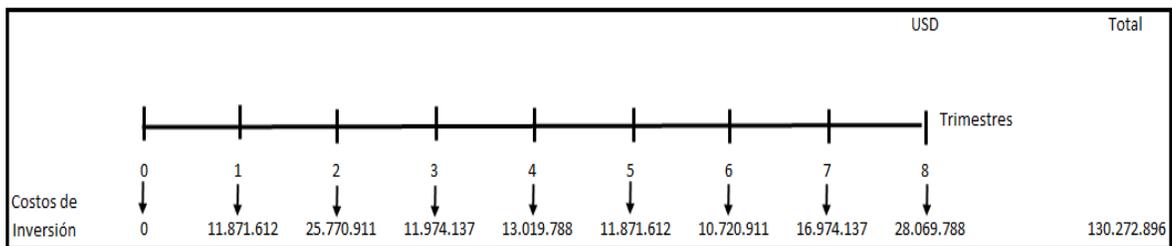
$$i_{trimestral} = 1,044448 - 1 = 0,044448 = 4,44\% \text{ efectivo}$$

Obteniendo así una TIO de 4,44 % efectivo trimestral.

**6.2.3 Flujo de caja.** Es una representación gráfica que permite visualizar los ingresos y egresos que un proyecto genera por periodo, el número de periodos y la moneda de evaluación.

La **Figura 30** y la **Figura 31** muestran los flujos de efectivo para la campaña de perforación planeada por Equion Energía Limited para los dos escenarios descritos anteriormente.

**Figura 30.** Flujo de Caja para la campaña de perforación para el Escenario 1.



$$VPN_{(0,0444)} = 0 + (-11.871.612 * (1 + 0,0444)^{-1}) + (-25.770.911 * (1 + 0,0444)^{-2})$$

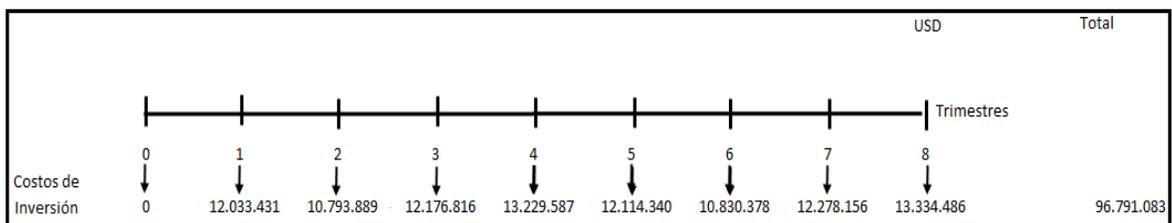
$$+ (-11.974.137 * (1 + 0,0444)^{-3}) + (-13.019.788 * (1 + 0,0444)^{-4})$$

$$+ (-11.871.612 * (1 + 0,0444)^{-5}) + (-10.720.911 * (1 + 0,0444)^{-6})$$

$$+ (-16.974.137 * (1 + 0,0444)^{-7}) + (-28.069.788 * (1 + 0,0444)^{-8})$$

$$= -106.592.600$$

**Figura 31.** Flujo de Caja para la campaña de perforación para el Escenario 2.



$$\begin{aligned}
VPN_{(0,0444)} &= 0 + (-12.083.431 * (1 + 0,0444)^{-1}) + (-10.793.889 * (1 + 0,0444)^{-2}) \\
&\quad + (-12.176.816 * (1 + 0,0444)^{-3}) + (-13.229.587 * (1 + 0,0444)^{-4}) \\
&\quad + (-12.114.340 * (1 + 0,0444)^{-5}) + (-10.830.378 * (1 + 0,0444)^{-6}) \\
&\quad + (-12.278.156 * (1 + 0,0444)^{-7}) + (-13.334.486 * (1 + 0,0444)^{-8}) \\
&= -79.782.845
\end{aligned}$$

En la **Tabla 33** se presenta el Valor Presente Neto para los dos escenarios de evaluación.

**Tabla 33.** Resultados de evaluación financiera.

CASOS	VPN (USD)
Escenario 1	-106.592.600
Escenario 2	-79.782.845

### 6.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía es aplicar la metodología de estandarización durante los próximos dos años, porque le representa una disminución en costos a dólares de hoy del 25,15% (USD 26.809.755), frente a la metodología actual de simulación, originado en una reducción de los eventos de contingencia.

## 7. CONCLUSIONES

- Se identificó que en la empresa Equión Energía Limited, no se tiene un proceso establecido para la realización de las simulaciones del desgaste del revestimiento de los pozos en los campos Floreña y Pauto.
- Se estableció que, al simular actualmente el desgaste, solo se tienen en cuenta las operaciones de perforación, ignorando las operaciones de reaming y backreaming; y solo se ingresa la información del esquema de un solo BHA para la perforación completa de una sección, sin discriminar los cambios en la longitud de las tuberías.
- Se identificó que los factores críticos más influyentes en el desgaste del revestimiento son: la rotación de la sarta de perforación, dog leg severity, fuerza lateral, fluido de perforación, hardbanding, protectores y buckling.
- Se identificó que, en las simulaciones realizadas actualmente, no se usa un valor establecido para el factor de desgaste, sino que este es elegido a criterio específico del usuario que se encuentre simulando.
- Para el Pozo Pauto Sur Cp-10, se presentó un desgaste real: para la sección del casing de 11 3/4" un desgaste máximo de 9,99% y promedio de 3,87%; para el liner de 9 5/8" se presentó un desgaste máximo de 8,49% y promedio de 3,64%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste máximo de 27,86% y promedio de 9,66%.
- Los valores obtenidos en la simulación actual del Pozo Pauto Sur Cp-10, fueron: para la sección del casing de 11 3/4" un desgaste simulado máximo de 16,81% , promedio de 10,39% y un desfase promedio de 6,51%; para el liner de 9 5/8" se presentó un desgaste simulado máximo de 20,62%, promedio de 13,62% y un desfase promedio de 9,5%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste simulado máximo de 13,29% y promedio de 8,81% y un desfase promedio de 4,99%.
- Para el Pozo Floreña Tp-12, se presentó un desgaste real: para la sección del casing de 11 3/4" un desgaste máximo de 21,57% y promedio de 4,89%; para el liner de 9 5/8" se presentó un desgaste máximo de 14,9% y promedio de 4,16%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste máximo de 25,62% y promedio de 6,28%.
- Los valores obtenidos en la simulación actual del Pozo Floreña Tp-12, fueron: para la sección del casing de 11 3/4" un desgaste simulado máximo de 24,7% , promedio de 10,81% y un desfase promedio de 6,28%; para el liner de 9 5/8" se presentó un desgaste simulado máximo de 26,09%, promedio de 11,82% y un desfase promedio de 8,28%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste simulado máximo de 10,37% y promedio de 7,73% y un desfase promedio de 3,21%.

- Mediante una matriz de evaluación se obtuvo un valor del factor de desgaste ajustado al caso de las condiciones de perforación de un pozo en los campos Floreña y Pauto, de  $1,83E-10$  1/psi para secciones sin protección y de  $0,61E-10$  1/psi para las secciones protegidas.
- La metodología de estandarización que se propuso se ajusta a las condiciones de perforación de un pozo en los campos Floreña y Pauto, tomando en cuenta las consideraciones más reales para la simulación.
- Los valores obtenidos en la simulación del Pozo Pauto Sur Cp-10 aplicando la metodología de estandarización propuesta fueron: para la sección del casing de  $11 \frac{3}{4}$ " un desgaste simulado máximo de 15% , promedio de 8,56% y un desfase promedio de 4,65%; para el liner de  $9 \frac{5}{8}$ " se presentó un desgaste simulado máximo de 16,11%, promedio de 11,71% y un desfase promedio de 7,9%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste simulado máximo de 12,52% y promedio de 8,21% y un desfase promedio de 4,67%.
- Los valores obtenidos en la simulación del Pozo Floreña Tp-12 aplicando la metodología de estandarización propuesta fueron: para la sección del casing de  $11 \frac{3}{4}$ " un desgaste simulado máximo de 21,25% , promedio de 9,12% y un desfase promedio de 4,8%; para el liner de  $9 \frac{5}{8}$ " se presentó un desgaste simulado máximo de 21,1%, promedio de 9,33% y un desfase promedio de 5,91%; y para el liner de 7" se presentó un desgaste simulado máximo de 10,77% y promedio de 7,7% y un desfase promedio de 3,2%.
- Mediante la aplicación de la metodología de estandarización propuesta, se logró ajustar mejor la simulación al desgaste real y disminuir el desfase en comparación a las simulaciones realizadas actualmente.
- Al aplicar la metodología de estandarización para la simulación del desgaste, se obtuvo un buen ajuste respecto al desgaste real para los dos pozos en los revestimientos de  $11 \frac{3}{4}$ " y  $9 \frac{5}{8}$ ".
- Los resultados obtenidos aplicando la metodología de estandarización, no reproducen ningún punto máximo del desgaste en el revestimiento de 7" para ninguno de los pozos de estudio.
- Desde un punto de vista financiero, la mejor opción para la compañía es aplicar la metodología de estandarización porque le representa una disminución en costos a dólares de hoy del 25%, frente a la manera de simular actualmente, originado en una reducción de los eventos de contingencia.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda aplicar la metodología de estandarización para la simulación de pozos futuros en los campos Floreña y Pauto, para reducir la incertidumbre del desgaste que se pueda presentar, y así aplicar correctas estrategias de protección para mitigarlo.
- Revisar la simulación del revestimiento de 7" aplicando otras metodologías, u otros simuladores, para reproducir de manera más real el comportamiento de los puntos máximos del desgaste que se presentó en esta sección.
- Aplicar la metodología de estandarización propuesta para la simulación en otros pozos en los campos Floreña y Pauto para analizar su efectividad en el ajuste del desgaste.
- Realizar la simulación del desgaste de una manera acumulativa y comparar los resultados con los obtenidos mediante la simulación del desgaste por secciones, para evaluar los cambios existentes entre las dos formas.
- Establecer una correlación directa entre el valor del dog leg severity y el factor de desgaste para las simulaciones de los pozos en los campos Floreña y Pauto.
- Evaluar el comportamiento del desgaste del revestimiento, en función del material y el grado de la tubería de revestimiento.
- Validar los modelos teóricos que existen acerca de la incidencia que tienen las vibraciones de la sarta de perforación sobre el desgaste del revestimiento.
- Determinar una matriz de evaluación para establecer el factor de desgaste bajo ciertas condiciones de operación que incluya el grado y material del revestimiento, el dog leg severity y el tipo de ensamblaje direccional.
- Evaluar el desempeño de los protectores rotativos en función a la mitigación del desgaste que estos generan.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Ed: ANH: Bogotá, 2007. ISBN:978-958-98237-0-5.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012. p. 43-52.

ANIKET KUMAR y ROBELLO SAMUEL. Casing Wear Factors: How do They Improve Well Integrity Analyses? En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (17-19, marzo 2015: Londres, Inglaterra). p. 1-18. SPE/IADC 173053.

BACA GUILLERMO. Ingeniería Económica. 8 ed. Bogotá D.C.: Fondo Educativo Panamericano. 400 p.

BOWES COLIN. Casing Wear Guidelines Document Information. Shared Petrotechnical Resource. Sunbury. Septiembre 2016.

BRADLEY WILLIAM y FONTENOT JOHN. The Prediction and Control of Casing Wear. Febrero 1975. p. 233-245. SPE 5122.

CALHOUN BILL et al. Casing Wear Prediction and Management in Deepwater Wells. En: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference (5-6, Octubre 2010: Texas, Estados Unidos). p 1-10. SPE 137223.

CHEN DAVID. Directional Drilling. En: Petroleum Engineering Handbook. Drilling Engineering, Volume II. 2006. Ed. SPE. p. 265-285.

EL TIEMPO. BP: PAUTO Y FLOREÑA PRODUCIRÍAN EN EL 2001. [En línea] [8 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1256740>>.

EL TIEMPO. ECOPETROL Y BRITISH PETROLEUM, A EXPLOTAR EL POZO DE FLOREÑA. [En línea] [9 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-816956>>.

EL TIEMPO. FLOREÑA, NUEVO CAMPO PETROLERO. [En línea] [1 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-334924>>.

EL TIEMPO. PAUTO, QUINTO HALLAZGO PETROLERO. [En línea] [2 de julio de 2017] disponible en: <<http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-375666>>.

EQUION ENERGIA LIMITED. Informe interno.

EQUION ENERGIA LIMITED. Quienes Somos. [En línea] [01 septiembre de 2017] disponible en: <[http://www.equionenergia.com/quienes\\_somos/Paginas/default.aspx#Misión](http://www.equionenergia.com/quienes_somos/Paginas/default.aspx#Misión)>

G.M. BOL. Effect of Mud Composition on Wear and Friction of Casing and Tool Joints. Octubre 1986. p. 369-376. SPE 13457.

GOKHALE, SAMIT y PETTIT GRANT. Technical Specification for Hardbanding & Reapplication. Revision 0.2. 2008. 37 p.

HALL. R.W. et al. Recent Advances in Casing Wear Technology. En: SPE/IADC Drilling Conference (15-18, febrero 1994: Texas, Estados Unidos). p. 1-8. SPE/IADC 27532.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 1998.

\_\_\_\_\_. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008.

KHAN M.I. y ISLAM R. Chapter 4 – Drilling and Production Operations. En: The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Ed. Gulf Publishing Company, 2007. p. 79-134.

LINARES ROBERTO et al. New Insights Into The Piedemonte License Triangle Zone In The Llanos Foothills – Colombia. En: X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (Julio 2009: Cartagena, Colombia). p 1-9.

MAPA RUTA A LOS CAMPOS FLOREÑA Y PAUTO. [En línea] [2 de julio de 2017] disponible en: <[www.google.com-co/maps](http://www.google.com-co/maps)>.

MIRHAJ S.A. et al. Torque and Drag Modeling; Soft-string versus Stiff-string Models. En: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (26-28, enero 2016: Abu Dhabi, Emiratos Arabes Unidos). p. 1-15. SPE/IADC 178197.

MITCHELL SARAH y XIANG YANGHUA. Improving Casing Wear Prediction and Mitigation Using a Statistically Based Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (6-8, marzo 2012: California, Estados Unidos). p. 1-15. SPE/IADC 151448.

MOBLEY JOHN G. Hardbanding And Its Role in Deepwater Drilling. En: SPE/IADC Drilling Conference (9-11, marzo 1999: Amsterdam, Holanda). p. 1-3. SPE/IADC 52882.

MOBLEY JOHN G. Hardbanding And Its Role in Directional/Horizontal Drilling. En: SPE Midcontinent Operations Symposium (28-31, marzo 1999: Oklahoma, Estados Unidos). p. 1-11. SPE 52187.

MOORE N.B. et al. Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. En: Western regional Meeting (22-24, marzo 1996: Alaska, Estados Unidos). p. 161-170. SPE 35666.

N.B. MOORE et al. Reduction of Drillstring Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors. En: Western Regional Meeting (22-24 mayo 1996: Alaska, Estados Unidos). p. 161-170. SPE 35666.

PEGASUS VERTEX, INC. Casing Wear: Causes, Prediction and Prevention. Houston, Estados Unidos. p. 1-13.

PETRIS TECHNOLOGY, INC. Casing Wear Model. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 163-174.

PETRIS TECHNOLOGY, INC. Theoretical Background. En: DrillNET Drilling Engineering Integrated Analysis Package. Versión 2.0.3. 2013. p. 333-417.

RENPU WAN. Advanced Well Completion Engineering. 3 ed. Londres: Elsevier. 2011. 701 p.

RIPMAN Steven. Casing Wear in Multilateral Wells. Tesis de Maestría. Stavanger: University of Stavanger. 2011. 103 p.

ROBELLO SAMUEL et al. Solving Casing Wear Using Stiff String Model. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (1-3, marzo 2016: Texas, Estados Unidos). p. 1-17. SPE/IADC 178833.

ROBELLO SAMUEL Y ANIKET KUMAR. Modeling Method to Estimate the Casing Wear Caused by Vibrational Impacts of the Drillstring. En: SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (4-6, marzo 2014: Texas, Estados Unidos). p. 1-10. SPE/IADC 167999.

SCHLUMBERGER. Drillstring Vibrations and Vibration Modeling. [En línea]. [9 de septiembre de 2017]. Disponible en: <[https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling\\_opt/drillstring\\_vib\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_opt/drillstring_vib_br.pdf)>.

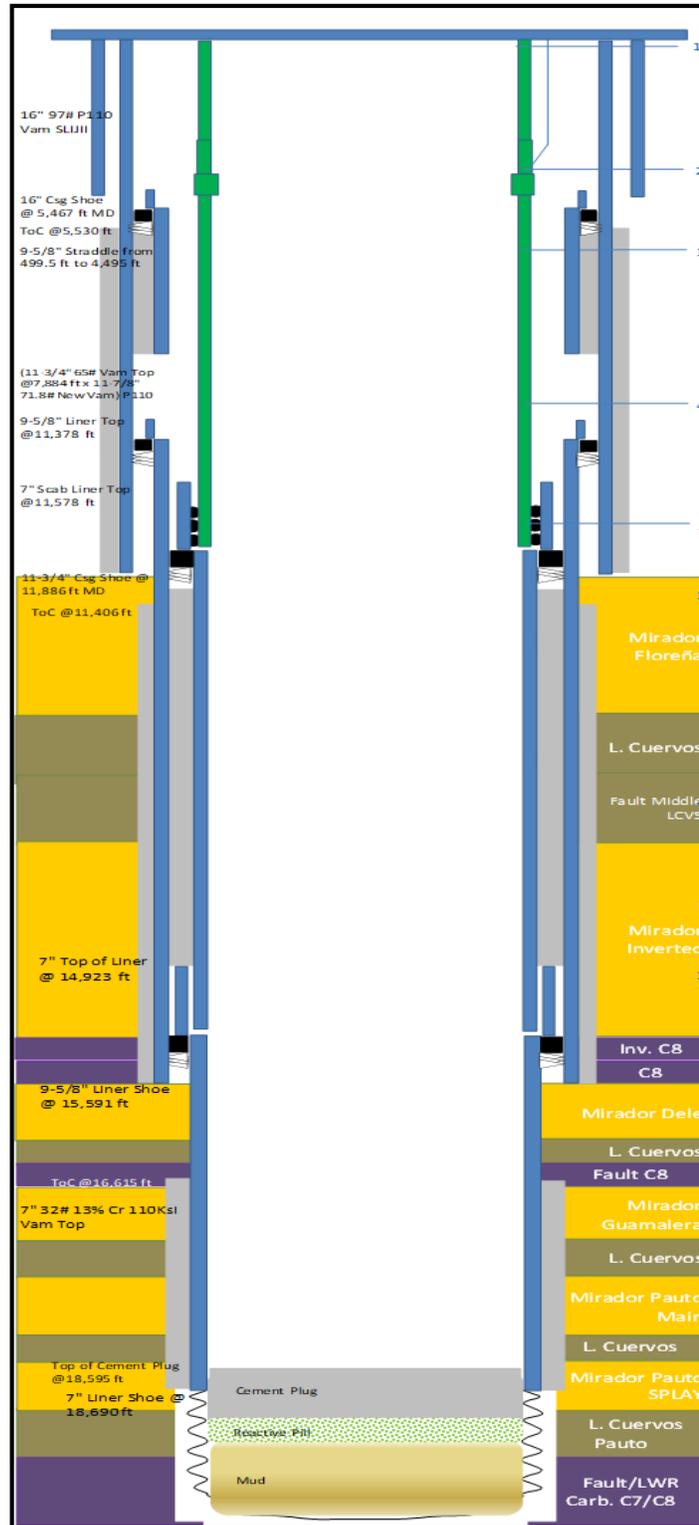
SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [19 de septiembre de 2017].  
Disponibile en: < <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/azimuth.aspx>>.

## **ANEXOS**

## ANEXO A ESTADO MECÁNICO POZO PAUTO SUR CP-10

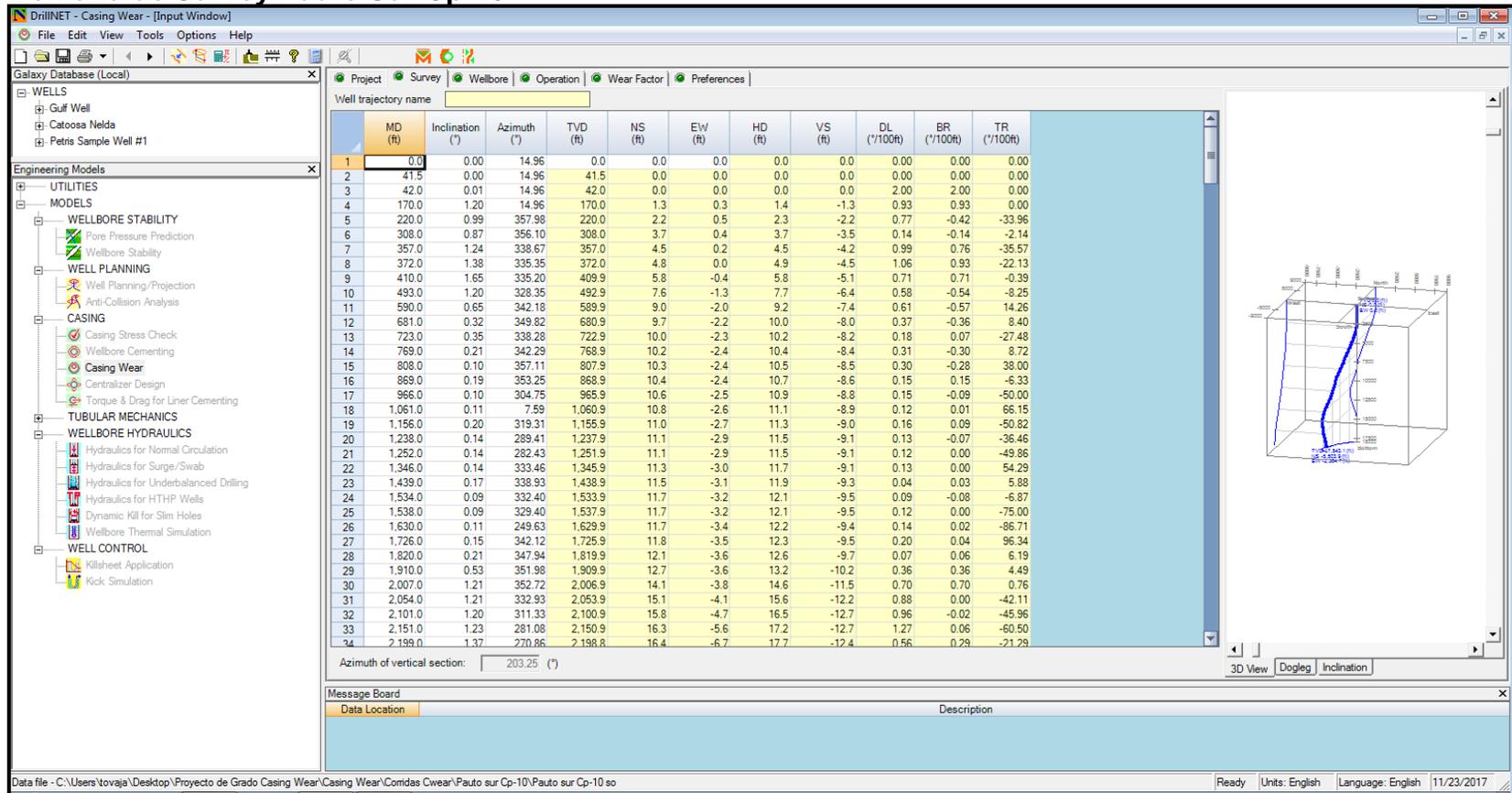
Actual Structure	Actual Formations Crossed Tops MD	Plan Pauto Sur Cp10w Actual		
Nuchia	Colluvion 0-357'	26" Hole	20" Casing	30" 234.5 lb/ft
	C2 357-763			144 ft
	C3 763-1238'			TOC: 589 ft
	C4 1238-1538'			
	C5 1538-3520'			20" 133 lbs/ft 20" CSG @ 3300 ft
El Morro	Fault C-8 3520 - 3530'	18 1/2" Hole	16" Casing	16" 97 lb/ft
	Mirador 3530' - 5094'			
	Los Cuervos 5094' - 6658'			16" CSG @ 6155 ft
	Barco 6658' - 7000'	14 3/4" Hole	11 7/8" x 11 3/4" Casing	TOC: 6,666 ft
	Fault Los Cuervos 7000 - 9360'			11.875" 71.8 lbs/ft
Dele West	Fault C8 9360 - 11473'	10 5/8" x 12" Hole	9 5/8" Liner	11.75" 65 lb/ft
	C7 11473 - 14040'			9 5/8" TOL 11,635 ft
	C8 14040 - 14170			
	C7 14170 - 14240			11 3/4" CGS @ 11916 ft
	C8 14240 - 14791'			9.625" 51.8 lb/ft
Miche	MIRADOR 14791' - 15455'	8 1/2" Hole	7" Liner	4 1/2" x 7" TOL @ 14,419 ft
Guamalera	C8 15719 - 16189			7" 32 lb/ft
	MIRADOR 16189' - 16721'			
	Los Cuervos 16721 - 17238'			
Pauto Main	C8 17238 - 17371'	6" Hole	4 1/2" Liner	7" Liner @ 17398 ft
	MIRADOR 17371' - 17937'			
	Los Cuervos 17937' - 18438'			
	BARCO 18438' - 18950'			4 1/2" 18.9 lb/ft
	GUADALUPE MDST 18950 - 19110'			
	GUADALUPE PHOSP 19110 - 19160'			
	Los Cuervos 19160 - 19335'			19331 ft

## ANEXO B ESTADO MECÁNICO POZO FLOREÑA TP-12



## ANEXO C SIMULACIÓN DEL DESGASTE METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN POZO PAUTO SUR CP-10

### Ventana de Survey Pauto Sur Cp-10



## Ventana de Pozo Pauto Sur Cp-10

DrillNET - Casing Wear - [Input Window]

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petris Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELLBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELLBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Slim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences

	Type	Bottom MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Yield Strength (psi)	Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Wear Limit %	Description
1	Casing/Liner	11,635.0	11,750	10,682	110,000	490.0	10.0	
2	Casing/Liner	14,535.0	9,625	8,535	110,000	490.0	10.0	
3	Casing/Liner	17,398.0	7,000	6,094	110,000	490.0	10.0	
4	Open Hole	19,335.0		6,000				
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								

11,635.0 ft, 10,682 in ID

14,535.0 ft, 8,535 in ID

17,398.0 ft, 6,094 in ID

19,335.0 ft, 6,000 in ID

Message Board

Data Location Description

Data file - C:\Users\tovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Comidas Cwear\Pauto sur Cp-10\Pauto sur Cp-10 so

Ready Units: English Language: English 11/23/2017

## Ventana de Operaciones Pauto Sur Cp-10

DrillNET - Casing Wear - [Input Window]

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petris Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELLBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELLBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Slim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences

General

Last survey point MD: 19.335.0 (ft)

Tool joint OD: 4.875 (in) Flex joint offset angle: 0.00 (°)

Tool joint contact length: 25.000 (in) Maximum lateral load per protector: 3,500.0 (lbf)

Drill pipe joint length: 32.0 (ft) Maximum lateral load per tool joint: 1,500.0 (lbf)

Operation

	Operation Type	Section Start MD (ft)	Section End MD (ft)	Mud Weight (ppg)	Rotary Speed (rpm)	ROP/Axial Speed (ft/hr)	Weight on Bit (lbf)	Operation Time (min)	Description
1	Drill	17,410.0	17,447.0	9.70	65	4.2	25.0	528.57	BHA # 66
2	Drill	17,447.0	17,536.0	9.70	35	3.3	3.0	1,618.18	BHA # 67
3	Ream	17,454.0	17,536.0	9.70	30	9.0	0.0	546.67	Ream BHA #67
4	Drill	17,536.0	17,846.0	9.70	38	3.5	4.0	5,314.29	BHA #68
5	Ream	16,490.0	17,846.0	9.70	35	89.0	0.0	914.16	Ream BHA #68
6	Ream	17,846.0	17,400.0	9.70	45	75.0	0.0	356.80	Ream BHA #69

Tubulars (from downhole to surface) - for operation row: 1

	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Adjusted Weight (lb/ft)	Density (lb/ft³)	Young's Modulus (psi)	Description
1	242.0	4.750	2.250	47,000	490.0	30,000	DC
2	646.0	4.000	2.562	27,900	490.0	30,000	Hw/DP
3	16,560.0	4.000	3.340	17,000	490.0	30,000	DP
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

Message Board

Data Location	Description

Data file - C:\Users\tovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Comidas Cwear\Pauto sur Cp-10\Pauto sur Cp-10 so

Ready Units: English Language: English 11/23/2017

## Ventana de Factor de Desgaste Pauto Sur Cp-10

**DrillNET - Casing Wear - [Input Window]**

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petris Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELLBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELLBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Slim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | **Wear Factor** | Preferences

**Wear Factor**

Single wear factor  
 Input along riser/casing  
 Input along drillstring

Bottom MD input from top along casing

	Section Bottom MD (ft)	Wear Factor
1	600.0	0.61
2	1,250.0	1.83
3	1,450.0	0.61
4	2,000.0	1.83
5	3,400.0	0.61
6	4,000.0	1.83

Consider drill pipe contact with casing  
 Wear factor for drill pipe body:

Expert system Database

**Wear Log Data**

Previous wear:

Previous	MD (ft)	Riser Casing ID (in)	Wall Thickness (in)	Remaining Wall (in)	Wear (%)
New casing, no previous wear					

Current wear:

Results	MD (ft)	Riser Casing ID (in)	Wall Thickness (in)	Remaining Wall (in)	Wear (%)
No graph					

Set casing/liner Update previous wear

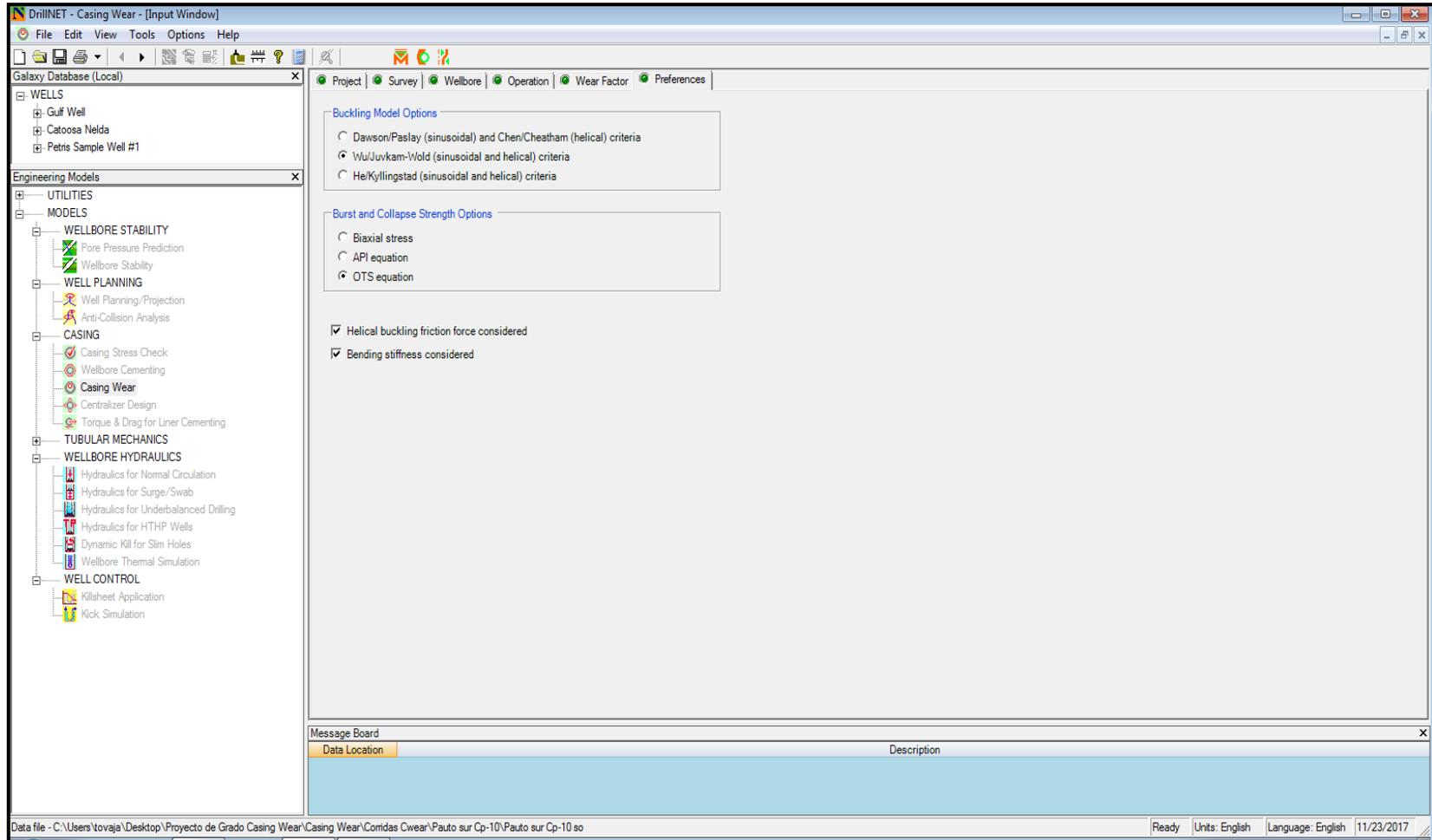
Message Board

Data Location	Description
No graph	

Data file - C:\Users\tovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Corridas Cwear\Pauto sur Cp-10\Pauto sur Cp-10 so

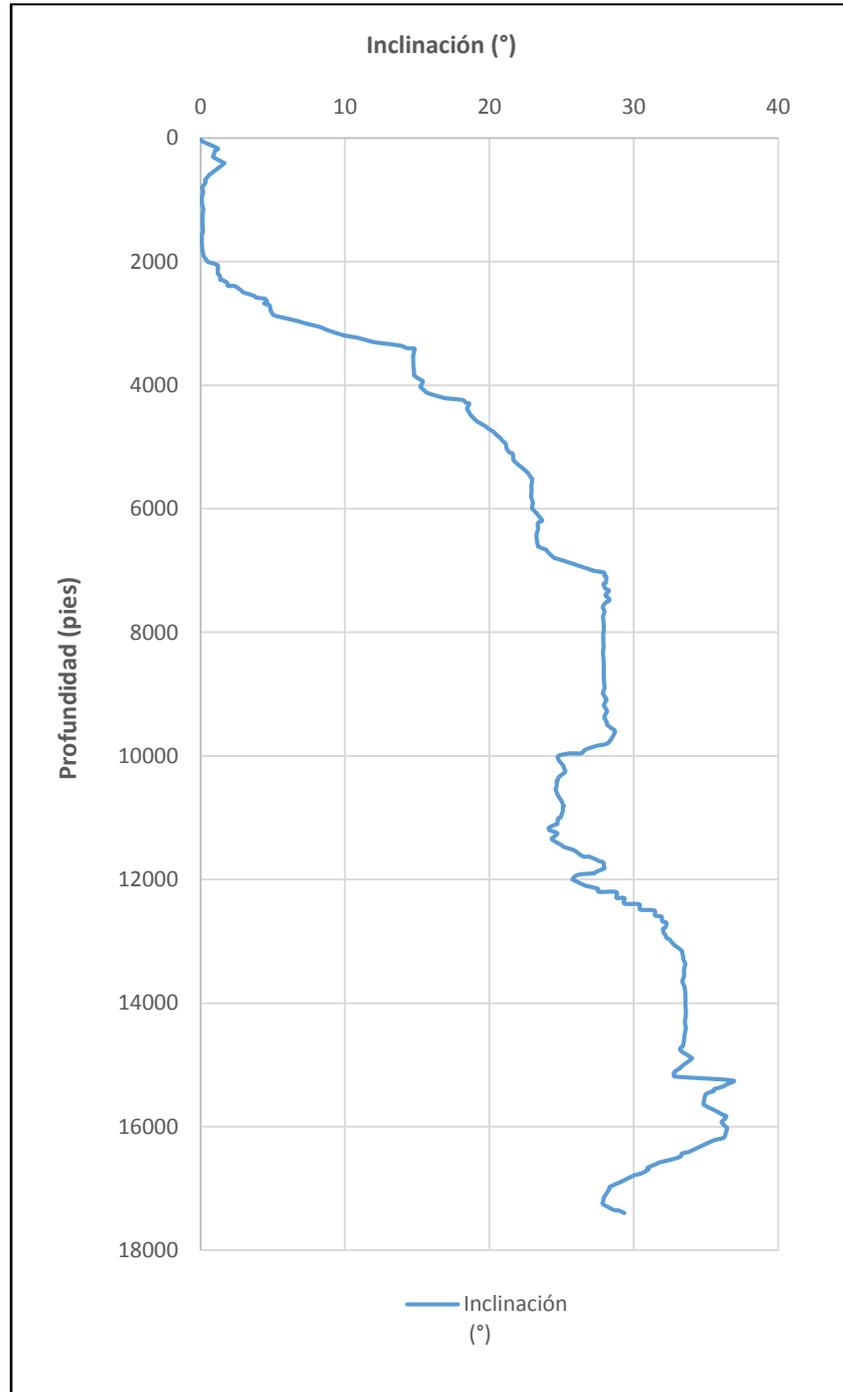
Ready Units: English Language: English 11/23/2017

## Ventana de Preferencias Pauto Sur Cp-10

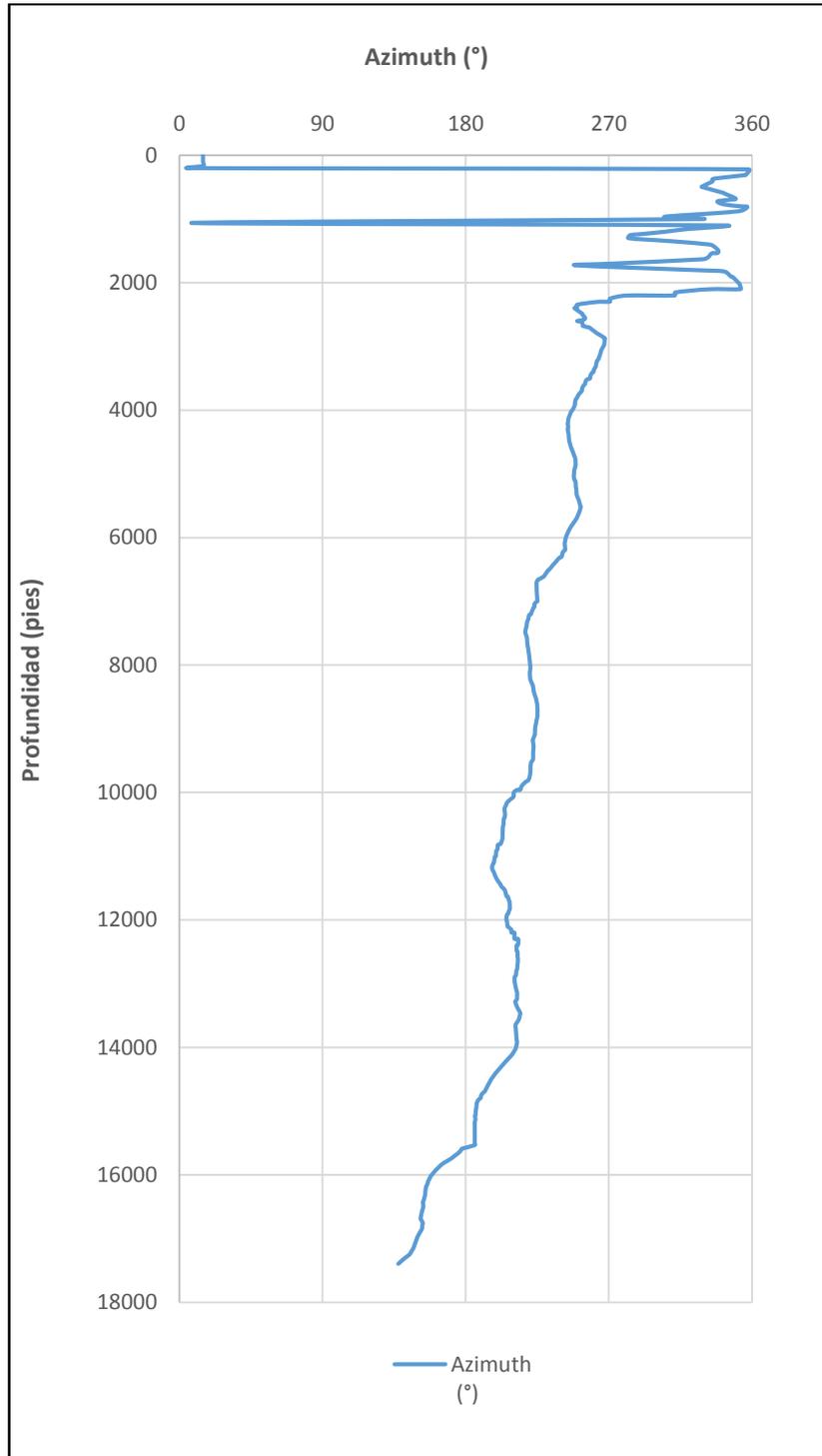


**ANEXO D**  
**GRÁFICAS DE INCLINACIÓN, DIRECCIÓN Y TORTUOSIDAD POZO PAUTO**  
**SUR CP-10**

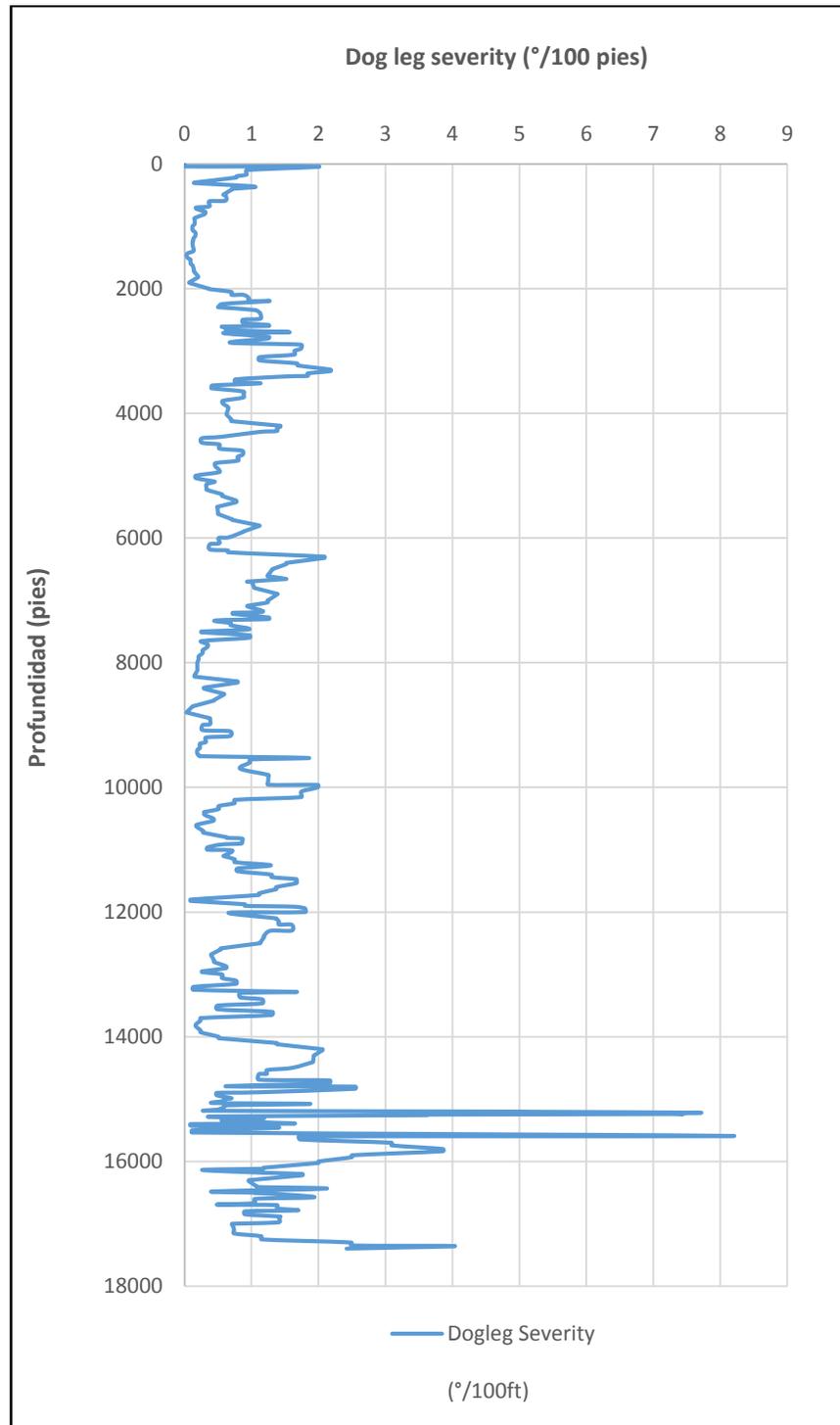
**Gráfica inclinación Pauto Sur Cp-10**



### Gráfica azimuth Pauto Sur Cp-10



### Gráfica Dog Leg Severity Pauto Sur Cp-10



## ANEXO E ESQUEMA DE PROTECCIÓN POZO PAUTO SUR CP-10

Figura esquema de protección perforación sección 10 5/8"

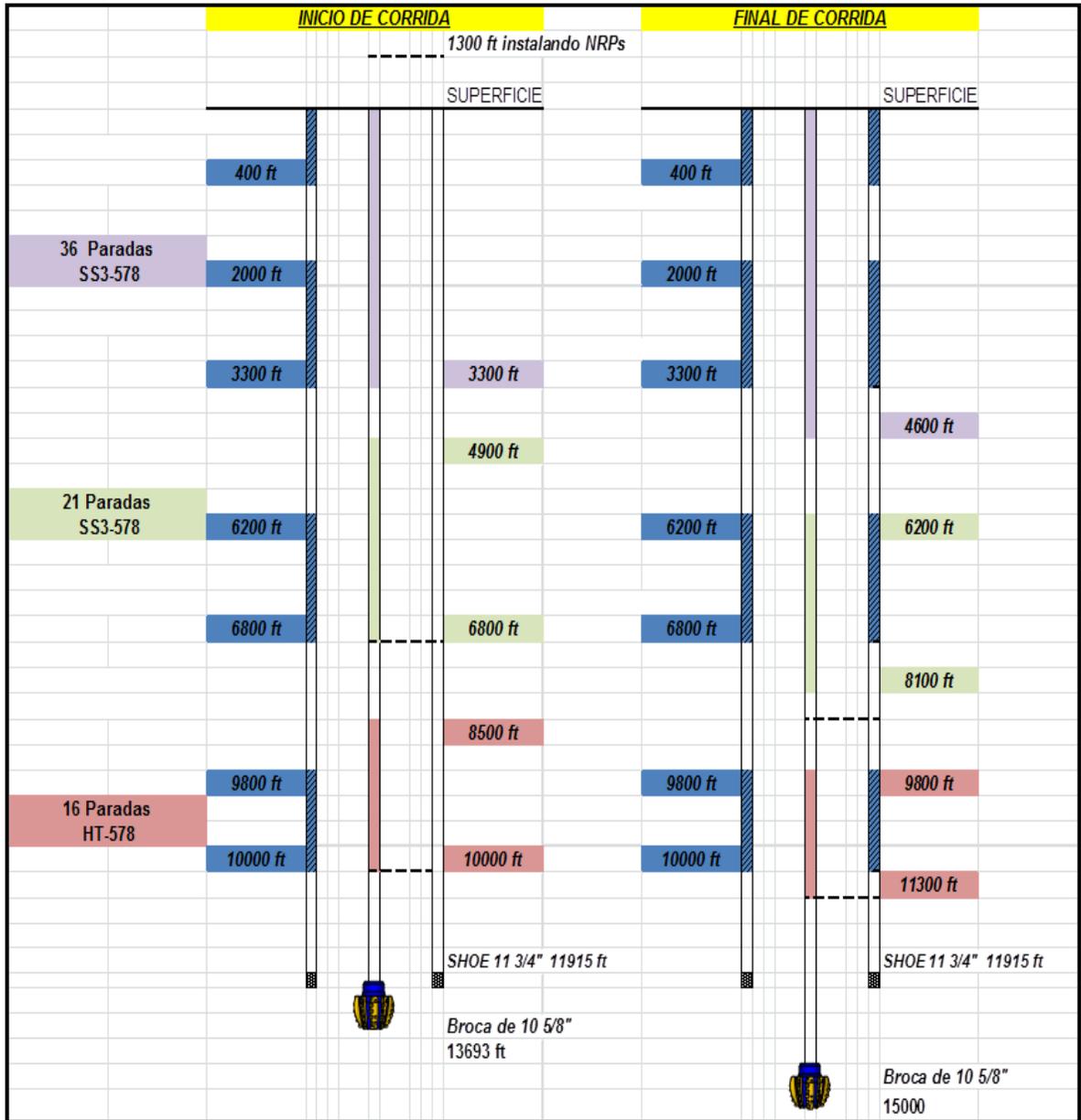
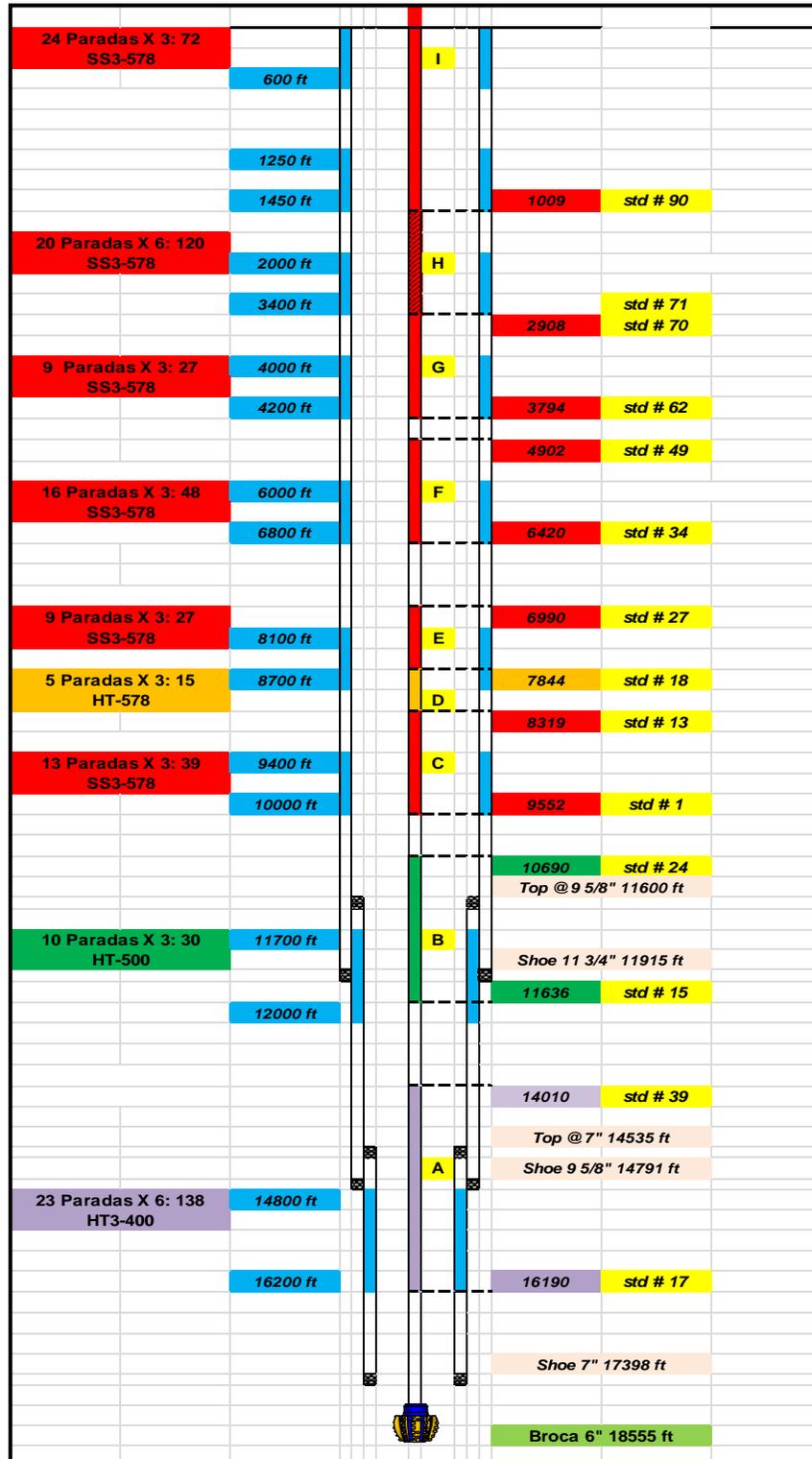


Figura esquema de protección perforación sección 8 1/2"



Figura esquema de protección perforación sección 6''



## ANEXO F SIMULACIÓN DEL DESGASTE METODOLOGÍA DE ESTANDARIZACIÓN POZO FLOREÑA TP-12

### Ventana de Survey Floreña Tp-12

The screenshot displays the DrillNET software interface for a well trajectory simulation. The main window is titled "DrillNET - Casing Wear - [Input Window]". The interface includes a menu bar (File, Edit, View, Tools, Options, Help), a toolbar, and a project navigation pane on the left. The project navigation pane shows a tree structure with categories like WELLS, Engineering Models, UTILITIES, MODELS, WELLBORE STABILITY, WELL PLANNING, CASING, TUBULAR MECHANICS, WELLBORE HYDRAULICS, and WELL CONTROL.

The central area displays a table of well trajectory data. The table has the following columns: MD (ft), Inclination (°), Azimuth (°), TVD (ft), NS (ft), EW (ft), HD (ft), VS (ft), DL (°/100R), BR (°/100R), and TR (°/100R). The data rows are numbered 1 through 34. Below the table, there is a field for "Azimuth of vertical section" set to 158.28 (°).

On the right side of the interface, there is a 3D visualization of the wellbore trajectory, showing the well path in a 3D coordinate system. The wellbore is shown as a blue line within a 3D wireframe box. The 3D view can be rotated and zoomed.

At the bottom of the interface, there is a "Message Board" section with a "Data Location" tab and a "Description" column. The status bar at the very bottom shows the file path: "Data file - C:\Users\Yovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Comidas Cwear\Floreña Tp-12\Floreña Tp-12 Sec 6". The system tray shows "Ready", "Units: English", "Language: English", and the date "11/23/2017".

	MD (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	HD (ft)	VS (ft)	DL (°/100R)	BR (°/100R)	TR (°/100R)
1	0.0	0.00	219.45	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
2	36.0	0.00	219.45	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
3	106.0	0.01	219.45	106.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.01	0.01	0.00
4	222.0	0.03	219.45	222.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.02	0.02	0.00
5	313.0	0.00	351.84	313.0	-0.1	0.0	0.1	0.0	0.03	-0.03	145.48
6	406.0	0.13	295.82	406.0	0.0	-0.1	0.1	0.0	0.14	0.14	-60.24
7	493.0	0.07	326.81	493.0	0.1	-0.3	0.3	-0.2	0.09	-0.07	35.62
8	623.0	0.04	273.07	623.0	0.1	-0.3	0.4	-0.3	0.04	-0.02	-41.34
9	717.0	0.04	149.06	717.0	0.1	-0.4	0.4	-0.2	0.08	0.00	-131.93
10	755.0	0.02	149.06	755.0	0.1	-0.4	0.4	-0.2	0.05	-0.05	0.00
11	810.0	0.00	351.84	810.0	0.1	-0.3	0.4	-0.2	0.04	-0.04	-285.85
12	901.0	0.04	46.48	901.0	0.1	-0.3	0.3	-0.2	0.04	0.04	60.04
13	993.0	0.03	26.87	993.0	0.2	-0.3	0.3	-0.3	0.02	-0.01	-21.32
14	1,065.0	0.03	26.12	1,065.0	0.2	-0.3	0.3	-0.3	0.00	0.00	-1.04
15	1,159.0	0.00	351.84	1,159.0	0.2	-0.3	0.3	-0.3	0.03	-0.03	-36.47
16	1,213.0	0.02	45.57	1,213.0	0.2	-0.3	0.3	-0.3	0.04	0.04	99.50
17	1,254.0	0.03	45.57	1,254.0	0.2	-0.2	0.3	-0.3	0.02	0.02	0.00
18	1,348.0	0.04	265.87	1,348.0	0.3	-0.3	0.4	-0.3	0.07	0.01	-148.62
19	1,378.0	0.04	256.21	1,378.0	0.2	-0.3	0.4	-0.3	0.02	0.00	-32.20
20	1,442.0	0.03	227.79	1,442.0	0.2	-0.3	0.4	-0.3	0.03	-0.02	-44.41
21	1,500.0	0.02	283.00	1,500.0	0.2	-0.3	0.4	-0.3	0.04	-0.02	95.19
22	1,537.0	0.03	315.41	1,537.0	0.2	-0.3	0.4	-0.3	0.05	0.03	87.59
23	1,632.0	0.12	26.30	1,632.0	0.3	-0.3	0.5	-0.4	0.12	0.09	74.62
24	1,727.0	0.07	331.04	1,727.0	0.5	-0.3	0.6	-0.6	0.10	-0.05	-58.17
25	1,822.0	0.06	330.16	1,822.0	0.6	-0.4	0.7	-0.7	0.01	-0.01	-0.93
26	1,918.0	0.04	23.30	1,918.0	0.6	-0.4	0.7	-0.7	0.05	-0.02	55.35
27	2,014.0	0.03	42.53	2,014.0	0.7	-0.3	0.8	-0.8	0.02	-0.01	20.03
28	2,030.0	0.03	45.00	2,030.0	0.7	-0.3	0.8	-0.8	0.00	0.00	15.44
29	2,109.0	0.03	57.26	2,109.0	0.7	-0.3	0.8	-0.8	0.01	0.00	15.52
30	2,204.0	0.03	336.07	2,204.0	0.8	-0.3	0.8	-0.8	0.04	0.00	-85.46
31	2,299.0	0.13	329.36	2,299.0	0.9	-0.4	0.9	-0.9	0.11	0.11	-7.06
32	2,394.0	0.00	351.84	2,394.0	1.0	-0.4	1.1	-1.1	0.14	-0.14	23.66
33	2,488.0	0.11	230.43	2,488.0	0.9	-0.5	1.0	-1.0	0.12	0.12	-129.16
34	2,582.0	0.03	237.98	2,582.0	0.8	-0.6	1.0	-1.0	0.09	-0.09	8.04

## Ventana de Pozo Floreña Tp-12

DrillNET - Casing Wear - [Input Window]

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petis Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELLBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELLBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Slim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences

	Type	Bottom MD (ft)	OD (in)	ID (in)	Yield Strength (psi)	Density (lb/ft <sup>3</sup> )	Wear Limit %	Description
1	Casing/Liner	11,378.0	11,750	10,682	110,000	490.0	10.0	CSG 11.75
2	Casing/Liner	14,923.0	9,625	8,535	110,000	490.0	10.0	LINER 9 5/8
3	Casing/Liner	18,690.0	7,000	6,094	110,000	490.0	10.0	LINER 7
4	Open Hole	20,808.0		6,000				
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31								
32								
33								
34								
35								
36								
37								

Message Board

Data Location Description

Ready Units: English Language: English 11/23/2017

The diagram on the right shows a vertical wellbore with a dashed red centerline. It is divided into sections corresponding to the data in the table:

- CSG 11.75:** From 11,378.0 ft to 14,923.0 ft. ID: 10,682 in.
- LINER 9 5/8:** From 14,923.0 ft to 18,690.0 ft. ID: 8,535 in.
- LINER 7:** From 18,690.0 ft to 20,808.0 ft. ID: 6,094 in.
- Open Hole:** From 20,808.0 ft to the bottom. ID: 6,000 in.

## Ventana de Operaciones Floreña Tp-12

DrillNET - Casing Wear - [Input Window]

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petis Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELLBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELLBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Stim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences

General

Last survey point MD: 20,808.0 (ft)

Tool joint OD: 4.875 (in) Flex joint offset angle: 0.00 (°)

Tool joint contact length: 25.000 (in) Maximum lateral load per protector: 3,500.0 (lbf)

Drill pipe joint length: 32.0 (ft) Maximum lateral load per tool joint: 1,500.0 (lbf)

Operation

	Operation Type	Section Start MD (ft)	Section End MD (ft)	Mud Weight (ppg)	Rotary Speed (rpm)	ROP/Axial Speed (ft/hr)	Weight on Bit (lbf)	Operation Time (min)	Description
1	Drill	19,050.0	19,075.0	10.00	80	4.0	14.0	375.00	BHA 42
2	Ream	19,075.0	18,962.0	10.00	70	6.0	0.0	1,130.00	REAM BHA 42
3	Drill	19,075.0	19,707.0	10.00	100	6.9	10.0	5,495.65	BHA 43
4	Ream	19,707.0	18,632.0	10.00	100	58.1	0.0	1,110.15	REAM BHA 43
5	Drill	19,707.0	20,808.0	10.00	105	16.7	9.0	3,955.69	BHA 44
6	Ream	20,808.0	16,974.0	10.00	100	84.7	0.0	2,715.94	REAM BHA 44

Tubulars (from downhole to surface) - for operation row: 1

	Length (ft)	OD (in)	ID (in)	Adjusted Weight (lb/ft)	Density (lb/ft³)	Young's Modulus (psi)	Description
1	460.0	4.875	2.313	31.000	490.0	30,000,000	Bit-DC
2	900.0	4.000	2.563	31.000	490.0	30,000,000	HWDP-aceleradores
3	19,448.0	4.000	3.340	16.000	490.0	30,000,000	DP
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							

Message Board

Data Location	Description

Data file - C:\Users\tovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Comidas Cwear\Floreña Tp-12\Floreña Tp-12 Sec 6

Ready Units: English Language: English 11/23/2017

## Ventana de Factor de Desgaste Floreña Tp-12

DrillNET - Casing Wear - [Input Window]

File Edit View Tools Options Help

Galaxy Database (Local)

- WELLS
  - Gulf Well
  - Catoosa Nelda
  - Petris Sample Well #1
- Engineering Models
  - UTILITIES
  - MODELS
    - WELBORE STABILITY
      - Pore Pressure Prediction
      - Wellbore Stability
    - WELL PLANNING
      - Well Planning/Projection
      - Anti-Collision Analysis
    - CASING
      - Casing Stress Check
      - Wellbore Cementing
      - Casing Wear
      - Centralizer Design
      - Torque & Drag for Liner Cementing
    - TUBULAR MECHANICS
    - WELBORE HYDRAULICS
      - Hydraulics for Normal Circulation
      - Hydraulics for Surge/Swab
      - Hydraulics for Underbalanced Drilling
      - Hydraulics for HTHP Wells
      - Dynamic Kill for Slim Holes
      - Wellbore Thermal Simulation
    - WELL CONTROL
      - Killsheet Application
      - Kick Simulation

Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences

Wear Factor

Single wear factor  
 Input along riser/casing  
 Input along drillstring

Bottom MD input from top along casing

	Section Bottom MD (ft)	Wear Factor
1	3,400.0	1.83
2	3,600.0	0.61
3	5,300.0	1.83
4	6,700.0	0.61
5	7,300.0	1.83
6	8,000.0	0.61

Consider drill pipe contact with casing  
 Wear factor for drill pipe body:

Wear Log Data

Previous wear:

Previous	MD (ft)	Riser Casing ID (in)	Wall Thickness (in)	Remaining Wall (in)	Wear (%)
New casing, no previous wear					

Current wear:

Results	MD (ft)	Riser Casing ID (in)	Wall Thickness (in)	Remaining Wall (in)	Wear (%)
No graph					

Message Board

Data Location	Description
No graph	

Data file - C:\Users\tovaia\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Coridas Cwear\Floreña Tp-12\Floreña Tp-12 Sec 6

Ready Units: English Language: English 11/23/2017

## Ventana de Preferencias Floreña Tp-12

The screenshot displays the DrilNET software interface for 'Casing Wear - [Input Window]'. The main window is titled 'DrilNET - Casing Wear - [Input Window]' and contains a menu bar (File, Edit, View, Tools, Options, Help) and a toolbar. The interface is divided into several panes:

- Galaxy Database (Local):** A tree view showing project structure under 'WELLS' (Gulf Well, Catoosa Nelda, Petis Sample Well #1) and 'Engineering Models' (UTILITIES, MODELS, WELLBORE STABILITY, WELL PLANNING, CASING, TUBULAR MECHANICS, WELLBORE HYDRAULICS, WELL CONTROL).
- Project | Survey | Wellbore | Operation | Wear Factor | Preferences:** A set of tabs at the top of the main workspace, with 'Preferences' currently selected.
- Buckling Model Options:** A group box containing three radio button options:
  - Dawson/Paslay (sinusoidal) and Chen/Cheatham (helical) criteria
  - Wu/Juvkam-Wold (sinusoidal and helical) criteria
  - He/Kyllingstad (sinusoidal and helical) criteria
- Burst and Collapse Strength Options:** A group box containing three radio button options:
  - Biaxial stress
  - API equation
  - OTS equation
- Helical buckling friction force considered:** A checked checkbox.
- Bending stiffness considered:** A checked checkbox.

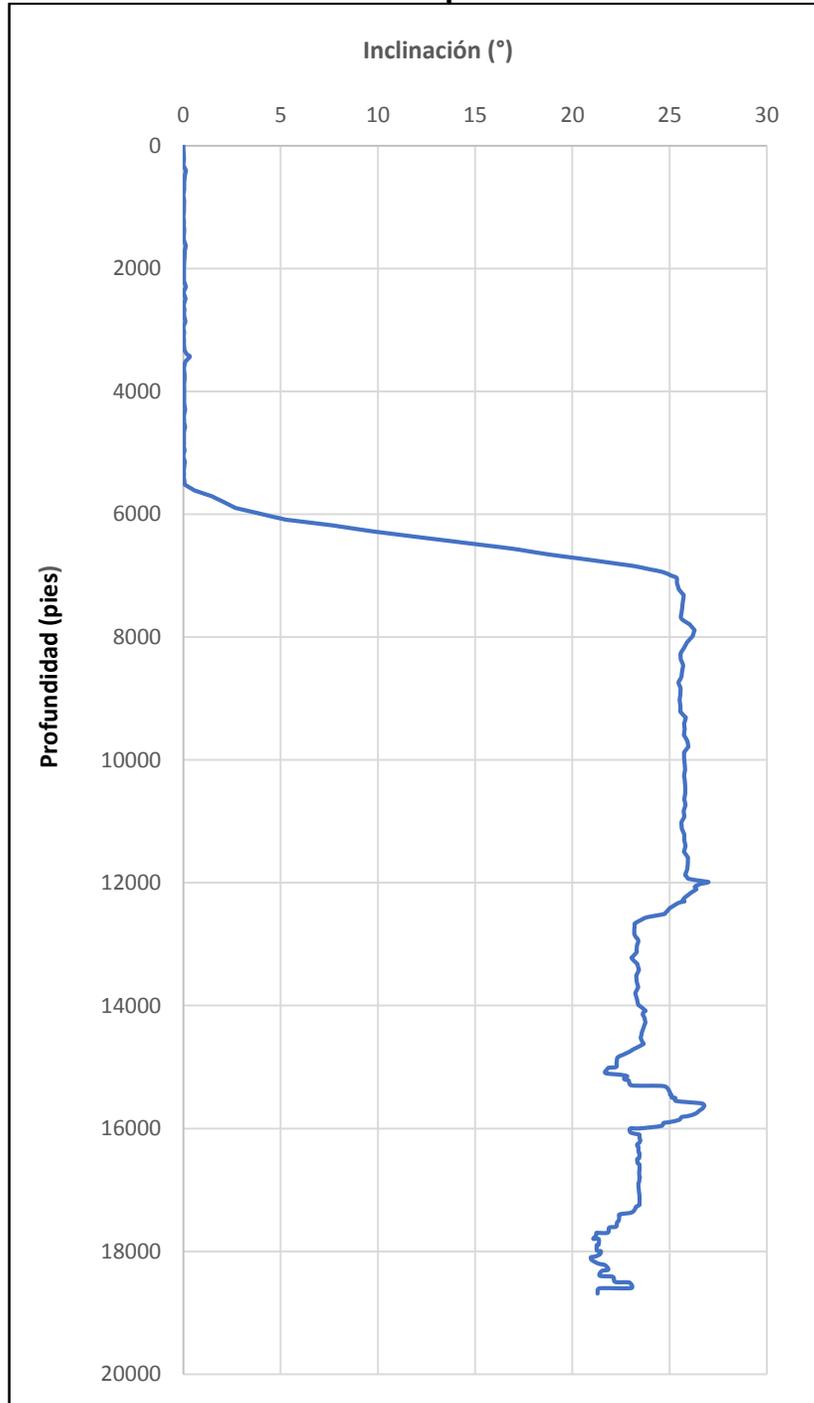
At the bottom of the interface, there is a 'Message Board' pane with a table structure:

Data Location	Description
---------------	-------------

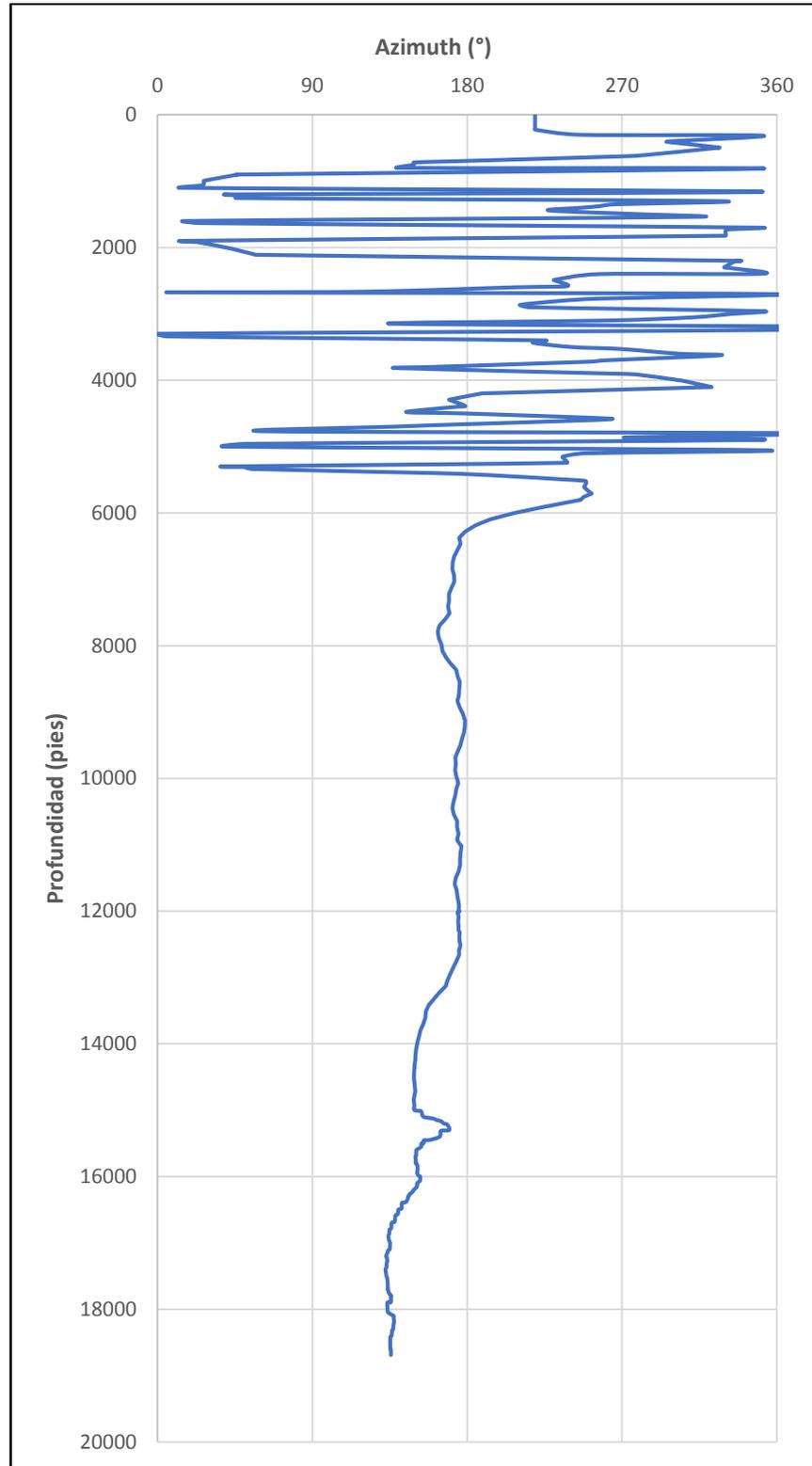
The status bar at the very bottom shows the file path: 'Data file - C:\Users\tovaja\Desktop\Proyecto de Grado Casing Wear\Casing Wear\Comidas Cwear\Floreña Tp-12\Floreña Tp-12 Sec 6', along with system information: 'Ready | Units: English | Language: English | 11/23/2017'.

**ANEXO G**  
**GRÁFICAS DE INCLINACIÓN, DIRECCIÓN Y TORTUOSIDAD POZO FLOREÑA**  
**TP-12**

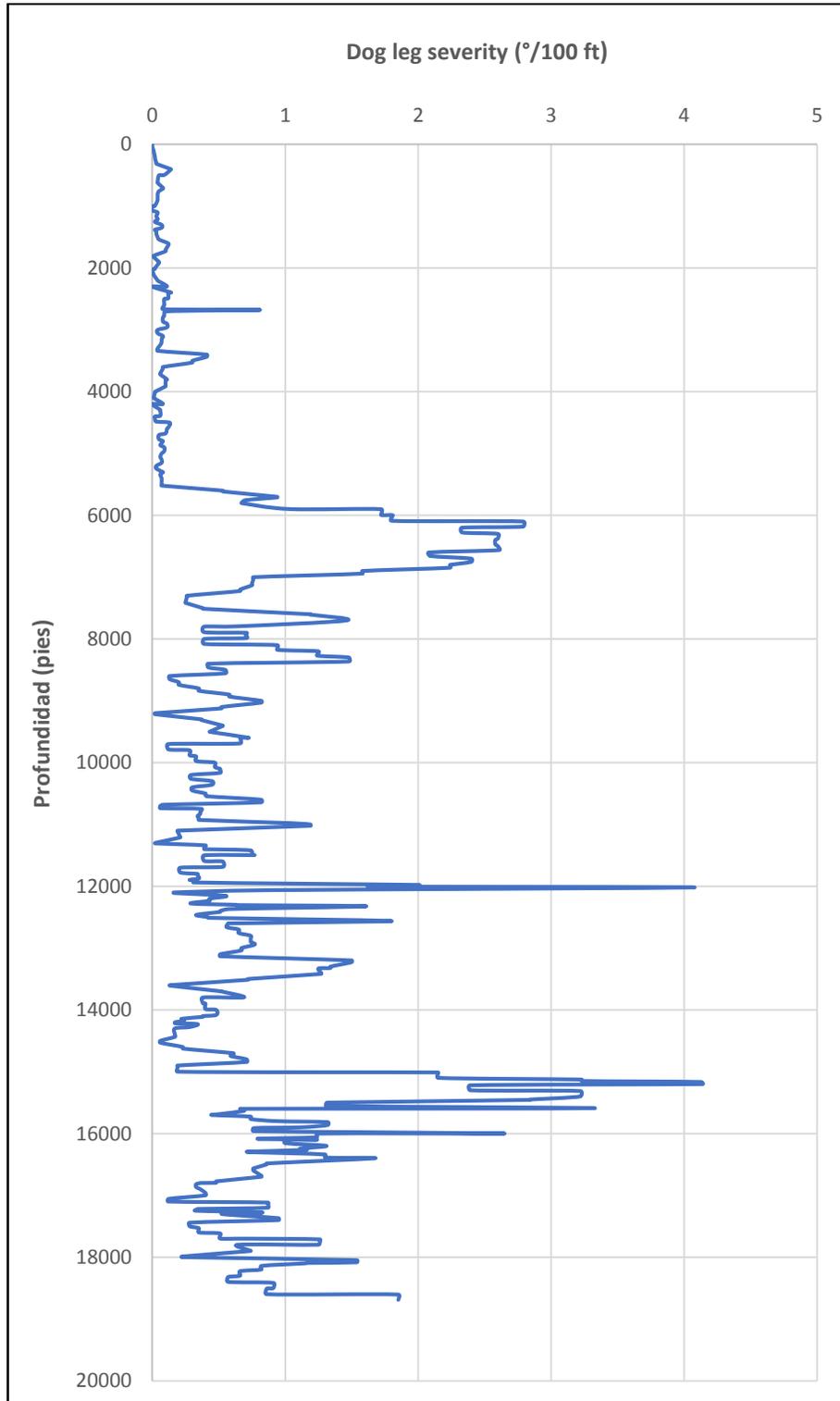
**Gráfica inclinación Floreña Tp-12**



### Gráfica azimuth Floreña Tp-12



### Gráfica dog leg severity Floreña Tp-12



**ANEXO H**  
**ESQUEMA DE PROTECCIÓN POZO FLOREÑA TP-12**

**Figura esquema de protección perforación sección 10 5/8"**

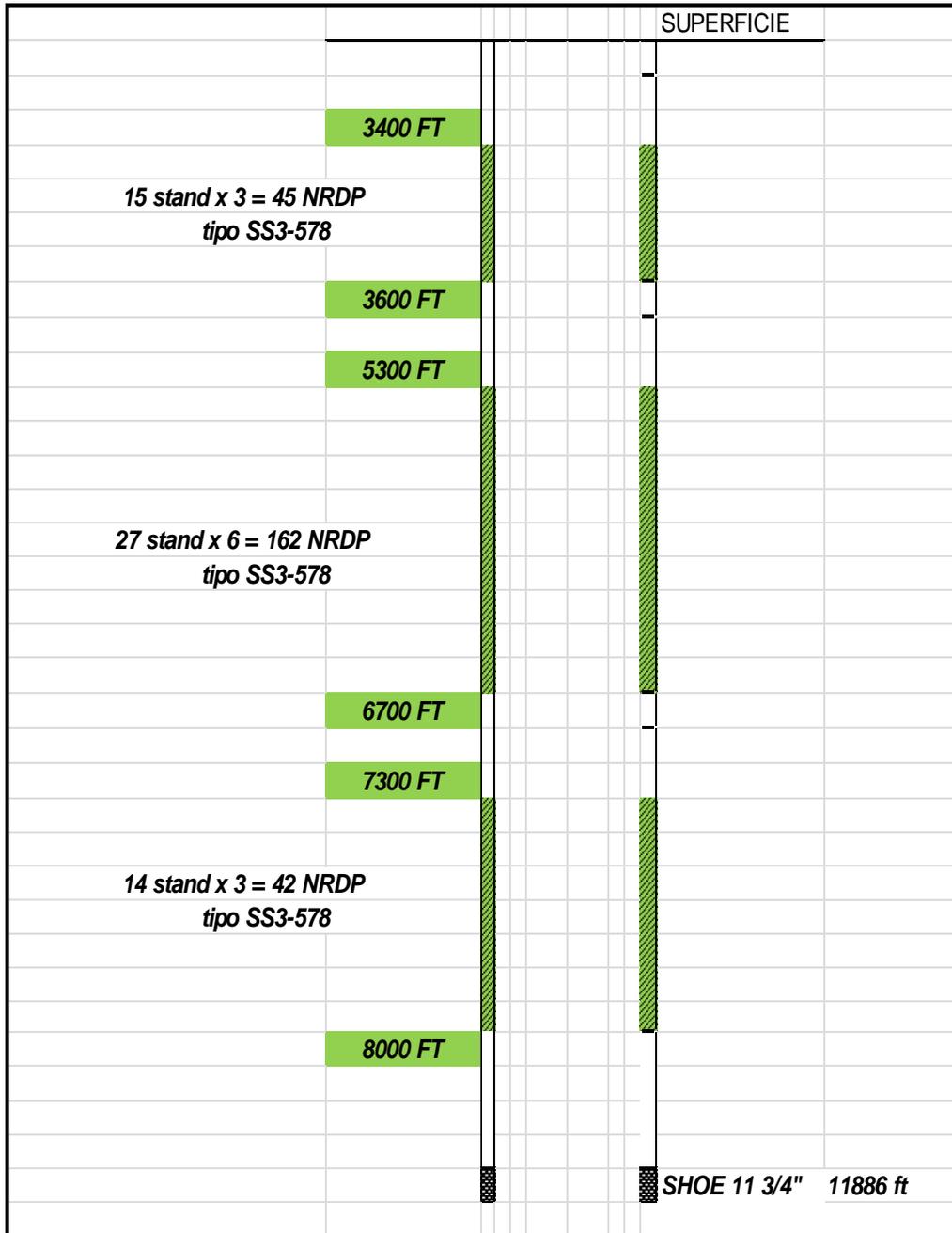
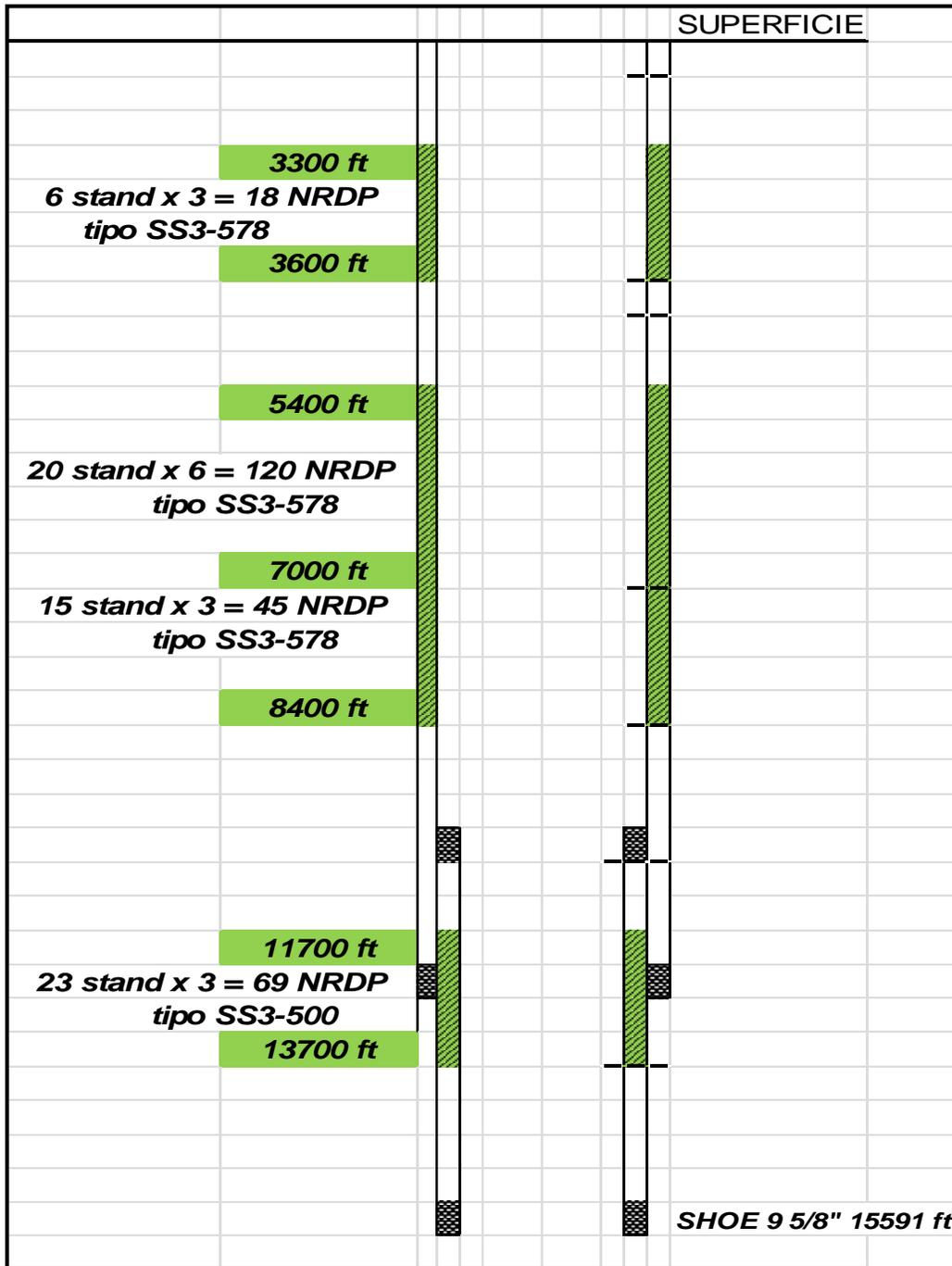


Figura esquema de protección perforación sección 8 1/2"



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros Luis Carlos Álvarez y Laura Posada, en calidad de titulares de la obra *Análisis del desgaste mecánico de los revestimientos para los campos Floreña y Pauto*, elaborada en el año 2017, autorizamos al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 30 días del mes de enero del año 2018.

#### LOS AUTORES:

##### Autor 1

Nombres	Apellidos
Luis Carlos	Álvarez Solís
Documento de identificación No	Firma
1.014.257.192	

##### Autor 2

Nombres	Apellidos
Laura	Posada Henao
Documento de identificación No	Firma
1.020.807.986	Laura Posada Henao