

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE SOLUCIÓN DIRECCIONADA A LA
MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS MECÁNICOS Y QUÍMICOS A PARTIR DEL
ESTUDIO DE LAS FALLAS QUE PRESENTAN LAS SARTAS DE
PERFORACIÓN DE ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES.**

**DANILO ALEJANDRO CANO SUAREZ
MARÍA FERNANDA GONZÁLEZ BUITRAGO**

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

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE SOLUCIÓN DIRECCIONADA A LA
MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS MECÁNICOS Y QUÍMICOS A PARTIR DEL
ESTUDIO DE LAS FALLAS QUE PRESENTAN LAS SARTAS DE
PERFORACIÓN DE ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES.**

**DANILO ALEJANDRO CANO SUAREZ
MARÍA FERNANDA GONZÁLEZ BUITRAGO**

**Proyecto integral de trabajo de grado para optar por el título de:
INGENIERO QUÍMICO
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Orientador:
DIEGO NICOLÁS RODRIGUEZ SERRANO
Ingeniero químico**

**Orientador:
ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
Ingeniera de petróleos**

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

Nota de aceptación

Nota de aceptación

Ing. Iván Eduardo Peñaloza Cristancho

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez

Ing. Diego Nicolás Rodríguez Serrano

Bogotá, Agosto 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

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

Decano facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Director de Programa Ingeniería Química

Ing. LEONARDO DE JESÚS HERRERA GUTIÉRREZ

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

DEDICATORIA

En primera instancia le doy gracias a Dios, por darme fortaleza, confianza y sabiduría.

A mi mamá, que nunca dejo de creer que si podía, apoyándome en todo y dándome consejos como una amiga, y a pesar de todo lo que pasamos juntas tuve un angelito que fue mi abuela quien me dio fuerzas para cumplir esta etapa de mi vida.

A mi papá que me apoyo en todo con tal de salir adelante, a pesar de las adversidades que pasamos y ayudarme a cumplir este gran sueño, de verme convertida en ingeniera.

A mi hermana, que siempre estuvo ahí para mí, apoyándome y dándome aliento para que no diera un paso atrás.

A mi compañero, amigo y novio, que siempre estuvimos apoyándonos en las buenas y en las malas; y a pesar de los problemas que se nos presentaron, siempre buscamos la manera de seguir con esta meta, haciéndonos crecer como personas, aprendiendo uno del otro y no darnos por vencidos. Todo el esfuerzo valió la pena. Seremos unos grandes ingenieros. Y a toda la gente que apporto ese granito de arena y estuvo conmigo apoyándome les doy las gracias ya que sin ustedes no sería posible.

María Fernanda González Buitrago

Este pequeño paso en mi vida se lo debo a Dios, a mi familia y a todos aquellos que pusieron un grano de arena para que todo pudiese darse de la mejor manera y con su apoyo llegar hasta aquí. A mi abuela Aracely, que aunque ausente, sin todos sus años de ejemplo, esfuerzo y constancia no habría podido llegar a ser la persona que hoy soy.

Padre, gracias por estar siempre para mí, recordándome que sin esfuerzo no hay victoria, que cada momento y tiempo que sentí tu apoyo y ejemplo a cada momento. Siempre serás mi ejemplo a seguir.

Madre, gracias por haberme dado toda la fuerza, el apoyo, la alegría, el amor y sobre todo por haberme guiado para llegar a este momento. Gracias por haber escuchado cada una de las bellas, buenas y no tan buenas anécdotas que me deja esta experiencia.

Miguel Ángel, Emanuel David y Tomas Andrés que esto sea solo un reto para ustedes, demostrando cada día las enormes capacidades que cada uno de ustedes, a su manera, posee.

A mi Abuela Bertha, mi tía Rocio y mi tío Fernando, que aunque lejos, siempre estuvieron apoyándome de corazón y me han dado ese cariño y amor sincero desde que tengo memoria.

A mi compañera, amiga y novia por haber sido un apoyo incondicional; y a su familia, que fueron de vital importancia antes, durante y después del desarrollo de este proyecto, que demostraron que creer en sí mismo, la fuerza y el apoyo incondicional.

Danilo Alejandro Cano Suarez

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darnos la fuerza, inteligencia emocional y esmero para trabajar y finalizar este proyecto.

A nuestras familias, que siempre estuvieron presentes, y cada uno a su manera, apporto su propio detalle en este tomo.

A Estrella International Energy Services, que nos brindó esta oportunidad, además de grandes enseñanzas y experiencias.

A la Fundación Universidad de América, por 5 años de esfuerzos, lecciones, excelentes personas, academia y muchos recuerdos.

A la Ingeniera Adriangela Romero Sánchez por su apoyo, confianza, sus consejos y su alcahuetería. Gracias a ti logramos cumplir todos nuestros objetivos.

Al Ingeniero Diego Nicolás Rodríguez por su constancia, tiempo y vital apoyo. Gracias por creer en nosotros y en este proyecto.

A nuestro director Ing. Armando Torres que nos brindó su asesoría, y compartió su conocimiento con nosotros para el éxito de este proyecto.

A Winston, Rafael y Nixon; que aportaron sus conocimientos, experiencia, tiempo y cariño hacia nosotros y hacia el proyecto. Gracias de todo corazón y esperamos verlos en el camino.

A todo el personal de los equipos 1225 y 707, que nos apoyaron incondicionalmente y nos acogieron como equipo y como personas.

A Angie Katherine y Lina María; parte de este éxito es de ustedes, que ayudaron de manera personal para que supiéramos manejar todas las adversidades que se presentaban en el camino. De corazón agradezco a la vida haberles conocido y que me hayan permitido compartir tantas cosas en tan poco tiempo. Les deseo el mejor de los éxitos ingenieras.

A Yuliana Andrea, por apoyarnos y creer en nosotros. Por brindarnos esa tranquilidad y respaldo por medio de esa risa y animo tan peculiar.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	30
INTRODUCCIÓN	31
1. HISTORIA DE ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES	34
2. GENERALIDADES GEOLÓGICAS	37
2.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	37
2.1.1 Ubicación en Colombia	37
2.1.2 Modelo Estratigráfico	37
2.1.3 Modelo Estructural	38
2.1.3.1 Serie de pares anticlinal-sinclinal	39
2.1.3.2 Mega falla de rumbo sinestral	39
2.1.3.3 Fallas normales	39
2.1.3.4 Conjunto de Fallas Transcurrentes	39
2.2 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	39
2.2.1 Ubicación en Colombia	39
2.2.2 Modelo Estratigráfico	40
2.2.3 Modelo Estructural	42
2.2.3.1 Provincia de Arauca	42
2.2.3.2 Provincia de Casanare	42
2.2.3.3 Provincia Oriental o del Vichada	42
2.2.3.4 Provincia del Meta	42
2.2.3.5 Provincia del Piedemonte Llanero	42
2.3 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	42
2.3.1 Ubicación en Colombia	42
2.3.2 Modelo Estratigráfico	43
2.3.3 Modelo Estructural.	45
2.3.3.1 Subcuenca de Girardot	45
2.3.3.2 Subcuenca de Neiva	45
2.4 CAMPO CAÑO LIMÓN	45
2.4.1 Historia	45
2.4.2 Localización	46
2.4.3 Modelo Estratigráfico	46
2.4.4 Marco Estructural	48
2.4.4.1 Estructura de Caño Limón-La Yuca	48
2.4.4.2 Estructura Matanegra	48
2.4.5 Estratigrafía local	48
2.4.5.1 Paleozoico	48

2.4.5.2 Mesozoico	48
2.4.5.3 Formación Areniscas Inferiores	48
2.4.5.4 Formación León	48
2.4.5.5 Formación Gachetá	49
2.4.5.6 Formación Guadalupe	49
2.4.5.7 Formación Barco	49
2.4.5.8 Formación Mirador	49
2.4.5.9 Formación Carbonera	49
2.4.5.10 Formación Guayabo	49
2.4.6 Geología del Petróleo	50
2.4.6.1 Roca Generadora	50
2.4.6.2 Roca Reservorio	50
2.4.6.3 Roca Sello	50
2.5 CAMPO QUIFA	50
2.5.1 Historia	50
2.5.2 Localización	50
2.5.3 Modelo Estratigráfico	51
2.5.4 Marco Estructural	52
2.5.4.1 Subdominio de los Llanos Casanare – Arauca	52
2.5.4.2 Subdominio de los Llanos del Meta	52
2.5.5 Estratigrafía Local	53
2.5.5.1 Paleozoico	53
2.5.5.2 Formación Carbonera	53
2.5.5.3 Formación León	53
2.5.5.4 Formación Guayabo	53
2.5.5.5 Formación Necesidad	53
2.5.6 Geología del Petróleo	54
2.5.6.1 Roca Generadora	54
2.5.6.2 Roca Almacenadora	54
2.5.6.3 Roca Sello	54
2.6 CAMPO PURIFICACIÓN	54
2.6.1 Historia	54
2.6.2 Localización	55
2.6.3 Modelo Estratigráfico	55
2.6.4 Marco Estructural	56
2.6.4.1 Flanco Oriental de la Cordillera Central	56
2.6.4.2 Flanco Occidental de la Cordillera Oriental	56
2.6.4.3 Deformación menor	56
2.6.5 Estratigrafía Local	56
2.6.5.1 Formación Hondita y Loma Gorda	57
2.6.5.2 Grupo Olini	57
2.6.5.3 Formación La Tabla	57
2.6.5.4 Formación Seca	57
2.6.5.5 Grupo Honda	57
2.6.5.6 Depósitos Coaluviales	57

2.6.5.7 Depósitos Aluviales	57
2.6.6 Geología del Petróleo	57
2.6.6.1 Roca Productora	57
2.6.6.2 Roca Generadora	58
2.6.6.3 Roca Sello	58
2.7 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO	58
2.7.1 Campo Caño Limón	58
2.7.2 Campo Quifa	60
2.7.3 Campo Purificación	62
3. MARCO TEÓRICO	64
3.1 SARTA DE PERFORACIÓN	64
3.1.1 Propiedades Mecánicas	64
3.1.1.1 Esfuerzo de cedencia	64
3.1.1.2 Esfuerzo de estiramiento	64
3.1.1.3 Grado de tubería	65
3.2 COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	65
3.2.1 Broca	65
3.2.2 Crossover	65
3.2.3 Tubería de perforación	65
3.2.4 Botellas o Drill Collar	65
3.2.5 Motores de fondo	65
3.2.6 Martillos	66
3.2.7 Estabilizadores	66
3.2.8 Rimadores.	66
3.2.9 Ensanchadores	66
3.3 TUBERIA DE PERFORACIÓN	66
3.3.1 Rango de la tubería de perforación	66
3.3.1.1 E75	67
3.3.1.2 X95	67
3.3.1.3 G105	67
3.3.1.4 S135	67
3.3.2 Tipos de tubería de perforación	67
3.3.3 Drill Pipe	68
3.3.3.1 Diámetro Exterior	69
3.3.3.2 Diámetro Interior	69
3.3.3.3 Recalcado	69
3.3.3.4 Conexión Box-Pin	69
3.3.3.5 Diámetro exterior de la junta	70
3.3.4 Heavy Weight	71
3.3.5 Drill Collar	72
3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	72
3.4.1 Tipos de fluidos de perforación	73
3.4.1.1 Fluidos base agua	73

3.4.1.2 Fluidos base aceite	73
3.4.1.3 Fluidos base emulsionada	74
3.4.1.4 Fluidos base salmuera	74
3.4.1.5 Fluidos aireados	74
3.5 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	74
3.5.1 Retirar los recortes del pozo	74
3.5.2 Controlar las presiones de la formación	75
3.5.3 Suspender y descargar los recortes	75
3.5.4 Obturar las formaciones permeables	75
3.5.5 Mantener la estabilidad del agujero	75
3.5.6 Minimizar los daños del yacimiento	75
3.5.7 Enfriar, lubricar, apoyar la broca y el conjunto de perforación	76
3.5.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca	76
3.5.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación	76
3.5.10 Controlar la corrosión	76
3.5.11 Facilitar la cementación y el completamiento	76
3.5.12 Minimizar el impacto al ambiente	76
3.6 POZOS PERFORADOS	77
3.6.1 Tipos de pozos perforados	77
3.6.2 Según su trayectoria y ángulo de inclinación	77
3.6.2.1 Pozo vertical	77
3.6.2.2 Pozo inclinado	77
3.6.2.3 Pozo tangencial “S”	77
3.6.2.4 Pozo “S” especial	77
3.6.2.5 Pozo tangencial “J”	78
3.6.2.6 Pozo horizontal	78
3.6.3 Según su objetivo operacional	78
3.6.3.1 Pozo Side Track	78
3.6.3.2 Pozo de Reentrada	78
3.6.3.3 Pozo Grass Root	78
3.6.4 Problemas de pozo	78
3.6.4.1 Patada de pozo	78
3.6.4.2 Pérdidas de circulación	79
3.6.4.3 Pérdidas por filtración	79
3.6.4.4 Pérdidas parciales	79
3.6.4.5 Pérdidas severas	79
3.6.4.6 Pérdidas totales	79
3.6.4.7 Suabeo o compresión	79
3.6.4.8 Pega de tubería	80
3.6.4.9 Pega Diferencial	80
3.6.4.10 Pega por erosión del revoque de lodo	80
3.6.4.11 Pega mecánica	80
3.7 INSPECCIÓN DE TUBERÍA	80
3.7.1 Métodos de inspección no destructivos	81
3.7.1.1 Tintas penetrantes	81

3.7.1.2 Visual	81
3.7.1.3 Limpieza	81
3.7.1.4 Ultrasonido	81
3.7.1.5 Partículas Magnéticas (MPI)	82
3.7.1.6 Luz Negra	82
3.7.1.7 Dimensional	82
3.7.1.8 Partículas Magnéticas Húmedas	82
3.7.1.9 Inspección de inducción electromagnética (EMI)	83
4. INSPECCIÓN DE LA TUBERIA DE PERFORACIÓN	84
4.1 FALLAS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	84
4.1.1 Fallas en el cuerpo	84
4.1.1.1 Desgaste (DG)	84
4.1.1.2 Tubo torcido (X)	84
4.1.1.3 Erosión (E)	84
4.1.1.4 Corrosión (C)	84
4.1.1.5 Colapso	84
4.1.1.6 Crack (CK)	85
4.1.1.7 Espesor de pared bajo	85
4.1.1.8 Chatarra (CH)	85
4.1.2 Fallas en las conexiones	85
4.1.2.1 Corrosión (SC)	85
4.1.2.2 Dimensión fuera de tolerancia (DIM)	85
4.1.2.3 Daño Mecánico (DM)	85
4.1.2.4 Rosca Puntuda (RP)	85
4.1.2.5 Rosca Dañada (RD)	86
4.1.2.6 Rosca Golpeada (RG)	86
4.1.2.7 Rosca Desgastada (RG)	86
4.1.2.8 Rosca Mellada (RM)	86
4.1.2.9 Sello Mellado (SM)	86
4.1.2.10 Hilos Mellados (HM)	86
4.1.2.11 Washout (WS)	86
4.1.2.12 Sello Desgastado (SD)	86
4.1.2.13 Sello Golpeado (SG)	86
4.1.2.14 Counter Bore Corto (CB)	87
4.1.2.15 Hilos Desgastados (HD)	87
4.1.2.16 Hilos Golpeados (HG)	87
4.1.2.17 Hilos Filudos (HF)	87
4.1.2.18 Relief Groove	87
4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA	88
4.2.1 Universo del análisis	88
4.3 DRILL PIPE	90
4.3.1 Conexiones PIN	90
4.3.2 Conexiones BOX	93

4.3.3 Cuerpo de la tubería	97
4.3.4 Revestimiento (Coating)	98
4.4 HEAVY WEIGHT DRILL PIPE	106
4.4.1 Conexiones PIN	106
4.4.2 Conexiones BOX	110
4.5 FALLAS MÁS RECURRENTES	114
4.5.1 Drill Pipe	114
4.5.2 Heavy Weigth Drill Pipe	115
4.6 MATRIZ FMEA	115
4.6.1 Modos de falla	116
4.6.2 Causas posibles	116
4.6.3 Efectos posibles	116
4.6.4 Severidad	116
4.6.5 Frecuencia	117
4.6.6 Detección	118
4.7 ANÁLISIS DE LA MATRIZ FMEA	124
4.7.1 Rosca	124
4.7.2 Hilos	125
4.7.3 Sello	125
4.8 ANÁLISIS DE INFLUENCIA DEL ENTORNO	126
4.8.1 Perforación	126
4.8.2 Almacenamiento	127
4.8.3 Transporte	128
4.8.4 Stand Up	128
5. ANÁLISIS QUIMICO	130
5.1 PRUEBAS DE LABORATORIO A FLUIDOS DE PERFORACIÓN	130
5.1.1 Resultados de análisis de laboratorio	130
5.1.1.1 Determinación de filtrado.	131
5.1.1.2 Retorta	131
5.1.1.3 Cloruros	131
5.1.1.4 Dureza	132
5.1.1.5 Alcalinidad	133
5.1.1.6 Tren de Gases Garret	133
5.1.2 Componentes químicos nocivos para la tubería	134
5.1.2.1 Soda caustica	134
5.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	135
5.2.1 Temperatura	135
5.2.2 Tipo de agua	136
5.2.2.1 Dulce	136
5.2.2.2 Salada	137
5.2.2.3 Saturada	137
5.2.3 Efecto del pH	137
5.2.4 Compuestos aportados por la formación	140

5.2.4.1 Dióxido de Carbono	140
5.2.4.2 Ácido Sulfhídrico	142
5.2.4.3 Oxígeno	143
5.3 AFECTACIONES AMBIENTALES	144
5.3.1 Consecuencias de exposición	144
5.3.1.1 Lluvia y corrientes de aire	145
5.3.1.2 Almacenamiento	146
5.3.1.3 Residuos	149
5.4 CORROSIÓN EN TUBERÍA	150
5.4.1.1 Metalúrgico	150
5.4.1.2 Fisicoquímico	150
5.4.1.3 De Uso	150
5.4.2 Corrosión por aireación diferencial	151
5.4.3 Corrosión por picadura	151
5.4.4 Corrosión por erosión	152
5.4.4.1 Cálculo de la velocidad erosional	152
6. ANÁLISIS MECÁNICO	156
6.1 DAÑOS DE TUBERÍA	156
6.1.1 Daño por Torsión	156
6.1.2 Daños por colapso	156
6.1.3 Daños por estallamiento	157
6.1.4 Daños por fatiga	157
6.1.4.1 Ubicación de la fatiga	157
6.1.4.2 Apariencia de la fatiga	158
6.1.5 Daños por tensión	158
6.1.6 Washout	158
6.1.7 Daños por corrosión	159
6.1.7.1 Corrosión localizada	159
6.1.7.2 Corrosión por picado	159
6.2 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA POR ESTADO FÍSICO	159
6.2.1 Clase Ultra Premium	160
6.2.2 Clase Premium	160
6.2.3 Clase 2	160
6.3 OPERACIONES DE PERFORACIÓN	161
6.3.1 Condiciones de operación	161
6.3.2 Condiciones de perforación	163
6.3.3 Condiciones del hueco	163
6.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TIPO DE POZO PERFORADO EN LOS CAMPOS DE ESTUDIO	164
6.4.1 Campo Caño Limón	164
6.4.2 Campo Quifa	164
6.4.3 Campo Purificación	164

6.5 FLUJO DE PERFORACIÓN	164
6.5.1 Tipo de flujo	164
6.5.2 Análisis de flujo de los campos	165
6.5.2.1 Campo Caño limón	166
6.5.2.2 Campo Quifa	170
6.5.2.3 Campo Purificación	173
6.6 RANGOS DE TRABAJO	176
6.6.1 Cedencia	176
6.6.2 Tensión	178
6.6.3 Torsión	179
6.6.4 Torque	180
6.7 ANÁLISIS PARA DETERMINAR RANGOS DE OPERACIÓN	180
6.7.1 Vida útil de la tubería	181
7. MATRIZ DE SOLUCIÓN	184
8. EVALUACIÓN DE LA MATRIZ DE SOLUCIÓN	192
9. ANÁLISIS FINANCIERO	199
9.1 ANÁLISIS DE COSTOS	199
9.2 COSTO DEL CAPITAL MEDIO PONDERADO	201
9.3 COSTO ANUAL UNIFORME EQUIVALENTE	202
9.4 ANALISIS DEL PROYECTO	202
9.4.1 Flujos de Caja	203
9.4.1.1 Sin proyecto	203
9.4.1.2 Con proyecto	204
9.5 ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO	204
10. CONCLUSIONES	206
11. RECOMENDACIONES	207
BIBLIOGRAFÍA	209
ANEXOS	211

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción del Campo Caño Limón 2009-2017.	60
Gráfica 2. Producción del Campo Quifa 2009-2017.	61
Gráfica 3. Producción del Campo Purificación 2009-2017.	63
Gráfica 4. Daños presentados en el pin del Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.	91
Gráfica 5. Daños más representativos en el pin del Drill pipe.	91
Gráfica 6. Fallas representativas presentadas en el pin del Drill Pipe.	92
Gráfica 7. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el pin del DP.	93
Gráfica 8. Daños presentados en el box del Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado	94
Gráfica 9. Daños más representativos en el box del Drill pipe	95
Gráfica 10. Fallas representativas presentadas en el box del Drill Pipe	96
Gráfica 11. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el box del Drill Pipe.	97
Gráfica 12. Fallas presentadas en el cuerpo del Drill pipe durante 2007-2017	98
Gráfica 13. Revestimiento de la tubería durante el año 2007	99
Gráfica 14. Revestimiento de la tubería durante el año 2008.	100
Gráfica 15. Revestimiento de la tubería durante el año 2009.	101
Gráfica 16. Revestimiento de la tubería durante el año 2010	101
Gráfica 17. Revestimiento de la tubería durante el año 2012	102
Gráfica 18. Revestimiento de la tubería durante el año 2013	103

Gráfica 19. Revestimiento de la tubería durante el año 2014	103
Gráfica 20. Revestimiento de la tubería durante el año 2015	104
Gráfica 21. Revestimiento de la tubería durante el año 2016	105
Gráfica 22. Revestimiento de la tubería durante el año 2017	105
Gráfica 23. Daños presentados en el pin del Heavy Weight Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.	106
Gráfica 24. Fallas representativas Teoría de Pareto para el pin del Heavy Weight Drill Pipe.	108
Gráfica 25. Fallas más representativas presentadas en el pin del HWDP.	109
Gráfica 26. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el pin del HWDP	110
Gráfica 27. Daños presentados en el box del Heavy Weight Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.	111
Gráfica 28. Fallas representativas Teoría de Pareto para el box del Heavy Weight Drill Pipe.	111
Gráfica 29. Fallas más representativas presentadas en el box del HWDP.	112
Gráfica 30. Representación de los daños seleccionados.	113

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución de Estrella International Energy Services en Latinoamérica.	36
Figura 2. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	37
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio Magdalena.	38
Figura 4. Ubicación geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.	40
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.	41
Figura 6. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	43
Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	44
Figura 8. Ubicación geográfica del Campo Caño Limón, Colombia.	46
Figura 9. Columna estratigráfica del Campo Caño Limón.	47
Figura 10. Ubicación geográfica del Campo Quifa, Colombia.	51
Figura 11. Columna estratigráfica del Campo Quifa.	52
Figura 12. Ubicación geográfica del Campo Purificación, Colombia.	55
Figura 13. Columna estratigráfica del Campo Purificación	56
Figura 14. Tipos de tubería y herramientas de fondo que se conectan al BHA	68
Figura 15. Conexiones del Drill Pipe y sus componentes	69
Figura 16. Conexión Box identificando sus partes.	70
Figura 17. Conexión Pin identificando sus partes	71
Figura 18. Partes y componentes del Heavy Weight Drill Pipe	71
Figura 19. Diferentes clases de Drill Collar	72

Figura 20. Determinación de pH en la muestra de lodo del Campo Caño limón.	139
Figura 21. Determinación de pH en la muestra de lodo del Campo Quifa	139
Figura 22. Equipo E1225 con paradas de 3 tubos ubicados en la mesa de perforación.	145
Figura 23. Afectaciones ambientales en la tubería	146
Figura 24. Almacenamiento de la tubería en los Campos	147
Figura 25. Almacenamiento adecuado de la tubería	147
Figura 26. Mal manejo de protectores en los Campos de estudio	148
Figura 27. Residuos de la tubería en los Campos estudiados	149
Figura 28. Falla por fatiga	158
Figura 29. Alineación de las conexiones	162
Figura 30. Uso correcto de la llave de potencia.	162
Figura 31. Problemas de operación	163
Figura 32. Comportamiento del flujo laminar en una tubería	165
Figura 33. Límite de cedencia	177
Figura 34. Flujo de caja sin aplicación del proyecto.	203
Figura 35. Flujo de caja con la aplicación del proyecto.	204

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Empresas operadoras y de servicios con las que Estrella tenía contratos y prestaba servicios de Perforación y Workover.	35
Tabla 2. Producción mensual del Campo Caño Limón 2009 - 2012.	59
Tabla 3. Producción mensual del Campo Caño Limón 2013- 2017.	59
Tabla 4. Producción mensual del Campo Quifa 2009-2012.	60
Tabla 5. Producción mensual del Campo Quifa 2013-2017.	61
Tabla 6. Producción mensual del Campo Purificación 2009-2012.	62
Tabla 7. Producción mensual del Campo Purificación 2013-2017.	63
Tabla 8. Rangos de clasificación según la longitud de los tubulares.	66
Tabla 9. Resumen totalizado anual de las inspecciones realizadas y trazabilidad de la tubería en el periodo de análisis.	88
Tabla 10. Inspecciones por año del Drill Pipe	89
Tabla 11. Inspecciones por año del Heavy Weight	89
Tabla 12. Clasificación del recubrimiento del interior del cuerpo de la tubería.	99
Tabla 13. Resumen de las fallas más frecuentes para el Drill Pipe	114
Tabla 14. Resumen de las fallas más comunes para el Heavy Weight	115
Tabla 15. Criterios para definir el efecto de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).	117
Tabla 16. Criterios para definir la frecuencia de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).	117
Tabla 17. Criterios para definir la probabilidad de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).	118
Tabla 18. Rangos de clasificación para la matriz de análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).	118

Tabla 22. Distribución cuantitativa del porcentaje de la perforación.	127
Tabla 23. Distribución cuantitativa del porcentaje del almacenamiento.	127
Tabla 24. Distribución cuantitativa del porcentaje del transporte	128
Tabla 25 Distribución cuantitativa del porcentaje del stand up o parada de la tubería.	129
Tabla 26. Resultados de los análisis realizados en laboratorio a los lodos de los campos en estudio	130
Tabla 27. Análisis químico del lodo de perforación de cada uno de los campos.	131
Tabla 28. Comportamiento del pH en una solución.	138
Tabla 29. Propiedades fisicoquímicas del Dióxido de Carbono.	141
Tabla 30. Propiedades fisicoquímicas del Sulfuro de Hidrogeno	142
Tabla 31. Definición de la constante C para la velocidad erosional.	153
Tabla 32. Calculo de la velocidad erosional para cada fluido analizado	154
Tabla 33. Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Caño Limón.	154
Tabla 34. Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Quifa.	155
Tabla 35. Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Purificación.	155
Tabla 36. Valores máximos y mínimos para la clasificación de la tubería clase Premium.	160
Tabla 37. Valores máximos y mínimos para la clasificación de la tubería clase 2.	160
Tabla 38. Características principales de la tubería OD 5" y grado S-135.	160
Tabla 39. Rangos de clasificación clase Premium y clase 2 para el cuerpo de la tubería de 5".	161

Tabla 40. Rangos de clasificación adicionales para la clasificación de la tubería de 5", grado S-135.	161
Tabla 41. Datos correspondientes a bombas del Campo Caño Limón	166
Tabla 42. Condiciones y parámetros de trabajo para La Yuca 288.	166
Tabla 43. Datos correspondientes a bombas del Campo Quifa.	170
Tabla 44. Condiciones y parámetros de trabajo para Quifa 634H	170
Tabla 45. Datos correspondientes a bombas del Campo Purificación.	173
Tabla 46. Condiciones y parámetros de trabajo para pozo Venganza 41 H.	173
Tabla 47. Composición de compuestos adicionados al acero del Drill Pipe.	177
Tabla 48. Cedencia de la tubería de perforación según la norma API 5D 2001	178
Tabla 49. Capacidad de tensión de la tubería de perforación analizada	179
Tabla 50. Capacidad de torsión de la tubería de perforación.	179
Tabla 51. Rangos de Torque según la norma	180
Tabla 52. Resumen de los rangos según la norma	180
Tabla 53. Rangos establecidos	181
Tabla 54. Costos de inspección por año.	199
Tabla 55. Cantidad de reparaciones por año	200
Tabla 56. Costo de Reparaciones por año en USD	200
Tabla 57. Costo de Reparación por año desde 2010-2017	201

LISTA DE MATRICES

	pág.
Matriz 1. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas en la rosca.	120
Matriz 2. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas de los hilos de la rosca.	121
Matriz 3. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas del sello de la rosca.	122
Matriz 4. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas del cuerpo de la tubería de perforación.	123
Matriz 5. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro de la operación de perforación.	185
Matriz 6. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro de la operación de perforación. Continuación	186
Matriz 7. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de almacenamiento.	187
Matriz 8. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de almacenamiento. Continuación.	188
Matriz 9. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del Stand Up o Parada de la tubería en la mesa de perforación.	189
Matriz 10. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del Stand Up o Parada de la tubería en la mesa de perforación. Continuación.	190
Matriz 11. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de transporte.	191
Matriz 12. Evaluación de la matriz de solución para la corrosión.	193
Matriz 13. Evaluación de la matriz de solución para el sello mellado.	194
Matriz 14. Evaluación de la matriz de solución para el washout.	194
Matriz 15. Evaluación de la matriz de solución para la rosca mellada.	195

Matriz 16. Evaluación de la matriz de solución para el sello desgastado.	196
Matriz 17. Evaluación de la matriz de solución para la rosca desgastada.	197
Matriz 18. Evaluación de la matriz de solución para los hilos desgastados.	198
Matriz 19. Evaluación de la matriz de solución para el espesor de pared bajo.	198

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Guías para pruebas de laboratorio.	210

GLOSARIO

API RP 7G: prácticas recomendadas para el diseño de la sarta de perforación y los límites de operación.

BOX: conexión en uno de los extremos del tubular, tipo hembra o caja, en la que se introduce el pin.

CORROSIÓN: es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque químico por su entorno, dando lugar a una oxidación en las zonas metálicas de la máquina.

COUNTER BORE CORTO: distancia entre el sello y donde se inicia la rosca en la caja o box del tubular.

CUPÓN DE CORROSIÓN: son usados para corroborar si existe pérdida del material y corrosión por el fluido en contacto.

CRACK: fisura en el cuerpo o las conexiones de la tubería de perforación.

DS1 TH HILL: norma que la empresa TH Hill que proporciona evaluaciones, auditorías y capacitación para reducir el riesgo de falla de los equipos con el fin de evitar tiempo no productivo en las operaciones.

DRILL COLLAR: son tubos de pared gruesa y de alto peso, siendo de mayor importancia para el ensamblaje de fondo (BHA). Se ubican principalmente entre la tubería de perforación y la broca.

DRILL PIPE: son tubos huecos de acero en donde se adapta la broca y el sistema de perforación rotaria, que proporciona un conducto para el lodo de perforación.

ESTRATIGRAFÍA: es el estudio de las sucesiones de roca y la correlación de eventos y procesos geológicos en tiempo y espacio.

ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES: empresa multinacional que ofrece servicios de perforación direccional, servicio de cementación, *colied tubing*, servicios de consultoría, ingeniería y gerenciamiento de proyectos. Con sus sedes de gerencia en Argentina y Colombia.

FALLA DE TUBERÍA: es una condición mecánica que refleja la falta resistencia del material ante la situación y exposición de una carga, normalmente de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

FLUIDOS DE PERFORACIÓN: es una serie de fluidos líquidos, gaseosos y mezcla de fluidos y sólidos, también se puede ver en forma de suspensiones; utilizados en

operaciones de perforación de pozos, que cumplen con funciones como control de temperatura de la broca, transporte de cortes a superficie, control de presión en el interior del pozo, entre otras.

GRADO S-135: es el grado de tubería, más resistente y el de menores propiedades antioxidantes, teniendo una resistencia a la tensión mínima de 135,00 lb/pg². Se identifica por sus cuatro franjas blancas en la parte media del cuerpo del tubo de perforación.

HARDBANDING: proceso en el que se repara y/o se retira el hardband del *tool joint*, debido al daño parcial o total, respectivamente.

HEAVY WEIGHT: es una tubería pesada que hace parte del ensamblaje de fondo; en donde su función principal es servir de zona de transición entre las barras y la tubería de perforación con el fin de reducir las fallas originadas por flexión en la conexión de la tubería de perforación.

PERFORACIÓN: es la realización de un agujero para atravesar una superficie en parte o en su totalidad, empleando instrumentos y/o máquinas.

PIN: conexión en uno de los extremos del tubular, tipo macho, que encaja en el box para hacer la conexión.

PITTING: se debe por la fatiga del material, y contacto con fluidos corrosivos, también conocida como corrosión por picadura.

PRESIÓN DE FORMACIÓN: presión de los fluidos contenidos en los espacios paralelos de la roca.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: fuerza ejercida por la columna del fluido a una profundidad.

REFACE: es un proceso de reparación donde se eliminan daños paralelos el sello del pin o del box mediante el lijado de la superficie.

REVESTIMIENTO: capa interna de la tubería de perforación que evita el contacto del fluido de perforación con la superficie metálica del tubular.

REVOQUE DE LODO: película de lodo que se forma en las paredes del pozo, a partir de sustancias que son retenidas en un elemento que trabajo como filtro, su espesor aumenta cuando más partículas son retenidas.

ROSCA MELLADA: pérdida del material de la rosca del tubular causada por sobre torque, falta de grasa o corrosión.

SARTA DE PERFORACIÓN: es una columna de tubos de acero, de fabricación y con especificaciones especiales, en donde es usada para que cualquier otra herramienta haga girar la broca en el fondo del pozo.

SELLO MELLADO: pérdida de material del sello del tubular, en el pin o en el box, causada por sobre torque, corrosión o mal manejo.

TRAZABILIDAD: es un conjunto de información que establece el proceso o historia del uso de un objeto desde el inicio hasta el presente.

TUBERÍA DE PERFORACIÓN: es una tubería de acero resistente, el cual es usada para transmitir potencia por medio de movimientos giratorios desde taladro hasta la broca de perforación en el fondo del pozo.

YACIMIENTO: es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos.

WASHOUT: orificio hecho por pérdida del material, ocasionando problemas físicos en las tuberías, tales como, grietas, picaduras o fisuras.

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute. (Instituto Americano de Petróleo)
Aprox.	Aproximadamente.
ASME	American Society of Mechanical Engineers. (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.)
Bbl	Barriles.
BHA	Bottom Hole Assembly. (Ensamble de fondo de pozo)
DP	Drill Pipe. (Tubería de perforación)
EIES	Estrella International Energy Services.
EOR	Enhanced Oil Recovery. (Recobro Mejorado de Aceite)
EP	Equipo de Perforación.
FMEA	Failure Mode Analysis and effects. (Análisis del modo de falla y sus efectos)
Ft	Pies. Medida de distancia.
Gal	Galón.
GOR	Gas Oil Ratio. (Relación Gas-Petróleo)
GPM	Galones por Minuto.
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe. (Tubería pesada de perforación)
ID	Internal Diameter. (Diámetro Interno)
Km	Kilómetros.
Max	Máximo.
mD	Milidarcy.
Min	Mínimo.
mts	Metros.
MWD	Measuring While Drilling. (Registrando Mientras Perfora)
OD	Out Diameter. (Diámetro Externo)
OXY	Occidental Petroleum Company. (Compañía de Petróleo Occidental)
Pulg	Pulgadas.
PPG	Pounds Per Galon. (Libras por Galón)
ROP	Rate Of Penetration. (Tasa de Penetración)
Scft	Standart Cubic Feet. (Pies cúbicos estándar o Pies Cúbicos en superficie)
Seg	Segundos
SPM	Strokes por minuto.
WO	Workover

RESUMEN

El presente trabajo realiza un diseño de una matriz de solución a partir del estudio de las fallas presentadas a lo largo de 10 años de trabajo de las sartas de perforación de Estrella International Energy Services, con tubería de grado S-135 OD de 5", por lo cual se procede a evaluar en el Campo Quifa y en el Campo Caño Limón, ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales y Campo Purificación ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Dicho estudio se realizó a partir de la teoría de Pareto para la selección de las fallas y/o daños más recurrentes, con un estudio de trazabilidad de los equipos E707, E1225 y E2029, cantidad de pozos y pies perforados por cada uno, teniendo en cuenta la trazabilidad de la tubería a lo largo del periodo de análisis.

La selección de las fallas brindó información importante para realizar las pruebas de laboratorio de las muestras del fluido de perforación tomadas en cada uno de los campos para analizarlos químicamente, con el fin de encontrar compuestos químicos que puedan generar fallas químicas en las tuberías. Además, se evaluaron mecánicamente las condiciones y parámetros de perforación, así como, diseño y condiciones del hoyo, tipo de formación, condiciones ambientales y de almacenamiento. La matriz de solución propone alternativas y cambios en los cuidados y uso de la tubería, así como, mejoras en las buenas prácticas de perforación y todo lo que esto conlleva.

Palabras Clave:

- Fallas Químicas
- Fallas Mecánicas
- Matriz de solución
- Sarta de perforación.
- Tipos de fallas
- Corrosión
- Lodo de perforación
- Campo Caño Limón
- Campo Quifa
- Campo Purificación

INTRODUCCIÓN

Estrella International Energy Services presenta una serie de fallas químicas y mecánicas en su tubería de perforación de grado S-135, OD de 5", la cual se encuentra distribuida en los Campos Caño Limón, Quifa y Purificación realizando operaciones de perforación en estas localizaciones; a lo largo del tiempo de trabajo que ha tenido, cuenta con una serie de inspecciones, mantenimientos y reparaciones realizadas por parte de diferentes empresas de inspección y reparación de tubulares con el fin de hacer un seguimiento del estado físico y vida útil de la tubería para que cumpla con los rangos de trabajo de la norma TH Hill Standart DS-1. Drill Stem Inspection. Volume 3.

Se realiza una recopilación de información acerca de la trazabilidad de la tubería (pozos perforados, número de inspecciones realizadas y pies perforados), reportes y costos de inspección y reparación de la tubería, durante diez años de operación de la sarta de perforación en los campos anteriormente nombrados, desde el año 2007 al 2017. Así como una clasificación estadística de las fallas más recurrentes reportadas en los reportes de inspección, mediante un análisis la matriz de análisis de modo y efecto de falla (AMEF) y la teoría de Pareto.

En cada campo se tomaron muestras del fluido de perforación para analizar su composición mediante análisis de laboratorio, con el fin de encontrar compuestos químicos que provoquen fallas químicas y sus mecanismos de acción. Además, se observaron los procesos de la operación en los que está involucrada la tubería, donde se analizaron los esfuerzos mecánicos, condiciones y parámetros de perforación para establecer rangos de operación que tengan en cuenta el estado físico de la tubería, para disminuir la probabilidad de presentar fallas durante la operación. También se evaluaron la afectación de las condiciones ambientales, de almacenamiento y mantenimiento a las que la tubería está expuesta en las locaciones en las que trabaja, observando su influencia en la aparición de fallas en las conexiones y cuerpo de la tubería.

Con el estudio realizado, se realiza una matriz de solución que integra las fallas seleccionadas mediante la teoría de Pareto, sus causas y una propuesta de acción, la cual permite tomar acciones preventivas con el propósito de disminuir la cantidad de fallas presentadas y su efecto en la tubería de perforación. La matriz de solución permite evaluar una serie de propuestas para disminuir las fallas químicas y mecánicas, adaptadas a las diferentes condiciones químicas, mecánicas, geológicas y ambientales a las que se ve expuesta la tubería de perforación. Se realiza un análisis financiero mediante el indicador Costo/Beneficio, con el fin de evaluar una disminución alrededor de un 20-30% en los egresos de la empresa,

representados por costos de inspección y reparación de las fallas reparables que se presentan en la tubería, mediante la evaluación académica del proyecto en las operaciones de sus equipos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una matriz de solución direccionada a la mitigación de los efectos mecánicos y químicos a partir del estudio de las fallas que presentan las sartas de perforación de Estrella International Energy Services.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las cuencas donde se encuentran ubicados los pozos y la información histórica de perforación de Estrella International Energy Services.
- Diagnosticar las fallas causadas por problemas químicos y mecánicos en las sartas de perforación
- Identificar los agentes químicos en los fluidos de perforación que están afectando las sartas.
- Establecer los rangos de los parámetros de operación de las sartas afectadas por las fallas.
- Diseñar la matriz de solución a partir del análisis y estudios realizados a las sartas de perforación.
- Evaluar la matriz de solución en las fallas químicas y mecánicas analizadas en las sartas de perforación.
- Estimar los beneficios financieros que tiene la implementación de la matriz de solución mediante relación Beneficio/Costo.

1. HISTORIA DE ESTRELLA INTERNATIONAL ENERGY SERVICES

Estrella Petrolera Servicios Petroleros, es una empresa que nace en Argentina en el año 2001, la cual inicia sus operaciones hasta el año 2005 en el área de Comodoro Rivadavia, donde se expande a Neuquén en Argentina y Punta Arenas en Chile. En el año 2006, se expanden las operaciones hacia Chile donde se participa en un proyecto de perforación al norte del país; a la vez que se consolida la presencia de operaciones en Argentina con la provisión de herramientas del *Bottom Hole Assembly* (BHA) y brocas.

En 2007, Estrella Petrolera es la primera compañía en introducir equipos de alta tecnología en Argentina, comenzando con la provisión de servicios de perforación y *Workover*. En 2008 y 2009 se inician operaciones en Perú; y también se participa en la exploración de pozos geotérmicos en el norte de Chile y se abren oficinas en Colombia. Para este periodo la empresa *Pride international*, compañía americana de perforación, con grandes proyectos y presencia en Colombia es adquirida por *San Antonio International Colombia*, para conformar el grupo San Antonio, que años más tarde, pasaría a ser parte de las empresas de Estrella International Energy Services (EIES).

En el año 2010, EIES adquiere empresas de servicio en Colombia, a la vez que se une a la bolsa de valores de Toronto, Canadá. En el 2011 se inician las operaciones de perforación con taladros en Bolivia y se inicia el segundo proyecto geotérmico en Chile.

En el año 2012 se compra el 100% de la compañía Geoestrella en Chile, empresa dedicada a prestar servicios de perforación en las operaciones geotérmicas para lo cual es necesario equipos especializados para este tipo de perforación y personal con conocimiento de sus técnicas.

Para este año, Estrella ya presentaba contratos de operación con operadoras y compañías de servicios como Occidental Petroleum Corporation (OXY), Ecopetrol, Pacific Rubiales, Petrobras, Geopark, PetroAndina entre otros, como se aprecia en la tabla 1.

A su vez, se realizan dos alianzas estratégicas con las empresas:

➤ **Scientific Drilling International (SDI)**. Compañía global con base en Houston, USA dedicada a proveer tecnología de última generación en perforación y producción para la industria de Oil & Gas; entre sus aplicaciones más destacadas está la provisión de motores de fondo, servicio de mediciones (MWD, LWD, High Accuracy Gyro Survey Services) y registros eléctricos; servicios que se prestan en los países de Argentina y Chile.

Tabla 1. Empresas operadoras y de servicios con las que Estrella tenía contratos y prestaba servicios de Perforación y Workover.

Año	Empresas en convenio
2007	PCR/Oxy
2008	PCR/Oxy/PetroAndina/Maple
2009	PCR/Oxy/PetroAndina/ENAP/ENG
2010	PCR/Oxy/PetroAndina/ENAP/ENG/Geopark/Pluspetrol/Ecopetrol
2011	PCR/Oxy/PetroAndina/ENAP/ENG/Geopark/Pluspetrol/Ecopetrol/Pacific Rubiales
2012	PCR/Oxy/PetroAndina/ENAP/ENG/Geopark/Pluspetrol/Ecopetrol/Pacific Rubiales/Canacol
Fuente. Estrella International Energy Services. Annual General Meeting [online] Toronto, Canadá. Julio 2012. p. 21. Modificado por los autores	

➤ **Radial Drilling Systems (RDS).** Compañía que ofrece servicios y soluciones en perforación radial en Argentina. La perforación radial es una técnica para aumentar la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos nuevos y/o maduros, en inglés, Enhanced Oil Recovery (EOR), el cual optimiza la producción en pozo. Este tipo de tecnología permite perforar pozos horizontales, verticales y desviados; lo que permite un mayor acceso al yacimiento. Esta tecnología tiene una amplia gama de aplicaciones en cuanto a mejoramiento de pozos de producción, aplicaciones para fracturas, entre otras.

Al finalizar en el año 2012, Estrella Petrolera tenía equipos de perforación y Workover activos en 5 países suramericanos como Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú. En este año la empresa se constituye con una flota de taladros de perforación (EP) y equipos de Workover (WO) distribuidos por Latinoamérica.

En el 2013, Estrella realiza un acuerdo con San Antonio International Oil & Gas Services y Armadillo Drilling Services; para la adquisición de su sucursal en Colombia, lo que llevo a la venta de dicha sucursal por un valor de USD \$122,5 millones de dólares, el cual se compra el 100% de la compañía SAI Colombia y Estrella Petrolera de Colombia por parte del grupo Southern Cross, con lo que nace la firma de Estrella International Energy Services.

Por lo tanto la firma amplió su mercado en el país al alcanzar una operación de 37 taladros, 24 equipos de perforación y 13 equipos Workover, convirtiéndose así en la mayor compañía de servicios de perforación de Colombia. En la figura 1, se muestran las zonas en Latinoamérica en las que actualmente Estrella International Energy Services se encuentra en operaciones a excepción de Ecuador y Bolivia, lugares en donde los contratos de operación se terminaron y los equipos fueron retirados hacia otras zonas del continente.

Figura 1. Distribución de Estrella International Energy Services en Latinoamérica.



Fuente: Estrella International Energy Services. Bogotá, 2017. [Online] disponible en: <www.estrella.com/es/images/mapa_new.png> Modificado por los autores

Desde el año 2013 y hasta la actualidad Estrella International Energy Services se ha convertido en un grupo de compañías que prestan sus servicios a la industria Oil & Gas en Latinoamérica, provisionando servicios en 3 líneas principales:

- Equipos de perforación y Workover
- Perforación direccional, Servicio de cementación y Coiled Tubing.
- Servicios de consultoría, ingeniería y gerenciamiento de proyectos.

Estrella International Energy Services está conformada por más de 1500 empleados y tiene presencia en 4 países, tales como Argentina, Chile, Colombia y Perú; teniendo su gerencia general distribuida entre Bogotá para la región norte y Buenos Aires para la región sur.

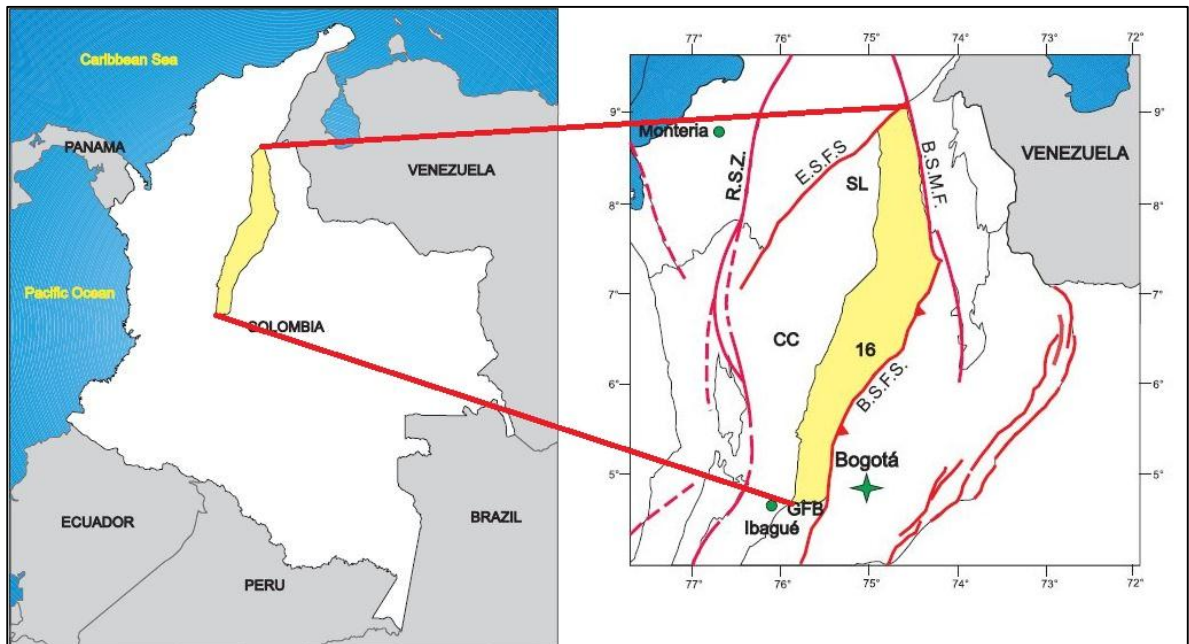
2. GENERALIDADES GEOLÓGICAS

Este capítulo resume de manera concreta aspectos generales y de producción de los Campos Caño Limón, Quifa y Purificación, así como también, de las Cuencas en las que se encuentran ubicados dichos campos petroleros.

2.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

2.1.1 Ubicación en Colombia. La Cuenca del Valle Medio de Magdalena está localizada entre la Cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos; cubre un área aproximada de 32.949,4 Km² entre los departamentos de Santander, Boyacá, Antioquia, Bolívar y Cesar, y en menor proporción también se extiende por Caldas, Tolima y Cundinamarca, la cual se encuentra resaltada y delineada en la figura 2.

Figura 2. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



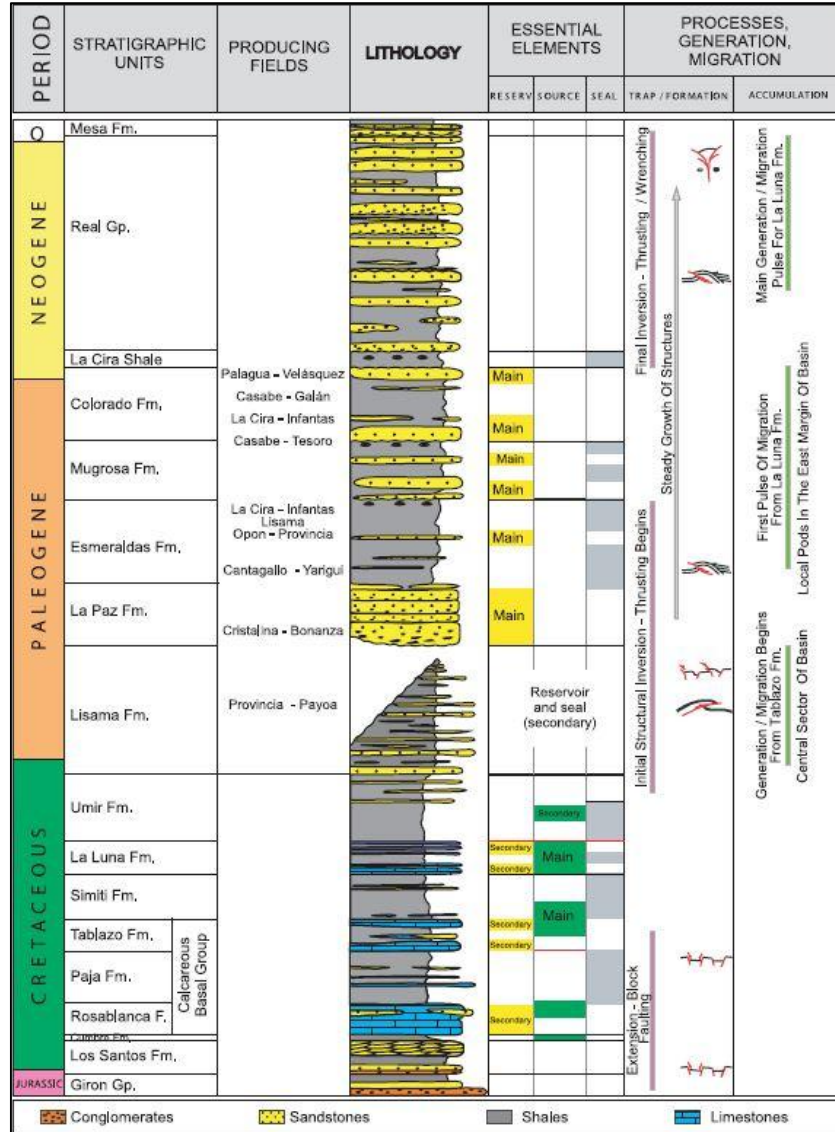
Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.45, modificado por los autores

Esta Cuenca limita al este por la Falla de La Salina y el Sinclinal de Nuevo Mundo, al oeste por la Falla La Palestina, al sur por la Falla de Rumbo de Ibagué y al norte por una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental.

2.1.2 Modelo Estratigráfico. La Cuenca del Valle Medio de Magdalena, es un área donde el registro sedimentario muestra una sucesión de depósitos continentales del

período Jurásico cubierto por rocas Cretáceas, calcáreas y silíclicas que son de origen transicional marino. El proceso exploratorio fue orientado hacia la identificación de las trampas estructurales en la secuencia del Periodo Cenozoico, el cual está compuesto por rocas silíclicas formadas principalmente bajo condiciones continentales con influencia marina como se observa en la figura 3.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio Magdalena.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.79

2.1.3 Modelo Estructural. La Cuenca del Valle Medio de Magdalena contiene una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes diferentes. Al occidente en la

Cordillera Central se tiene un borde pasivo caracterizado por su geometría monoclinial; mientras que hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa constantemente y se pasa a un margen compresional.

Dicho lo anterior, existen cuatro grupos de estructuras¹:

2.1.3.1 Serie de pares anticlinal-sinclinal. Se ubican a lo largo del borde occidental de la Cordillera Oriental, al sur de Bucaramanga. Se tiene una cadena plegada cabalgante con vergencia al oeste, de edad miocena conformada por las Fallas de Honda, Chambres, Bituima y La Salina, los cuales producen anticlinales en rampa y fallas ciegas.

2.1.3.2 Mega falla de rumbo sinistral. Se asocian pliegues cabalgantes marginales por la Falla de Bucaramanga.

2.1.3.3 Fallas normales. Se ubican a lo largo del borde oriental de la Cordillera Central, mostrándose poco espaciadas y con bloques hundidos; pueden contener movimiento dextral y ser antitéticas de la Falla de Bucaramanga.

2.1.3.4 Conjunto de Fallas Transcurrentes. Se ubican en algunas áreas como las de Opón y Las Monas en donde son consecuencia del rejuvenecimiento de antiguas fallas de basamento.

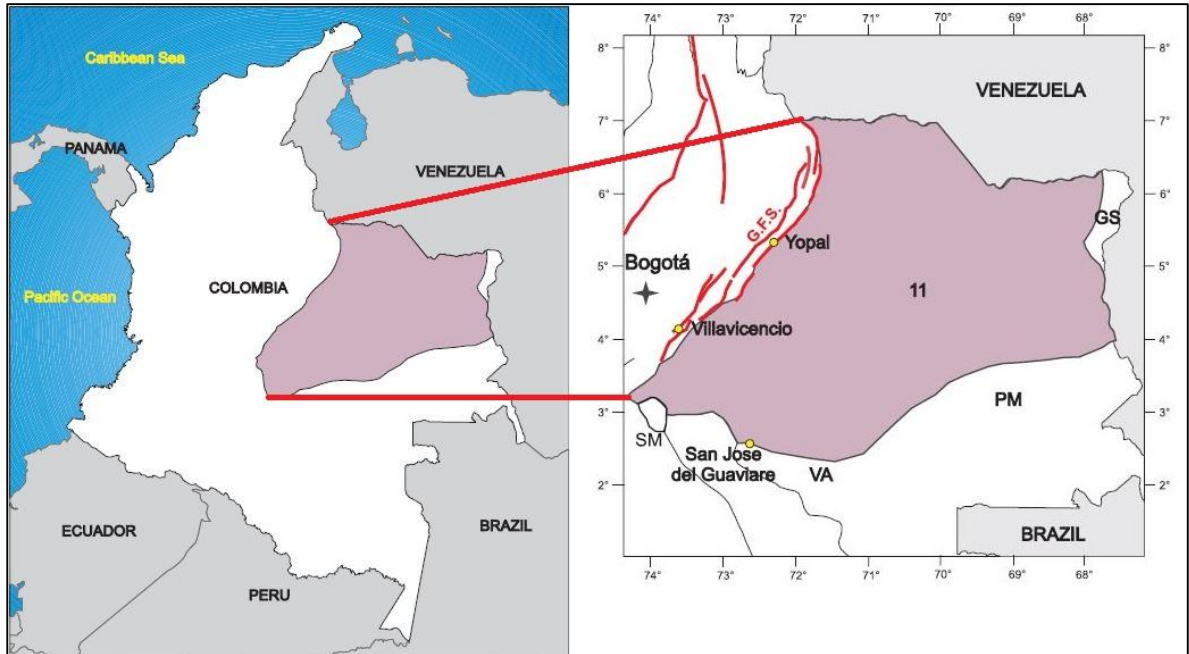
2.2 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

2.2.1 Ubicación en Colombia. La Cuenca de los Llanos Orientales está localizada en el este del país y se localiza por los departamentos del Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare, la cual se encuentra resaltada y delineada en la figura 4.

Esta Cuenca cubre una extensión de 225.603 Km², la cual limita al norte con la Cuenca Apure-Barinas, al sur con la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés, al oeste con el Sistema de Fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, y al este con el Escudo de Guyana.

¹ ESTRUCTURA Y EVOLUCIÓN TECTÓNICA DEL VALLE MEDIO Y SUPERIOR DEL MAGDALENA. (Noviembre de 1990) p.56

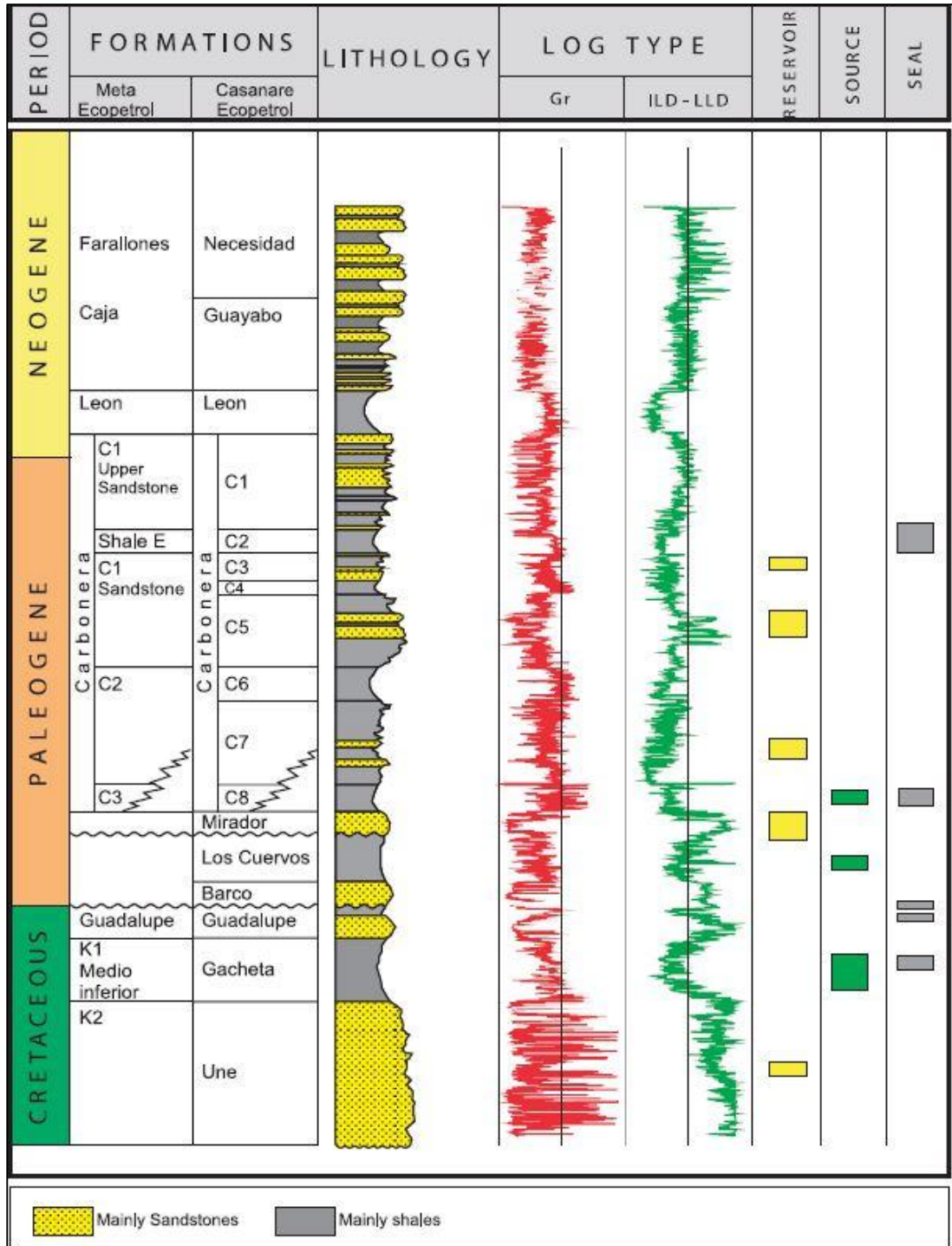
Figura 4. Ubicación geográfica de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.40, modificado por los autores

2.2.2 Modelo Estratigráfico. La evolución de la Cuenca de los Llanos Orientales inicia en el Paleozoico con la fase de ruptura, allí se depositan sedimentos siliclasticos sobre el basamento cristalino del Precámbrico, desde el tiempo Triásico hasta el último depósito del tiempo Cretácico. La Cuenca era el borde oriental de un sistema de fractura. Desde el Mioceno hasta los tiempos recientes, la cuenca ha sido un depósito de una delgada capa de molasa. En la figura 5 se observa la columna estratigráfica de esta Cuenca.

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.70

2.2.3 Modelo Estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales se diferencia por cinco provincias estructurales, los cuales son²:

2.2.3.1 Provincia de Arauca. Se caracteriza por fallas transcurrentes de dirección este-oeste. La sección Paleozoica es espesa en toda esta provincia. Consta de dos elementos estructurales mayores: el arco y la fosa tectónica de Arauca.

2.2.3.2 Provincia de Casanare. Está ubicada en la parte Central de la Cuenca, y corresponde a la zona con predominio de fallas normales antitéticas de dirección norte-sur y este-oeste. La provincia es un gran monoclinial.

2.2.3.3 Provincia Oriental o del Vichada. Se caracteriza por la baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero y está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas terciarias a recientes. El área corresponde a un monoclinial buzando hacia al oeste.

2.2.3.4 Provincia del Meta. Consta de los paleoaltos de Vorágine, Candilejas, y La Macarena, de este a oeste. En la Edad del Paleozoico consta de una sección gruesa.

2.2.3.5 Provincia del Piedemonte Llanero. El límite entre la Cordillera Oriental y el piedemonte es el sistema de Fallas de Guaicáramo. El piedemonte tiene alrededor de 15-20 Km de ancho, y está separado del antepaís, al norte y sur del área, por el sistema de fallas inversas de Cusiana-Yopal.

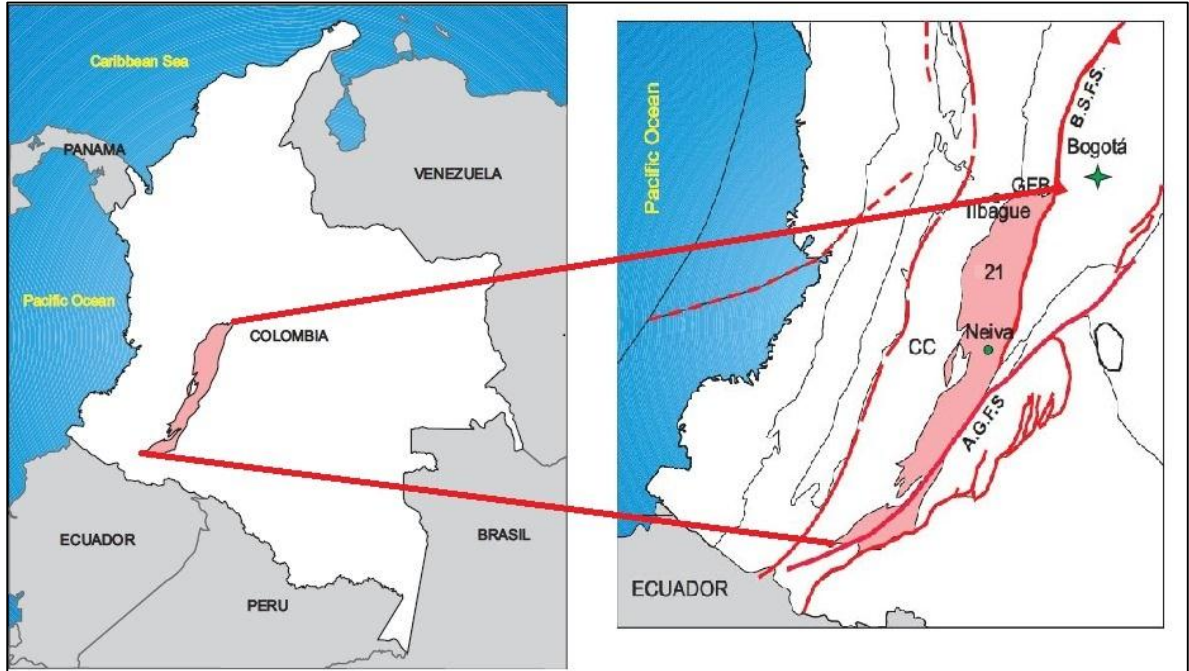
2.3 CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

2.3.1 Ubicación en Colombia. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena está localizada en la parte alta del Río Magdalena, limitando al norte con el Cinturón plegado de Girardot, al Sureste con las Fallas de Algeciras, al Noreste con el sistema de Fallas de Buituima-La Salina y al Oeste con la Cordillera Central, así como muestra en la figura 6.

² ANH. Integración geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos. Cuenca de los Llanos Orientales. 2012. p.39.

Esta Cuenca cubre una extensión de 21.513 Km², cubriendo áreas de los departamentos de Tolima, Cundinamarca y Huila.

Figura 6. Ubicación geográfica de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

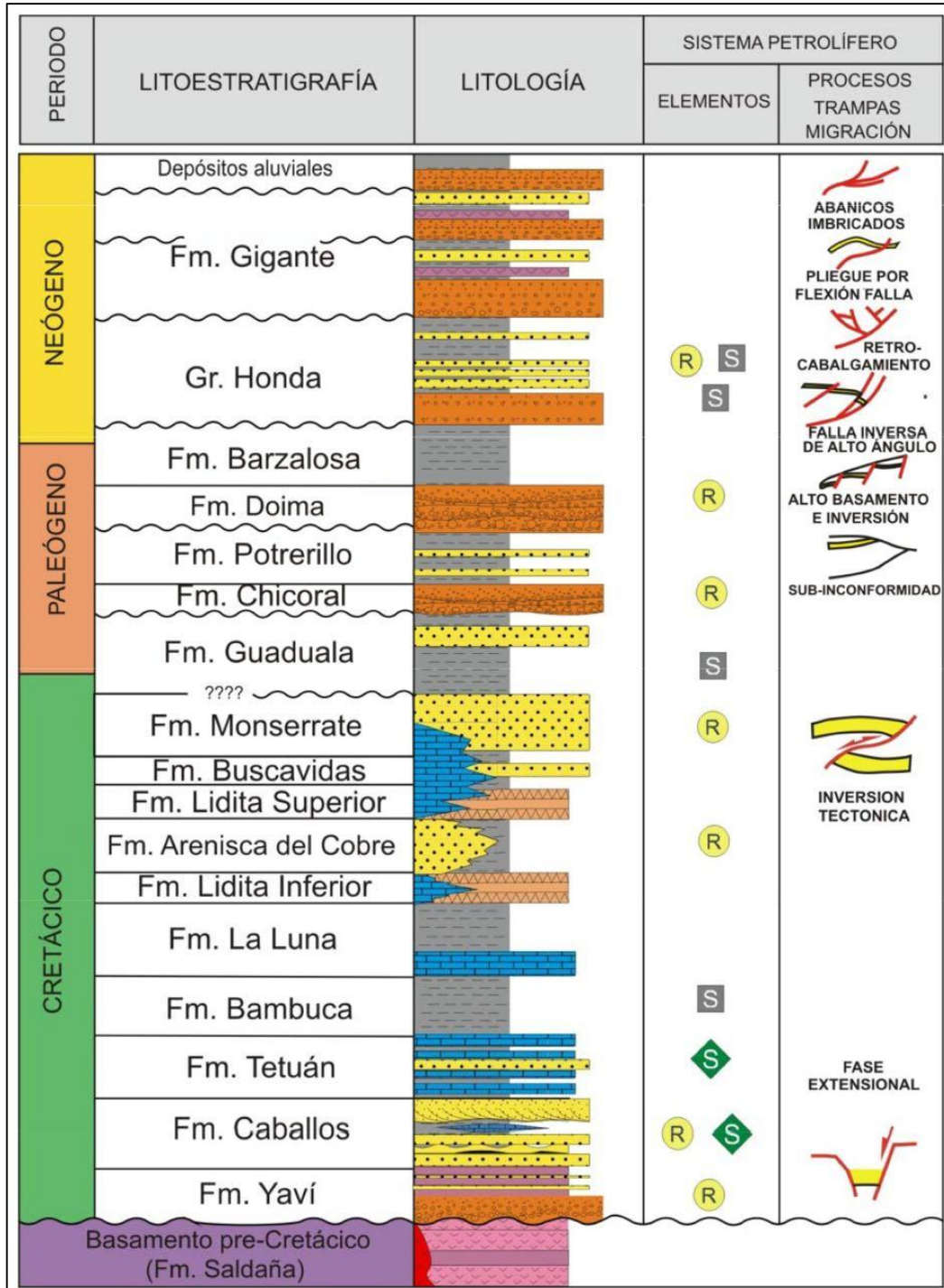


Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.50, modificado por los autores

2.3.2 Modelo Estratigráfico. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena está limitada en ambos lados por el basamento del Precámbrico al Jurásico, que definen los flancos de la Cordillera Oriental y Central. La cuenca contiene una secuencia del Cretácico que comenzó con depósitos continentales seguidos por una secuencia transgresiva compuesta de lutitas y calizas, así como se observa en la figura 7, muestra la columna estratigráfica de esta cuenca. La mayoría de los estratos del Terciario consiste de secuencias molásicas asociadas con la evolución de las Cordilleras Central y Oriental.³

³ RAMÓN, Juan Carlos, et al. Revaluación del modelo geológico del Campo Tello y sus implicaciones en el programa de desarrollo. Diciembre 2011. p. 63

Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle medio y Superior del Magdalena. ANH. Agencia Nacional de hidrocarburos, 2009. p.47

2.3.3 Modelo Estructural. La Cuenca del Valle Superior del Magdalena está desarrollada a partir de sucesivos episodios tectono-estratigráficos de evolución, los cuales, han sufrido varias configuraciones, dividiéndola en dos subcuencas.

2.3.3.1 Subcuenca de Girardot. Es una provincia influenciada por diversidad de episodios tectónicos desde el Jurásico hasta la actualidad. En el extremo occidental está conformado por un cinturón de plegamiento con orientación norte-noroeste y con vergencia oriental, el cual está limitado al oeste por el Cabalgamiento de Calarma que tiene un plano de cabalgamiento a lo largo del margen oriental de Cordillera Central. En cuanto a la posición, al norte está la Barrera de Girardot-Guataquí que sirve de límite a las Cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena, y corresponde a un cinturón de plegamiento que se extiende desde el sur de la Cordillera Central en dirección sur-suroeste y consta de estrechos sinclinales y anticlinales asimétricos. Por último hacia el margen oriental se presenta una depresión topográfica por donde transita el río Magdalena.

2.3.3.2 Subcuenca de Neiva. Contiene una depresión morfo estructural al sur del Valle Superior del Magdalena, en donde se presenta el Arco de Natagaima hacia el sur hasta el área de la población de Esnanga, al norte de Mocoa. En el margen occidental está la Falla de Chusma, la cual tiene un plano de cabalgamiento de vergencia oriental involucrando el basamento y plano de fallas moderado a alto ángulo; hacia el oriente presenta un sistema de fallamiento con vergencia occidental con un rumbo de movimiento dextral, y al norte se tienen una serie de estructuras de plegamiento asociadas al frente de cabalgamiento y deformación, dentro de las cuales se distinguen estructuras como el Sinclinal de San Antonio, Anticlinal de Bodega y el Sinclinal de Colombia.

2.4 CAMPO CAÑO LIMÓN

2.4.1 Historia. El Campo Caño Limón inicia en los años 70's bajo el contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos, con la compañía multinacional *Occidental International Exploration and Production Corporation*, más conocido como OXY.

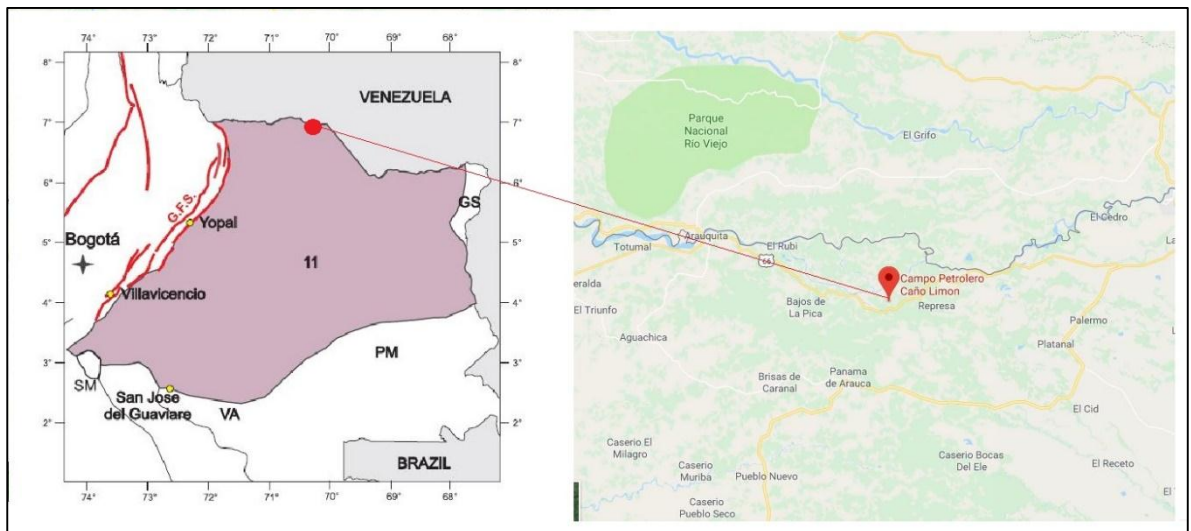
“En 1983 se da inicio a la perforación del pozo Caño Limón-1, con una profundidad de 10.176 ft, y en Julio del mismo año se confirmó la productividad del yacimiento después de la producción de 10.690 BOPD de 31° API, proveniente de dos zonas de la Formación Carbonera Inferior, lo que condujo al descubrimiento del Campo Caño Limón que se conforma por La Yuca, Caño Limón y Matanegra”⁴.

⁴ ECOPEPETROL. Carta Petrolera- Edición No. 108 Bogotá. 20 Agosto de 2013

Actualmente Campo Caño Limón continúa con la operadora Oxy y con el contrato de Asociación de Cravo Norte, siendo uno de los mayores productores de crudo en Colombia, superando reservas de mil cien millones de barriles.

2.4.2 Localización. El Campo Caño Limón está localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento de Arauca entre la población de Arauquita y La Yuca; está dentro del área del contratación Cravo Norte, en la cual abarca una extensión de doscientos sesenta mil hectáreas y limita con la frontera de la República de Venezuela, tal como se evidencia en la figura 8.

Figura 8. Ubicación geográfica del Campo Caño Limón, Colombia.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.40, modificado por los autores

2.4.3 Modelo Estratigráfico. En el Campo Caño Limón se puede observar las rocas del Precretáceo al más reciente, como se evidencia en la Figura 9.

Figura 9. Columna estratigráfica del Campo Caño Limón.

EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN Y AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN
CUATERNARIO	NECESIDAD		Conglomerados de arenisca in matriz arcillosa. Compuesto por arena continental con intercalaciones de limo-arcillas.
MIOCENO	GUAYABO	SUPERIOR	
		INFERIOR	
OLIGO-MIOCENO	LEON		Se compone de shales y arcillas limosas. Depositados en un ambiente marino somero.
OLIGOCENO	CARBONERA	C-1	
		C-2	
		C-3	
		C-4	
		C-5	
		C-6	
		C-7	
		C-8	
EOCENO SUPERIOR	MIRADOR		Cuerpos masivos de arena con intercalaciones de arcilla fina. Depositado en un ambiente fluvial.
	CUERVOS		Limolitas-arcillolitas cafés.
	BARCO		Areniscas masivas. Depositado en un ambiente litoral
CRETÁCICO SUPERIOR	GUADALUPE		Se compone de areniscas con intercalaciones delgadas de shales. Depositados en un ambiente de alta energía.
	GACHETA		Shales de color gris oscuro a negro intercaladas con areniscas finas. Depositados en un ambiente marino.
	ARENISCAS INFERIORES		Cuerpos masivos de arena continuos con intercalaciones de arcilla fina. Depositados en un ambiente fluvial.
PALEOZOICO	CAMBRICO ORDOVICICO		

● RESERVORIO
○ FUENTE

Fuente: OXY, Reservoir management team. Prognosis de Perforación del Campo Caño Limón. Departamento de Geo ciencias. P.22

2.4.4 Marco Estructural. En el Campo Caño Limón se distinguen las siguientes estructuras:

2.4.4.1 Estructura de Caño Limón-La Yuca. La estructura está constituida por pliegues anticlinales con cabeceo suroeste, unidos entre sí, por un área sinclinal. El pliegue La Yuca y Caño Limón son anticlinales que están truncados en la parte superior por la Falla de Arauca y por la Falla Pastora respectivamente, ambos pliegues son estructuras con buzamientos leves.

2.4.4.2 Estructura Matanegra. La estructura está compuesta por el bloque norte del Campo Caño Limón en donde limita con las Fallas Matanegra y Caño Limón, el cual tiene un rango estructural más alto. Tiene una forma de un domo alargado en dirección noroeste-suroeste y está cortada por fallas normales que tienen una dirección este-oeste.

2.4.5 Estratigrafía local. A continuación se relacionan las principales características de las formaciones según su origen⁵.

2.4.5.1 Paleozoico. Está formada por una espesa secuencia sin metamorfismo, la cual descansa inconformemente sobre el basamento del Precámbrico.

2.4.5.2 Mesozoico. Específicamente el Cretácico Superior, el cual está compuesto por areniscas finas con alto contenido de cuarzo con intercalaciones de arcillolitas.

2.4.5.3 Formación Areniscas Inferiores. Está formación yace uniformemente desde la Edad Mesozoica sobre sedimentos del Paleozoico y sobre basamento cristalino del Precámbrico. Está conformado por areniscas de grano fino a medio, tiene un estratificación con buena selección y redondez; presenta porosidad del 14% al 20%, crudo con grado API de 32° a 39° y un GOR de 300 a 1700 scft/bbl.

2.4.5.4 Formación León. Está formación presenta primordialmente lutitas las cuales pasan a limolitas, variando el espesor por el acuñaamiento de oeste a este entre 1600 ft a 550 ft, depositándose aguas de salinidad normal y poca profundidad.

⁵ BLANCO L., Viviana N y GOMEZ G., Astrid C. Diseño de un programa de trazabilidad que evalué la vida útil de la tubería de perforación para el equipo SAI 25 para las operaciones del campo caño limón. Bogotá 2014. p. 30

2.4.5.5 Formación Gachetá. La formación es de tipo arcilloso, compuesta por lutitas de color negro y gris oscuro con gran contenido de materia orgánica y es de edad Mesozoica; es considerada la roca generadora dentro del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales, equivalente a la Formación Chipaque y a la Formación La Luna, la cual tiene una porosidad de 22% al 29%, crudo con grado API de 30^a a 37^o y un GOR moderado.

2.4.5.6 Formación Guadalupe. Está formación posee areniscas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas submaduras e inmaduras presentando una sedimentación transicional Marino-Continental. Tiene un ciclo de arenas continentales con transgresión marina y regresión progresiva con depósitos marginolitorales, la cual tiene la misma organización del Cretáceo Superior de los Llanos Orientales, en donde se obtiene una porosidad del 13% y crudo con grado API de 32^o.

2.4.5.7 Formación Barco. Está formación presenta arenisca de grano medio a grueso, en donde se tiene una estratificación cruzada; la formación está suprayacida por la Formación Cuervos y la Formación Guadalupe presentando una discordancia. Presenta una porosidad de 10% al 20% y crudos con grados API de 34^o.

2.4.5.8 Formación Mirador. Está formación posee areniscas de grano fino a grueso, especialmente conglomerática, a la vez presenta algunas capas de arcilla y limolitas. Está Formación es la unidad petrolífera más importante del Casanare obteniendo una porosidad del 16% al 20% y crudos con grados API de 17^o a 38^o.

2.4.5.9 Formación Carbonera. Está formación contiene una serie de areniscas, arcillolitas, limolitas y carbones. Existe capas marinas en la parte inferior de la formación correspondiente al Eoceno Superior, así como capas marinas en la zona superior de la formación correspondiente al Oligoceno Inferior, presentando un espesor variable entre 700 ft a 2600 ft. Debido a esto, se dividió litológicamente en ocho unidades operacionales, C1 a C8 constituidas por niveles arcillosos. Se obtiene una porosidad del 25% al 29% y crudos con grados API de 33^o a 37^o.

2.4.5.10 Formación Guayabo. Está formación presenta una secuencia de gravas y arenas con intercalaciones de arcillolitas, dividiéndose en dos: el superior que consta de las areniscas de grano medio a grueso, y el inferior constituido de arcillas y lutitas rojas. Se obtiene un espesor variado entre 1500 ft a 9000 ft por la clase de depositación de tipo fluvial continental.

2.4.6 Geología del Petróleo.

2.4.6.1 Roca Generadora. Posee una mezcla de lutitas marinas continentales que provienen de la Formación Gachetá con kerogeno tipo II y III y espesores efectivos que van desde 150 a 300 m, el cual ocurrió durante la depositación de Carbonera Superior desde Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano⁶.

2.4.6.2 Roca Reservorio. Cuenta con unidades del reservorio como areniscas de Carbonera, Mirador, Guadalupe y Une. En esta Cuenca se presenta un aumento del espesor de los sedimentos en dirección este a oeste y la porosidad disminuye en la misma dirección con un porcentaje de 30% a 10%.⁷

2.4.6.3 Roca Sello. Las unidades pares de Carbonera se reconocen como los sellos locales del campo, y los sellos intraformacionales son las lutitas Cretácicas de la Formación Gacheta y la Formación Guadalupe.⁸

2.5 CAMPO QUIFA

2.5.1 Historia. El Campo Quifa está comercializado por la empresa Frontera Energy Co, por el éxito de su contrato de Asociación Quifa, para la exploración y explotación de hidrocarburos. El Campo Quifa tiene un área de 152.736 Hectáreas y lleva 28 años en la industria, de los cuales seis corresponden al periodo de exploración y veintidós al de explotación.

Según la campaña de perforación exploratoria, en el primer trimestre del año 2010 se perforó tres pozos, uno exploratorio y dos estratigráficos en el área Quifa Norte, los cuales demostraron el potencial hidrocarburífero de éste bloque, dando así inicio al desarrollo de dicho potencial.

Actualmente el Campo Quifa opera con Frontera Energy, compañía que tiene un alto crecimiento en su producción anteriormente conocido como Pacific Rubiales E&P.

2.5.2 Localización. El Campo Quifa está ubicado en el departamento del Meta, en la Cuenca de los Llanos Orientales; se encuentra en el municipio de Puerto Gaitán

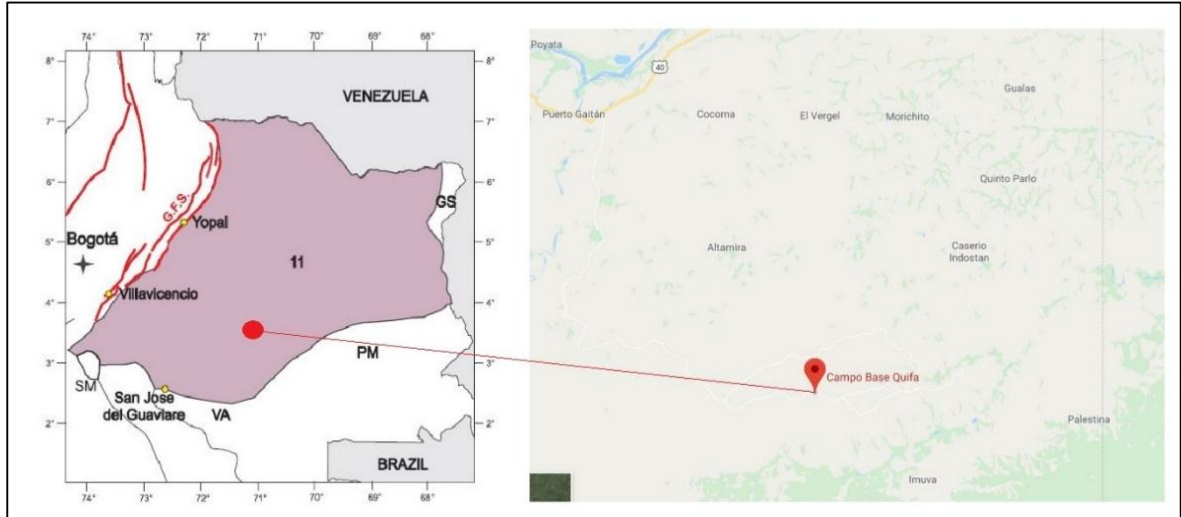
⁶ Lbid p. 34

⁷ Lbid p. 34

⁸ Lbid p. 34

y limita con Campo Rubiales, uno de los más importantes en Colombia, tal como se evidencia en la Figura 10.

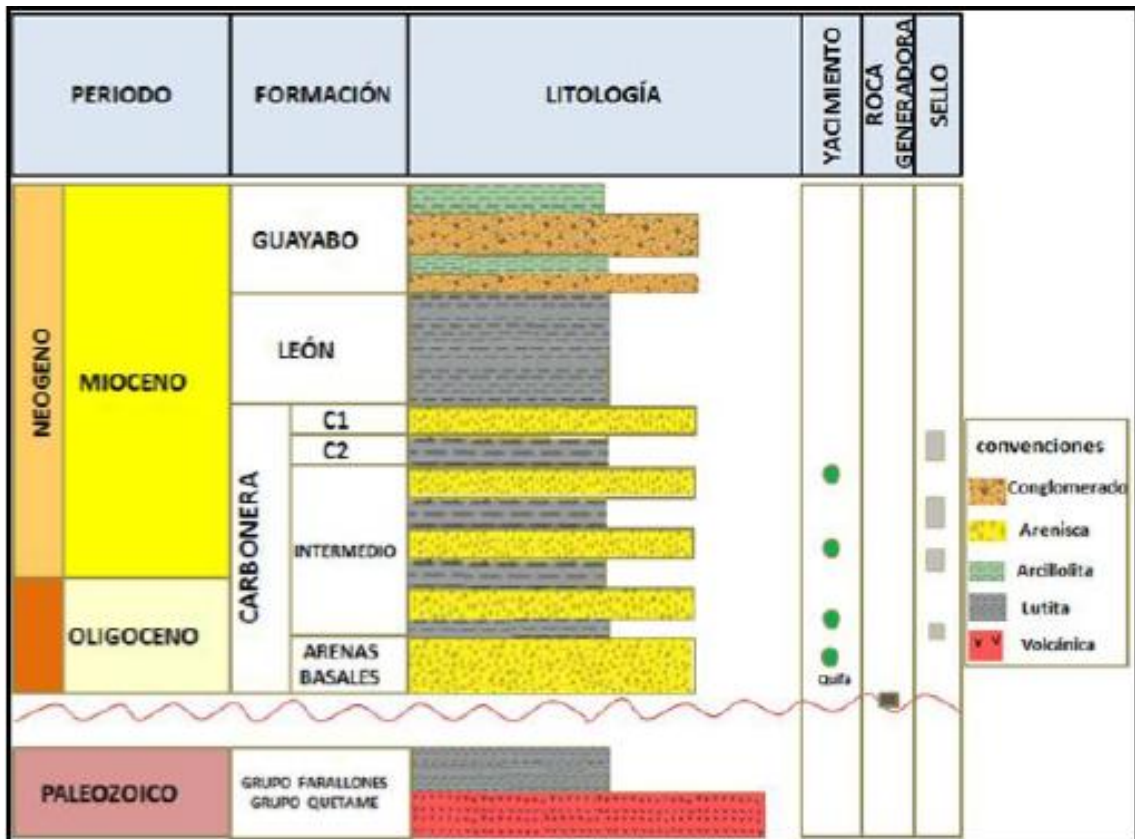
Figura 10. Ubicación geográfica del Campo Quifa, Colombia.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.40, modificado por los autores.

2.5.3 Modelo Estratigráfico. En el Campo Quifa se puede observar la secuencia estratigráfica que va desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico inferior, y el Terciario, es decir, las Formaciones de Carbonera, León y Guayabo, tal como se evidencia en la figura 11.

Figura 11. Columna estratigráfica del Campo Quifa.



Fuente: Pacific Rubiales Energy. Informe General de Yacimientos Campo Quifa, 2014. Modificado por los autores.

2.5.4 Marco Estructural. Según Luis Spalleti⁹, la Cuenca de los Llanos Orientales está dividida en dos dominios estructurales principales, los cuales, son el dominio del piedemonte llanero y el dominio de los Llanos Orientales; a su vez estos dominios se dividen en dos subdominios que se encuentra localizado bajo el Campo Quifa.

2.5.4.1 Subdominio de los Llanos Casanare – Arauca. Zona de la Cuenca de los Llanos Orientales, que está dirigida en la dirección nororiental del país.

2.5.4.2 Subdominio de los Llanos del Meta. El Campo Quifa se ubica en los subdominios de los Llanos Orientales del Meta, el cual presenta un estilo predominado por fallas antitéticas con vergencia hasta el este, debidas a la flexión, como respuesta a las cargas tectónicas aportadas por la Cordillera Oriental. Se representa como una cuenca asimétrica, constituida por sedimentos de tiempos

⁹ SPALLETI, Luis A. Curso de Sedimentología. Museo UNLP. 2006. Diapositiva 11. [PDF]

Cretáceos y Terciarios que descansan de forma discordante en el Basamento Paleozoico.

2.5.5 Estratigrafía Local. A continuación se relacionan las principales características de las formaciones según su estratigrafía, pero la secuencia está incompleta debido al acuñaamiento de las diferentes unidades sobre el Paleozoico, teniendo así las más importantes:

2.5.5.1 Paleozoico. Está formada por una espesa secuencia sin metamorfismo la cual descansa inconformemente sobre el basamento del Precámbrico.

2.5.5.2 Formación Carbonera. La edad de la formación se origina en la época entre el Eoceno Superior y el Oligoceno. Se forma a partir de arcillolitas gruesas y areniscas asociadas con carbones, teniendo en la parte inferior y superior una secuencia de areniscas, limonitas, lutitas y carbones, y presentando un espesor que varía entre 410 y 560 m. Se tiene contacto en el tope con la Formación León y en la base con la Formación Mirador.¹⁰

2.5.5.3 Formación León. Esta formación es de una transgresión marina que deposita una secuencia de lutitas y tiene un espesor que oscila entre 550 y 580 ft donde tiene contacto con la Formación transicional Guayabo.¹¹

2.5.5.4 Formación Guayabo. Esta formación presenta en su mayoría areniscas de grano medio a grueso con arcillolitas y limolitas en la zona superior. La zona inferior está constituida por arcillolitas y limolitas con intercalaciones de areniscas y carbones. Presenta un espesor en la formación que varía entre 1100 y 1300 ft.¹²

2.5.5.5 Formación Necesidad. Esta formación está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcilla arenosa de grano fino a grueso, teniendo un contacto en la base con la Formación Guayabo que es discordante.¹³

¹⁰ ALVIS Andres, Triana Alexander. Selección de un cemento petrolero tipo G para su implementación en un pozo piloto en el Campo Rubiales en la Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de Grado. Bogotá 2012. p.35

¹¹ Lbid p.35

¹² Lbid p.35

¹³ Lbid p.35

2.5.6 Geología del Petróleo. La principal zona productora de hidrocarburos se presenta en la Formación Carbonera. A continuación se describe el sistema petrolífero del Campo Quifa:

2.5.6.1 Roca Generadora. La roca generadora “corresponde a lutitas marinas y continentales de la Formación Gachetá con kerógeno tipo II y III, con contenido orgánico aproximado entre 1-3% alcanzando hasta un 9%”¹⁴ y un espesor efectivo entre 150 a 200 ft. En la Cuenca de los Llanos Orientales, se determinó que el hidrocarburo presente pertenece a la Formación Gachetá de Rocas Terciarias (Formación Los Cuervos), las cuales se encuentran localizadas a los largo del eje de la Cordillera Oriental. El principal sitio de generación de hidrocarburos de la cuenca, se considera el Piedemonte Llanero¹⁵.

2.5.6.2 Roca Almacenadora. Se tienen varias formaciones de la Cuenca de los Llanos Orientales que actúan como yacimiento de hidrocarburos, entre ellas está en la Formación Gachetá y Formación Guadalupe (Cretácico Superior) y la Formación Barco- Los Cuervos, Formación Cuervos, Formación Mirador y Formación Carbonera (Terciario). El yacimiento del Campo Quifa está constituido por la unidad de Arenas Basales de la Formación Carbonera, compuesta por cuarzoarenitas y arenitas subarcóicas formadas en diferentes ambientes de depósito de tipo continental. El espesor varía entre 120 y 200 ft¹⁶.

2.5.6.3 Roca Sello. En el Campo Quifa, el principal sello vertical para la acumulación de hidrocarburos en las Areniscas Basales de la Formación Carbonera, está constituido por un sello intra-formacional, también conocido como serie lutítica que es la Unidad Carbonera intermedia C4, que maneja espesores entre 10 y 20 ft.¹⁷

2.6 CAMPO PURIFICACIÓN

2.6.1 Historia. El Campo Purificación inicia desde Mayo de 1987 con una producción entre dos mil y tres mil barriles diarios de petróleo extraídos de los pozos I y II por la compañía inglesa Lasmo Oil Colombia Limited, que hoy en día se conoce como Perenco Oil and Gas Colombia Limited.

¹⁴ ANH. Organic geochemistry atlas of Colombia. Second edition. 2010. p.64

¹⁵ REYES H., Shirley M. Evaluación técnico-financiera de la perforación de pozos productores con reducción de espaciamiento en el Campo Quifa. Trabajo de Grado. Bogotá 2015. p. 32.

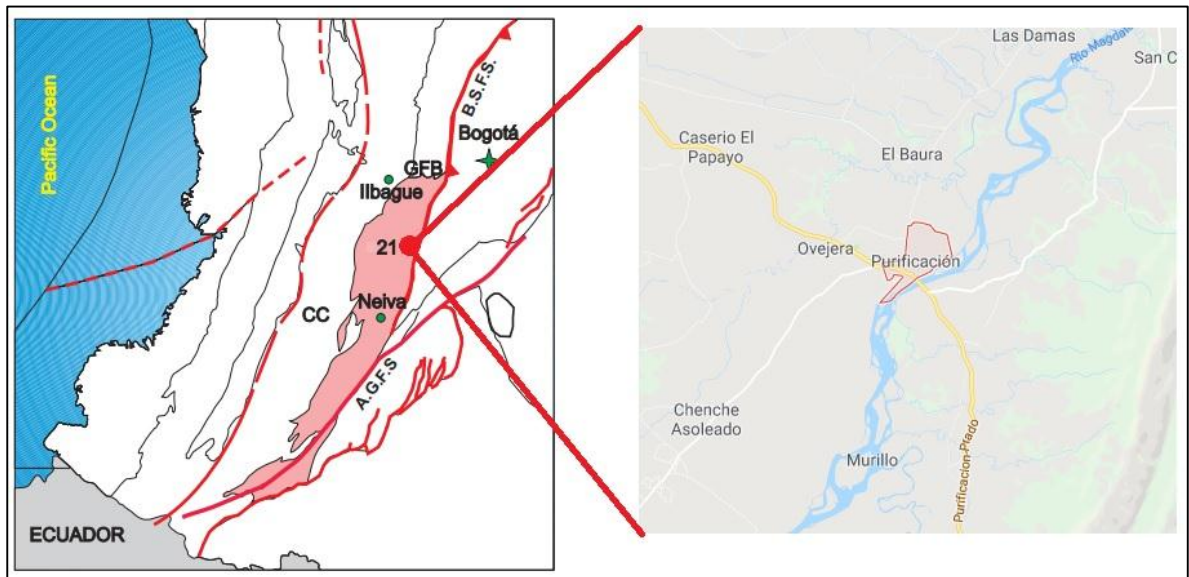
¹⁶ Lbid p.32

¹⁷ Lbid p.32

Actualmente el Campo está bajo el contrato Espinal-Hocol, en el que trabaja la operadora Houston Oil Colombiana (conocida como Hocol S.A), compañía del grupo Shell en Colombia, que produce cuatro mil cien barriles de crudo promedio por día.

2.6.2 Localización. El Campo Purificación está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, tal como se puede observar en la figura 12.

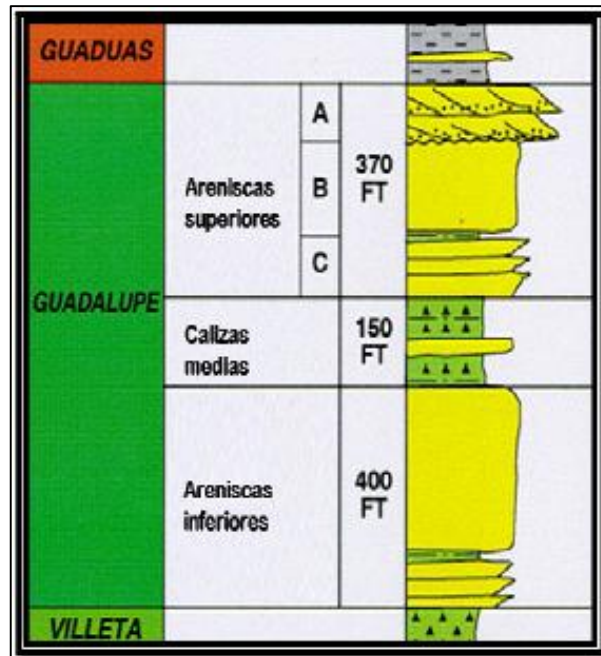
Figura 12. Ubicación geográfica del Campo Purificación, Colombia.



Fuente: Barrero, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C: ANH, 2007. p.50, modificado por los autores

2.6.3 Modelo Estratigráfico. A continuación se presenta un análisis más detallado de la columna estratigráfica del campo en estudio, mostrando las edades y formaciones geológicas. En el Campo Purificación se puede observar desde las rocas precretácicas a las más recientes, como se evidencia en la figura 13.

Figura 13. Columna estratigráfica del Campo Purificación



Fuente: AMORTEGUI R. Edgar A. Optimización del tratamiento químico en fondo de pozo para control de incrustaciones y corrosión en el campo purificación-espinal. Bogotá 2008. P. 35.

2.6.4 Marco Estructural. El valle donde se encuentra ubicado el Campo Purificación ha sido catalogado como una fosa tectónica que en el Terciario formó fosas, generando fallamientos y plegamientos de las rocas Cretácicas; es por esto que se distinguen tres grandes bloques tectónicos:

2.6.4.1 Flanco Oriental de la Cordillera Central.

2.6.4.2 Flanco Occidental de la Cordillera Oriental. Es una combinación de pliegues y fallas, donde la Falla del Prado es la estructura más externa del sistema de Fallas del Magdalena.

2.6.4.3 Deformación menor. En este grupo se presentan pliegues suaves y fallamientos escasos que afectan a las rocas del Grupo Honda.

2.6.5 Estratigrafía Local. A continuación se relacionan las principales características de las formaciones según su origen.

2.6.5.1 Formación Hondita y Loma Gorda. Constituido por arcillolitas en capas gruesas, intercaladas con calizas, lutitas y areniscas de grano fino.

2.6.5.2 Grupo Olini. Son rocas sedimentarias Cretáceas constituidas por bancos de liditas intercaladas con arcillolitas y lutitas silíceas.

2.6.5.3 Formación La Tabla. Rocas formadas por dos niveles de areniscas intercaladas con lutitas y se localizan en el centro de las veredas El consuelo y El Tigre.

2.6.5.4 Formación Seca. Esta formación pertenece al Grupo Terciario en el cual los sedimentos están ubicados en capas uniformes entre la Formación La Tabla y Gualanday; formada por arcillolitas heterogéneas de colores rojos, grises y verdosos, donde se intercalan con limolitas en disposición de las capas cruzadas.

2.6.5.5 Grupo Honda. Este grupo pertenece al periodo Terciario formando capas de areniscas, arcillolita y limolitas, intercaladas con conglomerados y son separadas por la Falla de Prado, formando una superficie ligeramente ondulada con poca elevación.

2.6.5.6 Depósitos Coaluviales. Pertenecen al Grupo Cuaternario constituido por bloques angulares de diferentes tamaños de areniscas, los cuales se han desarrollado como producto de la desintegración de los escarpes de las formaciones La Tabla, Hondita – Loma Gorda y Olini.

2.6.5.7 Depósitos Aluviales. Pertenecen al Grupo Cuaternario y están conformados por cantos, gravas, arenas y limos, cubriendo de manera irregular las rocas del Grupo Honda y formando planicies de inundación asociados a los valles de los principales ríos de la región.

2.6.6 Geología del Petróleo.

2.6.6.1 Roca Productora. La unidad productora en el Campo Purificación corresponde a las areniscas de la Formación Guadalupe, de edad Campiano Superior-Maestrichtiano Inferior. En el área del Espinal, la Formación Guadalupe tiene un espesor de 920 ft y se divide en tres miembros, arenisca superior, chert intermedio y arenisca inferior. El miembro superior e inferior de la Formación

Guadalupe tiene una porosidad promedio del 18% al 22% y permeabilidades en promedio de 10 a 300 mD. En el Campo Purificación la Formación Guadalupe se clasifica como un yacimiento subsaturado, donde el gas existente está en solución en el aceite, teniendo como mecanismo de producción un acuífero.

2.6.6.2 Roca Generadora. Representa los shales bituminosos la roca fuente de la Formación Villeta de edad Albiano Campaniano, teniendo un espesor de 4500 ft y los análisis de geoquímica realizados en muestras de zanja muestran un 4% de carbón orgánico y kerógeno tipo II.

2.6.6.3 Roca Sello. Corresponde a la parte superior de la Formación Villeta que está compuesta por cherts y shales, y la parte inferior de la Formación Guaduas.

2.7 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE CRUDO

A continuación, se presenta el historial de producción de petróleo y gas de cada uno de los campos nombrados anteriormente con el fin de tener información pertinente acerca de su importancia a lo largo del tiempo en la producción de petróleo colombiana, así como el comportamiento de las reservas de estos yacimientos a través de los tiempos. Teniendo en cuenta que los equipos de Pride International Colombia y San Antonio International Colombia y actualmente Estrella International Energy Services han estado presente en el desarrollo de estos campos a lo largo del tiempo.

2.7.1 Campo Caño Limón. En las tablas 2 y 3 se muestra detalladamente la producción acumulada para cada uno de los meses desde el año 2009 hasta el 2017 y en la gráfica 1 se muestra el promedio de la producción realizada a lo largo de 9 años en el Campo Caño Limón.

Tabla 2. Producción mensual del Campo Caño Limón 2009 - 2012.

Campo	Caño Limón				
Mes	Año	2009	2010	2011	2012
Enero	Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	55.166	44.651	41.557	33.067
Febrero		54.369	43.249	42.222	9.524
Marzo		53.158	42.653	41.257	40.740
Abril		52.394	42.210	44.148	39.754
Mayo		48.501	41.342	42.005	37.955
Junio		50.234	20.836	42.553	36.558
Julio		49.233	39.412	40.415	35.051
Agosto		48.066	40.143	40.507	36.814
Septiembre		44.641	41.022	22.012	38.330
Octubre		46.057	39.950	43.189	36.854
Noviembre		44.726	41.081	40.843	38.639
Diciembre		44.865	39.424	23.696	37.372
Promedio		49.284	39.664	38.700	35.055

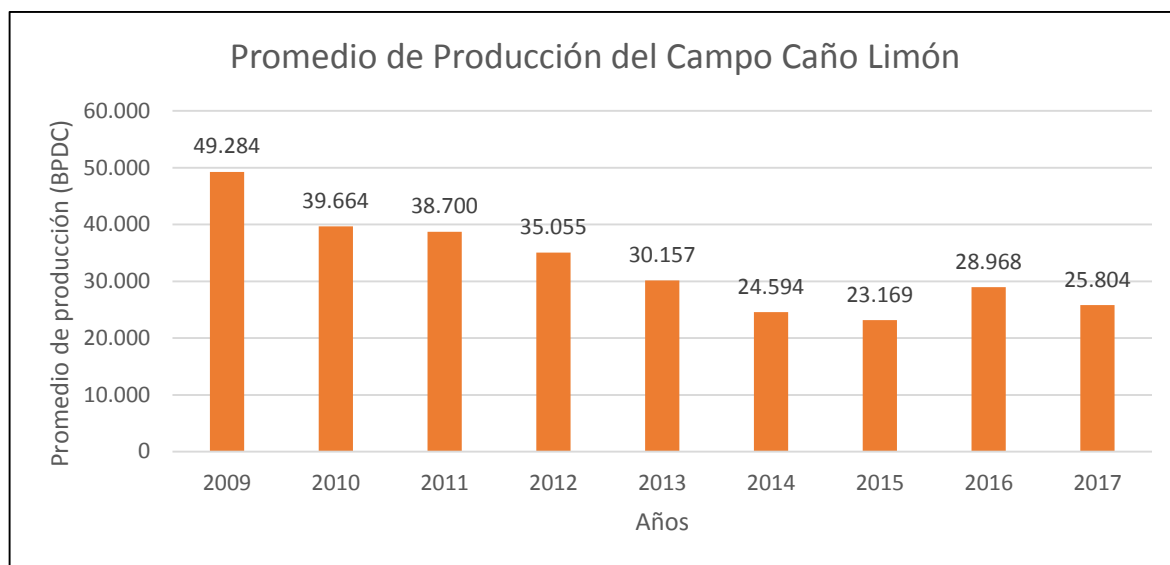
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-producción.aspx> Modificado por los autores

Tabla 3. Producción mensual del Campo Caño Limón 2013- 2017.

Campo	Caño Limón					
Mes	Año	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	36.310	32.893	31.312	36.107	29.676
Febrero		25.114	33.315	30.342	33.345	28.907
Marzo		31.514	17.329	29.507	33.101	2.746
Abril		35.837	405	29.424	33.744	27.156
Mayo		36.320	4.218	28.185	32.600	28.873
Junio		14.260	33.683	24.218	33.154	28.876
Julio		33.257	21.022	837	13.926	23.868
Agosto		36.294	32.551	4.038	12.713	27.061
Septiembre		30.615	31.841	26.742	32.488	27.769
Octubre		17.478	31.222	26.943	31.448	28.200
Noviembre		34.662	32.052	20.246	30.288	27.050
Diciembre		30.221	24.594	26.240	24.706	29.467
Promedio		30.157	24.594	23.169	28.968	25.804

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-producción.aspx> Modificado por los autores

Gráfica 1. Producción del Campo Caño Limón 2009-2017.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-producción.aspx> Modificado por los autores

2.7.2 Campo Quifa. En las tablas 4 y 5 se muestra detalladamente la producción acumulada para cada uno de los meses desde el año 2009 hasta el 2017 y en la gráfica 2 se muestra el promedio de la producción realizada a lo largo de 9 años en el Campo Quifa.

Tabla 4. Producción mensual del Campo Quifa 2009-2012.

Campo	Quifa					
	Mes	Año	2009	2010	2011	2012
Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	Enero		116	1.220	30.714	43.521
	Febrero		245	1.986	35.001	44.926
	Marzo		131	2.202	335.457	45.045
	Abril		0	1.934	35.726	42.944
	Mayo		0	1.953	36.273	41.672
	Junio		0	2.296	36.021	40.849
	Julio		0	2.465	34.973	42.649
	Agosto		0	2.589	37.743	47.092
	Septiembre		373	4.313	32.661	46.491
	Octubre		643	6.543	39.968	47.802
	Noviembre		961	10.143	41.135	48.726
	Diciembre		1.230	19.893	41.684	51.269
	Promedio		308	4.795	61.446	45.249

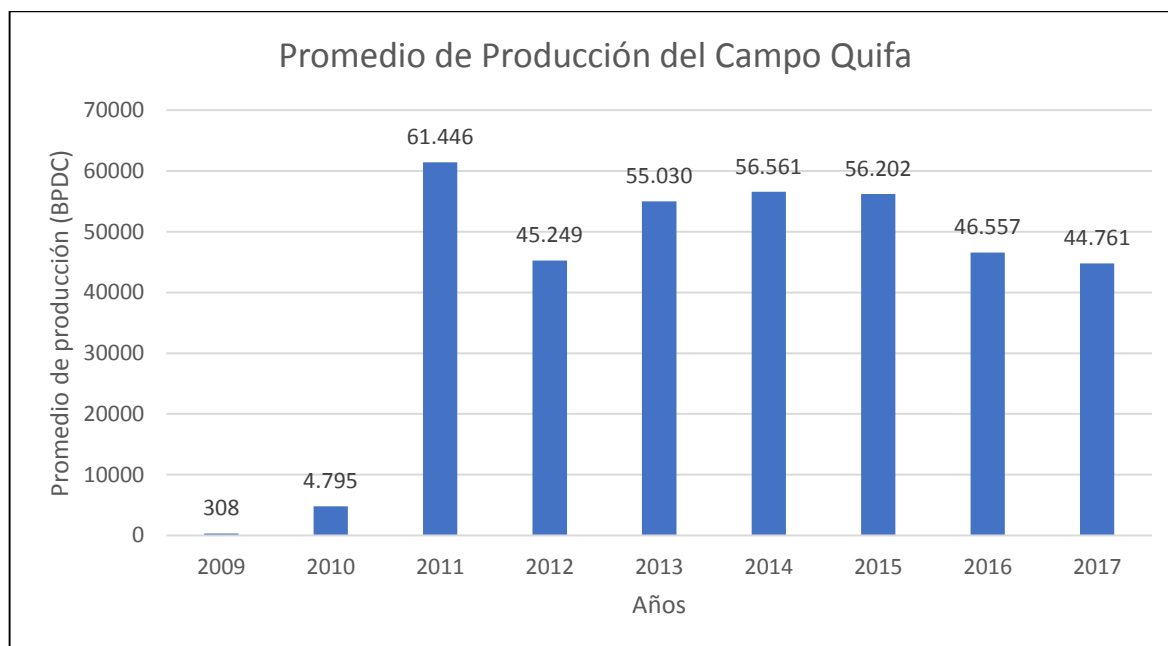
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-producción.aspx> Modificado por los autores

Tabla 5. Producción mensual del Campo Quifa 2013-2017.

Campo	Quifa					
Mes		2013	2014	2015	2016	2017
Enero	Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	53.957	53.209	59.511	52.774	44.244
Febrero		54.110	53.991	57.219	51.171	46.950
Marzo		54.166	52.739	56.686	50.493	47.356
Abril		55.110	53.703	57.132	50.020	46.414
Mayo		54.100	54.182	56.439	49.358	45.152
Junio		54.844	55.949	54.998	47.750	45.139
Julio		53.541	56.540	54.290	46.728	43.982
Agosto		56.875	58.026	55.444	45.204	42.985
Septiembre		57.628	59.762	55.815	42.802	42.940
Octubre		55.980	60.118	56.435	38.572	42.970
Noviembre		54.975	60.450	55.615	41.339	43.581
Diciembre		55.076	60.067	54.835	42.471	45.416
Promedio			55.030	56.561	56.202	46.557

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-produccion.aspx> Modificado por los autores

Gráfica 2. Producción del Campo Quifa 2009-2017.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-produccion.aspx> Modificado por los autores

2.7.3 Campo Purificación. En las tablas 6 y 7 se muestra detalladamente la producción acumulada para cada uno de los meses desde el año 2009 hasta el 2017 y en la gráfica 3 se muestra el promedio de la producción realizada a lo largo de 9 años en el Campo Purificación.

Tabla 6. Producción mensual del Campo Purificación 2009-2012.

Campo	Purificación				
Mes	Año	2009	2010	2011	2012
Enero	Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	308	167	143	85
Febrero		305	165	105	65
Marzo		302	160	105	79
Abril		300	157	102	83
Mayo		299	156	97	84
Junio		293	141	97	83
Julio		292	121	96	81
Agosto		288	117	95	78
Septiembre		283	104	94	80
Octubre		279	159	93	79
Noviembre		274	155	89	79
Diciembre		260	118	87	77
Promedio		290	143	100	79

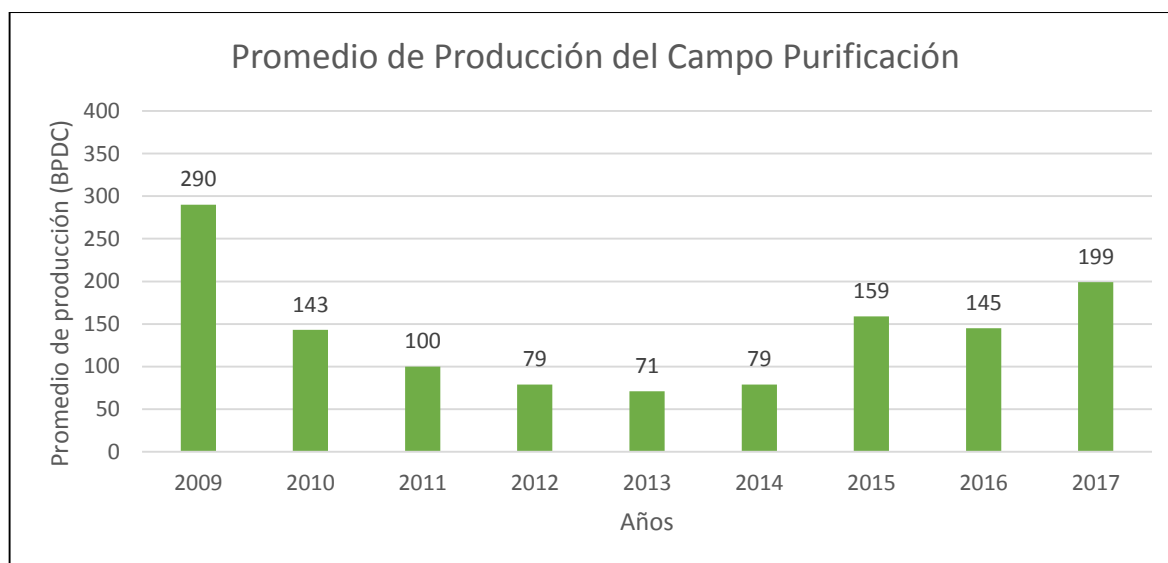
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-produccion.aspx> Modificado por los autores

Tabla 7. Producción mensual del Campo Purificación 2013-2017.

Campo	Purificación					
Mes	Año	2013	2014	2015	2016	2017
Enero	Producción de Petróleo por Campo en BPDC (Barriles Promedio por Día Calendario)	76	67	143	148	130
Febrero		74	67	161	147	127
Marzo		73	56	165	149	124
Abril		88	65	176	147	122
Mayo		71	58	163	147	121
Junio		67	46	160	145	122
Julio		69	48	167	143	118
Agosto		68	48	162	146	115
Septiembre		67	61	159	146	116
Octubre		67	143	153	144	116
Noviembre		66	147	148	137	516
Diciembre		67	144	148	136	662
Promedio		71	79	159	145	199

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-produccion.aspx> Modificado por los autores

Gráfica 3. Producción del Campo Purificación 2009-2017.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Producción fiscalizada de crudo [online] 2007-2017. Bogotá 2017. Disponible en <www.anh.gov.co/operaciones-regalias-y-participaciones/sistema-integrado-de-operaciones/paginas/estadisticas-de-produccion.aspx> Modificado por los autores

3. MARCO TEÓRICO

3.1 SARTA DE PERFORACIÓN¹⁸

Es una columna de tubos de acero que está compuesta de tubería de perforación, Drill collar y brocas, con una cierta cantidad de componentes menores y conecta con los sistemas de superficie con la broca de perforación.¹⁹ Las funciones que tiene la sarta de perforación son:

- Transmitir el movimiento rotatorio a la broca
- Servir de conducto de circulación
- Dar peso a la broca
- Sacar y meter la broca
- Efectuar pruebas de formación
- Colocar tapones de cemento
- Cementar tuberías de revestimiento
- Controlar la trayectoria del pozo durante la perforación
- Soportar las cargas ejercidas durante la perforación
- Minimizar vibraciones y atascamientos

Los datos principales que se deben conocer sobre las tuberías de perforación son el diámetro nominal, peso nominal, grado de tubería, clases (Clase I, Premium, Clase II, Clase III), diámetro interior, diámetro exterior, y tipo de conexión.

3.1.1 Propiedades Mecánicas. Las propiedades más importantes de la tubería de perforación son:

3.1.1.1 Esfuerzo de cedencia. El material tiene un límite de desviación de la proporcionalidad del esfuerzo a la deformación. La deformación pasa de elástico a plástico.

3.1.1.2 Esfuerzo de estiramiento. Es el valor obtenido al dividir la carga máxima que produce rotura por el área seccional del tubo, se le conoce como esfuerzo final.

¹⁸ ESPINOSA M. CARLOS, Sartas de perforación. Fundación Universidad América. 2016 Bogotá, Colombia. Diapositiva 2[Presentación Power Point].

¹⁹ Datalog. Manual de Perforación. Procedimientos y operaciones en el pozo. Versión 3.0. Marzo 2001. p.42

3.1.1.3 Grado de tubería. Está relacionado con los grados del acero del cual depende la resistencia a la tensión de la tubería.

3.2 COMPONENTES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN²⁰

La sarta de perforación está compuesta por diferentes herramientas que permiten realizar el proceso de perforación de pozos, cumpliendo funciones de tomar diferentes mediciones a medida que el proceso avanza, aumentar el diámetro del hueco, aumentar la potencia, entre otras.

3.2.1 Broca. Es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, que es usada para triturar y/o cortar las formaciones. Existen diferentes tipos de brocas como las tricónicas, de cortadores fijos (diamante natural, diamante polí cristalino PDC y diamante térmicamente estable TSP) y especiales (bicéntrica y la ampliadora).

3.2.2 Crossover. Los crossover pequeñas secciones de tubería que permiten conectar las tuberías y lastra barrenas que presentan un diámetro y rosca diferentes.

3.2.3 Tubería de perforación. Es un tubo de acero cilíndrico, resistente que se conecta con el ensamblaje de fondo o BHA y termina conectándose en superficie con Top Drive, la cual se usa para transmitir la potencia de los equipos de rotación y servir como canal de flujo para transportar los fluidos de alta presión desde la superficie hasta la broca.

3.2.4 Botellas o Drill Collar. Son tuberías de acero que proporcionan peso sobre la broca para ayudar en la perforación y servir de apoyo estabilizando la broca para así mantener el hoyo alineado.

3.2.5 Motores de fondo. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Son usados para perforar pozos tanto verticales como horizontales, pero no realiza desviación o cambio de dirección del pozo por si sola.

²⁰ ESPINOSA M. CARLOS, Sargas de perforación. Fundación Universidad América. 2016 Bogotá, Colombia. [Presentación Power Point].

3.2.6 Martillos. Son elementos operados mecánicamente o hidráulicamente para proporcionar un golpe de alto impacto sobre la sarta de perforación dentro del pozo en caso de exista una pega de tubería o un atasco de la broca en el fondo del pozo.

3.2.7 Estabilizadores. Son tramos cortos de tubería que se colocan entre los drill collar o botellas con el fin de mantener el ensamblaje de fondo centrado dentro del hueco.

3.2.8 Rimadores. Son los que desgastan las paredes del pozo a un diámetro igual o mayor al de la broca y tienen la función de ayudar a estabilizar el ensamblaje de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son usados generalmente cuando se ocasionan problemas para mantener el pozo con el diámetro de la broca.

3.2.9 Ensanchadores. Es una herramienta que realiza una acción de corte que se logra por medio de conos giratorios para ensanchar en gran manera el diámetro del hueco y son usados generalmente en secciones donde se requieran diámetros grandes.

3.3 TUBERÍA DE PERFORACIÓN²¹

La tubería de perforación es un elemento tubular utilizado para llevar a cabo los trabajos en la operación de perforación, se define como la tubería de acero resistente a la compresión y tensión, que se conecta al ensamblaje de fondo (BHA) en un extremo y en el otro con el Top Drive.

3.3.1 Rango de la tubería de perforación. Se puede conseguir este tipo de tubería en tres rangos de longitud presentado en la siguiente tabla 8:

Tabla 8. Rangos de clasificación según la longitud de los tubulares.

Rango	Longitud	
	Pies (Ft)	Metros (M)
1	18-22	5.5-6.7
2	27-30	8.2-9.1
3	38-45	11.6-13.7

Fuente: Fuente: TH HILL ASOCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012

²¹ TH HILL ASOCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012. p.25

También se debe tener en cuenta la clasificación de la tubería Drill Pipe por grados que pueden ser:

3.3.1.1 E75. Es el grado menos resistente, sin embargo tiene mayores propiedades antioxidantes (Se distingue con una franja blanca en la parte intermedia).

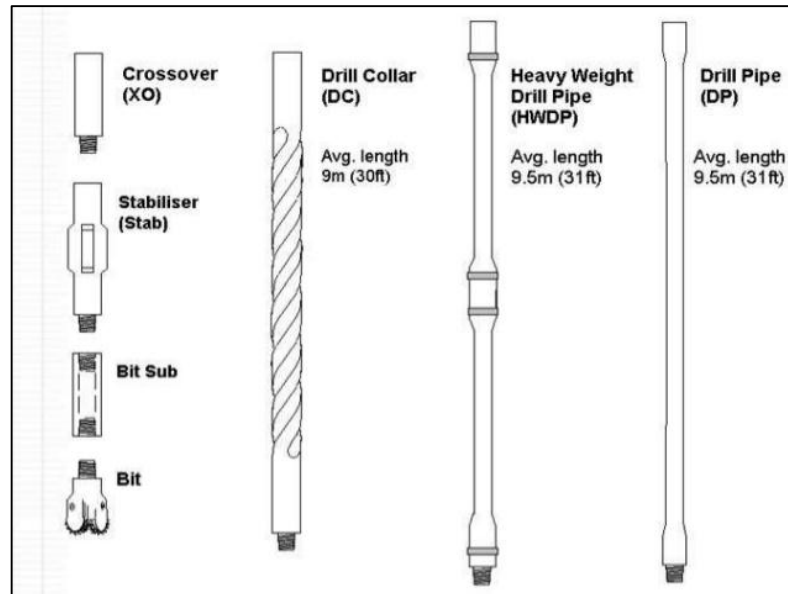
3.3.1.2 X95. Es más resistente que el grado anterior y con menos propiedades antioxidantes (Se distingue con dos franjas blancas en la parte media del cuerpo).

3.3.1.3 G105. El grado de resistencia incrementa y el grado de propiedades antioxidantes disminuye (Se distingue con tres franjas blancas en la parte media del cuerpo).

3.3.1.4 S135. Es el grado de tubería más resistente y es el de menores propiedades antioxidantes (Se distingue con cuatro franjas blancas en la parte media del cuerpo).

3.3.2 Tipos de tubería de perforación. Existen diferentes tipos de tubería de perforación, que cumplen con funciones generales como transportar el fluido de perforación, brindar profundidad a la columna y aportar peso al sistema, entre otras; y funciones específicas como dar estabilidad y/o aumentar el diámetro del pozo, transmitir la potencia generada en los equipos de superficie hasta los componentes de fondo, resistencia a la presión, tensión y compresión. En la figura 14 se muestra los diferentes tipos de tubería de perforación que pueden presentarse en una operación de perforación, tal como el Drill Pipe, Heavy Weight y Drill Collar.

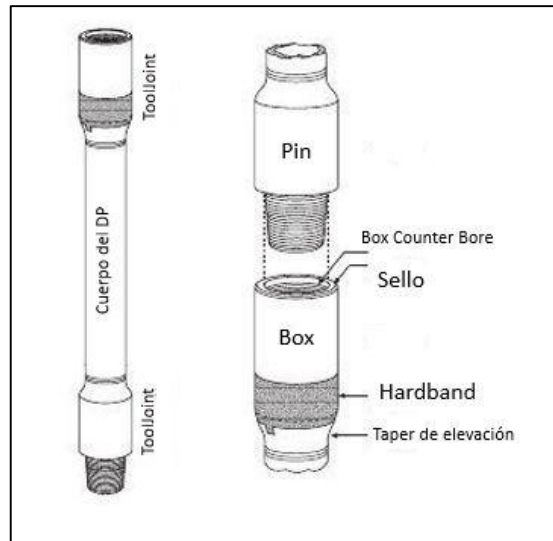
Figura 14. Tipos de tubería y herramientas de fondo que se conectan al BHA



Fuente. HANDY, Mohamed M. Mud Logging School [online] Slide 13. Octubre 2015. Available from web <<https://www.slideshare.net/MohamedHamdy101/mud-logging-course>>

3.3.3 Drill Pipe. Tubo de acero equipado con extremos roscados de diferentes diámetros tanto externos como internos, llamados juntas de la herramienta o *tool joints*, llevando en sus extremos el pin, el box, el sello, los hilos entre otros, como se muestra en la figura 15. El Drill Pipe es una tubería de perforación que conecta el equipo de superficie con el conjunto de fondo, a su vez cumplen funciones como transportar el fluido de perforación, y permite subir, bajar y girar el conjunto de fondo desde la superficie.

Figura 15. Conexiones del Drill Pipe y sus componentes



Fuente: Jack. Drill Pipe. [Online] disponible en <www.oilgasdrilling.com/drill-pipe.htm>. Modificado por los autores

Los datos principales que se debe conocer sobre la tubería es el diámetro interior y exterior del tubo, peso nominal, peso ajustado, grado, resistencia a la tensión, tipo de juntas, espesor de pared y torsión de enrosque. Los componentes generales de la tubería de perforación se mencionan a continuación, y en las figuras 16 y 17 se ubican algunas de ellas:

3.3.3.1 Diámetro Exterior. Es la distancia medida en una circunferencia de una conexión, de extremo a extremo de la parte externa de la tubería pasando por su centro.

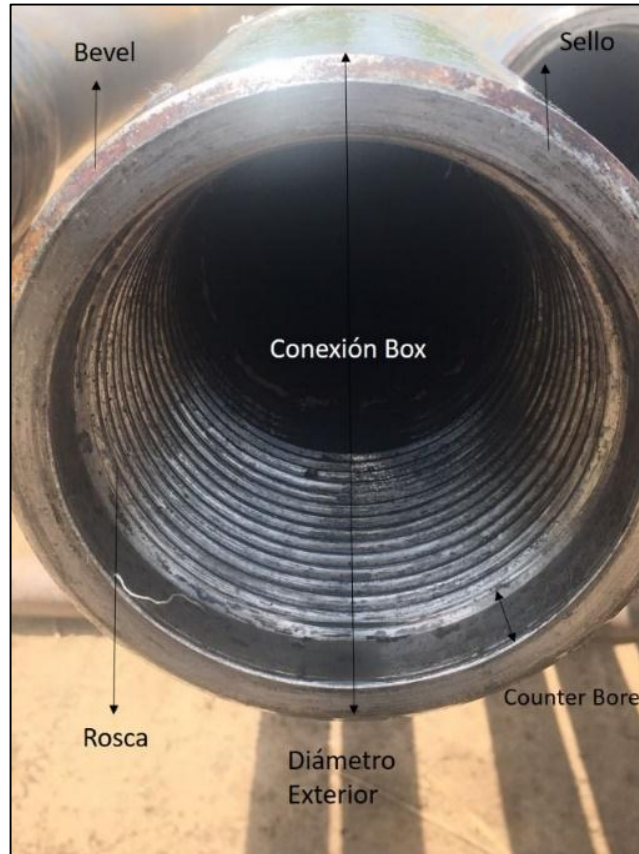
3.3.3.2 Diámetro Interior. Es la distancia medida en la zona interna después de la rosca del tubo de perforación, pasando por su centro. Los valores del diámetro interno (ID), pueden variar según el valor nominal y el grado de la tubería.

3.3.3.3 Recalcado. Es el cambio gradual de espesores; siendo el primer factor de seguridad adecuado en el área soldada para tener resistencia mecánica y otra consideraciones metalúrgicas. Estos recalcos son necesarios en los tubos para los cuales las juntas soldadas son soldadas.

3.3.3.4 Conexión Box-Pin. Es el punto donde se realiza el enlace de la caja (Box) de un tubo con el pin de otro tubo.

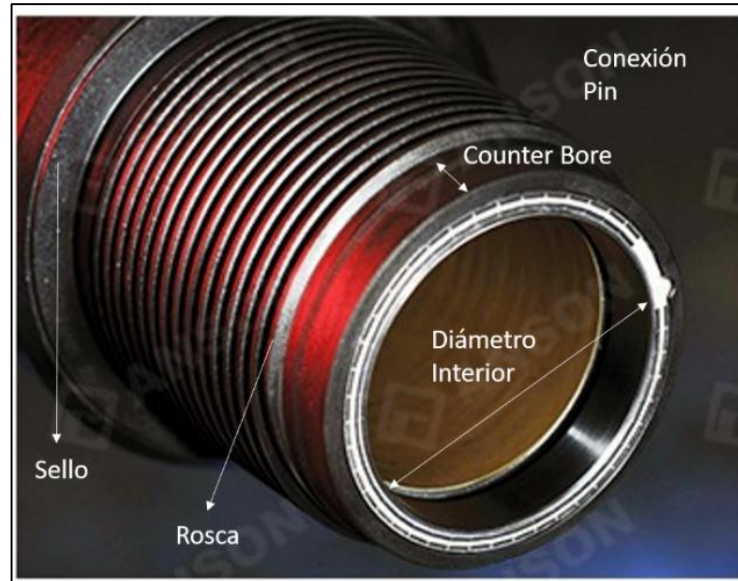
3.3.3.5 Diámetro exterior de la junta. Es la medida que resulta de la unión de la caja con el pin de un tubo de perforación.

Figura 16. Conexión Box identificando sus partes.



Fuente: Autores. Estrella International Energy Services. E1225. Arauca. 2018

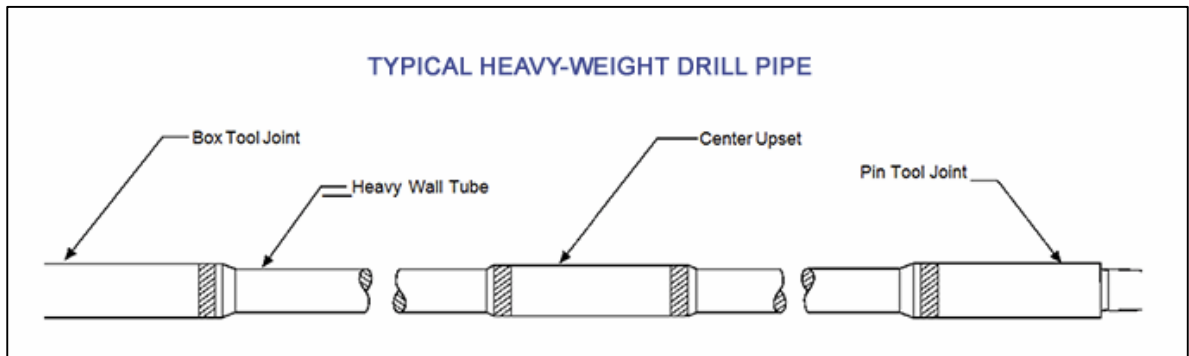
Figura 17. Conexión Pin identificando sus partes



Fuente: Anson. Oil Country Tubular Goods [Online] disponible en <www.octgproducts.com/drill-pipe.html>.

3.3.4 Heavy Weight. La tubería de perforación *Heavy Weight Drill Pipe* (HWDP) es un tipo de tubería cuyas paredes son más gruesas y los *tool joints* son más largos. El HWDP tiende a ser una tubería mucho más resistente a la torsión, compresión y tensión a la que se ve sometida en los procesos de perforación convencional, por lo que se coloca en la parte superior un BHA para que funcione como un soporte adicional entre las brocas, la herramienta de fondo y la tubería de perforación, para minimizar cambios en la rigidez de los componentes de la sarta. Además, como se aprecia en la figura 18, el HWDP lleva en la parte central del cuerpo, un recubrimiento grueso (similar al del *tool joint* de la tubería), lo cual le permite tener un menor desgaste en el cuerpo, que incide una menor probabilidad de sufrir un *washout* en esta zona.

Figura 18. Partes y componentes del Heavy Weight Drill Pipe

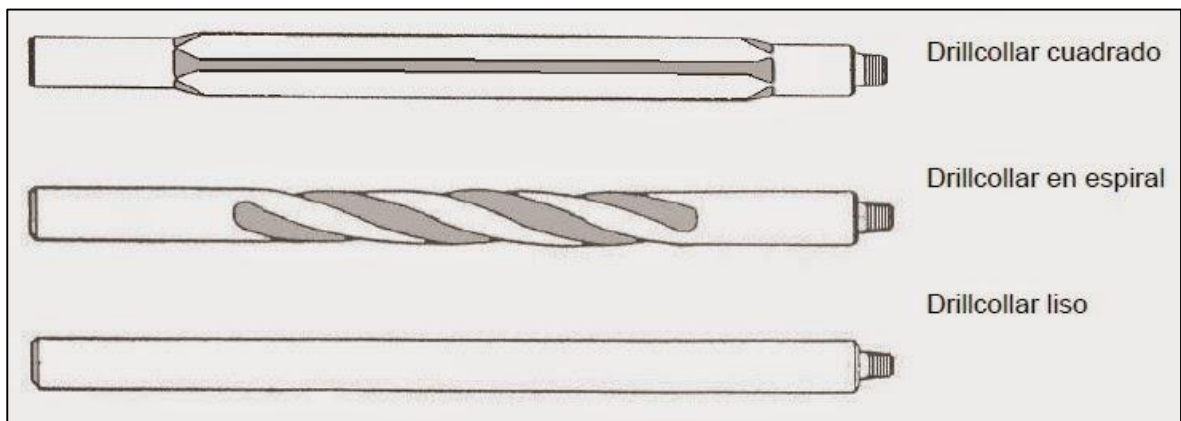


Fuente: Rk pipe & supply, LLC [online]. Disponible en <<http://www.steeldrillpipe.com/tubular-products/new-used-heavy-weight-drill-pipe/>>

Dentro de las funciones del *Heavy Weight Drill Pipe* y sus ventajas es que mejora considerablemente la capacidad y el comportamiento de los equipos en áreas poco profundas.

3.3.5 Drill Collar. Se le conoce más comúnmente las botellas, son un componente de la sarta de perforación que aporta peso a la broca durante las operaciones de perforación. Los collares de perforación son tubos de pared gruesa, en algunos casos de aleación de acero o también de aleaciones níquel-cobre no magnético entre otras. El cuerpo del Drill Collar en algunos casos está maquinado en su zona exterior con ranuras helicoidales o formas específicas según sea la necesidad, como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Diferentes clases de Drill Collar



Fuente: PerfoBlogger. [Online]. Disponible en <<http://perfob.blogspot.com/2015/05/sarta-de-perforacion-drillstring.html>>

Además de proporcionar peso a la broca, el Drill Collar da soporte y rigidez a la parte inferior de la sarta de perforación así como servir de apoyo y estabilizador para mantener la alineación del hoyo que se está perforando.

3.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido perforación es una de las herramientas principales para llevar a cabo la perforación la cual cumple con diferentes funciones tanto para el buen funcionamiento de la sarta como para evitar derrumbes o pérdida de las secciones perforadas, entre otras. A continuación hablaremos del tipo de fluidos de perforación y las diversas funciones por las cuales es utilizado durante la operación de perforación.

3.4.1 Tipos de fluidos de perforación.²² Los fluidos de perforación se diferencian gracias a la fase continua o el fluido principal en el que los componentes y/o aditivos adicionales sean agregados a la mezcla con el fin de aportar propiedades y características específicas determinadas según los estratos de las formaciones a perforar y otros aspectos donde el tipo de fluido de perforación puede aportar facilidad, rapidez y eficacia durante la operación.

3.4.1.1 Fluidos base agua. El agua es uno de los mejores fluidos básicos para perforar debido principalmente a su abundancia y bajo costo, sin embargo, el agua debe tener una calidad determinada según las normas locales de tratamiento para su uso y disposición. Así mismo la concentración de diversos compuestos tales como sales disueltas, calcio, magnesio, cloruros, sulfatos, carbonatos, entre otros, debe ser baja y controlada debido a que estas alteran algunas propiedades propias del fluido base.

Al fluido de perforación base agua debe cumplir con la labor de aportar una fuerza hidrostática, esto se logra generalmente tratándolo en su mayoría con químicos como la bentonita compuesta por sílice y alúmina pulverizada, la cual aumenta la viscosidad de la mezcla. También se agrega barita, compuesta por sulfato de bario, el cual aporta densidad a la mezcla. Lo anterior con el fin de poder contener la presión ejercida por las paredes de la formación entre otras. El fluido de perforación debe presentar propiedades como viscosidad, gelatinización, pH, contenido de sólidos las cuales se logran mediante tratamientos químicos específicos.

3.4.1.2 Fluidos base aceite. Los fluidos de perforación base aceite generalmente son usados para la terminación o reacondicionamiento de pozos. Aunque el fluido base aceite aporta un mejor rendimiento a la sarta de perforación e general, su uso es restringido debido a la alta contaminación ambiental que genera su uso, debido a que los procesos de descontaminación y tratamiento de este fluido son de alto costo, su correcta disposición es bastante compleja. Además de lo anterior, el uso de este tipo de fase continua se considera peligroso, debido a que ante la posibilidad de un accidente durante la operación, el fluido de perforación tendría una capacidad inflamable considerablemente alta.

Los aceites utilizados como la fase continua de un fluido de perforación generalmente se presentan como derivados del petróleo como el diésel o en algunos casos, el mismo crudo liviano. Aunque la fase continua está compuesta por aceite, existe un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, la cual se mantiene, en este caso con la adición de soda caustica u otro ácido orgánico.

²² EL POZO ILUSTRADO. Barberii, Efraín. Fondo Editorial del Centro de educación y desarrollo. Caracas, Venezuela. 1998. Pag 112.

Las ventajas del uso de este tipo de fluidos de perforación es que minimiza el daño de en la formación, evita la hidratación de arcillas, provee mejor lubricación, minimiza la corrosión y brinda estabilidad térmica; sin embargo presenta desventajas como ser de difícil disposición, susceptible de ser contaminado, ambientalmente contaminante, mayores costos de producción y es inflamable.

3.4.1.3 Fluidos base emulsionada. Las emulsiones se preparan a partir de lodos base agua que contengan como aditivos, aceites emulsificados suspendidos o dispersos. En algunos casos los fluidos de perforación emulsificados presentan los beneficios de los lodos base aceite, pero de igual forma, su disposición conlleva diversos tratamientos especiales.

3.4.1.4 Fluidos base salmuera. Los fluidos de perforación a base de salmuera son fluidos donde la fase continua es el agua, sin embargo, debido a su alta concentración de sal, se considera como una fase independiente. Esta alta concentración de sal en el fluido, aporta densidad y peso como características específicas.

3.4.1.5 Fluidos aireados. Los fluidos de perforación de aire son hechos a partir de una combinación de una corriente de agua, agentes espumantes y una corriente de aire o gas, con el fin de crear una corriente espumosa viscosa y estable. Otra forma de crear un lodo aireado, es con una mezcla de aire y un fluido a base de gel con agentes espumantes en él. La principal función de este tipo de fluido de perforación es la de disminuir la presión hidrostática y así aumentar la rata de perforación y/o penetración.

3.5 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.²³

Las composiciones de los fluidos varían según las exigencias del pozo ya que cumple diferentes funciones que es capaz de desempeñar como, la remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación. Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes.

3.5.1 Retirar los recortes del pozo. Los recortes deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la broca; la remoción depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la velocidad de penetración (ROP), de la rotación

²³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (Instituto Americano del Petróleo). Manual de fluidos de perforación. Procedimiento para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. p.2.1

de la columna de perforación y de viscosas y velocidad anular del fluido de perforación.

3.5.2 Controlar las presiones de la formación. Garantiza una operación de perforación segura, ya que a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero, impidiendo que los fluidos valga la redundancia fluyan hacia las formaciones de pozo y que estén presurizados causando un reventón.

3.5.3 Suspender y descargar los recortes. Los lodos deben suspender los recortes, y permiten la remoción por el equipo de control de sólidos. Los recortes que se sedimentan durante las condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, pueden producir atascamiento de la tubería o pérdida de la circulación. Esta suspensión requiere fluidos de alta viscosidad que con el esfuerzo de corte disminuye su viscosidad con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar con fluidos de viscosidad más bajas.

3.5.4 Obturar las formaciones permeables. La permeabilidad se requiere a la capacidad de fluidos a fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

3.5.5 Mantener la estabilidad del agujero. La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores químicos y mecánicos (presión y esfuerzo). La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable, hasta que se pueda introducir la tubería de revestimiento y cementar el pozo.

3.5.6 Minimizar los daños del yacimiento. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño de formación. Estos daños se pueden dar por los sólidos de perforación o interacciones químicas y mecánicas con la formación. Algunos de los mecanismos más comunes que generan daños a la formación son la invasión de la matriz de la formación por la obturación causada por el lodo o sólidos de perforación, obturando poros; hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad; precipitación de los sólidos como resultados de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación y por la precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como salmuera o los ácidos.

3.5.7 Enfriar, lubricar, apoyar la broca y el conjunto de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción de la broca con la formación y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. El fluido de perforación lubrica la columna, reduciendo el calor generado por fricción. Altos valores de torque y arrastre, un desgaste anormal y el agrietamiento por calor de los componentes de la columna constituyen indicaciones de una lubricación deficiente.

3.5.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración, mejorando la remoción de recortes de la broca. Además, alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de medición (MWD) y registros al perforar.

3.5.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación se utilizan los registros de lodo que controlan la circulación del lodo y los recortes para determinar la composición mineral y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos.

3.5.10 Controlar la corrosión. La columna de perforación y la tubería de revestimiento están en contacto con el fluido de perforación y son propensos a presentar formas de corrosión. En general, un pH bajo agrava la corrosión, por ende una función importante del fluido es mantener la corrosión a un nivel mínimo aceptable y proteger las superficies metálicas, ya que el fluido no debe dañar los componentes de caucho. Las muestras de corrosión deben ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente.

3.5.11 Facilitar la cementación y el completamiento. El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento pueda ser introducida y cementar el pozo y que no dificulte las operaciones de completamiento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas.

3.5.12 Minimizar el impacto al ambiente. Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental pueden ser eliminados en la cercanía del pozo.

3.6 POZOS PERFORADOS²⁴

Existen diferentes clases de pozos que se perforan dependiendo de las condiciones del yacimiento, accesibilidad, costos, entre otras. Cada uno de estos pozos puede perforarse de la manera convencional, sin embargo requieren un tipo de herramienta especial para llegar con éxito y la menor cantidad de inconvenientes a la profundidad objetivo.

3.6.1 Tipos de pozos perforados. Se emplea la perforación direccional que es la técnica de la desviación de la trayectoria del pozo hacia un objetivo predeterminado; que ocurre cuando existen problemas de localización y/o por fallas geológicas.

Se clasifican dependiendo de su objetivo operacional y de trayectoria y de su ángulo de inclinación.²⁵

3.6.2 Según su trayectoria y ángulo de inclinación. Son aquellos que su desviación empieza muy someramente en donde su ángulo varía mínimo. Para este tipo de clasificación se encuentran los siguientes pozos:

3.6.2.1 Pozo vertical. Aunque no es posible mantener una homogeneidad completa en la verticalidad del pozo, de manera general se intenta mantener un ángulo de 90° desde superficie hasta llegar al objetivo.

3.6.2.2 Pozo inclinado. Su ángulo de desviación es constante y se usa muy poco ya que son especiales por lo que su inclinación es desde superficie.

3.6.2.3 Pozo tangencial “S”. Se perfora en una sección con un alto ángulo y muchas veces primero se baja el revestidor de producción.

3.6.2.4 Pozo “S” especial. A diferencia del tipo “S” normal, este tiene una sección que se mantiene el ángulo hasta la profundidad final.

²⁴ EL POZO ILUSTRADO. Barberii, Efraín. Fondo Editorial del Centro de educación y desarrollo. Caracas, Venezuela. 1998. Pag 98.

²⁵ INSTITUTO UNIVERSITARIO POLITECNICO. Perforación I. Ruiz Tellez Katia Fernanda. Maracaibo. 2016. Disponible en <<https://www.slideshare.net/mobile/katiatellez/perforacion-direccional-63797216> >

3.6.2.5 Pozo tangencial “J”. La inclinación se mantiene constante hasta el objetivo dado, y solo aplica para arenas de poca profundidad.

3.6.2.6 Pozo horizontal. El pozo de tipo horizontal se define como aquel que en su terminación, la sarta perfora la sección de manera totalmente horizontal, navegando a través del estrato objetivo.

3.6.3 Según su objetivo operacional. Son aquellos pozos que por diferentes problemas operacionales, se transforman en pozos direccionales; seleccionándolo desde un punto de arranque (KOP) e incrementando el ángulo.

Entre esta clasificación se encuentran los siguientes pozos:²⁶

3.6.3.1 Pozo Side Track. Son aquellos a los cuales debido a algún problema presentado en el pozo o en la formación, se debe sellar en una profundidad definida y desde allí, realizar una desviación de la broca para darle otra dirección al pozo. Pueden atravesar o no el mismo objetivo.

3.6.3.2 Pozo de Reentrada. Atraviesan la misma arena que estaba produciendo anteriormente como vertical, es decir, son pozos ya existentes en donde se puede perforar un nuevo hoyo utilizando parte del que ya está hecho.

3.6.3.3 Pozo Grass Root. Su punto de arranque está a 50 ft por debajo del zapato del revestidor, en donde se puede recuperar el revestidor intermedio.

3.6.4 Problemas de pozo. La productividad de un pozo puede verse afectada por diferentes factores los cuales se deben tener en cuenta para tener éxito. Entre estos factores se encuentran; monitorear el llenado del pozo para no provocar un derrumbe de pozo; el sacado rápido de la tubería para no provocar un suabeo; verificar la máxima presión diferencial y por último tener en cuenta las buenas operaciones y el llenado de un viaje.

3.6.4.1 Patada de pozo. Es una influencia de presión de la formación, es decir, un influjo dentro del pozo. Ocurre principalmente cuando la presión de formación excede la presión hidrostática o anular, ya que los fluidos fluirán hacia la dirección de la presión menor. Se debe tener en cuenta que en algunos casos no se puede controlar el influjo en superficie ya que también se está perdiendo circulación.

²⁶ Lbid p.5

3.6.4.2 Pérdidas de circulación. Este problema ocurre en zonas altamente permeables (arenas no consolidadas y gravas de alta permeabilidad), zonas cavernosas (calizas o dolomitas), formaciones naturalmente fracturadas (transición de carbonatos o lutitas duras) o fracturas inducidas, debido a un desbalance de presión, cuando el nivel de fluido en el pozo baja, por lo tanto disminuye la presión que se estaba ejerciendo, afectando la presión hidrostática, ya que, si esta presión del fluido pierde nivel por debajo de la presión de formación, el pozo puede comenzar a fluir. Existen 4 tipos de pérdidas que pueden presentarse:

3.6.4.3 Pérdidas por filtración. Ocurre lentamente y muchas es difícil de identificar, es importante chequear todo el equipo de superficie y para verificar cualquier transferencia o pérdida de fluido en superficie, antes de diagnosticar una pérdida de fluido aparente de este pozo. Lo más importante de esta pérdida es que no interrumpe la operación, sin embargo pueden ser controladas o prevenidas con el tratamiento adecuado.

3.6.4.4 Pérdidas parciales. Son pérdidas más severas del fluido y se tratan adicionando material de pérdida de circulación; en este caso las operaciones de perforación deben detenerse ya que el fluido no podrá realizar sus debidas funciones.

3.6.4.5 Pérdidas severas. Grandes volúmenes de fluido pueden ser perdidos en corto tiempo y además de esto, puede ocurrir un reventón por lo que al caer el nivel de fluido en el espacio anular, la presión hidrostática es reducida causando inestabilidad en el pozo. Es importante que el pozo sea llenado con agua o aceite base hasta el punto de equilibrio. Esta pérdida debe estar monitoreada con registros de volúmenes y píldoras bombeadas para así calcular la presión hidrostática.

3.6.4.6 Pérdidas totales. Ocurre cuando no hay retorno, es decir, el nivel de fluido no puede ser visto en los tanques ni el hoyo, pero el pozo debe ser controlado para evitar posibles problemas en su control, y rápidamente se debe determinar la reducción en presión hidrostática y reducir el sistema activo del valor de la densidad del lodo.

3.4.6.7 Suabeo o compresión. Es cuando el fluido no deseado ingresa al pozo, normalmente en el tiempo que la tubería está realizando viajes, el lodo no puede bajar por el espacio entre la tubería y el revestido con la misma velocidad con que la tubería está subiendo; por lo tanto ese descenso de la presión permite que el pozo avance hasta que el fluido llene el espacio de las barras y a esto es a lo que se le llama presión de suabeo.

3.6.4.8 Pega de tubería. Es la imposibilidad de mover la sarta de trabajo hacia adentro o afuera del pozo, que se puede dar por varios factores:

3.6.4.9 Pega Diferencial. Ocurre cuando la presión hidrostática del fluido es mayor que la presión ejercida por la formación. El BHA es forzado dentro del revoque de lodo contra las paredes del pozo y sostenido por la diferencia entre las dos presiones. Se debe tener en cuenta que si la tubería no se mueve, el revoque del lodo se formará alrededor de la tubería, aumentando la fuerza de pega diferencial y formando un puente entre los drill collar y el revoque.

3.6.4.10 Pega por erosión del revoque de lodo. Ocurre normalmente cuando la tubería está apoyada sobre la pared del pozo, afectando solo una parte del espacio anular; sin embargo sucede cuando los estabilizadores y la broca se sacan a través del revoque de lodo y una cantidad significativa es removida, esto pasa cuando se están haciendo acondicionamiento de pozo.

3.6.4.11 Pega mecánica. Está asociada a las herramientas y mecanismos que se usan para perforar, sin embargo existen tres factores que pueden ocasionar este tipo de problemas, la primera el ojo de llave (Key seat) que ocurre cuando la tubería perfora una ranura en una pata de perro o en una curva en el hueco, la segunda son los cambios en la geometría del hueco, es decir, cambios repentinos en la dirección del pozo, y la última son huecos de bajo calibre que son causados por brocas desgastadas o suceden después de una corrida.

3.7 INSPECCIÓN DE TUBERÍA

La inspección de tubería es un procedimiento realizado al cuerpo y las conexiones de la tubería de perforación con el fin de evidenciar posibles fallas como corrosión, mellado, grietas y pérdida de material, así como también evaluar su funcionalidad para continuar con las operaciones de perforación.

3.7.1 Métodos de inspección no destructivos.^{27 28}

3.7.1.1 Tintas penetrantes. Es una técnica de mantenimiento que sigue la norma ASME (*American Society of Mechanical Engineers*, Sección V, artículo 6) donde en el área superficial del material a inspeccionar se aplica un líquido especial, el cual penetra en cualquier defecto que tenga la superficie. El exceso del líquido es retirado del área, seguido, de la aplicación de un revelador, el cual arrastra el líquido absorbido por las grietas a la superficie y lo vuelve visible. Es un método de inspección rápido y de bajo costo, con el que se pueden analizar grandes superficies o volúmenes de piezas de maquinaria, además de geometrías complejas y lugares de difícil acceso.

3.7.1.2 Visual. La inspección visual sigue la norma ASME (sección V, artículo 9), en la que se verifican las superficies internas y externas del equipo para verificar las condiciones generales, además de verificar rastros de sarro, lodo de perforación y cemento. La inspección visual es un método rápido para establecer la condición de los componentes, así como fallas rápidamente detectables como corrosión, rectitud y marcaciones.

3.7.1.3 Limpieza. La limpieza de la tubería consiste en retirar cualquier rastro de contaminantes o residuos que pudiesen haber quedado en la tubería después de la operación de perforación, con el fin de que la superficie sea visible, clara, y apta para otras inspecciones que requieren de un área superficial limpia.

3.7.1.4 Ultrasonido.²⁹ La inspección por ultrasonido, regida por la norma ASME (sección 5, artículo 5) que se utiliza principalmente para detectar el espesor de pared y llevar un control en donde se encuentre la tubería, sea en campo, durante operaciones o en base en almacenamiento. Este método utiliza la propagación de ondas de sonido, las cuales son imperceptibles para el oído humano, y analiza su propagación de diferentes materiales. Cuando una onda sonora viaja por un material, y choca contra una superficie distinta, la onda que rebota, es leída por un dispositivo el cual mide el tiempo que tarda la onda en regresar y usa esta información para medir la distancia. Esta distancia puede entonces ser utilizada para calcular el espesor del material y los defectos que puedan estar en él. Este ensayo no destructivo puede ser conducido en herramientas con revestimientos,

²⁷ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, *Nondestructive Methods of Examination*. New York. 2015.

²⁸ TH HILL ASOCCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. *Drill Stem inspection*. Fourth edition. Houston. Mayo 2012. p.32

²⁹ Lbid p.40

protectores, forros, etc., ya que es una técnica de fácil desarrollo y que proporciona precisión frente a otros técnicos.

3.7.1.5 Partículas Magnéticas (MPI).³⁰ La inspección con partículas magnéticas se realiza con limadura de hierro con el fin de detectar las grietas superficiales en las roscas o en el cuerpo de los tubulares. Es un método no destructivo que revela defectos y ligeras imperfecciones superficiales en materiales magnetizables, en este caso el acero al ser una aleación de hierro el método funciona bien. Este proceso se guía con la norma ASME (sección 5, artículo 6), y solo localizará defectos en la superficie y cercanos a ella. El magnetismo se induce en la herramienta, luego el polvo es esparcido en la superficie y luego se examina en busca de grietas o defectos. El polvillo se dispersa cuando encuentra el pequeño espacio de aire creado por la fisura o grieta y por allí empieza a fugarse el material particulado, lo que permite identificar donde se encuentra el defecto. El área debe estar lo suficientemente limpia para que el polvo metálico fluya sobre la superficie hacia las posibles fugas.

3.7.1.6 Luz Negra. La inspección bajo luz ultravioleta, se rige por la norma ASME (sección 5, artículo 7), consiste en la aplicación de una sustancia a lo largo del cuerpo y conexiones del tubular a analizar. Posteriormente, se detecta en qué lugares hubo una mayor concentración de este líquido a través de visores especiales y luz negra.

3.7.1.7 Dimensional. Las inspecciones dimensionales usan herramientas para asegurar la conformidad y relación con los estándares dimensionales establecidos por las norma DS1 TH Hill. En esta inspección se mide o verifican los aspectos y medidas de diámetros, espesores, anchos y largos de los tubulares. Estas verificaciones normalmente son realizadas con herramientas especializadas para cada uno de los diferentes tubos de perforación que miden las dimensiones máximas y mínimas. Dichas herramientas deben estar calibradas para obtener medidas precisas, así como operaciones con experiencias a la hora de realizar la medición.

3.7.1.8 Partículas Magnéticas Húmedas. Las partículas magnéticas húmedas, al igual que las partículas magnéticas secas se rigen bajo la misma norma ASME, sin embargo, las partículas húmedas utilizan un líquido “fluorescente húmedo”, el cual se usa para detectar grietas superficiales en la zona de las conexiones, es decir, roscas, sellos, o cuerpo de los tubulares o las herramientas. El tubo debe estar limpio, con el fin de que posterior a la aplicación de líquido se magnetice la herramienta. Después de ello, se aplica un polvo metálico revestido fluorescente. Si

³⁰ Lbid p.38

se presenta una fuga del polvo fino, este será atraído por el flujo del magnetismo, después de ese proceso. La inspección por partículas magnéticas húmedas es efectiva para encontrar grietas pequeñas, desde que el equipo este limpio.

3.7.1.9 Inspección de inducción electromagnética (EMI).³¹ Esta prueba se utiliza para detectar defectos en los materiales conductores como el del Heavy Weight o el Drill Pipe. Para esta inspección una bobina transportadora de corriente genera un campo magnético; la presencia de cualquier cambio en ese campo magnético, es causada a partir de la presencia de una falla en la tubería. Debido a la gran cantidad de sensores que posee, estas unidades generadoras del campo magnético deben ser calibradas con frecuencia para evitar errores en las lecturas, ya que este tipo de inspección se considera como un método rápido para inspeccionar defectos longitudinales y transversales al mismo tiempo. Los sensores de la máquina miden el cambio en el campo generado por la bobina, lo cual se puede traducir en detectar la presencia de grietas pequeñas a lo largo del cuerpo de los tubulares que se estén analizando.

³¹ Lbid p.35

4. INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

4.1 FALLAS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Este capítulo describe los mecanismos de daño y tipos de fallas que se puede generar en la tubería de perforación; éstos se encuentran divididos en dos grupos los cuales son:

4.1.1 Fallas en el cuerpo.

4.1.1.1 Desgaste (DG). Se le llama desgaste cuando la tubería tiene un adelgazamiento en su espesor por diferentes motivos como corrosión y/o flujo; ya que por sus altas velocidades y químicos corrosivos presentes, el revestimiento se va perdiendo, al igual que la superficie metálica va perdiendo material. Esto se descifra al hacer una inspección tipo Emi y/o Ultrasonido.

4.1.1.2 Tubo torcido (X). Es cuando la tubería está sometida a sobre-torque, lo cual supera la fuerza de cedencia del material, generando así que el tubo se tuerza. Para hacer la corrección de esta falla se hace un tratamiento térmico en la zona afectada para volverla a la posición original.

4.1.1.3 Erosión (E). Es la pérdida del material como resultado de la remoción mecánica generada por un fluido que viaja a altas velocidades y temperaturas, lo que genera el desgaste y pérdida de capas de revestimiento contra el desgaste del material. Dependiendo del fluido, su velocidad, temperatura y su densidad, es posible determinar la velocidad erosional que puede llegar a tener la tubería.

4.1.1.4 Corrosión (C). Deterioro del material metálico en consecuencia de ambientes abrasivos, golpes, fisuras y sustancias corrosivas, lo cual genera afectaciones ya sea internas o externas en la tubería. En ciertos casos, la corrosión es leve y puede ser retirada por diferentes métodos, pero en otras es severa y la tubería debe ser rechazada.

4.1.1.5 Colapso. Es la implosión o doblez hacia la parte interna del tubular, por diferencias de presión durante la operación. Para verificar si hay algún problema de

colapso con la tubería, se pasa un instrumento, llamado conejo, el cual indica si hay irregularidades notorias, ya que quedaría atascado.

4.1.1.6 Crack (CK). Es una rotura que ocurre cuando existe desgaste, fisura, o espesor de pared bajo en la tubería, y a la vez cuando se le aplica un sobre-torque, diferenciales de presión y sobretensión, los cuales son factores que pueden conducir a esta falla.

4.1.1.7 Espesor de pared bajo. Es un adelgazamiento de la pared de la tubería que ocurre cuando el revestimiento se ha desgastado y es allí, donde los fluidos de perforación con sus agentes químicos empiezan a afectar el cuerpo del tubular; para saber si ha ocurrido este problema se realiza una prueba de Ultrasonido y se comparan con unos rangos de tolerancia específicos para cada tipo de tubería.

4.1.1.8 Chatarra (CH). Es una tubería que ha llegado al límite máximo de reparaciones y no cumple con los rangos de tolerancia establecidos de la norma, por ende es una tubería para desechar.

4.1.2 Fallas en las conexiones.

4.1.2.1 Corrosión (SC). Deterioro del material metálico en consecuencia de ambientes abrasivos, superficies irregulares, con grietas, fisuras y sustancias corrosivas (agua, ácidos, sales, etc.), lo cual genera afectaciones en el sello y rosca de la tubería.

4.1.2.2 Dimensión fuera de tolerancia (DIM). Es cuando la tubería ya no cumple con los rangos mínimos dimensionales de tolerancia establecida para operar según la norma, pero en algunos casos pueden llegar a ser reparables.

4.1.2.3 Daño Mecánico (DM). Ocurre cuando se le aplica un torque excesivo o se llega al límite máximo de fricción, ocasionándole hundimiento, agrietamiento, abolladuras o marcas de impacto al tubo; para reparar este tipo de falla en algunos casos se corta o se vuelve a elaborar.

4.1.2.4 Rosca Puntuda (RP). Una rosca puntuda o filuda se da cuando las zonas más externas de la rosca, es decir las crestas, que también se conocen como los hilos de la rosca, se levantan formando una punta del material.

4.1.2.5 Rosca Dañada (RD). Daño transversal en la rosca de la tubería, este tipo de fallas son difícil de reparar ya que la rosca esta deformada, por lo que es necesario elaborar una nueva rosca.

4.1.2.6 Rosca Golpeada (RG). Daño que se le hace a la rosca por golpes debido al mal uso de la tubería, generando una abolladura. Dependiendo de la gravedad el daño puede tener arreglo o se descarta.

4.1.2.7 Rosca Desgastada (RG). Daño que sufre la tubería en la rosca, ya sea por su uso excesivo o por sobre-torque, ocasionando un desgaste en los hilos. Sin embargo, no es un daño que requiera maquinar de nuevo la conexión.

4.1.2.8 Rosca Mellada (RM). Pérdida considerable de material en las roscas de la tubería dada por fatiga, sobre torque, corrosión y abolladuras. En este tipo de fallas se deben respetar los rangos de tolerancia de la pieza, ya que cuando no se encuentra en estos rangos, se debe cortar la rosca y elaborar otra nueva.

4.1.2.9 Sello Mellado (SM). Es una pérdida del material en los sellos pin o box de la tubería, dado por malas conexiones, golpes y corrosión. Este se repara por el método llamado Reface en donde se lija esta zona para emparejar la superficie, sin embargo si el daño es considerable, se debe cortar la sección del sello.

4.1.2.10 Hilos Mellados (HM). Pérdida del material de la rosca paralela a la dirección del hilo en la cresta, se da por el mal contacto, fricción, fatiga, y sobre-torque entre roscas y se limpia con una grata (flaper).

4.1.2.11 Washout (WS). Generado por el adelgazamiento del espesor de la pared de la tubería, ocasionado por problemas físicos tales como grietas, picaduras o fisuras; está falla no tiene reparación, es necesario cambiar la tubería.

4.1.2.12 Sello Desgastado (SD). Daño que sufre la tubería por el uso excesivo, ocasionando un desgaste en los sellos de las conexiones pin o box.

4.1.2.13 Sello Golpeado (SG). Daño que se le hace al sello por golpes debido al almacenamiento debido al mal uso de la tubería y por daños en las roscas, generando una abolladura y dependiendo de la gravedad puede tener arreglo o solo se descarta.

4.1.2.14 Counter Bore Corto (CB). Es la profundidad medida desde el sello hasta donde empieza la rosca y el sello.

4.1.2.15 Hilos Desgastados (HD). Daño que sufren los hilos de las roscas por la mala conexión, fricción, conexión forzada y falta de lubricación.

4.1.2.16 Hilos Golpeados (HG). Daño de hilos de la rosca del pin o del box, ocasionado por golpes durante el empalme de la conexión, y/o el almacenamiento de la tubería.

4.1.2.17 Hilos Filudos (HF). Es un problema de las crestas de los hilos ya que se levantan, formando una punta en el material.

4.1.2.18 Relief Groove. Medida que sirve para verificar el diámetro de la tubería y dependiendo de este se define si está puede seguir operado, repararse se descarta.

4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA

Este capítulo resume de manera concreta, las fallas presentadas en la tubería de perforación grado S-135, OD de 5"; desde el año 2007 hasta el año 2017, en donde se analizaron informes de inspección realizados por empresas como American Tubular Services (ATS), Oiltek de Colombia, Tuboscope, Magnatesting, entre otras.

4.2.1 Universo del análisis. La recolección de la información en los 10 años evaluados, se realizó mediante la clasificación de las fallas presentadas en la tubería de perforación, teniendo en cuenta variables durante el proceso productivo de la empresa, cantidad de pozos perforados, profundidad acumulada, viabilidad económica y cantidad de tipo de tubos. En la tabla 9 se presenta un resumen anual generalizado, para la tubería de 5" grado S-135.

Tabla 9. Resumen totalizado anual de las inspecciones realizadas y trazabilidad de la tubería en el periodo de análisis.

AÑOS	NÚMERO DE TUBOS	NÚMERO DE INSPECCIONES	PROFUNDIDAD (Ft)	NÚMERO DE POZOS PERFORADOS
2007	6.652	80	244.653	52
2008	947	5	299.690	41
2009	2.694	37	263.490	33
2010	7.514	45	257.454	59
2011	-	-	352.662	50
2012	2.006	24	291.367	44
2013	3.111	54	284.828	43
2014	1.820	41	181.527	35
2015	2.283	24	217.022	39
2016	435	4	66.498	10
2017	2.344	16	160.913	46
Total	29.806	330	2'620.104	452

Fuente: Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que se presentó una insuficiencia de datos, por lo que la muestra analizada no presentaba la totalidad de los informes de inspección realizados en cada año, por ende, se debe considerar esta variable adicional para el análisis del número de tubos, inspecciones y fallas. Debido a lo anterior, el análisis se realizó teniendo en cuenta esta falta de información.

Se analizaron un total de 29.806 tubos con 330 inspecciones en general, teniendo de Drill Pipe un total de 26.046 tubos con 127 inspecciones y de Heavy Weight un total de 3.760 tubos con 203 inspecciones, los cuales se distribuyen de manera

anual, con su respectiva clasificación de inspección en las tablas 10 y 11 respectivamente.

Tabla 10. Inspecciones por año del Drill Pipe

AÑO	Ultra Premium	Premium	Clase 2	Clase 3	Descarte	Reparación
2007	NA	5104	89	-	2	306
2008	NA	738	23	-	10	76
2009	NA	2013	178	-	24	258
2010	NA	5291	174	-	69	1423
2011	NA	-	-	-	-	-
2012	NA	1574	8	-	1	172
2013	NA	2255	60	-	4	220
2014	NA	962	24	1	16	356
2015	NA	1227	92	-	23	679
2016	NA	359	1	-	-	42
2017	291	1380	42	-	-	479
Total	291	20903	691	1	149	4011

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Inspecciones por año del Heavy Weight

AÑO	Ultra Premium	Premium	Clase 2	Clase 3	Descarte	Reparación
2007	NA	813	5	-	20	313
2008	NA	100	-	-	-	-
2009	NA	171	-	-	2	48
2010	NA	389	49	-	5	114
2011	NA	-	-	-	-	-
2012	NA	189	-	-	3	59
2013	NA	470	-	-	22	80
2014	NA	341	4	-	11	105
2015	NA	219	-	-	7	36
2016	NA	14	-	-	1	18
2017	NA	108	-	-	2	42
Total	0	2814	58	0	73	815

Fuente: Elaboración propia

Por consiguiente, se procede a identificar las fallas con mayor frecuencia y/o presencia a los largo de los 10 años de trabajo, movimiento y stand by de la tubería. Se debe tener en cuenta que durante el año 2011 no se consiguió ningún tipo de documento o archivo que comprobara la existencia de fallas inspeccionadas o registradas durante procesos de perforación, por lo que no fue tomada en cuenta en los análisis de resultados ni en las gráficas.

4.3 DRILL PIPE

4.3.1 Conexiones PIN. Las fallas que pueden ocurrir en el pin son variadas y se pueden presentar por muchos factores, tales como uso, exposición a ambientes corrosivos, sobre-torque, entre otros. Sin embargo, cabe resaltar que no todos los daños se presentan con la misma frecuencia ni son causados por la misma razón, en la gráfica 4, se pueden apreciar las fallas que se presentaron en la tubería.

Aquí se representan todas las fallas que ocurrieron en los 10 años del estudio; sin embargo, se debe tener presente que no todas son totalmente representativas, es decir, que algunas de ellas no se presentaron con mayor frecuencia en la tubería. Por ende, puede tener un grado de afectación considerable, tales como, daños causados por golpes, desgaste, hilos desgastados o filudos, fuera de dimensión, etc.

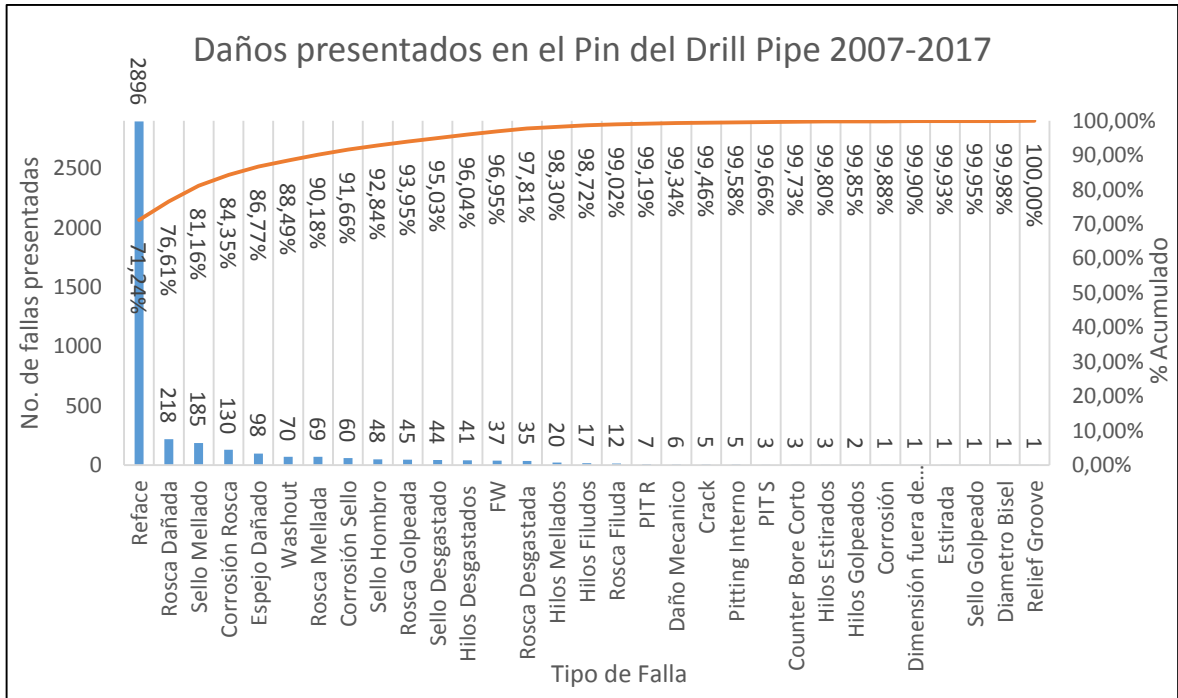
En la gráfica 4 se debe analizar que el reface no se presenta como una falla, sino como un sistema de reparación del sello del pin o del box, en el que mediante un proceso de lijado, se eliminan posibles daños leves, paralelos al sentido del sello del pin o box según sea el caso.

El reface o refrenteo es el proceso que se le realiza la tubería en el sello, ya sea de un empalme macho o hembra, dañado durante una conexión rotaria, en donde su reparación en caso de que el daño sea considerable o de gravedad, es decir, que sea profundo y transversal al sentido del sello, se realiza moliendo y cortando la cara del sello o elaborando de nuevo la rosca del tubular.

Aunque el reface es el método de reparación para daños en el sello de la rosca de la conexión, este proceso, es el que más se realizó para controlar y disminuir las fallas en el pin del Drill Pipe.

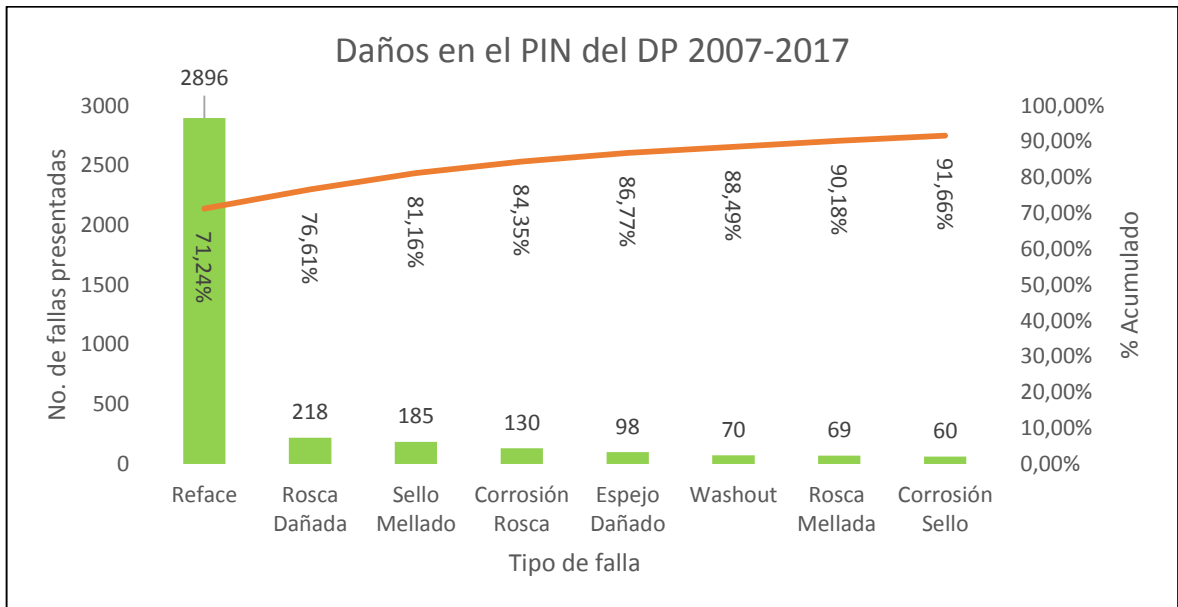
En la gráfica 5, se observa la parte más significativa del estudio de las fallas presentadas en el pin de DP, según la consideración anterior. Se puede concluir que la reparación de las fallas por reface con 2896 fallas, representa el daño con mayor presencia a lo largo de los 10 años del estudio, es decir, se presentaron aproximadamente 322 casos de reface por año; seguido por la rosca dañada con 218 fallas, aproximadamente 24 casos por año; sello mellado con 185 fallas, aprox. 21 casos por año y corrosión en la rosca con 130 fallas, aprox. 15 casos por cada año. Esto indica que el ambiente de trabajo de la tubería de perforación debe ser analizado y estudiado, para observar la influencia que este tiene en la aparición y desarrollo de las fallas en las conexiones de la tubería.

Gráfica 4. Daños presentados en el pin del Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 5. Daños más representativos en el pin del Drill pipe.



Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, la distribución de los datos no se puede analizar de manera explícita, debido a la gran diferencia entre los valores del reface y las demás fallas, lo que causa un error considerable; debido a esto se realiza un tercer análisis con el fin de

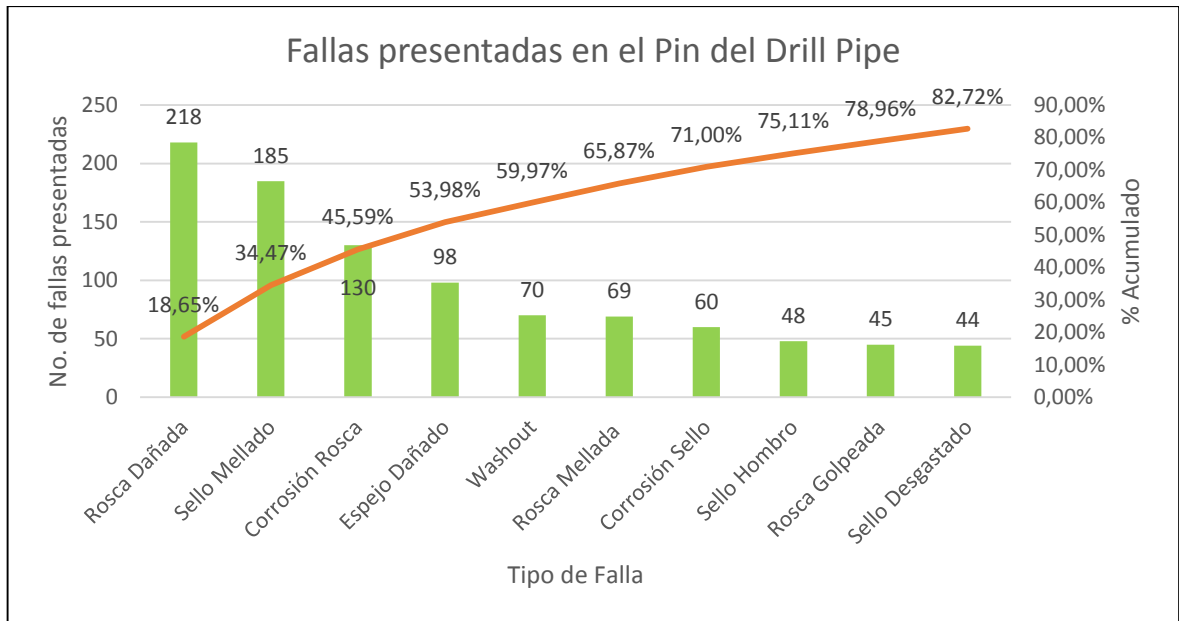
no tener en cuenta el valor del reface para poder comparar valores más cercanos, como se muestra en la gráfica 6.

Es importante tener en cuenta que el reface es un proceso donde, en este caso, al pin de la tubería se le vuelve a maquinarse su rosca, lo que provoca la disminución del área del *tool joint*. Este proceso puede ser debido a que existen fallas alternas en esta área, es decir, puede existir presencia de hilos dañados o mellados, sellos dañados o mellados y washout. Teniendo en cuenta esto, el reface es la falla que acarrearía más costos de reparación, además de acortar la vida útil de la tubería, pero en gran parte es causado a raíz de otros daños.

Analizando la situación planteada anteriormente, las fallas analizadas sin tener en cuenta las fallas del reface, estas toman distintos valores en su porcentaje de representación sobre el total de 1169 fallas. La rosca dañada con 218 fallas representa un 19% aprox., el sello mellado con 185 fallas, representa un 16%; la corrosión en la rosca con 130 fallas, representa un 11% aproximadamente, el espejo dañado con 98 fallas, representa el 8% de las fallas totales.

El washout y la rosca mellada con 70 y 69 fallas respectivamente, representan alrededor del 6% cada una; la corrosión en el sello con 60 fallas y el 5%, y por último el sello del hombro y la rosca golpeada, con 48 y 45 fallas respectivamente, representan un 4% cada una. Realizando el acumulado, estas fallas representan el 80% de las causas de falla en el pin del Drill Pipe.

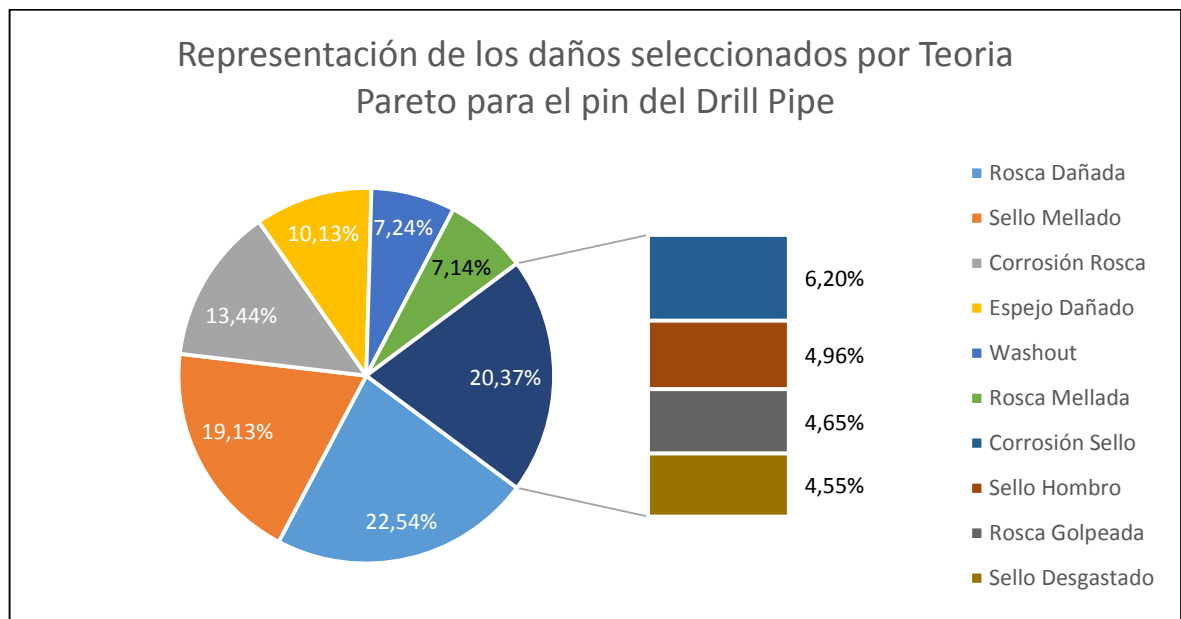
Gráfica 6. Fallas representativas presentadas en el pin del Drill Pipe.



Fuente: Elaboración propia

Realizando un análisis general completo de los datos, la gráfica 7 muestra la distribución en valores del porcentaje para cada una de las fallas indicadas anteriormente, con un total de 4065 fallas presentadas en los reportes de las empresas de inspección, se puede definir que el reface es uno de los principales problemas en las conexiones del pin, representando un 71,24% del total de las fallas, seguido de la rosca dañada y el sello mellado. Además, hace un recuento general de las fallas seleccionadas para la teoría de Pareto, que incluye los porcentajes específicos de cada una de las fallas presentadas en el estudio.

Gráfica 7. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el pin del DP.



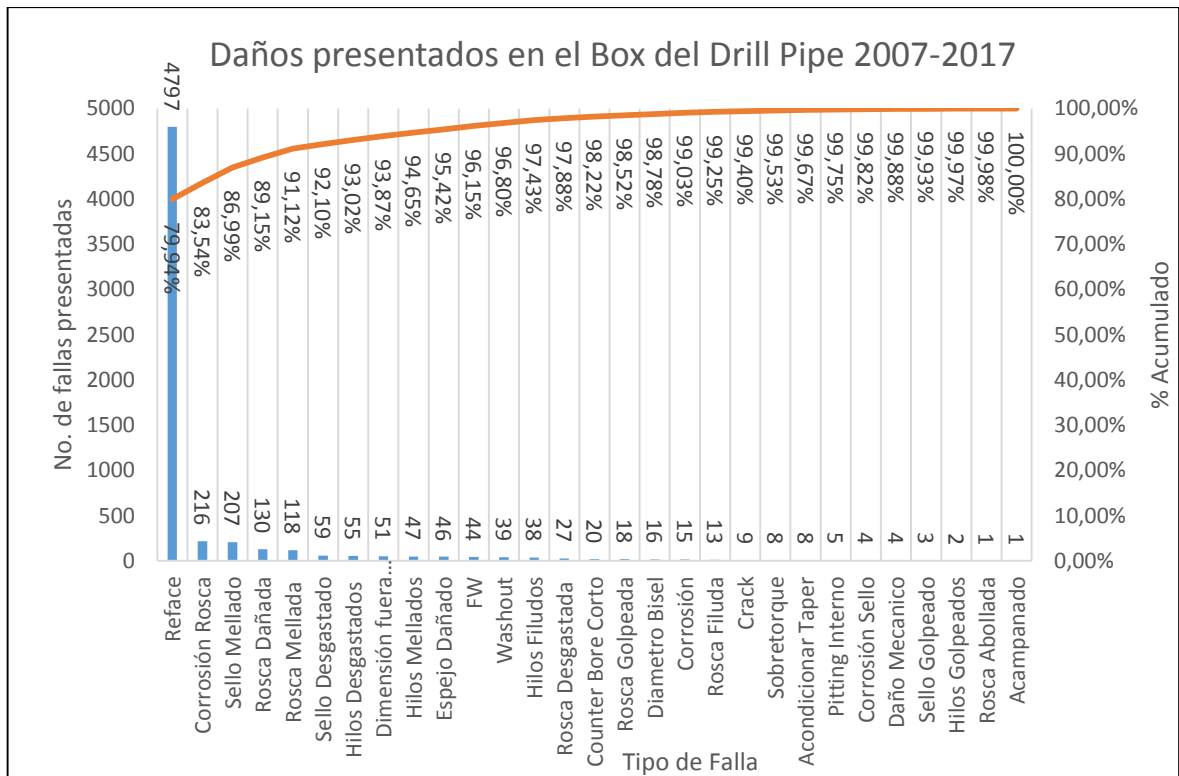
Fuente: Elaboración propia

4.3.2 Conexiones BOX. Al igual que el pin, el Box o la caja, como también se le conoce, puede presentar diferentes tipos de fallas por diferentes factores tales como sobre-torque, falta de grasa aplicada, exposición a ambientes corrosivos, entre otros. El box es la conexión en la cual se presentan los mayores daños, ya que es allí donde se termina aplicando todo el peso de la torre en el momento de la conexión y el torque ejercido por la llave, lo cual hace que las fallas varíen con respecto al pin.

Aunque son zonas distintas en el Drill Pipe, llegan a compartir daños en común, que probablemente tienen los mismos mecanismos de daño, como lo son la corrosión y el sobre torque. También vemos que el reface, tiene una representatividad considerable; aproximadamente el 80% del total de fallas estudiadas, sin embargo, como ya se había mencionado anteriormente, al no tratarse de una falla el análisis no puede hacerse con exactitud.

En la gráfica 8, se observa el comportamiento de las fallas que se presentaron durante el periodo de análisis para esta conexión, donde observamos que, como ya se nombró anteriormente, el mayor porcentaje de representatividad, es decir, cerca del 80% lo presenta el reface, mientras que el 20% acumula las fallas restantes, lo que hace un pequeño pero significativo cambio en este análisis, debido a que Pareto no se podría aplicar en su totalidad, porque se tendrían en cuenta las fallas poco representativas, por lo que se tendrá que realizar otro análisis, que abarque datos más reales.

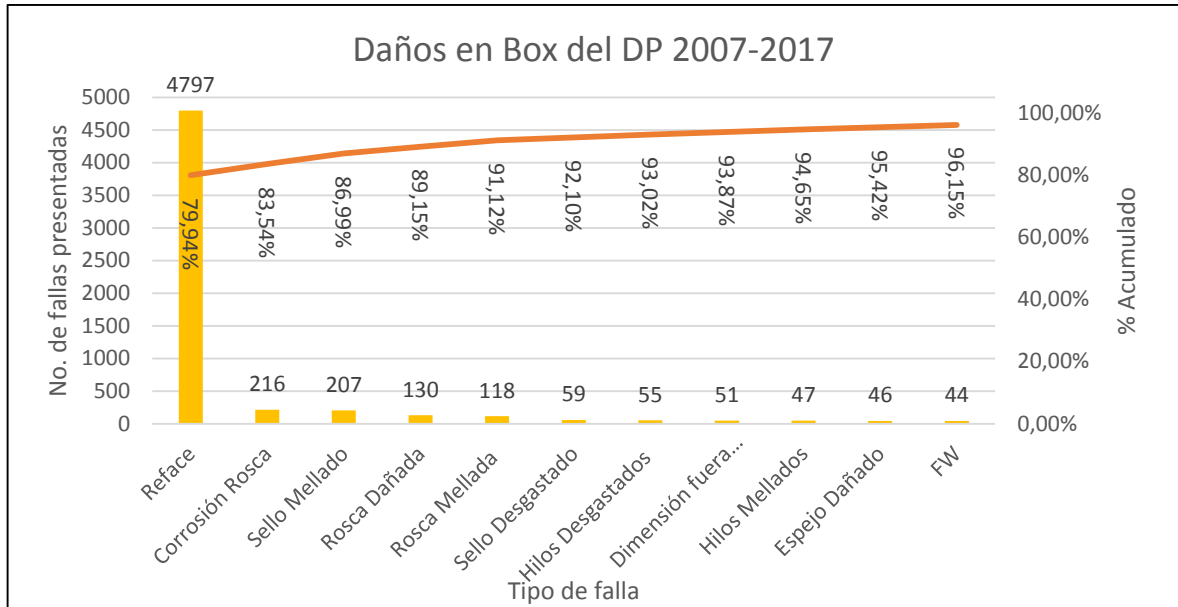
Gráfica 8. Daños presentados en el box del Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado



Fuente: Elaboración propia

En este caso también se evidencia que existen algunas fallas que no son representativas en el estudio, ya que, durante el periodo de análisis, se presentaron menos de 10 veces, lo que deja en promedio alrededor de una falla por año; es el caso de los hilos golpeados, corrosión en el sello, sobre torque, daño mecánico, entre otras. Por lo tanto estas fallas consideradas como poco representativas, al igual que en el pin, no se tendrán en cuenta para el análisis final. Con este cambio, el análisis de Pareto si puede realizarse más adelante. Este caso se evidencia en la gráfica 9.

Gráfica 9. Daños más representativos en el box del Drill pipe



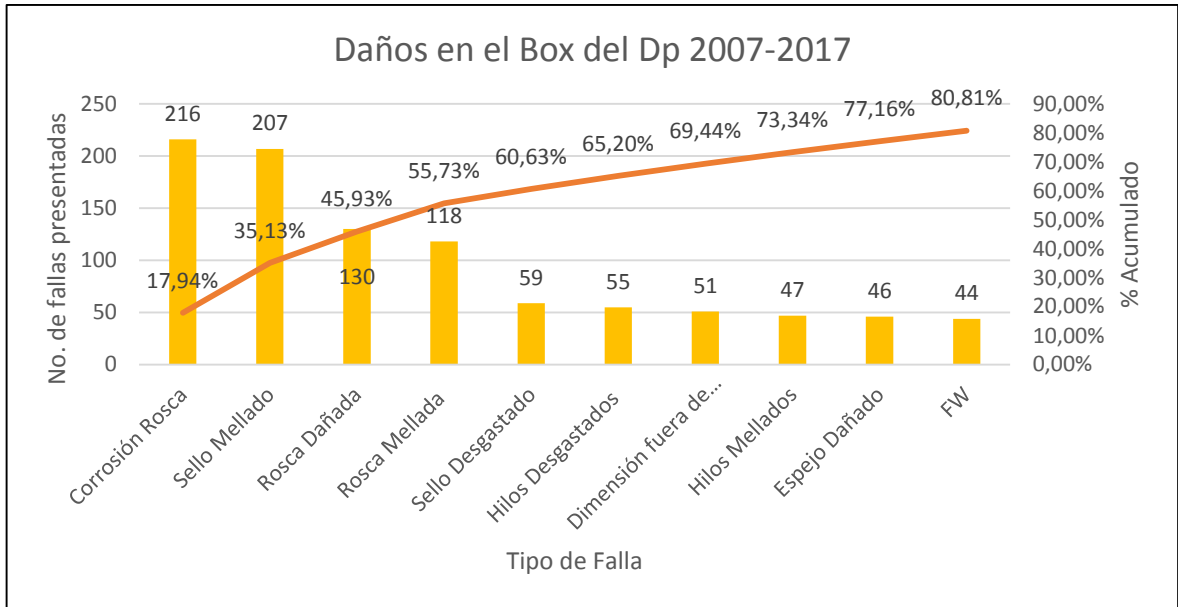
Fuente: Elaboración propia

Al realizar un análisis general de los datos, la gráfica anterior muestra la distribución en valores del porcentaje de las fallas representativas, con un total de 6001 fallas presentadas en los reportes de las empresas de inspección, se puede definir que el reface es uno de los principales problemas en las conexiones del box, representando un 79,94% del total, seguido de corrosión en la rosca con 3,60%, sello mellado con 3,45%, rosca dañada con 2,17% y rosca mellada con 1,97%.

Para la conexión de la caja, también es importante tener en cuenta que el reface, siendo la falla más representativa en esta conexión, también puede ser causada a raíz de otras fallas presentes en el box. El reface en el box y en el pin se repara con el mismo mecanismo, maquinando por segunda vez la conexión o realizando el proceso de lijado de la superficie, lo que acorta el área del tool joint y va disminuyendo la vida útil de la tubería. Por esta razón, es que las fallas deben ser separadas del reface, para poder realizar un análisis más exacto; como se muestra en la gráfica 10.

Se debe recordar que la tubería debe cumplir con unos topes mínimos en cuanto a las medidas de sus componentes; en el caso que esto no ocurra, la tubería, podría ser clasificada como tubería clase 2, (Ver tabla 33) es decir, que aunque la tubería sea operativa y esté en condiciones de trabajo o pueda acondicionarse a estas, tiene que ser reemplazada por un tubular nuevo, sacada del stock de trabajo o reparada.

Gráfica 10. Fallas representativas presentadas en el box del Drill Pipe

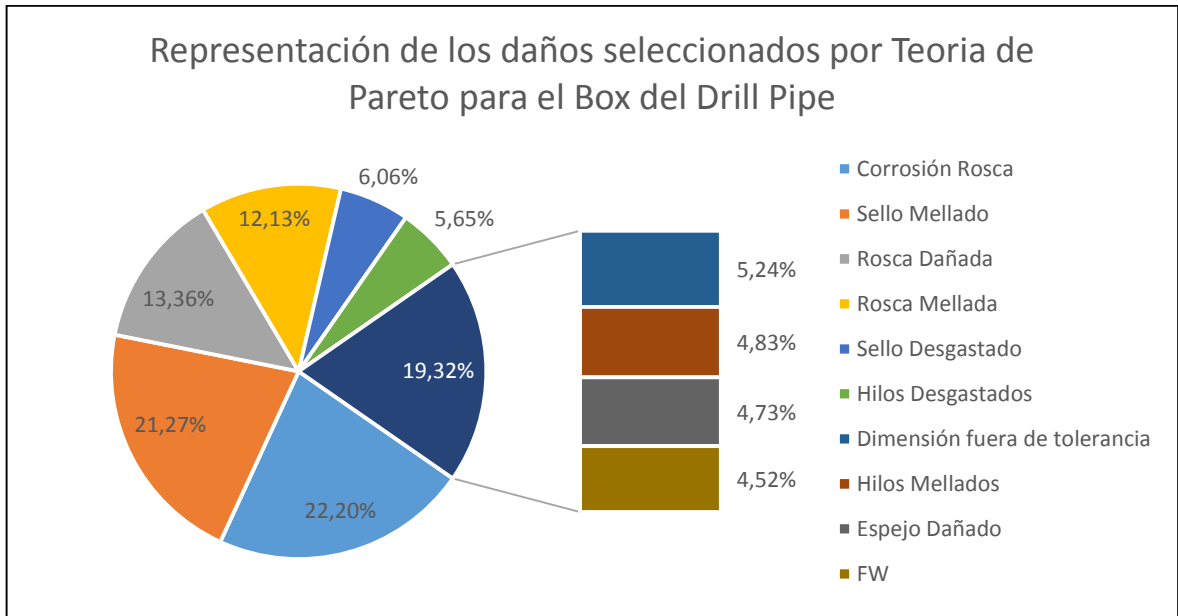


Fuente: Elaboración propia

Con el cambio realizado en el análisis, como se ve en la gráfica 10, las fallas aquí representadas toman distintos valores en su porcentaje de representación sobre el total de 1204 fallas. La corrosión en la rosca y el sello mellado con 216 y 207 fallas, respectivamente representan el 18% de las fallas cada uno, seguido de la rosca dañada con 130 fallas, aprox. el 11%; la rosca mellada con 118 fallas representa 10% del total, seguido por los sellos e hilos desgastados, con alrededor del 5% cada uno, con 59 y 55 fallas respectivamente. Los hilos mellados, el espejo dañado y la dimensión fuera de tolerancia con un aproximado de 4%, con 47, 47, y 51 fallas respectivamente cumplen con sumar aproximadamente el 80% de las causas de falla en el box del Drill Pipe.

La gráfica 11, muestra los porcentajes acumulados de las fallas seleccionadas mediante la teoría de Pareto.

Gráfica 11. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el box del Drill Pipe.



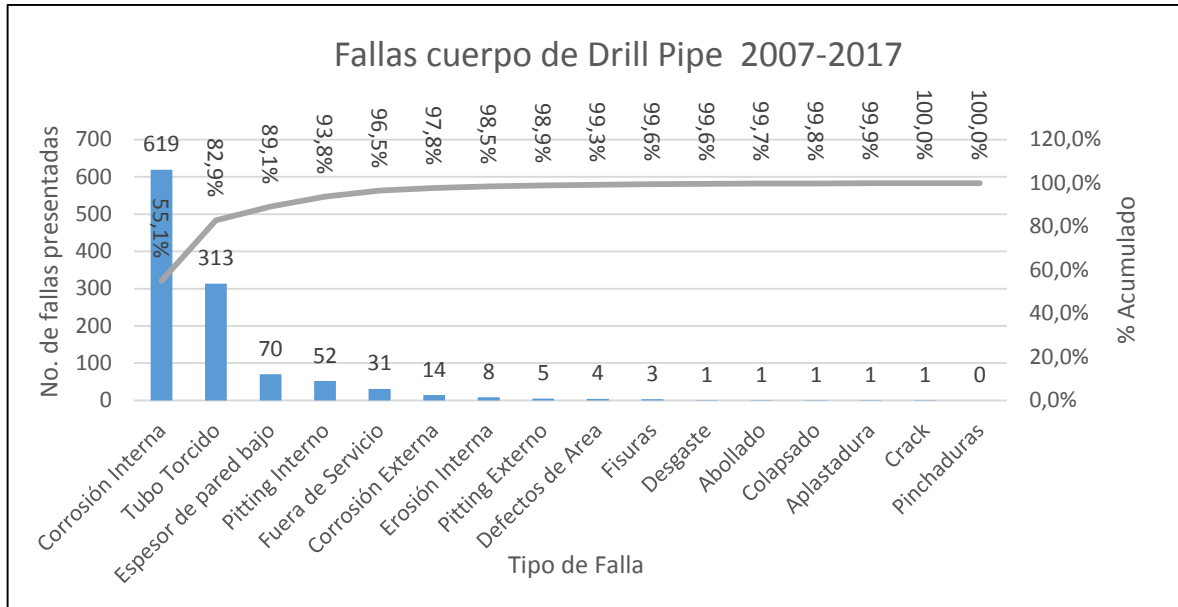
Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Cuerpo de la tubería. El Drill Pipe está diseñado para que el cuerpo de la tubería sea quien menos daño sufra en el proceso de perforación ya que es una de las partes vitales para la operación, por allí, es por donde viaja el fluido de perforación, además brindan profundidad y peso con su longitud y grado, respectivamente a la columna de perforación.

Debido a lo anterior, las fallas que se pueden presentar en el cuerpo del Drill Pipe son diferentes a las que se presentan en conexiones y se presentan con mucha menor frecuencia; a su vez, esta es una desventaja considerable para la tubería, ya que, dependiendo la falla que se presente, es muy complicado reparar la tubería en esta zona, por lo que existe mayor probabilidad que la tubería tenga la condición de chatarra o se clasifican como clase 2 según la falla encontrada, lo que se traduce en pérdidas para la operación.

Como lo muestra la gráfica 12, las fallas presentadas en el cuerpo de la tubería son muy distintas a las de las conexiones, en este caso se deben dividir en dos grupos, las fallas causadas por factores externos como la corrosión interna, la cual cuenta con 619 unidades, representando el 55%, seguido por el pitting interno con 52 unidades, aprox. un 5% del total; y el segundo grupo conformado por fallas causadas por condiciones de operación como el tubo torcido con 313 unidades. El 28% de las fallas y el espesor de pared con 70 unidades, contando con el 6% de un total de 1124 fallas presentadas en los informes de inspección de las compañías desde el 2007 hasta el 2017.

Gráfica 12. Fallas presentadas en el cuerpo del Drill pipe durante 2007-2017



Fuente: Elaboración propia

Al realizar un análisis general de los datos, la distribución del porcentaje para cada una de las fallas indicadas anteriormente, se puede definir que la corrosión interna como uno de los principales problemas del cuerpo de la tubería, representando un 55% del total de las fallas, seguido del tubo torcido y bajo espesor de la pared del tubo.

4.3.4 Revestimiento (Coating). El revestimiento de la tubería es una parte vital del cuerpo, debido a que esta es la que protege la parte interna del tubular, más específicamente, protege la superficie metálica de la acción corrosiva de algunos compuestos existentes en el fluido de perforación, además, del flujo de este fluido que viaja a grandes presiones y velocidades durante la operación.

A medida que el revestimiento interno de la tubería se va perdiendo o se va desgastando, la superficie metálica queda expuesta y puede sufrir daños químicos y mecánicos como corrosión, fisuras y pérdida del material.

Aunque todas las empresas de inspección se rigen bajo la norma *TH-Hill DS1 volumen 3, Drill Stem inspection*, en los procesos de inspección, no en todos los casos los inspectores tiene el mismo criterio personal para realizar la calificación y clasificación de la tubería, por lo que se presentan pequeñas diferencias en los informes de mantenimiento e inspección. Las empresas de inspección clasifican el estado del recubrimiento como se describe en la tabla 12.

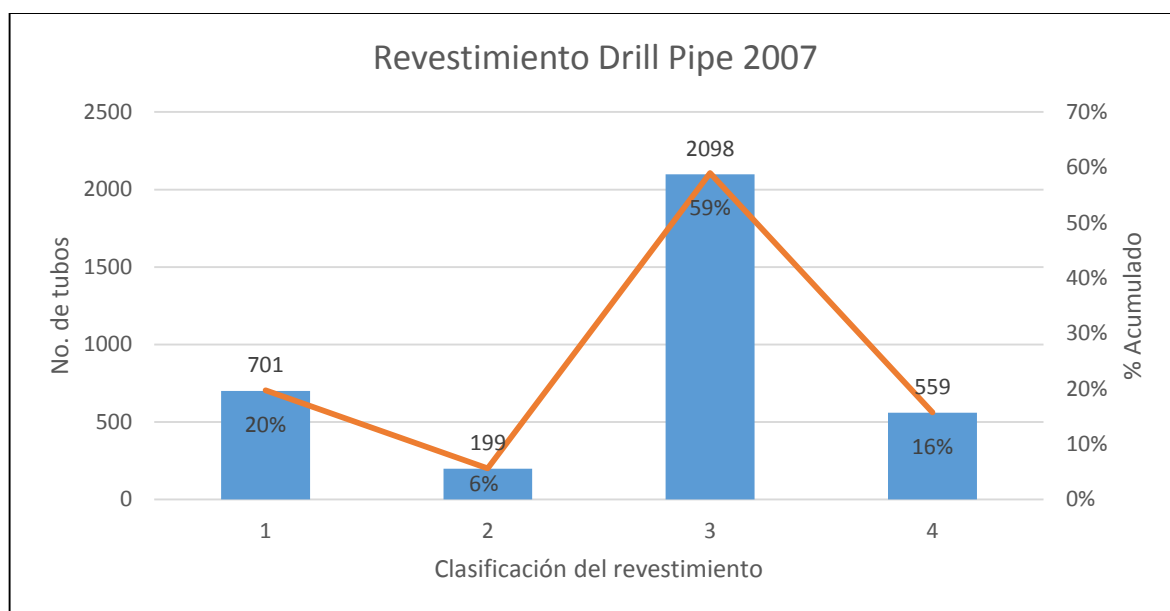
Tabla 12. Clasificación del recubrimiento del interior del cuerpo de la tubería.

Estado revestimiento	Clasificación	Descripción
100%	1	Bueno
70%	2	Regular
40%	3	Reparar
0%-39%	4	Reemplazar
-	5	Sin revestimiento

Fuente: Elaboración propia

La clasificación de la tubería es un parámetro vital para determinar el estado operativo del recubrimiento interno que protege la superficie metálica del tubular. En la gráficas 13 a la 22 se muestra el comportamiento del revestimiento en cada uno de los años del estudio.

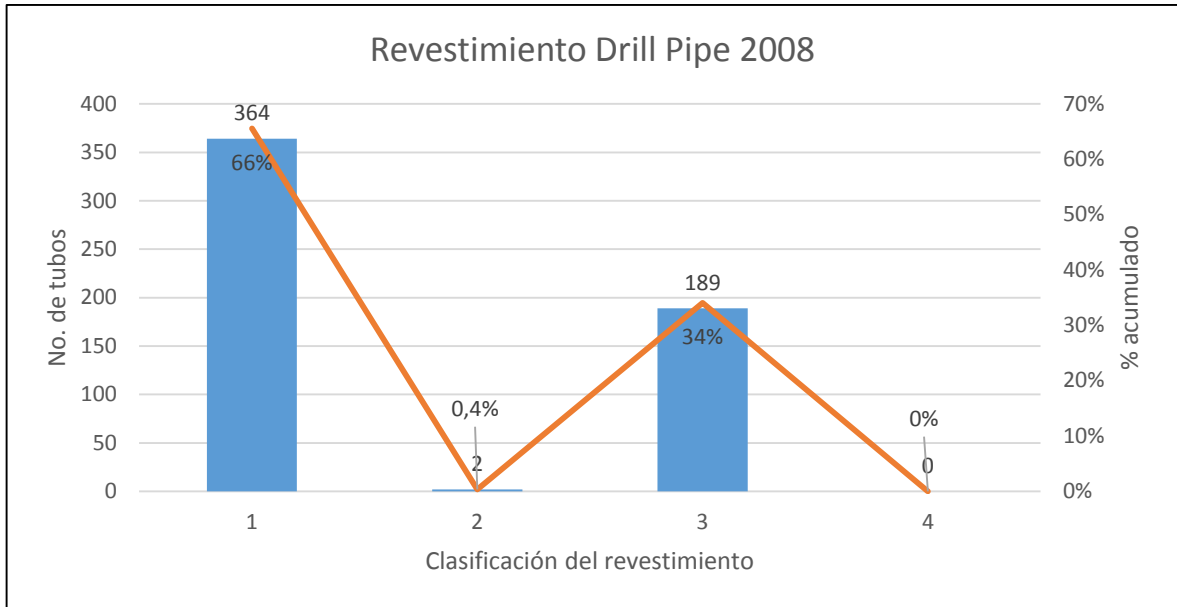
Gráfica 13. Revestimiento de la tubería durante el año 2007



Fuente: Elaboración propia

En el caso del año 2007, se ve un comportamiento diferente al resto de las gráficas, ya que el revestimiento de la tubería, fue calificada con la clasificación 3, lo que indica que pudo haber salido a causa de las condiciones en las que se encuentra la pared interna del cuerpo de la tubería; hay que tener en cuenta que el año 2007 fue uno de los años donde la operación de perforación en Colombia estaba activa y las horas de trabajo de la tubería eran las máximas posibles, lo cual puede ser un factor determinante en el estado del revestimiento.

Gráfica 14. Revestimiento de la tubería durante el año 2008.



Fuente: Elaboración propia

Para el año 2008, como se muestra en la gráfica 14, el comportamiento es distinto ya que existe un mayor porcentaje de tubería con el 100% del revestimiento, es decir, completo y en buen estado para trabajar, comprendiendo el 66% de los tubos totales inspeccionados en ese año; el 40% con 189 unidades representa el 34%. En este año, los pocos tubos con 70% y 0% del revestimiento no tienen representatividad en la muestra.

A su vez existe una tendencia lineal con pendiente negativa la cual indica que a través del tiempo de trabajo de la tubería, el estado del revestimiento va disminuyendo.

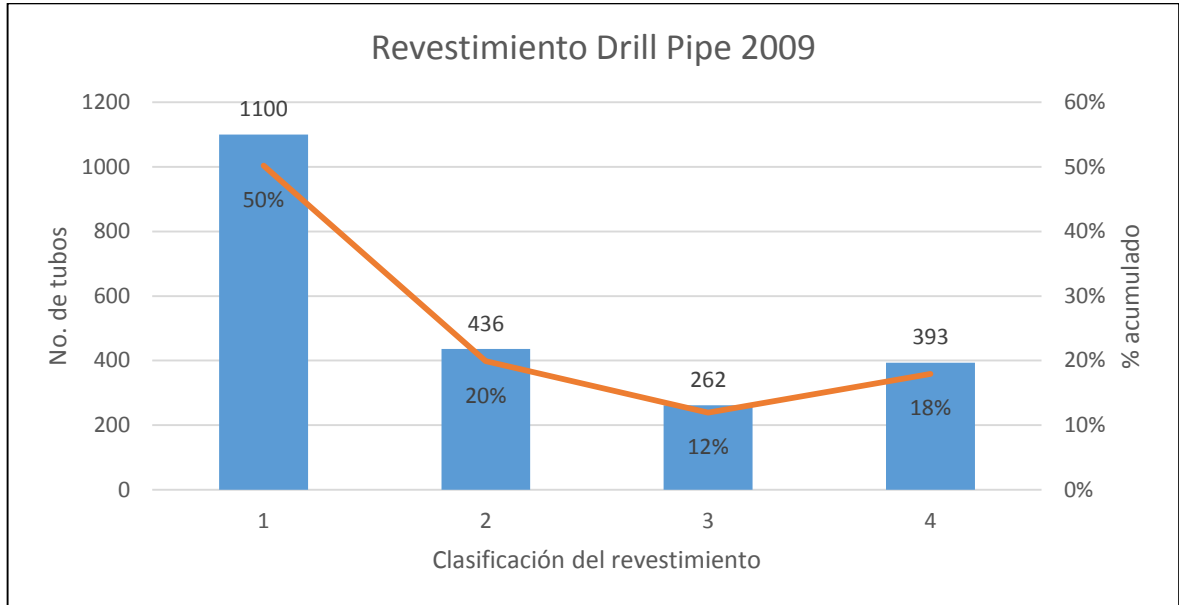
Para el año 2009, como se muestra en la gráfica 15, se ve que los trabajos del año anterior dejaron tubos en los que se desgastó o se perdió el revestimiento, de tal forma que pueden ser rechazados por razones de que la norma no los considera aptos para realizar trabajos de perforación.

Teniendo la clasificación número cuatro que presenta un porcentaje del 18% de los tubos inspeccionados para este año, así como un aumento de tubería con clasificación número uno del revestimiento con un 50% de los tubos analizados en ese periodo.

También es importante resaltar la disminución en la tubería con clasificación número tres del revestimiento, con un 12% de los tubos y a su vez, el aumento en la tubería con clasificación número dos del revestimiento con un 20%; lo que indica que se sigue la tendencia que presenta la gráfica, a mayor trabajo de la tubería, el

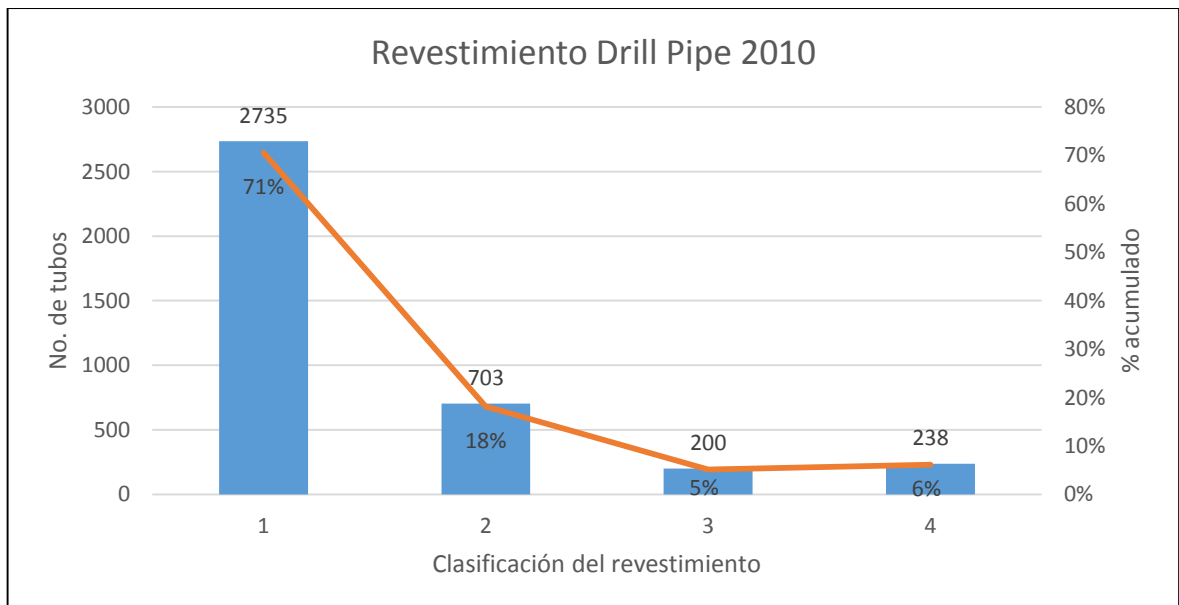
revestimiento se va desgastando y se va clasificando en la clasificación correspondiente.

Gráfica 15. Revestimiento de la tubería durante el año 2009.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 16. Revestimiento de la tubería durante el año 2010



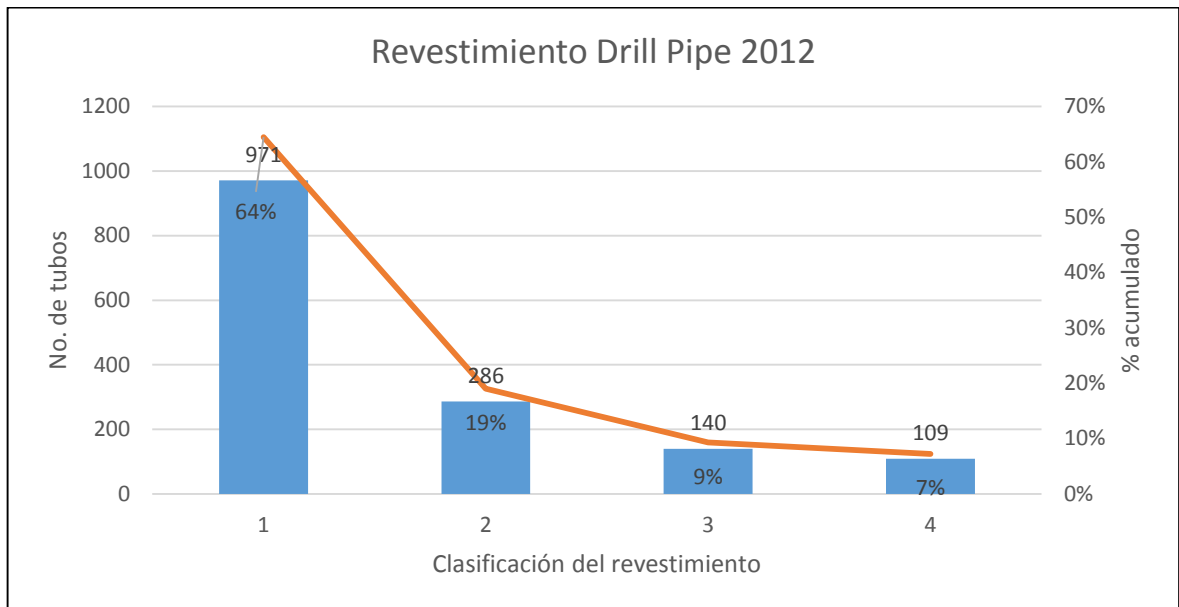
Fuente: Elaboración propia

Para el año 2010, como se ve en la gráfica 16, los valores de la tubería con revestimiento clasificación dos, tres y cuatro del 70%, 40% y 0% respectivamente,

tienen una representatividad baja, con una cantidad de tubulares menores al 30% del stock total evaluado por la inspección en ese periodo del análisis, con lo que la tubería con clasificación uno del revestimiento cuenta con el 71% de los tubos.

Para el año 2011 no se obtuvieron datos, por ende no se pudo realizar una gráfica que demostrará el comportamiento del revestimiento para este año. En el caso de la gráfica 17, que representa la inspección de las tubulares en el año 2012, se puede evidenciar que tienen un comportamiento similar al año 2010, con una leve baja del porcentaje de tubulares con revestimiento clasificación uno, el cual representa el 64% de la tubería inspeccionada de ese año; con un 36% repartido entre los otros tres grupos de clasificación de la tubería.

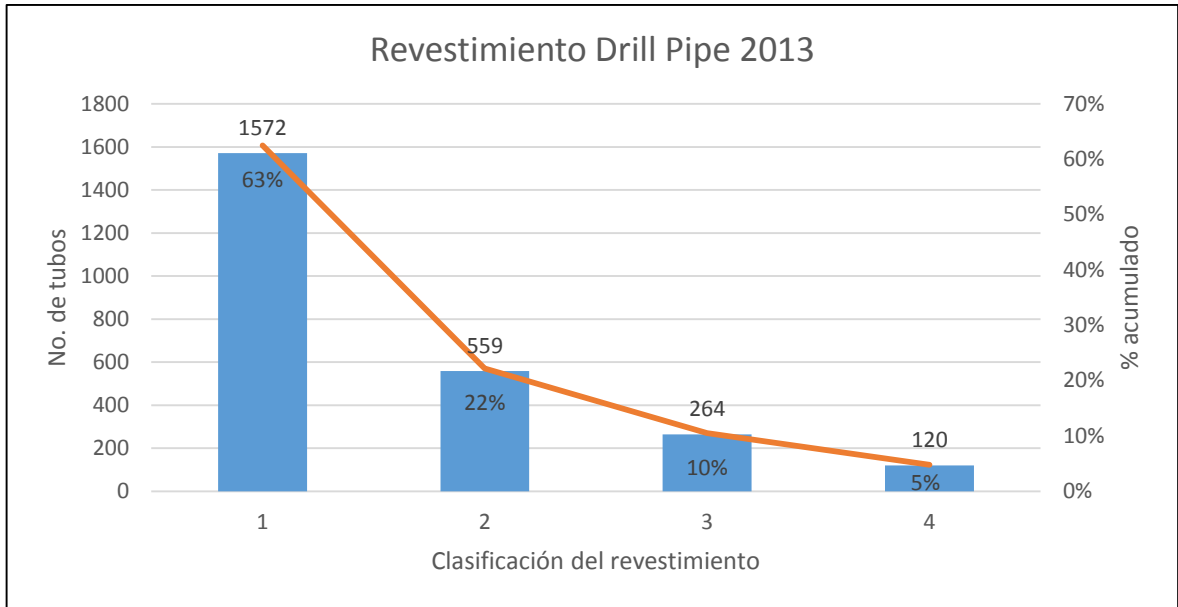
Gráfica 17. Revestimiento de la tubería durante el año 2012



Fuente: Elaboración propia

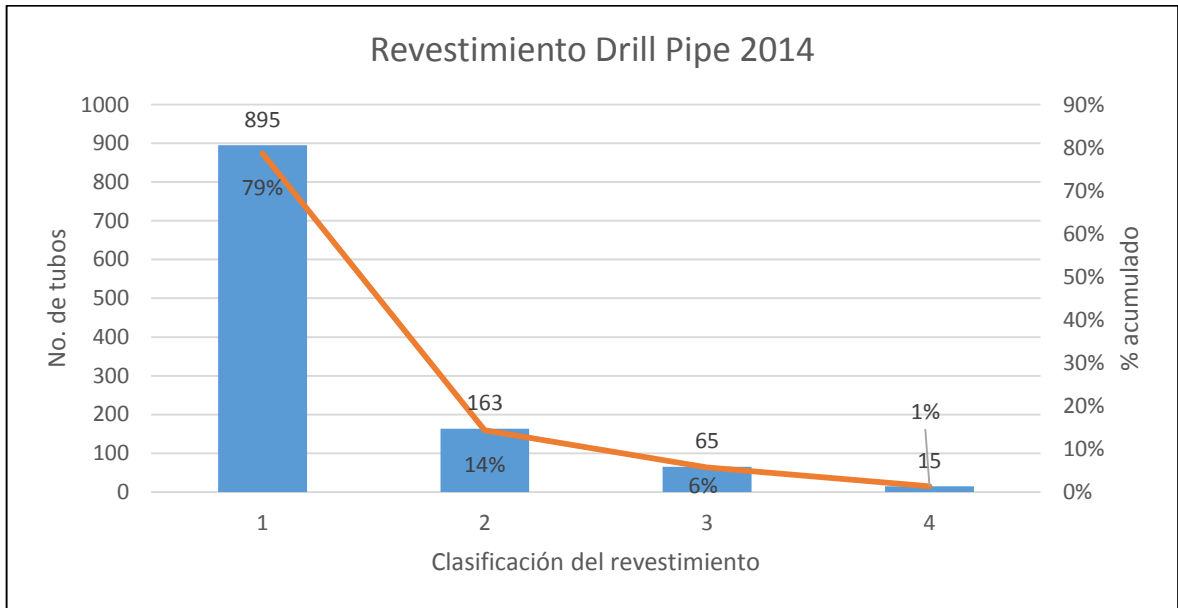
Para el año 2013 y 2014, como se evidencia en la gráfica 18 y 19 respectivamente, la tendencia del comportamiento del revestimiento sigue siendo la misma, además de tener el mayor porcentaje de los tubos con el revestimiento con clasificación número uno.

Gráfica 18. Revestimiento de la tubería durante el año 2013



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 19. Revestimiento de la tubería durante el año 2014

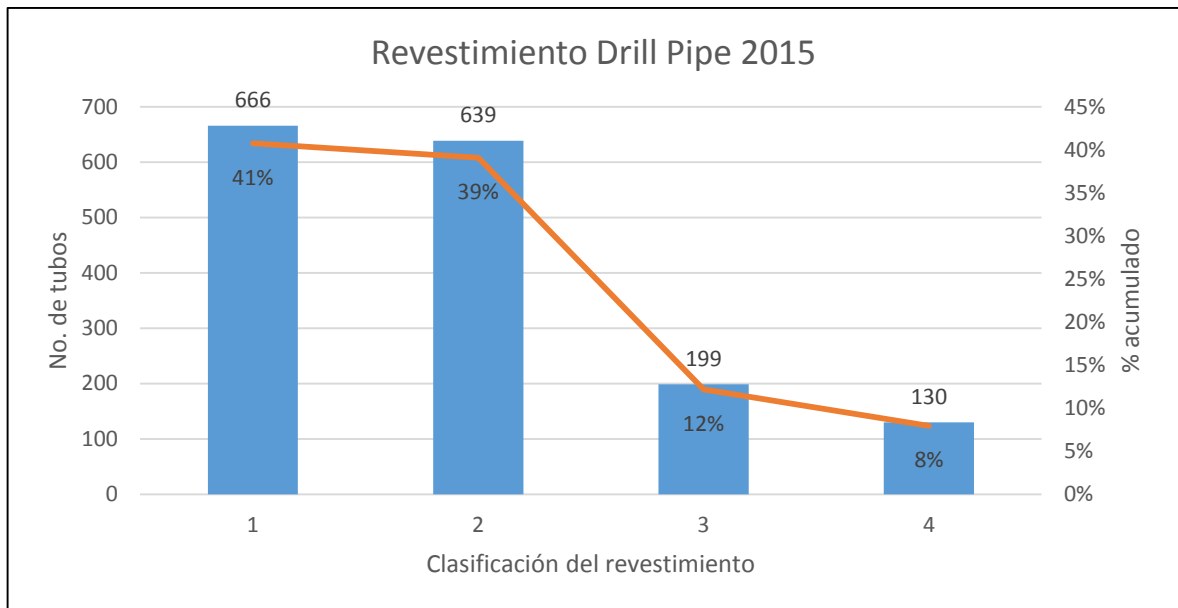


Fuente: Elaboración propia

Debemos tener en cuenta que para este rango de tiempo dentro del análisis, estuvo la crisis en la industria, por lo que muchas de las operaciones de perforación tuvieron que ser detenidas, lo que en términos de la tubería y el estado del revestimiento, significó que no habría un desgaste considerable en la generalidad del stock de este periodo debido a operaciones de perforación.

Sin embargo si existieron daños por mal almacenamiento. Por ende en la gráfica 20, correspondiente al año 2015, presenta una tendencia y comportamiento del revestimiento de la tubería donde aumentaron los tubos en la clasificación dos, tres y cuatro.

Gráfica 20. Revestimiento de la tubería durante el año 2015



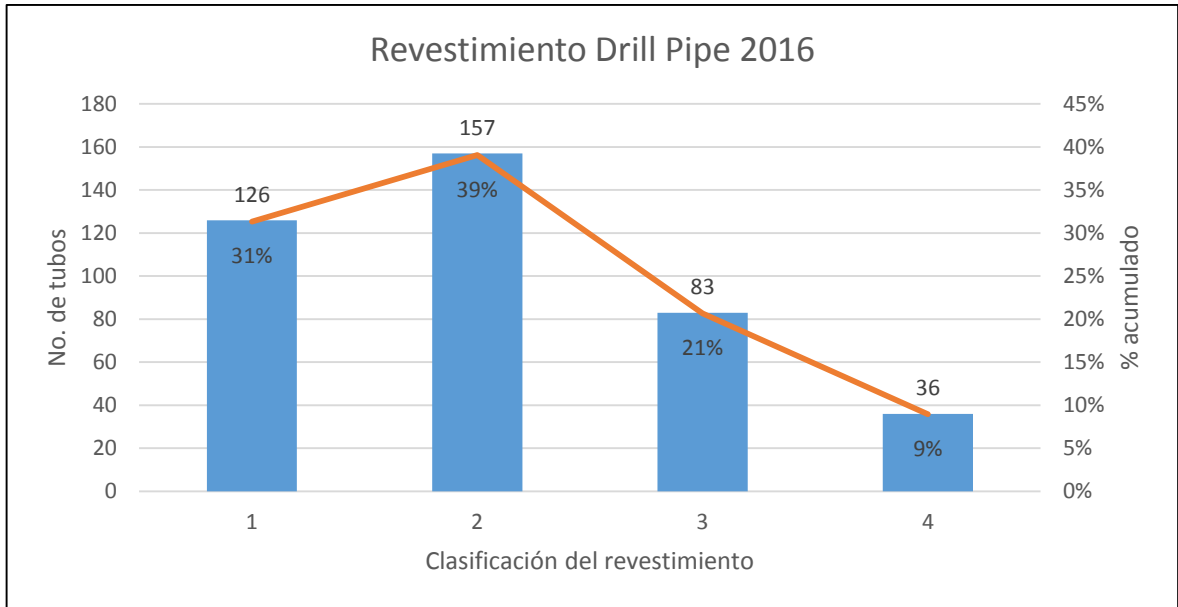
Fuente: Elaboración propia

Debido a la crisis y el paro en las operaciones la tubería de perforación estuvo almacenada por un tiempo considerable, lo que logro un deterioro general en las conexiones y en el cuerpo, por lo que en el año 2016, donde se empezó a recuperar el precio del petróleo, algunas zonas del país pudieron volver a activar las operaciones de perforación.

En la gráfica 21 se evidencia un 40% del total de tubulares con clasificación del revestimiento dos en estado óptimo para trabajar; un 31% para el revestimiento clasificación uno y un 29% acumulado para la clasificación del revestimiento tres y cuatro del recubrimiento interno.

Aunque en este periodo la tendencia lineal, con pendiente negativa de la gráfica sigue igual, los valores tomados por la clasificación dos del revestimiento, se salen por completo de la media estadística de los datos, lo que nos indica que a partir de aquí, el comportamiento ser que se tendrán muchos más tubos con esta clasificación en el revestimiento, hasta que no haya una compensación o reparación de la tubería.

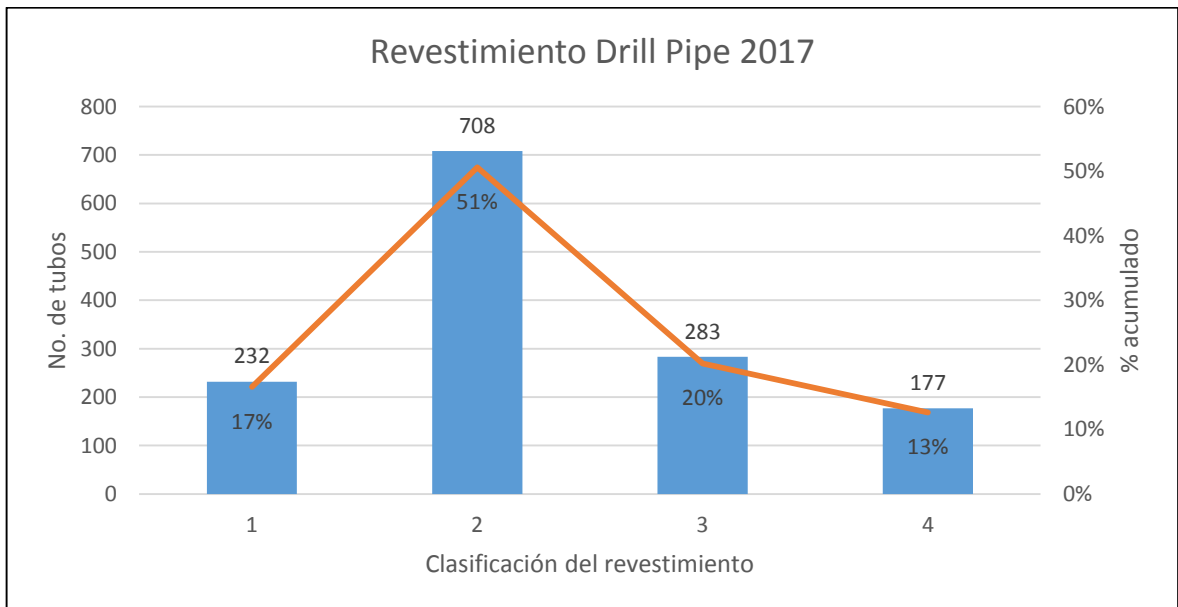
Gráfica 21. Revestimiento de la tubería durante el año 2016



Fuente: Elaboración propia

Para el año 2017, como se evidencia en el gráfico 22, se va aliviando la crisis en el sector; el comportamiento de los tubulares es similar al del año anterior, teniendo en mayor porcentaje el revestimiento de los tubulares de clasificación dos, con un porcentaje del 51% del total.

Gráfica 22. Revestimiento de la tubería durante el año 2017



Fuente: Elaboración propia

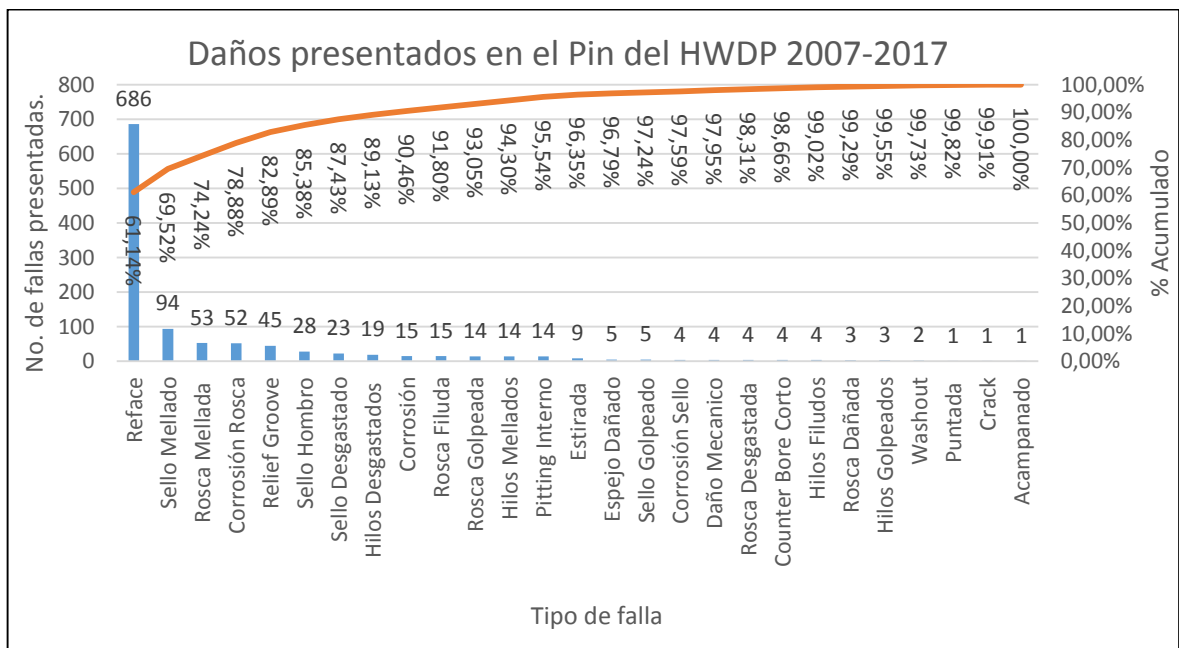
En conclusión, el estado del revestimiento de la tubería es de vital importancia, ya que alarga la vida útil de la tubería, pero su buen estado está ligado a factores como, la velocidad de flujo del fluido de perforación, almacenamiento de la tubería, limpieza y presencia de agentes químicos agresivos.

Si al estado físico del revestimiento se le hace el seguimiento adecuado, fallas como la corrosión por picadura o pitting, y washout, podrían disminuirse de manera significativa, debido a que la superficie metálica tendrá menos exposición al ambiente y por ende, no tendrá debilitamiento químico o mecánico.

4.4 HEAVY WEIGHT DRILL PIPE

4.4.1 Conexiones PIN. El *Heavy Weight Drill Pipe* es una tubería de perforación de pared más gruesa, propiedad que le brinda características más resistentes a posibles fallas en comparación con el drill pipe, por lo que en el análisis se evidenció que la presencia de fallas, fue mucho menor en esta tubería que en la tubería de pared más delgada. En el gráfico 23 podemos observar que aunque existen fallas en común con la tubería Drill Pipe, las fallas presentes en la conexión pin del HWDP son menores.

Gráfica 23. Daños presentados en el pin del Heavy Weight Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.



Fuente: Elaboración propia

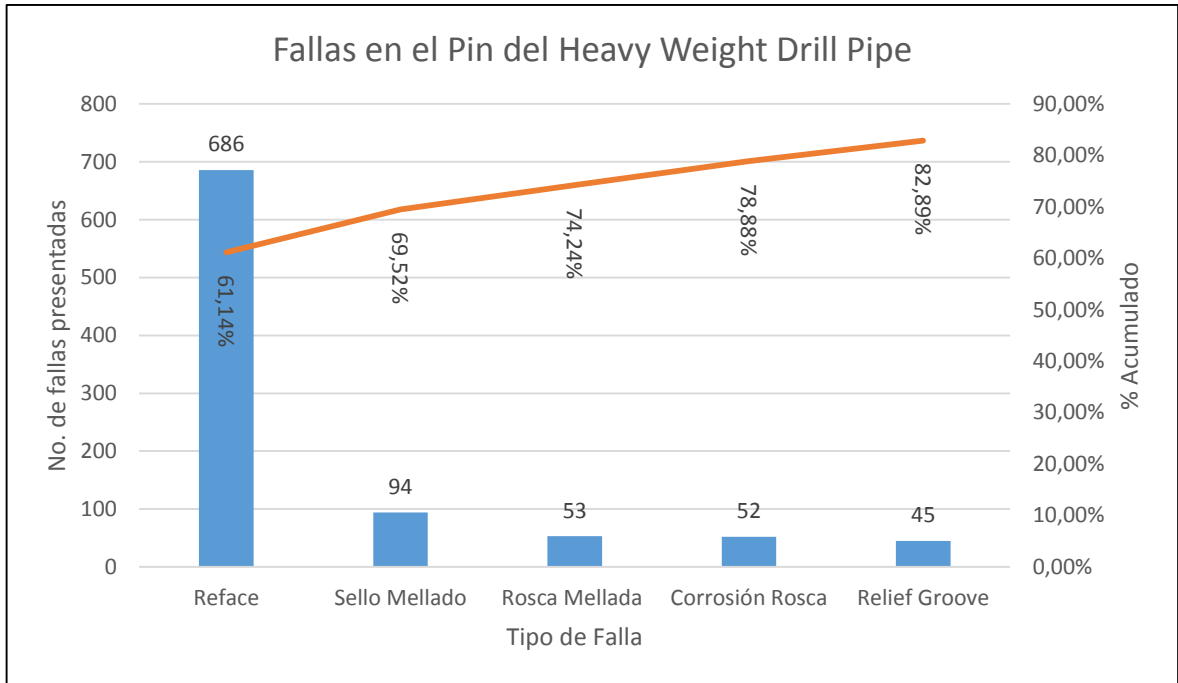
Se puede analizar que no existen la misma proporción de fallas en comparación con el pin del Drill Pipe, esto se debe a que, la posición de este tipo de tubular, es mucho más cercano a la broca, lo que implica que esta tubería, que es más gruesa y pesada, aunque está expuesta a las mismas condiciones de torque y flujo, sufre menos esfuerzos de tensión en sus conexiones y no tiene las mismas de probabilidades de sufrir contacto con la formación.

Realizando un análisis de los datos, la gráfica 23 muestra la distribución en valores del porcentaje para cada una de las fallas indicadas anteriormente, con un total de 1122 fallas presentadas en los reportes de las empresas de inspección, podemos definir que el reface es uno de los principales problemas en las conexiones del pin, representando un 61,14% del total de las fallas, seguido del sello mellado, rosca mellada, daños en el sello y el Relief Groove.

En el gráfico 24, observamos que el reface con 686 unidades, vuelve a tener el mayor número de fallas presentadas en su conexión, aproximadamente con el 61% de las 1122 fallas totales analizadas por las empresas de inspección para este periodo, sin embargo, este y otras fallas deben ser tenidas en cuenta para poder aplicar el análisis de Pareto y tener en cuenta el acumulado del 80% de las fallas.

Sin embargo, la distribución de los datos no se puede analizar de manera exacta, debido a la gran diferencia entre los valores del reface y las demás fallas, lo que causa un error considerable; aunque se debe tener en cuenta, se debe seguir realizando un segundo análisis con el fin de no considerar el valor del reface y poder comparar valores más cercanos.

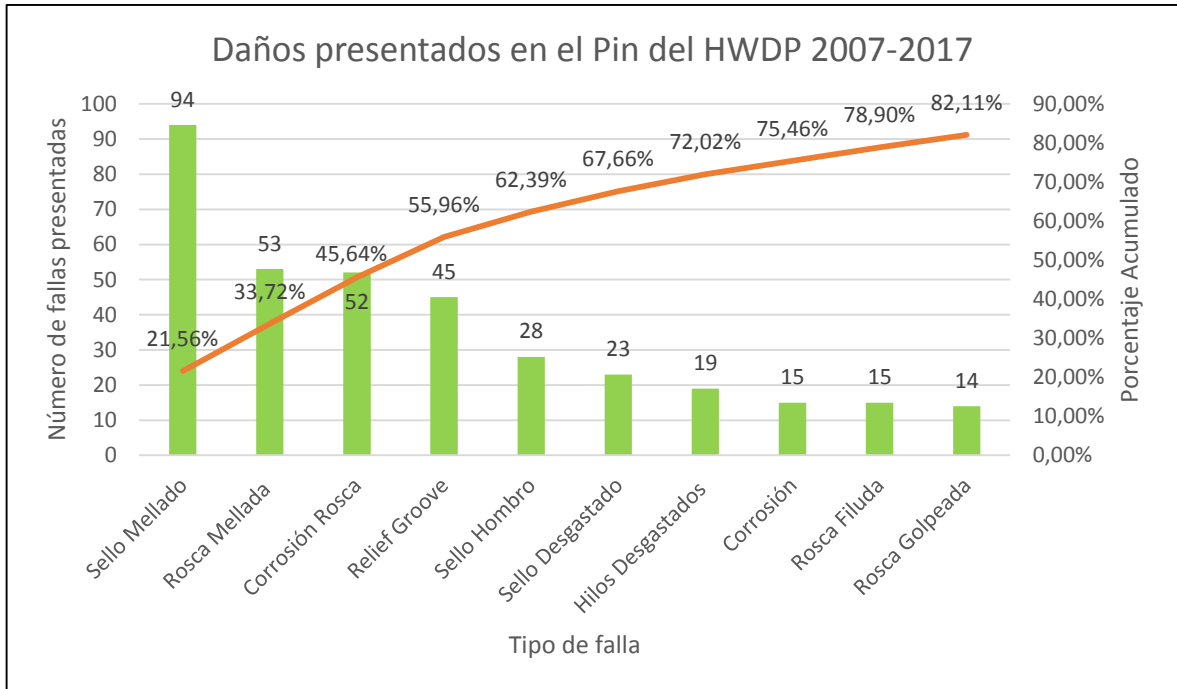
Gráfica 24. Fallas representativas Teoría de Pareto para el pin del Heavy Weight Drill Pipe.



Fuente: Elaboración propia

Al analizar la situación planteada anteriormente, como se ve en la gráfica 23, las fallas evaluadas toman distintos valores en su porcentaje de representación sobre el total de 1122 fallas. El sello mellado con 94 unidades representa el 22% del total de fallas; la rosca mellada y la corrosión en la rosca, con 53 y 52 fallas respectivamente, representan un 12% cada una; fallas en el sello como desgaste y daños en el hombro, con 28 y 23 fallas respectivamente, representan del 5-6 % del total y por último el Relief Groove, con 45 fallas, representa el 11% de las estas, entre otras. Al realizar la sumatoria, estas 10 fallas representan cerca del 80% de las causas de falla en el pin del Heavy Weight Drill Pipe.

Gráfica 25. Fallas más representativas presentadas en el pin del HWDP.

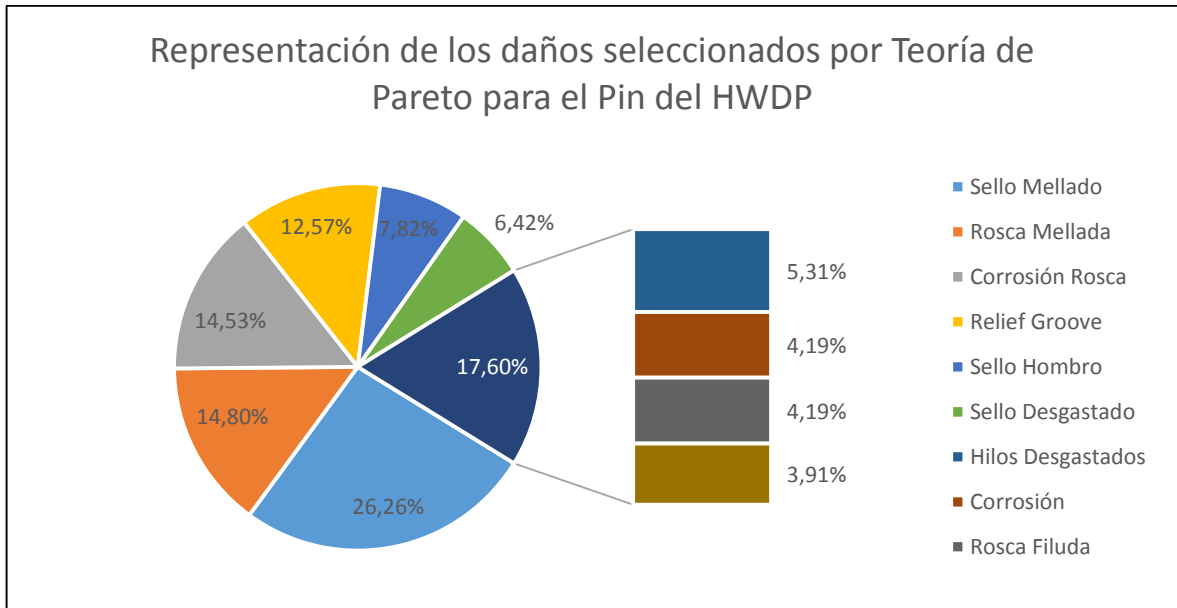


Fuente: Elaboración propia

Para el Heavy Weight Drill Pipe, el reface lleva el mismo procedimiento para maquinar su rosca dañada, lo que provoca la disminución del área del tool joint. Este proceso se da debido a que pueden existir fallas alternas en esta área, es decir, puede haber presencia de hilos dañados o mellados, corrosión, sellos dañados o mellados y washout. Teniendo en cuenta esto, el reface es la falla más importante y la que acarrea más costos de reparación, además de acortar la vida útil de la tubería, es causado a partir de otros daños, no se debe tener en cuenta para el análisis total, por ende, se hará un análisis con una.

Teniendo en cuenta lo anterior, las fallas analizadas en la gráfica 26, son las seleccionadas para el análisis final.

Gráfica 26. Recuento general de las fallas presentadas con sus respectivos porcentajes acumulados para el pin del HWDP



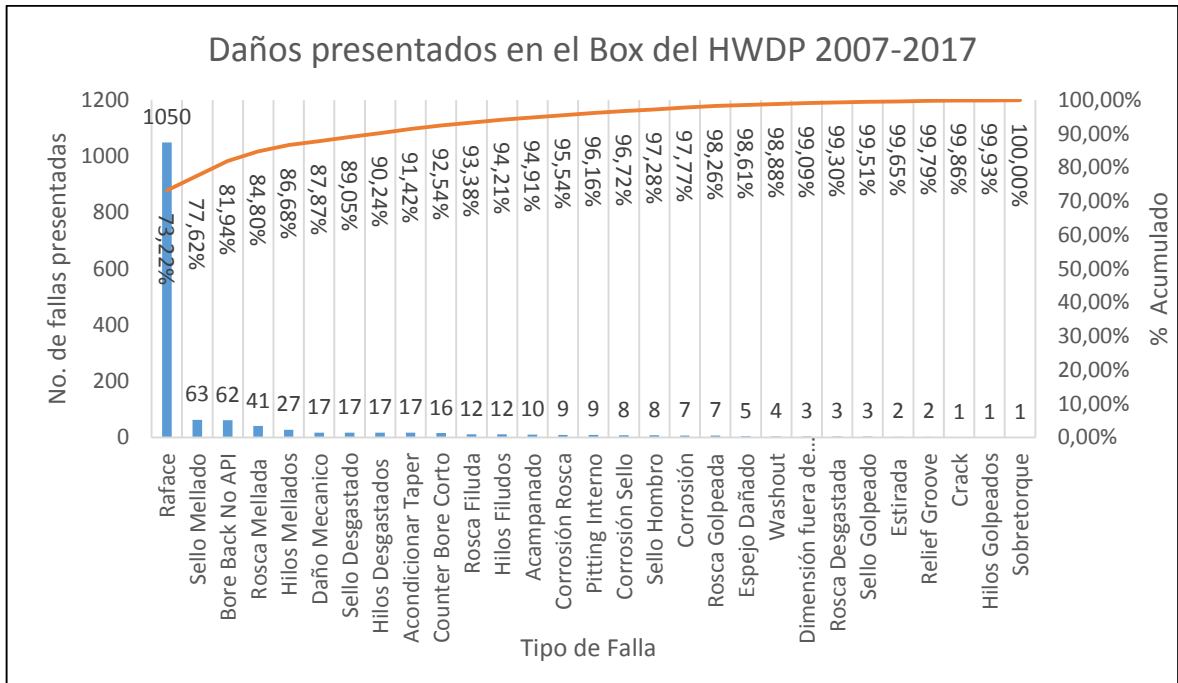
Fuente: Elaboración propia

4.4.2 Conexiones BOX. Al igual que en el Drill Pipe, el box o la caja, es la zona de la tubería que recibe mayor torsión y presión al momento de realizar las conexiones de la tubería. Aunque es una tubería más pesada y gruesa, los daños aún tienen posibilidades de aparecer, según las condiciones de operación, dureza de la formación en la que se está perforando, velocidad de perforación, etc.

Al igual que en el pin, la característica del Heavy Weight Drill Pipe de tener una pared más gruesa, hace que sea más resistente a las fallas que se puedan presentar en esta conexión. La gráfica 27 muestra las fallas presentadas en el box durante el periodo de análisis, donde el conjunto de estas, presentan el mismo comportamiento de las demás conexiones, presentando una mayoría representativa de la reparación por reface.

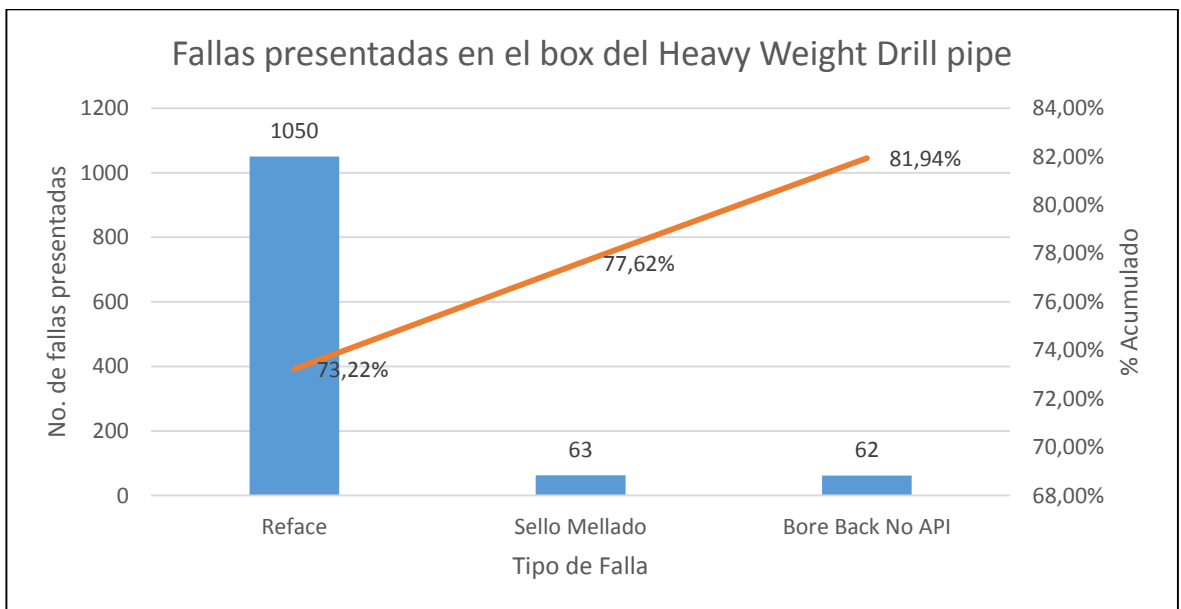
En la gráfica 27, el reface sigue siendo la falla primaria presentada en la conexión box del Heavy Weight Drill Pipe, representando alrededor del 73% de un total de 1434 fallas reportadas por las empresas de inspección. Para el Heavy Weight Drill Pipe, el reface lleva el mismo proceso para maquinar su rosca dañada, lo que provoca la disminución del área del tool joint. Este proceso se debe a que pueden existir fallas alternas en esta área, como hilos mellados, sellos dañados o mellados y daños mecánicos.

Gráfica 27. Daños presentados en el box del Heavy Weight Drill Pipe desde el 2007-2017 con el porcentaje acumulado.



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 28. Fallas representativas Teoría de Pareto para el box del Heavy Weight Drill Pipe.



Fuente: Elaboración propia

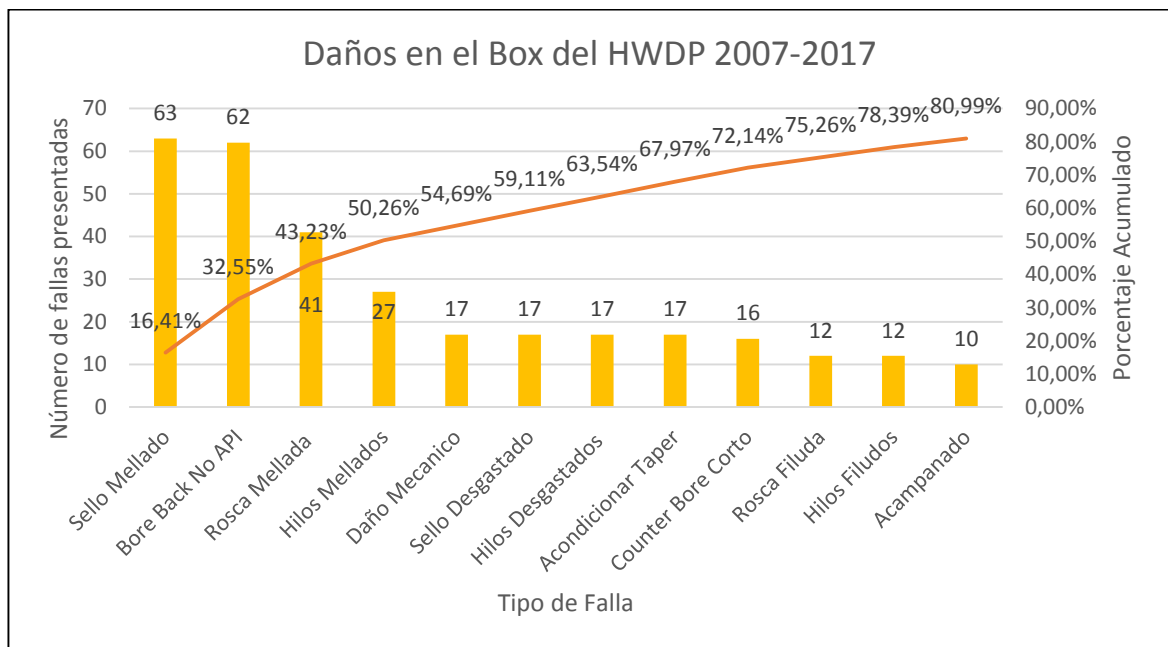
Al realizar un análisis de los datos, la gráfica 28 muestra la distribución en valores del porcentaje para cada una de las fallas indicadas anteriormente, con un total de

1434 fallas presentadas en los reportes de las empresas de inspección, se puede definir que el reface es uno de los principales problemas en las conexiones del box del Heavy Weight Drill Pipe, representando un 73,22% del total de las fallas, seguido del sello mellado con 4,39%, bore back no API con 4,32%, con lo que se completa el 80% para cumplir la teoría de Pareto.

La distribución de los datos no se puede analizar de manera normal, debido a la gran diferencia entre los valores del reface y las demás fallas, lo que causa un error considerable; debido a esto se realiza un segundo análisis con el fin de no tener en cuenta el valor del reface y poder comparar valores más cercanos y la tendencia que estos presentan, como se muestra en la gráfica 29.

El reface es la falla más importante y la que acarrearía más costos de reparación, además de acortar la vida útil de la tubería, pero en gran parte es causado a raíz de otros daños; debido a esto, se procede a evaluar las fallas sin tener en cuenta el reface, como se hizo en los casos anteriores, como se observa en la gráfica 29.

Gráfica 29. Fallas más representativas presentadas en el box del HWDP.



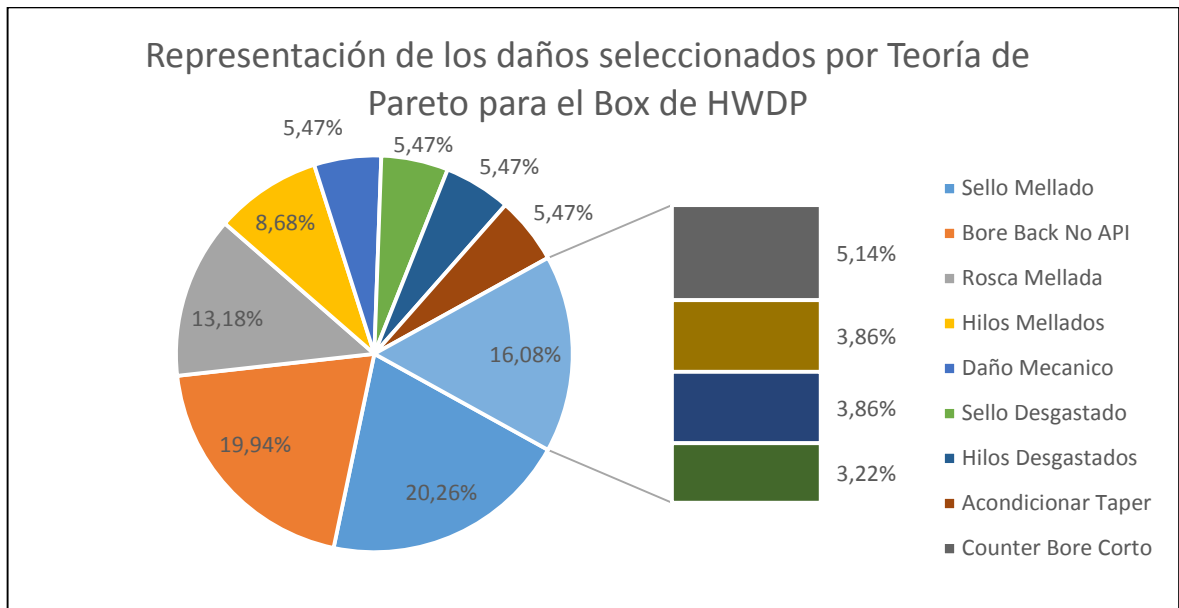
Fuente: Elaboración propia

Continuando con el análisis de la gráfica, las fallas evaluadas toman distintos valores en su porcentaje de representación sobre el total de 1434 fallas. El sello mellado y Bore Back no API, con 63 y 62 fallas respectivamente, cada una representa el 17% del total de fallas; la rosca mellada con 41 fallas, representa un 11% y los hilos mellados con 27 fallas, representan el 7% de las fallas totales reportadas por las compañías de inspección. Realizando la sumatoria, estas 4 fallas

representan el 51% para la teoría de Pareto, de las causas de falla en el box del Heavy Weight Drill Pipe.

Teniendo en cuenta lo anterior, las fallas analizadas en la gráfica 30, son las seleccionadas para el análisis final.

Gráfica 30. Representación de los daños seleccionados.



Fuente: Elaboración propia

4.5 FALLAS MÁS RECURRENTES

A continuación se presentan las tablas con cada una de las fallas y daños más representativos encontrados en el Drill Pipe tabla 13 y el Heavy Weight Drill pipe tabla 14, sin tener en cuenta el reface. Se observa que existen fallas en común entre las dos tuberías de perforación, por lo que se puede evaluar en conjunto.

4.5.1 Drill Pipe. La tabla 13 contiene un resumen de las fallas y daños del Drill Pipe, escogidos mediante la teoría de Pareto, para ser analizadas en la matriz MFEA más adelante.

Tabla 13. Resumen de las fallas más frecuentes para el Drill Pipe

Falla	PIN		BOX	
	<i>No. Fallas presentadas</i>	<i>Porcentaje de representatividad</i>	<i>No. Fallas presentadas</i>	<i>Porcentaje de representatividad</i>
Corrosión rosca	130	3,20%	216	3,60%
Corrosión Sello	60	1,11%	NA	NA
Espejo Dañado	98	2,41%	NA	NA
Hilos Desgastados	NA	NA	55	0,92%
Rosca Dañada	218	5,36%	130	2,17%
Rosca Mellada	69	1,70%	118	1,97%
Sello Desgastado	NA	NA	59	0,98%
Sello Mellado	185	4,55%	207	3,45%
Washout	70	1,72%	NA	NA
Fallas Totales	830	20,05%	785	12,17%

Fuente: Elaboración propia

4.5.2 Heavy Weigth Drill Pipe. La tabla 14 contiene un resumen de las fallas y daños del Heavy Weight Drill Pipe, escogidos mediante la teoría de Pareto, para ser analizadas en la matriz FMEA más adelante.

Tabla 14. Resumen de las fallas más comunes para el Heavy Weight

Falla	PIN		BOX	
	<i>No. Fallas presentadas</i>	<i>Porcentaje de representatividad</i>	<i>No. Fallas presentadas</i>	<i>Porcentaje de representatividad</i>
Bore Back No API	NA	NA	62	4,32%
Corrosión rosca	52	4,63%	NA	NA
Daño Mecánico	NA	NA	17	1,19%
Hilos Desgastados	19	1,69%	17	1,19%
Hilos Mellados	NA	NA	27	1,88%
Relief Groove	45	4,01%	NA	NA
Rosca Mellada	53	4,72%	41	2,86%
Sello Desgastado	23	2,05%	17	1,19
Sello Hombro	28	2,50%	NA	NA
Sello Mellado	94	8,38%	63	4,39%
Fallas Totales	314	27,98%	244	17,02%

Fuente: Elaboración propia

4.6 MATRIZ FMEA

El Análisis de modo de Falla y Efecto, FMEA por sus siglas en inglés (*Failure Mode Analysis and Effects*), es una herramienta que permite realizar un estudio simple, pero a fondo de los errores y defectos que puedan existir en el proceso con la finalidad de reducirlos o eliminarlos. Su uso principal se enfoca en el mejoramiento de proceso mediante la identificación de problemas potenciales y modo de falla que afecten la efectividad y eficiencia del mismo.

El análisis FMEA, busca analizar el modo de falla a su causa y efecto, es decir, encontrar la causa de la falla en el proceso, evidenciar su modo de falla y evaluar el efecto de la misma, con lo que se ayudará a identificar posibles formas en las que el proceso pueda fallar, estimar el riesgo de sus causas, evaluar el plan de control o contingencia, para atacar sus efectos y dar prioridad a la solución planteada para su reparación o solución.

Los beneficios de aplicar este tipo de análisis a los procesos, es que se obtiene un seguimiento a los procedimientos de corrección y prevención de fallas; identificar los subprocesos que generan y no generan valor, identificar la variación del proceso causada por el personal o su entrenamiento, mejorar la calidad del producto final así como reducir tiempos y costos durante el desarrollo.

La matriz evalúa un proceso de manera cualitativa, para definir las posibles razones de falla en un proceso, por lo que se deben definir los siguientes parámetros:

4.6.1 Modos de falla. Se definen como las variables que puede tener un proceso para que una falla se presente, es decir, el(los) problema(s) que pueden presentar el proceso durante su desarrollo.

4.6.2 Causas posibles. Como el término lo indica, representa el posible origen de la falla durante el desarrollo del proceso.

4.6.3 Efectos posibles. Evalúa los efectos negativos que la falla representa para el proceso y en sus resultados

A su vez con el fin de tener, una evaluación cuantitativa que permita evaluar el aumento o disminución de las fallas del proceso, mediante las soluciones planteadas, se debe determinar los siguientes parámetros en el análisis de la matriz FMEA.

4.6.4 Severidad. Determina el grado de afectación que puede llegar a tener el proceso cuando se presenta una falla específica, mediante una medida de 1 a 10, donde 1 representa en daño con menor severidad y 10 con la mayor severidad, así como se muestra en la tabla 15.

Tabla 15. Criterios para definir el efecto de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).

Efecto	Rango	Criterio
Sin efecto	1	La falla no tiene efecto
Muy poco	2	Poco efecto en el desempeño del proceso (Menor)
Poco	3	Poco efecto en el desempeño del proceso (Mayor)
Menor	4	Efecto Moderado en el desempeño del proceso (Menor)
Moderado	5	Efecto Moderado en el desempeño del proceso (Mayor)
Significativo	6	Desempeño del proceso se ve afectado, pero es operable. Falla Parcial
Mayor	7	El desempeño del proceso se ve seriamente afectado, pero es funcional. Sistema Afectado
Extremo	8	Probabilidad de discontinuar su uso por un tiempo corto, dependiendo de la falla.
Serio	9	Probabilidad de tener fallas durante su uso. Proceso con probabilidad de afección.
Peligro	10	Efecto de la falla peligroso en el proceso. Tubo para descartar, falla total.

Fuente: Elaboración propia

4.6.5 Frecuencia. Determina la cantidad de fallas que pueden presentarse a lo largo de un periodo de tiempo, cantidad que a su vez, define una probabilidad de la falla en dicho periodo. En la tabla 16 muestra a que para cada proceso, las fallas son determinadas por aspectos ajenos a la matriz, el tiempo debe ser determinado por el autor.

Tabla 16. Criterios para definir la frecuencia de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).

Frecuencia	Rango	Criterio	Probabilidad Falla
Remota	1	Falla improbable	1 en 1.500.000
Muy poca	2	Fallas aisladas proceso	1 en 150.000
Poca	3	Falla relacionadas con el proceso	1 en 30.000
Moderada	4	Fallas poco comunes del proceso	1 en 4.500
	5		1 en 800
	6		1 en 150
Alta	7	Fallas común del proceso	1 en 50
	8		1 en 15
Muy alta	9-10	Falla inevitable	1 en 6

Fuente: Elaboración propia

4.6.6 Detección. Este aspecto determina la factibilidad de percibir la falla o su mecanismo, antes de que el proceso deba ser detenido para realizar un mantenimiento correctivo. Como se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Criterios para definir la probabilidad de las fallas en el análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).

Detección	Rango	Criterio	Detección de falla
Alta	1	La falla es notable y obvia	99%
Moderada	2	Alta probabilidad de detectar la falla. Características obvias	95%
Baja	3	Falla y sus defectos son fácilmente identificables	80%
Muy baja	4	Falla difícil de detectar, con efectos	70%
Improbable	5	Falla indetectable sin procesos y tecnología especializada.	40%

Fuente: Elaboración propia

Ya que la evaluación de la matriz requiere un medio por el cual se pueda definir y/o cuantificar las causas de las fallas y sus posibles soluciones, se establecen unos rangos de clasificación, como se muestra en la tabla 18 con el fin de conocer el impacto positivo o negativo de las soluciones que se propondrán en la matriz FMEA.

Tabla 18. Rangos de clasificación para la matriz de análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA).

RANGOS		
1	49	Muy Bajo
50	149	Bajo
150	249	Medio
250	349	Alto
350	449	Muy Alto
450	500	Prioridad

Fuente: Elaboración propia

Con los parámetros requeridos para realizar la evaluación FMEA y definidas las fallas que estadísticamente y bajo el análisis de Pareto, tuvieron el mayor porcentaje de representación, se eligen las siguientes fallas para realizar el análisis de la matriz:

- Hilos Desgastados
- Hilos Mellados
- Corrosión en el Sello

- Sello Desgastado
- Sello Mellado
- Corrosión en la rosca
- Rosca Mellada
- Rosca Desgastada

Se procede a realizar la evaluación de la matriz con las fallas anteriormente presentadas.

Matriz 1. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas en la rosca.

Componente	Función	Modo potencial de la falla	Efecto potencial de la falla	Severidad	Causa potencial de falla	Frecuencia	Control actual prevención	Control actual detección	Detección	NPR	Acciones recomendadas	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
Rosca	Unir y asegurar la tubería de perforación durante la operación.	Corrosión	Daño Rosca	8	1. Fisuras	8	Protector	Inspección	4	256	1. Evitar golpes durante conexiones 2. Limpieza de la rosca 3. Preservar la rosca	4	5	4	80
			Perdida de material	9	1. Falta de grasa adecuada 2. Mal almacenamiento 3. Protectores contaminados	8	No Hay	Inspección	5	360	1. Evitar contaminación de la grasa 2. Controlar exceso de grasa aplicada. 3. Control del estado de protectores. 4. Limpieza Protectores	6	6	4	144
		Desgaste	Conexión desajustada	6	1. Tensión/Compresión 2. Uso del tubular	8	No Hay	Inspección	4	192	1. Alineación adecuada para enroscamiento. 2. No exceder la velocidad de enrosque permitida de la llave de potencia.	2	3	3	18
			Filtración	7	Desgaste	6	No Hay	Inspección	4	168	1. Mayor control en la inspección	6	5	4	120
			Perdida de material	6	1. Fatiga 2. Uso excesivo 3. Mala conexión/Forzada	8	No Hay	Inspección	5	240	1. Uso de la grasa adecuada 2. Evitar Sobre torque 3. Limpieza y uso de los protectores	3	5	4	60
		Mellado	Mal enrosque	8	1. Mala Alineación 2. Tubos torcedura leve	8	Stabbing Guide	Inspección	5	320	1. Alineación correcta 2. Punto neutro T/C. 3. Evitar contacto entre superficies 4. No realizar conexiones forzadas.	2	5	4	40
			Perdida de material	7	1. Fatiga 2. Sobre torque 3. Tensión	7	No Hay	Inspección	4	196	1. Falta Grasa/Grasa inadecuada 2. Evitar fricción de las superficies 3. Controlar fatiga del material	3	5	4	60
			Daño de la rosca	10	1. Fatiga 2. Desgaste	6	No Hay	Inspección	5	300	1. Mantenimiento oportuno 2. Buen manejo de las herramientas de desenroscado 3. Uso y correcta lubricación de los protectores. 4. Almacenamiento adecuado para exposición al ambiente	4	4	4	64
		Reface	Disminución TJ	9	Perdida de material Rosca Dañada	10	No Hay	Inspección	5	450	1. Buen manejo de tubería e instrumentos 2. Evitar golpes de la rosca 3. Protectores para el sello del pin	5	5	5	125
			Perdida de material	8	Uso excesivo Fatiga Fricción	10	No Hay	Inspección	5	400	1. Soporte de caucho para sello en "paradas" 2. Evitar sobre torque y sobretensión 3. Disminuir conexión forzada 4. Aplicación uniforme de la grasa	4	5	5	100

Fuente: Elaboración propia

Matriz 2. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas de los hilos de la rosca.

Componente	Función	Modo potencial de la falla	Efecto potencial de la falla	Severidad	Causa potencial de falla	Frecuencia	Control actual prevención	Control actual detección	Detección	NPR	Acciones recomendadas	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
Hilos	Guía de las rosca macho en el enroscado del pin en el box	Desgastados	Perdida de la rosca	9	1. Fricción 2. Falta de grasa 3. Sobre torque 4. Sobre presión 5. Sobre tensión	6	No hay	Inspección	5	270	1. Evitar fricción superficie 2. Buena aplicación grasa (sin exceso) 3. Evitar golpes durante conexiones.	6	4	4	96
			Enrosque Forzado	7	1. Presión en conexión 2. Fricción	8	No hay	Inspección	4	224	1. Conectar en punto neutro T/P 2. Aplicar grasa	4	5	3	60
		Mellado	Fatiga Material	7	1. Mal Acoplamiento 2. Falta grasa	6	No hay	Inspección	4	168	1. Buen Ajuste en las conexiones 2. Usar el Stabbing Guide 3. Alinear conexión	5	4	4	80
			Maquinado	10	1. Pérdida material 2. Daño irreparable	9	No hay	Inspección	5	450	1. Evitar golpes en la zona de conexión 2. Mejorar trato del tubular 3. Uso y limpieza de los protectores. 4. Evitar contaminación de la rosca	7	7	4	196
			Mala Conexión	5	1. Mala alineación 2. Desgaste	9	No hay	Inspección	3	135	1. Buen acople 2. Alinear conexión	3	5	3	45
			Perdida de material	8	1. Fricción 2. Falta de grasa 3. Fatiga	6	No hay	Inspección	5	240	1. Disminuir conexiones forzadas 2. Aplique correcto del torque y de la tensión 3. Buen manejo de la tubería	6	5	4	120

Fuente: Elaboración propia

Matriz 3. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas del sello de la rosca.

Componente	Función	Modo potencial de la falla	Efecto potencial de la falla	Severidad	Causa potencial de falla	Frecuencia	Control actual prevención	Control actual detección	Detección	NPR	Acciones recomendadas	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
Sello	Sellar las conexiones pin box para permitir el paso de fluido de perforación hacia la broca	Desgastado	Filtración	7	1. Corrosión 2. Mal Manejo 3. Condiciones almacenamiento 4. Sobre torque	6	No hay	Inspección	4	168	1. Mejorar la limpieza zona 2. Evitar sobre torque 3. Mejorar condiciones de almacenamiento 4. Evaluar estados de los protectores.	5	4	4	80
			Golpes conexión	6	1. Conexión muy apretada 2. Conexión mal ajustada	9	No hay	Inspección	5	270	1. Evitar sobre ajuste de las conexiones 2. Uso de Stabbing Guide 3. Usar protección para las paradas durante operaciones.	5	6	4	120
			Sobre torque en el enroscado	8	1. Desgaste de la rosca 2. Falta de capacitación operarios 3. Daño continuo en tubular conectado	9	No hay	Inspección	5	360	1. Seguimiento de inspección 2. Mantenimiento oportuno 3. Capacitación y control operarios	5	7	4	140
		Mellado	Perdida material	10	1. Fricción 2. Limite maximo de presión 3. Fatiga de la zona	10	No hay	Inspección	5	500	1. Evitar hacer la conexión con residuos en la rosca/sello 2. No exceder en la grasa 3. Mejorar el trato de los extremos del tubular en la subida a la mesa 4. Usar protección para las paradas durante operaciones.	6	6	4	144
			Washout	7	1. Falta de seguimiento de falla 2. Corrosión	8	No hay	Inspección	4	224	1. Evitar golpes de la tubería 2. Re-evaluar tiempos entre cada inspección 3. Tubería de respaldo	5	4	4	80
		Corrosión	Ambiente Corrosivo	9	1. Contacto con residuos líquidos 2. Condiciones climáticas críticas 3. Mal almacenamiento	10	Protectores	No hay	5	450	1. Protección contra condiciones ambientales en las canastas 2. Mejorar limpieza de la tubería y accesorios 3. Acondicionar almacenamiento a las condiciones ambientales	4	5	5	100
			Superficies irregulares	6	1. Mal contacto ente las conexiones 2. Corrosión superficie 3. Golpes en el sello 4. Daño continuo en conexiones	7	No hay	Inspección	5	210	1. Usar protección para las paradas de tubería 2. Mejorar estado y limpieza de los protectores 3. Evitar golpes durante conexiones 4. Hacer seguimiento de tubulares con daños	4	5	4	80

Fuente: Elaboración propia

Matriz 4. Análisis de modo de Falla y Efecto (FMEA) para las fallas del cuerpo de la tubería de perforación.

Componente	Función	Modo potencial de la falla	Efecto potencial de la falla	Severidad	Causa potencial de falla	Frecuencia	Control actual prevención	Control actual detección	Detección	NPR	Acciones recomendadas	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
Cuerpo	Brindar profundidad al BHA, transportar el fluido de perforación.	Perdida del recubrimiento interno de la tubería.	Perdida del Coating	9	1. Velocidad erosional 2. Desgaste de pared interna y recubrimiento. 3. Químicos agresivos en el fluido de perforación.	8	No Hay	No Hay	5	360	1. Mantener el flujo en un numero de Re entre 9500-10500. Transicional-Turbulento. 2. Evaluar reemplazo del recubrimiento. 3. Evitar flujos con solidos suspendidos 4. Buena limpieza del cuerpo del tubular despues su uso. 5. Almacenamiento adecuado 6. Evaluar un flusher para la parte interna de la tubería.	6	5	4	120
			Corrosión	8	1. Flujo transicional-laminar 2. Velocidad de flujo 3. Disminución del espesor de pared 4. Componentes quimicos agresivos	8	No Hay	No Hay	5	320		5	6	5	150

Fuente: Elaboración propia

4.7 ANÁLISIS DE LA MATRIZ FMEA

A continuación se presenta el análisis de las matrices anteriores 1 a la 4, de cada una de las fallas que se seleccionaron.

4.7.1 Rosca. La corrosión en la rosca puede ser ocasionada por daños mecánicos en su estructura, como pequeñas fisuras, donde las concentraciones de oxígeno y depósito de materiales residuales de la operación, pueden generar reacciones oxidantes del material de la tubería, además de estar expuesta en ambientes con compuestos corrosivos y malas prácticas de almacenamiento, los cuales repercuten afectando el estado físico de la conexión y agravando el grado de oxidación del material. Uno de los factores más importantes es la contaminación la grasa aplicada, con agua; donde el efecto potencial será la formación de una celda de corrosión en la rosca.

El almacenamiento inadecuado de la tubería, el mal estado y contaminación de los protectores al momento de ser instalados para movilizaciones o almacenaje, afectan considerablemente el estado y vida útil de las conexiones. Para disminuir la formación de corrosión se debe evitar golpear la tubería en sus conexiones durante la operación, así como un almacenamiento inadecuado que no distribuya bien las cargas en la canasta. En ámbitos de almacenaje, se debe usar una grasa especial de almacenamiento, evitando su contaminación, con una correcta aplicación (uniformemente y en toda la rosca); aplica de igual forma para los protectores, los cuales no deben tener fisuras o grietas, ni presencia de agua, polvo o tierra.

El desgaste de la rosca se debe principalmente a su uso, sin embargo, existen factores que aceleran este proceso de deterioro. Los esfuerzos mecánicos como tensión y compresión, a los que está expuesta la tubería durante la operación y el enroscado, generan un desgaste en los puntos de apoyo de cada tubular, es decir, la conexión entre cada uno de ellos, además de la continua vibración de la sarta, la cual siempre se presenta, ya que es generada por la fricción de la broca contra la formación, donde la proporción de este factor depende de la dureza y compactación; entre más dura sea la formación, mayor será vibración y viceversa.

La alineación del equipo con la boca del pozo, evitando inclinación y desviaciones del top drive, manejando un torque aplicando entre los rangos e incluyendo un enrosque en punto neutro, sin forzar o montar la conexión, evita un desgaste progresivo acelerado de la rosca. El control sobre la vibración de la sarta, aunque no se puede controlar totalmente, se debe en lo posible intentar mantener al mínimo, lo que genera una disminución de esfuerzos a lo largo de la sarta, por ende, una menor fatiga del material.

La pérdida de material de la rosca, o mellado, es causada en mayor proporción por la fricción entre las superficies, debido a la no uniformidad y contaminación de la grasa aplicada. Debido a las altas presiones y temperaturas que se pueden alcanzar en las profundidades, las conexiones pueden llegar a presentar una clase de sello entre ellas, lo que dificulta su separación; debido a que en algunos lugares la falta de grasa aumenta la fricción, el sobre-torque aplicado pudo ser excesivo o la fatiga de la rosca ya es muy avanzada. El mantenimiento de las roscas es vital para evitar su desgaste, mediante su limpieza y correcta lubricación, se pueden evitar pérdidas de material, sin embargo no se debe realizar la limpieza de las roscas con cepillos de cerdas metálicas, ya que son muy duros y pueden generar daños en la conexión.

También, el correcto manejo de las herramientas en enrosque de la mesa de perforación según las normas y evitar golpes de la tubería en sus conexiones evitan un desgaste generalizado de las roscas. La reparación por refrenteo representa una pérdida de material, con el fin de eliminar un daño presentado en sentido paralelo al sello de la conexión, causados por pérdida de material, golpes, fricción, materiales residuales duros, entre otros. Para disminuir el daño en el sello, se debe soportar las tuberías en medios limpios, sin residuos, evitando sobre torque y/o sobrepresión en las operaciones, evitando realizar conexiones forzadas y golpes en las caras o cuerpo de las conexiones.

4.7.2 Hilos. El desgaste y la pérdida de material en los hilos de las conexiones se debe a que, es allí donde se aseguran las tantas, por ende, esta zona recibe toda la fuerza de fricción y torque, que se hace durante el inicio del enrosque, hasta el final de este, respectivamente durante la operación.

Factores adicionales como los golpes o mala alineación de la conexión, hace que la guía de la rosca se vea forzada durante este proceso, lo que genera principalmente fricción además de probabilidad de torcer o deformar las guías de ambas tuberías y tener inconvenientes más adelante. Para disminuir este tipo de problemas se recomienda el uso de stabbing guide, para evitar una mala alineación durante la bajada del extremo pin al extremo box para la conexión.

Mantener esta conexión en el punto neutro, con el fin de evitar tensión o compresión en las conexiones, mejorar el manejo de los tubulares en la mesa de trabajo, en las zonas de almacenamiento, retirar los residuos sólidos que puedan existir en estas áreas además de la correcta aplicación de grasa en la rosca la cual debe presentar una aplicación uniforme evitará un desgaste en los hilos de la rosca.

4.7.3 Sello. Los factores que afectan el sello de un tubular van desde al ámbito operacional hasta el almacenamiento. El desgaste y mellado de esta zona debido a condiciones operacionales, puede deberse a sobre-torque aplicado, existencia de

corrosión localizada, conexiones forzadas y desalineadas; que tendrán un efecto de desgaste sobre la superficie de la cara de la conexión.

La fricción entre las superficies en la conexión, debido a un mal acoplamiento sería principalmente la responsable de la pérdida de material en esta zona. La contaminación de los protectores, y la grasa, exposición a químicos y ambientes corrosivos (como el lodo de perforación), residuos líquidos y sólidos en la rosca, son factores que producen corrosión en el sello de las conexiones. Se debe tener en cuenta que un sello, puede generar un daño continuo a los sellos con los que entra en contacto en la conexión, es decir, el desgaste del sello del pin, me puede generar daños o fallas en el sello del box con el que se conecte.

Para disminuir las fallas del sello, se recomienda mejorar el estado de las protecciones de los protectores de las conexiones así como evitar la contaminación de la grasa aplicada tanto al protector como al pin y/o box. Evitar golpes en esta localización durante las conexiones y movilizaciones de la tubería, uso obligatorio del stabbing guide, torque bajo los límites y limpieza de las zonas de las conexiones disminuirá el efecto del desgaste y/o daño en el sello de las conexiones.

4.8 ANÁLISIS DE INFLUENCIA DEL ENTORNO

El análisis tiene cuatro componentes principales a tener en cuenta, presentándose a lo largo del proceso e intervención de los tubulares en las actividades del equipo, como lo son la perforación, el almacenamiento, el transporte y el stand up. Cada uno se describirá a continuación, teniendo en cuenta los aspectos específicos que intervienen en cada uno de estos procesos, los cuales corresponden al 100% de las fallas que más causan daño en la tubería de perforación.

4.8.1 Perforación. Es el proceso más importante de la operación y a su vez, es donde la tubería tiene mayor actividad y está expuesta a una diversidad de escenarios en los que se pueden presentar fallas químicas y mecánicas. Sin embargo, el diseño de este tipo de herramientas, es decir, su resistencia mecánica a esfuerzos de tensión, compresión, algunos agentes químicos, entre otras; le permiten tener una envergadura resistente a los diferentes estratos, viajes y tensión que existen durante la creación y desarrollo del pozo.

Dado lo anterior, las posibles fallas que se puedan presentar debidas al proceso de perforación, son representadas por un valor del 25% del total, donde se deben tener en cuenta los siguientes factores los cuales podrían intervenir en el proceso de formación de fallas. A continuación vamos a evaluar un porcentaje cuantitativo para cada una de los parámetros que podrían afectar y aportar factores para la formación

de fallas según sea el proceso u operación, teniendo como el total el porcentaje dado a cada uno de ellos, en este caso el 25%, como se muestra en la siguiente tabla 22.

Tabla 19. Distribución cuantitativa del porcentaje de la perforación.

Lodo de perforación	20% de afectación
Velocidad erosional	30% de afectación
Tipo de pozo	15% de afectación
Velocidad de flujo	10% de afectación
Formaciones abrasivas	25% de afectación
Fuente: Elaboración propia	

4.8.2 Almacenamiento. Este aspecto es fundamental para mantener el buen estado de la tubería ya que durante este proceso, el cuerpo y las conexiones pueden sufrir procesos de desgaste, incluso en mayor proporción que en las operaciones de perforación para los que están diseñados los tubulares.

Debido al mal desarrollo y aplicación de las normas, la tubería de perforación sufre diferentes procesos de reacciones químicas entre sustancias que se presentan como residuos y la superficie metálica expuesta, ya que, esta no cuenta con las protecciones adecuadas. A su vez, se pueden presentar efectos mecánicos, que se traducirán en fallas y desgaste de la superficie interna y externa del tubular.

El estudio realizado, evidencia que el mal almacenamiento y limpieza de la tubería por un tiempo corto, podría representar un porcentaje de daño en cuanto a fallas mecánicas y químicas en la tubería de un 45%. Se debe tener en cuenta en los análisis posteriores de los mecanismos de falla, una serie factores implicados en el almacenamiento, que afectan directamente el estado y la vida útil de la tubería.

A continuación vamos a evaluar un porcentaje cuantitativo para cada una de los parámetros que podrían afectar y aportar factores para la formación de fallas según sea el proceso u operación, teniendo como el total el porcentaje dado a cada uno de ellos, en este caso el 45%, como se muestra en la siguiente tabla 23.

Tabla 20. Distribución cuantitativa del porcentaje del almacenamiento.

Limpieza Inadecuada	20% de afectación
Grasa Inadecuada	15% de afectación
Exposición a la Intemperie	30% de afectación
Almacenamiento Inadecuado	25% de afectación
Correcto uso de Protectores	10% de afectación
Fuente: Elaboración propia	

4.8.3 Transporte. El proceso de transporte es repetitivo y constante, por lo que debe tener los cuidados pertinentes con el fin de evitar fallas mecánicas como rupturas y/o grietas. Sin embargo, en los procesos actuales no representa un factor que aporte en la formación de fallas, debido a que los tubulares se transportan en las canastas en las que son almacenados, por lo que, si se logran buenos procesos de almacenamiento se estarán asegurando una disminución de afectaciones en los tubulares durante su transporte o movilización.

Por lo anterior, se denota que el porcentaje de representatividad correcto para este ámbito es del 10%. Aunque no es un valor con una representatividad considerable, se deben evaluar los factores del transporte que podrían aportar a la formación de las fallas durante el desarrollo de este proyecto, A continuación vamos a evaluar un porcentaje cuantitativo para cada una de los parámetros que podrían afectar y aportar factores para la formación de fallas según sea el proceso u operación, teniendo como el total el porcentaje dado a cada uno de ellos, en este caso el 10%, como se muestra en la siguiente tabla 24.

Tabla 21. Distribución cuantitativa del porcentaje del transporte

Falta de soportes	45% de afectación
Fricción entre superficies	35% de afectación
Golpes entre los tubulares	20% de afectación
Fuente: Elaboración propia	

4.8.4 Stand Up. El Stand Up o como se le conoce más comúnmente, la “parada de la tubería”, es un proceso necesario durante la perforación, en la que los tubulares son separados en ciertas conexiones, y dispuestos verticalmente dentro de la mesa de perforación. En este proceso, existen conexiones, en las que su superficie queda expuesta a las condiciones de la intemperie, lo cual combinado con una mala limpieza, puede tener efectos considerablemente negativos en esta zona del tubo.

Durante el análisis y estudio de este aspecto durante el desarrollo del proyecto, se evidencio la relevancia que tienen los cuidados que deberían presentarse con el fin de proteger las zonas expuestas, evitando su desgaste y daño; por lo que representa un 20% de los daños y fallas que se pueden presentar en los tubulares. Teniendo en cuenta lo anterior, existen aspectos a evaluar e identificar para evitar el daño en las superficies expuestas, A continuación vamos a evaluar un porcentaje cuantitativo para cada una de los parámetros que podrían afectar y aportar factores para la formación de fallas según sea el proceso u operación, teniendo como el total el porcentaje dado a cada uno de ellos, en este caso el 20%, como se muestra en la siguiente tabla 25.

Tabla 22 Distribución cuantitativa del porcentaje del stand up o parada de la tubería.

Limpieza Inadecuada	30% de afectación
Falta de protección	20% de afectación
Exposición al ambiente.	40% de afectación
Aplicación de grasa contaminada	10% de afectación
Fuente: Elaboración propia	

5. ANÁLISIS QUÍMICO

5.1 PRUEBAS DE LABORATORIO A FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido es una herramienta vital en el proceso de perforación de pozos, ya que se encarga de transportar los cortes de roca a la superficie, mantener controlada la temperatura de la broca, y la columna evita la corrosión en la tubería, entre otros. Dependiendo las formaciones y estructuras que se perforen, el fluido puede ser base agua o base aceite, así como llevar una serie de químicos que evitan su contaminación, degradación y pérdida o adición de características específicas; pero estos químicos en algunos casos pueden tener un doble efecto, en este caso negativo, para el cuerpo de la herramienta de perforación.

A continuación, se analizarán los resultados de las pruebas de laboratorio³² realizadas a las muestras de lodo tomadas en campo durante la perforación de los pozos La Yuca 288, Quifa 634H y Venganza 41H; en el Campo Caño Limón, Campo Quifa y Campo Espinal-Purificación, respectivamente. También, se nombran algunos aspectos que pueden generar fallas químicas a mediano y largo plazo en la tubería de perforación.

5.1.1 Resultados de análisis de laboratorio. Se tomaron datos característicos del lodo como se observa en la tabla 26, tomado en cada uno de los campos.

Tabla 23. Resultados de los análisis realizados en laboratorio a los lodos de los campos en estudio

	Campo Caño Limón	Campo Quifa	Campo Purificación
Peso (lb)	9,1	9,3	9,7
Densidad (lb/gl)	8,8	9,1	10.6
pH	8,9	10	9,8
Viscosidad Funnel (seg/cuarto gl)	46	156	52
Viscosidad (cP)	38	43	22
Fuente: Elaboración propia			

Se corrieron las pruebas básicas al lodo base agua, tomado en cada uno de los campos, las cuales arrojaron los resultados observados en la tabla 27.

³² BAKER HUGES INCORPORATED. Fluidos, Manual de Ingeniería. Houston TX. Technical Communications Group. Agosto 1998. p. 199-255.

Tabla 24. Análisis químico del lodo de perforación de cada uno de los campos.

	Campo Caño Limón	Campo Quifa	Campo Purificación
Tren de Gases Garrett (mg/L)	0	0	0
Oxígeno disuelto (mg/L)	5,4	6,7	4,9
Contenido de arena (%)	7	5	10
Contenido de solidos (%)	5	4	13
Contenido de agua (%)	95	96	77
Filtración (cc)	6,5	7,2	6,2
Titulación Alcalinidad Fenolftaleína (ml)	1,6	0,78	0,35
Titulación Alcalinidad Metil Naranja (ml)	1,5	2,0	2,7
Titulación de Cloruros (ml)	7,6	8,4	1,8
Titulación de Dureza (ml)	1,2	0,22	0,25
Fuente: Elaboración propia			

Con los resultados de la titulación de las pruebas, se procede a calcular las concentraciones de dureza, calcio y cloruros, siguiendo los procedimientos del anexo A.

5.1.1.1 Determinación de filtrado. El filtrado se define como la cantidad de fluido que, valga la redundancia, se filtra hacia el interior de la formación a través del revoque formado en la superficie esta. El volumen de filtrado debe ser pequeño, con el fin de evitar contaminación en los estratos permeables perforados, así como pérdidas de la fase continua del lodo; los resultados del filtrado se pueden observar en la tabla 27. Esta prueba se realiza con una segunda finalidad, ya que, este fluido resultante será evaluado mediante pruebas de concentración de cloruros, dureza, entre otros.

5.1.1.2 Retorta. La prueba de la retorta mide la proporción de agua y sólidos contenidos en el fluido de perforación, ya que estos últimos son en gran parte los mayores responsables de las pérdidas de las propiedades que se le confieren al lodo durante la perforación. En el caso tanto del Quifa y Caño Limón, se representa un porcentaje de sólidos de 4% y 5%, respectivamente, donde el porcentaje restante, es decir 96% y 95%, pertenece a la fase continua del fluido. Con lo que se puede analizar que no se presentan grandes cambios en las propiedades conferidas al fluido durante la perforación.

5.1.1.3 Cloruros. Se tomó 1 ml de filtrado de cada uno de los lodos, y se agregaron alrededor de 5 gotas cromato de potasio, para luego titularlo con una solución de

nitrate de plata de 0,0282 N, con esto se aplica la fórmula (1) para calcular la concentración en mg/L.

$$\text{Cloruro, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{\text{mL de nitrato de plata} * 1000}{\text{mL de muestra de filtrado}} \quad (1)$$

Se reemplazan los valores de la tabla 21, en la fórmula anterior (1).

➤ Campo Caño Limón
$$\text{Cloruro, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{(7,6 \text{ mL} * 1000)}{1 \text{ mL}} = 7600 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

➤ Campo Quifa
$$\text{Cloruro, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{8,4 \text{ mL} * 1000}{1 \text{ mL}} = 8400 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

➤ Campo Purificación
$$\text{Cloruro, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{1,8 \text{ mL} * 1000}{1 \text{ mL}} = 1800 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

Para la concentración de cloruros, en ambas muestras analizadas, los resultados obtenidos están por encima de las concentraciones permitidas, de 0-5000 mg/L para los cloruros, es decir, debido a una gran concentración de diferentes sales, la concentración de cloruros en la muestra final para el Campo Caño Limón supera el tope máximo en un 52% y la muestra en del Campo Quifa supera el tope en un 68%. Esto quiere decir que el electrolito, en este caso sería el fluido de perforación, será mucho más conductivo gracias a la concentración de sales, combinada con una alta temperatura, generará, un ambiente corrosivo con una alta velocidad de reacción. Dicha concentración se calcula mediante la ecuación (2).

5.1.1.4 Dureza.

$$\text{Dureza total Ca, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{\text{mL de Versenato Estandar} * 400}{\text{mL de filtrado}} \quad (2)$$

Se reemplazan los valores de la tabla 22, en la fórmula (2).

➤ Caño Limón
$$\text{Dureza total Ca, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{1,2 \text{ mL} * 400}{1 \text{ mL}} = 480 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

➤ Quifa
$$\text{Dureza total Ca, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{0,22 \text{ mL} * 400}{1 \text{ mL}} = 88 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

➤ Purificación
$$\text{Dureza total Ca, } \frac{\text{mg}}{\text{L}} = \frac{0,25 \text{ mL} * 400}{1 \text{ mL}} = 100 \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

El calcio disuelto en el fluido de perforación puede tener serias complicaciones, ya que confiere propiedades indeseables en el lodo. Aunque en ocasiones, el calcio es aportado para controlar el hinchamiento de arcillas en el pozo, una cantidad mayor a 120 mg/L, puede ser perjudicial para la tubería de perforación. Durante la perforación existen formaciones que están constituidas en su mayor parte por rocas con calcio, además de aguas subterráneas duras que pueden aportar contenido al fluido de perforación, afectando sus propiedades y a la tubería de perforación.

Para definir este daño, la concentración permitida para el calcio es de 0 – 120 mg/L, que quiere decir, que el campo Quifa, aunque tiene formaciones arcillosas que pueden aportar calcio, la concentración de calcio se encuentra de los límites. Para el Campo Caño Limón, los niveles de concentración de calcio están elevados, 480 mg/L, sobrepasa en un 300% al tope máximo establecido debido a que en esta formación existen formaciones que presentan calcio en sus estructuras, por lo que este continuamente está presente en el lodo.

En los casos en los que es necesario, la concentración de [Ca] es controlada por el personal de fluidos de perforación con ácido y bentonita.

5.1.1.5 Alcalinidad. La alcalinidad de la muestra se toma mediante dos titulaciones distintas a 1 mL de filtrado, mediante el mismo titulante H_2SO_4 0,02 N, pero variando el indicador. La fenolftaleína, es un indicador de neutralización para bases, es decir, indica valores de pH entre 8,2 y 9,8 y el naranja de metilo, es un indicador de neutralización para ácidos, indica valores de pH entre 3,2 y 4,4.

Según eso, se debe registrar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado (Pf), como los mililitros de H_2SO_4 0,02 N, necesarios para titular hasta llegar al punto final, es decir, un pH de 8,3. Es decir, según los valores de la tabla 27, para esta prueba en cada lodo según el campo.

Para la alcalinidad del filtrado por naranja de metilo, se registra su alcalinidad (Mf) como los mililitros de ácido para Pf más los mililitros de la última titulación hasta llegar al punto final, es decir, un valor de pH de 4,3. Es decir los valores de la tabla 27 para esta prueba en cada lodo según el campo.

5.1.1.6 Tren de Gases Garret. Esta prueba consiste en la medición de la concentración de iones carbonatos y sulfuros solubles en una muestra de filtrado de un pozo, ya que la presencia de estos compuestos puede generar graves consecuencias a la tubería de perforación, debido a que son precursores de la formación de corrosión en la tubería metálica. La concentración de cada uno de estos compuestos se mide bajo las siguientes ecuaciones para los cloruros (3) y para los sulfuros (4).

$$CO^{2-} \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{\text{Longitud de la mancha tubo} * \text{Factor Tubo Gräger}}{\text{ml de muestra de filtrado}} \quad (3)$$

$$\text{Sulfuro} \left(\frac{mg}{l} \right) = \frac{\text{Longitud de la mancha tubo} * \text{Factor Tubo Gräger}}{(\text{Vol de muestra, cm})^3} \quad (4)$$

Esta prueba debía realizarse con las pruebas químicas que analizaron la composición de los fluidos de perforación tomados de cada uno de los campos, sin embargo, en estos campos no existe presencia de aporte de los iones que analiza este tipo de prueba y tampoco son producidos, producto de alguna reacción entre los químicos que reaccionan en el fluido de perforación; por la razón anterior, la prueba no se realizó con los análisis. Sin embargo se realiza un análisis teórico del mecanismo de falla que se presenta cuando existe presencia de estos compuestos aportados por la formación.

5.1.2 Componentes químicos nocivos para la tubería. Existen compuestos químicos que se agregan al fluido de perforación dependiendo el caso y según sea la necesidad de lo que se presente durante la operación, con el fin de disminuir, mantener o aumentar características esenciales del fluido como la viscosidad, el pH, peso del fluido, etc.

Algunos de estos compuestos químicos reaccionan con el material de la tubería, generando y siendo precursores de corrosión, o en el caso de que esta ya exista, acelerar su velocidad y/o aumentar las áreas afectadas. Los compuestos más comunes son un grupo de sales utilizadas para mantener el pH alcalino del lodo para evitar su descomposición por bacterias o polímeros y un grupo de ácidos que evitan la contaminación en formaciones con yeso, calcio y arcillas.

5.1.2.1 Soda caustica. Este compuesto se utiliza en los fluidos de perforación para mantener y/o aumentar el pH, el cual evita que el lodo y/o los polímeros se degraden o haya contaminación por bacterias en el lodo. Se clasifica como una base fuerte con valor de 13,5 en la escala de pH, una densidad de 2,1 gr/cm³ y una solubilidad de 109 gr/100 ml de agua a 20 °C. Su alto valor de pH, lo clasifica como una base altamente alcalina, además de tener un alto valor para la solubilidad del hidróxido en el agua, y es directamente proporcional al aumento de la temperatura.

Como tal, no existe una reacción entre el hierro y la soda caustica si no existe la presencias de un electrolito como el agua; en donde la base fuerte se disocia completamente e inicia una reacción electroquímica. Este compuesto está regulado

bajo la NTC 1019, que presenta el procedimiento para realizar análisis de concentración en laboratorio.

La formación de una celda electroquímica representa el inicio de la corrosión en la superficie metálica expuesta en la tubería de perforación; en el caso de los fluidos de perforación de los campos analizados, la soda caustica es usada para mantener el pH, por la presencia de polímeros biodegradables en el fluido base agua, durante la operación; por lo que en todos los casos se formaran celdas electrolíticas e iniciara el proceso de corrosión.

5.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación viaja a través del interior de la tubería de perforación hasta la broca, y retorna con los cortes hacia la superficie por medio del anular del pozo, en este proceso se debe tener en cuenta que el fluido viaja a altas presiones, temperaturas y velocidades, lo que provoca efectos negativos interna y externamente a lo largo del cuerpo de la tubería. Internamente la tubería presenta un recubrimiento, que evita el contacto directo del fluido de perforación con la superficie metálica, reduciendo la posibilidad de corrosión a lo largo del interior de la tubería, sin embargo, debido a la presión, temperatura, velocidad del flujo y los químicos que estén disueltos en el lodo, la capa puede ser retirada e iniciarse una corrosión interna.

En el caso externo, el fluido de perforación transporta cortes, que pueden ser abrasivos y duros, así como en el caso de pozos que no son totalmente verticales, la superficie de la tubería puede estar en contacto con la formación, que dadas las mismas condiciones que la parte interna, puede generar perdida de material, hendiduras e imperfecciones.

En estos daños presentados en la tubería, es donde se pueden generar fallas futuras, pero estas dependen de las condiciones principales del fluido de perforación que se comentaran a continuación.

5.2.1 Temperatura. La temperatura es un parámetro indirecto decisivo en la formación de corrosión, es decir, que este influye en el aumento o disminución de la velocidad de reacción en una superficie expuesta. La medición de esta condición es una de las principales a la hora de determinar la corrosividad de un ambiente, debido a que influye en otros parámetros que favorecen la corrosión, como la humedad y la solubilidad de fluidos entre otros.

La temperatura está ligada directamente con la constante de velocidad de la reacción, según se muestra en la ecuación (5) de Arrhenius.

$$K = Ae^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (5)$$

Esta ecuación comprueba la dependencia de la constante de velocidad de la temperatura, es decir, el comportamiento será que al aumentar la temperatura aumentará la constante de velocidad, y por ende la velocidad de reacción y formación de corrosión en la superficie.

Se debe tener en cuenta que para sistemas cerrados la velocidad de corrosión aumenta con la temperatura, mientras que para los sistemas abiertos, la temperatura tiene diversos efectos, afectando la solubilidad de algunos compuestos, comportamiento de la viscosidad y aunque aumenta la velocidad de corrosión, no tiene la misma proporción ya que existe energía que se intercambia con el entorno.

Analizando las propiedades del entorno a altas profundidades, es importante mencionar que la temperatura es mayor a medida que aumenta la profundidad; en el caso del campo Caño Limón, el promedio de profundidad de un pozo esta alrededor de 8000 ft, donde se tienen un gradiente geotérmico entre los 70-80 °C, además de la temperatura que adquiere la broca, debido a la fricción con la formación a medida que avanza la perforación, estos factores me generan un aumento en la temperatura del lodo, que para el pozo La Yuca 288, se obtuvo un lodo con temperatura de alrededor de los 100°C.

Para el Campo Quifa, el promedio de profundidad de un pozo perforado es de 4000 ft, donde el gradiente geotérmico es de 45-50 °C, más la temperatura de la broca; obteniendo un fluido de perforación entre los 70°C y 80°C. Lo mencionado anteriormente aumenta la velocidad de corrosión, así como afecta otro tipo de compuestos para control de arcillas, fosfatos, oxígeno, entre otros.

5.2.2 Tipo de agua. El agua en la que se prepara el fluido de perforación también influye en gran parte en los efectos que puedan darse en la tubería de perforación, ya que dependiendo de las condiciones del agua, se escogen los componentes básicos que se le debe agregar para que el lodo obtenga las propiedades necesarias para el trabajo.

5.2.2.1 Dulce. El lodo preparado en agua dulce, presenta propiedades de pH neutros, se utiliza para lodo que perforan a presiones bajas, y es económica debido a que no requiere de muchos tratamientos para ser purificada y retornarla de la fuente que se tomó.

5.2.2.2 Salada. El lodo de perforación preparado a base de salmuera, se usa comúnmente como un fluido de rehabilitación de pozos, ya que al ser un sistema libre de sólidos, causa un daño mínimo a la formación.

5.2.2.3 Saturada. Contiene sales solubles en concentraciones bajas en la solución, pero puede saturarse a medida que se agregan más sales en la solución. Se clasifica como saturada cuando la concentración de sal es alrededor de 268.000 ppm de NaCl.

El agua utilizada para la preparación de los fluidos de perforación de los Campos Quifa y Caño Limón, es agua dulce, por lo que esta no debería influir en la formación de corrosión en la tubería en el inicio de la perforación, sin embargo, a medida que la perforación avanza, los aditivos que se agregan con el fin de obtener propiedades específicas según sea el caso, como por ejemplo, mantener el pH, implican un aumento en la concentración de la sal, lo que hace cambiar la clasificación del agua a lo largo del proceso.

5.2.3 Efecto del pH. El pH representa la cantidad de iones H^+ libres en una solución, donde se presenta una relación entre la cantidad de iones H^+ y OH^- que están presentes, según esto, una solución ácida, presentará una alta concentración de iones H^+ y bajas de OH^- , por lo que tendrá valores de pH entre 1 y 6; en el caso contrario una solución básica o alcalina, presentará bajas concentraciones de H^+ y altas concentraciones de iones OH^- , por lo que tendrá valores de pH entre 8 y 14, como se muestra en la tabla 28. El valor de 7, será para soluciones que tengan concentraciones equivalentes de los iones H^+ y OH^- , los cuales no presentan pH que puedan favorecer la corrosión.

Tabla 25. Comportamiento del pH en una solución.

pH	Concentración [H ⁺]	Tipo	Concentración [OH ⁻]	Corrosividad
0	1	Ácido	10 ⁻¹⁴	Alta
1	10 ⁻¹		10 ⁻¹³	
2	10 ⁻²		10 ⁻¹²	
3	10 ⁻³		10 ⁻¹¹	
4	10 ⁻⁴		10 ⁻¹⁰	
5	10 ⁻⁵		10 ⁻⁹	
6	10 ⁻⁶	Neutro	10 ⁻⁸	Nula
7	10 ⁻⁷		10 ⁻⁷	
8	10 ⁻⁸	Básico o Alcalino	10 ⁻⁶	
9	10 ⁻⁹		10 ⁻⁵	
10	10 ⁻¹⁰		10 ⁻⁴	
11	10 ⁻¹¹		10 ⁻³	
12	10 ⁻¹²		10 ⁻²	
13	10 ⁻¹³		10 ⁻¹	
14	10 ⁻¹⁴		1	Alta

Fuente: Elaboración propia

Al observar los resultados de la tabla 26, y compararlos con la tabla 28, podemos evidenciar que los fluidos de perforación de Caño Limón presento un pH de 8,9, como se observa en la figura 21, donde se observa un color verde semi-oscuro, el cual según la clasificación de colores, representan un valor de pH entre 8 y 9.

Para el fluido de perforación del Campo Quifa, se presentó un pH de 10, como se muestra en la figura 22. Estos son lodos que se mantienen con una concentración de iones [OH⁻] media, es decir concentraciones entre 10⁻³ y 10⁻⁴, respectivamente y con una concentración de iones hidrógeno baja entre 10⁻⁸ y 10⁻⁹, lo que los clasifica como lodos básicos. Además, podemos observar que se encuentran en el límite de un pH corrosivo para las superficies expuestas, por lo que la formación de corrosión no será causada en su totalidad por el pH, siempre y cuando se mantenga en valores de pH nulos, en cuanto a formación de corrosión.

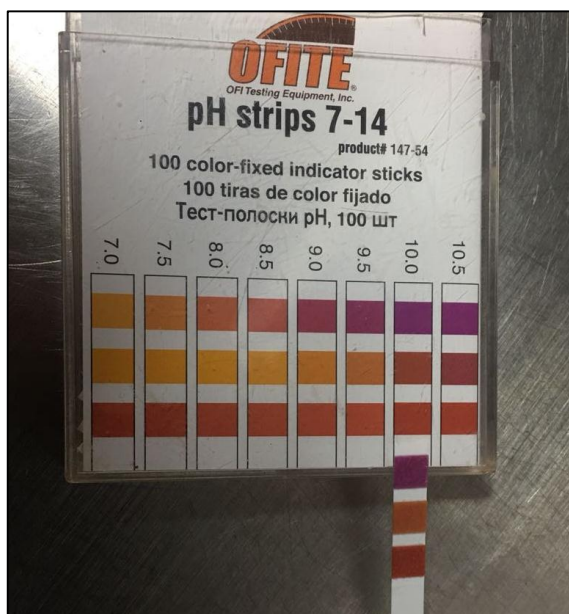
Se debe tener en cuenta que a medida que se agregan otros compuestos, los valores del pH, pueden aumentar o disminuir según sea el aporte de iones H⁺ u OH⁻ de dichos compuestos, por lo que se debe realizar seguimiento al pH constantemente.

Figura 20. Determinación de pH en la muestra de lodo del Campo Caño limón.



Fuente: Elaboración propia

Figura 21. Determinación de pH en la muestra de lodo del Campo Quifa



Fuente: Elaboración propia

El pH suele considerarse como un factor importante en el fluido de perforación por lo que se mantiene controlado durante la operación, debido a que de este depende su degradación. Mantener alto el pH del lodo evita la despolimerización y ruptura de las cadenas de los polímeros degradables, que aportan características de viscosidad, secuestrantes y densificantes, así como, evita la contaminación por bacterias y la pérdida de viscosidad.

5.2.4 Compuestos aportados por la formación. Existen compuestos que no son agregados al fluido de forma controlada, como es el caso de gases presentes en las formaciones y estratos geológicos, los cuales a medida que se perfora, encuentran una vía de salida y es allí donde se incorporan al fluido. El dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico son clasificados como gases corrosivos; además de que este último es tóxico para el ser humano. Estando disueltos, los compuestos son perjudiciales para la tubería ya que aumentan la corrosión.

Para la detección del ácido sulfhídrico existen sensores especializados en la salida del lodo del pozo, además de generar una floculación del fluido, aumento de viscosidad y disminución de la densidad; en caso del dióxido de carbono se presentan cambios reconocibles en el lodo, es decir, aumento repentino en la viscosidad del lodo, el peso y el pH tienden a disminuir. Estos dos compuestos siempre van a ser aportados por la formación, ya que en el lodo no se utilizan compuestos que puedan generarlos.

5.2.4.1 Dióxido de Carbono. El dióxido de carbono o anhídrido carbónico, CO_2 , está presente por disolución en la atmósfera gracias a que es producto de diversos procesos químicos, sin embargo, también puede encontrarse en formaciones geológicas de algunas cuencas como las del Valle del Magdalena. En los campos evaluados no se presenta aporte de dióxido de carbono de la formación al fluido de perforación, sin embargo aunque este no se presente, se nombran los mecanismos de reacción que llevan a la corrosión de la tubería. En la tabla 29, se presentan las características fisicoquímicas principales de esta sustancia.

Tabla 26. Propiedades fisicoquímicas del Dióxido de Carbono.

Estado Físico	Gas
Masa Molecular	44 gr/mol
Color	Incoloro
Olor	Sin olor característico
pH	NA
Punto fusión	-78,5 °C
Punto de ebullición	194,65 K
Inflamación	NA
Temperatura crítica	304,15 K
Temperatura auto-ignición.	NA
Presión crítica	7375 KPa
Presión de vapor	5730 KPa
Densidad relativa	0,82 gr/ml
Densidad de gas relativa	1,52
Solubilidad	Agua: 2000 mg/L
Fuente: PRAXAIR, Hoja de datos de seguridad, Dióxido de Carbono. México 1979.	

El dióxido de carbono es una sustancia soluble en el agua, que en este caso, es la base principal del lodo de perforación; dicha solubilidad es proporcional a la fugacidad del compuesto, en este caso, el dióxido de carbono presenta una fugacidad alta, por lo que se presentara en mayor proporción en fase gaseosa, donde a altas presiones se disolverá en el fluido, pero seguirá siendo gaseoso, lo que generara cambios en el fluido, a su vez este depende de la temperatura y presión del medio de disolución, en este caso, en un medio de altas presiones y temperaturas, aumenta la concentración disuelta del compuesto gaseoso. Esta disolución reacciona para formar ácido carbónico, de acuerdo a la siguiente reacción (6):



Este nuevo compuesto mediante la disociación iónica en el agua, puede generar hidrógeno libre, además de iones carbonato y bicarbonato. Con estos iones libres, se producen una serie de reacciones de transferencia electrónica, es decir, reacciones catódicas entre la superficie y el medio, con la reacción de oxidación del hierro (7).



Este proceso de oxidación genera pérdida y debilitamiento del material principal de la tubería de perforación, lo que más adelante dará lugar a posibles fallas mecánicas como fisuras y fallas de tensión, además de presentar reacciones adicionales (8), como la producción de oxisales. Depósitos de carbonato de hierro, o carbonato ferroso, puede ser una prueba de existe corrosión por presencia de dióxido de carbono

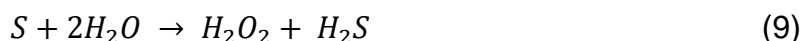


5.2.4.2 Ácido Sulfhídrico. El ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrogeno, H₂S, es un ácido débil y gas tóxico, con olor característico a huevo podrido en concentraciones bajas, e inodoro en concentraciones altas; a continuación en la tabla 30 se presentan las características fisicoquímicas del compuesto.

Tabla 27. Propiedades fisicoquímicas del Sulfuro de Hidrogeno

Estado Físico	Gas
Masa Molecular	34,1 gr/mol
Color	Incoloro
Olor	Huevos Podridos
pH	NA
Punto fusión	-85 °C
Punto de ebullición	213,15 K
Inflamación	NA
Temperatura Critica	373,1 K
Temperatura auto-ignición.	260 °C
Presión critica	9020 KPa
Presión de vapor	1579 KPa
Densidad relativa	1,363 gr/ml
Densidad de gas relativa	1,19
Solubilidad	Agua: 5000 mg/L
Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, Hoja de seguridad XIX Sulfuro de Hidrogeno. México 2016.	

En los campos evaluados no se presenta aporte de ácido sulfhídrico de la formación al lodo de perforación, sin embargo, aunque este no se presente, se nombran los mecanismos de reacción que llevan a la corrosión de la tubería. El H₂S puede generarse a partir de descomposición de materia orgánica en el subsuelo, como también, de depósitos subterráneos de azufre, el cual entra en contacto con agua o vapor de agua; reacción (9) de la cual resulta un ácido con capacidades tóxicas y corrosivas.



En la operación de perforación, cuando se entra en contacto con una formación en la que exista presencia de ácido sulfhídrico, este tiene la capacidad de solubilizarse en el lodo base agua, mediante una disociación como se muestra en la reacción (10), la que producirá iones libres de hidrógeno e hidrosulfuro.



Esta disociación dará lugar a otras reacciones alternas, donde se producirá la producción de iones carbonato, además de hidrogeno libre (11).



Para el sulfuro de hidrogeno y sus disociaciones, también se presentan las mismas reacciones catódicas que en el caso anterior, con la misma reacción anódica (3). Estos compuestos iónicos, generarán una corrosión inmediata, debido a sus propiedades y aumento en la concentración de iones H+, es decir, una acidificación del pH del fluido. La reacción de corrosión entre el sulfuro de hidrogeno y el hierro (12), genera hidrógeno libre y sulfuro de hierro, donde éste último compuesto es altamente inflamable con propiedades magnéticas, por lo que será evidente su presencia en la tubería de perforación.



Asimismo se debe tener en cuenta que en ambos procesos también existe una disociación de las moléculas del agua, aportando iones libres de hidrogeno e hidróxido, como se ve en la reacción (13).



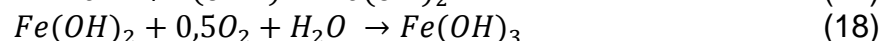
5.2.4.3 Oxígeno. El oxígeno es el principal elemento oxidante conocido, debido a que en sus reacciones se producen compuestos óxidos; ya que este es el compuesto que siempre se reduce, según sea el medio, como se ven en las reacciones (14) correspondiente a la reducción en un medio ácido y la (15) correspondiente a la reducción en un medio natural o alcalino.



Otro caso que se puede presentar es, cuando en el medio se presenta iones libres de hidrogeno y oxígeno, se presenta la siguiente reacción. (16)



En el caso de los campos analizados, todos presentan medios alcalinos, ya que el lodo debe mantener es este rango de pH, para no degradarse. La presencia de oxígeno y un medio alcalino, como es el caso de análisis, conlleva a que se presente la siguiente secuencia de reacciones (17 a 19).





Los compuestos resultantes de las reacciones anteriores muestran el proceso de oxidación por presencia de oxígeno en un material ferroso, en un ambiente básico o alcalino. Para la tubería que estamos analizando la cual está fabricada a partir de acero, una aleación compuesta por hierro, y en contacto con un fluido de perforación alcalino, se muestra la formación de corrosión, es decir formación de óxido férrico, lo que conlleva a pérdidas de material y disminución del espesor a lo largo del cuerpo de la tubería, así como pérdida de propiedades mecánicas del material, lo que conllevará a problemas mecánicos.

5.3 AFECTACIONES AMBIENTALES

5.3.1 Consecuencias de exposición. La tubería de perforación está expuesta a diferentes condiciones ambientales durante la perforación, lo que se divide en dos segmentos, cuando la tubería se encuentra en uso, se presentan dos escenarios; puede estar en el pozo, y puede estar “parada” en la mesa de trabajo.

La tubería “parada” como se observa en la figura 23, es un proceso en el cual la tubería se saca del pozo, en uniones de 2 o 3 tubos, dependiendo del taladro de perforación, y se organiza en posición vertical en la mesa, con unos soportes ubicados en la parte media de la torre; este proceso disminuye el tiempo de retirar la tubería del pozo cuando se van a realizar viajes de acondicionamiento, agregar al BHA herramientas de fondo especializadas, entre otros; además de que permite tener la tubería lista para su uso más adelante.

Figura 22. Equipo E1225 con paradas de 3 tubos ubicados en la mesa de perforación.



Fuente: Elaboración propia

Durante los periodos de almacenamiento, la tubería se organiza de manera horizontal en canastas al aire libre, donde están en contacto una contra otra, además de estar expuestas a diferentes condiciones ambientales que crean entorno en el que se propicia la formación de corrosión a lo largo del cuerpo y las conexiones de la tubería de perforación, como se analizarán a continuación.

5.3.1.1 Lluvia y corrientes de aire. El agua a condiciones ambientales es un fluido con grandes propiedades corrosivas, ejemplos como las aguas lluvias, pueden potenciar la corrosión por una serie de factores comunes con las operaciones de perforación. Factores importantes como tener pH ácidos, capacidad de solubilizar compuestos depositados en la superficie y conexiones de los tubulares, adquirir temperaturas medias/altas, servir como medio para reacciones electrolíticas, además de filtrarse en protectores de las conexiones, son parámetros que influyen en la corrosión mientras la tubería se encuentra en stock de almacenamiento o transporte.

Las corrientes de aire, que fluyen cuando la tubería se encuentra almacenada o en casos como el de la figura 24, debido a la transferencia de masa, elimina o aporta

humedad según el ambiente en el que se encuentre. Existen zonas expuestas (conexiones de la tubería), donde estas corrientes y la transferencia de masa, genera depósito de residuos y sólidos disueltos en las superficies, que en caso de no ser retirados pueden generar acumulación y provocar fallas en las zonas de las conexiones.

Casos como los anteriores, son evidentes en los campos analizados en este proyecto, donde las condiciones ambientales variables, no han sido consideradas con el fin de evaluar el impacto de daño o afectación que este puede tener sobre la tubería y sus conexiones.

Figura 23. Afectaciones ambientales en la tubería



Fuente: Elaboración propia

5.3.1.2 Almacenamiento. El almacenamiento de la tubería de perforación es un aspecto importante que influye en el deterioro de los tubulares. Dado que existen diversas condiciones ambientales que pueden afectar las tuberías, tales como, ambientes oxidados, ácidos, de temperaturas elevadas y húmedos, entre otros. Estos ambientes exigen condiciones de almacenamiento y transporte de la tubería que debe considerarse específico para cada uno de estos.

En la figura 25 se observa el almacenamiento inadecuado de los campos en estudio, disminuyendo la vida útil de la tubería, roce entre los tubos provocando corrosión y permitiendo que los residuos de perforación ataquen al material de la sarta.

Figura 24. Almacenamiento de la tubería en los Campos

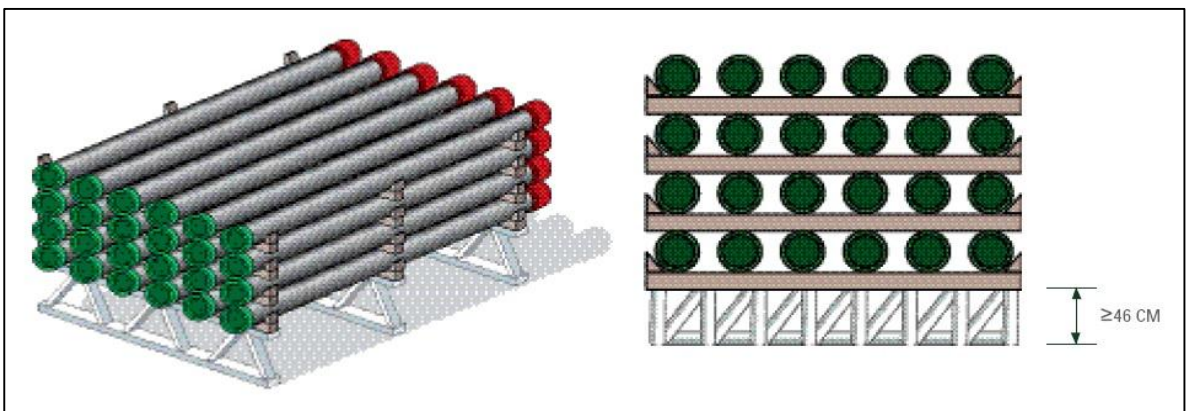


Fuente: Elaboración propia

La tubería no debe estar en contacto entre sí en las zonas de depósito, con el fin de evitar daños mecánicos, agravamiento de fisuras sobre la superficie, pérdida de material y corrosión galvánica, tal como se muestra en la figura 26, ya que según la norma *Recommended Practice for care and use of casing and tubing*, API RP 5C1 del *American Petroleum Institute*, los tubos no deben estar a menos de 46 cm del piso, para que no entren en contacto con la humedad y el polvo; también deben estar sobre soportes espaciados y cada uno con su debido protector en perfectas condiciones, para no provocar flexiones o daños en las roscas.

Aunque no sea estrictamente para tubería de perforación, la norma API RP 5C1, presenta opciones para el almacenamiento de la tubería en general, que puede reducir los efectos perjudiciales para esta durante los periodos en los que no se encuentra en operación.

Figura 25. Almacenamiento adecuado de la tubería



Fuente: TENARIS MARKETING COMMUNICATIONS, Manual de usos de casing y tubing. Buenos Aires, 2007. P 7. Modificado por los autores.

Cuando la tubería este siendo preparada para guardarse o transportarse, se debe aplicar grasa de almacenamiento, la cual es especializada para desplazar agua y posibles residuos de cortes que queden después del roscado, además de contener inhibidores de oxidación y corrosión, que evitan su formación durante este periodo. Lo protectores de las conexiones deben:

- Permanecer en buen estado, es decir, sin presentar fracturas en su carcasa por la que se pueden filtrar corrientes agua y aire.
- Estar limpios al momento de ser instalados, evitando residuos de tierra o arena, que pueda generar fricción y/o abrasión contra el material de la rosca.

Dicho lo anterior, en la figura 27 se presenta todo lo contrario relacionado a la buenas condiciones de uso y almacenamiento, ya que así mismo van dentro de las conexiones de la tubería, pero se debe tener en cuenta que el lugar donde están ubicados estos protectores, no tienen las mejores condiciones posibles, debido a que están expuestos a agua, residuos, condiciones ambientales, etc.

Con estos parámetros, la tubería debería tener menos daños y fallas durante el periodo en el que no estén en operaciones.

Figura 26. Mal manejo de protectores en los Campos de estudio



Fuente: Elaboración propia

5.3.1.3 Residuos. Después de las operaciones de perforación, la tubería se separa, limpia y se cubren sus extremos con los respectivos protectores para cada una de las conexiones, sin embargo, residuos del fluido de perforación quedan adheridos gracias a su viscosidad, en la parte interna del tubo, este puede permanecer adherido a la superficie interna, cubriendo lugares que estén recubiertos o estén expuestos, lo que tendrá una repercusión negativa en el estado físico de esta zona, ya que en las áreas de metal expuesto, las sales, ácidos u otros compuestos corrosivos que están disueltos en el lodo de perforación, que haya quedado adherido de las paredes, puede empezar a hacer reacción con ellas y aumentar la corrosión o provocarla.

Es importante realizar una limpieza interna de la tubería con el fin de retirar los residuos que aún existan en la zona, con el fin de evitar posibles reacciones corrosivas en el cuerpo y las conexiones de la tubería.

En la figura 28, se puede observar que en los campos estudiados no retiran los residuos que quedan en los protectores ni en las conexiones, el cual sería un factor importante de las causas de las fallas en las roscas y sellos, ya que los químicos del lodo tienen el tiempo para actuar de manera perjudicial sobre el material.

Figura 27. Residuos de la tubería en los Campos estudiados



Fuente: Elaboración propia

5.4 CORROSIÓN EN TUBERÍA³³

La corrosión se define como el deterioro del metal debido a una reacción electroquímica entre el metal y su entorno. Para que se de esta reacción electroquímica, deben existir un ánodo y un cátodo, donde se presentan dos posibles escenarios; el primero, el ánodo está representado por la superficie metálica de la tubería de perforación, y el cátodo son las diferentes reacciones que se presentan en el entorno y el segundo, es donde el ánodo y el cátodo están presentes al mismo tiempo en la tubería de perforación.

El medio electrolítico, en este caso el lodo de perforación y/o el agua, en contacto con la superficie. Cumpliendo con las condiciones anteriores, el drill pipe está expuesto al daño de su estructura debido a la formación de corrosión, sin embargo, se presentan diferentes tipos de corrosión, formadas a partir de diferentes procesos, velocidades y condiciones, los cuales se mencionarán a continuación.

Existe una serie de factores que originan corrosión, ya sea metalúrgico, fisicoquímico o de uso.

5.4.1.1 Metalúrgico.

- Heterogeneidad en la composición química, estructura interna, tamaño y forma de los átomos.
- Manufactura y tratamientos térmicos aplicados al material.

5.4.1.2 Fisicoquímico.

- Tipo y cantidad de Sales.
- Presencia de Oxígeno, Dióxido de carbono o sulfuro de hidrogeno.
- Temperatura, presión, viscosidad y densidad.
- Fuerza Electromotriz (FEM).

5.4.1.3 De Uso.

- Estado de la superficie.
- Acritud.
- Velocidad del fluido.

Ciertas combinaciones de cada uno de los factores anteriores generan un tipo de corrosión específico, sin embargo, para el estudio en desarrollo y conociendo las condiciones en las que se trabaja, los tipos de corrosión química que se presentan son los siguientes.

³³ REYMOND CHANG. Química II. Traducción Erika Jasso Hernán. 21 ed. Editorial McGraw Hill. Bogotá D.C.

5.4.2 Corrosión por aireación diferencial³⁴. La corrosión por aireación diferencial se da debido a un gradiente de oxígeno entre dos puntos, ya que el potencial eléctrico del oxígeno es mayor que el del hierro, se producirá la reacción de corrosión. En los lugares donde escasee el oxígeno, serán las zonas en que se presente la corrosión, ya que allí ocurrirán las reacciones anódicas, en el caso contrario, donde exista mayor concentración de oxígeno es donde se protegerá, es decir actuará como cátodo; como no es posible asegurar la concentración de oxígeno disuelto en la uniformidad del fluido de perforación, se recomienda la eliminación o control mediante secuestrantes de oxígeno.

En los lugares donde existe presencia de arcilla lo más probable es que sufra este tipo de corrosión, también en lugares con diferentes grados de humedad, en las que a su vez, la concentración de oxígeno es variable.

5.4.3 Corrosión por picadura.³⁵ Se debe al daño o deterioro de la película pasivante creada en la superficie del material metálico. La picadura es una forma de ataque corrosivo localizado que produce pequeños agujeros en la superficie metálica, los cuales, en algunos casos son difíciles de detectar, ya que son cubiertos por productos de la corrosión.

Dichos agujeros inician en aquellos lugares donde se produce un aumento local de la velocidad de corrosión, dada por, heterogeneidad en la estructura y composición sobre la superficie del metal, además de diferencias en las concentraciones de oxígeno, pueden crear celdas de corrosión que den inicio a este tipo de ataque.

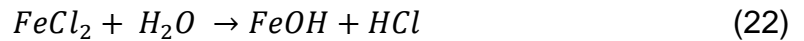
Es común ver la corrosión por picadura en medios salino aireados, donde la zona afectada con perforaciones sobre la superficie metálica, crean disolución del material metálico en el fondo del hoyo, con altas concentraciones de acidez debido a que el medio se presentan concentraciones de iones Cl^- , des ionizados de la sal $NaCl$ en el agua (20) y otras sales.



El proceso de la corrosión sigue el proceso de reacción de las reacciones (7) para la reacción del cátodo, es decir, la oxidación del metal y (17) para la reacción del ánodo, ósea, la reducción del oxígeno en un medio alcalino. De este modo el metal circundante está protegido catódicamente, de manera que la elevada concentración de iones metálicos en el interior de hueco, atrae iones cloruro para mantener el equilibrio. El producto de este equilibrio reacciona con el agua para producir un hidróxido metálico y liberar el ácido mediante la siguiente reacción (22).

³⁴ REYMOND CHANG. Química II. Traducción Erika Jasso Hernán. 21 ed. Editorial McGraw Hill. Bogotá D.C. p 76.

³⁵ Lbid p 76.



5.4.4 Corrosión por erosión³⁶. La corrosión por erosión se debe al incremento de la velocidad de corrosión por un medio corrosivo por una velocidad errática del fluido. En este caso el ánodo del metal se oxida y se genera una película pasivante, sin embargo, esta película se retira debido al flujo.

Este tipo de corrosión es causado la mayoría de veces por los sólidos suspendidos o burbujas de gas, ya que el contacto del flujo con la superficie metálica provoca un desgaste incrementando la velocidad de ataque, ocurre principalmente cuando se está manejando flujos turbulentos, es decir, cambios de dirección bruscos.

Existen diferentes tipos de corrosión por erosión, como la cavitación el cual se genera por el colapso debido a las altas presiones provocando un debilitamiento del material removiendo el revestimiento de la tubería; otro tipo es el desgaste que es causado por el roce de dos piezas del metal ya que el calor de fricción oxida el metal y el óxido se elimina provocando daño mecánico en la tubería de perforación.

5.4.4.1 Cálculo de la velocidad erosional. Las líneas de flujo, los pliegues de producción, cabezales de proceso y otros diseños en los que se transportan los fluidos deben basarse en la velocidad de flujo. La pérdida de grosor de la pared se produce por un proceso de erosión-corrosión. Este proceso consiste en contaminantes agresivos a la corrosión, tales como CO₂, que alteran la trayectoria del flujo. A continuación se presenta la ecuación (23) para determinar una velocidad erosional mediante propiedades no específicas como propiedades erosivas-corrosivas.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (23)$$

Dónde:

- V_e : velocidad erosional (ft/seg)
- C : constante empírica
- ρ : densidad de la mezcla (lb/ft³)

La constante “C” presenta valores específicos para cada tipo de fluido dependiendo de la cantidad de sólidos que se presenten en el flujo, establece valores de $C=100$, para el flujo continuo y de $C=125$ para un flujo intermitente. Para flujos sin presencia de sólidos, donde la corrosión no es anticipada, controlada por inhibidores o

³⁶ REYMOND CHANG. Química II. Traducción Erika Jasso Hernán. 21 ed. Editorial McGraw Hill. Bogotá D.C. p. 77

aleaciones resistentes a ella el valor de la constante puede tomar valores entre 150 y 200 para el flujo continuo y valores entre 200 y 250 para el flujo intermitente.

Si se anticipa la presencia de sólidos en la corriente del fluido, las velocidades de flujo deberían reducirse considerablemente y allí, la constante podría tomar diferentes valores que deberían ser tomados experimentalmente cuando son fluidos de aplicaciones específicas. Sin embargo, no en todos los casos es posible, por lo que, para flujos continuos que presenten sólidos o contaminantes debe usarse valores superiores a 100, donde deben considerarse posible pérdidas periódicas del espesor de la tubería³⁷. En la tabla 31 se realiza una clasificación de los posibles valores que podría tomar C dependiendo las condiciones anteriormente nombradas.

Tabla 28. Definición de la constante C para la velocidad erosional.

Condición	C
Flujo continuo	100
Flujo intermitente	125
Flujo continuo sin sólidos	150-200
Flujo Intermitente. sin sólidos	200-250
Flujo continuo con sólidos o sustancias corrosivas	>100
Flujo intermitente con sólidos o sustancias corrosivas	>150
Flujo Líquido	155
Flujo Gaseoso Seco	100
Flujo Gaseoso Húmedo	200
Flujo Multifásico	100

Fuente: API. Recommended practice for desing and installation of offshore production plataform piping systems API RP 14E. Junio 2000. First edition. p. 23

Con base en lo anterior procedemos a calcular la velocidad erosional de los campos Caño Limón y Campo Quifa en cada uno de los casos posibles.

Densidad del lodo de Campo Caño Limón (lb/ft³)

$$8,8 \frac{lb}{gl} * \frac{1 gl}{0,133681 ft^3} = 65,8284 \frac{lb}{ft^3}$$

Densidad del lodo de Campo Quifa (lb/ft³)

$$9,1 \frac{lb}{gl} * \frac{1 gl}{0,133681 ft^3} = 68,0725 \frac{lb}{ft^3}$$

Densidad de lodo de Campo Purificación (lb/ft³)

³⁷ API. Recommended practice for desing and installation of offshore production plataform piping systems API RP 14E. Junio 2000. First edition. p. 23

$$10,6 \frac{lb}{gl} * \frac{1 gl}{0,133681 ft^3} = 79,2932 \frac{lb}{ft^3}$$

Realizando la conversión de la densidad de cada uno de los datos recolectados para cada campo, se procede a calcular los valores de la velocidad erosional, teniendo en cuenta diferentes tipos de flujo durante la perforación, como se observa en la tabla 32.

Tabla 29. Calculo de la velocidad erosional para cada fluido analizado

Velocidad Erosional (ft/seg)	C	Campo Caño Limón	Campo Quifa	Campo Purificación
Flujo continuo liquido	100	12,33	12,12	11,23
Flujo continuo sin solidos	180	22,19	21,82	20,21
Flujo continuo con sólidos o sustancias corrosivas	150	18,49	18,18	16,85
Fuente: Elaboración propia				

Con los valores de la velocidad erosional calculados para cada una de las fases de perforación en los campos evaluados en el análisis, se procede a ahacer la comparación dimensional con las velocidades de flujo en las fases de perforación de los pozos La Yuca 288, Quifa 634H, Venganza 41H con las tablas 33, 34 y 35 respectivamente.

Tabla 30 Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Caño Limón.

Estado	Fase	Velocidad Erosional	Velocidad de Flujo	Relación
Flujo continuo liquido	Inicial	12,33	6,39	Menor
	Intermedia		19,14	Mayor
	Final		14,89	Mayor
Flujo continuo sin solidos	Inicial	22,19	6,39	Menor
	Intermedia		19,14	Menor
	Final		14,89	Menor
Flujo continuo con sólidos o sustancias corrosivas	Inicial	18,49	6,39	Menor
	Intermedia		19,14	Mayor
	Final		14,83	Menor
Fuente: Elaboración propia				

Tabla 31. Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Quifa.

Estado	Fase	Velocidad Erosional	Velocidad de Flujo	Relación
Flujo continuo liquido	Inicial	12,12	17,29	Mayor
	Intermedia		14,40	Mayor
	Final		12,23	Mayor
Flujo continuo sin solidos	Inicial	21,82	17,29	Menor
	Intermedia		14,40	Menor
	Final		12,23	Menor
Flujo continuo con sólidos o sustancias corrosivas	Inicial	18,18	17,29	Menor
	Intermedia		14,40	Menor
	Final		12,230	Menor
Fuente: Elaboración propia				

Tabla 32. Comparación de las velocidades por etapas de perforación con la velocidad erosional del Campo Purificación.

Estado	Fase	Velocidad Erosional	Velocidad de Flujo	Relación
Flujo continuo liquido	Inicial	11,23	7,08	Menor
	Intermedia		22,14	Mayor
	Final		26,59	Mayor
Flujo continuo sin solidos	Inicial	20,21	7,08	Menor
	Intermedia		22,14	Mayor
	Final		26,59	Mayor
Flujo continuo con sólidos o sustancias corrosivas	Inicial	16,85	7,08	Menor
	Intermedia		22,14	Mayor
	Final		26,59	Mayor
Fuente: Elaboración propia				

6. ANÁLISIS MECÁNICO

En este capítulo se describen las condiciones más importantes que se deben tener en cuenta en la perforación, además de la información técnica especificada de cada tubería y se evalúa la formación de corrosión para cada una de ellas.

6.1 DAÑOS DE TUBERÍA

El daño de tubería es importante ya que se debe identificar cuáles son las principales causas de daño, con el fin de evitar nuevos problemas.

6.1.1 Daño por Torsión. Esta falla es un mecanismo de sobrecarga que ocurre cuando se excede el límite elástico, es decir, se da una torcedura de la tubería que ocurre especialmente en el cuerpo del drill pipe o en el tool joint, aunque esta última es más común porque las conexiones son más débiles a la torsión, es decir el daño es más frecuente en el pin y el box, porque son las partes que más son expuestas a estas sobrecargas.

La torsión es aplicada desde la superficie, en donde la sarta esté en rotación en la parte superior pero en la parte inferior esté quieta, generando un punto de concentración de esfuerzos. Es por esto, que las conexiones tienen más probabilidades en fallar por las diferentes variaciones de fuerzas causadas por el top drive; pero también puede fallar cuando la tubería y las conexiones están sometidas a un alto ángulo de deslizamiento teniendo como consecuencia una vibración torsional.

6.1.2 Daños por colapso. Esta falla se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión; depende de diversos factores como la fabricación del tubo ya que afecta la cedencia del material, geometría tubular y condiciones de esfuerzos en la tubería.

Se debe tener en cuenta las zonas de colapso que son: colapso de cedencia, plástico, transición o tensión y elástico; estas dependen de la delgadez de la tubería, es decir, el diámetro. Este daño puede ocurrir también por el efecto de la presión exterior que ejerce en la columna hidrostática los fluidos de perforación, esa presión depende de la densidad de ese fluido y aumenta a medida de la profundidad. Generalmente, ocurre en la tubería que es menos robusta como lo son los Heavy Weight ya que ellos son los que soportan la mayor presión externa.

6.1.3 Daños por estallamiento. Esta falla es conocida como presión interna ya que se genera por la acción de cargas de presión actuando dentro de la tubería de perforación. Las sargas de perforación están sujetas a una presión de cedencia, por lo cual si la presión interna ejercida es mayor que la presión externa va a generar un daño.

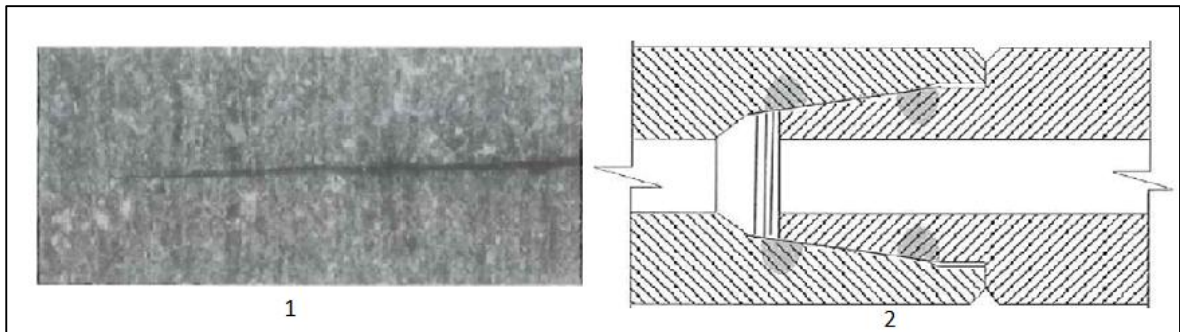
6.1.4 Daños por fatiga. La fatiga es una de las causas más comunes por lo que genera grietas y/o rotura en la tubería ocasionada normalmente por tensión y rotación durante las operaciones. En la perforación de pozos direccionales de alto ángulo y alcance extendido, el diseño de pozo es complejo. Por consiguiente exige a la tubería de perforación a grandes esfuerzos mientras es rotada en el pozo, lo que ocasiona una acumulación de fatiga en cada punto de la tubería; si no se tiene un monitoreo de ésta, resultaría en roturas de la tubería generando incremento de costos y tiempo en la perforación.

Existen diferentes tipos de fatiga que se deben tener en cuenta, como lo es la ubicación, apariencia y orientación de la fractura, tal como se describen a continuación:³⁸

6.1.4.1 Ubicación de la fatiga. El daño puede ocurrir regularmente tanto en el tubo de la tubería como en las conexiones del BHA, pero es muy poco común que se presente en el *tool joint* del drill pipe; lo usual es que ocurra un fatiga crack como se muestra en la figura 29 (1) este tipo de fatiga se puede dar en 3 ubicaciones, la primera de ellas son los extremos del pin y el box de la tubería del drill pipe, generalmente a 16-24 pulgadas del área de desplazamiento; la segunda en los últimos hilos del pin y el box de las conexiones del BHA por lo que son más susceptibles por sufrir daños, así como se muestra en la figura 29 (2), son frecuentes por la unión fuerte que tienden a sufrir; y por último pueden ocurrir en los collares de perforación, cuerpos de los estabilizadores y en lugares donde la sarga sufra un cambio brusco en la sección.

³⁸ Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Standard DS1-Drill Stem Inspection, Volumen 3, 2009. P.294.

Figura 28. Falla por fatiga



Fuente: Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Standard DS1-Drill Stem Inspection, Volumen 3, 2009. P.294.
Modificado por los autores

6.1.4.2 Apariencia de la fatiga. Tiene una apariencia característica que la diferencia de las fallas por sobrecarga, se puede ver la falla en los tubos, ya que la grieta de una fatiga es perpendicular al eje de la tubería. Si la grieta es muy profunda y hubo fuga, a menudo de lodo de perforación, se le denomina washout; sin embargo, algunas veces la grieta suele conservar su orientación transversal. Otro lugar en donde se podría ver esta falla es en las conexiones, es decir, en las grietas superficiales ocasionando problemas de washout y erosión por las fugas de lodos, asimismo se puede observar daños mecánicos en las operaciones de pesca o de rotación de la tubería. Por otra parte, se puede tener problemas en donde la tubería no ha sufrido un agrietamiento, mostrando una deformación y poca tensión plástica y esto se asocia a la grieta por fatiga, todas estas grietas varían dependiendo de las propiedades del material y las cargas que se le apliquen.

6.1.5 Daños por tensión. Esta falla se origina por las cargas axiales que actúan perpendicular al área de la sección transversal del cuerpo del tubo. Se tienen en cuenta las cargas de efectos gravitacionales, flexión y esfuerzos por deformación del material.

Ocurre principalmente por la fuerza que se le aplica en la parte superior de la sarta excediendo la capacidad de tensión de los componentes más débiles, por lo general las capacidades de tensión están empleadas bajo la norma API RP 7G según su grado y su peso; sin embargo, las variaciones en el grosor de la pared y la resistencia a la tensión entre los tubos puede provocar una falla de tensión en otros lugares.

6.1.6 Washout. Es una rotura en la sarta de perforación ocasionada la mayoría de veces por la corrosión por fatiga o por falla mecánica. Entre las causas que generan en este problema están el manejo incorrecto del equipo, trabajar la tubería en

compresión y torque incorrecto en las conexiones, lodos corrosivos, altos esfuerzos mecánicos, entre otros.

Al presentarse este inconveniente, la tubería se deberá reemplazar rápidamente, ya que una pérdida gradual en la presión de bombeo genera escape en el anular, permitiendo que la fisura se agrande y falla la tubería. Para esto es importante tener claro el diámetro real del pozo para lograr calcular el volumen exacto de fluido e identificar su pérdida en un determinado tiempo.

El washout se puede llegar a empeorar por la erosión debido a las altas velocidades anulares y al flujo turbulento en el que se trabaja o también por la abrasión que es causada debido al alto contenido de sólidos en el lodo, los movimientos repentinos de la sarta, ocasionando una presión se suabeo y surgencia.

6.1.7 Daños por corrosión. La corrosión es el deterioro de un metal o de sus propiedades por efectos de una reacción con su ambiente, asimismo hay unos factores que contribuyen a estos daños, como la corrosividad del lodo base agua, los valores bajos de pH en el lodo, el aumento de temperatura, los altos caudales de flujo, depósitos sobre las paredes de los componentes de la sarta y las áreas que estén sometidas a altos esfuerzos. Estos daños se pueden dar en lugares específicos de la sarta y es por esto que existen diferentes tipos de corrosión:

6.1.7.1 Corrosión localizada. Es dada por la interacción de los componentes con el medio ambiente, obteniendo agentes corrosivos en los lodos base agua, que afectan las sargas de perforación como lo son los gases disueltos (oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno), sales disueltas y ácidos.

6.1.7.2 Corrosión por picado. Es dada en algunas zonas que conducen al picado, dando una rugosidad en el área afectada. Este daño es severo debido a que la velocidad de corrosión es mayor, sin embargo promueve otros mecanismos de falla como el agrietamiento, el cual puede agravarse por la fatiga del material.

6.2 CLASIFICACIÓN DE LA TUBERÍA POR ESTADO FÍSICO

La norma DS-1 TH. Hill, *Drill Stem Inspection*, volumen 3, provee un sistema de clasificación de tubería según el estado físico en el que se encuentre. Esta clasificación esta especificada para cada una de las tuberías (D-55, E75, X95, G105 Y S105) y para cada uno de los diámetros externos en los que los tubulares pueden ser diseñados.

6.2.1 Clase Ultra Premium. La norma indica que el cuerpo de la tubería de perforación y el *tool joint* cumplen con los mismo requisitos que la clase Premium, sin embargo, presenta un 90% de resistencia a la torsión, tal como una tubería de perforación nueva, con *tool joints* de tamaño estándar.

6.2.2 Clase Premium. Según la norma, para clasificar una tubería “Premium”, tanto el tubular como el *tool joints* deben cumplir con las dimensiones establecidas. El *tool joints* tiene un 80% de resistencia a la torsión, tal como una tubería de perforación nueva con *tool joints* de tamaño estándar. Algunos de los rangos máximos y mínimos de la tubería se muestran en la tabla 36.

Tabla 33. Valores máximos y mínimos para la clasificación de la tubería clase Premium.

ID Min	OD Max	Pared Min	Hombro Min	Sello Min
6 5/16 “	3 13/32 “	0,290 “	29/64 “	21/64 “
Fuente: TH HILL ASOCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012				

6.2.3 Clase 2. Según la norma, el cuerpo y los *tool joints* de la tubería de perforación deben cumplir con los requisitos de la tabla 37 y tienen aproximadamente 70% de resistencia a la tensión y torsión en comparación de una drill pipe nueva, con *tool joints* de tamaño estándar.

Tabla 34. Valores máximos y mínimos para la clasificación de la tubería clase 2.

ID Min	OD Max	Pared Min	Hombro Min	Sello Min
6 3/16 “	3 5/8 “	0,253 “	25/64 “	19/64 “
Fuente: TH HILL ASOCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012				

Para el caso del estudio, las características y rangos de clasificación para la tubería de OD 5”, grado S-135, conexión NC50 y peso de 19,50 Lb/ft son las que se muestran a continuación en las tablas 38 – 40.

Tabla 35. Características principales de la tubería OD 5" y grado S-135.

Nom. OD (in)	Nominal Weight (lb/ft)	Nom. ID (in)	Nom. Wall (in)
5	19,50	4,276	0,362
Fuente: TH HILL ASOCIATES Hill y Wadsworth. Tom y Thomas. Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012			

Tabla 36. Rangos de clasificación clase Premium y clase 2 para el cuerpo de la tubería de 5".

Clase Premium				Clase 2			
Wall Min (in)	Min OD (in)	Max OD (in)	Min Bevel Diameter	Wall Min (in)	Min OD (in)	Max OD (in)	Min Bevel Diameter
0,290	4,850	5,150	5 61/64 "	0,253	4,800	5,200	5 7/8 "

Fuente: THHILL ASOCCIATES, Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012

Tabla 37. Rangos de clasificación adicionales para la clasificación de la tubería de 5", grado S-135.

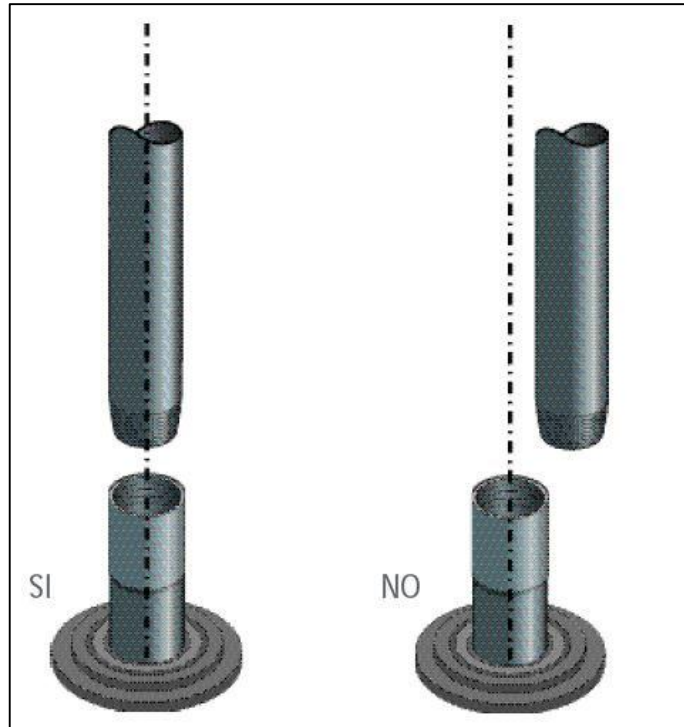
Nom. Size 5"	Min. Tong Space Box	Min. Tong Space Pin	Max CounterBore	Max Bevel Diameter
19,50 (lb/ft)	6 1/8 "	4 23/32 "	5 3/8 "	6 5/64 "

Fuente: THHILL ASOCCIATES, Drill Stem inspection. Fourth edition. Houston. Mayo 2012

6.3 OPERACIONES DE PERFORACIÓN

6.3.1 Condiciones de operación. Las condiciones de operación se manejan según el tipo de tubería con la que se va a trabajar, ya que existen rangos de esfuerzos máximos y mínimos para cada una; sin embargo un factor importante por el cual la tubería está fallando seguidamente, es la falta de un control de alineación inicial en las conexiones de la tubería, es decir, que en el momento de su enrosque la tubería no tenga ninguna desviación y/o inclinación, tal como se muestra en la figura 30.

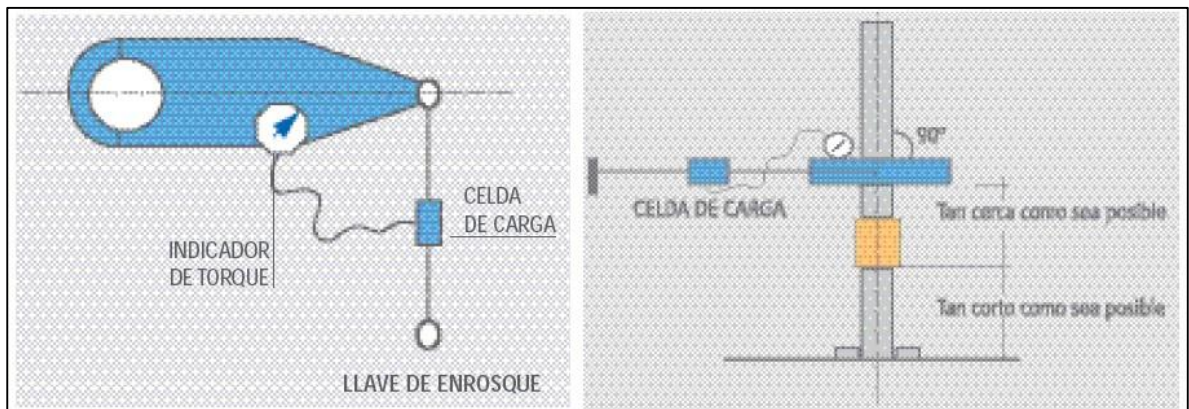
Figura 29. Alineación de las conexiones



Fuente: TENARIS MARKETING COMMUNICATIONS, Manual de usos de casing y tubing. Buenos Aires, 2007. p. 12

Además, para no dañar las tuberías, las llaves de potencia deben estar ubicadas a 3 ft por debajo del sello de la conexión, haciendo un ángulo de 90° al momento de aplicar el torque, tal como se muestra en la figura 31 y la máxima velocidad de la llave durante el enrosque debe ser de 25 rpm. Adicionalmente al momento de la conexión el top drive debe estar en un punto neutro ya que al hacer la conexión con peso, la rosca puede forzarse generando daños en ambas conexiones.

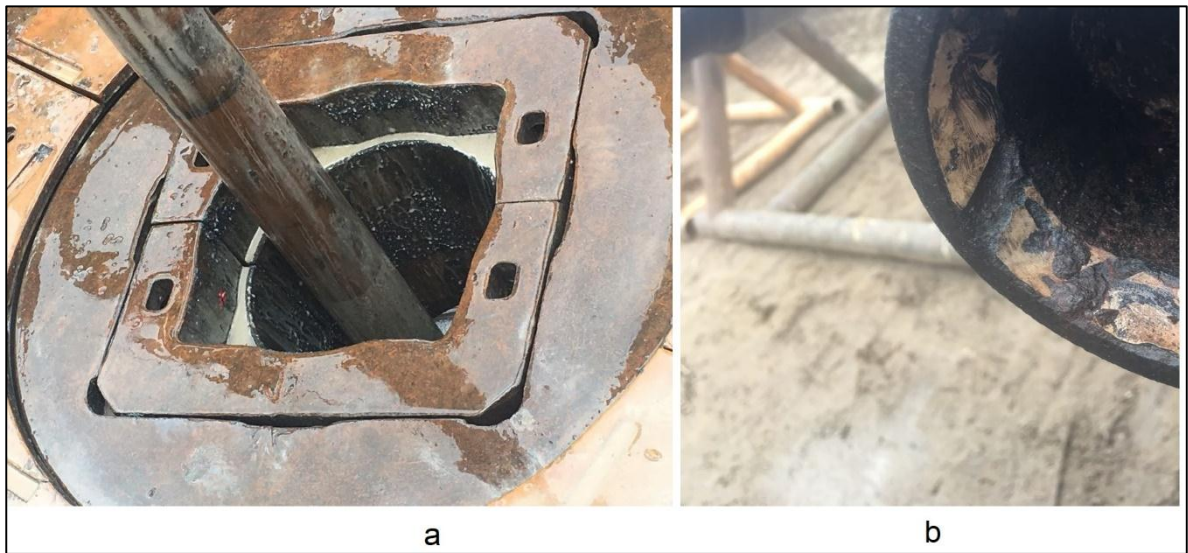
Figura 30 Uso correcto de la llave de potencia.



Fuente: TENARIS MARKETING COMMUNICATIONS, Manual de usos de casing y tubing. Buenos Aires, 2007. P. 17 Modificado por los autores

Un factor importante para tener en cuenta es la instalación del equipo, ya que de este depende la alineación del top drive con la mesa rotaria. En la figura 32 (a) se puede observar que en los momentos donde se está haciendo viajes, la tubería esta inclinada hacia un lado, que por motivos operacionales se debe manejar de esta manera; generando que la tubería roce con las paredes del de pozo y de la formación, provocando un debilitamiento del material y un adelgazamiento del espesor, lo cual en operaciones futuras puede provocar un inicio de washout tal como se muestra en la figura 32 (b).

Figura 31. Problemas de operación



Fuente: Elaboración propia

6.3.2 Condiciones de perforación. Las condiciones de perforación son importantes ya que estos son los parámetros que da la operadora para trabajar, para los cuales se ha hecho un estudio previo de cuál es la inclinación que debe tener el pozo, a qué profundidad estará la zona de interés, cuáles son las posibles fallas según la formación, los rpm que se van a trabajar y por último, de acuerdo al motor de fondo se designa una velocidad de avance.

6.3.3 Condiciones del hueco. Las condiciones del hueco están basadas en el estudio de las formaciones y de las cuencas de donde se va a perforar, se debe tener en cuenta la existencia del gas pues este genera complicaciones en el pozo y se tendría que controlar con otros procedimientos.

Según los campos estudiados, se maneja un gas máximo de 0.01% y no tiene un gas agresivo por lo cual la perforación no tendría complicaciones con los fluidos.

6.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TIPO DE POZO PERFORADO EN LOS CAMPOS DE ESTUDIO

6.4.1 Campo Caño Limón. El pozo La Yuca 288 se perforo de forma vertical, pero es importante resaltar que estos no son totalmente verticales ya que no es posible mantener la homogeneidad y la dirección, además de esto se perforo una falla geológica por lo que existió una falla geológica y se retomó nuevamente el pozo verticalmente para no perder el objetivo final que en TVD es de 8400 ft.

6.4.2 Campo Quifa. El pozo Quifa 634H se clasifica según su trayectoria y ángulo de inclinación, siendo un tipo de pozo horizontal, por lo tanto tienen mayor área de producción. En este tipo de pozo se hizo una navegación estructural para dirigir la trayectoria del pozo y mantener el alto ángulo que se tenía. La profundidad objetiva en TVD fue de 4900 ft.

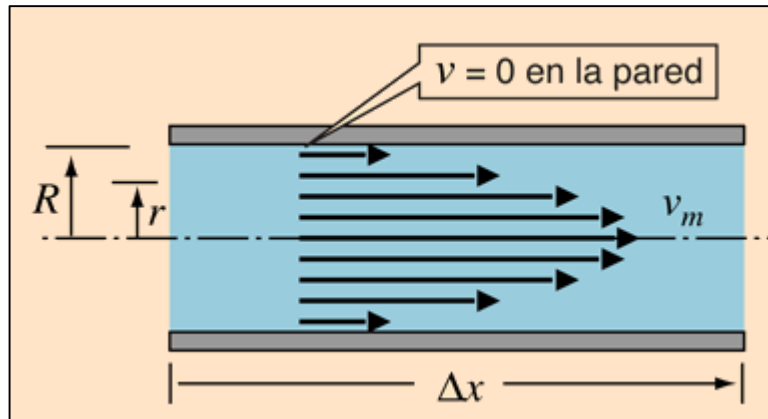
6.4.3 Campo Purificación. El pozo Venganza 41H se clasifica según su objetivo operacional, por razones mecánicas se realizaron tres SideTrack por inestabilidad del pozo, teniendo un mayor esfuerzo de tubería y retrasando los tiempos estimados de la perforación. Su profundidad objetiva en TVD fue de 4154 ft.

6.5 FLUJO DE PERFORACIÓN

6.5.1 Tipo de flujo. Existen tres tipos de flujo pueden presentarse dentro de una tubería, el flujo laminar, que se define como el movimiento ordenado de las partículas del fluido, es decir, estas se desplazan siguiendo trayectorias definidas o predecibles, por ende el movimiento de las partículas se comporta como capas o laminas; el flujo turbulento, en donde, el aumento de la velocidad, hace que las partículas se muevan de forma errática y choquen entre sí, debido a que la viscosidad genera una fricción entre las capas y por último el flujo transicional que no presenta un comportamiento único, sino que representa un comportamiento intermedio entre el flujo de carácter laminar y de carácter turbulento.

Cada uno de estos flujos dependen directamente de la velocidad, además de la longitud y viscosidad del fluido; en el caso del flujo laminar, presenta perfiles de velocidad que aumentan en la ausencia de contacto con la pared y presenta un valor de cero en contacto con la pared, es decir, la velocidad de flujo aumenta radialmente hacia el centro del tubo, como se muestra en la figura 33.

Figura 32. Comportamiento del flujo laminar en una tubería



Fuente: Energía Cinética del flujo del tubo [Online]. Disponible en <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/pfric2.html> Modificado por los autores

Para el flujo turbulento, es complicado obtener un perfil de velocidad debido a que las partículas chocan entre sí y no tienen una trayectoria conocida, por lo tanto la velocidad no se define como continua en toda el área de flujo, sino que se divide en capas; la viscosidad en el área superficial al interior del tubo generará una turbulencia, llamada turbulencia de pared, y otra en el centro del tubo, debido a la ausencia de pared, denominada turbulencia libre.

En tubería lisa, el flujo turbulento presentara tres capas de fluido al interior del tubo; una capa viscosa, generada en la pared de la tubería, donde no se presenta un flujo totalmente turbulento y tampoco un flujo completamente laminar; la velocidad presentara pequeñas variaciones.

Una capa transitoria donde el flujo es turbulento, sin embargo, la viscosidad y el factor de fricción del material, generan pérdidas de carga; y por último la zona de turbulencia. Conociendo lo anterior, se procede a clasificar los tipos de flujos existentes en la tubería evaluada, según los parámetros de perforación específicos para cada campo analizado en este proyecto.

6.5.2 Análisis de flujo de los campos. Para realizar este análisis es importante tener en cuenta que durante la perforación pueden existir problemas de fallas geológicas por las que se deben aumentar o disminuir los caudales de las bombas; los cuales afectan el flujo y caudal de perforación de las bombas para avanzar de manera cuidadosa en zonas donde se presentan fallas o formaciones productoras.

Para perforar una falla geológica es necesario aumentar el volumen de las bombas (galones/minutos), mientras que en la zona de interés se disminuye la velocidad de las bombas, para evitar daños y flujo hacia el interior del yacimiento; por lo tanto aspectos como la formación, logra definir el control y medición la velocidad de flujo

para que la perforación continúe sin ninguna complicación. De modo que hay que analizar si el equipo cuenta con bombas triplex o bombas duplex, cada una de ellas depende de la potencia que se requiera en la zona en la que se a perforar.

6.5.2.1 Campo Caño limón.

Tabla 38. Datos correspondientes a bombas del Campo Caño Limón

Prof. Final (TVD)	Volumen bombas inicio (gal/min))	Volumen bombas medio (gal/min)	Volumen bombas final (gal/min))	Eficiencia bombas (%)
8400	300	900	700	95

Fuente: Elaboración propia

Tabla 39. Condiciones y parámetros de trabajo para La Yuca 288.

Presión final (psi)	Diámetro camisa al inicio (pulg)	Rata controlada (gal/stk)	# Bombas	Flujo salida bombas (gal/stk)
3200	5.5	550	3	2.64

Fuente: Elaboración propia

Conversiones.

$$\text{Flujo salida} = 2.64 \frac{\text{gal}}{\text{stk}} * 1 \frac{\text{bbl}}{42\text{gal}} = 0.0628 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}}$$

$$\text{Diametro} = 4.276 \text{ pulg} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} = 0.1086 \text{ m}$$

$$\text{Densidad} = 8.8 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * \frac{0.4535 \text{ kg}}{1 \text{ lb}} * \frac{1 \text{ gal}}{0.003785 \text{ m}^3} = 1054.3725 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

A continuación se mostrarán los cálculos realizados para identificar el flujo del fluido de perforación.

$$\text{Long. Strokes} = \frac{\text{flujo salida} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \right)}{0.000243 * (\text{diametro camisa pulg})^2}$$

$$\text{Long. Strokes} = \frac{0.0628 \text{ bbl/stk}}{0.000243 * (5.5 \text{ pulg})^2} = 8.55 \text{ pulg}$$

Teniendo el dato del resultado anterior, se puede calcular el flujo de salida en galones por minuto (GPM), pero antes se calcula los strokes por minuto (SPM) al inicio y al final de la perforación. Para Caño Limón no hubo cambio del diámetro de la camisa de las bombas durante toda la perforación.

$$SPM = \frac{\text{volumen bombas (gal/min)}}{\text{flujo de salida (gal/stk)}}$$

$$SPM(\text{inicio}) = \frac{300 \text{ gal/min}}{2.64 \text{ gal/stk}} = 114 \text{ stk/min}$$

$$\frac{114 \text{ stk/min}}{3 \text{ bombas}} = 38 \text{ stk/min}$$

$$SPM(\text{medio}) = \frac{900 \text{ gal/min}}{2.64 \text{ gal/stk}} = 341 \text{ stk/min}$$

$$\frac{341 \text{ stk/min}}{3 \text{ bombas}} = 114 \text{ stk/min}$$

$$SPM(\text{final}) = \frac{700 \text{ gal/min}}{2.64 \text{ gal/stk}} = 265 \text{ stk/min}$$

$$\frac{265 \text{ stk/min}}{3 \text{ bombas}} = 88 \text{ stk/min}$$

Por consiguiente se halla el flujo de la salida en galones por minuto (GPM) al inicio, medio y al final de la perforación.

$$\begin{aligned} \text{Flujo salida (GPM)} &= 3 * ((\text{diametro camisa})^2 * 0.7854 * \text{long}) * 0.00411 * SPM \\ \text{Flujo salida (inicio)} &= 3 * ((5.5 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 8.55) * 0.00411 * 114 \text{ stk/min} \end{aligned}$$

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 286 \text{ GPM}$$

$$286 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 66066 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 3 * ((5.5 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 8.55) * 0.00411 * 341 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 854 \text{ GPM}$$

$$854 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{pulg}^3}{1 \text{gal}} = 197274 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (final)} = 3 * ((5.5)^2 * 0.7854 * 8.55) * 0.00411 * 265 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 664 \text{ GPM}$$

$$664 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{pulg}^3}{1 \text{gal}} = 153322 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

Teniendo los valores de los flujos al inicio, medio y el final de la perforación, se calculan las diferentes velocidades del paso del fluido en la tubería.

$$\text{Velocidad (v)} = \frac{\text{flujo salida (pulg}^3/\text{min)}}{\text{área (pulg}^2)}$$

$$\text{Velocidad (inicio)} = \frac{66066 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 4600 \text{ pulg/min}$$

$$4600 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 1.9473 \text{ m/s}$$

$$\text{Velocidad (medio)} = \frac{197274 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 13737.4010 \text{ pulg/min}$$

$$13737.4010 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 5.8331 \text{ m/s}$$

$$\text{Velocidad (final)} = \frac{153322 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 10676.7248 \text{ pulg/min}$$

$$10676.7248 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 4.5198 \text{ m/s}$$

Por ende para calcular el Número de Reynolds se obtiene lo siguiente.

$$Re = \frac{\text{velocidad} \left(\frac{\text{m}}{\text{s}} \right) * \text{diametro}(\text{m}) * \text{densidad} \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)}{\text{viscosidad} (\text{pa} * \text{s})}$$

$$Re (inicio) = \frac{1.9473 \frac{m}{s} * 0.1086 m * 1054.3725 \frac{kg}{m^3}}{38 * 10^{-3} pa * s} = 5868$$

$$Re (medio) = \frac{5.8331 \frac{m}{s} * 0.1086 m * 1054.3725 \frac{kg}{m^3}}{38 * 10^{-3} pa * s} = 17578$$

$$Re (final) = \frac{4.5198 \frac{m}{s} * 0.1086 m * 1054.3725 \frac{kg}{m^3}}{38 * 10^{-3} pa * s} = 13619$$

Vale la pena resaltar que para el Campo Caño Limón en el pozo La Yuca 288 se manejó el mismo diámetro de la camisa para las bombas triplex; obteniendo al inicio de la perforación un Reynolds de 5868, siendo este un fluido de tipo transicional, en donde la mayor parte se desplazará a lo largo de las paredes de la tubería. La segunda fase se obtuvo un flujo turbulento y un aumento en el volumen de las bombas, ya que se encontró una falla geológica a 7.300 ft, ocasionando un disturbio en el volumen de las bombas, ya que normalmente se tendría que disminuir pero en este caso fue lo contrario.

Se terminó la perforación con un Reynolds de 17.578 siendo un fluido turbulento, es decir, un flujo altamente distorsionado que va de la mano con la profundidad, ya que es inversamente proporcional a la velocidad; este tipo de fluido forma un tipo de remolinos haciendo que este se mezcle.

Es importante tener en cuenta que el fluido transicional está de manera aleatoria con el fluido turbulento; es por esto que se calcularon los galones por minuto cuando el flujo está en 10000, que son mostrados a continuación:

$$Velocidad = \frac{Re * viscosidad (Pa * s)}{diametro (m) * densidad (\frac{kg}{m^3})}$$

$$Velocidad = \frac{10000 * 38 * 10^{-3} Pa * s}{0.1086 m * 1054.3725 kg/m^3} = 3.31 m/s$$

$$3.31 \frac{m}{seg} * \frac{60 seg}{1 min} * \frac{1 pulg}{0.0254 m} = 7839 pulg/min$$

$$Flujo salida = velocidad (pulg/min) * \acute{a}rea (pulg^2)$$

$$Flujo salida = 7839 \frac{pulg}{min} * \left(\frac{\pi}{4} * 4.276 pulg^2 \right) = 112575 pulg^3/min$$

$$112575 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}} * \frac{1 \text{ gal}}{231 \text{ pulg}^3} = 487 \text{ GPM}$$

$$SPM (\text{stk}/\text{min}) = \frac{\text{Flujo salida} (\text{pulg}^3/\text{min})}{3 * ((\text{diametro camisa pulg})^2 * 0.7854 * \text{long}) * 0.00411}$$

$$SPM = \frac{487 \text{ gal}/\text{min}}{3 * ((5.5 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 8.55 \text{ pulg}) * 0.00411} = 194 \text{ stk}/\text{min}$$

$$\text{Volumen bombas} = SPM (\text{stk}/\text{min}) * \text{flujo salida} (\text{gal}/\text{stk})$$

$$\text{Volumen bombas} = 194 \text{ stk}/\text{min} * 2.64 \text{ gal}/\text{stk}$$

$$\text{Volumen bombas} = 513 \text{ gal}/\text{min}$$

El dato del volumen de las bombas calculado anteriormente es de 513 gal/min para un Reynolds de 10000, siendo este valor límite entre el flujo transicional y turbulento; es decir, en este punto es donde se tiene la mayor incertidumbre entre los flujos.

6.5.2.2 Campo Quifa.

Tabla 40. Datos correspondientes a bombas del Campo Quifa.

Prof. Final TVD	Volumen bombas inicio (gal/min)	Volumen bombas medio (gal/min)	Diámetro camisa inicio-medio (pulg)	Long. Stokers (pulg)	Flujo salida bombas al inicio-medio (gal/stk)	SPM inicio (stk/min)
4900	250	500	6	12	4,19	70

Fuente: Elaboración propia

Tabla 41. Condiciones y parámetros de trabajo para Quifa 634H

Presión Final psi	SPM medio (stk/min)	SPM final (stk/min)	Volumen bombas final (gal/min)	Diámetro camisa al final (pulg)	Flujo salida bombas al final (gal/stk)	# Bomb
1700	94	115	350	5	2.91	2

Fuente: Elaboración propia

Conversiones:

$$\text{Diametro} = 3.34 \text{ pulg} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} = 0.0848 \text{ m}$$

$$\text{Densidad} = 9.1 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * \frac{0.4535 \text{ kg}}{1 \text{ lb}} * \frac{1 \text{ gal}}{0.003785 \text{ m}^3} = 1090.3170 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

A continuación se mostrarán los cálculos que se realizaron para identificar el flujo del fluido de perforación. Lo primero es hallar el flujo de la salida en galones por minuto (GPM) en las tres fases de perforación.

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 3 * ((6 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 12) * 0.00411 * 70 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 293 \text{ GPM}$$

$$293 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 67647 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 3 * ((6 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 12 \text{ pulg}) * 0.00411 * 94 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 393 \text{ GPM}$$

$$393 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 90840 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (final)} = 3 * ((5 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 12 \text{ pulg}) * 0.00411 * 115 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 334 \text{ GPM}$$

$$334 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 77176 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

Teniendo los valores de los flujos en las tres fases, se calcula las diferentes velocidades del paso del fluido en la tubería.

$$\text{Velocidad (inicio)} = \frac{67647 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (3.34 \text{ pulg})^2} = 7720.8609 \text{ pulg/min}$$

$$7720.8609 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 3.2685 \text{ m/s}$$

$$\text{Velocidad (medio)} = \frac{90840 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (3.34 \text{ pulg})^2} = 10367.9838 \text{ pulg/min}$$

$$10367.9838 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 4.3891 \text{ m/s}$$

$$Velocidad (final) = \frac{77176 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (3.34 \text{ pulg})^2} = 8808.4491 \text{ pulg}/\text{min}$$

$$8808.4491 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 3.7289 \text{ m/s}$$

Por ende con los datos obtenidos se procede a calcular el Número de Reynolds y se obtiene lo siguiente.

$$Re = \frac{velocidad \left(\frac{m}{s}\right) * diametro(m) * densidad\left(\frac{kg}{m^3}\right)}{viscosidad (pa * s)}$$

$$Re (inicio) = \frac{3.2685 \frac{m}{s} * 0.0848 \text{ m} * 1090.3170 \frac{kg}{m^3}}{43 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 7028$$

$$Re (medio) = \frac{4.3891 \frac{m}{s} * 0.0848 \text{ m} * 1090.3170 \frac{kg}{m^3}}{43 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 9437$$

$$Re (final) = \frac{3.7289 \frac{m}{s} * 0.0848 \text{ m} * 1090.3170 \frac{kg}{m^3}}{43 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 8018$$

Para el Campo Quifa, en el pozo perforado Quifa 634H se manejaron bombas triplex, pero hubo un cambio en el diámetro de la camisa para la fase final, por lo cual en la segunda fase se aumentó en el volumen de la bomba(gal/min), esto ocurre por el tipo de formación que se está perforando, ya que al inicio se perforaron arcillas y al terminar arena; allí para que no suceda un hinchamiento de arcillas se aumentó el caudal de las bombas; teniendo como resultado un número de Reynolds para las tres fases clasificado como un flujo transicional.

Este tipo de flujo al estar en constante contacto con la tubería, la mayoría de los sólidos suspendidos del fluido de perforación quedan en las paredes de la tubería permitiendo que estos trabajen y ocasionen fallas como el debilitamiento del material, adelgazamiento del revestimiento del drill pipe, y la formación de corrosión y/o empeoramiento del mismo.

6.5.2.3 Campo Purificación.

Tabla 42. Datos correspondientes a bombas del Campo Purificación.

Prof. Final (TVD)	Volumen bombas (gal/min)	Diámetro camisa inicio-medio (pulg)	Eficiencia bombas (%)	Flujo salida bombas (gal/stk)	No. Bombas
4154	335.2	6	95	4.18	3
Fuente: Elaboración propia					

Tabla 43. Condiciones y parámetros de trabajo para pozo Venganza 41 H.

SPM inicio (stk/min)	SPM medio (stk/min)	SPM final (stk/min)	Presión inicio-medio (psi)	Presión final (psi)	Diámetro camisa al final (pulg)
80	250	300	4400	4000	5.5
Fuente: Elaboración propia					

Conversiones.

$$\text{Flujo salida} = 4.18 \frac{\text{gal}}{\text{stk}} * 1 \frac{\text{bbl}}{42 \text{gal}} = 0.0995 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}}$$

$$\text{Diametro} = 4.276 \text{ pulg} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} = 0.1086 \text{ m}$$

$$\text{Densidad} = 10.60 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * \frac{0.4535 \text{ kg}}{1 \text{ lb}} * \frac{1 \text{ gal}}{0.003785 \text{ m}^3} = 1270.0396 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

A continuación se mostrarán los cálculos realizados para identificar el flujo del fluido de perforación.

$$\text{Long. Strokes} = \frac{\text{flujo salida} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{stk}} \right)}{0.000243 * (\text{diametro camisa pulg})^2}$$

$$\text{Long. Strokes (inicio - medio)} = \frac{0.0995 \text{ bbl/stk}}{0.000243 * (6 \text{ pulg})^2} = 11.37 \text{ pulg}$$

$$\text{Long. Strokes (inicio - medio)} = 11.37 \text{ pulg}$$

$$\text{Long. Strokes (final)} = \frac{0.0995 \frac{\text{bbl}}{\text{stk}}}{0.000243 * (5.5 \text{ pulg})^2} = 13.54 \text{ pulg}$$

$$\text{Long. Strokes (final)} = 13.54 \text{ pulg}$$

Por consiguiente se halla el flujo de la salida en galones por minuto (GPM) al inicio, medio y al final de la perforación.

$$\text{Flujo salida (GPM)} = 3 * ((\text{diametro camisa})^2 * 0.7854 * \text{long}) * 0.00411 * \text{SPM}$$

$$\text{Flujo salida (inicio)} = 3 * ((6 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 11.37) * 0.00411 * 80 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (inicio – medio)} = 317 \text{ GPM}$$

$$317 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 73227 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 3 * ((6 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 11.37) * 0.00411 * 250 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (inicio – medio)} = 991 \text{ GPM}$$

$$991 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 228921 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

$$\text{Flujo salida (final)} = 3 * ((5.5 \text{ pulg})^2 * 0.7854 * 13.54) * 0.00411 * 300 \text{ stk/min}$$

$$\text{Flujo salida (medio)} = 1190 \text{ GPM}$$

$$1190 \frac{\text{gal}}{\text{min}} * \frac{231 \text{ pulg}^3}{1 \text{ gal}} = 274890 \frac{\text{pulg}^3}{\text{min}}$$

Teniendo los valores de los flujos al inicio-medio y el final de la perforación, se calculan las diferentes velocidades del paso del fluido en la tubería.

$$\text{Velocidad (v)} = \frac{\text{flujo salida (pulg}^3/\text{min)}}{\text{área (pulg}^2)}$$

$$\text{Velocidad (inicio)} = \frac{73227 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 5099 \text{ pulg/min}$$

$$5099 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 2.1586 \text{ m/s}$$

$$Velocidad (medio) = \frac{228921 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 15941 \text{ pulg}/\text{min}$$

$$15941 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 6.7484 \text{ m/s}$$

$$Velocidad (final) = \frac{274890 \text{ pulg}^3/\text{min}}{\frac{\pi}{4} (4.276 \text{ pulg})^2} = 19142 \text{ pulg}/\text{min}$$

$$19142 \frac{\text{pulg}}{\text{min}} * \frac{0.0254 \text{ m}}{1 \text{ pulg}} * \frac{1 \text{ min}}{60 \text{ seg}} = 8.1034 \text{ m/s}$$

Por ende para calcular el Número de Reynolds se obtiene lo siguiente.

$$Re = \frac{velocidad \left(\frac{m}{s}\right) * diametro(m) * densidad \left(\frac{kg}{m^3}\right)}{viscosidad (pa * s)}$$

$$Re (inicio) = \frac{2.1586 \frac{m}{s} * 0.1086 \text{ m} * 1270.0396 \frac{kg}{m^3}}{22 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 13533$$

$$Re (medio) = \frac{6.7484 \frac{m}{s} * 0.1086 \text{ m} * 1270.0396 \frac{kg}{m^3}}{22 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 42308$$

$$Re (final) = \frac{8.1034 \frac{m}{s} * 0.1086 \text{ m} * 1270.0396 \frac{kg}{m^3}}{22 * 10^{-3} \text{ pa} * s} = 50803$$

Vale la pena resaltar que para el Campo Purificación en el pozo Venganza 41 H se manejó el mismo flujo de salida (gal/stk), siendo todas bombas triplex, obteniendo al inicio de la perforación un Reynolds de 13533, siendo este un fluido de tipo turbulento pero así mismo se presentó en las siguientes dos fases con valores de 42308 y 50803 respectivamente.

Es importante tener en cuenta que el fluido transicional está de manera aleatoria con el fluido turbulento; es por esto que se calcularon los galones por minuto cuando el flujo está en 10.000, que son mostrados a continuación:

$$Velocidad = \frac{Re * viscosidad (Pa * s)}{diametro (m) * densidad \left(\frac{kg}{m^3}\right)}$$

$$Velocidad = \frac{10000 * 22 * 10^{-3} Pa * s}{0.1086 m * 1270.0396 kg/m^3} = 1.59 m/s$$

$$1.59 \frac{m}{seg} * \frac{60 seg}{1 min} * \frac{1 pulg}{0.0254 m} = 3756 pulg/min$$

$$Flujo salida = velocidad (pulg/min) * \text{área} (pulg^2)$$

$$Flujo salida = 3756 \frac{pulg}{min} * \left(\frac{\pi}{4} * 4.276 pulg^2\right) = 53937 pulg^3/min$$

$$53937 \frac{pulg^3}{min} * \frac{1 gal}{231 pulg^3} = 233 GPM$$

$$SPM (stk/min) = \frac{Flujo salida (gal/min)}{3 * ((diametro camisa pulg)^2 * 0.7854 * long) * 0.00411}$$

$$SPM = \frac{233 gal/min}{3 * ((6 pulg)^2 * 0.7854 * 11.37 pulg) * 0.00411} = 59 stk/min$$

$$Volumen bombas = SPM (stk/min) * flujo salida (gal/stk)$$

$$Volumen bombas = 59 stk/min * 4.18 gal/stk$$

$$Volumen bombas = 247 gal/min$$

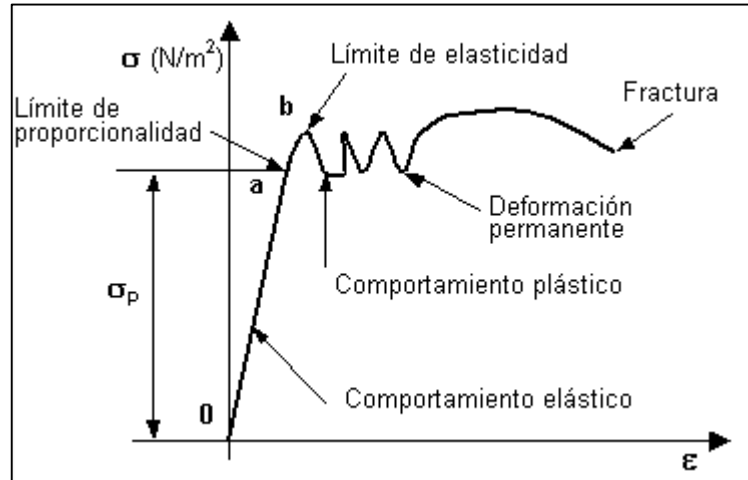
El valor del volumen de las bombas calculado anteriormente es de 247 gal/min para un Reynolds de 10.000, siendo este valor límite entre el flujo transicional y turbulento; es decir, en este punto es donde se tiene la mayor incertidumbre entre los flujos.

6.6 RANGOS DE TRABAJO

6.6.1 Cedencia. Es la capacidad del material para soportar la deformación elástica, es decir, la resistencia del material para la deformación plástica o elástica ante una carga. Para que se pueda dar una deformación permanente, se deberá sobrepasar el límite de la resistencia de la cedencia, que es llamado límite elástico, para pasar

a tener un comportamiento plástico y llegar al punto de fractura, así como se puede observar en la figura 33.

Figura 33. Límite de cedencia



Fuente: ARROYO, Hilda. Acero y Mampuestos. [Online] Disponible en <<http://arquitectosfaum.blogspot.com/2016/11/acero-y-mampuestos.html>> Noviembre 2016.

La tubería de perforación es fabricada por un tipo de acero con diferentes adiciones de elementos como se muestra en la tabla 47³⁹, que le brindan características de resistencia, cedencia, ductilidad entre otras; el cual está regulado por el estándar según la norma API Spec 5D.

La norma define para todos los grupos de tubería, una concentración máxima de 0,0030 en porcentaje de los fósforo y sulfuro, elementos que disminuyen la resistencia de la cedencia y tensión en cualquier grado de la tubería. Para identificar la cedencia de un acero, se debe realizar una prueba de tensión a fin de medir la resistencia a la deformación y la tensión necesaria para alcanzar la fractura del mismo.

Tabla 44. Composición de compuestos adicionados al acero del Drill Pipe.

Elemento	C	Mn	Si	Ni	Cr	Mo	Al	P	S	Fe
G-105	0.27	1.33	0.31	0.03	0.92	0.28	0.11	0.013	0.006	Bal.
S-135	0.25	0.8	0.27	0.02	1.26	0.69	0.03	0.008	0.002	Bal.

Fuente: INTERNATIONAL JOURNAL OF METALLURGICAL ENGINEERING. Corrosion Characterization of advanced steels for use in the oil & gas industry. Article. DOI: 10.5923. Colorado 2013. p. 223.

³⁹ INTERNATIONAL JOURNAL OF METALLURGICAL ENGINEERING. Corrosion Characterization of advanced steels for use in the oil & gas industry. Article. DOI: 10.5923. Colorado 2013. p. 223.

Según la norma API, se aplica que la cedencia del material es la tensión aplicada cuando se alcanza el 0.5% de deformación, pero para tubería de perforación y producción se considera que la deformación es del 0.65% de la cedencia.

Existen aceros que son manufacturados con especificaciones propias del fabricante y por lo tanto no son estipuladas por el API, a este tipo de procedimiento se les llama grados NO-API, pero aun así, el proceso de manufactura trata de seguir la nomenclatura establecida para especificar la cedencia del material.

La cedencia es un parámetro de la tubería por el que se le clasifica según su capacidad de resistencia, es decir, la capacidad del acero del cual están maquinados los tubulares, de soportar un esfuerzo de tensión, es decir, ser deformado y volver a su estado inicial. Después de que el acero pasa su punto de cedencia, empieza a presentar una deformación plástica o permanente. Tales valores máximos y mínimos están presentados en la tabla 48.

Tabla 45. Cedencia de la tubería de perforación según la norma API 5D 2001

Grado	Cedencia Mínima		Cedencia Máxima		Resistencia mínima a la tensión	
	Psi	MPa	Psi	MPa	Psi	MPa
E-75	75.000	517	105.000	724	100.000	85000
X-95	95.000	655	125.000	862	105.000	110000
G105	105.000	724	135.000	931	115.000	120000
S-135	135.000	931	165.000	1138	145.000	145000

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Drill pipe. API 5d 2001. Five edition. October 2001. P.15.

Es de suma importancia conocer la clasificación, ya que ésta establece los rangos de cedencia bajo los que se puede trabajar la tubería de perforación, lo que es definido por la formación a perforar, componentes del BHA, entre otros.

6.6.2 Tensión. La capacidad de la tensión de la tubería de perforación es la carga a la cual cede un tubo de perforación. Estos son los valores que muestran la tabla 49, asumen un espesor de pared mínimo para la tubería clase Premium y clase 2 y para el caso de la tubería nueva es el espesor de pared nominal.

Tabla 46. Capacidad de tensión de la tubería de perforación analizada

Tamaño (pulg)	Peso Nom. (lb/ft)	Grado	Tubería Nueva (lb-f)	Tubería Premium (lb-f)	Tubería Clase 2 (lb-f)
5	19.50	S-135	712070	560764	486778
Fuente: IADC Wellsharp. Stuck Pipe prevention. Guía de prácticas para la prevención y manejo de problemas de pega de tubería en la ejecución de proyectos de perforación de pozos. P.14. Modificado por los autores					

Es importante mencionar que si el espesor de la pared excede los valores asumidos, la capacidad de tensión puede ser ajustada de acuerdo al espesor de pared de la tubería nueva ya que puede tener hasta el 87,5% del valor nominal y aun así cumplir con los requisitos de la API Spec 5D. En caso de que las fuerzas de torsión y tensión tengan valores similares, se deberá reducir la tensión aplicada a la tubería de perforación.

6.6.3 Torsión. La capacidad de torsión de la tubería de perforación es la carga de tensión a la cual cede un tubo de perforación, como se ve en la tabla 50. Estos valores son calculados y asumidos por tres variables en específicas:

- Propiedades mecánicas mínimas de los grados de la tubería.
- Dimensiones nominales de la tubería nueva y dimensiones mínimas para la tubería clase Premium y clase 2.
- Que no existan cargas de tensión simultáneas.

Tabla 47. Capacidad de torsión de la tubería de perforación.

Tamaño (pulg)	Peso Nom. (lb/ft)	Grado	Tubería Nueva (lb-f)	Tubería Premium (lb-f)	Tubería Clase 2 (lb-f)
5	19.50	S-135	74100	58113	50356
Fuente: IADC Wellsharp. Stuck Pipe prevention. Guía de prácticas para la prevención y manejo de problemas de pega de tubería en la ejecución de proyectos de perforación de pozos. P.15. Modificado por los autores					

Vale la pena resaltar que si el espesor de la pared excede los valores asumidos, la capacidad de torsión puede ser ajustada de acuerdo al espesor de pared de la tubería nueva ya que puede tener hasta el 87,5% del valor nominal y aun así cumplir con los requisitos de la API Spec 5D. Por lo general los tubos son más resistentes a la torsión que en las uniones, por lo cual la capacidad torsional del tubo y de la unión debe ser verificada y el valor menor determinará la capacidad torsional de la sarta; pero esta resistencia torsional del tubo es afectada si existe excentricidad en el tubo.

6.6.4 Torque. Es la fuerza mecánica rotaria, generada por el top drive, la cual es necesaria para girar la sarta de perforación para que la tubería pase sin problema a lo largo de la trayectoria del pozo. Los valores de torque para la tubería que se está analizando son los que se muestran en la tabla 51.

Tabla 48. Rangos de Torque según la norma

Tamaño (pulg)	Peso Nom (lb/ft)	Grado	Capacidad (bbl/ft)	Desplazamiento	Torque (lb/ft)
5	19.50	S-135	0.0178	0.0065	31020

Fuente: Elaboración propia

6.7 ANÁLISIS PARA DETERMINAR RANGOS DE OPERACIÓN

A continuación se procederá a establecer los rangos basado en la información anterior, teniendo en cuenta la clasificación de estado físico, el desgaste de la tubería causada por los diferentes daños, condiciones de operación y los rangos establecidos según la norma cuando la tubería está totalmente nueva.

En la tabla 52, se muestra un resumen según lo explicado anteriormente bajo la norma *DS1-Drill Stem Inspection TH HILL*, ya que se debe tener en cuenta para lograr definir un promedio de los rangos de operación.

Tabla 49. Resumen de los rangos según la norma

	Tamaño (pulg)	Grado	Wall Min (pulg)	Min OD (pulg)	Máx. OD (pulg)	Diámetro Bisel min. (pulg)
Ultra Premium	5	S-135	-	-	-	-
Premium	5	S-135	0,29	4,85	5,15	5 61/64
Clase 2	5	S-135	0,253	4,8	5,2	5 7/8 "

Fuente: Elaboración propia

Dicho lo anterior el torque máximo para una tubería nueva es de 31.020 lb/ft, para una tubería desgastada que ha sufrido diferentes problemas y/o reparaciones no se debe trabajar con este mismo rango, ya que el material ha perdido potencia y resistencia; por lo tanto se debe bajar un mínimo del 35% en estos valores, y de esta forma, se debe setear el top drive con el nuevo rango, para que no supere este límite y no provoque daños del mismo, tal como se muestra sus rangos en la tabla 53.

Tabla 50. Rangos establecidos

	Tensión (lb-f)	Torsión (lb-f)	Torque (lb/ft)	Ceden. mín. (psi)	Presión interna (psi)	Colapso (psi)
Ultra Premium	712.070	74.100	31.020	135.000	17.105	15.672
Premium	560.764	58.113	-	-	15.638	10.029
Establecidos						
Ultra Premium	640.863	74.100	20.163	135.000	14.539	13.321
Premium	448.611	58.113	-	-	11.729	7.522
Fuente: Elaboración propia						

En el caso de la tensión y torsión se tuvo en cuenta la norma DS-1 TH. Hill para definir los valores de una tubería ultra Premium, Premium y clase 2, por ende se aplicó un 90%, 80% y 70% respectivamente para una tubería fallada y/o reparada. De la misma forma se establecieron los rangos para la presión interna de la tubería y la mínima presión de colapso, pero teniendo en cuenta un porcentaje menor para cada clase tubería, es decir, 85%, 75% y 65% para tubería Ultra Premium, Premium y Clase 2 respectivamente, basándose que la tubería se desgasta por el uso de trabajo continuo, y como está siempre sometida a esfuerzos mecánicos, y expuesta a la formación, la vida útil disminuirá, teniendo la tubería ya no tener la misma capacidad de soportar los mismos rangos de trabajo.

6.7.1 Vida útil de la tubería. La vida útil de la tubería depende de varios factores determinantes en el estado físico del tubular como al ambiente al que este expuesta, formaciones perforadas, químicos del lodo, horas de rotación, tipo de pozo y esfuerzos mecánicos. Además se deben tener en cuenta los posibles problemas que se presentan en la perforación como la pega de tubería, colapso y estallido, las cuales tiene un efecto perjudicial directo en la tubería traduciéndose en la reducción de su vida útil.

Para el caso de la tubería de perforación del Campo Caño Limón, en donde se perforó verticalmente el pozo La Yuca 288, el esfuerzo operacional al que fue sometida la tubería, es menor; por lo que existe una menor probabilidad que se provocarán fallas mecánicas como grietas, washout o fatigas en el material. Teniendo en cuenta que no es posible mantener la homogeneidad y la dirección vertical exacta en ningún pozo, la tubería se ve expuesta a pequeños esfuerzos direccionales y mecánicos; además de esto, cuando se estaba perforando, se encontró una falla geológica, por lo que hubo una desviación y un esfuerzo mecánico adicional de la tubería. Esta desviación no fue continua, ya que se buscó retomar la dirección y el camino inicial para no perder el objetivo a 8400 ft TVD.

Si la tubería trabajará en las mismas condiciones actuales del Campo Caño Limón, como lo son, estar en un ambiente húmedo, de altas temperaturas; perforando formaciones con arenas que se comportan como una lija con el material; trabajar a pH muy alcalinos con altas concentraciones de sal, que favorecen la formación de corrosión en las superficies metálicas expuestas y perforando pozos verticales con problemas operacionales; está tubería al tener más de 10 años de trabajo y haber sido sometida a reparaciones y teniendo un ritmo de trabajo constante, se estima un promedio de vida útil de 4 años.

Para la tubería de perforación que está ubicada en el Campo Quifa, y que perforó horizontalmente el pozo Quifa 634H según el plan de perforación y con el fin de tener una mayor área de producción. Este tipo de pozo se clasifica, según su trayectoria y ángulo de inclinación. En este pozo se hizo una navegación estructural para dirigir la trayectoria del pozo y mantener el alto ángulo que se tenía, para lograr la profundidad objetivo de 4900 ft en TVD.

Si la tubería sigue estando expuesta a un ambiente oxidado como lo es el de esta área, con alta frecuencia de precipitaciones y diversas condiciones meteorológicas, perforando formaciones de arenas, conglomerados y arcillas que se adhieren y afectan la superficie; altas concentraciones de salmueras y soda caústica; perforando pozos desviados y de forma irregular llevando a la tubería a escenarios con diferentes esfuerzos mecánicos además del roce de la superficie exterior con la formación y de tener un flujo de lodo transicional constante, que influye en la formación de corrosión en la superficie interna de la tubería; disminuyendo el espesor del recubrimiento polimérico interno y la superficie interna expuesta. Por lo anterior y en comparación con las condiciones del Campo Caño Limón, se estima una vida útil de la tubería de 2.5 a 3 años.

Para la tubería de perforación que está ubicada en el Campo Purificación, y que perforó el pozo Vengaza 41H, fue expuesta a esfuerzos mecánicos operacionales mayores en consecuencia a diversos problemas ocurridos durante las operaciones de perforación. Este tipo de pozo se clasifica solamente según su objetivo operacional, ya que por razones mecánicas se realizaron tres desviaciones a profundidades específicas o SideTrack por la inestabilidad del pozo, lo que provocó derrumbes por la poca consolidación de algunos estratos de la formación, teniendo un mayor esfuerzo en la tubería y aumentando los tiempos estimados de la perforación, lo que ocasionó que llegar a la profundidad objetivo de 4154 ft TVD tomará más del tiempo establecido entre la operadora y la empresa.

Si la tubería sigue estando en la misma ubicación, expuesta a un clima cálido seco, con altas lluvias que se presentan solamente en los meses de Abril y Octubre; superficies bien drenadas ligeramente ácidas y alcalinas; escurrimiento difuso (arrastre de partículas finas); perforando pozos direccionales llevando a la tubería a mayores esfuerzos mecánicos, además de tener un flujo turbulento desde la primera fase hasta la última, ocasionando una mayor concentración de compuestos químicos

abrasivos y corrosivos lo que genera la formación de corrosión en la tubería, obteniendo una disminución del recubrimiento interno (coating), corrosión en las zonas metálicas expuestas, y/o pérdida de la tubería. Por lo anterior y en comparación con los otros dos campos, se estima una vida útil de la tubería de 2 a 2.5 años.

7. MATRIZ DE SOLUCIÓN

En este capítulo se mencionarán las fallas estudiadas en todo el análisis, principalmente del capítulo 4, seleccionados mediante la teoría de Pareto, con sus causas más representativas y una o varias propuestas de acción evaluadas mediante la matriz de análisis y modo de falla. Con esta matriz de solución, se busca disminuir la ocurrencia de fallas en la tubería de perforación de las Campos Quifa, Caño Limón y Purificación alrededor de un 30% mediante la evaluación de las propuestas realizadas, como se muestra en la matriz 5-11.

Para el diseño de esta matriz se plantearon una serie de soluciones contemplando las situaciones y procesos llevados a cabo por los operarios de patio, observados en las visitas a cada uno de los campos los cuales fueron destacados como perjudiciales para los tubulares. En dichos procesos la tubería estaba presentando una serie de fallas que afectaban tanto la operación (generando problemas y tiempos no productivos), como la tubería (clasificándose como tubería para desechar o clase 2). Todo esto se traduce en una pérdida tanto en tiempo, como económica para Estrella International Energy Services.

La finalidad de la matriz es que la empresa pueda atacar cada uno de los cuatro aspectos en los que la presencia o uso tubería tiene un efecto negativo en su vida útil, enfocándose en las posibles fallas químicas y/o mecánicas que se puedan presentar. Estos aspectos son, primordial y principalmente la operación de perforación, el proceso de stand up o parada de la tubería en la mesa, el proceso de almacenamiento, limpieza y stock; y finalmente el transporte de la tubería a otra locación. Para estas propuestas de acción se evaluó desde el ámbito geológico de cada uno de los campos, factores ambientales y meteorológicos, aspectos de operación, manejo y cuidados; además agentes químicos, limpieza adecuada, protectores, tipo de grasa, entre otros; hasta parámetros de perforación como torque, presión, fricción y proceso de conexiones.

Se debe tener en cuenta que aunque cada uno de estos parámetros analizados en los que se divide la matriz, son procesos y/o operaciones diferentes, el estado de la tubería depende de cada uno de ellos, por lo que en algunos casos, la solución para la falla evaluada podría ser similar en algunos de los casos, lo que al final nos indica que están relacionados y depende el uno del otro, para que la operación de perforación culmine con éxito.

A continuación se muestra la matriz de solución la cual evalúa una causa de formación o inicio de las fallas y un efecto provocado por el proceso u operación en el que se encuentra, y por último una propuesta de acción para disminuir la incidencia y/o representatividad de estas fallas en la tubería de perforación.

Matriz 5. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro de la operación de perforación.

	Perforación (25%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Sello Mellado	Fricción entre las conexiones. Aplicación no uniforme de la grasa.	Genera pérdida del material del sello y fisuras en su superficie	Aplicación uniforme de la grasa de trabajo durante las conexiones que se hagan en la operación. Realizar un recubrimiento de acero en las conexiones.
Corrosión Rosca y Sello	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Espesor de pared bajo	Perdida del recubrimiento interno del cuerpo por flujos muy turbulentos y sustancias corrosivas. Altas velocidades y flujos con sedimentos y cortes sólidos en el anular del pozo.	Exposición de la superficie metálica interna del cuerpo.	Reemplazar el recubrimiento interno que presente desgaste. Intentar que el flujo de trabajo, mantenga valores de Reynolds entre 10.000 y 15.000. (Según sea el caso)
Pitting Cuerpo	Sedimentación de sustancias químicas abrasivas (interna). Flujos a altas velocidades, transportando recortes abrasivos.	Formación de corrosión en superficie metálica expuesta. Se desgasta y/o retira el recubrimiento interno tubería. Pérdida de material en el área externa del tubular.	Mantener un pH entre 8,5 y 9.0 con el fin de evitar el rápido deterioro del recubrimiento interno. Uso de inhibidores de corrosión. Evitar flujos laminar-transicional, Reynolds entre 9.000 y 11.000
Rosca mellada	Sobre torque y fricción entre las superficies de las roscas conectadas. Top Drive desalineado.	Pérdida de material en los hilos de la rosca.	Verificar la alineación del top drive con la mesa de trabajo (evitar conexiones forzadas)
Sello Desgastado	Exceso de torsión y torque durante enroscado. Falta de aplicación uniforme de la grasa sobre la superficie.	Fricción entre las superficies metálicas de las roscas.	Calibrar llaves neumáticas y trabajar según los parámetros de la norma. Uso del Stabbing Guide adecuado para cada uno de los diámetros de la tubería.

Fuente: Elaboración propia

Matriz 6. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro de la operación de perforación. Continuación

	Perforación (25%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Rosca Desgastada	<p>Sobre torque e inclinación de la conexión.</p> <p>Conexión en tensión o compresión.</p> <p>Esfuerzos inferiores al valor mínimo de torsión de apriete.</p>	<p>Perdida de material en la rosca.</p> <p>Mellado en el área de los valles y picos de la rosca.</p>	<p>Pruebas de alineación, después del montaje del equipo.</p> <p>Tener en cuenta rangos de torque para tubería con un nivel de desgaste.</p>
Hilos Desgastados	<p>Esfuerzos inferiores al valor mínimo de torsión de apriete.</p> <p>Conexiones forzadas</p> <p>Contaminación por sólidos en el valle de la rosca.</p>	<p>Conexión desajustada</p> <p>Fisuras o grietas en la rosca</p>	<p>Aplicar la grasa de trabajo de manera uniforme y evitando su contaminación.</p>
Washout	<p>Roce entre la superficie externa de la tubería y la pared del pozo (formación).</p> <p>Perforación de pozos diferentes del tipo vertical.</p> <p>Alta velocidad y flujo del fluido de perforación.</p>	<p>Adelgazamiento de la pared del tubular.</p> <p>Pérdida irreparable de material</p> <p>Pérdida parcial y/o total del tubular.</p>	<p>Aplicar la grasa de trabajo de manera uniforme y evitando su contaminación.</p> <p>Realizar pruebas piloto retirando un revestimiento con desgaste (pared) y tener un control sobre el desgaste de las conexiones pin y box de la tubería.</p>
Fuente: Elaboración propia			

Matriz 7. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de almacenamiento.

	Almacenamiento (45%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Sello Mellado	Protectores en mal estado		
Corrosión Rosca y Sello	Exposición a condiciones ambientales oxidantes y/o acidas. Protectores contaminados y en mal estado físico. Almacenamiento con la grasa inadecuada. Grasa aplicada con residuos líquidos y sólidos.	Perdida de material en la zona. Formación de residuos sólidos en la rosca. Formación de corrosión continúa.	Aplicación de la grasa de almacenamiento adecuada. Limpieza de la rosca y de su respectivo protector con el fin evitar contaminación solida o líquida. Instalación de sellos mecánicos para proteger el sello en cada una de las conexiones.
Espesor de pared bajo	Residuos de lodo de perforación en el cuerpo del tubular. Perdida de material (revestimiento-tubular). Almacenamiento inadecuado de los tubulares en las canastas.	Eliminación de la protección polimérica que recubre el cuerpo del tubular. Perdida de material en superficie externa de la tubería.	Usar protectores en buen estado físico, que eviten la contaminación por sólidos y líquidos que entren en contacto con la superficie metálica. Almacenamiento con la grasa adecuada y con una aplicación uniforme, evitando dejar parte de la superficie de la rosca expuesta. Utilizar camas o soportes que separen cada una de las tuberías y eviten su contacto
Pitting Cuerpo	Perdida del revestimiento polimérico del cuerpo del tubular. Residuos del lodo de perforación (Alta concentración de sales y oxígeno en el lodo de perforación).	Couting en el cuerpo de la tubería de perforación	Uso e instalación de Drill Pipe Wippers, con el objetivo de eliminar la mayoría o totalidad de los residuos del fluido de perforación que pudiesen quedar adheridos a la pared interna de los tubulares.
Fuente: Elaboración propia			

Matriz 8. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de almacenamiento. Continuación.

	Almacenamiento (45%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Hilos Desgastados	<p>Protectores contaminados con residuos sólidos y en mal estado físico.</p> <p>Contaminación sólida en el valle de la rosca.</p>	<p>Perdida de material en la superficie metálica.</p> <p>Debilita la conexión durante la operación.</p>	<p>Aplicar grasa adecuada en la rosca y en sus protectores para evitar contacto o fricción.</p> <p>Evitar la contaminación con sólidos abrasivos de los protectores de la rosca.</p>
Rosca mellada	<p>Protectores en mal estado físico. Almacenamiento con la grasa inadecuada.</p> <p>Formación de corrosión en la superficie metálica de la rosca.</p>	<p>Perdida de material en la conexión.</p>	<p>Uso del Stabbing Guide adecuado para cada uno de los diámetros de la tubería.</p> <p>Aplicar la grasa de trabajo de manera uniforme y evitando su contaminación.</p>
Sello Desgastado	<p>Protectores contaminados con residuos sólidos y en mal estado físico.</p> <p>Almacenamiento de la tubería con la grasa inadecuada.</p>	<p>Perdida de material en la conexión.</p> <p>Formación de corrosión en el sello</p>	<p>Usar protectores en buen estado físico que eviten el contacto del sello con agua y/o aire.</p> <p>Aplicar la grasa adecuada para esta situación.</p> <p>Evaluar un recubrimiento metálico para los sellos, que evite la exposición directa del material de fabricación de la sarta.</p>
Rosca Desgastada	<p>Protectores contaminados con residuos sólidos y en mal estado físico.</p> <p>Exposición a fenómenos meteorológicos variados</p>	<p>Perdida uniforme de material en la rosca.</p> <p>Juego en la conexión.</p> <p>Posibles fallas mecánicas durante la operación</p>	<p>Evitar la contaminación con sólidos abrasivos de los protectores de la rosca.</p> <p>Instalar protectores en buen estado físico que eviten la contaminación por agua y/o aire.</p>
Washout	<p>Perdida del revestimiento del cuerpo de la tubería</p> <p>Adelgazamiento de la pared por pérdida de material.</p>	<p>Perdida del tubular.</p> <p>Fallas y tiempos no productivos durante la operación.</p>	<p>Instalar soportes en las canastas con el fin de evitar contacto entre las superficies.</p>
Fuente: Elaboración propia			

Matriz 9. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del Stand Up o Parada de la tubería en la mesa de perforación.

	Stand Up (20%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Sello Mellado	Falta de protección en el sello durante el quiebre de tubería. Contaminación solida de la superficie del material.	Perdida de material y formación de corrosión en la conexión.	Instalar protectores para el área superficial del sello. Evitar el contacto del sello con agua y/o lodo de perforación.
Corrosión Rosca y Sello	Exposición de la superficie a sustancias (lodo de perforación) y ambientes (corrientes de aire y agua) corrosivas.	Formación de corrosión desgasta y debilita el material, lo que podría generar daños mecánicos.	Retirar residuos sólidos y líquidos que puedan estar en contacto con la superficie (rosca y cuerpo). Instalar protectores para evitar exposición a condiciones meteorológicas perjudiciales para la conexión expuesta.
Espesor de pared bajo	Eliminación infectiva de los residuos adheridos a las paredes internas de la tubería de perforación.	Torcedura en alguno de los tubos que conforman la parada	Asegurar los soportes de base y altura; a su vez buena distribución del peso de los tubos.
Pitting Cuerpo	Sedimentación de compuestos que favorecen la corrosión en superficies metálicas que han perdido su recubrimiento.	Sedimentación de compuestos abrasivos en el fluido adherido a las paredes del tubular.	Retirar los sedimentos en el cuerpo y en las conexiones con el fin de evitar reacciones corrosivas en las superficies metálicas. Retirar los sedimentos en el cuerpo y en las conexiones con el fin de evitar el desgaste del recubrimiento polimérico del cuerpo.
Rosca mellada	Contaminación solida de la rosca.	Formación de corrosión.	Limpieza exhaustiva de la rosca con el fin de eliminar residuos químicos corrosivos y abrasivos.
Fuente: Elaboración propia			

Matriz 10. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del Stand Up o Parada de la tubería en la mesa de perforación. Continuación.

	Stand Up (20%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Sello Desgastado	<p>Sello del pin está expuesto y sin protectores a solidos abrasivos y agua contaminada con sustancias y compuestos que favorecen y aceleran la formación de corrosión.</p> <p>La superficie de la cara del sello no cuenta con la protección necesaria para evitar recalado y pérdida de material durante el proceso y tiempo de la "parada".</p>	<p>Perdida de material en el sello.</p> <p>Perdida de uniformidad en la superficie.</p> <p>Formación de corrosión por rendijas.</p>	<p>Protectores para la conexión expuesta a la intemperie.</p> <p>Evitar contaminación solida abrasiva de los protectores.</p>
Rosca Desgastada	<p>Limpieza poco exhaustiva de la rosca al momento de realizar el quiebre de la tubería.</p> <p>Falta de protección a condiciones ambientales corrosivas y contaminantes de la conexión</p>	<p>Juego en la conexión.</p> <p>Generación de problemas y fallas en conexiones que estén en buen estado.</p>	<p>Protectores contra condiciones meteorológicas agresivas con el material de la rosca expuesto.</p>
Hilos Desgastados	<p>No se elimina de manera eficiente los residuos de lodo contaminado con partículas sólidas y sustancias abrasivas de la perforación.</p> <p>Falta de protección a condiciones ambientales corrosivas y contaminantes de la conexión</p>	<p>Desgaste el material debido a la formación de corrosión a lo largo de la rosca.</p>	<p>Evitar que el proceso de desenroscado sea de manera forzada.</p>
Washout	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA

Fuente: Elaboración propia

Matriz 11. Matriz de solución de las fallas seleccionadas evaluada dentro del proceso de transporte.

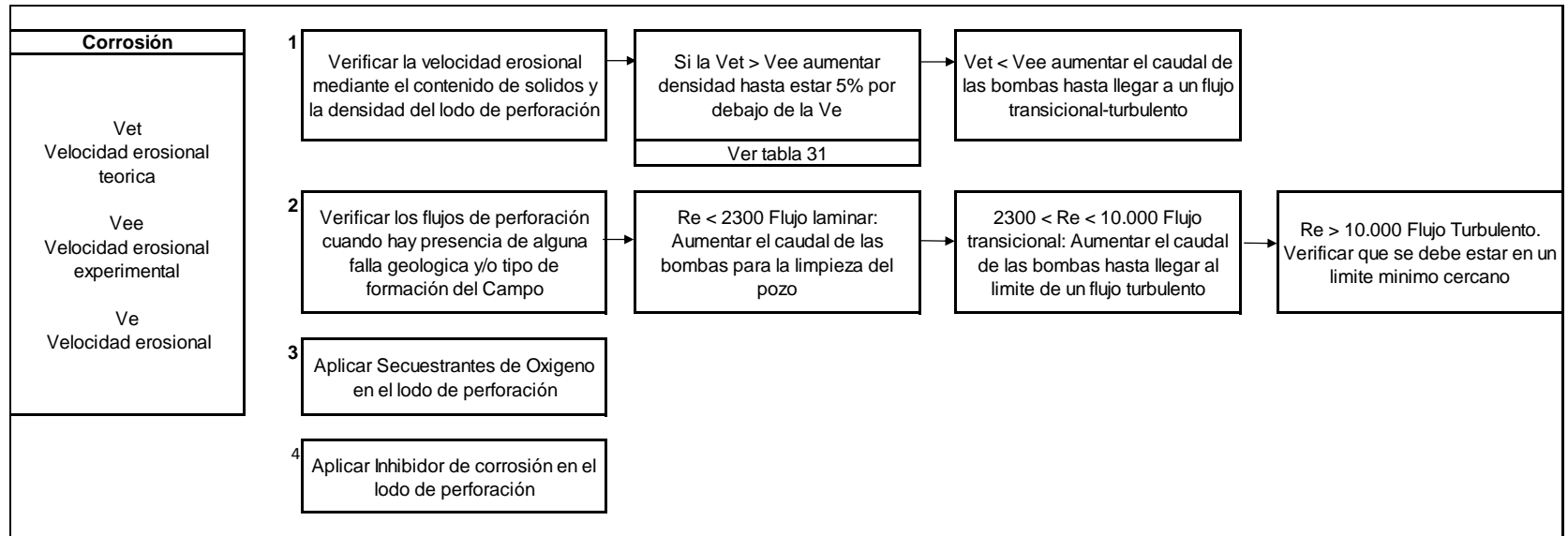
	Transporte (10%)		
	Causa	Efecto	Propuesta de acción
Sello Mellado	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Corrosión Rosca y Sello	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Espesor de pared bajo	Falta de soportes que eviten la fricción o abolladuras debido a golpes entre las tuberías.	Generación de daños mecánicos como grietas, torceduras o abolladuras.	Soportes especializados para el transporte de la tubería, con el fin de disminuir los golpes entre tubos. Evitar los golpes fuertes entre los tubos a la hora de ser levantados y descargados.
Pitting Cuerpo	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Rosca mellada	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Sello Desgastado	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Rosca Desgastada	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Hilos Desgastados	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Washout	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA
Fuente: Elaboración propia			

En el caso del proceso de transporte, matriz 11, solo se dan posibles soluciones para el espesor de pared bajo, debido a que no es un proceso que influya de manera significativa en la formación de las fallas, sin embargo si podría empeorar las existentes, pero llevando a cabo las propuestas de acción del proceso de almacenamiento, estas cubrirían o sanearían posibles factores críticos para la tubería durante el transporte.

8. EVALUACIÓN DE LA MATRIZ DE SOLUCIÓN

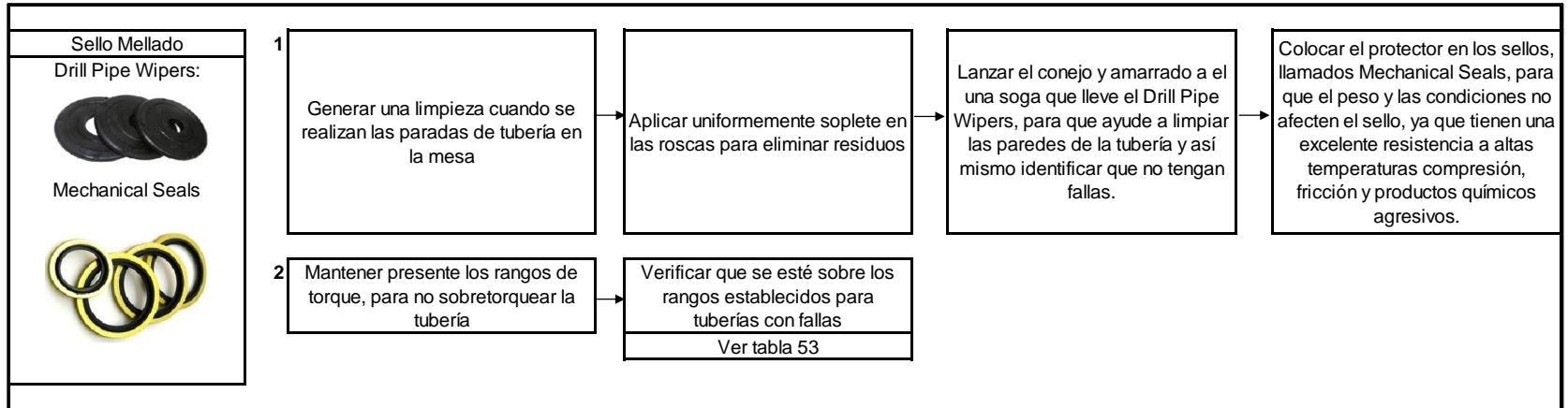
A partir de las soluciones planteadas en el numeral anterior, se procede a realizar una evaluación individual de cada una de las posibles soluciones planteadas, para ofrecer diferentes alternativas de control y disminución, de las fallas y los efectos, respectivamente que se pueden desarrollar en la tubería de perforación estudiada en este análisis.

Matriz 12. Evaluación de la matriz de solución para la corrosión.



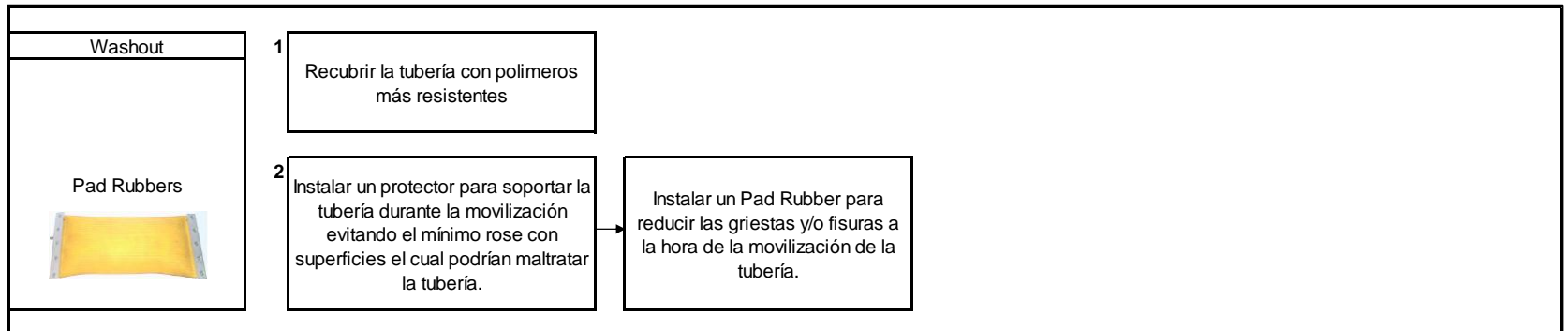
Fuente: Elaboración propia

Matriz 13. Evaluación de la matriz de solución para el sello mellado.



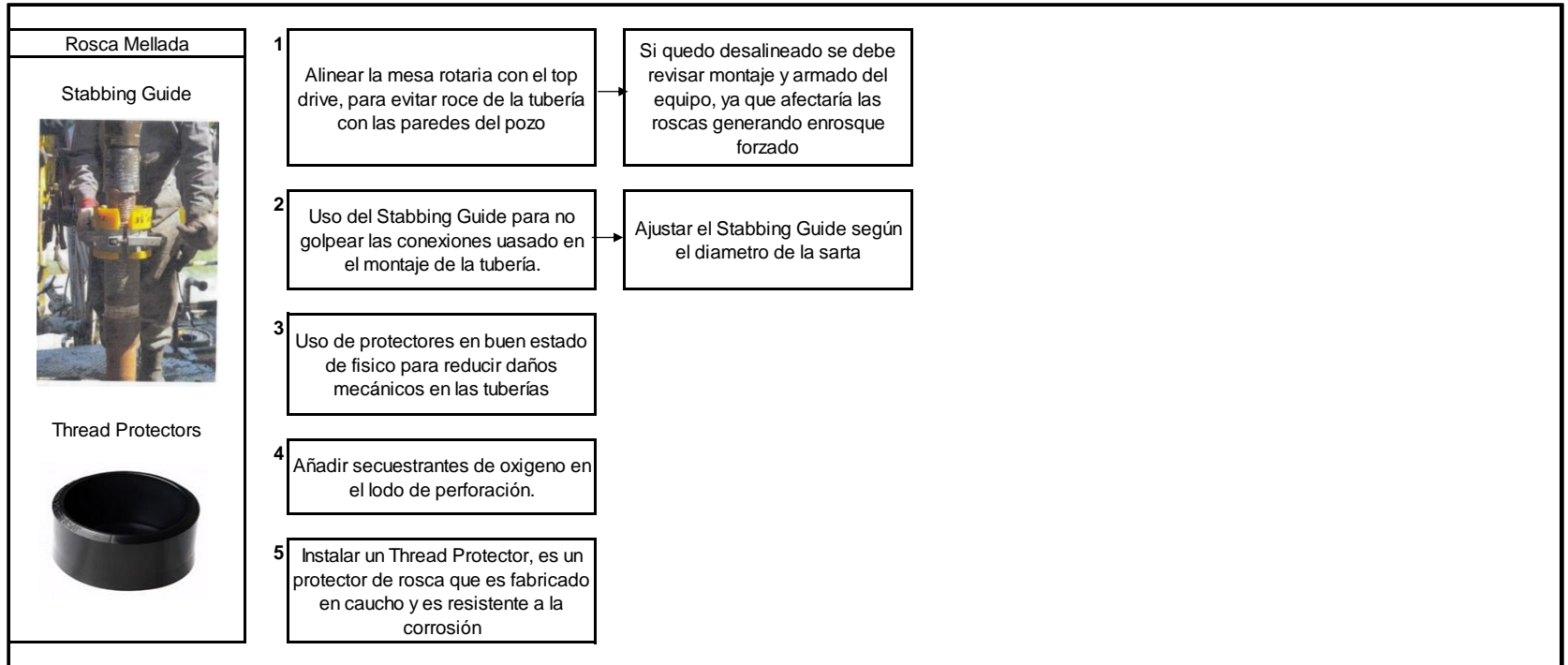
Fuente: Elaboración propia

Matriz 14. Evaluación de la matriz de solución para el washout.



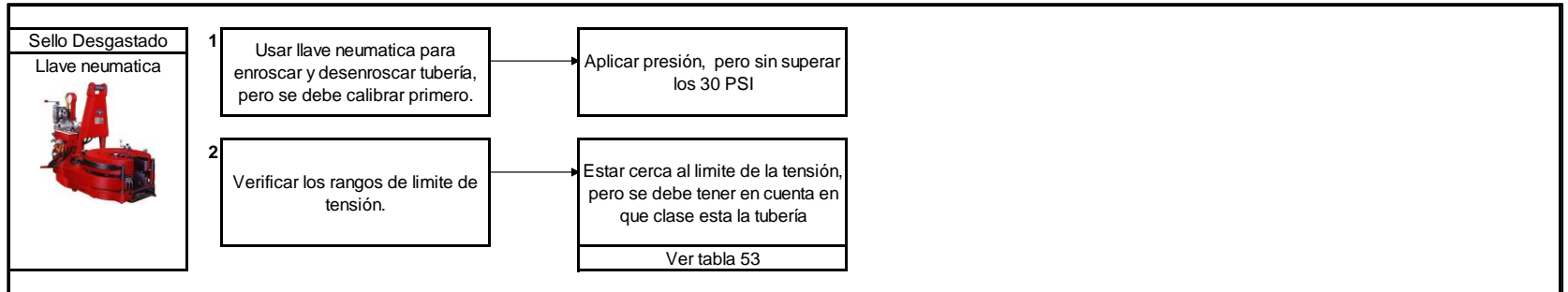
Fuente: Elaboración propia

Matriz 15. Evaluación de la matriz de solución para la rosca mellada.



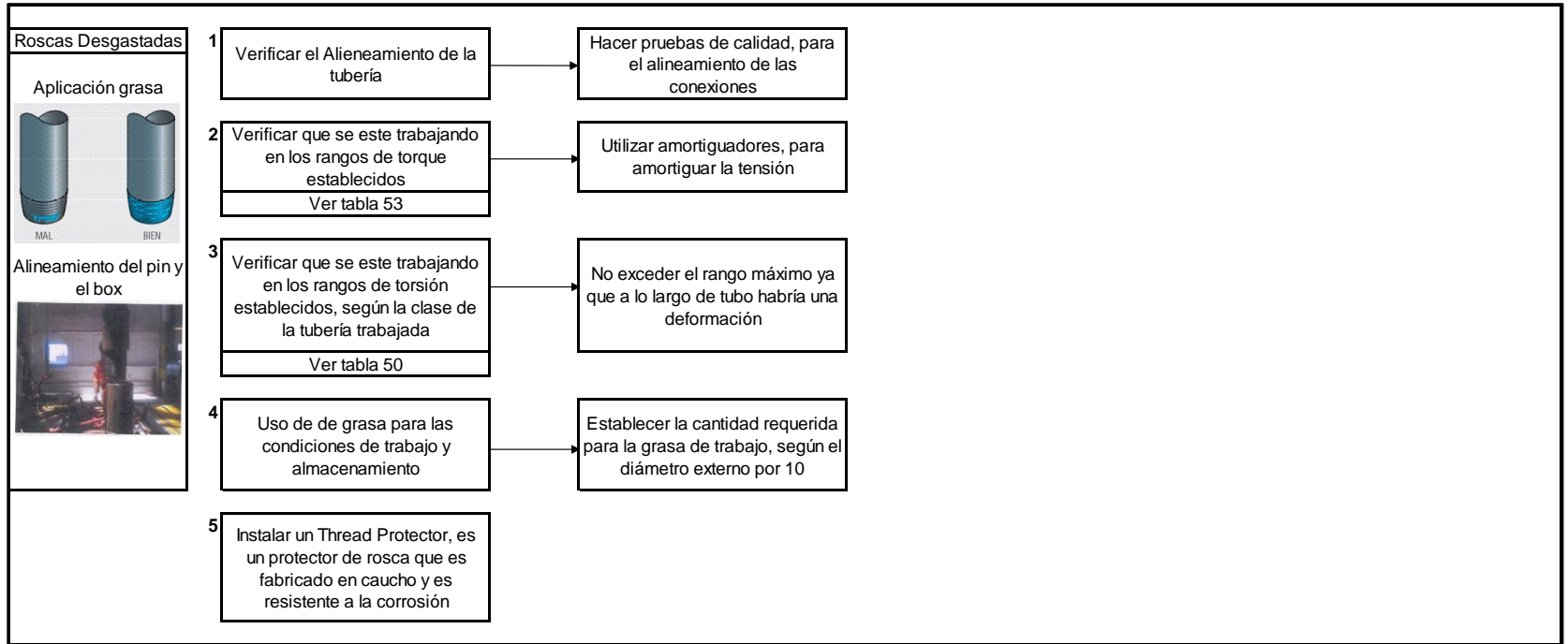
Fuente: Elaboración propia

Matriz 16. Evaluación de la matriz de solución para el sello desgastado.

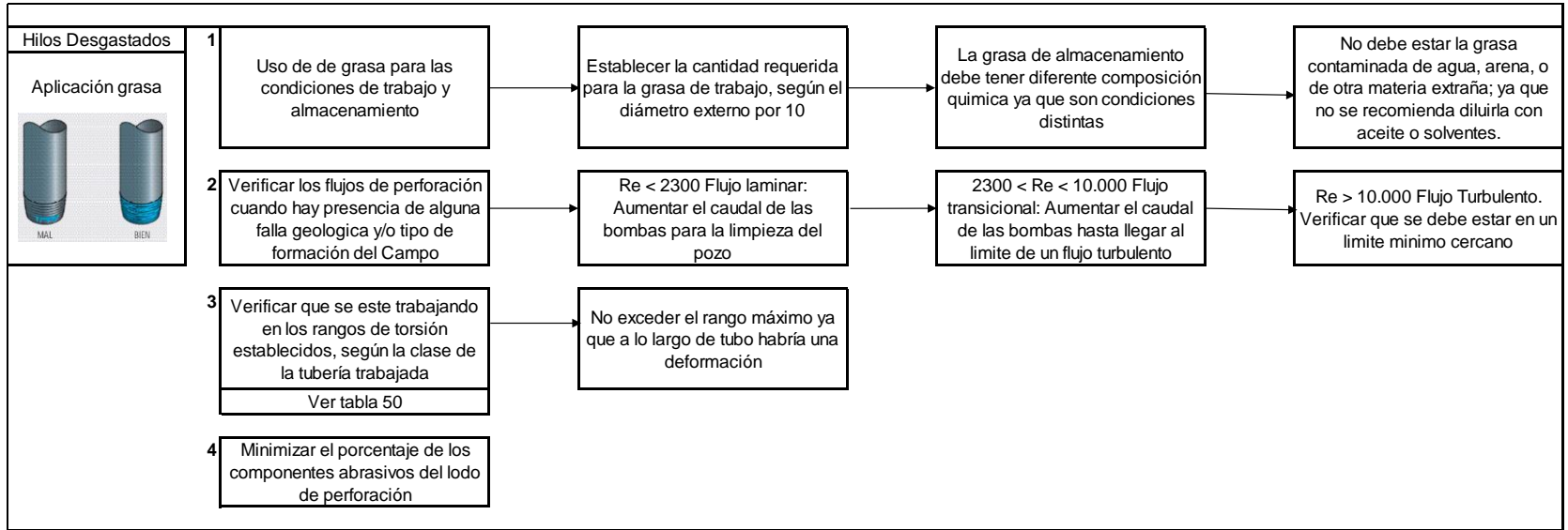


Fuente: Elaboración propia

Matriz 17. Evaluación de la matriz de solución para la rosca desgastada.

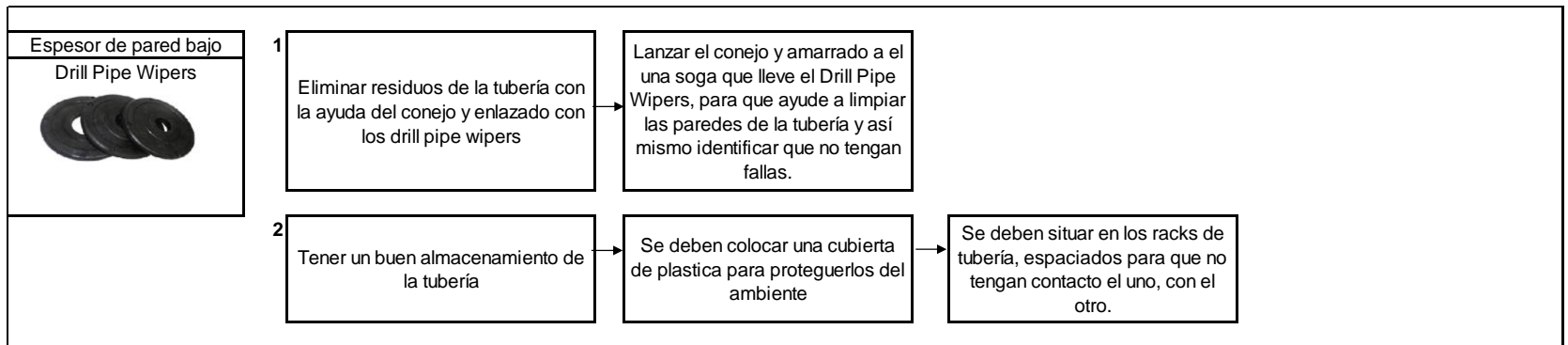


Fuente: Elaboración propia Matriz 18. Evaluación de la matriz de solución para los hilos desgastados.



Fuente: Elaboración propia

Matriz 19. Evaluación de la matriz de solución para el espesor de pared bajo.



Fuente: Elaboración propia

9. ANÁLISIS FINANCIERO

En este capítulo se hará un análisis financiero para demostrar el ahorro que se tendría si se llegará a aplicar las soluciones propuestas. Se presentan dos opciones, la primera es el estado actual, y la segunda son las propuestas para la disminución de las fallas de la tubería de 5" grado S-135.

9.1 ANÁLISIS DE COSTOS

Estrella International Energy Services requiere implementar las soluciones propuestas de la matriz de solución, por ende se necesita realizar un análisis histórico con el número de pozos que se perforaron por año desde el 2007 hasta el 2017 con el fin de tener información para plantear un escenario financieramente similar. Se debe tener en cuenta que en el año 2011 no hubo datos, por lo tanto este año no entra dentro del análisis. A continuación, en la tabla 54 se muestra el costo de inspección por año.

Tabla 51. Costos de inspección por año.

Año	Número de Tubos	Valor inspección promedio (USD)	Costo total de inspección (USD)
2007	6.652	19.88	132.24
2008	947	19.88	18,826.36
2009	2.694	19.89	53.58
2010	7.514	22.81	171.39
2011	-	-	-
2012	2.006	34.54	69.29
2013	3.111	42.49	132.19
2014	1.82	45.53	82.86
2015	2.283	30.17	68.88
2016	435	27.61	12,010.35
2017	2.344	25.05	58.72
Total	29.806	-	31,605.86

Fuente: Estrella International Energy Services. Bogotá 2017. Modificado por lo autores

Se debe tener en cuenta también el número de reparaciones que tuvo la tubería en estos diez años, sin embargo, las reparaciones empezaron desde el año 2010, teniendo en cuenta que en el 2016 se presentó el mismo problema que se presentó en el año 2011.

En la tabla 55 se muestra cuales fueron sus reparaciones, y la cantidad de tubos que se arreglaron por año.

Tabla 52. Cantidad de reparaciones por año

Número de Reparaciones por año								
Reparación	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Reface	379	-	1138	1645	509	286	-	22
Maquinado Sellos	20	-	120	62	57	60	-	-
Maquinado Conexiones	1	-	8	4	372	388	-	-
Fosfatado	1	-	-	2	372	387	-	-
Maquinado Roscas	-	-	26	70	21	-	-	-
Enderezar	-	-	-	-	-	2	-	-

Fuente: Estrella International Energy Services. Datos de inspección. Modificado por lo autores

Así mismo en la tabla 56, se observa los precios de cada uno de las reparaciones por año.

Tabla 53. Costo de Reparaciones por año en USD

Año	Reface	Maquinado sellos	Maquinado Conexiones	Maquinado Roscas	Fosfatado
2010	7.89	34.48	105.64	-	22.98
2011	-	-	-	-	-
2012	22.69	103.46	168.54	246.97	-
2013	37.29	131.61	108.01	273.93	38.76
2014	31.23	101.63	167.21	255.96	24.59
2015	23.62	75.52	121.92	186.63	17.93
2016		-	-	-	-
2017	10.84	-	-	-	-

Fuente: Estrella International Energy Services. Datos de reparación. Modificado por lo autores

Por consiguiente en la tabla 57, se observa los costos finales de reparación por año, según el número de veces reparada.

Tabla 54. Costo de Reparación por año desde 2010-2017

Costos de Reparación por año desde el 2010-2017 en USD					
Año	Reface	Maquinado sellos	Maquinado Conexiones	Maquinado Roscas	Fosfatado
2010	2,989.59	689.51	105.64		22.98
2011					
2012	25,826.38	12,415.24	6,421.22	6,421.22	
2013	61,350.20	8,160.08	432.03	19,175.00	77.51
2014	15,895.74	5,793.04	62,203.20	5,375.11	9,147.46
2015	6,754.92	4,531.18	47,305.93		6,938.77
2016					
2017	238.54				
Suma	113,055.36	31,589.05	116,468.03	30,971.33	16,186.72
Total	308,270.50				
Fuente: Estrella International Energy Services. Datos de reparación. Modificado por lo autores					

9.2 COSTO DEL CAPITAL MEDIO PONDERADO

El costo capital promedio ponderado, por sus siglas en inglés, WACC, representa la tasa de descuento que suele emplearse para descontar los flujos de fondos operativos para valorar una empresa utilizando el descuento de flujos de efectivo. El WACC, es un indicador financiero, que tiene el propósito de englobar en una sola cifra expresada en términos porcentuales, el costo de las diferentes fuentes de financiamiento que usara una empresa para fondear algún proyecto en específico.

La ecuación para calcular el WACC, se presenta a continuación.

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Dónde:

- WACC: weighted Average Cost of Capital o Promedio Ponderado del Costo Capital.
- K_e : tasa o costo de oportunidad de los accionistas.
Este término representa la tasa de retorno que exige el accionista para el riesgo de esa empresa, es decir, lo que le cuenta a la empresa financiar sus recursos propios provenientes de los accionantes.
- CAA: capital Aportado por los Accionistas.
- D: deuda financiera contraída.
- K_d : costo de la deuda financiera.
- T: tasa de impuesto a las ganancias.

Este valor incluye los impuestos, ya que brinda beneficio fiscal, es decir, los intereses son fiscalmente deducibles, lo que genera que, cuanto más deuda se obtiene, menos son los impuestos que hay que cancelar.

$$K_e = R_f + B * (R_m - R_f) + R_p$$

Dónde:

- Rf: tasa libre de riesgo
- B: riesgo sistemático de la empresa
Representa el riesgo sistemático de la empresa reflejando características tales como el sector en que la empresa actúa. La relación entre la deuda de la empresa y su capital propio también interfiere, ya que a mayor relación de la deuda/capital, mayor será el riesgo y mayor será “B”.
- Rm: estimación de rentabilidad. Estimación de la rentabilidad de las empresas que componen el mercado o sector a analizar.
- Rp: riesgo del país. Mide el grado de peligro o riesgo que representa un país para inversiones extranjeras. Las potencias mundiales suelen tener riesgo de país bajo contrario a lo que sucede con naciones emergentes, las cuales tienen un riesgo de país más alto.

Con la demostración anterior, la empresa Estrella International Energy Services, teniendo en cuenta todos los términos explicados, determino un valor para su WACC de **7,152%**.

9.3 COSTO ANUAL UNIFORME EQUIVALENTE⁴⁰

El costo anual uniforme equivalente, por sus siglas CAUE, consiste en reducir todos los ingresos y todos los egresos a una serie uniforme equivalente de pagos de esta forma los costos durante un año de una alternativa se comparan con los costos durante un año de la otra alternativa.

La ventaja de éste índice es que no exige que se tenga que tomar tiempos iguales como en el caso del VPN, sino que únicamente se comparan los costos que en forma equivalente se hayan causado durante un año. Matemáticamente el CAUE se define como la anualidad equivalente del valor presente neto de un proyecto.

9.4 ANÁLISIS DEL PROYECTO

Para evaluar financieramente el proyecto, la empresa Estrella International Energy Services, tiene la necesidad de ahorrar en reparaciones de tubería, por ende si se implementa y se sigue las sugerencias de la matriz de solución se reduciría un 30%. Por lo tanto se evaluarán en dos flujos de cajas, la primera sin el proyecto y la segunda con el proyecto, indicando el ahorro del 30%.

Para el análisis del proyecto se usará el Costo/Beneficio que usualmente es usado con el indicador TIO como porcentaje efectivo anual para los cálculos de este indicador, sin embargo, la empresa Estrella International Energy Services no usa este indicador para evaluar sus propuestas financieras, sino el indicador WACC, Costo Anual Promedio Ponderado. Dado lo anterior el WACC puede

⁴⁰ Baca Currea, Guillermo. Ingeniería Económica, Octava Edición. Bogotá D.C. p.234

reemplazar el TIO para continuar con los cálculos del Costo/Beneficio del proyecto.

9.4.1 Flujos de Caja. En este análisis se realizó el análisis financiero para cada tipo de plan, el plan A, el cual representa las situaciones y acciones actuales de la empresa, basado en un historial de costos y egresos durante los 10 años del estudio. Por otro lado, el plan B, que representa la aplicación de la matriz de solución propuesta por la presente investigación, representada como la inversión por un valor de aproximadamente de ochenta y ocho millones de pesos (COP 88'000.000) o veintiocho mil novecientos cuarenta y dos dólares (USD 28.942).

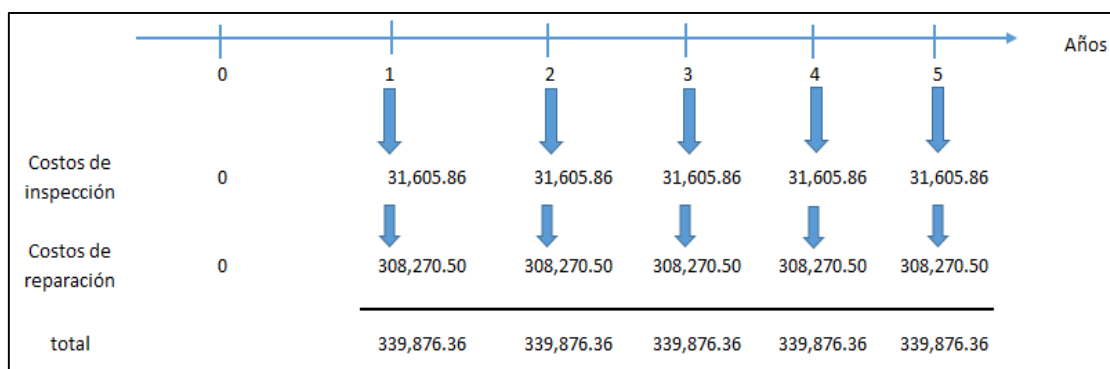
Mediante esta herramienta financiera se analizaran en un periodo de 5 años, es decir, desde el 2018 hasta el 2023, los escenarios del plan A y B, bajo las condiciones de interés de la empresa actuales.

En las ecuaciones que se presentan a continuación, se observa cómo se evaluó el valor de cada uno de los egresos convertidos a un único valor presente para cada tipo de plan, con el TIO de **7,152%**. Los valores representados en el flujo de caja son el mismo debido a que no fue posible representar el cambio de los precios del dólar y de los diferentes servicios prestados por y hacia la empresa durante las operaciones y trabajos de la tubería.

A continuación se presentan los flujos de caja que representan la aplicación de cada uno de los planes a futuro en un periodo definido de 5 años, como se evidencia en las figuras 34 y 35.

9.4.1.1 Sin proyecto.

Figura 34. Flujo de caja sin aplicación del proyecto.



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente ecuación, se muestra como se desarrolló de forma matemática el valor único convertido a valor presente.

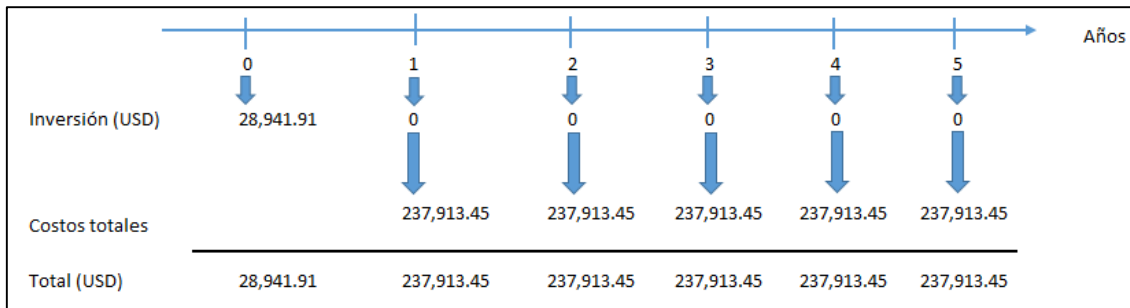
Valor Presente

$$= \left(\frac{339,876.36}{(1 + 0.07152)^1} \right) + \left(\frac{339,876.36}{(1 + 0.07152)^2} \right) + \left(\frac{339,876.36}{(1 + 0.07152)^3} \right) + \left(\frac{339,876.36}{(1 + 0.07152)^4} \right) + \left(\frac{339,876.36}{(1 + 0.07152)^5} \right)$$

$Valor\ Prest = USD\ 1,469,952.49$

9.4.1.2 Con proyecto.

Figura 35. Flujo de caja con la aplicación del proyecto.



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente ecuación, se muestra como se desarrolló de forma matemática el valor único convertido a valor presente.

Valor Presente

$$= -28,941.91 + \left(\frac{237,913.45}{(1 + 0.07152)^1} \right) + \left(\frac{237,913.45}{(1 + 0.07152)^2} \right) + \left(\frac{237,913.45}{(1 + 0.07152)^3} \right) + \left(\frac{237,913.45}{(1 + 0.07152)^4} \right) + \left(\frac{237,913.45}{(1 + 0.07152)^5} \right)$$

$Valor\ Prest = USD\ 1,000,024.84$

9.5 ANÁLISIS COSTO/BENEFICIO⁴¹

Consiste en poner en valor presente los beneficios netos y dividirlo por el valor presente de todos los costos del proyecto, es decir, la inversión del proyecto. De acuerdo a lo anterior la fórmula sería la siguiente.

$$Relación\ B/C = \left(\frac{Valor\ presente}{Inversión} \right)$$

El resultado de dicha fórmula puede tomar tres valores diferentes:

Si el B/C es <1 significa que los ingresos son menores que los costos.

Si el B/C es = 1 significa que en valor presente, los ingresos son igual a los egresos, por lo tanto es indiferente realizar el proyecto.

Si el B/C es >1 significa que en valor presente los ingresos son mayores que los egresos por lo tanto es viable realizar el proyecto.

⁴¹ Baca Currea, Guillermo. Ingeniería Económica, Octava Edición. Bogotá D.C. p.263

Conociendo los aspectos teóricos de esta herramienta financiera, la cual es la que se va a utilizar para evaluar el presente proyecto, ahorrando el siguiente resultado.

$$\text{Relación } B/C = \left(\frac{1,000,024.84}{28,941.91} \right)$$

$$\text{Relación } B/C = 34.55$$

Analizando el resultado anterior y comparándolo con la teoría, se puede concluir que es un valor mayor a uno, por lo que el proyecto es viable y representaría para la empresa un ahorro de económico y un beneficio operacional en el momento que se quisiera implementar la matriz de solución con sus debidas propuestas de acción. La implementación implicaría un ahorro de USD 469,927.66.

10. CONCLUSIONES

- Se identificó que los lugares en los que están situados los pozos analizados presentan una geología similar, por lo tanto las fallas mecánicas y químicas presentadas en la tubería son causadas gracias a que se perforan estratos con composiciones geológicas abrasivas similares (arcillas/arenas/lutitas) las cuales durante el proceso de perforación se comportan como agentes perjudiciales para la tubería.
- A partir del estudio estadístico de los datos recopilados se lograron diagnosticar las posibles causas de las fallas seleccionadas como las recurrentes y representativas en los procesos de perforación, almacenamiento, stand up y transporte en la tubería de perforación.
- Los análisis del laboratorio del fluido de perforación y el estudio de las condiciones de exposición ambiental de la tubería permitieron evidenciar factores químicos generados de fallas de este tipo y sus mecanismos de acción.
- Siguiendo la norma DS1 TH Hill, se propusieron valores bajo los rangos de operación establecidos, teniendo en cuenta el estado físico y clasificación de los tubulares según la apreciación de las inspecciones y los trabajos realizados.
- Mediante la evaluación de factores específicos de cada una de las dependencias de la operación tales como, el almacenamiento (limpieza/estado de protectores/disposición en canasta/disposición al ambiente/etc.), perforación (conexiones/montaje de mesa/fluido de perforación/bombas/manejo de herramientas/etc.), stand up (procesos de limpieza/manejo de tubería/etc.) y transporte de los tubulares, se logra diseñar una matriz de solución que aporta propuestas de acción para disminuir la incidencia de las fallas de cada una de las dependencias.
- La evaluación de la propuesta de acción permitió desglosar posibles mecanismos de acción para realizar cada uno de los procesos de mejoramiento de las prácticas actuales en el manejo de los tubulares, los cuales proponen una disminución de las posibles fallas químicas y mecánicas que se puedan presentar.
- Se propone un factor de disminución en los costos de mantenimiento/inspección/repación de Estrella International Energy Services de un 30% sobre el acumulado de los diez años del estudio, el cual se evaluó mediante la relación B/C ahorrando el resultado positivo frente a la aplicación del proyecto.

11. RECOMENDACIONES

- Evaluar en un grupo de tubería de la sarta de perforación, mediante un seguimiento estricto, el impacto de una operación en una campaña de perforación, contrastando los cambios registrados en la tubería desde la inspección inicial y la final, y de allí obtener una tendencia del comportamiento según el Campo de análisis,
- Se recomienda realizar la implementación de la matriz de solución, siempre y cuando, se evalúe que el ambiente, zona y condiciones de operación sean aptas y viables financieramente para su desarrollo en campo
- Se recomienda realizar un análisis de laboratorio y de ingeniería de materiales de las afectaciones químicas y mecánicas que tiene la tubería cuando en el fluido de perforación existe presencia de iones carbonatos y sulfatos de manera controlada en el lodo.
- Instalar cupones de corrosión en la tubería, representa una buena alternativa para evaluar la velocidad de formación de corrosión que puede ser generada por el fluido de perforación en la tubería directamente en campo, se recomienda evaluar los resultados de la implementación en campo de los cupones después de que la sarta perfora el promedio mensual (3 Pozos) en campo.
- Métodos de seguimiento para situaciones donde se deba sobrepasar las condiciones máximas establecidas con el fin de verificar los efectos mecánicos que este tipo de escenarios pueden causar en el cuerpo y conexiones de la tubería.
- Establecer un método que aproxime la vida útil teniendo en cuenta las variables más importantes que influyen en el proceso de perforación de pozos con tubería de grado S-135.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basin. Nomenclature, Boundaries and petroleum Geology, a new Proposal. Bogotá 2007.

_____. Cuenca de los Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá. Diciembre 2012.

_____. Cuenca Catatumbo, Cesar-Rancheria, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá. Diciembre 2009.

_____. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Bogotá. Diciembre 2012.

_____. Petroleum Geology of Colombia. Middle Magdalena Basin. Volumen 11. Diciembre 2011.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Specification for Drill Pipe. API 5D 2001 Fifth Edition. Washington D.C. API Publishing Services. Abril 2002. p. 1-5.

_____, Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing. API RP 5C1. Eighteenth Edition. Washington D.C. API Publishing Services. Mayo 1999. p. 20-25

_____, Practica recomendada para la inspección y clasificación de los elementos del conjunto de perforación usados. ANSI/API RP 7G2. Primer Edition. Washington D.C. API Publishing Services. Abril 2002. p. 30-34

_____, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. Fifth Edition. Washington D.C. API Publishing Services. Octubre 1991. p. 20-25

BAKER HUGES INCORPORATED. Fluidos, Manual de Ingeniería. Houston TX. Technical Communications Group. Agosto 1998. p. 121-225.

BLANCO L., Viviana N. y GOMEZ G., Astrid Clairet. Diseño de un programa de trazabilidad que evalúe la vida útil de la tubería de perforación para el equipo SAI 25 en las operaciones del Campo Caño Limón. Trabajo de Grado. Bogotá D.C. 2014.

DATALOG. Manual de perforación, Procedimientos y operaciones en el pozo. Tercera Edición. Canadá. Marzo 2001.

HILL, Tom H. y WADSWORTH, Thomas M. Standard DS-1 Drill Stem Inspection. 4 edition. Houston TX. TH Hill Associates Inc. Mayo 2012. Volumen 3

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma tecnica colombiana NTC 1019. Productos químicos para uso industrial. Soda Caustica y Potasa Caustica, Metodos de análisis. Cuarta Actualización. Bogotá D.C. 2008. ICS: 71.060.40

_____. Norma tecnica colombiana NTC 1486. Documentación. Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y otros Trabajos de Investigación. Sexta Actualización. Bogotá D.C. 2008. ICS: 01.140.20

_____. Norma técnica colombiana NTC 4490. Referencias Documentales para Fuentes de Información Electrónicas. Primera Edición. Bogotá D.C. 1998. ICS: 01.140.20

_____. Norma tecnica colombiana NTC 5613. Referencias Bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura. Cuarta Edición. Bogotá D.C. 2008. ICS: 01.140.20

INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de los Fluidos de Perforación. Dallas, Texas 2001.

PREJEAN, Hilton. API Standards for Pipe Inspections. Tuboscope NOV. First Edition. September 2012. American Association of Drilling Engineers.

REYES H., Shirley M. Evaluación tecnica y financiera de las perforación de pozos productores con reducción de espaciamiento en el Campo Quifa. Trabajo de Grado. Bogotá 2015.

SIMINI. Jorge A. Manual de uso de Casing y Tubing. Tenaris, Segunda Edición. Argentina 2007. p. 10-19.

ANEXO A

GUÍAS DE LABORATORIO PARA PRUEBAS AL LODO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

Anexo A. Guías para pruebas de laboratorio.

Productos, aplicaciones y pruebas

Procedimientos de prueba de los fluidos de perforación

Fluidos de base agua

Medición de la densidad (peso del fluido)

Aparato

Se puede utilizar cualquier instrumento con una precisión de $\pm 0,1 \text{ lb}_m/\text{gal}$ o $\pm 0,5 \text{ lb}_m/\text{ft}^3$, ($\pm 0,01 \text{ g}/\text{cm}^3$).

Calibración

El instrumento se calibrará, de manera frecuente, utilizando agua dulce, la cual debería arrojar una lectura de $8,3 \text{ lb}_m/\text{gal}$ o $62,3 \text{ lb}_m/\text{ft}^3$ ($1 \text{ g}/\text{cm}^3$) a 70° F (21° C).

Procedimiento

1. La base del instrumento debe estar asentada sobre una superficie uniforme.
2. Mida la temperatura del fluido y regístrela en la planilla del Informe de Fluidos de Perforación.
3. Llene la taza, que deberá estar limpia y seca, con el fluido a ser sometido a prueba. Ahora tape la taza llena y gire la tapa hasta que quede bien asentada. Asegúrese de que parte del fluido sea expulsado a través del orificio en la tapa, para así poder liberar el aire o gas que haya quedado atrapado.
4. Si utiliza una balanza presurizada, utilice la bomba para llevar el fluido a la taza, bajo presión. Llene la bomba con el fluido de perforación, coloque la bomba sobre los soportes de la taza. Empuje el pistón hasta que ya no se pueda sacar más fluido.
5. Lave o limpie el fluido que haya quedado en la parte exterior de la taza. Coloque el brazo sobre el soporte de la base y equilibrelo moviendo la guía deslizante a lo largo de la escala graduada. El equilibrio se logra cuando la burbuja se encuentra bajo la línea central.
6. Lea la densidad en el borde de la guía deslizante que mira hacia el filo de cuchilla.

Productos, aplicaciones y pruebas

7. Registre la densidad con una precisión de 0,1 lb_m/gal o 0,5 lb_m/ft³ (0,01 g/cm³).

Viscosidad y resistencia gel

Aparato

1. Embudo Marsh - un dispositivo sencillo para la medición de la viscosidad de manera rutinaria
2. Viscosímetro de lectura directa - utilizado para la medición de la viscosidad plástica, el punto cedente y la resistencia gel.
3. Medidor de corte: utilizado para obtener información relacionada con la resistencia al corte.

Embudo Marsh

Las dimensiones del embudo Marsh deben ser tales que un cuarto de galón de agua dulce (946 cm³), a una temperatura de 70 ± 5 °F (21 ± 3 °C) necesite un tiempo de 26 ± 0,5 segundos para pasar por él y salir.

Procedimiento

1. Tape el orificio del embudo con un dedo y vierta la muestra del fluido recientemente agitado a través del tamiz y hacia el embudo, que deberá estar limpio, seco y en posición vertical. Llène hasta que el fluido alcance el fondo del tamiz.
2. Retire el dedo rápidamente y mida el tiempo requerido para que el fluido llene el recipiente colector hasta la marca de un cuarto de galón (946 cm³).
3. Registre el tiempo con una precisión de un segundo. Esta es la viscosidad obtenida con el embudo Marsh. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).

Viscosímetro de lectura directa

Los viscosímetros de lectura directa son instrumentos rotatorios impulsados por un motor eléctrico o una manivela.

Procedimiento

Medición de la viscosidad plástica y el punto cedente

1. Coloque la muestra en un recipiente apropiado y sumerja el forro rotor exactamente hasta la línea de referencia.

Productos, aplicaciones y pruebas

2. Con el forro rotando a 600 rpm, espere hasta que la lectura del cuadrante alcance un valor estable. Registre la lectura del cuadrante para 600 rpm.
3. Cambie ahora a 300 rpm y espere que la lectura del cuadrante llegue a un valor estable. Registre esta lectura para 300 rpm.
4. La viscosidad plástica (VP) en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm menos la lectura para 300 rpm.
5. El punto cedente (PC) en $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$ es igual a la lectura para 300 rpm menos la viscosidad plástica. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).
6. La viscosidad aparente en centipoise es igual a la lectura para 600 rpm dividida entre dos.

Medición de la resistencia gel

1. Coloque la muestra de fluido en un recipiente apropiado como se indicó para la medición de la viscosidad plástica y el punto cedente
2. Agite durante 10 segundos a alta velocidad.
3. Permita que el fluido repose durante 10 segundos. De manera lenta y uniforme, gire el volante en la dirección que produce una lectura positiva en el cuadrante. La lectura máxima es la resistencia gel inicial, en $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$. Para aquellos instrumentos que tengan una velocidad de 3 rpm, la lectura máxima alcanzada después de iniciar la rotación a 3 rpm es la resistencia gel inicial. Registre la temperatura de la muestra en grados F (C).
4. Vuelva a agitar la muestra de fluido a alta velocidad, durante 10 segundos, y después deje reposar el fluido, durante 10 minutos. Anote la medición como en el Paso 3 anterior y registre la lectura máxima como gel de 10 minutos, en $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$.

Medición de la resistencia al corte

La experiencia ha demostrado que algunos fluidos de perforación desarrollan una resistencia al corte excesiva bajo condiciones estáticas, especialmente a temperaturas elevadas. Esta excesiva resistencia al corte origina altas presiones de bombeo para “romper (iniciar) la circulación”. La alta resistencia al corte también puede causar dificultades

Productos, aplicaciones y pruebas

en el registro (perfilaje), el cañoneo y otras operaciones de fondo.

El procedimiento siguiente puede ser empleado para determinar la tendencia y estimar la medida en que un fluido de perforación desarrollará una resistencia al corte excesiva. La medición generalmente se realiza con una muestra de fluido envejecida en caliente y estática. La temperatura de envejecimiento se selecciona de manera tal que se encuentre cerca de la temperatura de fondo estimada. Con este fin, es necesario utilizar celdas de curado u otros recipientes que cumplan con los requerimientos de temperatura de la prueba. Entre los equipos necesarios también se encuentra un medidor de corte de acero inoxidable, un conjunto de pesos (de gramos), una plataforma para los pesos y una regla para medir en pulgadas.

Procedimiento

1. El tubo de corte se coloca y equilibra cuidadosamente sobre la superficie de la muestra envejecida en caliente y enfriada (hasta la temperatura ambiente). La plataforma se coloca sobre el tubo. Antes de colocar el tubo, rompa cuidadosamente cualquier costra que se forme sobre la muestra.
2. Con precaución, coloque suficientes pesos sobre la plataforma, para iniciar el movimiento descendente del tubo. Si la resistencia al corte es baja, quizás sólo se requiera el tubo y la plataforma para iniciar el movimiento. Podría ser necesario mover los pesos en la plataforma para asegurar que la penetración inicial del tubo en el fluido sea vertical.
3. A menos que se coloque demasiado peso, el tubo detendrá su movimiento descendente en el punto donde la resistencia al corte del fluido contra la superficie del tubo sea suficiente como para soportar el peso aplicado. Siga colocando pesos en la plataforma, cuidadosamente, hasta que al menos la mitad de la longitud del tubo se encuentre sumergida.
4. Registre el total de los pesos utilizados y sume también el peso de la plataforma.
5. Mida la longitud de la porción no sumergida. A la longitud total del tubo, réstele el valor anterior, para obtener así la longitud sumergida.

Productos, aplicaciones y pruebas

6. La resistencia al corte que presenta el fluido en cuestión se calcula a partir de la ecuación:

$$S = \frac{3.61(Z + W)}{L} - 0.256A$$

donde:

S = resistencia al corte(lb/100 ft²),

Z = peso del tubo de corte (gramos),

W = peso de corte total (gramos),

L = longitud sumergida del tubo de corte(pulgadas),

A = peso del fluido (lb_m/gal).

Filtración: Prueba API baja temperatura/baja presión

Para la prueba API de pérdida de fluido a baja temperatura/ baja presión se emplea un filtro prensa API estándar, presurizado hasta un diferencial de 100 psi. La presión se puede aplicar con un medio fluido no peligroso, bien sea gas o líquido.

Para obtener resultados correlativos, se empleará el mismo espesor de un papel de filtro apropiado, de 9 cm, Whatman No. 50, S & S No. 576, u otro equivalente.

Procedimiento

1. Asegúrese de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empaaduras no estén deformes o gastadas. Vierta la muestra de fluido en la celda y complete el ensamblaje con el papel de filtro en su lugar.
2. Coloque un cilindro graduado seco por debajo del tubo de drenaje, para que reciba el filtrado. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador de manera tal que se aplique una presión de 100 ± 1 psi ($690 \pm 6,9$ kPa) en 30 segundos o menos. El período de prueba se inicia en el momento de la aplicación de la presión.
3. Al final de los 30 minutos, mida el volumen de filtrado. Interrumpa el flujo que pasa por el regulador de presión y abra cuidadosamente la válvula de alivio. El intervalo de tiempo, si no es de 30 segundos, deberá registrarse.

Productos, aplicaciones y pruebas

4. Registre el volumen de filtrado en centímetros cúbicos (con una precisión de 0,1 cm³) como filtrado API, y también registre la temperatura inicial del fluido en °F (°C). Guarde el filtrado para ser posteriormente sometido a las correspondientes pruebas químicas.
5. Desmonte la celda y deseche el fluido, con extremo cuidado para guardar el papel de filtro con un mínimo de perturbación del revoque. Lave el revoque sobre el papel, con un chorro de agua suave o con aceite diesel en el caso de los fluidos de base aceite. Mida el espesor del revoque y regístrelo en 32avos de pulgada o en milímetros.
6. Si bien es prácticamente imposible contar con descripciones estándar, anotaciones como *duro, blando, resistente, gomoso, firme, etc. pueden dar una cierta idea de la consistencia del revoque.*

Productos, aplicaciones y pruebas

Filtración: prueba de alta temperatura/alta presión

PRECAUCION:

Siga minuciosamente las recomendaciones del fabricante en relación a las limitaciones que se aplican al volumen de la muestra y la presión para la temperatura de prueba a utilizar. El instrumento consiste, básicamente en una fuente de presión controlada, una celda de muestra, un sistema para el calentamiento de la misma y una celda colectora presurizada. La celda de filtración posee un termómetro, el receptáculo del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio filtrante. Para temperaturas de hasta 400o F (204o C), utilice papel de filtro (Whatman No. 50 u otro equivalente). Para temperaturas por encima de 400o F (204o C), utilice un disco poroso nuevo de acero inoxidable (Dynalloy X-5 u otro equivalente), para cada prueba. Una válvula en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá emplear un gas no peligroso como el nitrógeno (preferible) o el anhídrido carbónico, para la fuente de presión. No utilice óxido nitroso, pues podría producirse un escape de gas explosivo.

Procedimiento: Temperaturas < 300° F (149° C)

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Coloque la muestra de fluido en la celda, procurando no llenarla más de 1/2 pulgada (1,3 cm) desde la parte superior. Coloque el papel de filtro y cierre la celda.

Productos, aplicaciones y pruebas

4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abra la válvula superior y aplique presión al fluido, mientras calienta hasta la temperatura seleccionada.
6. Cuando la muestra llegue a dicha temperatura, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa).
7. Abra la válvula inferior. Durante la prueba, libere la presión sacando filtrado. Registre el volumen total.
8. Si el área de filtración es de 3,5 pulgadas cuadradas (22,6 cm²), duplique el volumen de filtrado y registre.
9. Al final de la prueba, cierre las válvulas superior e inferior, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

Nota: *La presión en la celda de filtración aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente.*

Procedimiento: Temperatura de 300° - 450° F (149° - 232° C)

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6 ° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela, procurando no llenar la celda más allá de 1,5 pulgadas (3,7 cm) desde su parte superior.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 450 psi (3103 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abra la

Productos, aplicaciones y pruebas

válvula superior y aplique 450 psi (3103 kPa) al fluido, mientras calienta.

6. Cuando la muestra llegue a la temperatura de prueba seleccionada, aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa) y abra la válvula inferior para iniciar la filtración.
7. Recoja el filtrado durante 30 minutos, manteniendo la temperatura de prueba a $\pm 5^{\circ}$ F ($\pm 3^{\circ}$ C). Mantenga una contrapresión de 450 psi (3103 kPa) durante la prueba.
8. Registre el volumen total de filtrado, la temperatura y la presión. El tiempo de calentamiento de la muestra en la celda de filtración no deberá exceder una hora.

PRECAUCION:

Las pruebas a altas temperaturas y presiones requieren precauciones de seguridad adicionales. Los sistemas de presurización y las celdas colectoras del filtrado deben tener válvulas de alivio apropiadas. Las camisas de calentamiento deberán estar equipadas con un fusible de seguridad por recalentamiento y un mecanismo de interrupción termostática. La presión de vapor de la fase líquida de los fluidos de base agua y también los de base aceite se convierte en un factor de diseño cada vez más crítico a medida que aumentan las temperaturas de prueba.

Productos, aplicaciones y pruebas

Filtración dinámica: prueba de alta temperatura/alta presión

PRECAUCION:

*Siga minuciosamente las reco-mendaciones del fabricante en relación a las limitaciones que se aplican al volumen de la muestra y la presión para la temperatura de prueba a utilizar. El instrumento consiste, básicamente, en una fuente de presión controlada, una celda, un sistema para el calentamiento de la misma y un motor DC de velocidad variable. La celda de filtración tiene dos extremos y posee un termómetro, su receptáculo, empacaduras resistentes al aceite, una varilla agitadora con prensaestopas y un soporte para el medio filtrante. El medio filtrante estándar es un disco de aloxita de ¼ de pulgada de espesor, con una permeabilidad de dos darcys. También se puede cortar un núcleo de campo para ser utilizado como medio filtrante. No se recomienda utilizar papel de filtro o discos de acero inoxidable en el probador dinámico, debido a que no se formará un revoque interno. El medio filtrante deberá saturarse con agua en una cámara de vacío, de manera tal que se puedan obtener mediciones precisas de las tasas de filtración. Una válvula que se encuentra en el tubo de salida del filtrado controla el flujo desde la celda. Se deberá utilizar un gas no peligroso, como el nitrógeno, para la fuente de presión. **NO UTILICE GAS OXIDO NITROSO, PUES SE PODRIA PRODUCIR UN ESCAPE DE GAS EXPLOSIVO.***

Nota: *Cada filtro se utilizará una sola vez.*

Productos, aplicaciones y pruebas

Procedimiento: Temperatura < 300° F (149° C)

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada. Ajuste el termostato para mantener la temperatura deseada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela con la muestra de fluido, procurando no llenar la celda más allá de dos pulgadas desde su parte superior. Coloque el mecanismo de agitación superior en la celda y apriete todos los tornillos Allen.
4. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
5. Coloque las unidades de presión sobre las válvulas y asegure en su lugar. Aplique 100 psi (690 kPa) al fluido. Coloque la correa de impulsión sobre el eje de agitación y accione el motor. Mientras calienta hasta la temperatura seleccionada, agite el fluido a baja velocidad (200 rpm).
6. Cuando la muestra alcance la temperatura seleccionada, aumente los rpm hasta la velocidad deseada y también aumente la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa). Abra la válvula inferior para iniciar la filtración. Durante la prueba, libere cuidadosamente la presión sacando el filtrado. Registre el volumen recogido a 3, 10, 20, 30 minutos, etc.
7. El volumen de filtrado deberá corregirse para un área de filtración de 7,1 pulgadas cuadradas (45,8 cm²). Si el área de filtración es 3,5 pulgadas cuadradas (22,6 cm²), duplique el volumen de filtrado a 30 minutos y registre.
8. Al final de la prueba, cierre ambas válvulas, desenrosque el tornillo en T y purgue la presión de ambos reguladores.

Nota: *La presión en la celda de lodo aún será de unos 500 psi (3448 kPa). Mantenga la celda en posición vertical y enfríe hasta la temperatura ambiente*

9. Cuando se empleen otras temperaturas, presiones o tiempos, registre esos valores. Si se desea conocer la

Productos, aplicaciones y pruebas

compresibilidad del revoque, es posible repetir el procedimiento con una presión de 100 psi (690 kPa en el recipiente colector).

Procedimiento: Temp. = 300°- 450° F (149° - 232° C)

1. Conecte la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Coloque un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 10° F (6° C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agite la muestra de fluido durante 10 minutos.
3. Prepare la celda con el medio filtrante apropiado y cárguela con la muestra de fluido, procurando no llenar la celda más allá de 2,5 pulgadas (4,9 cm) desde su parte superior.
4. Coloque el dispositivo de agitación superior en la celda y apriete los tornillos Allen.
5. Coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Lleve el termómetro al receptáculo.
6. Coloque la unidad de presión sobre la válvula superior y asegure en su lugar. Asegure el recipiente de presión inferior a la válvula inferior. Aplique 450 psi (3103 psi) al fluido. Coloque la correa de impulsión sobre el eje de agitación y el motor de impulsión. Mientras calienta hasta la temperatura seleccionada, agite el fluido a baja velocidad (200 rpm).
7. Cuando la muestra alcance la temperatura seleccionada, aumente los rpm hasta la velocidad deseada y también aumente la presión de la unidad superior hasta 950 psi (6550 kPa). Abra la válvula inferior para iniciar la filtración.
8. Mida el filtrado a 3, 10, 20, 30 minutos, etc, mientras mantiene la temperatura de prueba a $\pm 5^{\circ}$ F ($\pm 3^{\circ}$ C). Mantenga una contrapresión de 450 psi (3103 kPa) durante la prueba. Con cuidado, reduzca la presión sacando una porción del filtrado. Espere el tiempo suficiente para que todo el filtrado drene del recipiente colector y registre el volumen total de filtrado a 30 minutos, además de la temperatura y la presión. El

Productos, aplicaciones y pruebas

tiempo de calentamiento de la muestra en la celda de filtración no excederá una hora.

PRECAUCION:

Las pruebas a altas temperaturas y presiones requieren precauciones de seguridad adicionales. Los sistemas de presurización y las celdas colectoras del filtrado deben tener válvulas de alivio apropiadas. Las camisas de calentamiento deberán estar equipadas con un fusible de seguridad por recalentamiento y un mecanismo de interrupción termostática. La presión de vapor de la fase líquida de los fluidos de base agua y también los de base aceite se convierte en un factor de diseño cada vez más crítico a medida que aumentan las temperaturas de prueba.

Retorta

La retorta se emplea para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación. Los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cm³, con camisas externas de calentamiento.

El fluido se coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado. El volumen del líquido se mide, mientras que el contenido de sólidos, suspendidos y disueltos, se determina por diferencia.

Procedimiento

1. Limpie y seque el ensamblaje de la retorta y el condensador.
2. Recoja y prepare la muestra de fluido
 - Recoja una muestra de fluido representativa y viértala a través de un embudo Marsh con un tamiz de malla 12. La temperatura de la muestra deberá

Productos, aplicaciones y pruebas

encontrarse dentro de $\pm 10^{\circ}$ F (6° C) de la temperatura a la cual se determinó la densidad del fluido.

- Mezcle muy bien la muestra de fluido para asegurar su homogeneidad, evitando que quede aire atrapado y procurando que no queden sólidos en el fondo del recipiente. Debido al aire o gas atrapado en la muestra que ha pasado por la retorta, los resultados para el contenido de sólidos pueden ser erróneamente elevados, a causa del menor volumen de fluido.
3. Con una jeringa limpia, llene la taza de la retorta lentamente, para evitar que quede aire atrapado. Golpee suavemente un lado de la taza para sacar el aire. Coloque la tapa sobre la taza y gírela hasta que cierre bien. Asegúrese de que un pequeño exceso de fluido salga por el orificio en la tapa. Limpie el exceso de fluido de la tapa, evitando presionar la válvula para que no salga el fluido.
 4. Llene el cuerpo de la retorta con lana de acero.
 5. Aplique lubricante/sellante a las roscas en el cuello de la retorta y conecte el condensador. Coloque el ensamblaje de la retorta en la camisa de calentamiento. Cierre la tapa aislante.
 6. Coloque un recipiente colector limpio y seco por debajo de la salida del condensador.
 7. Ponga en funcionamiento la retorta y espere 45 minutos. Si el fluido se desborda hacia el recipiente colector, será necesario repetir la prueba. Llene el cuerpo de la retorta con una cantidad mayor de lana de acero (Paso 4) y repita la prueba.
 8. Deje que el recipiente colector de líquido se enfríe. Lea y registre: (a) el volumen total de líquido; (b) el volumen de aceite; y (c) el volumen de agua en el recipiente colector.
 9. Si hay una interfaz de emulsión entre las fases de aceite y agua, dicha emulsión se puede romper calentando la interfaz. Una vez rota la emulsión, deje que el recipiente colector se enfríe. Lea el volumen del agua en el punto más bajo del menisco.
 10. Apague la retorta. Deje enfriar antes de limpiar.

Productos, aplicaciones y pruebas

Verificación: Volúmenes del recipiente colector de líquido y la taza de la retorta

Este procedimiento se emplea para verificar que la taza de la retorta y el recipiente colector de líquido cumplan con las especificaciones. Los materiales necesarios incluyen: agua destilada, un termómetro de vidrio para medir la temperatura ambiente $\pm 0,1^\circ \text{F}$ ($\pm 0,1^\circ \text{C}$) y una balanza de carga desde arriba con una precisión de 0,01 g.

Procedimiento para la taza de la retorta

1. Permita que la taza, la tapa y el agua destilada lleguen a la temperatura ambiente. Registre la temperatura.
2. Coloque la taza de retorta, limpia y seca, y su tapa, sobre la balanza para tarar.
3. Llene la taza con agua destilada y tápela. Dele vueltas a la tapa hasta que quede bien cerrada. Asegúrese de que un pequeño exceso de agua salga por el orificio de la tapa. Limpie el agua en exceso que haya quedado en la tapa. Evite presionar la válvula para que no salga el agua.
4. Coloque la taza llena, con su tapa, en la balanza ya tarada. Registre el peso del agua, W_w , en gramos.

Productos, aplicaciones y pruebas

Cálculos para la taza de la retorta

1. Calcule el volumen de la taza, V_{rc} , utilizando la densidad del agua a la temperatura medida.

$$V_{rc} = \frac{W_{w, g}}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3} \quad (1-1)$$

Procedimiento para el recipiente colector de líquido

1. Permita que el recipiente colector y el agua destilada alcancen la temperatura ambiente. Registre la temperatura.
2. Coloque el recipiente colector, limpio y seco, con su base, en la balanza, para tarar.
3. Mientras el recipiente colector está en la balanza, llénelo cuidadosamente, utilizando la pipeta o jeringa, hasta la marca de graduación deseada, sin dejar gotitas de agua sobre las paredes del recipiente.
4. Registre los pesos para cada *incremento de volumen* de agua, en cada marca específica. Este será el peso W_{IV} , en gramos.

Cálculos para el recipiente colector de líquido:

Calcule el volumen de dicho recipiente en cada marca, V_m , utilizando la densidad del agua a la temperatura medida.

$$V_m = \frac{W_{IV, g}}{\text{Densidad del agua, g/cm}^3} \quad (1-2)$$

$$\text{Densidad del agua} = (9,99998 \times 10^{-1}) + (6.5368 \times 10^{-5} \times \text{Temp})$$

Estimación del contenido de arena

El contenido de arena de un fluido se estima utilizando una equipo de tamiz de arena. Este equipo consiste en un tamiz de malla 200 y de 2 ½ pulgadas (6,3 mm) de diámetro, un

Productos, aplicaciones y pruebas

embudo donde se pueda introducir dicho tamiz y un tubo graduado de vidrio.

Procedimiento

1. Llene con fluido el tubo graduado de vidrio hasta la marca indicada. Agregue agua hasta la marca siguiente. Cierre la boca del tubo y agite vigorosamente.
2. Vierta la muestra en el tamiz limpio y húmedo. Deseche el líquido que pasa a través del tamiz. Agregue más agua al tubo, agite y repita hasta que el agua que pase sea clara. Lave la arena retenida en el tamiz, para sacar el fluido remanente.
3. Coloque el embudo boca abajo sobre el tamiz. Ahora, voltee el ensamblaje lentamente e introduzca la punta del embudo en la boca del tubo de vidrio. Utilizando un rociado suave de agua, lave la arena a través del tamiz y hacia el tubo.
4. Espere hasta que la arena se sedimente. En las marcas del tubo, lea el porcentaje de la arena en volumen.
5. Registre el contenido de arena en el fluido, en porcentaje de volumen. Anote dónde se tomó la muestra: sobre la zaranda, la fosa de succión, etc. Anote la presencia de materiales de pérdida de circulación (LCM).

Nota: *Utilice aceite diesel para los fluidos de base aceite*

Medición del pH de los fluidos de perforación

Aparato

Existen dos métodos para medir el pH de un fluido de perforación:

1. un método *colorimétrico* modificado, donde se utilizan cintas de pH,
2. el método *electrométrico*, donde se emplea un electrodo de vidrio.

El método de las cintas de papel podría no resultar confiable si la concentración de la sal en la muestra es elevada. El método electrométrico está sometido a errores en las soluciones que contienen altas concentraciones de iones sodio, a menos que se utilice un electrodo de vidrio especial o se apliquen factores de corrección apropiados en el

Productos, aplicaciones y pruebas

electrodo usual. Deberá hacerse una corrección de temperatura si se aplica el método electrométrico para la medición del pH.

Cintas de pH

Las cintas de pH pueden ser de intervalo ancho, para permitir una estimación del pH con una precisión de 0,5, o más de intervalo estrecho, para una estimación del pH con una precisión de 0,2.

Procedimiento

1. Coloque una cinta de papel indicador de 1 pulgada (25 mm) en la superficie del fluido y espere hasta que el líquido haya mojado la superficie del papel y el color se haya estabilizado (generalmente, no más de 30 segundos).
2. Compare el color en la parte del papel que ha estado en contacto con el fluido con los patrones de color que vienen con la cinta y estime el pH del fluido.
3. Registre el pH del fluido con una precisión de 0,5 o 0,2, dependiendo de la escala de la tabla de colores para el papel utilizado.

Medidor de pH con electrodo de vidrio

Este medidor de pH consiste en un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de pH.

Procedimiento

1. Realice los ajustes necesarios para normalizar el medidor con soluciones amortiguadoras apropiadas, según las instrucciones que vienen con el instrumento.
2. Introduzca los electrodos en el fluido que se encuentra en un pequeño recipiente de vidrio. Agite el fluido alrededor de los electrodos dándole vueltas al recipiente.
3. Mida el pH del fluido según las instrucciones que vienen con el instrumento. Una vez que la lectura del medidor se mantenga constante, registre el pH con una precisión de 0,1.

Nota: *Para una medición precisa del pH, el fluido de prueba, la solución amortiguadora y el electrodo*

Productos, aplicaciones y pruebas

absorben el azul de metileno. El tratamiento con el peróxido de hidrógeno tiene como objetivo eliminar el efecto de los materiales orgánicos como el CMC, los poliacrilatos, los lignosulfonatos y los lignitos.

Nota: *La capacidad de intercambio catiónico de las arcillas (lutitas, etc.) puede determinarse mediante el método anterior. Una cantidad ya pesada de arcilla se dispersa en el agua utilizando un agitador de alta velocidad. La titulación se lleva a cabo como antes, pero sin agregar peróxido de hidrógeno. La capacidad de intercambio catiónico de las arcillas se puede expresar como miliequivalentes de azul de metileno por cada 100 g de arcilla.*

Análisis químico

Determinación del contenido de ión cloruro

Aparato

1. Solución de nitrato de plata: que contenga 4,791 g/L (equivalente a 0,001 g de ión cloruro por mililitro), la cual se deberá mantener, preferiblemente, en una botella color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 mL de agua.
3. Solución de ácido: ácido sulfúrico o nítrico 0,02N
4. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50%.
5. Carbonato de calcio: precipitado, de grado químicamente puro.
6. Agua destilada
7. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
8. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.
9. Varilla de agitación

Procedimiento

1. Mida un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución de

Productos, aplicaciones y pruebas

fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue el ácido gota a gota, con la pipeta, mientras sigue agitando, hasta que el color desaparezca. Si la coloración del filtrado es intensa, agregue 2 cm³ de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 normal (n/50) y agite. Ahora añada 1 g de carbonato de calcio y agite.

2. Agregue 25 a 50 mL de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Agite de manera continua mientras agrega la solución patrón de nitrato de plata gota a gota, con la pipeta, hasta que el color cambie de amarillo a rojo naranja y se mantenga así durante 30 segundos. Registre el número de mL de nitrato de plata requeridos para alcanzar el punto final. Si se emplean más de 10 mL de solución de nitrato de plata, repita la prueba con una muestra más pequeña del filtrado.

Nota: *Si la concentración del ión cloruro en el filtrado excede 10.000 ppm, se puede utilizar una solución de nitrato de plata equivalente a 0,01 g de ión cloruro/mL. En ese caso, el factor 1.000 en la ecuación siguiente se substituye por 10.000. Registre la concentración del ión cloruro en el filtrado, en miligramos por litro (mg/L),*

$$\text{Cloruro, mg/L} = \frac{\text{mL de nitrato de plata} \times 1000}{\text{mL de muestra de filtrado}} \quad (1-4)$$

Determinación del filtrado, la alcalinidad del fluido y el contenido de cal

Aparato

1. Solución ácida valorada 0,02N (N/50): ácido sulfúrico o nítrico.

Nota: *La solución ácida valorada 0,1N (N/10) puede ser empleada para determinar la alcalinidad del fluido. Multiplique los mL de ácido por 5, si se emplea ácido 0,1 N (N/10).*

2. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50

Productos, aplicaciones y pruebas

3. Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1 g por cada 100 cm³ de agua.
4. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
5. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
6. Jeringa o pipeta serológica: 1 mL
7. Varilla de agitación
8. Medidor de pH de electrodo de vidrio (opcional)

Procedimiento

Alcalinidad del filtrado

1. Coloque un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue ácido 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio
2. Registre P_f como el número de mL de ácido 0,02N (N/50) requeridos por mL de filtrado.
3. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final P_f , agregue dos o tres gotas de indicador de anaranjado de metilo. Agregue ácido, gota a gota, utilizando la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 4,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
4. Registre M_f como los mL totales de ácido 0,02N (N/50) por mL de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final P_f).

Alcalinidad del fluido

1. Lleve 1 mL de fluido al recipiente de titulación. Diluya la muestra de fluido con 25 a 50 mL de agua destilada.

Productos, aplicaciones y pruebas

Agregue cuatro o cinco gotas de indicador de fenolftaleína y, mientras agita, titule rápidamente con ácido 0,02N (N/50) o 0,1N (N/10), hasta que desaparezca el color rosado. Si se enmascara el color de la muestra, el punto final se toma cuando el pH caiga hasta 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.

2. Registre P_m como el número de mL de ácido 0,2N (N/50) requeridos por mL de fluido, donde:

$$P_m = 5 \times \text{mL de ácido 0,1N por mL de fluido}$$

Contenido de cal

1. Determine la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado y el fluido, P_f y P_m .
2. Determine la fracción de volumen del agua en el fluido (F_w), utilizando el valor obtenido con el ensamblaje de la retorta:

$$F_w = \frac{\% \text{ de agua en volumen}}{100} \quad (1-5)$$

3. Registre el contenido de cal del fluido:

$$\text{Cal, lb}_m/\text{bbl} = 0.26 (P_m - F_w \times P_f) \quad (1-5a)$$

$$\text{Cal, kg/m}^3 = 0.742 (P_m - F_w \times P_f) \quad (1-5b)$$

Determinación de la dureza total como calcio

Aparato

1. Solución Versenate: 1 mL = 400 ppm Ca^{++}
2. Amortiguador de dureza
3. Indicador de dureza
4. Agua destilada
5. Pipetas serológicas: una de 10 mL y otra de 5 mL.
6. Cápsula para titulación
7. Pipetas volumétricas: una de 1 mL, otra de 2 mL y una tercera de 5 mL

Productos, aplicaciones y pruebas

8. Plancha caliente (se requiere si el filtrado presenta un color oscuro)
9. Acido acético glacial
10. Clorox o equivalente
11. Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina:tetraetilen pentamina:agua

Procedimiento

1. Con la pipeta, lleve 1 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación. Si el filtrado es transparente o con una coloración muy ligera, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 mL de Clorox y mezcle.
3. Agregue 1 mL de ácido acético y mezcle.
4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluya hasta 50 mL con agua desionizada
7. Agregue tres medidas de amortiguador de dureza y dos de indicador de dureza.
8. Titule con solución Versenate, agitando el contenido de la cápsula de titulación hasta que el color del indicador cambie de vino tinto a azul¹

Cálculos

(1-6)

$$\text{Dureza total como calcio, mg/L} = \frac{\text{mL de Versenata estándar} \times 400}{\text{mL de filtrado}}$$

Determinación de Ca⁺⁺ sólo en el filtrado de fluido

Aparato

1. Pipeta: 1 mL
2. Cilindro graduado: 5 mL

-
1. La presencia de hierro soluble podría interferir con el punto final. Si se sospecha que esto es posible, agregue 1 mL de agente de enmascaramiento de trietanolamina y mezcle antes de agregar el indicador de dureza

Productos, aplicaciones y pruebas

3. Indicador de calcio: azul de hidroxinaftol
4. Solución de NaOH: 1N
5. Bureta de Student o pipeta serológica de 5 mL
6. Solución Versenate: 1 mL = 400 mg/L Ca^{++}
7. Cápsula de titulación o vaso de precipitados
8. Cuchara
9. Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina:tetraetilen pentamina:agua
10. Acido acético glacial
11. Plancha caliente

Procedimiento

1. Con la pipeta, lleve 1 a 2 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación o a un vaso de precipitados. Si el filtrado no tiene color o presenta una ligera coloración, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 mL de Clorox y mezcle
3. Agregue 1 mL de ácido acético y mezcle
4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluya con 25 a 50 mL de agua desionizada
7. Agregue tres mL de NaOH 1N
8. Agregue una cucharada de indicador de calcio (azul de hidroxinaftol-no utilice el indicador de dureza total o amortiguador). Si hay Ca^{++} presente, el color de la solución cambiará a rosado.
9. Agregue 1 mL de agente de enmascaramiento de trietanolamina y mezcle.
10. Titule la muestra con solución Versenate hasta lograr un color violeta, el cual será el punto final.

Productos, aplicaciones y pruebas

Cálculos

$$\text{Ca}^{++}, \text{mg/L} = \frac{\text{mL de Versenate estándar} \times 400}{\text{mL de filtrado}} \quad (1-7)$$

Determinación del magnesio

Procedimiento

Los mg/L de magnesio se obtienen de la manera siguiente: los mL totales de la solución Versenate estándar (1 mL = 400 mg/L de Ca^{++}) utilizados en la determinación de la dureza total, menos los mL de solución Versenate estándar utilizados en la determinación del calcio, y después este resultado se multiplica por 243.

Cálculos

$$\text{Mg}^{++}, \text{mg/L} = \frac{\left(\frac{\text{mL de Versenate estándar}}{\text{dureza total}} - \frac{\text{mL de Versenate estándar}}{\text{estándar Ca}^{++}} \right) \times 243}{\text{mL de filtrado}} \quad (1-8)$$

Ejemplo

Suponga que se utilizan 0,75 mL de solución Versenate estándar o patrón para la determinación de la dureza total, y 0,32 mL de esa misma solución para la determinación del calcio. Los mg/L de magnesio se calculan como sigue:

$$0,75 \text{ mL} - 0,32 \text{ mL} = 0,43 \text{ mL}$$

$$0,43 \text{ mL} \times 243 = 104,5 \text{ mg/L de magnesio}$$

Determinación del sulfato de calcio

Aparato

1. Solución Versenate: EDTA 0,01 Molar ($\text{C}_{10}\text{H}_{14}\text{N}_2\text{O}_8\text{Na}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) valorada, 1 mL = 1 mg de CaCO_3
2. Solución amortiguadora: 7 g. de cloruro amónico y 970 mL de hidróxido amónico (15N) con agua destilada hasta 1 L.
3. Solución indicadora de dureza: Calmagita (1-HO-4- CH_3 - C_6 - H_3 -N:N- C_{10} H_5 -2-OH-4- SO_3 -H), 1 g por litro en agua destilada

Productos, aplicaciones y pruebas

4. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
5. Pipetas graduadas: una de 5 mL y otra de 10 mL
6. Cilindro graduado: 50 mL
7. Agua destilada
8. Varilla de agitación

Procedimiento

1. Agregue 5 mL de fluido a 245 mL de agua destilada. Agite la mezcla durante 15 minutos y después filtre a través de un papel de filtro endurecido (Whatman No. 500 S & S No. 576 u otro equivalente). Deseche la porción turbia del filtrado.
2. Titule 10 mL del filtrado transparente hasta el punto final de la solución de Versenate (V_t).
3. Titule 1 mL de filtrado del fluido original hasta el punto final de la solución de Versenate (V_f).
4. Registre el contenido de sulfato de calcio:

$$\text{Sulfato de calcio total, lb}_m/\text{bbl} = 2.38 \times V_t \quad (1-9)$$

$$\text{Sulfato de calcio no disuelto, lb}_m/\text{bbl} = 2.38 V_t - 0.48 V_f F_w \quad (1-9a)$$

Determinación del contenido de sulfuro en el filtrado de fluido

El contenido de sulfuro en el filtrado se convierte en gas H_2S en el Tren de Gas de Garrett y se mide cuantitativamente utilizando un tubo Dräger.

Aparato

1. El Tren de Gas de Garrett consiste en un tren de gas plástico transparente, una fuente de gas inerte y un regulador de presión, un medidor de flujo de esfera flotante y un tubo Dräger.

Productos, aplicaciones y pruebas

2. Tubos Dräger para análisis de H₂S:
 - Bajo alcance: marcados H₂S 100/a (No. CH-291-01)
 - Alto alcance: marcados H₂S 0,2%/A (No CH-281-01)
3. Discos de papel de acetato de plomo (Hach)
4. Acido sulfúrico: aproximadamente 5N, grado reactivo
5. Antiespumante de octanol en una botella con gotero
6. Jeringas hipodérmicas: una de 10 cm³ con una aguja de 21 (para el ácido) y otra de 10 cm³ para la muestra.

Procedimiento

1. Asegúrese de que el tren de gas esté limpio, seco y ubicado sobre una superficie uniforme

Nota: *Si hay humedad en el medidor de flujo, la esfera flotará de manera errática.*

2. Con el regulador cerrado, instale y perforo un cartucho de CO₂.
3. Agregue 20 cm³ de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Agregue 5 gotas de antiespumante de octanol a la Cámara 1.
5. Ver [Tabla 1-1](#) en relación al volumen de muestra y el tipo de tubo Dräger requerido para el intervalo de sulfuro esperado.
6. Seleccione el tipo apropiado de tubo Dräger. Rompa la punta en cada extremo del tubo.
7. Instale el tubo con la flecha apuntando hacia abajo, es decir, hacia el receptáculo. De la misma manera, instale el medidor de flujo con la palabra “Top” hacia arriba. Asegúrese de que los O-rings obturen alrededor del cuerpo de cada tubo
8. Instale la cubierta del tren de gas y apriete manualmente todos los tornillos, de manera uniforme, para cerrar.
9. Conecte el tubo flexible al tubo de dispersión y al tubo Dräger, como se muestra.

Nota: *Utilice solamente tubos de látex o de plástico inerte. No utilice abrazaderas para asegurar los tubos flexibles, porque una tubería no asegurada*

Productos, aplicaciones y pruebas

de esa manera permite contar con un alivio de presión en el caso de una sobrepresurización.

10. Ajuste el tubo de dispersión en la Cámara 1, a $\frac{1}{4}$ de pulgada (0,5 cm), aproximadamente, por encima del fondo.
11. Con cuidado, inicie el suministro del CO_2 durante 10 segundos, para purgar el aire del sistema. Verifique si hay fugas. Cierre el suministro de CO_2 .
12. Inyecte, en la Cámara 1, un volumen medido de la muestra de filtrado libre de sólidos, a través de la membrana de goma y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja
13. Lentamente, inyecte 10 cm^3 de la solución de ácido sulfúrico en la Cámara 1, a través de la membrana de goma y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja.
14. Inmediatamente, vuelva a iniciar el flujo de CO_2 . Ajuste la tasa de manera tal que la esfera permanezca entre las líneas del medidor de flujo.

Nota: *Un cartucho de CO_2 debería suministrar unos 15 a 20 minutos de flujo, a la tasa indicada.*

15. Observe si se producen cambios en la apariencia del tubo Dräger. Observe y registre la longitud oscurecida máxima (en las unidades que están marcadas en el tubo), antes que el frente comience a mancharse. Continúe suministrando CO_2 durante un total de 15 minutos, aunque el frente adquiera una coloración difusa y tenue. En el tubo de alto alcance, puede aparecer un color anaranjado por delante del frente negro, si hay sulfitos presentes en la muestra. Ignore la región anaranjada cuando vaya a registrar la longitud oscurecida.
16. Para limpiar el tren de gas, saque el tubo flexible y la cubierta. Saque el tubo Dräger y el medidor de flujo de sus receptáculos y coloque tapones en los orificios, para mantenerlos limpios. Lave las cámaras con agua tibia y un detergente suave, utilizando un cepillo. Utilice un limpiador de tubos para limpiar los canales entre las cámaras. Lave, enjuague y seque el tubo de dispersión con aire o gas CO_2 . Enjuague la unidad con agua desionizada y deje escurrir.

Productos, aplicaciones y pruebas

Nota: *El disco de papel de acetato de plomo (Hach), bajo el O-ring de la Cámara 3, puede substituir al tubo Dräger en el Tren de Gas Garrett. El papel de acetato de plomo, si bien no es lo que se prefiere para un análisis cuantitativo, indicará la presencia de sulfuros.*

Cálculos

1. Utilizando el volumen medido de muestra, la longitud máxima oscurecida del tubo Dräger y el factor del tubo Dräger en la [Tabla 1-1](#), calcule los sulfuros en la muestra.

$$\text{Sulfuro, mg/L} = \frac{(\text{Longitud oscurecida})^* \times \text{Factor}}{(\text{Volumen de muestra, cm}^3)^3} \quad (1-10)$$

*En las unidades marcadas en el tubo.

Tabla 1-1 Identificación del Tubo Dräger, volúmenes de muestra y Factores de Tubo a ser utilizados en diferentes intervalos de sulfuro

Intervalo de sulfuro (mg/L)	Volumen de la muestra (cm ³)	Iden. tubo Dräger (ver cuerpo del tubo)	Factor de Tubor (usado en calc.)
1,2 a 24	10,0	H ₂ S 100/a	0.12 ^a
2,4 a 48	5,0	H ₂ S 100/a	0.12 ^a
4,8 a 96	2,5	H ₂ S 100/a	0.12 ^a
60 a 1020	10,0	H ₂ S 0.2%/A	1500 ^b
120 a 2040	5,0	H ₂ S 0.2%/A	1500 ^b
240 a 4080	2,5	H ₂ S 0.2%/A	1500 ^b

^a Un factor de tubo de 0,12 se aplica a los tubos nuevos, H₂S 100/a (catálogo # CH-291-01), con una escala desde 100 a 2000. Para los tubos anteriores, utilice un factor de 12.

^b Un factor de tubo de 1500 se aplica a los tubos nuevos, H₂S 0,2%/A (Catálogo # CH-281-01), con una escala desde 0,2 hasta 7. Para los tubos anteriores, utilice un factor de 600 multiplicado por la relación: factor de lote/0,40.

Productos, aplicaciones y pruebas

Determinación del contenido de carbonato en el filtrado de fluido

Los carbonatos solubles incluyen CO_2 y los iones carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-). El filtrado de fluido se acidifica en un Tren de Gas Garrett, donde todos los carbonatos se convierten en CO_2 , el cual después es emitido al hacer bullir un gas transportador inerte a través de la muestra. El gas se recoge en una bolsa de gas de un litro y después se hace pasar a través de un tubo Dräger a una tasa de flujo constante. El tubo Dräger responde al CO_2 tomando una coloración púrpura, de manera progresiva y en toda su longitud.

Aparato

1. Aparato del Tren de Gas Garrett
2. Gas transportador: botella de nitrógeno (N_2) con regulador de baja presión (preferible) o cartuchos de N_2O (ej. WHIPPETS #561241 de Walter Kidde y Co. Inc., Belleville, N.J., o equivalente)
3. Tubo Dräger para análisis de CO_2 : marcado CO_2 0,01%/a (No. CH-308-01).
4. Bolsa Dräger de un litro para gas, ALCOTEST (No. 7626425 o equivalente)
5. Bomba de vacío manual de Detector Multigas Dräger, Modelo 31, u otra equivalente.
6. Llave (de dos entradas) de vidrio de 8 mm con tapón de Teflon.
7. Acido sulfúrico: aproximadamente 5N, grado reactivo
8. Antiespumante de octanol, en una botella con gotero
9. Jeringas hipodérmicas: una de 10 cm^3 (para el ácido) y otra de 1 cm^3 , una de 5 cm^3 y otra de 10 cm^3 (para la muestra)
10. Agujas hipodérmicas: dos de 1,5 pulgadas (38 mm) de calibre 21

Nota: *Se prefiere el nitrógeno en lugar del N_2O como gas transportador. El N_2O se enfría y expande, congelando el diafragma en el regulador, por lo cual un flujo prolongado de N_2O hará que el regulador funcione erráticamente.*

Productos, aplicaciones y pruebas

Procedimiento

1. Asegúrese de que el tren de gas está limpio, seco y ubicado sobre una superficie uniforme. Verifique que no tenga la cubierta puesta.

Nota: *Si se ha utilizado CO₂ como gas transportador en la prueba anterior (el análisis de sulfuro), deberán purgarse ahora, con el gas transportador, el regulador, el tubo flexible y el tubo de dispersión.*

2. Revise la bolsa y la bomba para determinar si hay fugas. Para verificar la bomba, introduzca un tubo Dräger sellado en la abertura de la misma y empuje los fuelles hacia abajo. Si no hay fugas en la bomba, éstos permanecerán abajo.
3. Agregue 20 cm³ de agua desionizada a la Cámara 1.
4. Agregue, en la Cámara 1, cinco gotas de antiespumante de octanol
5. Instale la cubierta del tren de gas y apriete manualmente, de manera uniforme, para que obturen los O-rings.
6. Ajuste el tubo de dispersión a ¼ de pulgada (5 mm) del fondo, aproximadamente.
7. Con el regulador cerrado, conecte el suministro de gas transportador al tubo de dispersión de vidrio, en la Cámara 1, utilizando el tubo flexible.
8. Inicie el suministro de gas a través del tren y manténgalo durante un minuto, para purgar el aire del sistema. Verifique si hay fugas en la unidad del tren de gas.
9. Con la bolsa completamente desinflada, instale el tubo flexible desde la bolsa con la llave, hacia la salida de la Cámara 3.
10. Inyecte, en la Cámara 1, un volumen medido del filtrado libre de sólidos, a través de la membrana y utilizando una jeringa hipodérmica y una aguja. Ver [Tabla 1-2](#).

Productos, aplicaciones y pruebas

Tabla 1-2 Identificación del tubo Dräger, volúmenes de muestra y Factores de Tubo para diferentes intervalos de carbonato

Intervalo de carbonato (mg/L)	Volumen de muestra (cm ³)	Identificación del tubo Dräger (ver cuerpo del tubo)	Factor de tubo (utilizado en calc.)
25 a 750	10,0	CO ₂ 100/a	2,5*
50 a 1500	5,0	CO ₂ 100/a	2,5*
250 a 7500	2,5	CO ₂ 100/a	2,5*

* Se aplica un factor de tubo de 2,5 a los tubos nuevos, CO₂ 100/a (Catálogo #8101811), con una escala desde 100 a 3000. Para tubos viejos, utilice un factor de 25.000.

11. Lentamente, inyecte 10 cm³ de solución de ácido sulfúrico en la Cámara 1 a través de la membrana, utilizando una jeringa y aguja limpias. Con cuidado, agite el tren de gas para mezclar el ácido con la muestra en la Cámara 1.
12. Abra la llave en la bolsa de gas. Reinicie el flujo de gas y permita que la bolsa se vaya llenando, de manera regular, durante un intervalo de 10 minutos. Una vez que la bolsa se sienta firme al tocarla (no la haga estallar), interrumpa el suministro de gas y cierre la llave.
13. Rompa la punta de cada extremo del tubo Dräger.
14. Saque el tubo flexible de la salida en la Cámara 3 y reinstale en el extremo aguas arriba del tubo Dräger. Conecte la bomba manual Dräger al extremo aguas abajo del tubo.
15. Abra la llave en la bolsa. Con una presión manual uniforme, empuje completamente hacia abajo los fuelles de la bomba manual. Ahora libérelos, de manera tal que el gas salga de la bolsa y a través del tubo Dräger. La bolsa se debería vaciar en diez emboladas. Si son necesarias más de diez, esto significa que se ha producido una fuga y los resultados de la prueba no serán correctos.

Productos, aplicaciones y pruebas

16. Registre la longitud de la mancha en el tubo (incluyendo la ligera coloración azul en la longitud de la mancha púrpura).

Nota: *Para una mayor precisión con el tubo Dräger, la Longitud Oscurecida debería cubrir más de la mitad de la longitud del tubo. Por esa razón, es necesario seleccionar cuidadosamente el Volumen de Muestra.*

17. Para limpiar el tren de gas, saque el tubo flexible y la tapa. Limpie las cámaras con agua tibia y un detergente suave, utilizando un cepillo. Utilice un limpiador de tuberías para limpiar los canales entre las cámaras. Lave, enjuague y seque el tubo de dispersión con gas seco. Enjuague la unidad con agua desionizada y deje escurrir. Asegúrese de reemplazar periódicamente la bolsa de gas para evitar fugas y contaminación en la misma (se sugiere cambiar la bolsa después de 10 análisis).

Cálculos

Con el Volumen de Mezcla medido, la Longitud Oscurecida en el tubo Dräger y el Factor de Tubo, que se indica en la [Tabla 1-2](#), calcule los carbonatos totales solubles (CO_2^+ $\text{CO}_3^{-2} + \text{HCO}_3^-$) en la muestra de filtrado:

$$\text{Carbonato, mg/L} = \frac{\text{Factor de tubo} \times \text{Longitud oscurecida}}{\text{Volumen de muestra, cm}^3} \quad (1-11)$$

Medición de la concentración del ión nitrato

Aparato

1. Hidróxido de calcio con baja concentración de nitrato: en vaso de 112 lb.
2. Frasco de cápsulas: cada una para preparar 100 mL de 200 ppm de solución reactiva patrón para prueba de nitrato
3. Ampolletas plásticas selladas de mezcla en polvo de reactivo NO_3 .
4. Rueda de colores No. 2019 para una prueba de nitrato de 5 minutos.
5. Caja de comparación plástica blanca con ocho tubos de ensayo kimax y tapones de goma No. 1.