

**EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN-DESGASTE ENTRE LOS ACOPLES
DE LAS VARILLAS DE POZO Y LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN
SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO**

**FREDDY GEOVANY CUADRADO NIÑO
JAIME WILLIAM PRADA TRASLAVIÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2005

**EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN-DESGASTE ENTRE LOS ACOPLES
DE LAS VARILLAS DE POZO Y LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN
SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO**

**FREDDY GEOVANY CUADRADO NIÑO
JAIME WILLIAM PRADA TRASLAVIÑA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito
parcial para optar el título de
Ingeniero Metalúrgico**

Directores

DARIO YESID PEÑA B.

Ing. Ph. D.

ALEXANDER MARTÍNEZ

Ing. M.Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2005

DEDICATORIA FREDDY CUADRADO.

A **Dios** por darme la vida y regalarme el don del discernimiento para haber escogido este camino y ser mi motor en los buenos y malos momentos, a mi **Madre** por su amor y su incondicionalidad frente al apoyo moral y económico que en todo el recorrido de este largo camino me brindó, a mi **Padre** por la templanza y sus consejos sabios de gran hombre, a mi **Hija “Silvita”** por darme la alegría, su sonrisa y grandes motivos, a mi **Hermano “Orlando”**, este triunfo es suyo también, a mi novia **“Faisán”** por ser el bastón en el que me apoye en muchos momentos de la carrera y de mi vida.

“El hombre no vale por sus triunfos acumulados, sino por las veces que se levanta de sus derrotas”

Muchas gracias.....

DEDICATORIA WILLIAM PRADA

A mis **Padres** por regalarme el don de la vida, por ser quienes convirtieron un sueño realidad a pesar de las adversidades, porque siempre creyeron en mí y me brindaron lo mejor que un hijo puede pedir en la vida (Amor, respaldo, fe, esperanza, compañía, apoyo moral y económico), a mis hermanas **Yanina** y **Ludy** por esa fe ciega y apoyo incondicional, a mi novia **Johanna** por su amor y compañía durante el tiempo compartido, por su nobleza y sencillez que tanto hace falta al mundo.

A todos ellos muchas gracias.....

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a la Universidad Industrial de Santander, profesores de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, al personal de laboratorios de la Escuela en especial a Mario Navarrete.

Agradecimientos especiales al Ingeniero Alexander Martínez y al profesor Dario Yesid Peña por su incansable colaboración y sus grandes aportes al desarrollo de la investigación.

A Ecopetrol S.A. Superintendencia de operaciones mares, Campo La Cira por la financiación del proyecto.

Al instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por permitirnos realizar el proyecto dentro de sus instalaciones.

Al personal del edificio 8 en especial al grupo encargado del laboratorio de materiales, sinceros agradecimientos a: Ingenieros Rafael Gómez, Martín Lizcano, Alexander Pérez, Javier Mateus, María Teresa Suárez, a los técnicos Nestor Muegues y Julio Forero porque gracias a ellos fue posible culminar la etapa experimental de este proyecto.

A los ingenieros Anibal Serna, Miguel Mateus, Alban Jaimes y Julio Pérez

Al técnico Hernán Ortiz en el edificio de mantenimiento, diseños y operaciones del ICP

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la culminación de este proyecto de investigación.

A todas estas personas muchas gracias.

TITULO: *EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN-DESGASTE ENTRE LOS ACOPLER DE LAS VARILLAS DE POZO Y LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PETRÓLEO**

AUTORES: *FREDDY GEOVANY CUADRADO NIÑO, JAIME WILLIAM PRADA TRASLAVIÑA**.*

PALABRAS CLAVES: Acoples, centralizadores, tubing, spray metal, inhibidor, dióxido de carbono

DESCRIPCIÓN:

En pozos con sistemas de levantamiento por bombeo mecánico, se ha identificado que el mecanismo de daño en fallas en la tubería de producción y los acoples de la sarta de varillas es desgaste de la pared del tubo y del acople ocasionada por el rozamiento entre estos elementos, donde el daño es acelerado si los fluidos del pozo presentan condiciones corrosivas. Debido a los altos costos involucrados por producción perdida y de costos de levantamiento, se desarrollo un estudio de laboratorio que permitiera conocer en más detalle el mecanismo de daño y evaluar la efectividad de algunas de las opciones que ofrece el mercado.

Se simularon las condiciones de rozamiento entre el acople y el tubing, y se sometieron a fluidos corrosivos y no corrosivos a condiciones de presión y temperatura del pozo. Se evaluó el desgaste ocasionado en un material tubing J55; y en cupones maquinados de acoples convencionales, con spray metal, y materiales poliméricos usados en centralizadores. Además se evaluó el efecto de tener un ambiente no corrosivo, corrosivo con CO₂, la efectividad de aplicar inhibidor de corrosión y el efecto del %BSW (Relación agua/crudo).

Los resultados mostraron que la pérdida de material es más severa cuando se presentan ambas condiciones: rozamiento y corrosión, que cuando se presentan en forma individual; el uso de acoples con materiales duros, protege al acople pero incrementa el desgaste en la tubería; el uso de centralizadores en materiales poliméricos protege la tubería, pero su vida útil es corta; a bajos porcentajes de BSW la acción lubricante del crudo protege ambas superficies, lo contrario sucede a altos BSW; el efecto protector del inhibidor de corrosión es disminuido ostensiblemente debido a que la película de inhibición es afectada por el rozamiento entre los dos elementos.

* Trabajo de Investigación.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Ph.D. Darío Yesid Peña B, Ms.C. Alexander Martínez R.

TITLE: *EVALUATION OF CORROSION-WEAR BETWEEN COUPLINGS OF THE SUCKER RODS AND TUBING OF PRODUCTION IN SYSTEMS OF ARTIFICIAL UPRISING OF OIL**

AUTORES: *FREDDY GEOVANY CUADRADO NIÑO, JAIME WILLIAM PRADA TRASLAVIÑA.***

KEY WORDS: coupling, rod guide, tubing, spray metal, inhibitor, carbono dióxido.

DESCRIPTION

In wells with rising systems for pumping mechanic, it has been identified that the mechanism of damage in flaws in the production pipe and you couple them of the string of bars it is waste of the wall of the tube and of the one it couples caused by the friction among these elements, where the damage is quick, if the fluids of the well present corrosive conditions. Due to the high costs involved by lost production and of rising costs, a laboratory study was developed that allowed to know in more detail the mechanism of damage and to evaluate the effectiveness of some of the options that it offers the market.

The friction conditions were simulated among the one it couples and the tubing, and they underwent corrosive and not corrosive fluids to conditions of pressure and temperature of the well. The waste was evaluated caused in a material tubing J55; and in schemed coupons of you couple conventional, with spray metal, and material polymeric used in centralizing. The effect was also evaluated of having a non-corrosive atmosphere, corrosive with CO₂, the effectiveness of applying inhibitor of corrosion and the effect of the BSW.

The results showed that the material loss is more severe when both conditions are presented: friction and corrosion that when they are presented in form singular; the use of you couple with hard materials, it protects the one it couples but it increases the waste in the pipe; the use of centralizing in material polymeric protects the pipe, but its useful life is short; to low percentages of BSW the lubricant action of the raw one protects both surfaces, the opposite happens to high BSW; the protective effect of the inhibitor of corrosion is diminished ostensibly because the inhibition movie is affected by the friction among the two elements.

* Investigation Work.

** College of Physicschemistry Engineerings. Metalurgic Engineering and Science of Materials. Ph.D. Darío Yesid Peña B, Ms.C. Alexander Martínez R.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN.	1
1. OBJETIVOS	4
1.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	4
2. DESCRIPCION DEL PROBLEMA	5
3. JUSTIFICACION	10
4. FUNDAMENTACION TEORICA	11
4.1. ESTADO DEL ARTE	11
4.2. BOMBEO MECANICO, SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	13
4.2.1. Equipo de superficie.	14
4.2.2. Equipo de fondo.	16
4.2.2.1. Barra lisa.	16
4.2.2.2. Sarta de varillas.	16
4.2.2.3. Acoples.	17
4.2.2.4. Centralizadores.	21
4.2.2.5. Bomba.	22
4.2.2.6. Tubing.	23
4.3. FRICCION Y DESGASTE	26
4.3.1. Concepto de Fricción.	27
4.3.2. Concepto de Desgaste.	27
4.4. INTERACCIONES FISICOQUÍMICAS.	28
4.5. TIPOS DE DESGASTE.	30
4.5.1. Desgaste adhesivo.	30
4.5.2. Desgaste abrasivo.	30
4.6. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	31

4.6.1. Corrosión por CO ₂ .	33
4.6.1.1. Mecanismo.	34
4.6.1.2. Parámetros que influyen en la corrosión por CO ₂ .	35
4.6.2. Control de la corrosión.	37
4.6.2.1. Tratamiento químico por medio de inhibidores.	37
4.6.2.2. Recubrimientos internos.	39
4.6.2.3. Empleo de aceros inoxidable.	39
5. METODOLOGÍA	41
5.1. DISEÑO, MONTAJE E INSTALACIÓN DE UN DISPOSITIVO ROTACIONAL PARA EL AUTOCLAVE DINÁMICO	41
5.1.1. Diseño del dispositivo.	41
5.1.1.1. Eje central.	42
5.1.1.2. Portapines.	42
5.1.1.3. Base.	43
5.1.1.4. Sistema de pesas.	43
5.1.2. Materiales, elaboración y diseño de las probetas.	43
5.1.2.1. Pines.	43
5.1.2.2. Anillos.	49
5.1.3. Preparación de las probetas.	50
5.1.4. Funcionamiento del dispositivo.	50
5.2. DESARROLLO EXPERIMENTAL	52
5.2.1. Pruebas preliminares.	52
5.2.2. Etapa de desgaste.	53
5.2.3. Etapa corrosión-desgaste.	54
5.2.4. Etapa corrosión-desgaste con inhibidor.	55
5.2.5. Etapa comportamiento relación agua/crudo.	56
6. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS ENSAYOS	58
6.1. PRUEBAS PRELIMINARES	58
6.1.1. Selección de variables.	59
6.1.1.1. Carga normal generada durante cada ciclo de bombeo.	59
6.1.1.2. Velocidad de rotación.	61

6.1.1.3. Tiempo de cada prueba.	61
6.2. ETAPA DESGASTE	62
6.3. ETAPA CORROSION-DESGASTE	64
6.4. ETAPA CORROSION-DESGASTE CON INHIBIDOR	65
6.5. ETAPA COMPORTAMIENTO RELACION AGUA/CRUDO	67
7. DISCUSION DE RESULTADOS	68
7.1. ETAPA DE DESGASTE	68
7.2. ETAPA CORROSION-DESGASTE	74
7.3. ETAPA CORROSION-DESGASTE CON INHIBIDOR	79
7.4. ETAPA COMPORTAMIENTO RELACION AGUA/CRUDO	84
CONCLUSIONES	85
RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA	89
ANEXO 1	94
ANEXO 2	95
ANEXO 3	96
ANEXO 4	98
ANEXO 5	100
ANEXO 6	101

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Composición química del acero AISI SAE 8630.	19
Tabla 2. Composición química del recubrimiento de spray metal.	20
Tabla 3. Composición química del acero AISI SAE 1045.	24
Tabla 4. Propiedades mecánicas tubería API J55.	24
Tabla 5. Composición química del acero AISI SAE 8630.	44
Tabla 6. Composición química del acero API J55 (Tubería).	45
Tabla 7. Durezas de acoples, centralizador y tubería.	45
Tabla 8. Especificaciones del material de centralizador.	49
Tabla 9. Materiales empleados en las pruebas preliminares	53
Tabla 10. Materiales empleados en la etapa de desgaste.	54
Tabla 11. Materiales empleados en la etapa de corrosión-desgaste.	55
Tabla 12. Materiales empleados en la etapa de corrosión-desgaste mediante la aplicación de un inhibidor.	56
Tabla 13. Medios y materiales empleados en la etapa del comportamiento agua/crudo.	57
Tabla 14. Microdureza Vickers de los pines y anillos antes de las pruebas.	73
Tabla 15. Microdureza Vickers de los pines y anillos después de las pruebas.	73
Tabla 16. Estimación de los coeficientes de fricción dinámicos.	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.	5
Figura 2. Fuerzas de contacto normal.	6
Figura 3. Acoples fuera de servicio.	7
Figura 4. Sección transversal de acople fuera de servicio.	8
Figura 5. Tubería fuera de servicio por disminución severa del espesor de pared.	8
Figura 6. Grieta inducida por la disminución en el espesor de pared.	9
Figura 7. Partes principales de un sistema para pozo con bombeo Mecánico.	15
Figura 8. Diseño de una varilla de bombeo mecánico.	17
Figura 9. Fotografía de un acople normal.	18
Figura 10. Corte longitudinal de un acople de varillas.	18
Figura 11. Sección transversal de una superficie recubierta por termorrociado.	21
Figura 12. Fotografía de un centralizador ubicado sobre el cuerpo de una varilla.	21
Figura 13. Ubicación de los centralizadores en la sarta de varillas y desviación del tubing.	22
Figura 14. Forma de algunos centralizadores.	23
Figura 15. Sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP).	25
Figura 16. Ensamble del dispositivo.	42

Figura 17. <i>Microestructuras de los pines metálicos. (a) Acero AISI SAE 8630, ferrita-perlita, 500X. (b) Acero AISI SAE, martensita revenida, 500X. (c) Acero AISI SAE 8630 con la capa de Spray Metal, 100X. (d) Acero API J55, ferrita-perlita, 200X.</i>	44
Figura 18. <i>Vista general de la capa de spray metal. Microscopio electrónico (SEM).</i>	46
Figura 19. <i>Espectro general de la capa de spray metal presente sobre el acople recubierto.</i>	46
Figura 20. <i>Fases presentes en la capa de spray metal.</i>	47
Figura 21. <i>Espectro de la fase de tonalidad oscura, identificada con el número 1 en la figura 10.</i>	47
Figura 22. <i>Espectro de la fase de tonalidad clara, identificada con el número 2 en la figura 10.</i>	48
Figura 23. <i>Espectro tomado de las partículas de forma geométrica de color oscuro, identificada con el número 3 en la figura 10.</i>	48
Figura 24. <i>Diseño de los pines.</i>	49
Figura 25. <i>Diseño de las probetas en el material de tubería.</i>	50
Figura 26. <i>Ensamble del dispositivo rotacional para el autoclave dinámico.</i>	51
Figura 27. <i>Dirección del desgaste debido al rozamiento.</i>	52
Figura 28. <i>Pérdida de peso / área frente a carga aplicada.</i>	58
Figura 29. <i>Pérdida de peso / área frente a tiempo de prueba.</i>	58
Figura 30. <i>Pérdida de peso / área frente a velocidad de rotación.</i>	59
Figura 31. <i>Pérdida de longitud en pines / área transversal de pin en etapa de desgaste.</i>	62
Figura 32. <i>Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa de desgaste.</i>	63

Figura 33. <i>Pérdida de altura en anillos de la tubería / área transversal de pin en etapa de desgaste.</i>	63
Figura 34. <i>Pérdida de longitud en pines / área transversal de pin en etapa corrosión-desgaste.</i>	64
Figura 35. <i>Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa corrosión-desgaste.</i>	64
Figura 36. <i>Pérdida de altura en anillos / Area transversal de pin en etapa corrosión-desgaste.</i>	65
Figura 37. <i>Pérdida de longitud en pines / Area transversal de pin en etapa corrosión-desgaste con inhibidor.</i>	65
Figura 38. <i>Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa corrosión-desgaste con inhibidor.</i>	66
Figura 39. <i>Pérdida de altura en anillos / Area transversal de pin en etapa de corrosión-desgaste con inhibidor.</i>	66
Figura 40. <i>Pérdida de longitud en pines de Ferrita-Perlita / área Transversal de pin en etapa relación crudo/agua.</i>	67
Figura 41. <i>Daño en el anillo debido al contacto con el pin de Spray Metal. Microscopio estereográfico 10X. Etapa de desgaste.</i>	69
Figura 42. <i>Morfología del pin de spray metal en la etapa de desgaste. (a) Area transversal del pin, 10X. (b) Microestructura del recubrimiento, 100X.</i>	69
Figura 43. <i>Morfología de las superficies de martensita revenida y anillo en la etapa de desgaste. (a) Superficie transversal del pin de martensita revenida. (b) Morfología de la superficie de desgaste del anillo ocasionada por el pin de martensita revenida.</i>	70
Figura 44. <i>Micrografía Rugosidad de la superficie del pin de martensita revenida, 200X. Etapa desgaste.</i>	71

- Figura 45.** Morfología de las superficies de ferrita-perlita y anillo en la etapa de desgaste. **(a)** Superficie transversal de pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** morfología de tubería J55, 10X. 71
- Figura 46.** Micrografía de acero AISI SAE 8630 de ferrita-perlita, 200X. Etapa desgaste. 72
- Figura 47.** Morfología de las superficies de polímero y anillo en la etapa de desgaste. **(a)** Superficie transversal de pin de polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 72
- Figura 48.** Daño en el anillo debido al contacto con el pin de Spray Metal. Microscopio estereográfico 10X. Etapa de corrosión-desgaste. Superficie transversal del pin de spray metal, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 75
- Figura 49.** Morfología de las superficies del pin de martensita revenida y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin de martensita revenida, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 76
- Figura 50.** Morfología de las superficies del pin de ferrita-perlita y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 76
- Figura 51.** Picado por corrosión por CO₂ sobre el cuerpo de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Pin de martensita revenida, 10X. 77
- Figura 52.** Ataque selectivo de la corrosión por CO₂ a los granos de ferrita, 500X. 78

- Figura 53.** Morfología de las superficies del pin de polímero y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 79
- Figura 54.** Efecto del inhibidor sobre la superficie del anillo. Micrografía 10X. 80
- Figura 55.** Morfología de las superficies de los pines que sufrieron ataque por corrosión en la etapa de corrosión-desgaste con inhibidor. **(a)** Pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Pin de martensita revenida, 10X. 81
- Figura 56.** Morfología de las superficies transversales de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida en la etapa de corrosión-desgaste con inhibidor. **(a)** Pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Pin de martensita revenida, 10X. 81
- Figura 57.** Morfología de las superficies del pin de polímero y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X. 82
- Figura 58.** Presencia de porosidades en el material de centralizador, 75X. 83

LISTA DE ANEXOS

	Pag
Anexo 1. Resultados del ensayo de composición química del acero AISI SAE 8630.	94
Anexo 2. Resultados del ensayo de composición química del acero API J55.	95
Anexo 3. Resultados de ensayos de dureza a materiales de acoples, centralizador y tubería.	96
Anexo 4. Resultados de ensayos de microdureza en la etapa de desgaste.	98
Anexo 5. Curvas de tratamientos térmicos para el acero AISI SAE 8630.	100
Anexo 6. Microdurezas Vickers antes y después de la etapa de desgaste.	101

INTRODUCCIÓN

El sistema de levantamiento de crudo por bombeo mecánico es el más utilizado en la producción de hidrocarburos, y Colombia cuenta con más de 2000 pozos con este sistema de levantamiento artificial. Debido a la cantidad de componentes que constituyen un sistema de bombeo mecánico y a las condiciones exigentes de operación, la ocurrencia de fallas operacionales es un factor común en este tipo de sistema. Adicional a las fallas del equipo de superficie, la mayor frecuencia de fallas se presenta entre los componentes del subsuelo e involucra a la bomba, la sarta de varillas y la tubería de producción.

A nivel internacional se ha calculado un promedio de 3 fallas por pozo cada año, en donde el valor de cada falla se ubica alrededor de los US\$3000. La mayor cantidad de fallas se presenta en la bomba de subsuelo, seguida por las varillas y en menor escala la tubería de producción. Estudios de análisis de fallas realizados en diferentes campos con sistemas de bombeo mecánico en Colombia, han permitido identificar un tipo de falla que se presenta con alta frecuencia en los pozos el cual se manifiesta por el agrietamiento de la tubería de producción. Este daño es generado por el desgaste en la tubería que se presenta cuando existe contacto entre la tubería y los acoples de la sarta de varillas. En ocasiones el acople es el que presenta un daño más severo por desgaste asociado a fricción y corrosión lo cual disminuye su capacidad de soportar las cargas a que es sometido en la operación fallando por fatiga ó sobrecarga.

Algunas causas de desgaste en la tubería de producción (Tubing) y en los acoples de varillas en sistemas de bombeo mecánico se deben a la desviación en la verticalidad del pozo y a la presencia de fluidos corrosivos en la formación tales como agua, dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico (H₂S).

La presencia de estos factores (Corrosión y desgaste) afectan la superficie interna de la tubería y la integridad de los acoples de varillas de succión, permitiendo que cada fenómeno incremente su accionar en presencia del otro, es decir, se produce un fenómeno sinérgico entre la corrosión de las superficies que se están debilitando mecánicamente disminuyendo así su resistencia al desgaste y el desgaste progresivo que cambia la forma del material. Dependiendo de las cargas que se generen en el proceso algunos elementos aleantes pueden dejar la matriz original, oxidarse ó promover otro tipo de compuestos para pasar a un estado más estable, permitiendo así una disminución severa de la resistencia a la corrosión.

Con el fin de minimizar el efecto corrosivo se está implementando la inyección de inhibidores de corrosión (tipo fílmico) en el fondo del pozo, y el efecto de desgaste mediante el empleo de centralizadores y rotadores de varillas, sin embargo, la intensidad del daño del fenómeno en conjunto dependerá del nivel de protección que tenga cada pieza, esto es, tipo de elementos aleantes presentes, diseño (forma, tratamientos térmicos, recubrimientos), materiales adyacentes, propiedades mecánicas, lubricación, etc.

El objetivo de esta investigación fue determinar el comportamiento de algunos materiales que están siendo utilizados en la actualidad por las tuberías de producción (Tubing) y los acoples (Couplings) de varillas de

succión, permitiendo la evaluación de alternativas de control ó minimización del fenómeno de corrosión-desgaste.

Los materiales fueron sometidos a diferentes condiciones de campo simulado, mediante el empleo de un autoclave dinámico el cual proporcionó el control de algunas variables tales como temperatura y presión, para obtener al final un diagnóstico acerca de sí estos materiales pueden satisfacer las exigencias planteadas actualmente por la industria del petróleo.

El presente trabajo de investigación se desarrolló en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL.

- Evaluar la resistencia a la corrosión-desgaste de materiales de acople de varilla y tubería de producción en un autoclave dinámico, con una carga normal de contacto.

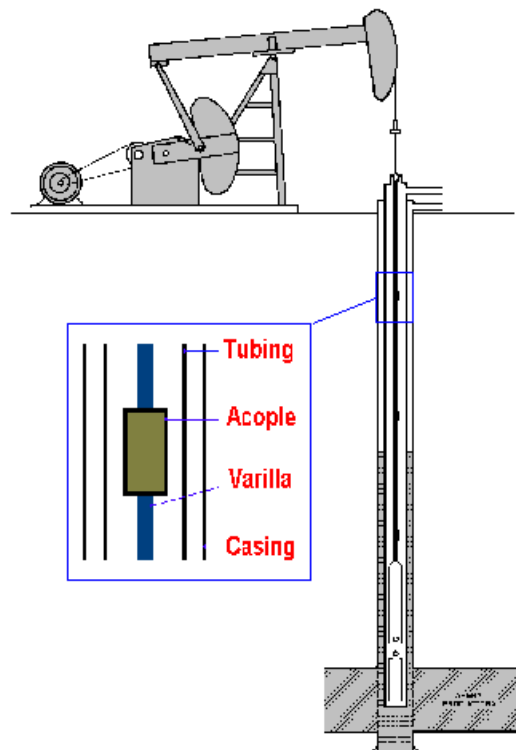
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Evaluar y cuantificar el efecto de desgaste que se presenta por el rozamiento entre los acoples de varillas (Acero AISI SAE 8630 microestructura martensítica, acero AISI SAE 8630 microestructura ferrítico-perlítica, acero AISI SAE 8630 con recubrimiento metálico y un polímero) y la tubería de producción (Acero API J55), en un sistema de agua destilada con N₂, a presión de 1000 psi y temperatura de 122°F.
- Evaluar y cuantificar el efecto combinado corrosión-desgaste que se presenta por el rozamiento entre los acoples de las varillas (Acero AISI SAE 8630 microestructura martensítica, acero AISI SAE 8630 microestructura ferrítico-perlítica, acero AISI SAE 8630 con recubrimiento metálico y un polímero) y la tubería de producción (Acero API J55), en un sistema de agua destilada saturada con CO₂, a presión de 1000 psi y temperatura de 122°F.
- Evaluar y cuantificar el efecto combinado corrosión-desgaste que se presenta por el rozamiento entre los acoples de las varillas (Acero AISI SAE 8630 microestructura martensítica, acero AISI SAE 8630 microestructura ferrítico-perlítica, acero AISI SAE 8630 con recubrimiento metálico y un polímero) y la tubería de producción (Acero API J55) empleando un inhibidor tipo fílmico en un sistema de agua destilada saturada con CO₂, a presión de 1000 psi y temperatura de 122°F.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

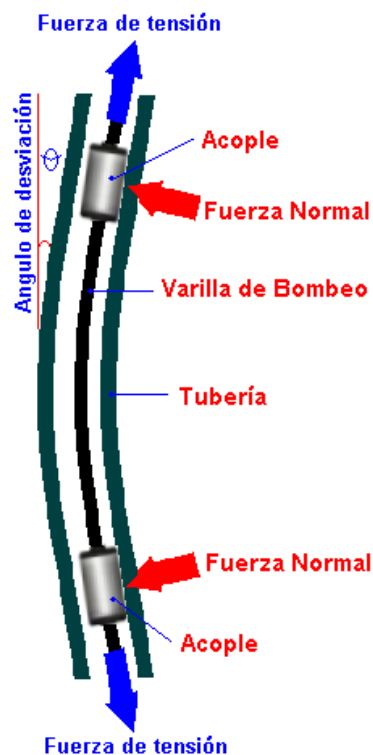
En los últimos años en Colombia se ha observado una gran preocupación por optimizar las diferentes actividades y procesos de la industria petrolera, en el cual se desea recuperar el crudo que deja de brotar de forma natural de los pozos. Para tal fin, se emplean técnicas de levantamiento artificial, que puedan incrementar la carga requerida para que los fluidos viajen desde la formación a la superficie, logrando de esta forma un mejor aprovechamiento del yacimiento. Una de estas técnicas es el bombeo mecánico. Ver **Figura 1**.

Figura 1. Levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.



Por otra parte, las condiciones topográficas de los yacimientos petrolíferos no permiten que las perforaciones para llegar hasta el reservorio sean rectas o totalmente verticales como se muestra en la **Figura 1**, existen tramos desviados e inclinados los cuales favorecen la aparición de fuerzas de contacto normal entre acople y tubería como se puede ver en la **Figura 2**, permitiendo un rozamiento más severo y un incremento acelerado en pérdida de material. A ésto se suman las condiciones ambientales que los yacimientos petrolíferos poseen, tales como presencia de agua, gases ácidos como el ácido carbónico (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S), comunes en la mayoría de los pozos, éstos se disolverán en el agua fácilmente, ocasionando una disminución en el valor del pH del agua y por consiguiente generando el fenómeno de corrosión, permitiendo que la ocurrencia de fallas se incremente y con ello los costos de producción, debido a los trabajos de varilleo necesarios para reanudar la operación normal de bombeo.

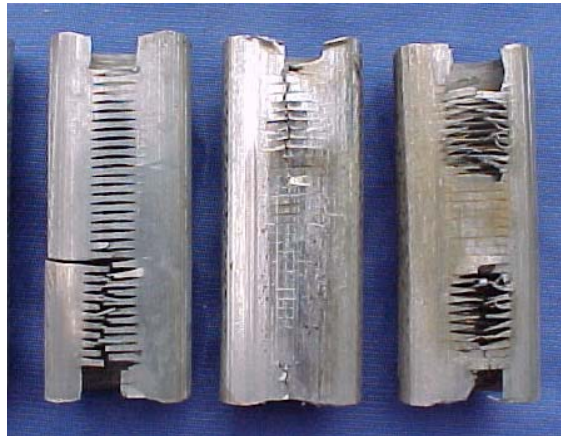
Figura 2. Fuerzas de contacto normal.



Algunas fallas severas en acoples y tubería presentados en pozos colombianos debido al fenómeno destacado anteriormente se muestran en las siguientes figuras.

En la **Figura 3** se observa una serie de acoples que estando en servicio fallaron debido al desgaste excesivo entre el acople y la tubería de producción, el desgaste es tan severo que se pueden observar los hilos de la rosca. Este tipo de falla puede ocasionar que la integridad de la unión acople-varilla se pierda ocasionando su desconexión ó que la pérdida de material sea tan severa que el acople se fracture por sobrecarga en el mismo.

Figura 3. Acoples fuera de servicio.



En la **Figura 4** se detalla el desgaste de la sección transversal de los acoples. El acople experimenta una disminución en el espesor de pared, perdiendo su forma original solamente del lado que estuvo en contacto con la tubería, mientras que el perímetro adyacente conserva aún la forma original.

Figura 4. Sección transversal de acople fuera de servicio.



La **Figura 5** muestra la sección transversal de un tramo de tubería de producción; se puede observar claramente el desgaste severo en algunas zonas, provocado por el contacto con el acople de las varillas de succión en el ciclo de bombeo. En las zonas de mayor contacto, este desgaste puede llegar a ocasionar una disminución del espesor de pared de la tubería, y debido a las cargas aplicadas en ella, pueden aparecer grietas en la superficie de la tubería como se muestra en la **Figura 6**.

Figura 5. Tubería fuera de servicio por disminución severa del espesor de pared.



Figura 6. Grieta inducida por la disminución en el espesor de pared.



3. JUSTIFICACIÓN

Se ha identificado un alto número de fallas en pozos con levantamiento artificial por bombeo mecánico, en donde la causa raíz es un efecto combinado entre corrosión y desgaste por fricción. La corrosión se debe a la presencia de fluidos que produce la formación y el efecto de desgaste a las cargas de contacto ocasionadas por la desviación de la verticalidad que presentan los pozos.

Estas fallas ocasionan un incremento en los costos de producción del crudo y en la producción diferida. El costo promedio de cada falla en el campo La Cira (pozos de baja producción) es del orden de US\$ 3.000.00 por falla, existiendo más de 30 pozos con más de tres trabajos de reparación por año debido a este fenómeno, es decir, se está generando un costo anual de US\$ 270,000/año.

Con el fin de minimizar el efecto corrosivo se está implementando la inyección de inhibidores de corrosión (tipo fílmico) en el fondo del pozo, y el efecto de desgaste mediante el empleo de centralizadores y rotadores de varillas. Sin embargo, se desconoce el efecto de estos centralizadores en la estabilidad y permanencia de la capa fílmica que debe formar el inhibidor para proteger la tubería.

El desarrollo de la investigación busca analizar el efecto combinado corrosión-desgaste, y de esta forma poder evaluar las alternativas de control ó minimización de este fenómeno, lo cual permitirá tener una disminución en los costos de levantamiento de crudo.

4. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo se presenta una revisión de la literatura concerniente al estado del arte de la investigación que se realizó, además se enuncian conceptos básicos de bombeo mecánico, características esenciales de los materiales que se emplean en este sistema de levantamiento artificial, referido a aquellos involucrados en el objetivo de la investigación, fenómeno de corrosión, específicamente corrosión por CO₂ y el fenómeno de desgaste.

4.1. ESTADO DEL ARTE

La industria del petróleo forma parte de la economía mundial, es por esta razón que los países involucrados llevan a cabo estudios que conllevan a la optimización de los procesos, mejorando de esta forma las propiedades asociadas a la extracción del crudo y logrando así un mejor aprovechamiento de los yacimientos.

Una de las formas más empleadas para incrementar el beneficio que el yacimiento puede ofrecer es el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, desafortunadamente este sistema ha producido muchas fallas por desgaste de la tubería y del acople, sin embargo el bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más comúnmente empleado.

Para alargar el tiempo entre paradas y reducir el tiempo fuera de servicio, las compañías petroleras emplean un gran número de dispositivos para reducir problemas de desgaste en el pozo. Algunos de estos incluyen el uso de varillas de bombeo continuas (sin acoples), también se emplean acoples con recubrimiento metálico y algunas veces el empleo de centralizadores tipo polimérico a lo largo de la varilla, pero ninguno de estos dispositivos ha cumplido hasta ahora todos los requerimientos como para eliminar completamente el desgaste entre estos dos dispositivos.

Los estudios mostrados por K. Humphreys y C. Matthews¹ señalaron que "con las varillas de bombeo tipo acopladas, el desgaste entre el acople y la tubería tiende a incrementarse con una alta carga de contacto normal y una rápida velocidad de deslizamiento".

Los estudios realizados por Donald, G. Bellow², enfocaron el análisis al desgaste de un acople estándar y un acople con un recubrimiento metálico (sprayed metal). Los resultados de estos estudios señalaron que el desgaste en la tubería de acero API J55 es más severo cuando se emplean acoples estándar tipo T (API 11B, sin recubrimiento) que cuando se emplean acoples recubiertos tipo SM (API 11B, recubiertos). El recubrimiento empleado en estos ensayos contenía un gran porcentaje de níquel. En estos estudios también se analizó la huella del desgaste en la tubería; se mostró una transferencia de láminas de níquel a la superficie de la tubería, esto sugiere que la resistencia al desgaste de la tubería no fue solamente el resultado del endurecimiento de la misma, sino que también estuvo influenciada por la transferencia de metal del acople a la tubería.

¹ Humphreys, K. Matthews, C. Reciprocating-sliding wear of sucker rods and production tubing in deviated oil wells. Canada: Centre for Frontier Engineering Research. 1989. p.20.

² DONALD G. Bellow, D. Craig Owens, I. Smuga-Otto. Wear of standard and hard-metal-coated coupling with oilfield tubing. Canada: Department of Mechanical Engineering, 1989. p.83.

Sin embargo Scott, W y James, V.³, señalaron una apreciación contraria en sus estudios; "los acoples con recubrimiento metálico, presentan una baja pérdida de peso durante el proceso de desgaste, pero el empleo de estos acoples puede resultar en una aceleración de la pérdida de espesor de pared de la tubería".

Otro autor como McCaslin, K⁴, en sus estudios elaborados concluyó que la tubería sufre degradación con acoples recubiertos como con acoples estándar, sin embargo sus investigaciones poseen evidencias las cuales soportan la conclusión de que los acoples recubiertos desgastan mucho menos la tubería que un acople estándar.

A continuación, se hará una breve descripción del sistema de bombeo mecánico en yacimientos petrolíferos sin ahondar en el tema, ya que sólo se pretende ubicar al lector en el contexto del presente estudio.

4.2. BOMBEO MECÁNICO, SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Un sistema de levantamiento artificial en la industria del petróleo, se refiere a algún medio mecánico necesario para traer los fluidos del yacimiento a la superficie. Esta técnica se ha usado por muchos años en todo el mundo y termina siendo necesaria tarde o temprano ya que la energía inicial del yacimiento se reduce hasta agotar gradualmente su presión, requiriéndose

³ DONALD G. Bellow et al. Wear of standard and hard-metal-coated coupling with oilfield tubing. Canadá: Department of Mechanical Engineering, Documento presentado a la Conferencia Internacional sobre desgaste de materiales, Denver, CO. Canadá, 1989. p.83.

⁴ McCASLIN K. P. A study of the methods of preventing rod wear tubing leaks in sucker rod pumping well. Society of Petroleum Engineers. 1987.

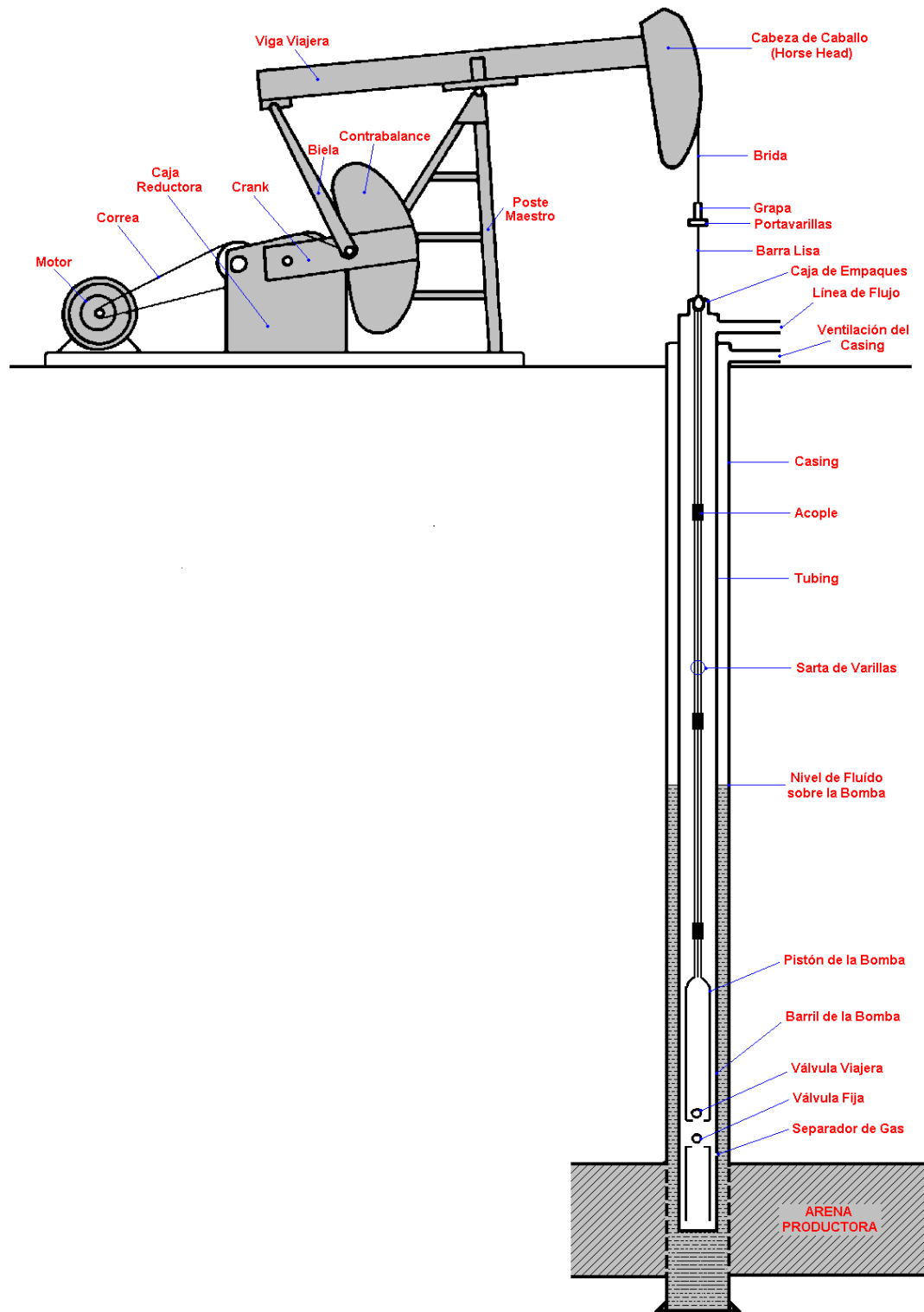
por lo tanto de procedimientos externos para levantar el crudo hasta la superficie. El sistema de bombeo mecánico está formado principalmente por un equipo de superficie y un equipo de fondo⁵; La **Figura 7** ilustra las partes principales de este mecanismo.

4.2.1. Equipo de superficie. La energía es suministrada al equipo por un motor eléctrico o de combustión interna, el cual genera un movimiento primario. Este es transmitido por las correas a la caja reductora y además a la manivela (Crank) y la biela (Pitman); las cuales convierten el movimiento rotatorio en un movimiento oscilante, que es recibido por el balancín (Walking Beam) para convertirlo en un movimiento vertical dirigido a la bomba del subsuelo por medio de la barra pulida (Polished Rod) y una sarta de varillas roscadas (Suckers Rod).

En el tope del cabezal del pozo hay una unidad de sello llamada prensa estopas (Stuffing Box), la cual asegura un sello alrededor de la barra lisa (o barra pulida) al tiempo que permite el movimiento recíproco de la sarta de varillas. La barra lisa está suspendida de la barra viajera por dos guayas (Bridle) flexibles y sujetas al cabeza de caballo (Horse head) del balancín. En conclusión el equipo de superficie cumple la función de convertir el movimiento primario en un movimiento recíprocante que se transmite al equipo de fondo. Las innovaciones permanentes en las unidades de bombeo mecánico ofrecen a la industria diferentes alternativas de acuerdo a los requerimientos del pozo, sean verticales, desviados e incluso inclinados. Además, cada proveedor diseña y ensambla nuevos tipos de unidades, tendientes a disminuir costos de energía y proveer operaciones cada vez más automáticas y eficientes.

⁵ PÁEZ, Ruth. Curso de Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1999.

Figura 7. Partes principales de un sistema para pozo con bombeo mecánico.



4.2.2. Equipo de fondo. Lo conforma la barra lisa, prensaestopas, sarta de varillas, acoples de varillas y la bomba de subsuelo.

4.2.2.1. Barra lisa. Su función es conectar la sarta de varillas a la unidad de superficie. Pasa a través de la TE de bombeo (Pumping Tee) y del prensaestopas (Stuffing box); el cual posee empaques de caucho reemplazables abrazando la barra para evitar fugas de crudo. En la carrera ascendente soporta el peso de la sarta de varillas, el peso del fluido y el peso de las partes móviles de la bomba.

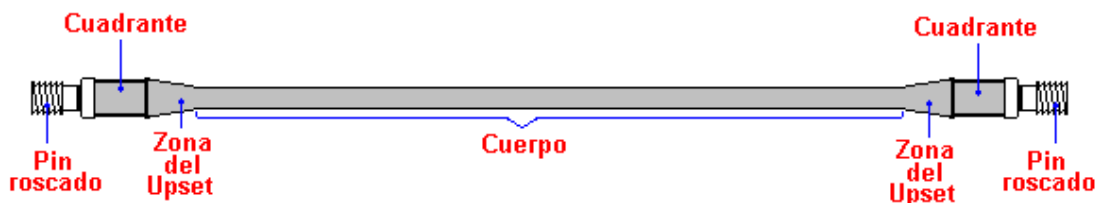
4.2.2.2. Sarta de varillas. Es la parte más vital del sistema ya que proporciona el vínculo entre la unidad de bombeo en la superficie y la bomba de subsuelo. Su comportamiento puede tener un impacto fundamental sobre la eficiencia del levantamiento del fluido y su eventual falla origina una gran pérdida en la producción del pozo. Por consiguiente, una sarta de varillas diseñada apropiadamente no sólo asegura buenas condiciones de operación, sino que también puede reducir considerablemente los costos totales de producción.

La sarta de varillas está compuesta de varillas de succión individuales, conectadas unas con otras hasta alcanzar la profundidad requerida de bombeo. Las primeras instalaciones de bombeo usaron postes de madera, con acoples finales en acero para facilitar la unión entre las varillas, luego, con la perforación de pozos más profundos, se requirió mayor resistencia de las varillas, en ese momento hicieron su aparición las varillas de acero sólido con extremos forjados para acomodar roscas hembras o macho, un diseño que hasta la fecha no ha cambiado. Se les practican tratamientos térmicos de normalizado y revenido para mejorar sus propiedades mecánicas.

La varilla de acero sólido es el tipo de varilla más utilizado y ha sido estandarizada por el American Petroleum Institute (API) desde 1926 bajo la especificación API 11B (Specification for Sucker Rods)⁶. De acuerdo con esta especificación (API 11B), las varillas vienen en presentaciones de 25 a 30 pies (7,6 o 9,1 m) de largo y los diámetros que van desde 1/2 pulgada a 1 1/8 de pulgada con incrementos en 1/8 de pulgada. Los extremos de las varillas de succión son forjados al calor y posteriormente son maquinados y roscados.

Existe una clasificación diseñada por la API dependiendo de los requerimientos mecánicos que se necesiten y de las condiciones ambientales a las cuales puedan trabajar esas varillas. Estos grados son K, C, y D (Para más información consultar la norma API, especificación 11B). La **Figura 8** muestra el diseño básico de una varilla de bombeo:

Figura 8. Diseño de una varilla de bombeo mecánico.



4.2.2.3. Acoples. El diseño básico de un acople se muestra en la **Figura 9**. Se emplean para unir dos varillas de succión, poseen forma cilíndrica y una rosca recta en su interior, su longitud es aproximadamente 4 in (10 cm), su diámetro interno varía según el diámetro del pín de la varilla, es así que se pueden encontrar acoples de 3/4, 7/8 y 1 1/8 de pulgada, la mayoría son fabricados en acero AISI SAE 8630. Según la especificación API 11B,

⁶ NORMA API 11B. Specification for Sucker Rods. 26 ed. 1998. p 3.

existen dos tipos, clase T y clase SM. Esta misma especificación indica que la resistencia mínima a la tracción debe ser de 95,000 psi (655Mpa) para los dos tipos de acoples. La **Figura 10** muestra el interior de un acople, esquematizado en un corte longitudinal.

Figura 9. Fotografía de un acople normal.

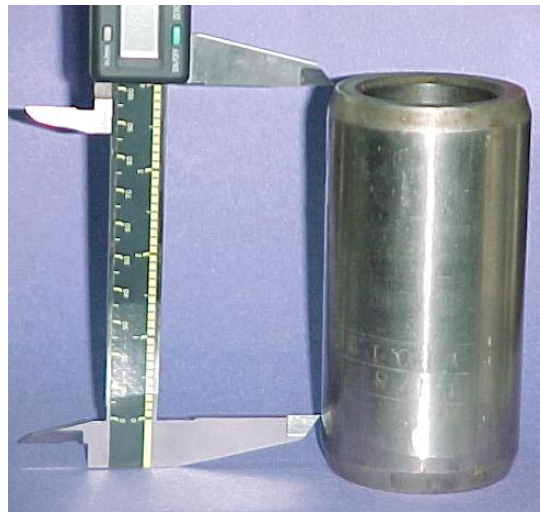
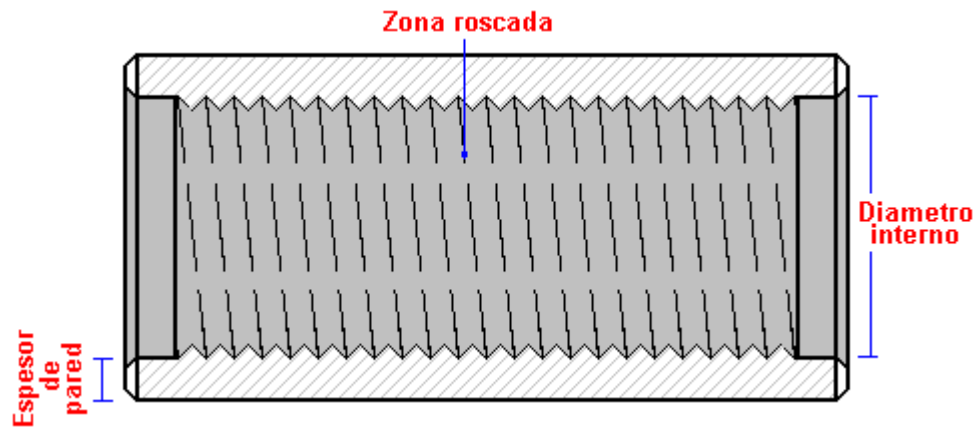


Figura 10. Corte longitudinal de un acople de varillas.



- **Acople Clase T.** Por lo general se fabrican en acero AISI SAE 8630, el cual es un acero al níquel, cromo, molibdeno, puede tener microestructura

ferrítico-perlítica o una microestructura martensítica, debe poseer un valor de dureza entre 56 y 62 HRA. Respecto a la composición química para este acero, la norma API 11B especifica solamente un contenido máximo de azufre de 0.05%. Sin embargo, los límites en composición química para éste se muestran en la **Tabla 1**.

Tabla 1.⁷ *Composición química del acero AISI SAE 8630.*

Acero AISI SAE 8630			
Elemento	Rango	Elemento	Rango
% Carbono	0.28 - 0.33	% Níquel	0.40 - 0.70
% Manganeso	0.70 - 0.90	% Cromo	0.40 - 0.60
% Fósforo Max	0.035	% Molibdeno	0.15 - 0.25
% Azufre Max	0.040	% Vanadio	-----
% Silicio	0.15 - 0.35	% Hierro	Balance

- **Acople Clase SM.** Es un acople que por lo general se fabrica empleando como material base un acero AISI SAE 8630 al cual se le aplica un recubrimiento metálico (Sprayed Metal). Respecto a la composición química del material base, la norma especifica solamente un contenido máximo de azufre de 0.05% (Ver **Tabla 1**). La dureza del recubrimiento debe ser mínimo de 595 HV₂₀₀, la composición química del recubrimiento según la API 11B se especifica en la **Tabla 2**. El espesor del recubrimiento metálico debe ser de 0.010 a 0.020 pulgadas (0.254 a 0.508 mm) y cubrirá solamente el diámetro externo del acople.

La aplicación del recubrimiento se lleva a cabo mediante el proceso de termorrociado, proceso mediante el cual, un material de alimentación (En este caso un material metálico) es calentado y propulsado como partículas

⁷ ASM INTERNATIONAL HANDBOOK COMMITTEE. Metals Handbook. v.1. Properties and Selection: Irons, Steels, and High-Performance Alloys. 1990. p 153. (Ver Anexo 3).

individuales o gotas hacia la superficie que se quiere recubrir. Mientras el material es calentado, éste cambia a un estado plástico o fundido y es comprimido y acelerado hacia la superficie usando gas comprimido. Las partículas chocan contra el substrato formando finas placas que se adhieren a las irregularidades de la superficie preparada y entre ellas mismas formando el recubrimiento. El recubrimiento se aplica mediante el uso de una pistola, la cual genera el calor necesario usando gases combustibles, un arco eléctrico o un plasma.

Tabla 2.⁸ Composición química del recubrimiento de spray metal.

Recubrimiento base níquel			
Elemento	Rango	Elemento	Rango
% Carbono	0.50 – 1.00	% Hierro	3.00 – 5.50
% Silicio	3.50 – 5.50	% Cobalto	0.00 – 0.10
% Fósforo Max	0.02	% Titanio	0.00 – 0.05
% Azufre Max	0.02	% Aluminio	0.00 – 0.05
% Cromo	12.00 – 18.00	% Circonio	0.00 – 0.05
% Boro	2.50 – 4.50	% Níquel	Restante

En la **Figura 11** se presenta la sección transversal, de una superficie recubierta por este método. Un aspecto crítico es la porosidad presente en el revestimiento, ésta puede variar de un 20% hasta un mínimo de 1%, el cual es muy difícil de alcanzar. Dependiendo de las condiciones también pueden aparecer las partículas no fundidas, que por alguna razón no llegaron a la temperatura de fusión y fueron incorporadas al recubrimiento, éstas generalmente interrumpen la continuidad del mismo y disminuyen su fuerza cohesiva. Cuando se rocían metales o aleaciones, parte de ellos se pueden oxidar y aparecen entonces inclusiones de óxidos en el recubrimiento. Esto

⁸ NORMA API 11B. Specification for Sucker Rods. 26 ed. 1998. p 6.

no siempre es malo, inclusive, un alto porcentaje de óxidos en el recubrimiento puede mejorar la dureza y resistencia del mismo.

Figura 11. Sección transversal de una superficie recubierta por termorrociado.



4.2.2.4. Centralizadores. Los centralizadores son dispositivos nuevos que han venido empleándose para aumentar el tiempo de servicio de la varilla como de la tubería (Ver **Figura 12**).

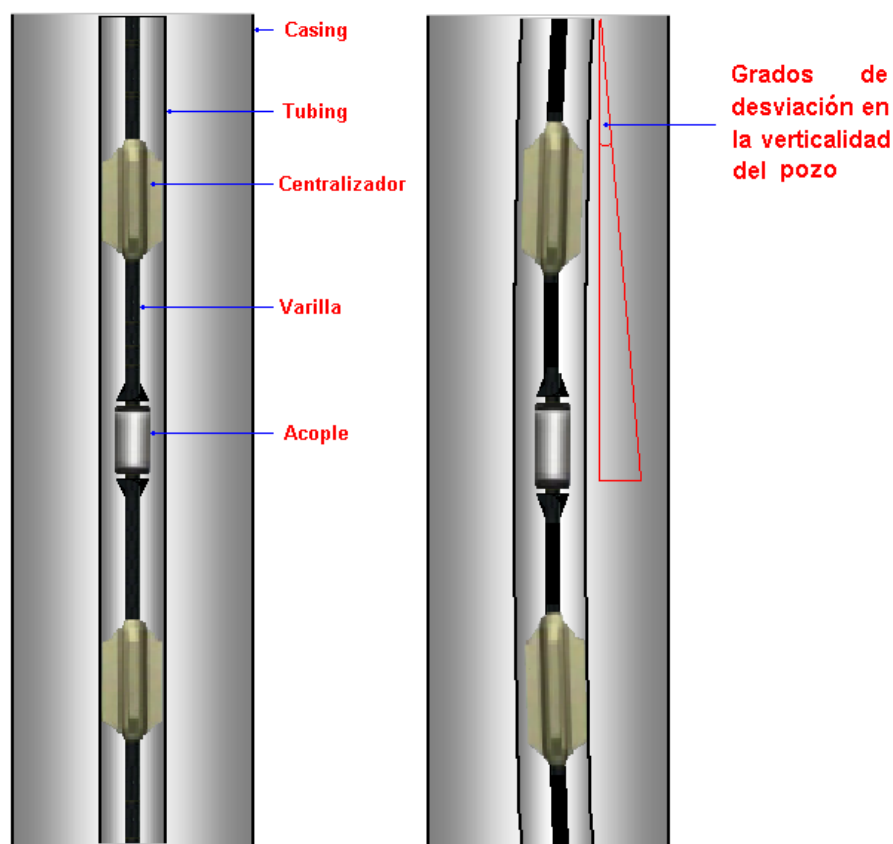
Figura 12. Fotografía de un centralizador ubicado sobre el cuerpo de una varilla.



Su función es la de evitar el contacto metal-metal entre la tubería de producción (Tubing) y la sarta de varillas generado por la desviación en la verticalidad del pozo (Ver **Figura 13**). Son fabricados de material polimérico y su ubicación se halla sobre el cuerpo de la varilla aunque su uso se ve limitado debido al número de centralizadores efectivo que debe colocarse en

cada varilla, ya que el empleo de muchos centralizadores podría contribuir grandemente a una disminución en el flujo de salida del crudo y a un aumento en el tiempo de trabajo necesario para la instalación de los mismos. Poseen un diseño que varía muy poco, pueden tener aletas o ser macizos (Ver **Figura 14**).

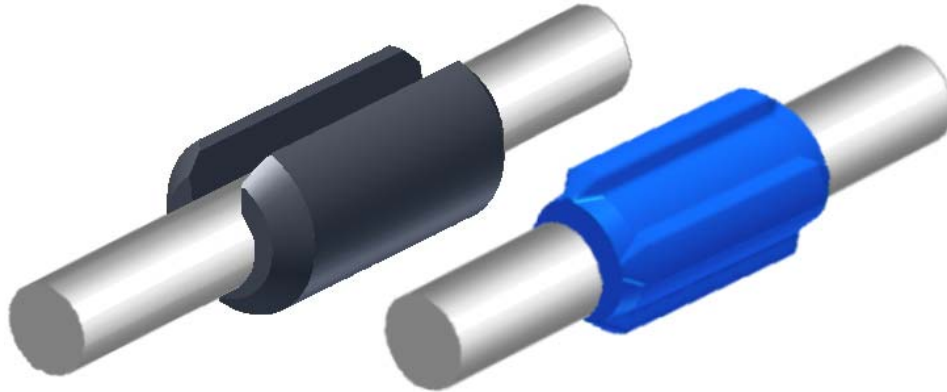
Figura 13. Ubicación de los centralizadores en la sarta de varillas y desviación del tubing.



4.2.2.5. Bomba de subsuelo. Las bombas utilizadas en bombeo mecánico son bombas de desplazamiento positivo de acción simple que constan básicamente de un barril con una válvula fija y un pistón con una válvula viajera. La variación de su configuración depende de las condiciones en el pozo. Esta bomba se instala a una profundidad en el pozo donde siempre

permanecerá sumergida en el fluido durante la operación de bombeo para evitar condiciones de Pumping-off (Succión en seco).

Figura 14. Forma de algunos centralizadores.



4.2.2.6. Tubería de Producción (Tubing). La tubería de producción es utilizada para la conducción de los fluidos bombeados desde el fondo del pozo hasta la superficie. Los criterios de selección de la tubería de producción están basados en los fluidos producidos y su velocidad de flujo, la profundidad donde se ubica la bomba y las características corrosivas de los fluidos. Cualquier falla en la tubería de producción involucra el uso de equipos de reacondicionamiento lo cual incrementa los costos de producción aún más. Por esta razón, este dispositivo estará sometido a condiciones severas de pozo, haciendo que se tomen medidas especiales para combatir su corrosión y el desgaste. Dentro de esta tubería se ubica el área de trabajo de la sarta de varillas (varillas, acoples y centralizadores) como se puede observar en la **Figura 13**. El proceso de manufactura que la industria ofrece para este tipo de tubería es la soldadura por resistencia eléctrica (con costura) o tubería sin costura. El tratamiento térmico que se le practica a esta tubería generalmente es un normalizado.

Uno de los grados más empleados es el API J55 el cual posee una composición química similar al acero AISI SAE 1045. La norma API 5CT solamente especifica para este acero porcentajes de fósforo y azufre máximo de 0.030% para cada uno. La composición química para este acero se detalla en la **Tabla 3**.

Tabla 3.⁹ *Composición química del acero AISI SAE 1045.*

Acero AISI SAE 1045			
Elemento	Rango	Elemento	Rango
% Carbono	0.43 - 0.50	% Fósforo Max	0.040
% Manganeso	0.60 - 0.90	% Azufre Max	0.050

En cuanto a las propiedades mecánicas la norma API especificación 5CT indica los requerimientos indexados en la **Tabla 4**:

Tabla 4.¹⁰ *Propiedades mecánicas tubería API J55.*

Tubería API Grado J55			
Esfuerzo de Fluencia		Esfuerzo Tensil	Dureza
Mínimo (psi)	Máximo (psi)	Mínimo (psi)	Máxima
55.000	80.0000	60.000	-----

Aunque la norma API 5CT no especifica requerimientos de dureza para la tubería API J55, pruebas llevadas a cabo en los laboratorios encontraron un valor de dureza aproximadamente igual a 53,28 HRA.

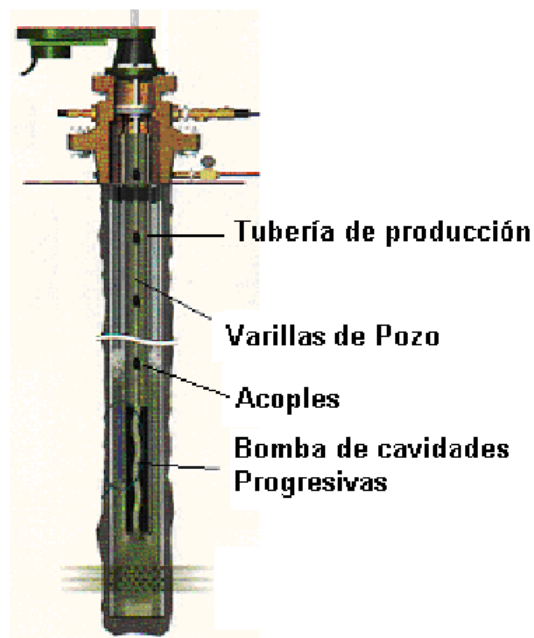
⁹ ASM INTERNATIONAL HANDBOOK COMMITTEE. Metals Handbook. v.1. Properties and Selection: Irons, Steels, and High-Performance Alloys. 1990. p 149.

¹⁰ NORMA API 5CT. Specification for Casing and Tubing. 11 ed. 2001.

El ciclo de bombeo empieza con el movimiento del pistón hacia arriba permitiendo la entrada del fluido al barril a través de la válvula fija mientras la válvula viajera se encuentra cerrada con el pistón en movimiento ascendente. Cuando el pistón comienza su viaje descendente, la válvula fija se cierra y la válvula viajera del pistón se abre dejando pasar el fluido de la cámara del barril a la cámara del pistón. La repetición de estos ciclos aumenta la cantidad de fluido en la tubería encima del pistón. Una vez llena la tubería del pozo, el fluido se desplaza a la tubería de flujo en superficie por medio del cabezal del pozo.

Existe otra técnica de levantamiento artificial llamado bombeo por cavidades progresivas (PCP- progressive cavity pump), ver **Figura 15**. En este sistema, la bomba de subsuelo es del tipo de cavidades progresivas, la cual le trasmite la energía necesaria a los fluidos para alcanzar la superficie; el torque necesario para hacer rotar la bomba se genera en superficie por medio de un motor eléctrico y una caja reductora.

Figura 15. Sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP).



La transmisión del torque desde superficie hasta el pistón helicoidal de la bomba se realiza por medio de la sarta de varillas. A diferencia del sistema de bombeo mecánico tradicional, donde la sarta de varillas realiza un movimiento alternativo en la dirección longitudinal; en el sistema de cavidades progresivas PCP, la sarta de varillas realiza un movimiento de rotación.

En caso que se presente problemas de verticalidad en el pozo, el sistema PCP también estará sometido al mecanismo de daño de corrosión-desgaste entre la tubería de producción y la sarta de varillas en la zona del pozo que presenta la desviación, siendo éstos más severos por ser más concentrados los sitios de contacto. Por lo anteriormente expuesto, el estudio a realizar también tendrá sus aplicaciones en este sistema de bombeo.

4.3. FRICCIÓN Y DESGASTE.

A. D. Sarkar B¹¹, dice: "Es muy importante conocer la naturaleza original de las superficies a fin de comprender la interacción interfacial de las partes móviles de una maquinaria. Un aspecto importante de las superficies es saber si se encuentran libres de contaminantes u óxidos. Además, es necesario saber si una superficie es mecánicamente suave. Pero la premisa básica para comprender los mecanismos de fricción y desgaste es saber que no existe una superficie perfectamente plana a escala microscópica".

¹¹ SARKAR, A. D. Desgaste de metales. México: Limusa, 1990. p.27

En el trabajo de grado "Evaluación del desgaste por fricción de algunos metales ferrosos y no ferrosos, con una máquina de cilindros cruzados"¹², se plantea las siguientes definiciones:

4.3.1. Concepto de Fricción. La palabra fricción deriva del latín "fricare", que significa rozamiento o frotamiento, esta palabra es usada para describir la pérdida gradual de energía cinética en situaciones donde los cuerpos o sustancias se mueven relativamente unas contra otras y se define como la resistencia al movimiento de un cuerpo, cuando éste se desplaza sobre otro. La fricción se puede producir entre un sólido y un gas, la cual se conoce como fricción aerodinámica, la producida entre un sólido y un líquido, que se conoce como fricción líquida y la producida por procesos de disipación de energía que se conoce como fricción interna.

4.3.2. Concepto de Desgaste.¹³ El desgaste se presenta cuando un material es removido o desplazado por el efecto producido entre las superficies interactuantes de dos sólidos en contacto, sometidos a una carga, y en movimiento relativo, este movimiento puede ser en una o varias direcciones y deslizante o rodante.

Respecto a la razón de desgaste con el aumento de la carga, las investigaciones indican que; cuando la carga es baja, el régimen de desgaste es moderado, seguido por un régimen de transición cuando el desgaste aumenta unos órdenes de magnitud, hasta alcanzar un valor en el cual el desgaste es catastrófico.

¹² BÁEZ, Sandro. Evaluación del desgaste por fricción de algunos metales ferrosos y no ferrosos, con una máquina de cilindros cruzados. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2002. P.21.

¹³ VITE TORRES M. FLOREZ MARTINEZ M. VILLET GONZALEZ VR. ¿ Porque el desgaste?.1994.

No se debe confundir fricción con el desgaste. La diferencia es que cuando se producen fuerzas de fricción a través de las áreas de contacto, estas fuerzas varían de acuerdo al sistema tribológico, y una vez que generan el arranque o desgarre de material, se está frente al fenómeno de desgaste.

4.4. INTERACCIONES FISICOQUÍMICAS.

Las superficies ingenieriles son rugosas y tienen valles y colinas, de manera que cuando ocurre el contacto entre dos sólidos, éste ocurre en ciertos puntos de ambas superficies, por eso el área de contacto real se localiza únicamente en una fracción del área aparente. De este modo, el esfuerzo normal aplicado es muy alto en estos puntos de contacto y puede exceder el punto de fluencia de uno de los sólidos o de ambos, en cuyo caso, las áreas de contacto se soldarán entre sí formando uniones o juntas, las cuales deben romperse para sostener el movimiento relativo. La fuerza necesaria para romper estas uniones es una medida de la fricción.

A medida que se rompen las uniones, aparecen residuos producidos por el desgaste. Para evitar esto hay que impedir la formación de uniones, lo que se logra separando las interfaces con una película lubricante que inhiba la interacción de los puntos de contacto entre los sólidos. Sin embargo, las superficies expuestas al ambiente se cubren rápidamente por una o más capas de gases absorbidos y de óxidos. La oxidación de las superficies se facilita por el calentamiento friccional, pero al aumentar los esfuerzos normales la capa de óxido se rompe, dejando expuesto el metal una vez más, lo que conlleva a un aumento en el desgaste.

De esta manera, las propiedades de ambos cuerpos influyen en el comportamiento de sus capas superficiales y pueden tener lugar

penetraciones de las asperezas de uno de los cuerpos en el otro, promoviendo la formación de surcos y hasta desprendimientos de pedazos del cuerpo.

Las temperaturas elevadas en combinación con altas presiones en los puntos de contacto de los materiales pueden producir cambios significativos en la superficie, en las propiedades y en su geometría, creándose esfuerzos térmicos, cambios de microestructura, así como fenómenos de oxidación, formación de compuestos químicos y difusión. La interacción de gases y líquidos con las superficies de los sólidos puede provocar la aparición de una tercera fase también llamada "tercer cuerpo". La destrucción de la superficie de rozamiento se manifiesta generalmente por la separación de las partículas de material, las cuales son de dimensiones micrométricas; en algunos casos esta destrucción se manifiesta por la evaporación del sólido, lo que comúnmente se conoce como disociación.

La destrucción se produce por la acción de cargas y diferencias de temperaturas repetidas en las asperezas individuales, la falta de homogeneidad estructural y a la aparición de esfuerzos generados por la concentración de tensiones que producen grietas, que al unirse ocasionan el desprendimiento de las partículas, precedida de un cambio en las propiedades de los sólidos.

Como se puede observar, durante todo el proceso están ocurriendo deformaciones y transformaciones que cambian las propiedades fisicoquímicas en la capa superficial de cada sólido, permitiendo que la conexión entre la fricción y el desgaste sea compleja y dependa de muchos factores.

4.5. TIPOS DE DESGASTE.

Se pueden distinguir dos tipos especiales de desgaste involucrados en el proceso bajo estudio, estos son: desgaste adhesivo y desgaste abrasivo.

4.5.1. Desgaste adhesivo¹⁴. Cuando dos superficies están en contacto, se generan asperezas o protuberancias en alguna de las superficies friccionantes; aparecen pequeñas áreas de contacto y las presiones aplicadas se hacen relativamente grandes respecto a estas áreas, superando así los esfuerzos de fluencia de una o de las dos superficies, originando de esta manera una deformación plástica. Este proceso es llamado algunas veces soldadura en frío. Cuando las superficies están sujetas a movimientos relativos, las uniones de la soldadura en frío se rompen, esta ruptura depende de condiciones tales como geometría local, distribución de esfuerzos y características de dureza del material.

En el momento de la ruptura de la unión, una partícula de una superficie es transferida a la otra, provocando un proceso de desgaste adhesivo eventual. Si el proceso de desgaste adhesivo se vuelve severo ocurre un arranque de partículas en la zona de contacto.

4.5.2. Desgaste abrasivo. Este fenómeno de desgaste se produce por micropartículas provenientes de la misma pieza, las cuales actúan como lija directamente sobre una de las caras de contacto. Se manifiesta por la aparición de una serie de surcos y ranuras en la superficie del material que está experimentando el fenómeno. Debido a que en este proceso de desgaste aparecen partículas abrasivas entre las superficies friccionantes,

¹⁴ COLLINS, A.D. Failure of materials in mechanical design. Estados Unidos of America. 1981, p.584.

causando el desgaste de una de ellas, a este fenómeno también se le conoce con el nombre de "desgaste por tercer cuerpo". Los surcos formados en la superficie del metal afectado, son zonas con altos niveles de esfuerzos y son frecuentemente causados por cargas de impactos y corte. La acción de corte está acompañada por una deformación superficial notable.

Cuando las condiciones de desgaste abrasivo o adhesivo existen junto con las condiciones que conducen a la corrosión, los dos procesos persisten y frecuentemente interactúan sinérgicamente. Si los productos de corrosión son duros y abrasivos, estas partículas se desprenderán quedando atrapadas entre las superficies de contacto, lo que origina la aceleración del desgaste abrasivo. En ciertos casos, los procesos de desgaste pueden remover la capa superficial protectora de la corrosión dejando expuesto el metal a la corrosión atmosférica, acelerando de ese modo el proceso de corrosión. Entonces los procesos de corrosión y desgaste pueden ser así mismos acelerados y conducir a una alta velocidad de desgaste.

4.6. LA CORROSIÓN ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Todos los equipos destinados a la perforación de pozos, producción, transporte y refinación de hidrocarburos están expuestos en algún grado, a ser atacados por la corrosión. La corrosión interna de equipos, tuberías y dispositivos asociados, es una de las principales fuentes de daño que provoca serios percances; por un lado, pérdidas de producción por reparaciones o cambio de partes de equipos, y por otro, pueden generar lamentables consecuencias de orden ambiental y de seguridad industrial.

En un campo productor de petróleo, sus instalaciones son construidas subestimando la dimensión de los daños de corrosión, probablemente

porque, en su parte inicial de producción no se evidencian los principales agentes corrosivos; sin embargo, con el transcurrir de la producción del crudo, algunos factores como el nivel del agua de producción y algunos gases corrosivos se incrementan hasta convertir el sistema en un ambiente extremadamente corrosivo.

La velocidad y los mecanismos de corrosión en la producción y transporte de hidrocarburos están directamente relacionados con los siguientes factores: volumen de agua producida, fisicoquímica del agua, concentración de gases corrosivos como el CO_2 , H_2S y O_2 , presencia de microorganismos, metal expuesto y algunas variables físicas como la presión, temperatura, velocidad de flujo e interacción dinámica con otros elementos metálicos vecinos.

La presencia de agua en todos los pozos en diferentes porcentajes, ocasiona que los gases presentes en el interior (CO_2 , H_2S), se disuelvan, dando lugar a una disminución del pH del agua. La corrosividad de ésta es una función de la cantidad de estos dos gases que se mantienen en solución. Todas las aguas con valores de pH bajos (acidez) se consideran corrosivas al acero.

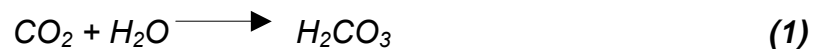
El nivel de agresividad del oxígeno, aún en concentraciones bajas, es enorme, pero afortunadamente este gas es poco común en los fluidos de producción, pero en cambio, sí puede estar presente en las aguas utilizadas para inyectar en los pozos de aquellos campos de recuperación secundaria (desplazamiento del crudo con agua en el yacimiento).

El ácido sulfhídrico (H_2S) es un gas que comúnmente está asociado a la producción de hidrocarburos, y cuando se disuelve en agua se convierte en un ácido débil y en presencia de oxígeno puede ser desastroso. Su producto de corrosión es el sulfuro de hierro FeS , que generalmente se adhiere a la

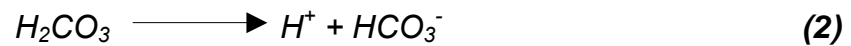
superficie del acero como un residuo de color oscuro tipo incrustante y bajo el cual, suele generarse picado.

El gas contaminante que se encuentra en mayor proporción con los fluidos de producción es el dióxido de carbono (CO₂). El mecanismo y los factores que influyen la corrosión por CO₂ se describen seguidamente:

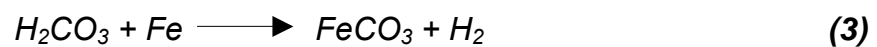
4.6.1. Corrosión por CO₂. La corrosión ocasionada por el CO₂ en la producción de petróleo y gas es comúnmente conocida como corrosión dulce. La corrosión dulce ocurre como resultado de la presencia de dióxido de carbono que disuelto con el agua produce un ácido orgánico corrosivo. Generalmente, un incremento en la presión incrementa la solubilidad del CO₂ en el agua. El CO₂ se diluye en el agua y como producto de la reacción de éstos se forma el ácido débil H₂CO₃.



El H₂CO₃ se puede ionizar:

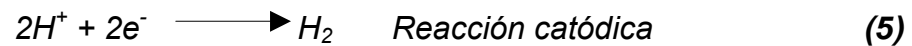
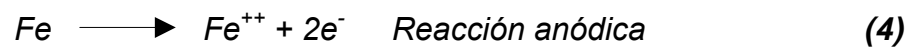


Este ácido reduce el pH del agua y corroe el acero que está en contacto. El producto resultante de la corrosión por CO₂ de los aceros al carbono es denominado siderita, depósito de color grisáceo o negro que se adhiere fuertemente a la superficie del metal.

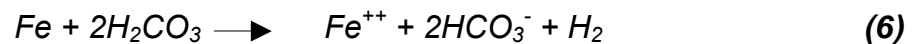


El daño ocasionado por el CO₂ sobre los aceros al carbono y en los aceros de baja aleación se presenta como picado superficial y fisuras las cuales en algunas oportunidades se generan unas sobre otras. Mientras algunas superficies pueden permanecer sin daño, generalmente la corrosión se presenta en forma uniforme en las áreas atacadas, llevando a la llamada corrosión tipo mesa, la cual es característica de la corrosión por CO₂.

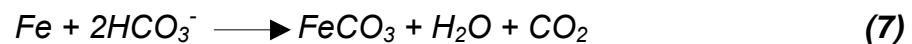
4.6.1.1. Mecanismo¹⁵. Uno de los mecanismos comúnmente aceptado se enfoca en la disolución anódica del hierro, donde el mecanismo es dependiente del pH y el proceso catódico es controlado por la reducción directa del ácido carbónico disociado. Estas reacciones son:



Donde la reacción total de corrosión es:



La formación del ion bicarbonato puede llevar a un incremento del pH en la solución hasta alcanzar las condiciones que promueven la precipitación del carbonato de hierro (siderita):



La solubilidad del carbonato de hierro decrece con el incremento de la

¹⁵ FONSECA, Jaime G. Desarrollo de una técnica experimental para la evaluación hidrodinámica de inhibidores de corrosión del acero API-5LB en presencia de dispersiones aceite-agua saturadas con CO₂. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1999, p. 18.

temperatura y se convierte en un factor significativo en la corrosividad. El control por transferencia de masa de la reacción que envuelve el ácido carbónico y el acero al carbono (Fe), puede ser representada en términos de concentración o de la presión parcial del CO₂ en el medio, en una ecuación que incorpora el orden de la reacción y una función exponencial que aproxima la dependencia de la temperatura por la constante de Henry. La ecuación de la velocidad de corrosión está dada por:

$$\text{Log } V_{\text{corr}} = 5.8 - \left(\frac{1710}{T} \right) + 0.67 \log P_{\text{CO}_2} \quad (8)$$

Donde,

V_{corr} = Velocidad de corrosión [mm/año].

T = Temperatura de operación [K].

P_{CO_2} = Presión parcial del CO₂ [Bar]

La velocidad de corrosión obtenida por esta ecuación ha sido utilizada como la velocidad de corrosión máxima sin tener en cuenta la formación de incrustaciones de carbonato de hierro. Además de la ecuación (8), otros esfuerzos significativos se han desarrollado que demuestran el efecto del pH, la presencia del H₂S, de cloruros, de bicarbonatos, de la relación agua/gas/aceite, de la velocidad del fluido y del hidrocarburo condensado.

4.6.1.2. Parámetros que influyen en la corrosión por CO₂. Se han desarrollado muchos estudios experimentales tratando de explicar la influencia del pH, presión parcial del CO₂ y la temperatura en la velocidad de corrosión. Con base en los resultados de estos estudios, se han podido crear herramientas que permiten establecer algún tipo de predicción de los procesos corrosivos por CO₂. El efecto de la presión parcial de CO₂, la temperatura, el pH, condiciones de flujo, solubilidad del FeCO₃ y formación

de películas ha sido estudiado en circuitos de flujo a alta presión y a diferentes temperaturas.

- ✓ **pH.** El incremento del pH disminuye la solubilidad del FeCO_3 , dando altas probabilidades de formación de una película protectora. Altos pH también dan como resultado una disminución en la velocidad de corrosión, ya que disminuye la disponibilidad de los iones H^+ y disminuye la velocidad de la reacción de reducción del hidrógeno.

- ✓ **Presión parcial del CO_2 .** Altas presiones parciales de CO_2 incrementan la velocidad de corrosión, debido a la disminución del pH y al incremento en la velocidad de reacción de reducción del ácido carbónico.

- ✓ **Temperatura.** Altas temperaturas incrementan la velocidad de corrosión por la aceleración de las reacciones químicas y electroquímicas. Sin embargo, también se incrementa la velocidad de precipitación, por lo que las películas protectoras se forman más fácilmente a altas temperaturas y pueden disminuir la velocidad de corrosión.

- ✓ **Formación de capas.** La capa de FeCO_3 se considera en muchos casos protectora, pues reduce la velocidad de corrosión limitando el transporte de las especies químicas involucradas en la reacción.

La capa de FeCO_3 es el principal producto final de la reacción de corrosión de aceros en soluciones con CO_2 ; esta capa por debajo de los 60°C no es muy protectora, pero por encima si lo es, aumentando dicha característica en la medida en que se incremente la temperatura hasta los 100°C .

Se debe tener claro que todos los ambientes pozo abajo son corrosivos hasta cierto punto. Algunos fluidos corrosivos pueden ser considerados no corrosivos si la velocidad de penetración de la corrosión, registrada como milésimas de pulgadas perdidas por año (mpy), es suficientemente baja para no ocasionar problemas.

4.6.2. Control de la corrosión. Algunos de los sistemas de control de la corrosión interna disponibles son:

4.6.2.1. Tratamiento químico por medio de inhibidores de corrosión.

Dentro de los métodos de control de la corrosión interna que existen en la producción de petróleo, el uso de inhibidores de corrosión es el más utilizado por su costo, disponibilidad y versatilidad.

Un inhibidor es una sustancia que retarda o disminuye una reacción química. Por lo tanto, un inhibidor de corrosión es un agregado, que adicionado en pequeñas cantidades al ambiente corrosivo, disminuye el ataque del medio hacia el metal. Con relación a la forma de actuar, algunos inhibidores retardan la corrosión por adsorción al formar una película delgada e invisible con un poco de moléculas, otros forman precipitados en el seno del fluido que recubren el metal y lo aíslan de los ataques del medio, y otros actúan directamente sobre el metal corroído y como resultado de la adsorción y los productos de corrosión forman una película pasiva.

Existen varias formas de clasificar los inhibidores de corrosión, de las cuales la más aceptada se debe a su mecanismo de acción. Esta clasificación comprende a los inhibidores pasivadores, convertidores de película, inhibidores de adsorción o fílmicos, neutralizantes, secuestrantes y misceláneos. Los primeros tres grupos son los más numerosos y

corresponden a compuestos que pueden formar barreras entre el metal y el medio agresivo, mientras que los secuestradores y neutralizantes actúan sobre el medio, eliminando agentes agresivos, tales como el ion hidrógeno o el oxígeno disuelto entre otros.

Para la protección interior de ductos, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o fílmicos, este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto. Las barreras de inhibidor formadas son hidrofóbicas, las cuales rechazan la fase acuosa que contiene las especies corrosivas.

Por otro lado, dentro de los inhibidores misceláneos se encuentran los biocidas, los cuales son compuestos químicos que se utilizan para disminuir y controlar la población de bacterias. Pueden ser considerados como inhibidores de la corrosión, ya que al disminuir la población bacteriana, la corrosión ocasionada por la presencia de esta clase de microorganismos, también disminuye.

Los inhibidores que se seleccionan para el control de la corrosión en ductos que transportan hidrocarburos pueden ser: formadores de películas, solubles en aceite y dispersables en agua, solubles en agua y dispersables en aceite, parcialmente solubles en agua y aceite, parcialmente dispersables en agua y aceite.

4.6.2.2. Recubrimientos internos. Materiales poliméricos como plásticos y cauchos son débiles, blandos y en general menos resistentes a ácidos inorgánicos fuertes en comparación con los metales y aleaciones y, por tanto, su uso como material primario es limitado donde la corrosión es un factor a considerar. Sin embargo, conforme aumente la disponibilidad de materiales poliméricos resistentes, su uso también aumentará. Los materiales cerámicos tienen alta resistencia a la corrosión y a las altas temperaturas, pero tienen la desventaja de ser quebradizos cuando son expuestos a esfuerzos de tensión.

4.6.2.3. Empleo de aceros inoxidables y aleaciones especiales. Hay reglas generales bastante aceptadas y razonablemente seguras que pueden aplicarse para seleccionar metales y aleaciones resistentes a la corrosión para aplicaciones en ingeniería. Éstas son:

- ✓ Para condiciones reductoras o no oxidantes tales como ácidos o disoluciones acuosas libres de aire, se usan a menudo aleaciones de níquel y cobre.
- ✓ Para condiciones oxidantes se usan aleaciones que contienen cromo.
- ✓ Para condiciones fuertemente oxidantes se utilizan comúnmente aleaciones de titanio.

De los sistemas de control mencionados, en la industria del petróleo, los dos últimos son poco comunes por disponibilidad y costo; mientras que, los inhibidores de corrosión, se han convertido en la alternativa más utilizada por su versatilidad, eficiencia y bajo costo inicial.

Por último es importante resaltar, que al ocurrir una falla, el objetivo principal es determinar si la causa raíz es un problema de corrosión, cual fue el

mecanismo de daño, conocer las razones y como puede prevenirse en el futuro. Por lo tanto es esencial que el personal, ingenieros y operadores, tengan un conocimiento general del fenómeno de corrosión, su apariencia y las condiciones de operación que pueden iniciar el ataque, y si bien es cierto que la corrosión no se puede eliminar completamente, también es cierto que es posible controlar su reacción y su influencia en los materiales con que están fabricados los equipos en la actualidad.

5. METODOLOGÍA

5.1. DISEÑO, MONTAJE E INSTALACION DEL DISPOSITIVO ROTACIONAL EN EL AUTOCLAVE.

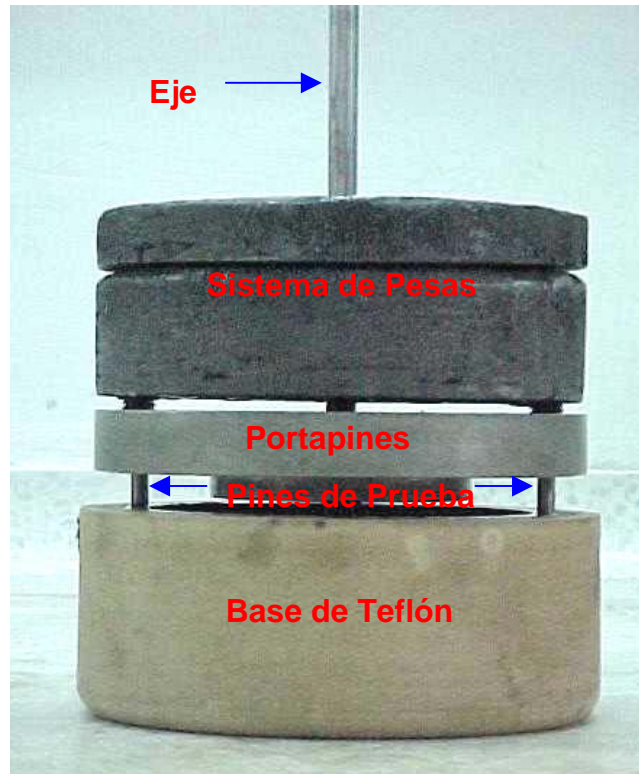
Esta etapa fundamental del desarrollo de la investigación consistió en diseñar, elaborar e instalar un dispositivo sobre un autoclave dinámico que pudiera brindar las condiciones suficientes para desarrollar las etapas subsecuentes del proyecto.

5.1.1. Diseño del dispositivo. El diseño final del dispositivo generado en la investigación fue producto de varios diseños de los cuales se escogió el que brindaba mejores condiciones de manejo, ensamble, resistencia al ambiente y mantenimiento de la carga aplicada durante las pruebas, ésto permitiría que las condiciones aportadas por el dispositivo fueran las más adecuadas y representaran mejor el fenómeno que se observa en el interior del pozo.

El dispositivo resultante debía adaptarse perfectamente al interior cilíndrico de la vasija de un autoclave dinámico de 137 mm de diámetro interior y 10 litros de capacidad aproximadamente y conjugarse con el movimiento rotacional que proponen estos autoclaves. El ensamble del dispositivo se muestra en la **Figura 16** (Planos en el **Anexo 7**).

El dispositivo básicamente se divide en 4 partes: eje central, portapines, base, sistema de pesas.

Figura 16. Ensamble del dispositivo.



5.1.1.1. Eje central. Es un eje fabricado en acero inoxidable al cual se le adaptó una base ranurada mediante soldadura para que transmitiera el movimiento rotacional al portapines.

5.1.1.2. Portapines. El portapines es un disco fabricado en acero inoxidable al cual se le perforaron 3 agujeros, un agujero central que permite el paso de la base ranurada del eje y dos agujeros simétricos más pequeños para ubicar dos pines fabricados con materiales de acoples y centralizadores de varillas respectivamente. Tiene un diámetro exterior de 125 mm, espesor de 17 mm y su peso es de 2 libras. Cada agujero pequeño lleva un tornillo que permite asegurar los pines.

5.1.1.3. Base. La base del dispositivo se fabricó en material de teflón y permite albergar un anillo de material de tubería (Tubing) y a su vez sirve de guía al eje.

5.1.1.4. Sistema de pesas. El sistema de pesas propuesto por el diseño consistió de 2 discos de plomo de 10 y 5 libras respectivamente con un agujero pasante en el centro. El diámetro exterior de estos discos es de 125 mm y se ubicaron sobre el portapines y a través del eje del dispositivo.

5.1.2. Materiales, elaboración, y diseño de las probetas. Se fabricaron dos tipos de probetas teniendo en cuenta el diseño principal del dispositivo para el autoclave, estos son los pines y anillos.

5.1.2.1. Pines. Son probetas fabricadas con tres materiales diferentes. Conforman cuatro grupos dependiendo del material. Los pines del primer grupo fueron fabricados en acero AISI SAE 8630 con una microestructura ferrítico-perlítica, el segundo grupo fue fabricado en acero AISI SAE 8630 pero con microestructura martensítica, el tercer grupo fueron pines fabricados con un acero AISI SAE 8630 recubiertos con una capa de una aleación base níquel, y el cuarto grupo fueron pines fabricados con un polímero. Cada pín posee 20 mm de largo y 5 mm de diámetro aproximadamente. Las microestructuras de los pines metálicos junto con la microestructura de los anillos de tubería se muestran en las **Figuras 17(a), (b), (c) y (d)** respectivamente. La composición química del acero AISI SAE 8630 y del acero API J55 se muestran en las **Tablas 5 y 6** respectivamente. Las durezas de cada uno de los pines metálicos junto con la dureza de los anillos de tubería se muestran en la **Tabla 7**. Los pines de ferrita-perlita fueron elaborados a partir de un acople estándar de microestructura ferrítico-perlítica.

Figura 17. Microestructuras de los pines metálicos. **(a)** Acero AISI SAE 8630, ferrita-perlita, 500X. **(b)** Acero AISI SAE, martensita revenida, 500X. **(c)** Acero AISI SAE 8630 con la capa de Spray Metal, 100X. **(d)** Acero API J55, ferrita-perlita, 200X.

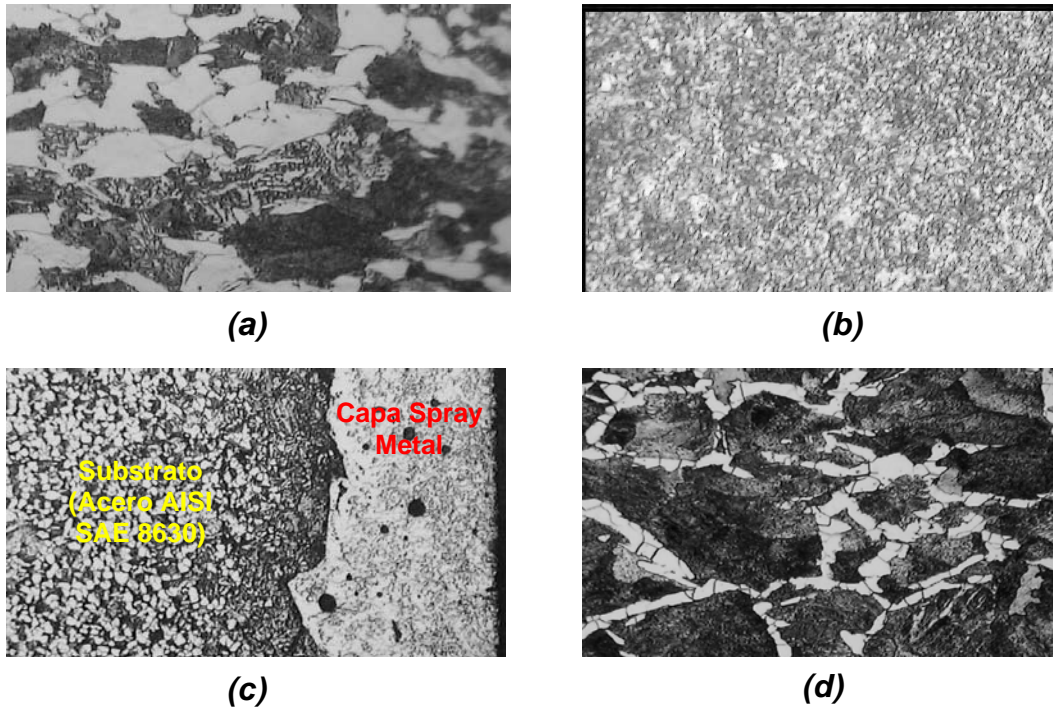


Tabla 5.¹⁶ Composición química del acero AISI SAE 8630.

Acero AISI SAE 8630			
Elemento	Rango	Elemento	Rango
% Carbono	0.322 – 0.329	% Molibdeno	0.189 – 0.197
% Manganeso	0.871 – 0.898	% Vanadio	0.002
% Fósforo Max	0.000	% Aluminio	0.031 – 0.040
% Azufre Max	0.016 – 0.043	% Cobalto	0.012
% Silicio	0.235 – 0.243	% Titanio	0.002
% Níquel	0.519 – 0.535	% Estaño	0.008
% Cromo	0.453 – 0.472	% Hierro	97.03 – 97.10

¹⁶ Anexo 1. Ensayo de composición química al acero AISI SAE 8630.

Tabla 6.¹⁷ Composición química del acero API J55 (Tubería).

Acero API J55			
Elemento	Rango	Elemento	Rango
% Carbono	0.470 – 0.480	% Níquel	0.079 – 0.089
% Manganeso	0.783 – 0.814	% Cromo	0.783 – 0.814
% Fósforo	0.005 – 0.014	% Molibdeno	0.051 – 0.053
% Azufre	0.006 – 0.009	% Cobre	0.084 – 0.097
% Silicio	0.182 – 0.195	% Hierro	97.98 – 98.10

Tabla 7.¹⁸ Durezas de los acoples, centralizador y tubería.

MATERIAL	DUREZA
Acero AISI SAE 8630, ferrita-perlita.	58,84 HRA, 60 kg, 120°, 16 seg
Acero AISI SAE 8630, martensita revenida.	60,28 HRA, 60 kg, 120°, 16 seg
Acero API grado J55.	53,28 HRA, 60 kg, 120°, 16 seg
Capa de Spray Metal.	677 Vickers, 200gr, 136°, 15 seg ≈ 80,8 HRA
Centralizador	92 Shore.

Los pines de martensita se obtuvieron a partir de los pines de ferrita-perlita, practicándoles un tratamiento térmico de temple y revenido con temperatura de austenización de 870°C durante 17 minutos, temple en aceite y revenido a 550°C durante 17 minutos para obtener una microestructura de martensita revenida, teniendo en cuenta las curvas de tratamientos térmicos para este acero (AISI SAE 8630)¹⁹.

Los pines recubiertos fueron elaborados a partir de un acople tipo SM (Sprayed Metal) mediante un cuidadoso proceso de mecanizado para no destruir la capa de spray metal. Con el propósito de conocer la composición

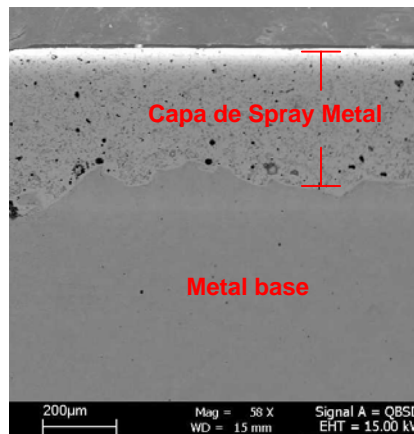
¹⁷ Anexo 2. Ensayo de Composición química al acero API J55.

¹⁸ Anexo 3. Resultados de los ensayos de dureza.

¹⁹ Anexo 4. Curvas de tratamientos térmicos para el acero AISI SAE 8630.

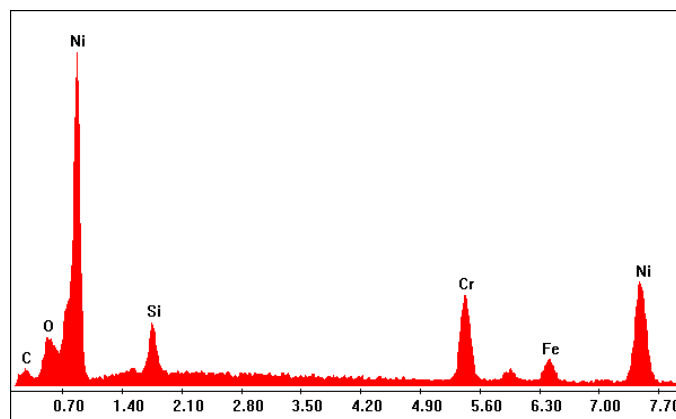
química y la homogeneidad de esta capa, se realizó un análisis por medio del microscopio electrónico de barrido (SEM). La **Figura 18** corresponde a una fotografía a bajos aumentos de la capa de spray metal.

Figura 18. Vista general de la capa de spray metal. Microscopio electrónico (SEM).



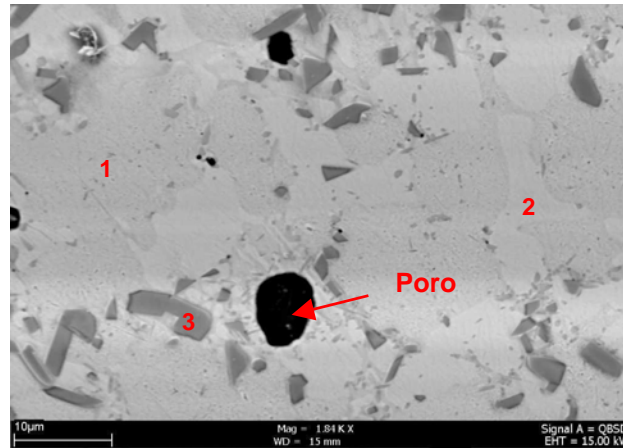
Se realizó un análisis de composición química puntual sobre la capa, observándose que está conformada principalmente por níquel, cromo, silicio, y carbono. Ver **Figura 19**.

Figura 19. Espectro general de la capa de spray metal presente sobre el acople recubierto.



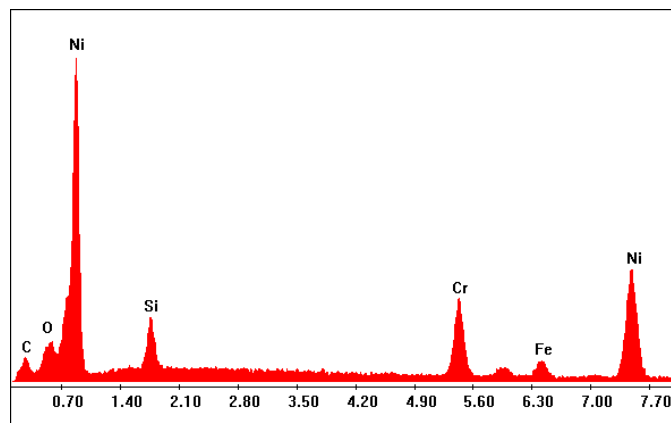
A mayores aumentos se pudo distinguir en la capa la presencia de dos fases con diferentes tonalidades, algunas partículas con formas geométricas de tonalidad oscura y defectos tipo poro como se muestra en la **Figura 20**.

Figura 20. Fases presentes en la capa de spray metal.



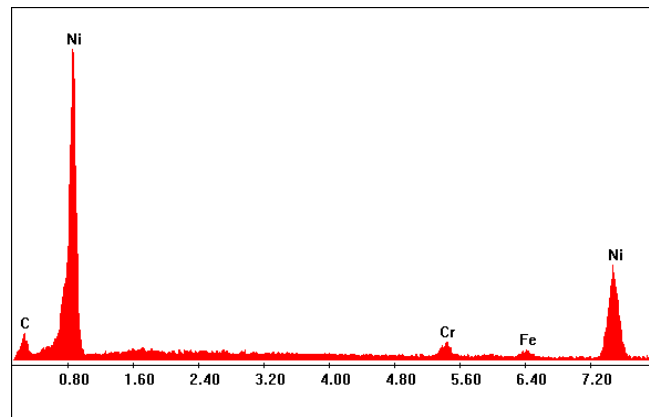
La **Figura 21** presenta el espectro de la fase de color oscuro identificada con el número 1 (Ver **Figura 20**), la cual presenta una composición química similar a la observada en el espectro general de acuerdo con la altura y ancho de los picos mostrados en la **Figura 19**.

Figura 21. Espectro de la fase de tonalidad oscura, identificada con el número 1 en la Figura 10.



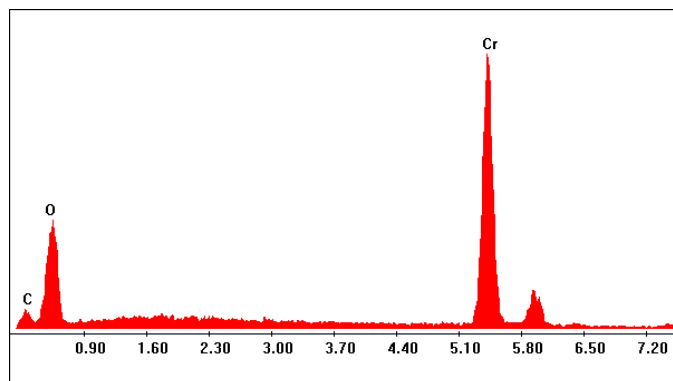
La fase clara, identificada con el número 2 (ver **Figura 20**), esta constituida en su gran mayoría por níquel y menor proporción por cromo como se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22. Espectro de la fase de tonalidad clara, identificada con el número 2 en la Figura 10.



La **Figura 23** corresponde al espectro tomado sobre las partículas de forma geométrica de color gris oscuro, identificadas con el número 3 en la **Figura 20**. Según el espectro estas partículas están constituidas principalmente por un óxido de cromo.

Figura 23. Espectro tomado en las partículas de forma geométrica de color oscuro, identificadas con el número 3 en la figura 10.



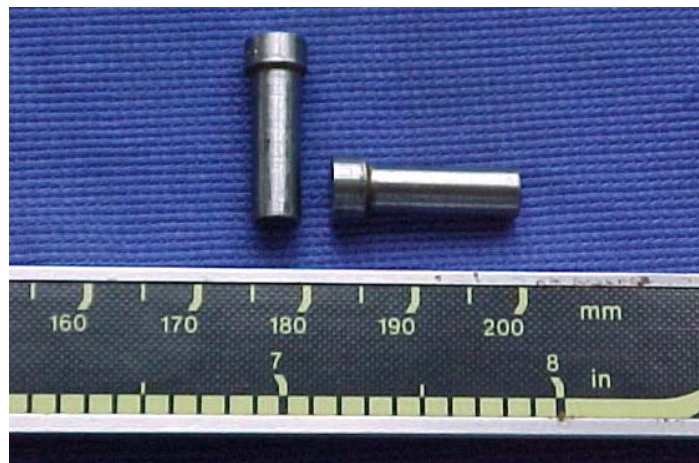
Los pines de polímero se fabricaron mediante mecanizado a partir de un centralizador comercial. Las especificaciones de este material se muestran en la **Tabla 8**.

Tabla 8.²⁰ Especificaciones del material de centralizador (polímero).

Material	Esfuerzo Tensil	% Elongación	Gravedad específica
Amodel®	28000 psi	2.1	1.46

La forma de estas probetas (pines) se muestra en la **Figura 24**.

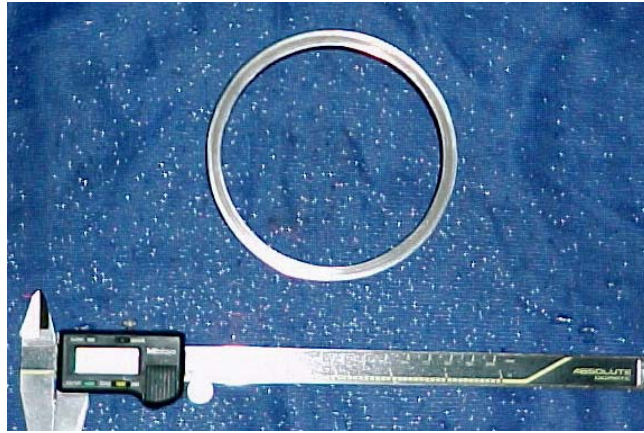
Figura 24. Diseño de los pines.



5.1.2.2. Anillos. Como su nombre lo indica son anillos cortados de una tubería (Tubing) de un acero API J55. Las dimensiones de cada anillo corresponden a 4,5" (114.3 mm) de diámetro externo, 5/16" (7,937 mm) de espesor de pared y 0.7860" (20 mm) de altura aproximadamente. (Ver **Figura 25**).

²⁰ http://www.norrisrods.com/products_guider_standard.

Figura 25. *Diseño de las probetas en el material de tubería.*



5.1.3. Preparación de las probetas. La preparación de los pines metálicos se hizo a partir de un pulido hasta lija 1200, con el propósito de eliminar la mayor parte de asperezas y obtener una superficie más uniforme y lisa, luego se limpiaron con alcohol para dejarlos libres de posibles capas de óxido.

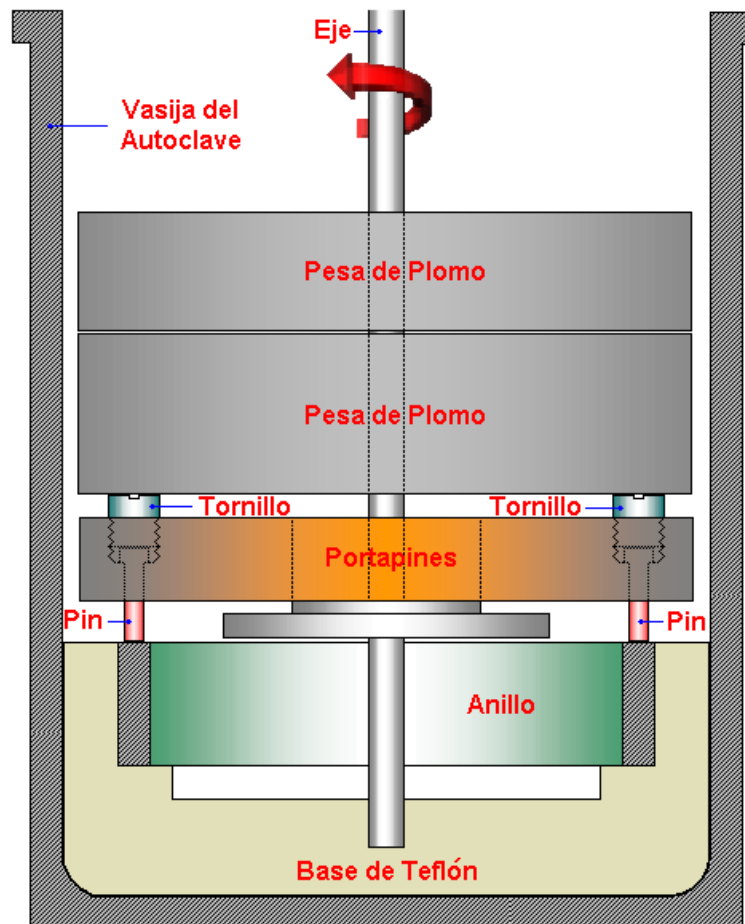
Cada anillo recibió la misma preparación de los pines. Seguido a la limpieza, se tomaron medidas de longitud a los pines y altura a los anillos mediante un calibrador electrónico y peso inicial a los pines mediante el empleo de una balanza electrónica de precisión.

5.1.4. Funcionamiento del dispositivo. El dispositivo se diseñó para ser controlado por el sistema eléctrico y de potencia que ofrece el autoclave, teniendo en cuenta que el mismo (autoclave) no sufriera cambios o modificaciones que pudieran afectar su funcionamiento normal, simplemente se realizó una adaptación.

El diseño del dispositivo completo dentro de la vasija del autoclave se muestra en la **Figura 26**. En éste se puede ver claramente que los pines se desplazan con movimiento circunferencial sobre la superficie del anillo

impulsados por la fuerza rotacional del motor del autoclave. El desgaste que pueda sufrir tanto la superficie circular del anillo como la superficie transversal de los pines dependerá de la carga aplicada, velocidad de rotación, medio ambiente, temperatura y presión que intervengan en cada prueba.

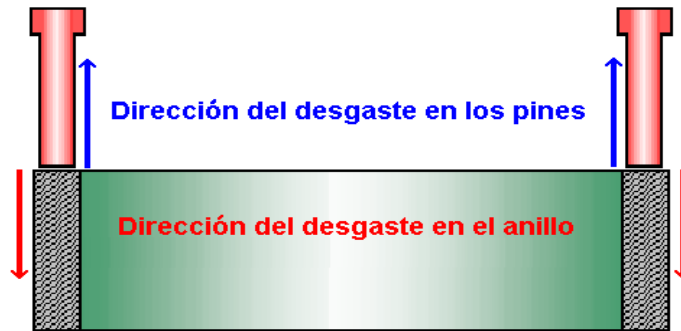
Figura 26. *Ensamble del dispositivo rotacional para el autoclave dinámico.*



Tanto los pines como el anillo se diseñaron para que, por efectos solamente del contacto metal-metal, se desgastaran en dirección longitudinal como lo muestra la **Figura 27**, mientras que el efecto corrosivo atacará en todas las

direcciones induciendo pérdidas de material sin escoger dirección preferencial.

Figura 27. Dirección del desgaste debido al rozamiento.



5.2. DESARROLLO EXPERIMENTAL.

5.2.1. Pruebas preliminares. Estas pruebas se desarrollaron para observar el desempeño y la confiabilidad del dispositivo. Mediante ellas se estableció cuales deberían ser las condiciones más adecuadas de operación del equipo para obtener una velocidad de desgaste controlada tanto en el pín como en el anillo. Se desarrollaron pruebas variando el tiempo y la carga, mientras la velocidad permaneció constante e igual a 90 rpm para todas las pruebas, valor proporcionado por la relación **(11)**. Las condiciones de prueba fueron las siguientes:

- Condiciones de operación del autoclave:
 - ✓ Temperatura: 122°F (50 °C).
 - ✓ Presión: 0 psi.
 - ✓ Medio: Agua destilada tipo IV.

- Condiciones de operación del dispositivo:
 - ✓ Carga aplicada: 1.5, 6.5, y 8.5 lb.
 - ✓ Velocidad de rotación: 90 rpm.
 - ✓ Tiempo: 3, 5, 7, 24, 48, y 120 horas.
- Los materiales empleados se detallan en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Materiales empleados en las pruebas preliminares.

Material de Pines	Material de anillo
Acero AISI SAE 8630. Ferrita-perlita	Acero API J55. Ferrita-perlita

5.2.2. Etapa desgaste. Esta etapa se desarrolló para evaluar y cuantificar la pérdida de material tanto en los pines como en el anillo debido al fenómeno de rozamiento. Las condiciones de la prueba fueron las siguientes:

- Condiciones de operación del autoclave:
 - ✓ Temperatura: 122°F (50 °C).
 - ✓ Presión: 1000 psi.
 - ✓ Atmósfera: N₂.
 - ✓ Medio: 1 litro de agua destilada tipo IV.
- Condiciones de operación del dispositivo:
 - ✓ Carga aplicada: 8.5 lb.
 - ✓ Velocidad de rotación: 90 rpm.
 - ✓ Tiempo: 120 horas.

- Los materiales empleados se muestran en la **Tabla 10**.

Tabla 10. *Materiales empleados en la etapa de desgaste.*

Material de Pines	Material de anillo
Acero AISI SAE 8630. Ferrita-perlita	Acero API J55. Ferrita-perlita
Acero AISI SAE 8630. Martensita Revenida	
Spray metal (Base niquel)	
Polímero	

5.2.3. Etapa corrosión-desgaste. En esta etapa se evaluó y cuantificó la pérdida de material tanto en pines como en el anillo debido al fenómeno en conjunto de corrosión y desgaste. Las condiciones de prueba fueron las siguientes:

- Condiciones de operación del autoclave:
 - ✓ Temperatura: 122°F (50 °C).
 - ✓ Presión: 1000 psi.
 - ✓ Atmósfera: CO₂.
 - ✓ Medio: 1 litro de agua destilada tipo IV, saturada con CO₂ durante 5 horas
- Condiciones de operación del dispositivo:
 - ✓ Carga aplicada: 8.5 lb.
 - ✓ Velocidad de rotación: 90 rpm.
 - ✓ Tiempo: 120 horas.

- Los materiales empleados en esta etapa se detallan en la **Tabla 11**.

Tabla 11. *Materiales empleados en la etapa de corrosión-desgaste.*

Material de Pines	Material de anillo
Acero AISI SAE 8630. Ferrita-perlita	Acero API J55. Ferrita-perlita
Acero AISI SAE 8630. Martensita Revenida	
Spray metal (Base niquel)	
Polímero	

5.2.4. Etapa corrosión-desgaste con inhibidor. Esta etapa se llevó a cabo bajo las mismas condiciones de la etapa anterior pero adicionando al medio un inhibidor tipo fílmico (amina cuaternaria). Las condiciones de trabajo fueron las siguientes:

- Condiciones de operación del autoclave:
 - ✓ Temperatura: 122°F (50 °C).
 - ✓ Presión: 1000 psi.
 - ✓ Atmósfera: CO₂.
 - ✓ Medio: 1 litro de agua destilada tipo IV, saturada con CO₂ durante 5 horas y mezclada con 53 microlitros de inhibidor.
- Condiciones de operación del dispositivo:
 - ✓ Carga aplicada: 8.5 lb.
 - ✓ Velocidad de rotación: 90 rpm.
 - ✓ Tiempo: 120 horas.

- Los materiales empleados en esta etapa se detallan en la **Tabla 12**.

Tabla 12. *Materiales empleados en la etapa de corrosión-desgaste mediante la aplicación de un inhibidor.*

Material de Pines	Material de anillo
Acero AISI SAE 8630. Ferrita-perlita	Acero API J55. Ferrita-perlita
Acero AISI SAE 8630. Martensita Revenida	
Spray metal (Base níquel)	
Polímero	

5.2.5. Etapa comportamiento relación agua/crudo. Esta etapa se desarrolló de forma adicional a las pruebas pautadas inicialmente. Se enfocó a evaluar y cuantificar la pérdida de material tanto en pines como en el anillo debido al rozamiento, empleando varias relaciones de agua/crudo y así poder conocer el posible efecto lubricante del crudo. Las condiciones fueron las siguientes:

- Condiciones de operación del autoclave:
 - ✓ Temperatura: 122°F (50 °C).
 - ✓ Presión: 0 psi.
 - ✓ Los medios empleados se muestran en la **Tabla N°13**.
- Condiciones de operación del dispositivo:
 - ✓ Carga aplicada: 8.5 lb.
 - ✓ Velocidad de rotación: 90 rpm.
 - ✓ Tiempo: 120 horas.

- Los materiales empleados en esta etapa se detallan en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Medios y materiales empleados en la etapa del comportamiento agua/crudo.

Relación agua/crudo	Materiales
%Agua = 0%, %Crudo = 100%	Pines: Acero AISI SAE 8630. Ferrita-perlita. Anillo: Acero API J55. Ferrita-perlita
%Agua = 30%, %Crudo = 70%	
Emulsión directa. %Agua >50, %Crudo = restante	

6. RESULTADOS OBTENIDOS DE LOS ENSAYOS

6.1. PRUEBAS PRELIMINARES.

En las **Figuras 28, 29 y 30** se muestra el comportamiento de la pérdida de peso de los pines de ferrita-perlita frente a variables de carga aplicada, tiempo de prueba y velocidad de rotación del dispositivo.

Figura 28. Pérdida de peso / área Versus carga aplicada.

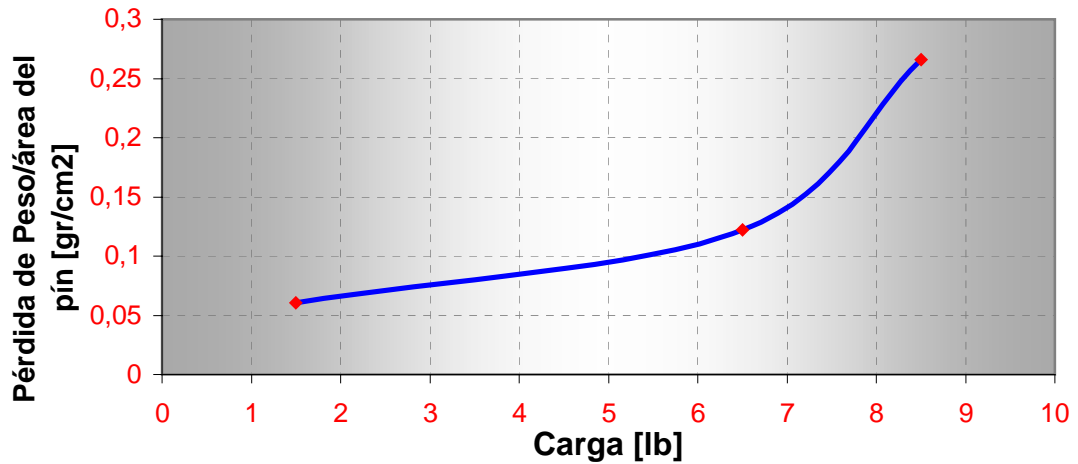


Figura 29. Pérdida de peso / área Versus tiempo de prueba.

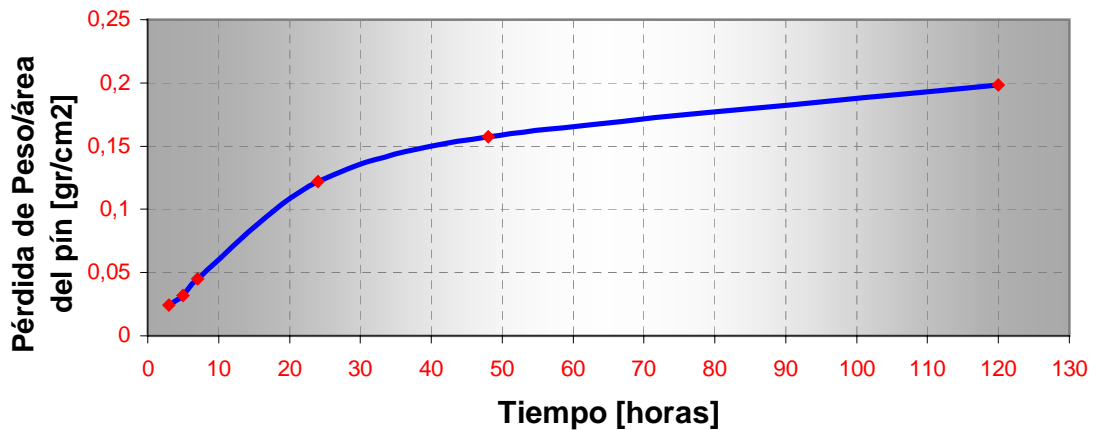
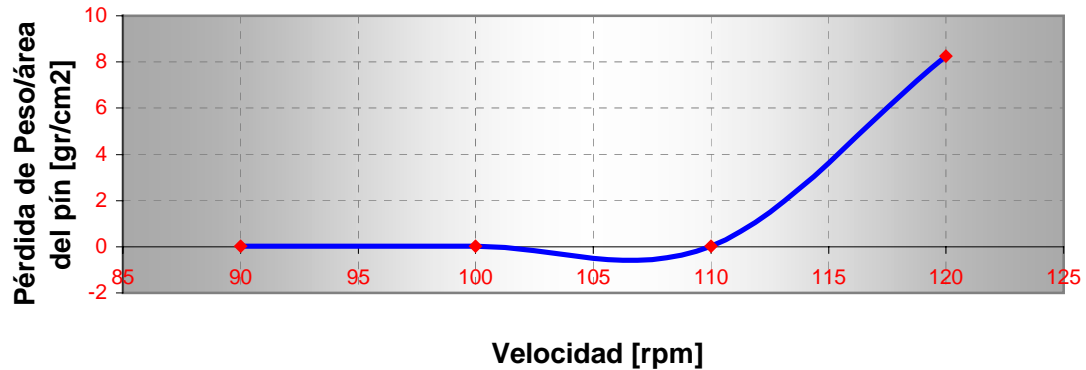


Figura 30. Pérdida de peso / área Versus velocidad de rotación.



6.1.1. Selección de variables. El valor de la temperatura y la presión se escogió teniendo en cuenta datos reportados en los registros de pozos de Ecopetrol S.A.

Se hizo una preselección de las variables de carga y velocidad de rotación teniendo en cuenta situaciones reales durante cada ciclo de bombeo.

6.1.1.1. Carga normal generada durante cada ciclo de bombeo. Durante cada ciclo de bombeo se generan cargas de contacto normal entre el acople y la tubería ocasionadas por la desviación en la verticalidad del pozo (Dog leg severity). Esta carga se puede calcular mediante la siguiente relación:

$$F = 2 * T \text{ Sen}\left(\frac{DLS * S}{2}\right) \tag{9}$$

Donde:

F: Fuerza de contacto normal [lb.f]²¹

T: Tensión soportada por la varilla [lb f].

²¹ LUBINSKI, Arthur. Developments in Petroleum Engineering. Vol II. Houston (Texas). 1998. p 5.

DLS: Dog Leg Severity (Angulo que representa la desviación de la verticalidad de la tubería) [radianes].

S: Longitud del acople [in].

Considerando que las condiciones más severas de tensión en las varillas se obtienen durante la carrera ascendente del ciclo de bombeo, se puede obtener un valor aproximado de la fuerza normal generada entre el acople y la tubería asumiendo los siguiente valores:

T = 12000 lbf (Carga generada por el peso de toda la columna de fluido + peso de la sarta de varillas incluyendo la bomba)

DLS = 10° (Máximo ángulo de desviación en la verticalidad de la tubería.)

S = 4 in (Longitud del acople)

Reemplazando estos valores en la ecuación **(9)** se obtiene:

$$\begin{aligned} F &= 2 * 12000 \text{ lb} - f * \text{Sen} \left(\frac{10^\circ}{100 \text{ ft}} * \frac{\pi \text{ rad}}{2 * 180^\circ} * \frac{4 \text{ in}}{1 \text{ in}} * 8.33E^{-2} \text{ ft} \right) \\ F &= 2 * 12000 \text{ lb} - f * \text{Sen} (2,9088 * 10^{-4}) \\ F &= 6,9811 \text{ lb} - f \approx 7 \text{ lb} - f \\ F &= 7 \text{ lb} - f \end{aligned} \tag{10}$$

En la carrera ascendente del ciclo de bombeo, la fuerza normal de contacto generada en el acople y la tubería es de 7 lb-f aproximadamente para un DLS de 10°, es decir éste es el valor mínimo de carga que se debía emplear en las pruebas para tratar de simular el fenómeno en el pozo.

Mediante las pruebas preliminares se pudo establecer que trabajando a una carga de 8,5 lb el desgaste fue más apreciable, y para valores mayores de 8,5 lb, el motor del autoclave presentaba problemas de sobrecarga.

6.1.1.2. Velocidad de rotación. La velocidad de rotación de los pines en cada prueba se calculó mediante una conversión de la velocidad real del acople en el pozo durante el ciclo de bombeo a un valor equivalente en revoluciones por minuto (rpm), relacionado con el perímetro de los anillos de la tubería, esto es:

$$V_{real} = 1200 \text{ in/min} \quad (\text{Velocidad real de los acoples})$$

$$L = 13,35 \text{ in} \quad (\text{Perímetro del anillo})$$

Relacionando se obtiene:

$$13.35 \text{ in} \text{ ----- } 1 \text{ vuelta}$$

$$1200 \text{ in} \text{ ----- } V_{pines} = 89.88 \text{ vueltas} \approx 90 \text{ vueltas} \quad (11)$$

Es decir, el acople en el pozo posee una velocidad de 1200 in/min equivalente a 90 rpm para el diseño del dispositivo.

Para velocidades mayores a 100 rpm las pruebas preliminares mostraron que el régimen de desgaste fue muy agresivo en muy poco tiempo, fenómeno que no corresponde a la realidad.

6.1.1.3. Tiempo de cada prueba. El tiempo se estableció teniendo en cuenta los resultados reportados a lo largo de las diferentes pruebas preliminares.

Se determinó que para un tiempo de 120 horas, 8,5 lb de carga y velocidad de rotación del dispositivo de 90 rpm, los valores de desgaste obtenidos tanto en pérdida de peso como en pérdida de altura del pín fueron apreciables.

6.2. ETAPA DESGASTE.

En las **Figuras 31, 32 y 33** se muestra el comportamiento en pérdida de peso y pérdida de longitud de los pines frente a las condiciones propuestas; de la misma forma se muestra la pérdida de altura en los anillos.

Figura 31. Pérdida de longitud en pines / área transversal de pin en etapa de desgaste.

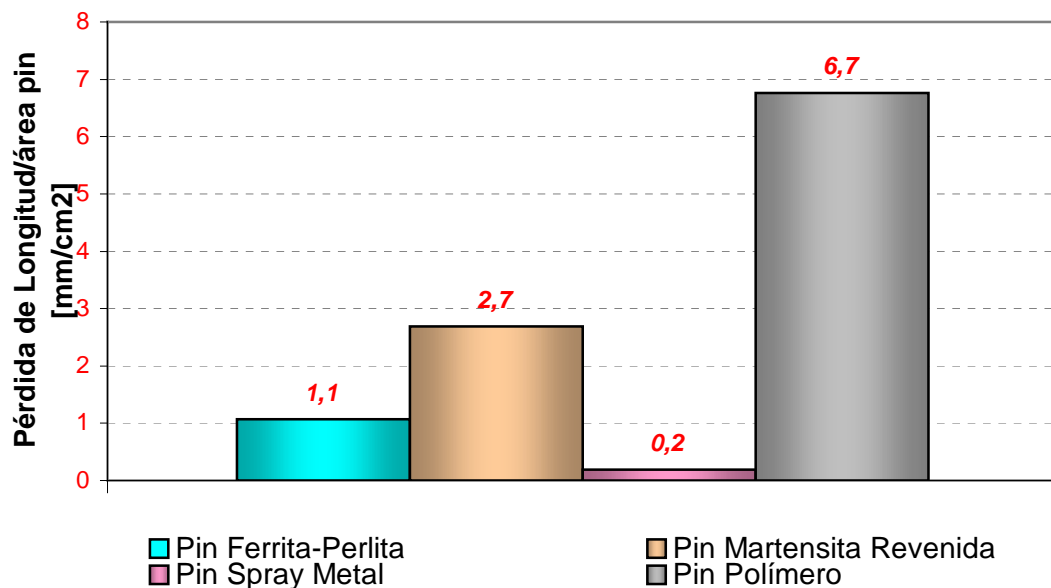


Figura 32. Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa de desgaste.

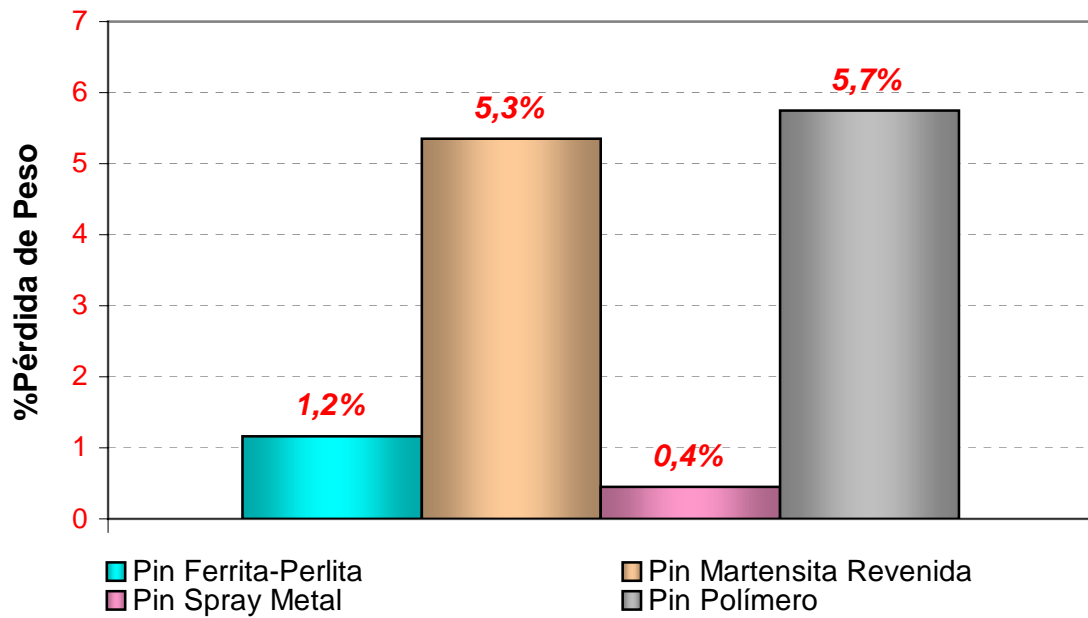
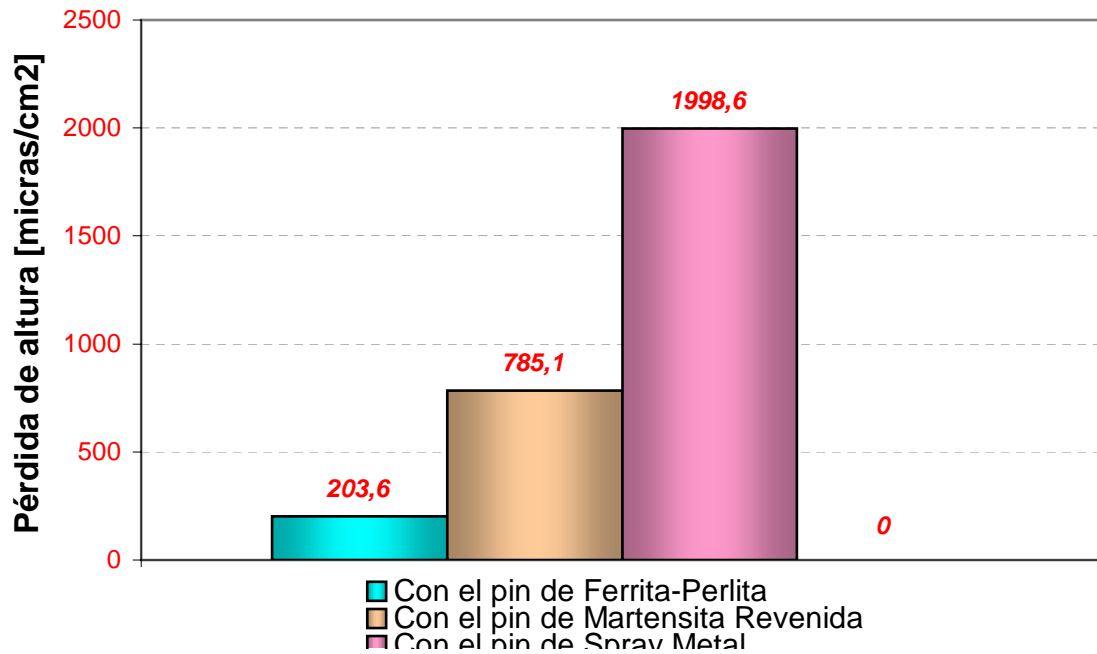


Figura 33. Pérdida de altura en anillos de la tubería / Area transversal de pin en etapa de desgaste.



6.3. ETAPA CORROSION-DESGASTE.

Las **Figuras 34, 35 y 36** muestran el comportamiento en pérdida de peso y pérdida de longitud de los pines frente a las condiciones propuestas; de la misma forma se muestra la pérdida de altura en los anillos.

Figura 34. Pérdida de longitud en pines / Área transversal de pin en etapa corrosión-desgaste.

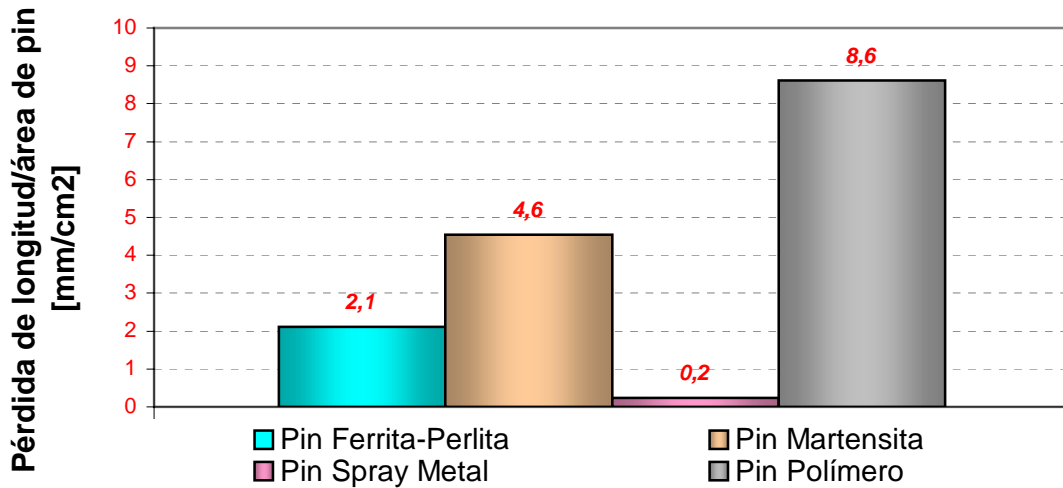


Figura 35. Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa corrosión-desgaste.

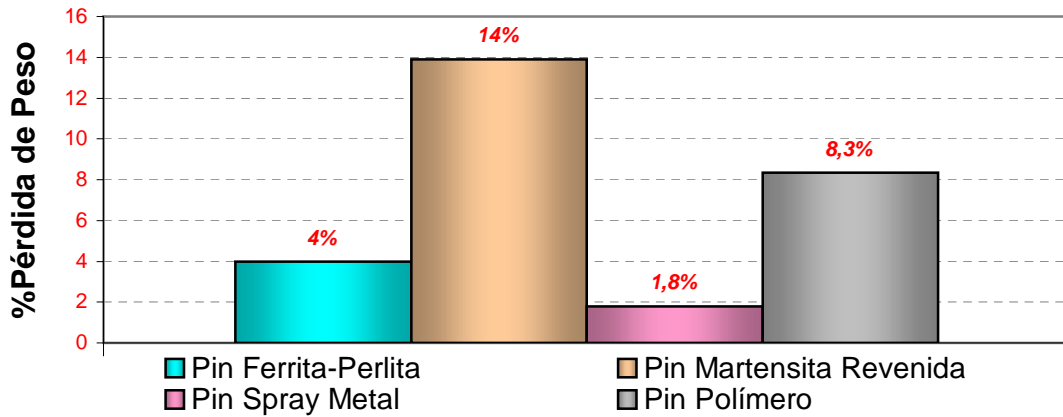
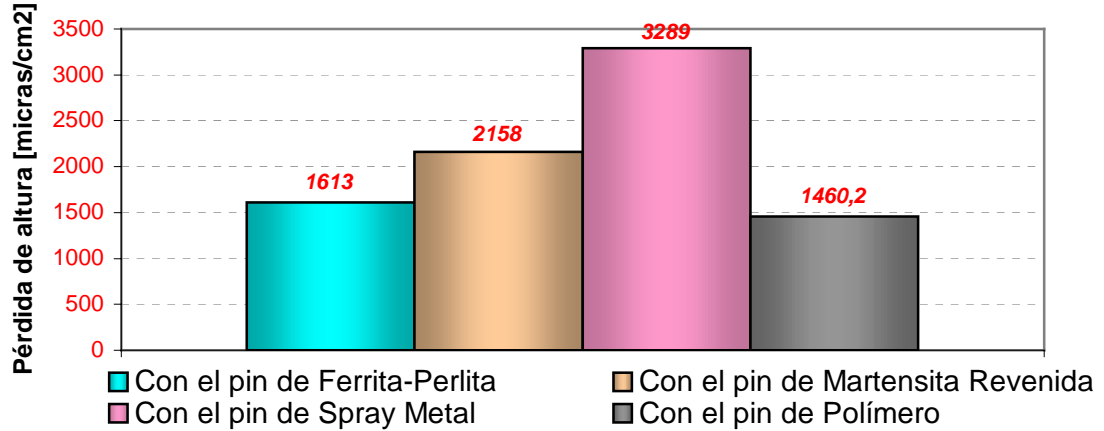


Figura 36. Pérdida de altura en anillos / Área transversal de pin en etapa corrosión-desgaste.



6.4. ETAPA CORROSION-DESGASTE CON INHIBIDOR.

Las **Figuras 37, 38 y 39** muestran el comportamiento en pérdida de peso y pérdida de longitud de los pines frente a las condiciones propuestas; así mismo se muestra la pérdida de altura en los anillos.

Figura 37. Pérdida de longitud en pines / área transversal de pin en etapa corrosión-desgaste con inhibidor.

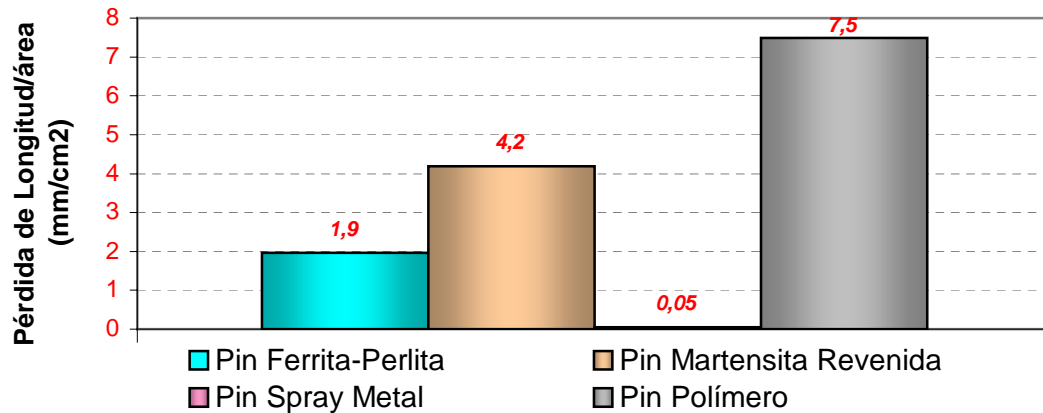


Figura 38. Porcentaje de pérdida de peso en pines en etapa corrosión-desgaste con inhibidor.

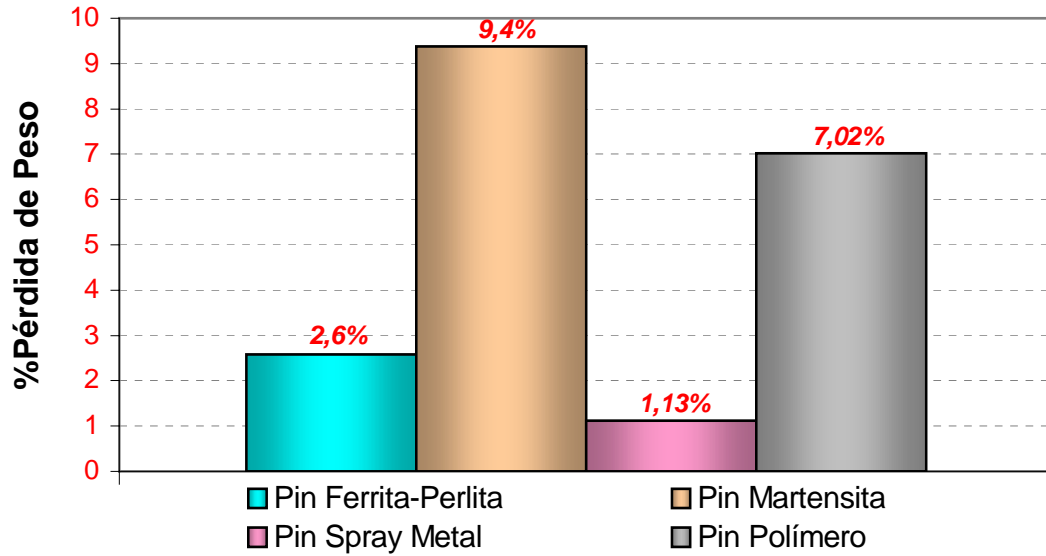
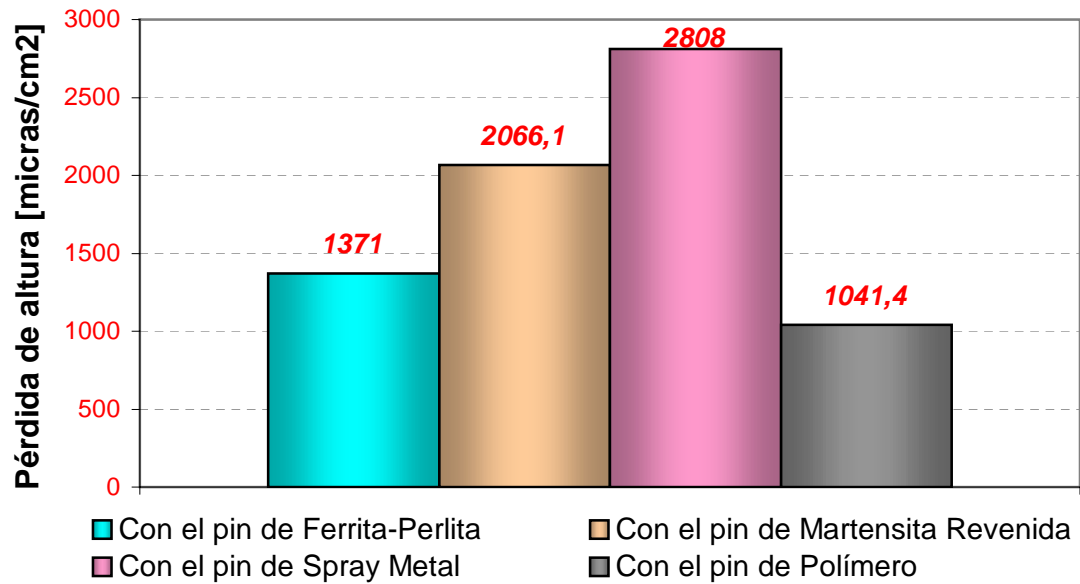


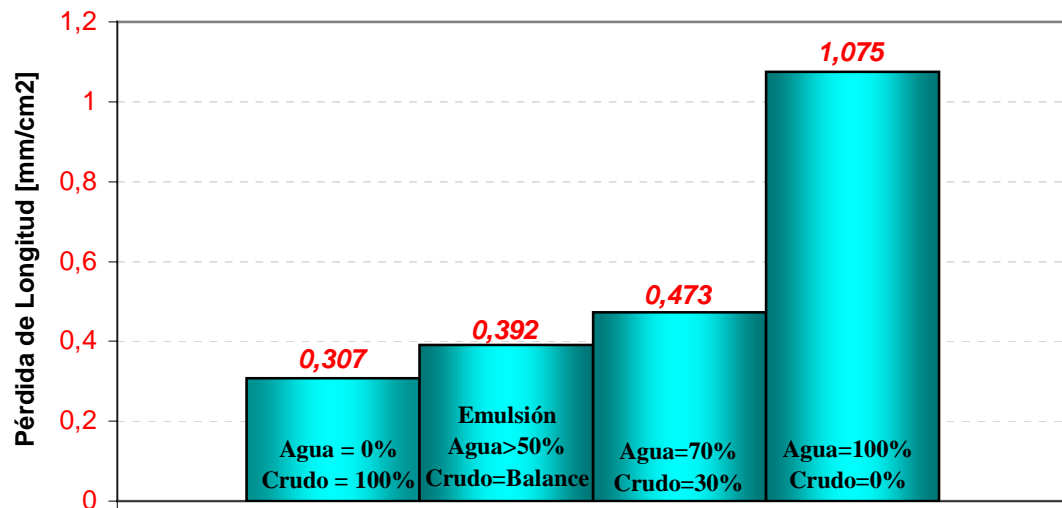
Figura 39. Pérdida de altura en anillos / Area transversal de pin en etapa de corrosión-desgaste con inhibidor.



6.5. ETAPA COMPORTAMIENTO RELACION AGUA/CRUDO.

Para el desarrollo de esta etapa se escogieron los pines de ferrita-perlita ya que entre los materiales de los cuales se fabrican los acoples estándar, la ferrita-perlita fue la que mostró el mejor comportamiento, en comparación con la microestructura de martensita revenida, es decir, los pines de ferrita perlita mostraron un perfil de desgaste menor que los pines de martensita revenida.

Figura 40. Pérdida de longitud en pines de ferrita-perlita / Area transversal de pin en etapa relación agua/crudo.



Para estas pruebas se utilizaron 2 tipos de crudo. El primero fue una emulsión directa (Gotas de agua dispersas en el crudo) con un porcentaje de agua mayor a 50% y densidad a 50°C (122°F) de 15 centiPoises. El segundo crudo posee una viscosidad de 15 centiPoises a 50 °C²².

²² Anexo 5. Análisis de viscosidad de los crudos empleados en la etapa relación agua/crudo.

7. DISCUSION DE RESULTADOS

7.1. ETAPA DESGASTE

En las **Figuras 31** y **32** se observa que los pines de acople de spray metal mostraron el mejor comportamiento debido a que la pérdida de material fue la más baja entre todos los materiales ensayados. Esta buena resistencia al desgaste es propia de los recubrimientos base níquel y otros elementos aleantes que sumados al proceso de manufactura (Termorrociado) confieren al recubrimiento características especiales de dureza y alta adherencia. Estas propiedades mecánicas se reflejaron nocivamente en la integridad de la tubería (anillo) que presentó un alto grado de desgaste al contacto con el pin de spray metal; este comportamiento también es propio de dos superficies de diferente dureza cuando están en contacto dinámico. Este tipo de daño se muestra en la **Figura 41**.

Debido a que la dureza de la capa de Spray Metal es mayor que la dureza del anillo, Collins, A.D.²³, señala que durante el proceso de desgaste la capa de spray metal fatiga y delamina la superficie para luego remover micropartículas de material del anillo las cuales actúan como lija sobre el mismo anillo ocasionando la aparición de surcos y ranuras durante el proceso de desgaste como lo muestra la **Figura 41**. A este fenómeno también se le conoce con el nombre de “desgaste por tercer cuerpo”. Sobre la superficie transversal del pin de spray metal no se observa estos surcos,

²³ COLLINS, A.D. Failure of materials in mechanical design. United States of America. 1981. p 584.

debido a que las micropartículas que se desprendieron del anillo son más blandas que el recubrimiento como para causar un daño abrasivo sobre la capa de spray metal (Ver **Figura 42 (a)** y **(b)**).

Figura 41. Daño en el anillo debido al contacto con el pin de Spray Metal. Microscopio estereográfico 10X. Etapa de desgaste.

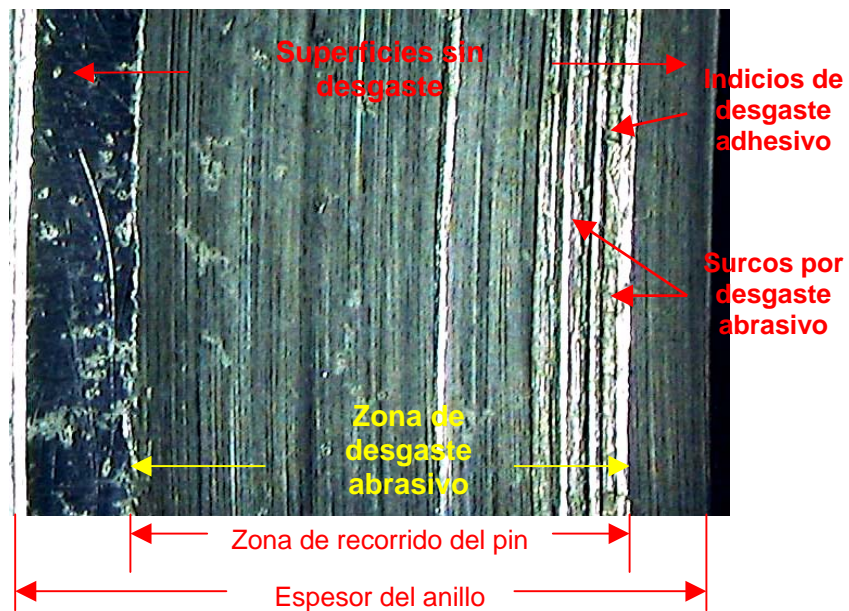
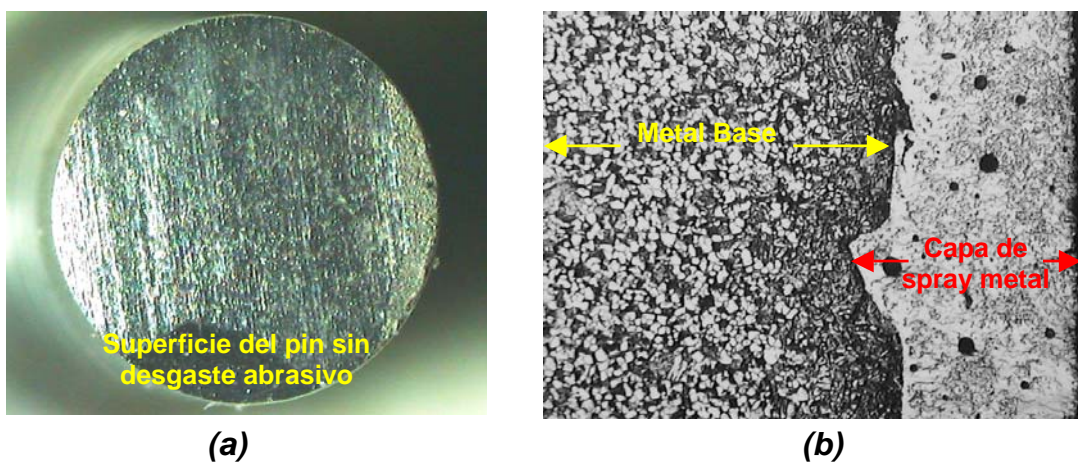
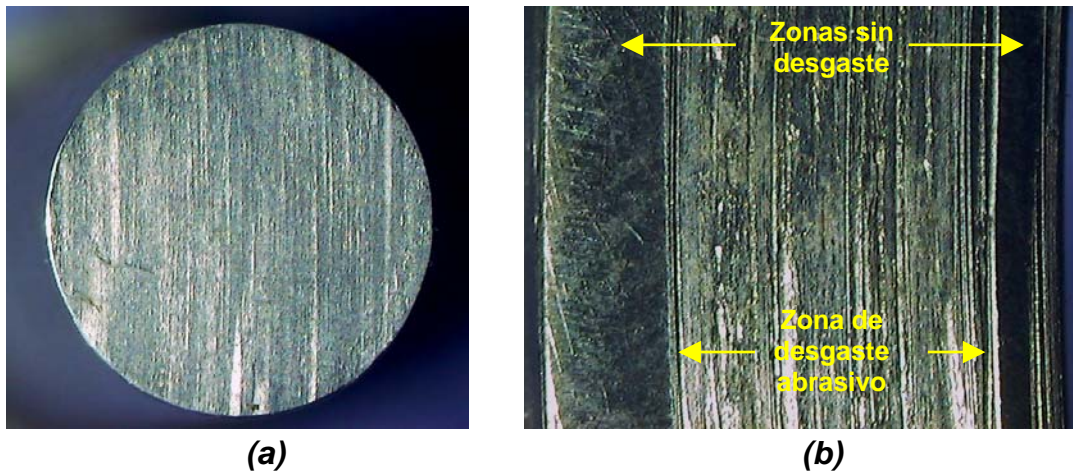


Figura 42. Morfología del pin de spray metal en la etapa de desgaste. **(a)** Area transversal del pin, 10X. **(b)** Microestructura del recubrimiento, 100X.



Al comparar el comportamiento entre los pines de acople de ferrita-perlita y los pines de martensita revenida se observó que esta última microestructura presentó mayor desgaste, este comportamiento se debe a que la microestructura de martensita revenida posee una alta fragilidad lo que permite que durante el proceso de rozamiento se desprenda una gran cantidad de material de pin de martensita y anillo, ocasionando nuevamente la aparición del desgaste abrasivo, permitiendo la formación de una superficie de picos y valles que van a influir directamente en la morfología del desgaste tanto del pin como del anillo. En las **Figuras 43 (a) y (b)** se muestra las morfologías de desgaste del pin de martensita revenida y del anillo y en la **Figura 44** una microfotografía del pin de martensita revenida

Figura 43. Morfología de las superficies de martensita revenida y anillo en la etapa de desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin de martensita revenida, **(b)** Morfología de la superficie de desgaste del anillo ocasionada por el pin de martensita revenida.



La microestructura de ferrita-perlita ocasionó un desgaste abrasivo menos severo en el anillo ya que la ferrita posee una mejor ductilidad y la perlita aporta un efecto lubricante al sistema tribológico, permitiendo así que la superficie del pin de ferrita-perlita sea menos rugosa y por consiguiente el

desgaste en el anillo sea menor. En las **Figuras 45 (a), (b)** y **46** se observa las morfologías de las superficies correspondientes al pin de ferrita y anillo.

Figura 44. Micrografía de la rugosidad de la superficie del pin de martensita revenida, 200X. Etapa desgaste.

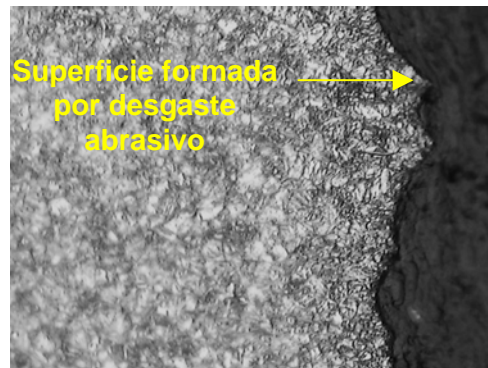
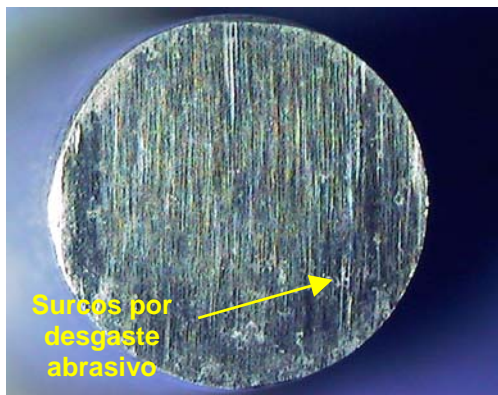
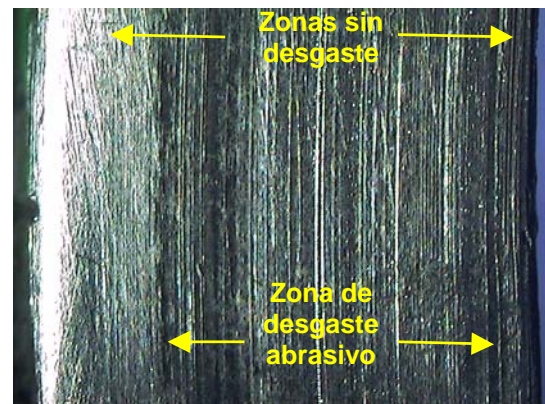


Figura 45. Morfología de las superficies de ferrita-perlita y anillo en la etapa de desgaste. **(a)** Superficie transversal de pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Morfología de tubería J55, 10X.



(a)



(b)

El comportamiento del pin de centralizador (Polímero) fue el esperado debido a que las propiedades mecánicas de este material son más bajas que las de la tubería, lo que ocasiona una gran pérdida de material del pin durante el rozamiento mientras que la tubería no sufrió daño apreciable como se

observa en la **Figura 47 (a)** y **(b)**. La superficie del pin muestra una morfología pulida, sin presencia de surcos o rayas, lo que evidencia un desgaste uniforme sobre el pin.

Figura 46. Micrografía de acero AISI SAE 8630 de ferrita-perlita, 200X. Etapa desgaste.

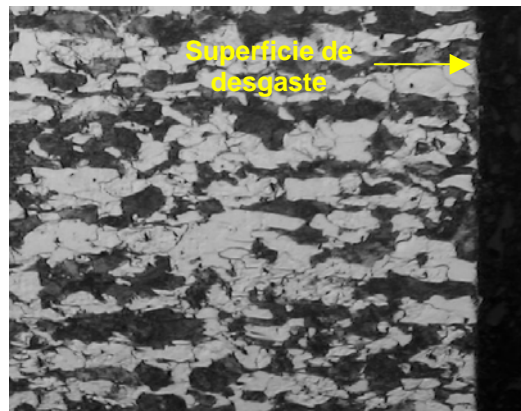
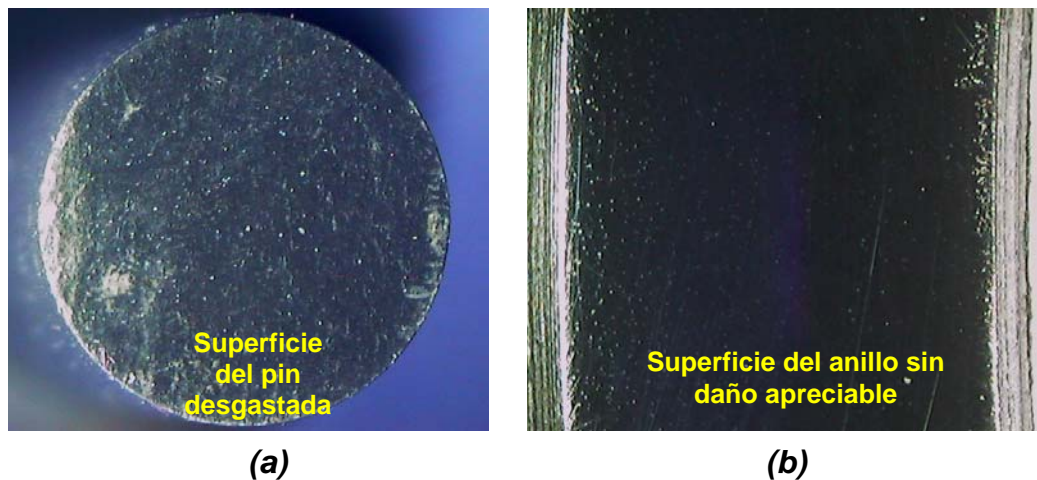


Figura 47. Morfología de las superficies de polímero y anillo en la etapa de desgaste. **(a)** Superficie transversal de pin de polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X.



Ensayos de microdureza realizados sobre los pines y los anillos luego de las pruebas, mostraron valores de dureza similares a los reportados en la **Tabla 7**, resultados que demuestran que no hubo endurecimiento por deformación

de los metales involucrados. Los resultados de éstas pruebas se muestran en las **Tablas 14** y **15**²⁴. La **Tabla 14** relaciona las microdurezas de los pines metálicos y los anillos antes de las pruebas y la **Tabla 15** relaciona las microdurezas de cada pin metálico con su respectivo anillo después de las pruebas. Se hicieron 7 indentaciones en cada material, cada una a 0.5 mm de distancia, desde la superficie desgastada hacia el centro del material²⁵.

Tabla 14. Microdureza Vickers de los pines y anillos antes de las pruebas.

Ferrita-perlita	Martensita	Spray Metal	Anillo	Anillo
237	237	700	234	218
239	241	614	229	226
243	249	667	232	225
226	235	693	226	232
229	238	693	235	231
232	235	724	227	227
225	242	659	225	223
233,00	239,57	678,57	229,71	226,00

Tabla 15. Microdureza Vickers de los pines y anillos después de las pruebas.

Ferrita-perlita	Anillo	Martensita	Anillo	Spray Metal	Anillo
235	229	231	230	680	235
236	231	233	235	669	238
231	238	242	228	697	226
238	239	245	233	710	220
230	226	236	220	700	231
237	234	235	223	647	230
234	219	239	218	632	225
234,43	230,86	237,29	226,71	676,43	229,29

Los valores de microdureza en las **Tablas 14** y **15** antes y después de las pruebas son cercanos, hecho que simula de manera semejante el fenómeno

²⁴ Anexo 6. Resultados de ensayos de microdurezas Vickers.

²⁵ NORMA ASTM, Designación E384. Standard Test Methods for Microhardness of Materials. 1999.

ocurrido en el pozo donde tampoco se presenta endurecimiento por deformación de los materiales de acoples y tubería.

7.2. ETAPA CORROSION-DESGASTE

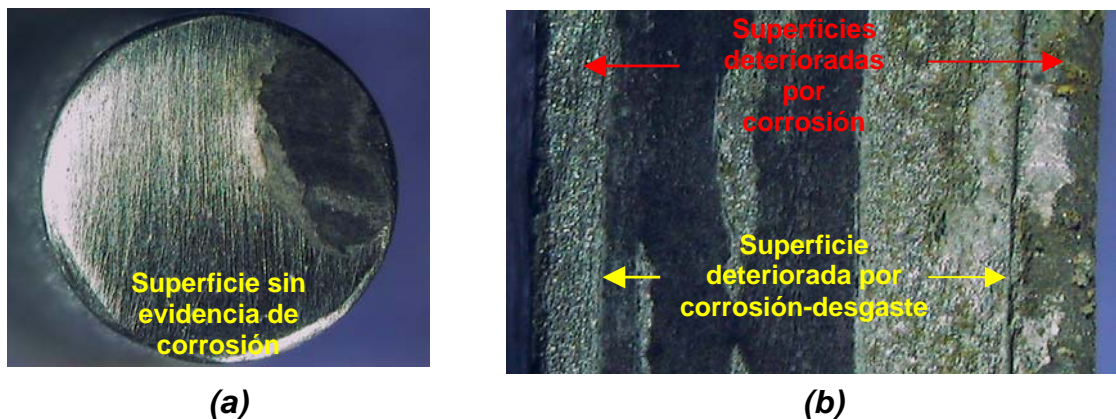
Nuevamente el pin de acople de spray metal presentó el mejor comportamiento en cuanto a pérdida de material por desgaste y corrosión. Su resistencia al fenómeno de corrosión se le atribuye al contenido de cromo presente en la capa y su resistencia al desgaste al contenido de níquel. La tubería sufrió un mayor daño en esta etapa debido a que el proceso de desgaste de la tubería se aumentó con el ambiente corrosivo originando un fenómeno sinérgico, el cual debilitó en mayor grado la superficie del anillo, presentando así la mayor pérdida de altura como se muestra en la **Figura 30**. La **Figura 48 (a) y (b)** ilustra la superficie del pin de spray metal y la superficie del anillo en contacto con este pin. La pérdida de material en el anillo aumentó debido a que la capa protectora de siderita (FeCO_3) formada sobre la superficie del anillo fue removida por el pin de spray metal, dejando zonas vulnerables al ataque de la corrosión por CO_2 ²⁶. Es importante resaltar, que la capa de siderita fue removida por todos los pines, incluyendo el pin de polímero, es por esto, que la pérdida de material en el anillo en la etapa de corrosión-desgaste fue mayor que en las otras etapas.

El pin de acople de martensita revenida en esta etapa no sólo presentó el problema de desgaste discutido anteriormente, sino, que además, presentó una baja resistencia a la corrosión, fenómeno que se explica en el hecho que el material tiene una microestructura de alta energía debido a que es una

²⁶ HEDAYAT, A. YANNAKOPOULOS, S. POSTLETWAITE, J. Conjoint action of CO_2 corrosion and reciprocating sliding wear on plain carbon steel. Part II –Electrochemical studies. National Association of Corrosion Engineers. Corrosion, vol. 48, No. 12. Canada. 1992. p 1030.

red distorsionada por el tratamiento térmico al que fue sometido, produciendo más susceptibilidad a la corrosión localizada en los sitios activos. El anillo de tubería presentó una pérdida de material ocasionada tanto por el rozamiento como por el fenómeno corrosivo a que estuvo sometido. En las **Figuras 49 (a) y (b)** se observa la morfología de las superficies de desgaste tanto del pin de martensita revenida como del anillo en la etapa de corrosión-desgaste.

Figura 48. Daño en el anillo debido al contacto con el pin de Spray Metal. Microscopio estereográfico 10X. Etapa de corrosión-desgaste. (a) Superficie transversal del pin de spray metal, 10X. (b) Morfología del anillo de tubería J55, 10X.



Por otro lado, se tiene el comportamiento del pin de acople de ferrita-perlita con una menor pérdida de material, tanto en el rozamiento como en la corrosión, esta microestructura tiene una mayor resistencia a la corrosión que la microestructura de martensita revenida para el mismo acero AISI SAE 8630, además, el anillo de la tubería presentó una menor pérdida de material con el pin de ferrita-perlita comparado con la pérdida de altura proporcionada por el pin de martensita revenida, observándose además un aumento en pérdida de altura en el anillo y en los pines en comparación con la etapa de desgaste, pérdida atribuida al fenómeno sinérgico entre corrosión y

desgaste. Cabe anotar que el tipo de corrosión fue en algunos sitios uniforme y en otros picado. En las **Figuras 50 (a)** y **(b)** se observa la morfología de las superficies de desgaste tanto del pin de ferrita-perlita como del anillo en la etapa de corrosión-desgaste.

Figura 49. Morfología de las superficies del pin de martensita revenida y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin de martensita revenida, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X.

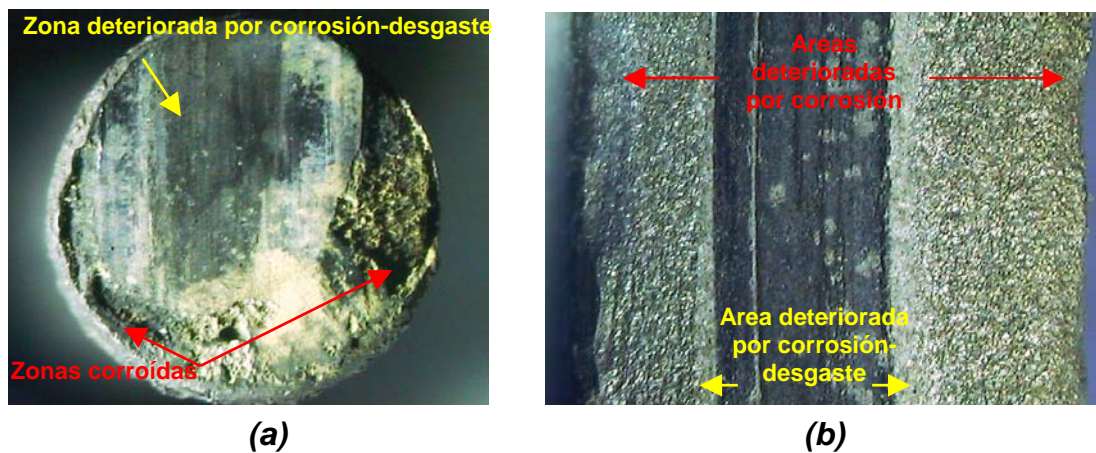
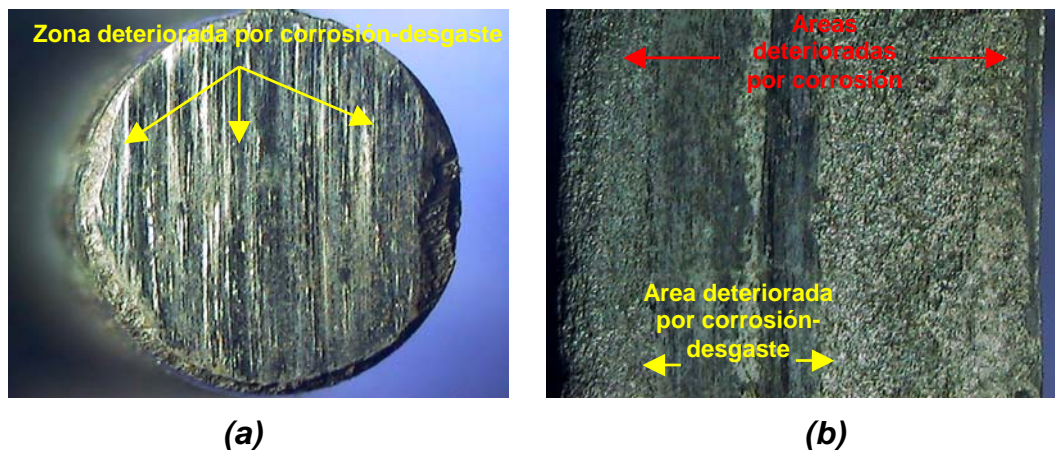
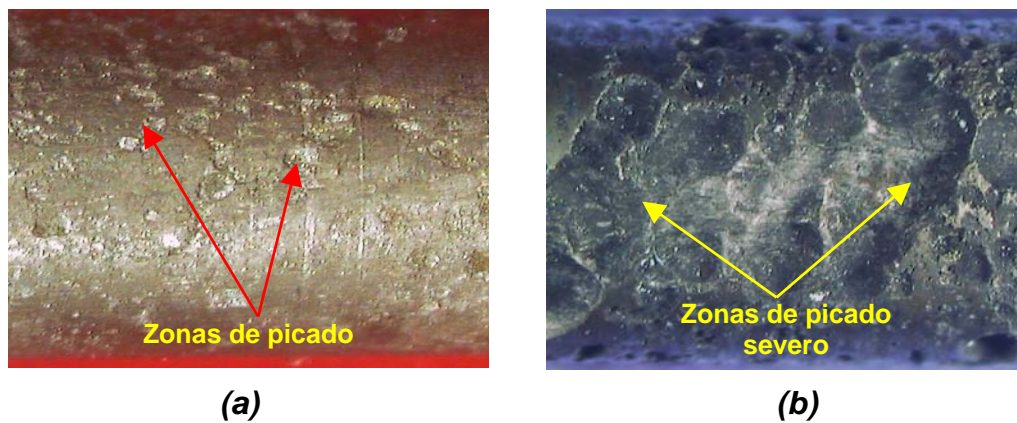


Figura 50. Morfología de las superficies del pin de ferrita-perlita y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X.



Las **Figuras 51 (a)** y **(b)** muestran el fenómeno de picado por corrosión por CO_2 sobre la superficie longitudinal de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida respectivamente, zona que no estuvo sometida al fenómeno de corrosión-desgaste en conjunto.

Figura 51. Picado por corrosión por CO_2 sobre el cuerpo de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Pin de ferrita-perlita, 10X. **(b)** Pin de martensita revenida, 10X.

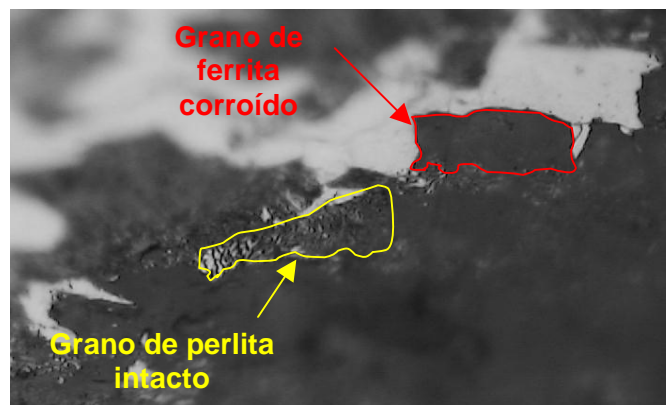


El pin de martensita revenida presentó un ataque severo, que penetró un gran porcentaje del cuerpo del pin, evidenciando la baja resistencia de esta microestructura a la corrosión por CO_2 , mientras que el ataque sobre el pin de ferrita-perlita fue menos agresivo, debido a que se presenta de manera selectiva sobre los granos de ferrita, dejando intactos los granos de perlita tal como se observa en la **Figura 52**. Esto se debe a la corrosión galvánica en la cual la fase activa (Ferrita) se corroe como el ánodo preferencial y la perlita (Fase pasiva) actúa como cátodo.

El pin de polímero no presentó pérdida de material debido al fenómeno de corrosión, y aunque se le observó un aumento en la pérdida de material, ésta se debe a la rugosidad que presentó el anillo la cual va en aumento tras el

paso del pin durante el proceso de desgaste, ya que el polímero aunque es blando comparado con la dureza del anillo de tubería, es capaz de remover en su recorrido los productos de corrosión generados, los cuales actúan como un tercer cuerpo, que a su vez dejan la superficie del anillo expuesta de nuevo al ataque por lo que produce un deterioro fuerte de la superficie del anillo, con el paso del tiempo. En las **Figuras 53 (a)** y **(b)** se observa la morfología de las superficies de desgaste tanto del pin de polímero como del anillo en la etapa de corrosión-desgaste.

Figura 52. Ataque selectivo de la corrosión por CO_2 a los granos de ferrita, 500X.

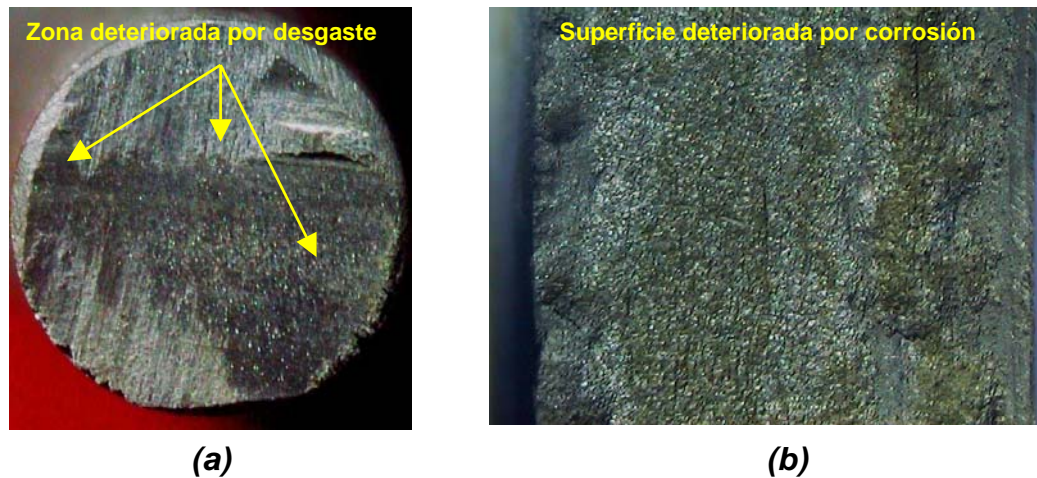


En la **Figura 53 (a)** se observa que la superficie transversal del pin de polímero no es tan pulida como se muestra en la etapa de desgaste (Ver **Figura 47 (a)**), debido a la rugosidad del anillo ocasionada por el proceso de corrosión por CO_2 .

Cabe anotar que para todos los casos, los productos de corrosión generados en el proceso de corrosión-desgaste pueden llegar a actuar como partículas abrasivas, los cuales son arrastrados y ubicados en la interfase de las superficies friccionantes, incrementando la velocidad de desgaste, tanto en

los pines como en los anillos, debido a la presencia de un tercer cuerpo; esto se denomina desgaste abrasivo.

Figura 53. Morfología de las superficies del pin de polímero y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X.

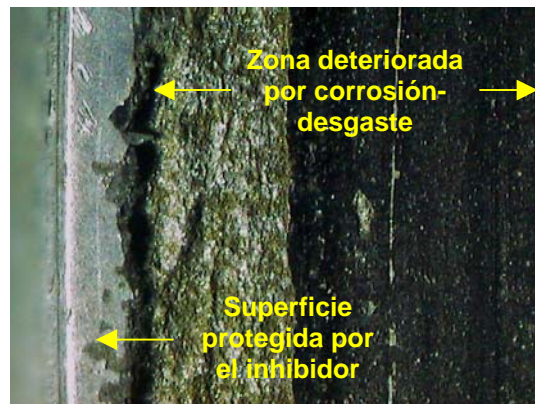


7.3. ETAPA CORROSION-DESGASTE CON INHIBIDOR

En esta etapa se notó una disminución en pérdida de material tanto en pines como en los anillos debido al efecto protector que ejerció el inhibidor sobre el par tribológico (pin y anillo), aunque este efecto es intermitente debido a que es interrumpido por la remoción de la película de inhibidor por parte de los pines en cada recorrido, permitiendo que el fenómeno de corrosión actúe sobre la superficie de los metales que antes estaban protegidos, y dejando un lapso de tiempo muy corto en cada recorrido, para que el inhibidor vuelva a proteger la superficie de una manera eficiente.

La superficie del anillo que no tuvo contacto con los pines presentó una apariencia pulida como consecuencia de la protección ofrecida por la película de inhibidor, la cual no fue removida por el proceso de corrosión-desgaste, fenómeno que se observa en la **Figura 54**.

Figura 54. Efecto del inhibidor sobre la superficie del anillo. Micrografía 10X.



El fenómeno de corrosión sobre la superficie de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida disminuyó en comparación con la etapa anterior (corrosión-desgaste), debido al efecto protector del inhibidor como se muestra en la **Figura 55 (a)** y **(b)**, también se observa que la protección del inhibidor no fue tan efectiva como para contrarrestar el efecto corrosivo del ambiente acuoso saturado con CO_2 sobre los pines de martensita revenida, los cuales presentaron un picado severo.

Las superficies transversales de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida se muestran en las **Figuras 56 (a)** y **(b)**. Sobre la superficie transversal del pin de martensita revenida se observan claramente zonas corroídas debido a que una vez más el inhibidor fue removido por el fenómeno de desgaste, dejando la superficie expuesta al ataque por corrosión, mientras que sobre el pin de ferrita-perlita, aunque el inhibidor también fue removido, se observan menos zonas corroídas, por lo que

poseen una mayor resistencia a la corrosión que los pines de martensita revenida.

Figura 55. Morfología de las superficies de los pines que sufrieron ataque por corrosión en la etapa de corrosión-desgaste con inhibidor. (a) Pin de ferrita-perlita, 10X. (b) Pin de martensita revenida, 10X.

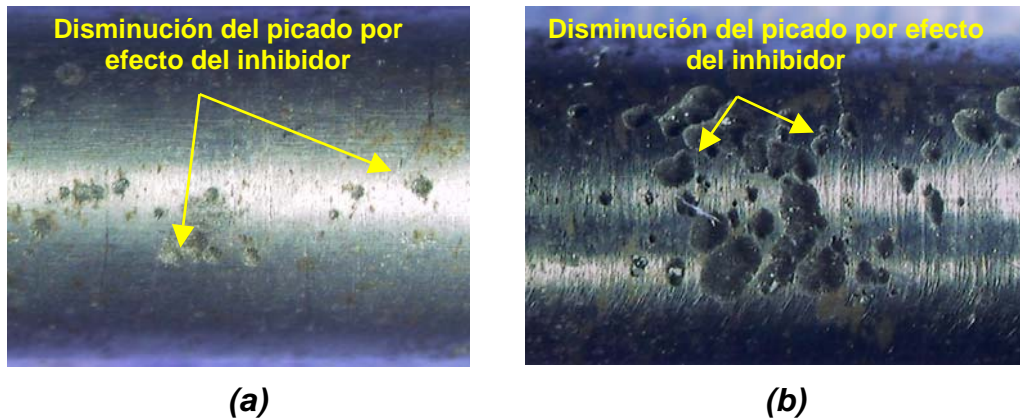
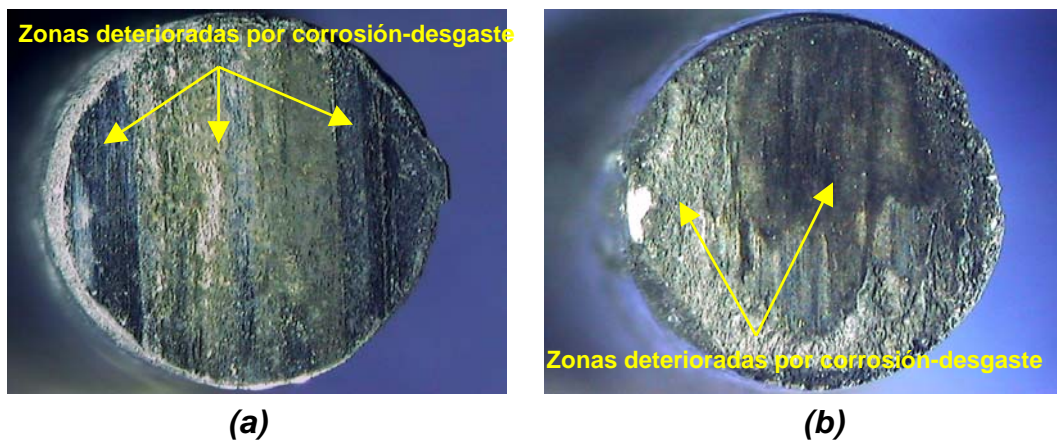


Figura 56. Morfología de las superficies transversales de los pines de ferrita-perlita y martensita revenida en la etapa de corrosión-desgaste con inhibidor. (a) Pin de ferrita-perlita, 10X. (b) Pin de martensita revenida, 10X.

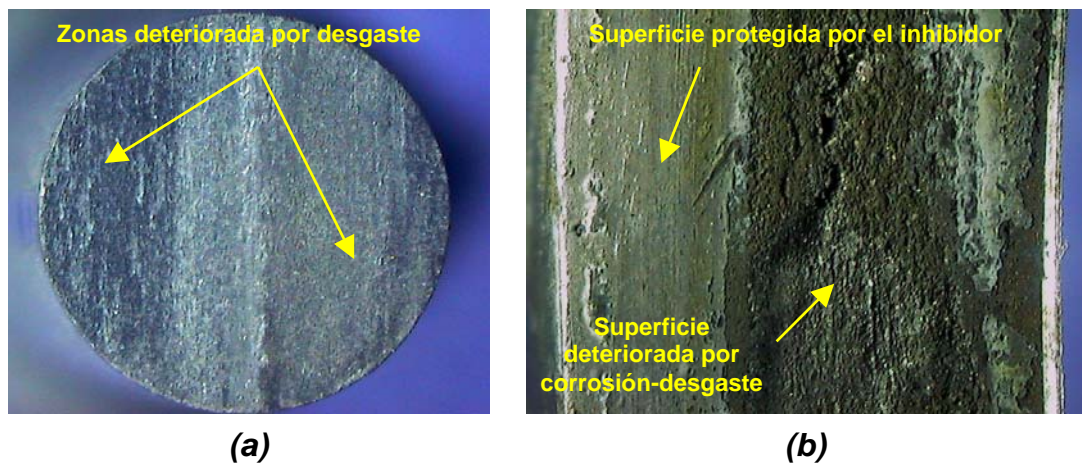


Comparando los pines de martensita revenida de la etapa de corrosión-desgaste (Ver **Figura 49 (a)**) con la etapa de corrosión-desgaste con

inhibidor (Ver **Figura 56 (b)**), se observó que el inhibidor ejerció un efecto positivo en la protección contra la corrosión a pesar de ser removido de la superficie del pin; esto es, el inhibidor retardó el crecimiento de los óxidos sobre la superficie.

Las **Figuras 57 (a)** y **(b)** muestran la morfología de las superficies transversales del pin de polímero y el anillo durante la etapa de corrosión-desgaste con inhibidor.

Figura 57. Morfología de las superficies del pin de polímero y anillo en la etapa de corrosión-desgaste. **(a)** Superficie transversal del pin polímero, 10X. **(b)** Morfología del anillo de tubería J55, 10X.



Sobre la superficie del anillo (**Figura 57 (b)**) se observan dos zonas claramente definidas. La primera zona muestra un ataque por corrosión ocasionado por la remoción de la película de inhibidor por parte del pin de polímero, la cual quedó expuesta al ambiente corrosivo. La segunda zona muestra una superficie más pulida, sin la presencia de zonas corroídas, debido a la protección que proporcionó la película de inhibidor que no fue removida por el pin de polímero. Esto demuestra que el pin de polímero a pesar de no causar daño en la tubería por fricción, remueve la película de

inhibidor junto con los productos de corrosión, afectando directamente su resistencia a la corrosión.

El material de los centralizadores presentó gran cantidad de porosidades como se observa en la **Figura 58**. Estas discontinuidades afectan la resistencia al desgaste del polímero debido a que el área efectiva de contacto disminuye y aumenta al esfuerzo efectivo entre el pin y el anillo.

Figura 58. Presencia de porosidades en el material de centralizador, 75X.



Se evaluaron los coeficientes de fricción dinámicos (Ver **Tabla 16**) para cada par de materiales (pin y anillo), en las etapas de desgaste, corrosión-desgaste y corrosión-desgaste con inhibidor, empleando la siguiente expresión:

$$K = \frac{V * HRA}{P * S} \quad (12)$$

Donde:

V: Volumen de material perdido [mm^3].

HRA: Dureza del material [Rockwell A].

P: Carga aplicada [Kg].

S: Distancia de deslizamiento [mm].

K: Coeficiente de fricción dinámico²⁷.

Tabla 16. Estimación de los coeficientes de fricción dinámicos en materiales de pines sobre la superficie del anillo en la etapa de desgaste.

Etapa	Pin Ferrita-perlita/Anillo	Pin Martensita/Anillo	Pin Spray Metal/Anillo	Pin polímero/Anillo
Etapa desgaste	2.23E ⁻⁷	5.52E ⁻⁷	5.53E ⁻⁸	2.15E ⁻⁶

7.4. EFECTO COMPORTAMIENTO DE LA RELACION AGUA/CRUDO

En esta etapa se observó claramente el efecto lubricante que ejerce el crudo sobre las superficies en contacto dinámico. La lubricación es más efectiva cuando el porcentaje de crudo presente en la mezcla agua/crudo es mayor, disminuyendo ostensiblemente la pérdida de material tanto en los pines como en el anillo. Esta disminución, se debe a que el crudo moja más fácilmente la superficie de los materiales en contacto (anillo y pin) que la solución acuosa, por lo tanto, la velocidad de desgaste está directamente influenciada por la extensión del contacto entre las superficies metálicas y la fase acuosa²⁸.

Registros de fallas de pozos han mostrado que con altos cortes de agua, las fallas se incrementan considerablemente, ocasionando problemas de corrosión debido a la facilidad que tiene el CO₂ para disolverse en el ambiente acuoso, mientras que estas fallas disminuyen en aquellos pozos en donde el corte de agua es bajo.

²⁷ Norma ASTM. Designación G83. Método estándar para un ensayo de desgaste con un aparato de cilindros cruzados. 1996.

²⁸ PEÑA, Dario Y. Comportamiento electroquímico de un acero AISI 1020 en emulsiones blancas inversas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1994. p 106.

CONCLUSIONES

- El acople de spray metal presentó un buen desempeño, ya que posee una alta resistencia al desgaste y a la corrosión, aunque ocasiona un severo daño en la tubería debido a su alta dureza.
- El acople de microestructura martensítica presentó un alto desgaste y una muy baja resistencia a la corrosión, por lo que tiene una baja posibilidad de utilización en pozos con condiciones ambientales corrosivas y de contacto metal-metal.
- Debido a que la microestructura de martensita revenida es frágil, la morfología de la superficie de desgaste en estos acoples presentó alta rugosidad ocasionando un mayor efecto de desgaste en la tubería. Además, la microestructura de martensita es metaestable y posee una alta energía permitiendo más fácilmente el ataque por corrosión.
- El centralizador de polímero presentó un óptimo comportamiento ya que no causa ningún tipo de daño mecánico a la tubería, aunque debido a su baja resistencia al desgaste no tiene una vida útil prolongada, actuando como material de sacrificio. Se debe tener cuidado con su utilización ya que permite la remoción de la película de inhibidor dejando la superficie del anillo expuesta a un nuevo ataque por corrosión.
- El mejor comportamiento lo mostraron los pines de microestructura ferrítico-perlítica en todas las etapas ya que presentaron el menor desgaste sobre la tubería, debido a que los granos de ferrita son dúctiles

y los granos de perlita ejercen una acción lubricante por el carbono presente en ella.

- En cuanto al fenómeno de corrosión, se comprobó experimentalmente que la microestructura ferrítico-perlítica comparada con la microestructura de martensita revenida (Acero AISI SAE 8630) tiene una mayor resistencia a la corrosión por CO₂.
- El uso del inhibidor demostró no tener un efecto significativo debido a que la película protectora que formó fue arrastrada de la superficie por la acción friccionante del acople, centralizador u otro dispositivo presente en el sistema de bombeo, caso contrario en aquellas superficies del anillo que no presentaron rozamiento, su desempeño fue óptimo.
- Las pruebas realizadas con diferentes porcentajes de agua/crudo demostraron un gran efecto lubricante por parte del crudo, disminuyendo ostensiblemente la pérdida de material tanto en acoples como en la tubería.

RECOMENDACIONES

- Una alternativa de operación, es la utilización de acoples recubiertos (Spray metal) por su alta resistencia al desgaste y a la corrosión, combinado con la utilización de centralizadores y rotadores de tubería para protegerla (Tubería) del desgaste que le puede ocasionar el rozamiento con el acople de spray metal.
- Otra alternativa de operación puede ser, la utilización de acoples estándar de acero AISI SAE 8630 con microestructura ferrítico-perlítica, ya que presentaron una mejor resistencia al fenómeno en conjunto de corrosión-desgaste que los acoples del mismo acero (AISI SAE 8630) pero de microestructura de martensita revenida, acompañados de centralizadores poliméricos para proteger tanto a la tubería como al acople, mediante el empleo de rotadores de varilla y tubería.
- Debido a que el material de centralizador ensayado presentó una baja resistencia al desgaste, se puede examinar la posibilidad de probar otros materiales de centralizadores existentes en el mercado que presenten mejores propiedades de resistencia al desgaste, así mismo se debe tener en cuenta que el empleo de una gran cantidad de centralizadores en la sarta de varillas puede ocasionar obstrucción en el paso de los fluidos e incrementar los costos de producción debido a los trabajos de instalación requeridos.

- Se recomienda seguir inyectando inhibidores tipo fílmico al interior del pozo ya que protegerá aquellas zonas de la tubería que no sufren rozamiento, mitigando así el fenómeno de corrosión por picado.
- Se recomienda realizar una investigación en corrosión-desgaste con otros grados de tuberías más empleadas en la industria petrolera a nivel de pozos Colombianos, empleando los mismos materiales de acoples,
- Emplear tiempos de prueba mayores para verificar si la pérdida de material es constante a través del tiempo o por el contrario, tiende a aumentar, debido al efecto sinérgico entre la corrosión y el desgaste.
- Realizar pruebas a diferentes porcentajes de agua/crudo (%BSW) que contengan CO₂ y arena para obtener una simulación más acertada de las condiciones del pozo, y así determinar la pérdida de material en acoples y tubería debido al fenómeno de corrosión-desgaste.

BIBLIOGRAFÍA

ASM INTERNATIONAL HANDBOOK COMMITTEE. Metals Handbook. v.1. Properties and Selection: Irons, Steels, and High-Performance Alloys. 1990.

----- v.4. Heat Treating. 1990.

BÁEZ, Sandro. Evaluación del desgaste por fricción de algunos metales ferrosos y no ferrosos, con una máquina de cilindros cruzados. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2002.

BOTÍA F, José S. Ingeniería de corrosión. Instituto Nacional del acero. Bogotá, 1985.

COLLINS, A.D. Failure of materials in mechanical design. Estados Unidos of America. 1981.

DONALD G. Bellow, D. Craig Owens, I. Smuga-Otto. Wear of standard and hard-metal-coated coupling with oilfield tubing. Canada: Department of Mechanical Engineering, 1989.

ECHEVERRÍA E. Felix. Determinación de velocidades de corrosión en sistemas emulsionados aceite en agua. Bucaramanga. 1995. p 170.

ELSHAWESH, F, et al. Test pinpoint sucker-rod failures. Petroleum Research Center. Lybia, p.59.

FONSECA, Jaime G. Desarrollo de una técnica experimental para la evaluación hidrodinámica de inhibidores de corrosión del acero API-5LB en presencia de dispersiones aceite-agua saturadas con CO₂. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1999.

HEDAYAT, A. YANNAKOPOULOS, S. POSTLETWAITE, J. Conjoint action of CO₂ corrosion and reciprocating sliding wear on plain carbon steel. Part II – Electrochemical studies. National Association of Corrosion Engineers. Corrosion, vol. 48, No. 12. Canada. 1992.

----- Wear and CO₂ corrosion of steel couplings and tubing in heavy oil screw-pump wells. Elsevier Science S.A.Wear/209. Canada. 1997.

HUMPHREYS, K y MATTHEWS, C. Reciprocating-sliding wear of sucker rods and production tubing in deviated oil wells. Documento presentado a la Conferencia Internacional sobre desgaste de materiales, Denver, CO. Canadá: Centre for Frontier Engineering Research. 1989. p.20.

JONES, Denny A. Principles and Prevention of Corrosion. 2 ed. New York. 1996.

KENT'S. MECHANICAL ENGINEERS HANDBOOK. Vol Design and Production. Ed 12. p 7-27.

LUBINSKI, Arthur. Developments in Petroleum Engineering. Vol II. Houston. 1998.

LUNA, José B. Predicción del estado de la sarta de producción mediante el uso de transductores de presión en pozos con bombeo mecánico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1994.

McCASLIN K. P. A study of the methods of preventing rod wear tubing leaks in sucker rod pumping well. Society of Petroleum Engineers. 1987.

NORMA ASTM, Designación E3. Standard Practice for Preparation of Metallographic Specimens. 2001

NORMA ASTM, Designación E10. Standard Test Method for Brinell Hardness of Metallic Materials. 2001.

NORMA ASTM, Designación E18. Standard Test Methods for Rockwell Hardness and Rockwell Superficial Hardness of Metallic Materials. 2005.

NORMA ASTM, Designación E45. Standard Test Method for Determining the Inclusion Content of Steel. 1997.

NORMA ASTM, Designación E384. Standard Test Methods for Microhardness of Materials. 1999.

NORMA ASTM, Designación G83. Método estándar para un ensayo de desgaste con un aparato de cilindros cruzados. 1996.

NORMA API 5CT. Specification for Casing and Tubing. 11 ed. 2001.

NORMA API 11B. Specification for Sucker Rods. 26 ed. 1998.

NUNCIRA, Humberto y PEREZ, Julio. Efecto de la microestructura sobre la corrosión de aceros en soluciones acuosas conteniendo CO₂. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2000.

PÁEZ, Ruth. Curso de Bombeo Mecánico. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1999.

PEÑA, Dario Y. Comportamiento electroquímico de un acero AISI 1020 en emulsiones blancas inversas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1994.

PETER A, Engel. Tribology Series, Impact Wear of Materials. New York, 1978.

RETAMOSO R, Clemente. Diplomado en corrosión. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2000.

SARKAR, A. D. Desgaste de metales. México: Limusa, 1990.

SCOTT, W y JAMES, V. Measured rod coupling on tubing wear. Southwestern petroleum short course.

TAYLO, Claro y SANCHEZ, Numael. Estudio de corrosión bajo esfuerzo, picado y caracterización de algunos materiales utilizados en equipo de producción de petróleo en caño limón. Bucaramanga, 1990.

VITE TORRES, M. Et al. Necesidades de la enseñanza de la tribología en los programas de ingeniería de las universidades públicas mexicanas, Mexico, 1994.

----- ¿ Porqué el desgaste?. 1994.

Registros de fallas en pozos colombianos. Ecopetrol S.A.

Internet:

http://www.norrisrods.com/products_guider_standard.

ANEXO 1

- Resultados ensayo de composición química para el acero AISI SAE 8630. Técnica de Espectrometría de Emisión Óptica (EEO).

INFORME ENSAYO DE ANALISIS QUIMICO



Sample : EVALU. CORROSI. DESCASTE. A. O. ACOPLA ! J. MATEUS
 Alloy : C ALEADO Mode : DA 9-Aug-2004 Time 12:36

Burn 1									
Fe	97.03	C	0.329	Mn	0.899	P <	0.002	S	0.016
Si	0.242	Cu	0.208	Ni	0.525	Cr	0.472	V	0.002
Mo	0.197	Al	0.031	Co	0.012	Sn	0.008	Ti	0.002
Zr	0.006	Nb	0.008						
Burn 2									
Fe	97.10	C	0.322	Mn	0.871	P <	0.002	S	0.020
Si	0.235	Cu	0.202	Ni	0.519	Cr	0.453	V	0.002
Mo	0.189	Al	0.040	Co	0.012	Sn	0.008	Ti	0.002
Zr	0.006	Nb	0.007						
Burn 3									
Fe	97.06	C	0.323	Mn	0.882	P <	0.002	S >	0.038
Si	0.236	Cu	0.208	Ni	0.530	Cr	0.456	V	0.002
Mo	0.192	Al	0.035	Co	0.012	Sn	0.008	Ti	0.002
Zr	0.006	Nb	0.008						
Average									
Fe	97.06	C	0.325	Mn	0.884	P <	0.002	S	0.030
Si	0.238	Cu	0.206	Ni	0.528	Cr	0.460	V	0.002
Mo	0.193	Al	0.035	Co	0.012	Sn	0.008	Ti	0.002
Zr	0.006	Nb	0.008						

Sample : EVALU. CORROSI. DESCASTE. A. O. ACOPLA ! J. MATEUS
 Alloy : C ALEADO Mode : SD 9-Aug-2004 Time 13:36

Number of burns : 3

Element	Average	S.D.	R.S.D.	Minimum	Maximum
Fe (%)	97.06	0.035	0.0	97.03	97.10
C (%)	0.325	0.0037	1.1	0.322	0.329
Mn (%)	0.884	0.0134	1.5	0.871	0.898
P (%)	0.000	0.0072	0.0	0.000	0.000
S (%)	0.030	0.0134	45.1	0.016	0.043
Si (%)	0.238	0.0041	1.7	0.235	0.243
Cu (%)	0.206	0.0035	1.7	0.202	0.208
Ni (%)	0.528	0.0083	1.6	0.519	0.535
Cr (%)	0.460	0.0103	2.2	0.453	0.472
V (%)	0.002	0.0001	6.1	0.002	0.002
Mo (%)	0.193	0.0037	1.9	0.189	0.197
Al (%)	0.035	0.0047	13.4	0.031	0.040
Co (%)	0.012	0.0002	1.6	0.012	0.012
Sn (%)	0.008	0.0004	5.3	0.008	0.008
Ti (%)	0.002	0.0001	3.6	0.002	0.002
Zr (%)	0.006	0.0001	1.8	0.006	0.006
Nb (%)	0.008	0.0004	5.3	0.007	0.008

ECOPETROL - ICP UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
LABORATORIO DE CARACTERIZACIÓN DE MATERIALES

Página de .

OBSERVACIONES:

Aprobó :

ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO EDIFICIO 8 PISO 1
 PIEDEQUETA - SANTANDER - COLOMBIA
 TELS. CONSULTADOR (976)445420 - FAX (976) 445444

Rafael Gómez Bayona
 Responsable del Laboratorio
 FLM - 007

ANEXO 2

- Resultados ensayo de composición química para el acero API J55. Técnica de Espectrometría de Emisión Óptica (EEO).

INFORME ENSAYO DE ANALISIS QUIMICO



Sample : 0408-086 A.Q.ANILLO J55 CORRO.DESGA|J. MATEUS
 Alloy : ACERO_C Mode :PA 14-Mar-2005 Time 13:52

Burn 1
 Fe 98.03 C 0.474 Mn 0.809 P 0.011 S 0.006
 Si 0.189 Cu 0.093 Ni 0.085 Cr 0.205 V 0.002
 Mo 0.053 Ti 0.001 As 0.004 Al 0.020 Nb 0.007
 Zr 0.001 Co 0.008 Sn 0.008

Burn 2
 Fe 98.10 C 0.470 Mn 0.783 P 0.005 S 0.006
 Si 0.182 Cu 0.084 Ni 0.079 Cr 0.200 V 0.002
 Mo 0.051 Ti 0.000 As 0.003 Al 0.014 Nb 0.005
 Zr < 0.001 Co 0.007 Sn 0.007

Burn 3
 Fe 97.98 C 0.480 Mn 0.814 P 0.014 S 0.009
 Si 0.195 Cu 0.097 Ni 0.089 Cr 0.207 V 0.002
 Mo 0.053 Ti 0.001 As 0.004 Al 0.024 Nb 0.008
 Zr 0.002 Co 0.009 Sn 0.009

Average
 Fe 98.04 C 0.474 Mn 0.802 P 0.010 S 0.007
 Si 0.189 Cu 0.091 Ni 0.084 Cr 0.204 V 0.002
 Mo 0.052 Ti 0.001 As 0.004 Al 0.019 Nb 0.006
 Zr 0.001 Co 0.008 Sn 0.008

Sample : 0408-086 A.Q.ANILLO J55 CORRO.DESGA|J. MATEUS
 Alloy : ACERO_C Mode :SD 14-Mar-2005 Time 13:52

Number of burns : 3

Element	Average	S.D.	R.S.D.	Minimum	Maximum
Fe (%)	98.04	0.059	0.1	97.98	98.10
C (%)	0.474	0.0048	1.0	0.470	0.480
Mn (%)	0.802	0.0164	2.0	0.783	0.814
P (%)	0.010	0.0046	44.7	0.005	0.014
S (%)	0.007	0.0017	24.8	0.006	0.009
Si (%)	0.189	0.0067	3.5	0.182	0.195
Cu (%)	0.091	0.0064	7.0	0.084	0.097
Ni (%)	0.084	0.0046	5.5	0.079	0.089
Cr (%)	0.204	0.0036	1.8	0.200	0.207
V (%)	0.002	0.0003	13.2	0.002	0.002
Mo (%)	0.052	0.0009	1.8	0.051	0.053
Ti (%)	0.001	0.0001	21.6	0.000	0.001
As (%)	0.004	0.0007	18.3	0.003	0.004
Al (%)	0.019	0.0048	24.9	0.014	0.024
Nb (%)	0.006	0.0016	25.2	0.005	0.008
Zr (%)	0.001	0.0008	64.4	0.000	0.002
Co (%)	0.008	0.0008	9.6	0.007	0.009
Sn (%)	0.008	0.0013	16.2	0.007	0.009

ECOPETROL - ICP UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
LABORATORIO DE CARACTERIZACION DE MATERIALES

Página 1 de 1

OBSERVACIONES : Proyecto 0408-086


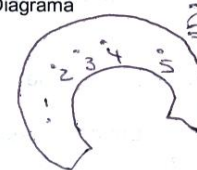
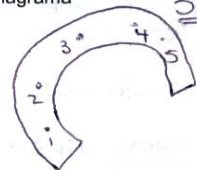
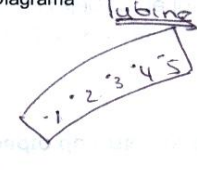

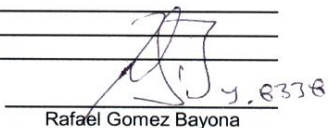
Aprobó :

Rafael Gómez Bayona
 Responsable del Laboratorio
 FLM - 007

ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO EDIFICIO 8 PISO 1
 PIEDECUESTA - SANTANDER - COLOMBIA
 TELS. COMPUTADOR (978)445420 - FAX (978) 445444

ANEXO 3

- Resultados ensayo de dureza para los materiales de acoples de acero AISI SAE 8630 y tubería (Dureza Rockwell A).

ECOPETROL ICP UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES				 <small>CERTIFICADO DE REGISTRO DE LA CALIDAD</small> <small>PREMIO COLOMBIANO A LA CALIDAD 1999</small>	
INFORME ENSAYO DE DUREZA					
Proyecto :	<u>Corrosion Deseque-UW</u>		Tipo de Dureza :	<u>HRA</u>	
Fecha de solicitud :	<u>15-04-04</u>		Equipo :	<u>Ghent Hagen</u>	
Fecha de entrega :	<u>15-04-04</u>		Carga :	<u>60 kg</u>	
Norma de ensayo :	<u>ASTM E 10/01</u>		Identador :	<u>120°</u>	
Solicitado por :	<u>Alexander Mateu</u>		Tiempo :	<u>16 seg</u>	
Realizado por :	<u>J. Mateu</u>		Patron :		
			Incertidumbre medición:		
Probeta No.1	Valores		Probeta No.2	Valores	
Diagrama			Diagrama		
	1	58,4		1	60,6
	2	58,4		2	60,6
	3	59,2		3	58,8
	4	59,4		4	59,8
	5	58,8		5	60,8
Promedio	58,84		Promedio	60,12	
Desviación Estándar:	± 0,45		Desviación Estándar	± 0,83	
Probeta No.3	Valores		Probeta No.4	Valores	
Diagrama			Diagrama		
	1	59,8		1	53,0
	2	60,2		2	53,6
	3	60,4		3	53,0
	4	60,6		4	53,0
	5	60,4		5	53,8
Promedio	60,28		Promedio	53,28	
Desviación Estándar	± 0,30		Desviación Estándar	± 0,33	
OBSERVACIONES :					
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-end;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center;"> Aprobó :  Rafael Gomez Bayona Responsable de Laboratorio </div> </div>					

Laboratorio acreditado por la superintendencia de industria y comercio según resolución N° 38530 expedida el 28 Noviembre 2002



ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO EDIFICIO 8 PISO 1
 CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
 GUATIGUARA - PIEDEGUESTA - SANTANDER
 TELS. CONMUTADOR (976)445420 - FAX (976) 445444
 A. AÉREO 4185 - BUCARAMANGA - COLOMBIA

Página 1 de 1

FLR - 001

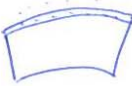
- Resultados ensayo de microdureza sobre la capa de spray metal.

ECOPETROL ICP
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES


INFORME ENSAYO DE DUREZA

Proyecto : <u>1115</u>	Tipo de Dureza : <u>H.M. Vickers</u>
Fecha de solicitud : <u>Abri/ 27/04</u>	Equipo : <u>Shimadzu</u>
Fecha de entrega : <u>Abri/ 27/04</u>	Carga : <u>200 g.</u>
Norma de ensayo : <u>ASTM E-384</u>	Identador : <u>136°</u>
Solicitado por : <u>A. Muñoz</u>	Tiempo : <u>15 s</u>
Realizado por : <u>H. Poir</u>	Patron : <u>700 H.M.V.</u>
	Incertidumbre medición: <u>0.64 %</u>

Probeta No.1	Valores	Probeta No.2	Valores
Diagrama 	1	700	
	2	614	
	3	667	
	4	693	
	5	724	
	6	659	
	7	682	
Promedio		Promedio	
Desviación Estándar:		Desviación Estándar	

Probeta No.3	Valores	Probeta No.4	Valores
Diagrama		Diagrama	
Promedio		Promedio	
Desviación Estándar		Desviación Estándar	

OBSERVACIONES : _____


Aprobó : _____
Rafael Gomez Bayona
Responsable de Laboratorio

Laboratorio acreditado por la superintendencia de industria y comercio según resolución N° 38530 expedida el 28 Noviembre 2002

ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO EDIFICIO 8 PISO 1
 CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
 GUATIGUARA - PIEDECUESTA - SANTANDER
 TELS. CONMUTADOR (976)445420 - FAX (976) 445444
 A. AEREO 4185 - BUCARAMANGA - COLOMBIA

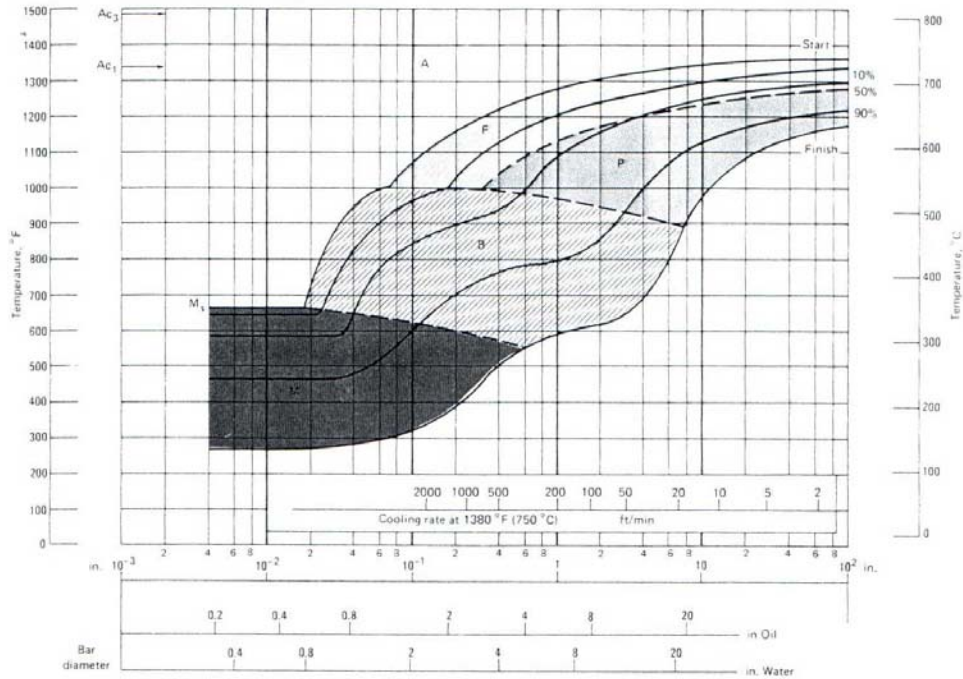
Página 1 de 1

FLR - 001

ANEXO 4

- Curvas de tratamientos térmicos para el acero AISI SAE 8630.

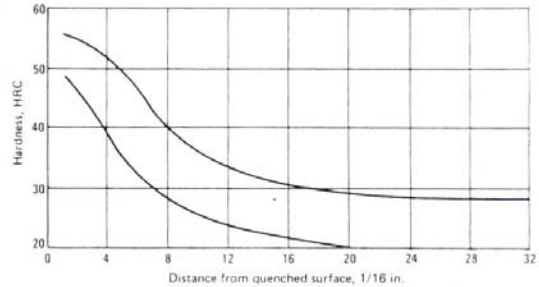
8630: Continuous Cooling Transformation Diagram. Composition: 0.30 C, 0.25 Si, 0.80 Mn, 0.020 P, 0.020 S, 0.50 Cr, 0.20 Mo, 0.55 Ni. Austenitized at 1560 °F (850 °C). (Source: *Atlas of Continuous Cooling Transformation Diagrams for Engineering Steels*, American Society for Metals, 1980)



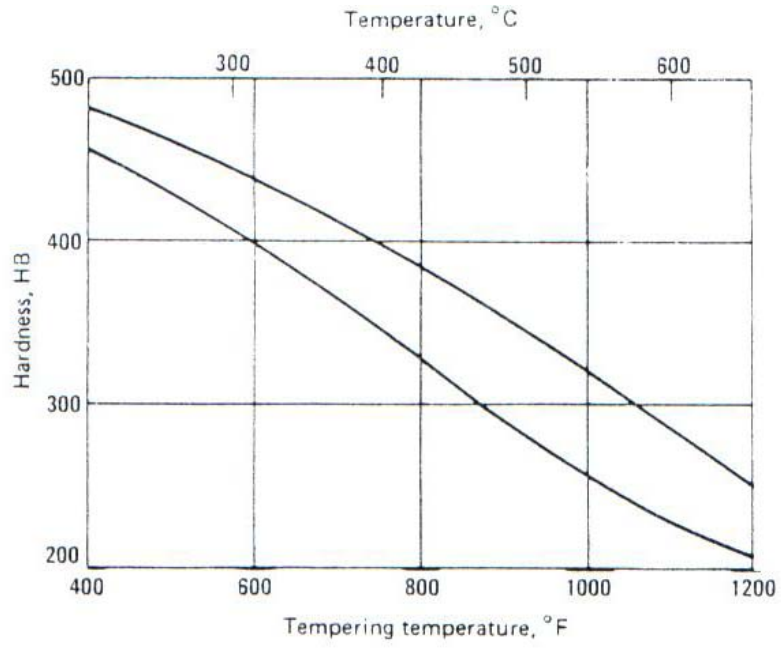
8630H: End-Quench Hardenability. (Source: *Metals Handbook*, 9th ed., Vol 1, American Society for Metals, 1978)

Distance from quenched surface 1/16 in. mm	Hardness, HRC		Distance from quenched surface 1/16 in. mm	Hardness, HRC	
	max	min		max	min
1	56	49	13	33	23
2	55	46	14	33	22
3	54	43	15	32	22
4	52	39	16	31	21
5	50	35	18	30	21
6	47	32	20	30	20
7	44	29	22	29	20
8	41	28	24	29	...
9	39	27	26	29	...
10	37	26	28	29	...
11	35	25	30	29	...
12	34	24	32	29	...

Source: *Metals Handbook*, 9th ed., Vol 1, American Society for Metals, 1978



Hardness Versus Tempering Temperatures.



ANEXO 5

- Análisis de viscosidad de los crudos empleados en la etapa agua/crudo.



F-007
Hoja 1/1

Laboratorio Fenómenos Interfaciales & Reología FIR

Reporte análisis : Comportamiento Reologico-viscosidad-

Prueba Acreditada por la Superintendencia de Industria y Comercio, Resolución N° 35719 de noviembre 7 de 2002
Hoja 1/1

Fecha: febrero 3 de 2005

I. MUESTRA (S)

CODIGO FIR 50037

- ❖ Número de muestras: 2
- ❖ Fecha recepción muestra: feb 3 de 2005
- ❖ Fecha análisis de muestra: feb 3 de 2005

Descripción de la muestra: crudo Guarilaque-La Cira

II. Definición del análisis

PROYECTO: x

SERVICIO:

Procedencia: A. Martinez

VISCOSIDAD, centiPaises

Muestra Código FIR 50037 *	Temperatura, °C vs. Viscosidad, cP	Distribución & Tamaño partícula, micras		
	50°C	90%	50%	10%
Guarilaque -2 (%BSW>50%)	15	28.14	11.91	4.44
La Cira H ELC	53	-	-	-

*Para cualquier información cite este número (Código FIR)

Equipo utilizado : Viscosímetro VT550-3

Metodología empleada: ICP- PTE.27.005 (119.009)

Incertidumbre : +/- 3%

Observaciones:

Las muestras presentaron comportamiento newtoniano, es decir, viscosidad independiente de la velocidad de deformación (caudal).

Realizó la prueba : Jaime Novoa
Verificó resultados : Lilia Rodríguez
Aprobó y emitió informe: Lilia Rodríguez
Responsable del laboratorio

Recibe : _____
Nombre - Registro y Firma

Fecha : _____

Los datos aquí reportados corresponden únicamente a la (las) muestra (s) analizadas y no pueden ser reproducidos en forma parcial .

Ecopetrol- Instituto Colombiano del Petróleo -Centro de Investigación y Desarrollo .







Km 7 via Piedecuesta telf 6445420-6470037-6470230 FAX 6445444

LABORATORIO DE FENOMENOS
INTERFACIALES Y REOLOGIA



ANEXO 6

- Ensayos de microdureza Vickers en los materiales metálicos (pines y anillo) antes de las pruebas en la etapa de desgaste.





ECOPETROL ICP UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES				 <small>INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO</small> <small>UNIDAD DE SERVICIOS TÉCNICOS Y LABORATORIOS</small> <small>LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES</small>		 <small>INSTITUTO COLOMBIANO DE ACREDITACIÓN</small> <small>COLOMBIANO A LA CALIDAD</small> <small>1 9 9 9</small> <small>UNIDAD DE CALIDAD Y TÉCNICA DE SERVICIO</small>	
INFORME ENSAYO DE DUREZA							
Proyecto :		<u>415</u>		Tipo de Dureza :		<u>HMVickers</u>	
Fecha de solicitud :		<u>Febrero 14/05</u>		Equipo :		<u>Shimadzu</u>	
Fecha de entrega :		<u>Febrero 14/05</u>		Carga :		<u>200 gr</u>	
Norma de ensayo :		<u>ASTM E-384</u>		Identador :		<u>136°</u>	
Solicitado por :		<u>A. Martinez</u>		Tiempo :		<u>15 seg</u>	
Realizado por :				Patron :		<u>700 HMV</u>	
				Incertidumbre medición:		<u>0,64%</u>	
Probeta No.1 Ferrita		Valores <i>Acople</i>		Probeta No.2 Martensita		Valores <i>Acople</i>	
Diagrama				Diagrama			
		1		237			
		2		239			
		3		243			
		4		226			
		5		229			
		6		232			
		7		225			
Promedio		233		Promedio		239.57	
Desviación Estándar:				Desviación Estándar			
Probeta No.3		Valores <i>Anillo</i>		Probeta No.4		Valores <i>Anillo</i>	
Diagrama				Diagrama			
		1		234			
		2		229			
		3		232			
		4		226			
		5		235			
		6		227			
		7		225			
Promedio		229,71		Promedio		226	
Desviación Estándar				Desviación Estándar			
OBSERVACIONES : _____							
Aprobó : _____							
Rafael Gomez Bayona Responsable de Laboratorio							

Laboratorio acreditado por la superintendencia de industria y comercio según resolución N° 38530 expedida el 28 Noviembre 2002

ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO EDIFICIO 8 PISO 1
 CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
 GUATIGUARA - PIEDECUESTA - SANTANDER
 TELS. CONMUTADOR (976)445420 - FAX (976) 445444
 A. AEREO 4185 - BUCARAMANGA - COLOMBIA

Página 1 de 3

- Ensayos de microdureza Vickers sobre la superficie de los materiales metálicos que estuvo sometida a rozamiento (pines y anillo) después de las pruebas en la etapa de desgaste.

ECOPETROL ICP UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES				 	
INFORME ENSAYO DE DUREZA					
Proyecto :	<u>410</u>		Tipo de Dureza :	<u>HMVickers</u>	
Fecha de solicitud :	<u>Febrero 14/05</u>		Equipo :	<u>Shimadzu</u>	
Fecha de entrega :	<u>Febrero 14/05</u>		Carga :	<u>200.9f</u>	
Norma de ensayo :	<u>ASTM E-384</u>		Identador :	<u>136°</u>	
Solicitado por :	<u>A. Martínez</u>		Tiempo :	<u>15 Seg</u>	
Realizado por :			Patron :	<u>700 HMV</u>	
			Incertidumbre medición:	<u>0,64%</u>	
Probeta No.1	Valores		Probeta No.2	Valores	
Diagrama	1	<u>680</u>	Diagrama	1	<u>235</u>
	2	<u>710</u>		2	<u>238</u>
	3	<u>697</u>		3	<u>226</u>
	4	<u>669</u>		4	<u>220</u>
	5	<u>700</u>		5	<u>231</u>
	6	<u>647</u>		6	<u>230</u>
	7	<u>632</u>		7	<u>225</u>
Promedio	<u>676.43</u>		Promedio	<u>229.29</u>	
Desviación Estándar:			Desviación Estándar		
Probeta No.3	Valores		Probeta No.4	Valores	
Diagrama			Diagrama		
Promedio			Promedio		
Desviación Estándar			Desviación Estándar		
OBSERVACIONES : _____					

Aprobó : _____ Rafael Gomez Bayona Responsable de Laboratorio					

Laboratorio acreditado por la superintendencia de industria y comercio según resolución N° 38530 expedida el 28 Noviembre 2002

ICP INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO EDIFICIO 8 PISO 1
CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO
GUATIGUARA - PIEDECUESTA - SANTANDER
TELS CONMUTADOR (976)445420 - FAX (978) 445444
A. AEREO 4185 - BUCARAMANGA - COLOMBIA

Página 3 de 3

**ECOPETROL ICP
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
LABORATORIO DE RESISTENCIA DE MATERIALES**



INFORME ENSAYO DE DUREZA

Proyecto :	<u>413</u>	Tipo de Dureza :	<u>HMVickers</u>
Fecha de solicitud :	<u>Febrero 14/05</u>	Equipo :	<u>Shimadzu</u>
Fecha de entrega :	<u>Febrero 14/05</u>	Carga :	<u>200.91</u>
Norma de ensayo :	<u>ASTM E-384</u>	Identador :	<u>136°</u>
Solicitado por :	<u>A. Martinez</u>	Tiempo :	<u>15 Seg</u>
Réalizado por :		Patron :	<u>700 HMV</u>
		Incertidumbre medición:	<u>0,64%</u>

Probeta No.1	Valores		Probeta No.2	Valores	
	1	680		1	235
	2	710		2	238
	3	697		3	226
	4	669		4	220
	5	700		5	231
	6	647		6	230
	7	632		7	225
Promedio	676.43		Promedio	229.29	
Desviación Estándar:			Desviación Estándar		

Probeta No.3	Valores		Probeta No.4	Valores	
Promedio			Promedio		
Desviación Estándar			Desviación Estándar		

OBSERVACIONES : _____

Aprobó : _____
 Rafael Gomez Bayona
 Responsable de Laboratorio

Laboratorio acreditado por la superintendencia de industria y comercio según resolución N° 38530 expedida el 28 Noviembre 2002