

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA Y VARILLA EN BOCA DE POZO
PARA LA SOH.**

ECOPETROL S.A.

**DANIEL ALBERTO PACHECO VIVAS
OSCAR ANDRES PACHECO VIVAS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Enero de 2012**

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA Y VARILLA EN BOCA DE POZO
PARA LA SOH.**

**DANIEL ALBERTO PACHECO VIVAS
OSCAR ANDRES PACHECO VIVAS**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

IVÁN DARÍO SANCHEZ MUÑOZ
Ingeniero Químico
Ecopetrol S.A.

Codirector

ERVIN ARANDA ARANDA
Profesor Titular del Área de Producción
Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Enero de 2012**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Junio de 2012

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y con ella regalos como la perseverancia y sabiduría para poder llevar a cabo mis metas e iluminarme siempre en el sendero de mi vida, a mi familia, por su apoyo incondicional en todas las etapas de la carrera, sobre todo a mi madre Ana Milena Vivas y a Jose Manuel Luna, por el apoyo que siempre me brindaron. A mi padre que descansa en el cielo Luis Pacheco que desde el cielo siempre me acompaña; tíos y tías, Sandra, Nelson, Álvaro y Rocío que si no fuera por el apoyo que recibí de ellos desde que era muy niño, hoy en día no sería quien soy. También dedico esto a mis hermanos Lina Luna y Oscar Pacheco que siempre los llevo en mi mente.

Como dejar atrás a mis amigos que compartieron todos aquellos momentos felices de Universidad, como Hugo (El Negro del Swing), Farith (Vin Diesel), Andrés (Sheva) y Yovanny (el Bagre). También dedico este trabajo a mis primos Camila, Juancho, Rachel, Nata, David, Dannita, Santi y Laurita, que aunque no me ayudaron, si me dieron muchas sonrisas y alegrías.

DANIEL

A Dios y a quien está a su lado, mi padre Luis Rosendo Pacheco, quienes siempre me guiaron por el camino del bien y me dieron fuerzas para levantarme en los malos momentos; también dedico este trabajo a la mujer que más quiero y a la que considero un ejemplo para todas las mujeres, mi madre Ana Milena Vivas; al hombre que con trabajo duro nos mostro la mejor cara de la vida y me enseñó a valorar las cosas convirtiéndose en la mejor figura paterna que alguien desearía, Jose Manuel Luna.

De igual manera quiero dedicarle este trabajo a dos amigos que considero mis hermanos, Hugo Barragán y Erik Galvis, dos personas que siempre han estado conmigo sobre todas las cosas; al amigo incondicional, un hombre lleno de nobleza y esperanza, Andrés Perdomo (Sheva). Y finalmente dedico este trabajo a todos mis familiares y amigos que siempre me han hecho sonreír, entre ellos, Lina Luna, Farith Comas y Yovanny Moreno (Harry).

OSCAR

AGRADECIMIENTOS

Las autores expresan sus agradecimientos:

A IVÁN DARÍO SÁNCHEZ MUÑOZ, Ingeniero Químico de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A. Director de nuestro proyecto de investigación, por su confianza, tiempo, dedicación, esmero y apoyo incondicional en la realización de este proyecto.

A ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana; codirector de este proyecto por su tiempo, apoyo y colaboración. Sin olvidar su forma de enseñar tan peculiar que hace que uno como estudiante desarrolle la lógica tanto en campo como en clases.

A GUIBER OLAYA MARÍN, Ingeniero de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana; evaluador de este proyecto por su colaboración y tiempo. Además de ser el evaluador de nuestro proyecto, también fue nuestro consejero durante nuestra vida universitaria y damos gracias, ya que es una persona íntegra que siempre nos guió por el mejor camino haciendo las cosas de la mejor forma posible, agradecemos de todo corazón al profesor Guiber por su labor como jurado y como consejero. ¡Gracias!

A HAYDEE MORALES MONDRAGÓN, Ingeniera de Petróleos, profesora de la Universidad Surcolombiana; evaluadora de este proyecto por su colaboración y tiempo. Además por esa forma de enseñar y querer a los estudiantes. Además le agradecemos porque siempre ha sido muy especial, gracias a “la profe” ya que fue como nuestra madre académica.

A todas las personas que contribuyeron para que este proyecto se desarrollara de manera exitosa.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. ASPECTOS TEORICOS.....	20
1.1 Sarta de Varillas.....	20
1.1.1 Varillas de acero.	21
1.1.1.1 Varillas Grado API.....	21
1.1.1.2 Varillas NO API.....	22
1.1.2 Varillas de Fibra de Vidrio.	23
1.1.3 Partes de la Varilla.....	23
1.1.3.1 Cuadrante.	23
1.1.3.1.1 Hombro.....	23
1.1.3.1.2 Pin.....	24
1.1.3.1.3 Cebolla.	24
1.1.3.1.4 Cuerpo.....	24
1.1.3.1.5 Espejo.....	24
1.2 Mecanismos de fallas en varillas de bombeo.	24
1.2.1 Fallas de diseño y operación.....	24
1.2.2 Fallas mecánicas.	25
1.2.2.1 Fallas de la varilla por flexión.....	26
1.2.2.2 Fallas por daños superficiales.	26
1.2.3 Fallas de conexión.....	27
1.2.4 Fallas de fatiga por corrosión.....	28
1.2.5 Defectos de fabricación.....	29
1.3 Tubería de Producción (Tubing).....	30
1.3.1 Almacenamiento de la Tubería.	31
1.3.2 Manipulación.	32
1.3.2.1 Descarga de tubulares del camión al bancal.....	33
1.3.2.2 Limpieza e inspección visual de roscas.....	34
1.3.3 Causas más comunes de fallas en los tubos.....	35

2.	HISTÓRICOS DE FALLAS EN LA SOH	36
2.1	ANÁLISIS DE FALLAS DE TUBERÍA Y VARILLA PARA LOS AÑOS DE 2001 A 2006.	36
2.1.1	Estadísticas de tubería y varilla entre los años de 2001 y 2006.....	36
2.1.2	Indicadores de Gestión.....	38
2.1.2.1	Ranking de pozos intervenidos en el 2005 y 2006.....	39
2.1.2.2	Índice de Pulling y Repetibilidad.....	40
2.2	ANÁLISIS DE FALLAS DE TUBERÍA Y VARILLA PARA LOS AÑOS DE 2007 A 2011.	42
3.	ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS DE LA SOH.....	49
3.1	PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS.....	49
3.2	GASES, AGENTES Y AMBIENTES CORROSIVOS.....	53
4.	PARALELO TÉCNICO-ECONÓMICO ENTRE LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.....	56
4.1	TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.....	56
4.1.1	Inspección Visual.....	56
4.1.2	Inspección con WellTech.....	58
4.1.3	Inspección con Ultrasonido.....	60
4.1.4	Inspección con Partículas Magnéticas.....	62
4.1.5	Inspección Electromagnética Usando un Equipo SV-3 (EMI).....	64
4.2	EVALUACIÓN DE FACTORES NO FINANCIEROS.....	66
4.3	EVALUACION DE FACTORES ECONÓMICOS.....	67
4.3.2	Costos de Inspección con la herramienta WellTech.....	69
4.3.3	Estudio económico.....	72
5.	CONCLUSIONES.....	77
6.	RECOMENDACIONES.....	78
	REFERENCIAS.....	79
	ANEXOS.....	81

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Sistemas de levantamiento para el año 2006.....	37
Gráfica 2. Porcentaje de fallas por campo SOH – 2006.	37
Gráfica 3. Cantidad de fallas por elemento SOH 2001 – 2006.....	38
Gráfica 4. Cantidad y porcentaje de pozos productores por campo en la SOH a agosto de 2011.....	84

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Partes de la varilla.....	23
Figura 2. Ejemplos de fallas mecánicas inducidas por el diseño y las operaciones.....	25
Figura 3. Ejemplo de fallas de fatiga por flexión.....	26
Figura 4. Ejemplo de un daño superficial causado por los elevadores de las varillas de bombeo.	27
Figura 5. Ejemplo de fallas de unión de macho, debido a una pérdida de desplazamiento.	27
Figura 6. Ejemplo de fallas de varillas pulidas.	28
Figura 7. Ejemplo de fatiga por corrosión, por el CO ₂	29
Figura 8. Ejemplo de un defecto de fresado y un defecto de maquinado.	29
Figura 9. Soportes de madera para tubería.....	31
Figura 10. Descarga de tubulares del caballete al camión.	32
Figura 11. Inspección Visual.....	57
Figura 12. Inspección con WellTech en boca de pozo.....	58
Figura 13. Inspección ultrasónica en patios de ATP Ingeniería LTDA.....	61
Figura 14. Principio de la prueba Magnaflux.....	64
Figura 15. Inspección Electromagnética por SV-3 (EMI).	65
Figura 16. Pescas en varilla 2001 – 2006.....	81
Figura 17. Pescas en varilla clasificación de acuerdo al diámetro.	81
Figura 18. Pescas en cuerpo de varilla SOH. 2001 a mayo del 2006.	82
Figura 19. Relación número de pescas en cuerpo por pozo. 2001 a mayo del 2006.	83
Figura 21. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la API 5 C1.	87
Figura 21. Historial de intervenciones del pozo PG – 08.	92
Figura 22. Historial de intervenciones del pozo PG – 12.	93
Figura 23. Historial de intervenciones del pozo PG – 30.	93
Figura 24. Historial de intervenciones del pozo TL – 48.....	94

Figura 25. Historial de intervenciones del pozo TL – 65.....	94
Figura 26. Reconocimiento de la tubería J55 (tubing).....	95
Figura 27. Reconocimiento de la tubería L80 (tubing).....	95
Figura 28. Reconocimiento de la tubería N80 (tubing.).....	96
Figura 29. Reconocimiento de la tubería J55 (casing).....	96
Figura 30. Reconocimiento de la tubería L80 (casing).....	97
Figura 31. Reconocimiento de la tubería N80 (casing).....	97
Figura 32. Identificación de varillas.....	98
Figura 33. Estado de recepción del tubing.....	99
Figura 34. Grieta longitudinal presente en el tubing.....	99
Figura 35. Superficie interna del tubing en la zona de falla.....	100
Figura 36. Estado de la superficie interna del tubing.....	100
Figura 37. Microestructura del tubing.....	100
Figura 38. Estado de recepción de las muestras.....	102
Figura 39. Superficie de fractura luego de la limpieza.	103
Figura 40. Origen de la grieta coincidiendo con un picado.	103
Figura 41. Zonas de propagación y ruptura súbita.....	103
Figura 42. Acople recibido.....	104
Figura 43. Aspecto de la superficie de fractura a nivel macro.....	104
Figura 44. Zonas de ruptura del acople.....	104
Figura 45. Origen del agrietamiento.	104
Figura 46. Inclusiones no metálicas de óxidos globulares. Sin ataque químico.....	105
Figura 47. Perfil de los hilos de la rosca del acople.....	105
Figura 48. Estado del valle de la rosca. Presencia de socavaduras.	105
Figura 49. Microestructura del acople, compuesta por granos de ferrita acicular y una gran cantidad de carburos dispersos.....	106

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Distribución de los sistemas de levantamiento para el año 2006.....	36
Tabla 2. Distribución de fallas por sistema de levantamiento 2001 – 2006.	37
Tabla 3. Causas histórica de intervenciones 2001 – 2006.	38
Tabla 4. Ranking de pozos intervenidos en el 2006. Varillas.....	39
Tabla 5. Ranking de pozos por tubería SOH. 2005 – 2006.....	39
Tabla 6. Índice de Pulling por varillas y tubería en la SOH. 2001 – 2006 (Proyectado).....	40
Tabla 7. Índice de Pulling por campo – 2006 (Proyectado a 12 meses).	41
Tabla 8. Índice de Repetibilidad por campo SOH – 2006 (Proyectado).....	42
Tabla 9. Diferidas de crudo (Bls) entre los años 2007 a agosto del 2011.....	43
Tabla 10. Diferidas, cantidad de fallas y pozos entre el año 2007 y 2011 por sistema de levantamiento en la SOH.....	44
Tabla 11. Cantidad de Fallas 2007 – 2011 a agosto, número de pozos por campo e Índice IPF.	45
Tabla 12. Repetibililodad de fallas en varilla por pozo.	46
Tabla 13. Repetibilidad de fallas en tubería por pozo.....	47
Tabla 14. Índices de Langelier y de Ryznar – SOH, 2011.....	53
Tabla 15. Score para cada técnica de inspección.	66
Tabla 16. Ranking de técnicas de inspección.	67
Tabla 17. Costos de inspección visual para tubería. ATP Ingeniería 2011.....	68
Tabla 18. Costos de inspección visual para varillas. ATP Ingeniería 2011.....	69
Tabla 19. Costos de Inspección con la herramienta WellTech. ATP Ingeniería 2011.	70
Tabla 20. Profundidades promedio de los campos de la SOH.....	70
Tabla 21. Costo de la Inspección con la técnica WellTech por junta y con servicios adicionales en coupling y roscas.	71

Tabla 22. Comparación de precios entre la inspección visual y la inspección con la herramienta WellTech, teniendo en cuenta la profundidad de inspección.....	72
Tabla 23. Flujo de caja para inspección WellTech.	74
Tabla 24. Flujo de caja para inspección visual.	75
Tabla 25. Nomenclatura de la tabla 26 para su correcta interpretación.	85
Tabla 26. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH. .	86
Tabla 27. Cantidad de pozos por sistema de levantamiento y campo entre los años de 2007 y 2011.....	91
Tabla 28. Tramos de tubería y varilla que más fallan en pozos críticos de la SOH.	92

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Severidad del ambiente según la presión parcial del CO ₂	54
Cuadro 2. Especificaciones generales del sistema.	58
Cuadro 3. Pescas en cuerpo de varillas.	82
Cuadro 4. Resultados del ensayo de composición química.	100

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo 1. Pescas por varilla en la SOH entre los años de 2001 a 2006.....	81
Anexo 2. Cantidad y porcentaje de pozos productores por campo en la SOH a agosto de 2011.....	84
Anexo 3. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH. .	85
Anexo 4. Clasificación de la tubería según los criterios de inspección de la herramienta WellTech en boca de pozo.	87
Anexo 5. Aplicación de asignación de pesos usando la metodología de SCORING.	88
Anexo 6. Cantidad de Pozos por Sistema de Levantamiento y Campo entre los años de 2007 y 2011.....	91
Anexo 7. Tramos de Tubería y Varilla que más fallan en pozos críticos de la SOH.....	92
Anexo 8. Cómo conocer físicamente la tubería.	95
Anexo 9. Identificación de varillas.	98
Anexo 10. Registro de fallas componentes de bombeo mecánico, Tubería de producción (Palogrande 11).	99
Anexo 11. Registro de fallas componentes de levantamiento artificial, varilla de bombeo (Tello 33).....	102

GLOSARIO

- **Abolladura:** cambio físico (deformación) del contorno de la superficie de cualquier componente (tubería o recipiente), causado por un impacto mecánico, sin la implicación de la pérdida del material base.
- **Análisis de integridad:** consiste en la evaluación del estado estructural de un elemento, basándose en la identificación del tipo y grado de severidad de los defectos presentes en él, a partir de los reportes de inspección no destructiva y la información técnica del elemento.
- **API (American Petroleum Institute):** Conocido comúnmente como API, en español Instituto Americano del Petróleo, es la principal asociación comercial de los EE. UU., representando cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural.
- **ASTM (American Society for Testing Materials):** Sociedad Americana para las pruebas y ensayos de Materiales.
- **Campo:** proyección en superficie del conjunto de pozos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.
- **Daño mecánico:** es aquel producido por un agente externo ya sea por impacto, ralladura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.
- **Defecto:** discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.
- **Desgaste:** es la pérdida de material que sufren las paredes de la tubería-varilla, recipientes a presión, válvula o conexión, por abrasión o por la acción corrosiva del fluido manejado o del medio ambiente donde se encuentra instalada.
- **Elevador de tubería:** abrazadera que sujeta una sección de sarta o de tubería para subirla del hoyo.
- **Empalme (Coupling):** collar de rosca interna que sirve para acoplar dos secciones de tubo con fileteadura inversa.
- **Esfuerzo:** la reacción de un cuerpo a la acción de fuerzas, cargas, presiones o desplazamientos aplicados y se expresa como fuerza por unidad de área, siendo sus unidades más usuales Pa (lb/pulg²).

- **Falla:** defecto que impide el funcionamiento efectivo de un equipo o elemento, pudiendo acortar la vida útil de estos.
- **Formación:** se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.
- **Grieta o fisura:** hendidura o abertura alargada, sin importar la profundidad, en la pared del componente o en soldaduras.
- **Integridad mecánica:** es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo equipo de proceso sea diseñado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente.
- **Muesca:** ranura, entalla, rayón o tallón. Pérdida de material en la pared del equipo producida por el golpe o rozamiento de un objeto agudo.
- **Pozo:** hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.
- **Profundidad total (TD):** profundidad máxima alcanzada por el pozo.
- **Reparación (Workover):** trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de subsuelo de los pozos con fines de corregir los inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.
- **Sarta de tubería (String):** serie de tubos que forman la columna de perforación, revestimiento o producción.
- **Elevador de esfuerzo:** los elevadores de esfuerzo son discontinuidades visibles o microscópicas que causan un aumento del esfuerzo local en la sarta de varillas durante la carga

RESUMEN

En la primera parte de la investigación se realiza un estudio de las fallas de tubería y varilla para los años de 2001 a 2011. En este estudio se analizan los campos con mayores problemas, el impacto generado por las fallas en varillas y tubos, el ranking de pozos intervenidos, el índice de Pulling (índice de intervención o del inglés halar) y repetibilidad. Esto con el fin de identificar los campos con mayor criticidad y las fallas más frecuentes.

En la segunda parte de la investigación, se desarrolla un análisis fisicoquímico de los fluidos de los campos de la SOH; esto con el fin de conocer el impacto de dichos fluidos sobre las varillas y tubería, identificando su poder de incrustación y/o corrosión.

Luego, se realiza un estudio detallado a cada método de inspección (visual, WellTech, ultrasonido, partículas magnéticas y EMI); después se desarrolla un paralelo técnico – económico entre los métodos de inspección. El estudio técnico de cada método de inspección se realiza empleando el método de SCORING, el cual reúne elevados criterios que evalúan con gran detalle dichas técnicas de inspección. En el estudio económico se revisa minuciosamente la inversión necesaria para la aplicación de cada uno de los métodos de inspección.

Finalmente con ayuda de este paralelo entre métodos, los análisis de fallas y los estudios fisicoquímicos de los fluidos de los campos en la SOH, se determina la manera más adecuada de inspeccionar la tubería y varilla de los pozos de la SOH y así lograr la disminución de pérdidas enormes de dinero.

Palabras claves: falla metal-mecánica; estudio técnico-económico; diferida; varilla; tubería; análisis fisicoquímico; métodos de inspección.

ABSTRACT

In the first part of the research a study of the failures of pipe and rod for the years 2001 to 2011 is realized. This study analyzes the fields with the biggest problems, the impact generated by rods and tubes in the failures, the ranking of wells intervened, the pulling index and repeatability. The objective of this is to identify the fields with the most critical status and the most frequent failures.

In the second part of the investigation, is developed a physicochemical analysis of fluids of fields of SOH, in order to know the impact of these fluids on the rods and tubes, identifying the power of inlay and / or corrosion.

After, a detailed study of each method of inspection (visual, WELLTECH, ultrasound, magnetic particles and EMI is realized, then, a technical – economic parallel between the inspection methods is developed. The technical study of each method of inspection is performed using the SCORING method, which joins stringent criteria that evaluate in great detail the inspection techniques. In the economic study is reviewed in detail the investment needed for the implementation in each of the inspection methods are reviewed.

Finally with the help of this parallel between methods, failure analysis and physicochemical studies of fluids in the fields of SOH is determined the most appropriate way to inspect a tubing and rod of wells of the SOH to get the reduction of huge losses money.

Keywords: metal-mechanical failure; Technical-economic study; deferred; rod; tubing; physicochemical analysis; inspection methods.

INTRODUCCIÓN

Gastar o invertir, dos palabras aparentemente parecidas, pero con grandes diferencias. La SOH busca invertir y dejar de gastar dinero innecesario; invertir en nuevos sistemas de inspección para tener resultados buenos a mediano y largo plazo. Esto ayudará de forma preventiva a la integridad de los pozos y al ahorro de dinero.

Es aquí donde toma gran importancia la calidad y rapidez de la inspección de tubería y varilla; para ello, qué mejor que una adecuada inspección en boca de pozo. La implementación de métodos de inspección requiere de un estudio detallado técnica y económicamente para no ocasionar pérdidas significativas presentes ni futuras y por el contrario obtener el mejor provecho; dicho estudio afortunadamente se presenta en este documento.

Esta investigación se llevó a cabo analizando el histórico de fallas de la SOH, desarrollando un análisis fisicoquímico de los fluidos de los campos y un detallado estudio técnico – económico entre los métodos de inspección.

Aunque ésta investigación se enfoca primordialmente en los campos de la superintendencia de operaciones Huila – Tolima (SOH), sus resultados también pueden ser aplicados a cualquier pozo con varillas y tubería.

Con este estudio la industria petrolera podrá saber cuál es la mejor manera de inspeccionar la varilla y la tubería de estos pozos, teniendo en cuenta la calidad de la inspección y la importancia de no perder tiempo, con el fin de obtener máximas ganancias y mínimas pérdidas.

1. ASPECTOS TEORICOS.

La integridad de los equipos en la industria petrolera, es de gran importancia por razones de seguridad, cumplimiento con regulaciones ambientales, reducción de costos de mantenimiento y prevención de paros inesperados de producción ^[13]. En este orden de ideas, es de entenderse que la integridad de los pozos debe estar en excelente estado, ya que gracias a estos producir es un hecho.

Para mantener la integridad de los pozos en buen estado, es necesario un estricto control sobre estos y si es en tiempo real o in situ, mucho mejor. Es aquí donde la inspección de estos sistemas en boca de pozo o en otras palabras, en plena operación cobra gran importancia, pues con la inspección es posible conocer y controlar a tiempo una posible falla.

Es de vital importancia el conocimiento de los mecanismos de daño más comunes en los pozos de petróleo para poder predecir o estimar los defectos y fallas catastróficas que pueden ocurrir.

Una falla de la bomba del subsuelo, de la varilla de bombeo o de los tubos es definida como cualquier evento catastrófico que requiere que el personal de servicio extraiga o reemplace uno o más de estos componentes. Por esta definición el índice de la frecuencia de las fallas es el número total de las fallas de los componentes, que ocurren por pozo, por año. Los pozos que producen marginalmente con índices altos de frecuencia de fallas son clasificados, a menudo, como pozos “problema” y las prácticas efectivas del manejo de las fallas pueden significar la diferencia entre operar y taponar estos pozos.

Las reducciones en la ocurrencia de las fallas que se puedan obtener requieren de un análisis preciso de la causa raíz de falla, y la implementación de medidas de acción correctivas y preventivas, para impedir la repetición de las fallas. Se necesita una base de datos capaz de averiguar el historial de los “servicios” del pozo, para rastrear e identificar las tendencias de las fallas y los pozos problema.

1.1 Sarta de Varillas.

La sarta de bombeo se compone de un conjunto de varillas individuales unidas entre sí por coupling o también llamados acoples. Esta actúa como la línea de transmisión de la energía mecánica que maneja la bomba de subsuelo ^[14].

En la actualidad los tipos de varillas que más se utilizan en la industria son de dos tipos: de acero y de fibra de vidrio.

Las varillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 y 30 pies, y diámetros de 5/8”, 3/4”, 7/8” y 1”, mientras que las de fibra de vidrio son fabricadas en longitudes de 25, 30 y 37.5 pies.

1.1.1 Varillas de acero.

Este tipo de varillas de bombeo son principalmente fabricadas siguiendo las normas API (American Petroleum Institute) según sus especificaciones 11B.

También los fabricantes pueden producirlas fuera de esta norma, cumpliendo con especificaciones internas o propias. En dicho caso, no es posible aplicar (utilizar) el logotipo API, por lo tanto las varillas de acero pueden ser de grado API y NO API^[14].

1.1.1.1 Varillas Grado API.

La norma API SPEC 11B especifica tres grados de varillas de succión de acero K, C y D.

- Varillas de bombeo: API Grado C (acero AISI 1530).

Diseñada para su utilización con cargas bajas y medianas en pozos no corrosivos o efectivamente inhibidos.

- Varillas de bombeo: API Grado K (acero AISI 4621).

Diseñada para su utilización con cargas bajas y medianas en pozos corrosivos a los que se recomienda inhibir.

- Varillas de bombeo: API Grado D Carbón.

Diseñada para su utilización con cargas moderadas en pozos no corrosivos o efectivamente inhibidos.

- Varillas de bombeo: API Grado D Alloy (acero AISI 4142).

Diseñada para su utilización con cargas altas, pozos no corrosivos efectivamente inhibidos – Identificación: “D”.

- Varillas de bombeo: API Grado KD: (acero AISI 4320).

Diseñada para su utilización con cargas altas en pozos corrosivos a los que se recomienda inhibir – Identificación: “DS”.

1.1.1.2 Varillas NO API.

- Varillas Ultra High Strength (UHS – NR acero AISI 4330).

La varilla de bombeo UHS – NR es una de las alternativas disponibles, fabricada en acero aleado AISI 4330 Mod.

Se logran sus propiedades mecánicas a través de un tratamiento térmico de normalizado y revenido, permitiendo alcanzar propiedades de fluencia y rotura superiores a los estándares API. Debido a su mayor resistencia a la fatiga permite incrementar de manera confiable las profundidades y caudales de extracción. Se recomienda para pozos no corrosivos con cargas muy elevadas ^[14].

- Varilla Alta Resistencia Critical Service (MMS – NR acero AISI 4138)

Se trata de un acero especialmente desarrollado para otorgar la alta resistencia mecánica requerida, pero disminuyendo la susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno (SSC). Este es un fenómeno cada vez más presente en pozos bajo recuperación secundaria por inyección de agua. Es un acero aleado al cromo-molibdeno, pero sin presencia de níquel. Su tratamiento térmico es normalizado y revenido. Se recomienda para servicio en pozos profundos con altas cargas, y para mejorar su performance se recomienda la inhibición ^[14].

- Varilla Plus: (acero AISI 1530)

La varilla Plus es otra de las alternativas para altas cargas. Es un producto que recibe un tratamiento térmico superficial de templado por inducción. Este proceso genera una estructura binaria, en la que la superficie externa está templada y el núcleo permanece sin templar. Como la capa externa tiene menor densidad (martensita) que el núcleo, se produce un estado permanente de compresión, que es el factor determinante de alta resistencia a la fatiga. Se recomienda para servicios en pozos profundos y con grandes caudales efectivamente inhibidos ^[14].

- Varillas de bombeo MMKD (acero AISI 4320)

Las varillas MMKD es una alternativa en el rango de varillas de bombeo API Grado “D”. Esta varilla de bombeo tiene las propiedades mecánicas de las varillas API Grado “D” combinadas con composición química similar a las API Grado “K”, lo cual las hace útiles en pozos corrosivos efectivamente inhibidos ^[14].

1.1.2 Varillas de Fibra de Vidrio.

Las varillas de fibra de vidrio se introdujeron por primera vez en el 1970 para solucionar las altas tasas de falla de las varillas de acero en pozos con ambiente corrosivo. Las varillas de fibra de vidrio están hechas con fibras individuales de vidrio sujetas con una resina de poliéster curada para cambiarla a sólido. Luego se le colocan extremos de acero.

Las varillas de fibra de vidrio o plástico reforzado, como también se les llama, tienen ventajas y desventajas al compararlas con las varillas de acero. Las sartas de varillas de fibra de vidrio típicamente consisten de 50% a 80% fibra de vidrio arriba y 20% a 50% acero abajo.

1.1.3 Partes de la Varilla.

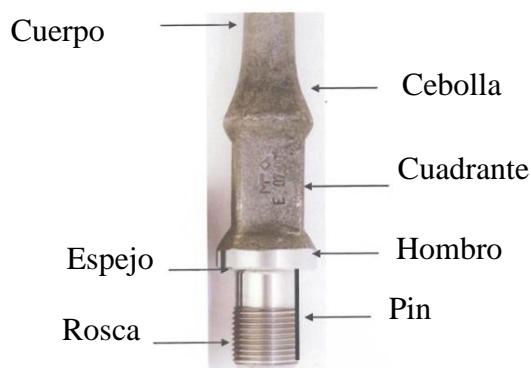
1.1.3.1 Cuadrante.

Como su nombre lo indica es la parte cuadrada de los terminales de la varilla, está localizado entre el hombro y la cebolla. En él podemos obtener toda la información de la varilla, desde el grado de esta, hasta la fecha de fabricación.

1.1.1.1 Hombro.

Es la sección localizada en la parte superior del cuadrante y es de mayor área transversal que este y que el pin.

Figura 1. Partes de la varilla.



Fuente: Leha Valenzuela y Luz Calderón. “Análisis de Fallas en Sartas de Bombeo Mecánico Aplicado al Campo Cebú-Palagrande de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A.”. 2009.

1.1.1.2 Pin.

La función principal de el Pin es permitir la conexión entre una varilla y otra por medio del acople de parte roscada y la unión de la varilla.

1.1.1.3 Cebolla.

Es la sección de mayor área transversal de la varilla y sirve para enganchar la varilla a los elevadores durante las operaciones de sacada y corrida de una sarta de varillas.

1.1.1.4 Cuerpo.

Es la sección de mayor longitud y más delgada de la varilla. El cuerpo es totalmente liso, en el no puede haber ningún tipo de imperfecciones (entallas, muescas entre otros) o pandeo, estos fenómenos aumentarían el riesgo de falla de la varilla.

Toda varilla posee un recubrimiento que consiste de acero o hierro de bajo contenido de carbón el cual protege las varillas contra la corrosión.

1.1.1.5 Espejo.

Es la superficie pulida del hombro, la cual después del roscado debe permanecer en contacto con la cara de la unión para evitar que la conexión se afloje.

1.2 Mecanismos de fallas en varillas de bombeo.

Todas las fallas de la varilla de bombeo, varilla corta y de acoples son fallas por tensión o fatiga. Las fallas por tensión ocurren cuando la carga aplicada excede la resistencia a la tensión de la varilla. La carga se concentrará en algún punto de la sarta de varillas, y crean una apariencia de estrechamiento alrededor de la circunferencia de la varilla, y la fractura ocurre donde se reduce la sección transversal.

Este raro mecanismo de las fallas, sólo ocurre cuando se aplica demasiada carga en la sarta de varillas, como al intentar sacar de su asentamiento una bomba atascada. Para evitar las fallas por tensión, el indicador de peso máximo utilizado, para una varilla de bombeo en condiciones “como nueva”, nunca debería exceder el 90% de fuerza de ruptura para la dimensión y grado conocidos de la varilla de bombeo de diámetro más pequeño^[10].

1.2.1 Fallas de diseño y operación.

La figura 2 muestra ejemplos de fallas mecánicas inducidas por el diseño y las operaciones. El desgaste, la fatiga por flexión unidireccional y las fallas de la fatiga por el esfuerzo

indican cargas compresoras de la varilla, hoyos desviados, varillas de bombeo sometidas a mucho esfuerzo, tubos anclados inadecuadamente, o alguna combinación de lo precedente.

Figura 2. Ejemplos de fallas mecánicas inducidas por el diseño y las operaciones.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

El desgaste abrasivo causa las fallas de la sarta de varillas al reducir la sección transversal del metal y expone la superficie del metal nuevo a la corrosión y causa las fallas en la conexión de la varilla de bombeo por impacto y daño del reborde. En la Figura 2 (a), el acople de Clase T de la izquierda y el acople de Clase SM del medio, son ejemplos de desgaste abrasivo. En la Figura 2 (b), el cuerpo de la varilla de la izquierda, es un ejemplo de desgaste abrasivo. El desgaste abrasivo de la sarta de varillas es definido como una remoción progresiva del metal superficial, por contacto con la sarta de tubos. El desgaste abrasivo que es igual en longitud, ancho y profundidad, sugiere usualmente un hoyo desviado o torcido.

La masa de la varilla, en el medio de la Figura 2 (b), representa corrosión y abrasión. El desgaste abrasivo también remueve las películas que inhiben la corrosión y expone la superficie de los metales nuevos a los fluidos corrosivos, los cuales aceleran la tasa de corrosión. Las fallas de fatiga por flexión unidireccional ocurren porque el movimiento de la sarta de varillas tiene un movimiento lateral constante durante el ciclo de bombeo. Las fisuras de fatiga por el esfuerzo se concentrarán a lo largo de la zona de la varilla de bombeo, donde hayan ocurrido los mayores esfuerzos de flexión.

1.2.2 Fallas mecánicas.

Las fallas mecánicas son responsables de un gran porcentaje del número total de todas las fallas de las sarts de varillas. Las fallas mecánicas incluyen todos los tipos de fallas, excepto las fallas por corrosión y los defectos de fabricación. El daño mecánico a la sarta de varillas contribuye a un elevador de esfuerzo, el cual causará las fallas de las varillas de bombeo.

1.2.2.1 Fallas de la varilla por flexión.

Las fallas de fatiga por flexión son responsables de un considerable número de todas las fallas mecánicas. Es un hecho que todas las varillas de bombeo dobladas, eventualmente fallan. Cuando el cuerpo de la varilla doblada es halado en forma recta durante la carga, se alcanza rápidamente la resistencia a la rotura del material. El ciclo de exceder continuamente la resistencia de rotura del material, es repetido durante el ciclo de bombeo y causa fisuras de fatiga por esfuerzo en el lado cóncavo de la flexión. Estas fisuras de fatiga por esfuerzo progresan a través de la barra durante la carga, hasta que no quede suficiente metal en la barra, para sostener la carga y ocurre la fractura.

La Figura 3, es un ejemplo de fallas de fatiga por flexión. Las fallas de fatiga por flexión pueden ser identificadas por la superficie angular de la fractura, la cual estará a un ángulo distinto a 90° , al eje del cuerpo de la varilla. El ejemplo de la izquierda de la figura 3 ilustra una fractura causada por una flexión con un radio largo, o un arco de barrido gradual en el cuerpo de la varilla. La superficie de la fractura es normal en apariencia, pero tiene un ligero ángulo cuando es comparado con el eje del cuerpo de la varilla. El ejemplo del medio es una flexión de radio pequeño.

Figura 3. Ejemplo de fallas de fatiga por flexión.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

El ejemplo de la derecha de la figura 3 es el resultado de una varilla de bombeo de cavidades progresivas. Note lo sinuosa que está en apariencia la superficie de la fractura. Como regla general, mientras mayor sea la flexión en el cuerpo de la varilla, más helicoidales aparecen las superficies de la fractura.

1.2.2.2 Fallas por daños superficiales.

La Figura 4 es un ejemplo de un daño superficial causado por los elevadores de las varillas de bombeo. El ejemplo de abajo es un daño de asientos del elevador, desgastados o mal alineados. El ejemplo de arriba es el daño causado por los enganches del elevador.

Figura 4. Ejemplo de un daño superficial causado por los elevadores de las varillas de bombeo.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

1.2.3 Fallas de conexión.

La conexión API de la varilla de bombeo está diseñada como una conexión con soporte rotativo cargado con fricción. Debido a que la resistencia de la conexión de la varilla de bombeo es baja, cuando se le somete a cargas cíclicas, es necesario limitar las cargas cíclicas con precarga de unión macho (pin). Si la precarga del pasador es mayor que la carga aplicada, la carga en la conexión permanece constante y no ocurre fatiga de cargas cíclicas.

Una vez que estas caras se separen, la conexión es cargada cíclicamente y ocasionará una falla por pérdida de desplazamiento o pérdida de ajuste. Las fallas por pérdida de desplazamiento pueden ocurrir por una lubricación no adecuada, por montaje (apriete) inadecuado, exceso de torsión, desgaste por golpeteo de los tubos o cualquier combinación de estos elementos.

La figura 5 es un ejemplo de fallas de unión macho, debido a una pérdida de desplazamiento. La muestra de la derecha es la apariencia típica de una falla de la unión macho por pérdida de desplazamiento. Un apriete insuficiente o la pérdida de ajuste causaron que la cara del soporte de la unión macho y la cara del soporte del acople se separaran. Los ejemplos de la izquierda y del medio ocurrirán como resultado de carga de esfuerzo.

Figura 5. Ejemplo de fallas de unión de macho, debido a una pérdida de desplazamiento.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

La Figura 6 es un ejemplo de fallas de varillas pulidas. La mayoría de todas las fallas de las varillas pulidas ocurren en el cuerpo, justo debajo de la abrazadera de la varilla pulida o en la unión macho. Las fallas del cuerpo de la varilla pulida, debajo de la abrazadera de esta, se originan por el agregado de esfuerzos por flexión. Estos esfuerzos por flexión pueden ser impuestos por unidades de bombeo fuera de alineamiento, barras de transportador que no estén niveladas, barras de transportador desgastadas, celdas de carga mal alineadas o la instalación incorrecta de la abrazadera de la varilla de bombeo pulida.

Figura 6. Ejemplo de fallas de varillas pulidas.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

1.2.4 Fallas de fatiga por corrosión.

Esta parte del estudio aplica también para tubería de producción, aunque las fotografías mostradas son de varilla, la teoría del problema aplica tanto para tubería como para varilla. La corrosión es uno de los mayores problemas que se encuentran en los fluidos producidos y es responsable por casi dos tercios de todas las fallas de las varillas y de la mayoría de las fallas de la sarta de tubería. La corrosión es el resultado destructor de una reacción electroquímica entre el acero utilizado para hacer varillas de bombeo y el medio ambiente de la operación al cual están sometidas.

Alguna forma y concentración de agua está presente en todos los pozos considerados corrosivos y la mayoría contienen cantidades considerables de impurezas y gases disueltos. Por ejemplo, los gases ácidos de dióxido de carbono (anhídrido carbónico – CO_2) y el ácido sulfhídrico; H_2S , comunes en la mayoría de los pozos, son altamente solubles y se disuelven rápidamente en el agua; la cual tiende a bajar su pH. La capacidad de corrosión del agua es una función de la cantidad de estos dos gases que están contenidos en solución. Toda el agua con valores bajos de pH es considerada corrosiva al acero, con valores más bajos que representan mayor acidez, o capacidad de corrosión.

La Figura 7 es un ejemplo de fatiga por corrosión, por el gas ácido CO_2 . El tamaño de la picadura, hasta que se vuelva perjudicial a la varilla de bombeo, depende de tres factores – carga, tipo de material y dureza.

Figura 7. Ejemplo de fatiga por corrosión, por el CO₂.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

1.2.5 Defectos de fabricación.

La Figura 8 es un ejemplo de un defecto de fresado y un defecto de maquinado. El ejemplo de abajo es una falla debida a una inclusión grande, interna, no metálica en la unión macho. La fractura empezó internamente y es friable o granulada en apariencia. Un lugar inicial de una fisura puede o no, ser visible y una parte de fatiga puede o no, estar presente en las superficies de la fractura. El ejemplo de arriba es un defecto de “haber corrido dos veces”, de arrollar dos veces las roscas de la unión macho. Arrollar dos veces las roscas ha aplanado la cresta de la rosca de la unión macho y no podrá lograrse la carga de fricción correcta, requerida para el montaje.

Figura 8. Ejemplo de un defecto de fresado y un defecto de maquinado.



Fuente: Norris/A Dover Company. “Análisis de las fallas de las varillas de bombeo”. 2007.

Es importante diagnosticar con precisión las fallas de las varillas y tubería e implementar las medidas de acción correctiva, para impedir ocurrencias futuras de fallas. Al reconocer los indicios oculares e identificar las características de las diferentes fallas, se pueden tomar las medidas de acción correctiva y preventiva para impedir la ocurrencia de las fallas en las varillas y la tubería, facilitando a Ecopetrol S.A. producir pozos marginalmente rentables y más eficientes en función de costos.

1.3 Tubería de Producción (Tubing).

La sarta de producción (tubing) es el medio físico por el cual se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie. El aceite y el gas se producen con mayor eficacia a través de esta tubería de diámetro pequeño, que a través del revestimiento de producción de gran diámetro.

Los empalmes o juntas de la tubería son ensamblados con acoples para componer una sarta de tubería. La tubería es corrida en el pozo tal como se hace con el revestimiento, sin embargo, el tubing es de menor diámetro y es removible ^[5].

Durante la corrida de la tubería de producción en el pozo, básicamente se desarrollan las siguientes actividades:

- ✓ Los elevadores de la tubería son utilizados para levantar el tubing desde el estante hasta el piso de la torre.
- ✓ La junta es encajada en la sarta que se encuentra suspendida en el pozo mediante cuñas de aire (neumáticas).
- ✓ Las llaves de fuerza son empleadas para enroscar el tubing.

Este proceso se repite hasta completar la instalación del tubing a la profundidad pre-determinada. Finalmente, el tubing Hanger es instalado al cabezal de pozo (Wellhead).

Propiedades de las tuberías y las juntas.

- ✓ Esfuerzo del acero.
- ✓ Tamaño de conexión.
- ✓ Forma de la rosca.
- ✓ Carga.
- ✓ Coeficiente de fricción.

Los grados API para tubería de producción principalmente empleados son: J-55, C-75, C-95 y P-105. Los grados C-75 y C-95 son diseñados para soportar ambientes ácidos, son más resistentes y costosos que el J-55; este último presenta un buen comportamiento en ambientes básicos ^[5].

Existen dos tipos de conexiones para tuberías de producción, avaladas por la American Petroleum Institute (API): La conexión API “NU” (Not Upset), que consta de una rosca de 10 vueltas, siendo la conexión menos fuerte que la tubería; y la conexión de tubería “EU” (External Upset), que posee mayor resistencia que el cuerpo de la tubería y es ideal para los servicios de alta presión.

1.3.1 Almacenamiento de la Tubería.

Los tubos deben estar sobre caballetes. No se deben almacenar tubos directamente en el suelo, sobre rieles, pisos de acero o concreto. La primera hilera de tubos no debe estar a menos de 46 cm del piso, de manera que no se vean afectados por la humedad y la abrasión.

Los tubos deben colocarse sobre soportes adecuadamente espaciados para que no se produzcan flexiones o daños en las roscas, ni en el cuerpo. Dichos soportes deben estar sobre un mismo plano, razonable nivelados y sostenidos por banquetes apropiados que soporten toda la carga sin hundirse ^[5].

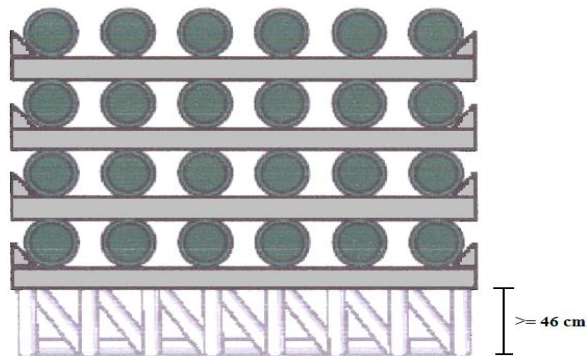
En el caso de aleaciones resistentes a la corrosión (CRA), los tubos deben apoyarse sobre soportes no metálicos.

Colocar listones de madera a modo de separadores entre las sucesivas hileras de tubos, de manera que las cuplas no tengan que soportar peso. Es conveniente usar por lo menos tres (3) listones espaciadores.

Cuando se utilizan espaciadores de madera en el almacenado de tubos CRA, se recomienda recubrir con una pintura plástica la parte del tubo que quede en contacto con la madera. Por lo general, la madera contiene cloruros, por lo que pueden producirse picaduras. Si se utilizan espaciadores de madera sin la protección de una lamina plástica, el área en contacto debe inspeccionarse periódicamente.

Asegurar los tubos clavando tacos de madera de 2.5 por 5 cm o de 5 por 5 cm en ambos extremos de los listones espaciadores. Si se usan topes metálicos, es necesario recubrirlos previamente con pintura plástica ^[5].

Figura 9. Soportes de madera para tubería.



Fuente: Oscar González y Olga Castillo. “Guía de Procedimiento para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción”. 2007.

Para casos de almacenamiento en bancal temporal y a fin de facilitar las tareas de inspección y manipulación, se recomienda no colocar más de cinco hileras de tubos.

Si no se utilizaran los tubulares en forma inmediata, se recomienda el uso de grasas de almacenamiento, que deberá aplicarse de manera abundante tanto en las roscas como en las áreas de sello, las cuales protegen estas zonas contra la corrosión.

La tubería almacenada deberá **inspeccionarse** por muestreo en forma periódica (cada 6 – 8 meses), y con mayor frecuencia en lugares donde las condiciones climáticas sean agresivas.

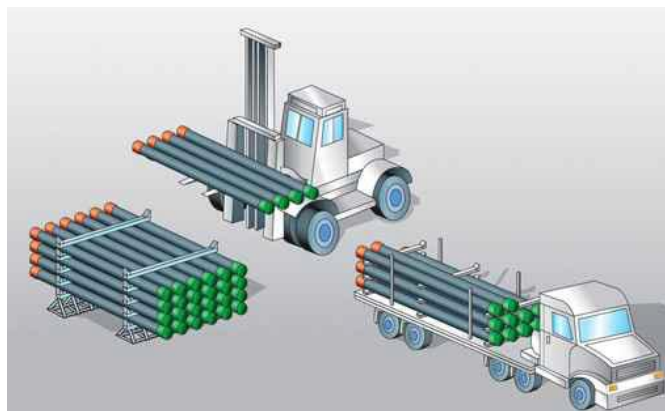
1.3.2 Manipulación.

El procedimiento que se describe a continuación deberá emplearse durante las tareas de manejo del material tubular, desde el camión al bancal, a fin de preservar las conexiones y la integridad del material. Se requiere como mínimo cumplir los procedimientos que establece la norma API RP 5C1.

Todo el material tubular, en particular las roscas, está fabricado con niveles de tolerancia estrecha y requiere, por lo tanto, un manejo especial. Ya se trate de material tubular y/o de roscas nuevas, usadas o reacondicionadas, siempre deben manipularse con los protectores de rosca colocados y ajustados ^[5].

No utilizar barras de acero para mover o separar los tubos. Además se debe asegurar de no golpear los tubos entre sí o contra otro objeto de acero, concreto o cualquier otro material que pueda dañar o modificar sus propiedades físicas.

Figura 10. Descarga de tubulares del caballete al camión.



Fuente: Oscar González y Olga Castillo. “*Guía de Procedimiento para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción*”. 2007.

➤ **Requerimientos del Equipo.**

- ✓ Las horquillas o uñas de los autos elevadores deben estar libres de relieves o marcas.
- ✓ En el caso de material para servicio crítico (materiales resistentes a la corrosión – CRA) las horquillas de los autos elevadores deben estar recubiertas, además, se deben utilizar eslingas de fibra sintética.
- ✓ Las grúas deben estar equipadas con barra espaciadora y eslingas revestidas.
- ✓ Se pueden utilizar grúas con elevadores magnéticos, pero se deben extremar los cuidados para reducir a un mínimo los golpes que puedan dañar los tubos.
- ✓ No se utilizarán ganchos sin el expreso consentimiento del usuario. En caso de que se los utilizara, deberán estar diseñados de manera tal que eviten que los protectores de rosca se dañen y deberán estar recubiertos con metal blando, goma o plástico. Los ganchos no deberán colocarse directamente en el tubo o las conexiones. No se deberá utilizar ganchos en los tubos con revestimientos internos ^[5].

1.3.2.1 Descarga de tubulares del camión al bancal.

Antes de descargar los camiones, se deben inspeccionar los tubos para verificar la existencia de cualquier señal de movimiento y/o daño durante el transporte y para asegurarse de que los protectores de rosca se encuentren bien ajustados. Si una carga se ha movido durante el viaje, es necesario identificar todo el material que tenga “daño visible” y luego evaluarlo una vez descargado en el bancal.

Si los tubos se descargan del camión a un bancal temporal utilizando un auto elevador, es fundamental que no se golpeen contra las piezas metálicas, contra ellos mismo o contra cualquier otro objeto u objetos que puedan dañar o alterar las propiedades físicas del tubo.

Verificar la identificación de cada tubo a medida que se va descargando al bancal temporal. Cuando los tubos se descarguen en el bancal del equipo, deberán colocarse en una secuencia tal que facilite su instalación en el pozo ^[5].

1.3.2.2 Limpieza e inspección visual de roscas.

- Limpieza.

Es fundamental que no hayan cuerpos duros ni extraños en las roscas o sellos durante el proceso de enrosque. La limpieza se debe realizar inmediatamente antes del uso, sobre todo cuando se encuentran expuestos a medios corrosivos.

Limpiar toda la grasa de rosca o almacenamiento con un solvente o agua a presión. El mejor procedimiento consiste en limpiar la conexión con agua a presión a una temperatura superior a los 10°C (50°F) y luego quitar todo rastro de humedad y/o cuerpos extraños. Luego, sopletear minuciosamente la conexión, cuidando que el líquido no se acumule en el interior del tubo.

Importante:

- ✓ No utilizar cepillos de alambre. Usar en cambio, cepillos de nylon.
- ✓ No usar gasoil o diesel oil para limpiar las roscas. En caso de hacerlo, eliminar con agua la película antiadherente y secar bien.

- Inspección visual.

Verificar la limpieza de cada conexión. Cada perfil de rosca, sello y hombro debe estar libre de residuos o restos de sustancias limpiadoras.

En las uniones se deberá controlar:

- ✓ Falta de fosfatizado o cobreado.
- ✓ Ovalización, lo que impedirá llevar a cabo la tarea de acople.
- ✓ Engrane o excesivo desgaste.
- ✓ Mellas o áreas con abolladuras (si el daño no supera los 0.3 mm (0.01”) de profundidad, se puede solucionar in situ).
- ✓ Alto grado de oxidación, cascarillas o picaduras.
- ✓ Ralladuras o cortes longitudinales en el área de sello.

Importante:

Se debe prestar especial atención cuando se utilizan llaves de enrosque en la caja y en todas las uniones revestidas internamente, de modo que se reduzca a un mínimo las posibilidades de daños en las roscas o en el revestimiento.

1.3.3 Causas más comunes de fallas en los tubos.

- ✓ Selección inapropiada del tubo, para la profundidad y las presiones encontradas.
- ✓ Inspección insuficiente del cuerpo del tubo y/o roscas.
- ✓ Daños durante la manipulación y/o transporte.
- ✓ Roscas mal maquinadas.
- ✓ Uso de cuplas de reemplazo de fabricantes no acreditados.
- ✓ Descuido en el almacenamiento de los tubos.
- ✓ Uso de grasas no adecuadas, diluidas o sucias. Esto puede provocar engrane de las roscas.
- ✓ Torque en exceso para forzar la bajada del tubo al pozo.
- ✓ Desgaste interno de la tubería de producción por la acción de la varilla de bombeo.
- ✓ Fatiga, a menudo se producen fallas en el último hilo de la rosca enroscado. No hay manera de evitarla, sin embargo, si se podría retardar utilizando uniones y procedimientos de operación adecuados.
- ✓ Exceso de tensión, superando el límite de fluencia del material o la resistencia de la unión.
- ✓ Rotación en el interior del revestimiento. El asentado de la tubería de revestimiento con una tensión inadecuada, luego de cementar, es una de las causas más comunes de falla.
- ✓ Desgaste por rotación de barras de sondeo, especialmente en pozos con desviaciones o doglegs.

2. HISTÓRICOS DE FALLAS EN LA SOH

En la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima se han venido presentando al pasar de los años fallas en varillas y tubería que para Ecopetrol se han convertido en gastos no planeados o también llamados diferidas, perdiendo producción y tiempo. Para Ecopetrol S.A. es de gran importancia que estos eventos no deseados se minimicen y para ello se recomienda tomar medidas preventivas como por ejemplo implementar una buena inspección en boca de pozo a medida que se va sacando la sarta (de tubería o de varillas) del pozo. En este capítulo se desarrolla un análisis estadístico a la historia de las fallas de los últimos 10 años.

Además, se busca determinar cuáles son los campos problemas de la Superintendencia, la frecuencia de estos a tener fallas y el impacto que estos generan en la Superintendencia.

2.1 ANÁLISIS DE FALLAS DE TUBERÍA Y VARILLA PARA LOS AÑOS DE 2001 A 2006.

En esta parte del capítulo 2, se muestra un resumen estadístico de las fallas de varillas y tubería en la SOH entre los años de 2001 a 2006. TENARIS es una empresa metalúrgica dependiente del grupo Argentino Techint, que fabrica tubos de acero con y sin costura para la industria del petróleo, ésta se dedicó en el año de 2006 a realizar un estudio estadístico sobre cómo se está utilizando la tubería y varilla en la SOH. Partiendo de allí, éste capítulo cobra vida; el estudio de TENARIS que actualmente hace parte de la base de datos de Ecopetrol, es la semilla que dio frutos en este estudio.

2.1.1 Estadísticas de tubería y varilla entre los años de 2001 y 2006.

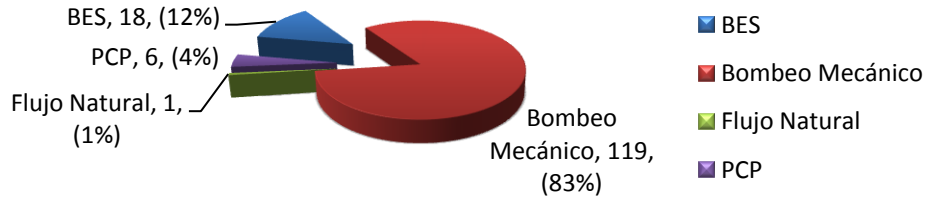
Las siguientes estadísticas involucran intervenciones desde el 2 de Enero de 2001 hasta el 31 de mayo de 2006, habiéndose producido un total de 1194 intervenciones en 183 pozos. A continuación la tabla 1 y la gráfica 1, representan la distribución de los diferentes sistemas de levantamiento en la SOH para el 2006.

Tabla 1. Distribución de los sistemas de levantamiento para el año 2006.

Sistema de Levantamiento	Cantidad	%	Sistema de Levantamiento	Cantidad	%
Bombeo Mecánico	119	83%	Flujo Natural	1	1%
BES	18	12%	Total	144	100%
PCP	6	4%			

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Gráfica 1. Sistemas de levantamiento para el año 2006.



Se observa que para el 2006, habían 144 pozos productores, el 83% (119 pozos) producían con Bombeo Mecánico. El 12% (18 pozos) con Bomba Electrosumergible, solo 6 pozos (4%) con Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) y solo un pozo en flujo natural.

Históricamente las fallas se distribuyeron por sistema de producción entre los años 2001 a 2006, así:

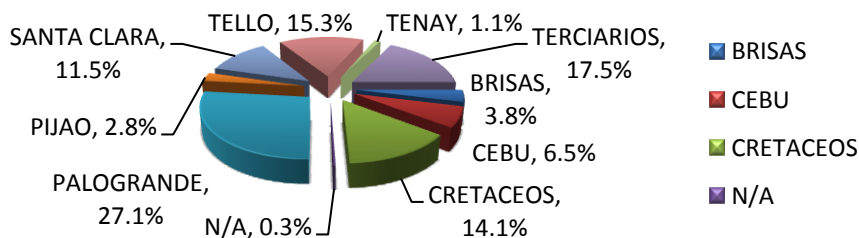
Tabla 2. Distribución de fallas por sistema de levantamiento 2001 – 2006.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ESP	5	16	15	20	23	5
PCP	0	1	5	5	8	1
BM	168	200	157	233	224	88

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Las fallas por Bombeo Mecánico son bastantes, lo que convierte este sistema en el sistema que más falla, sin embargo, se resalta que esto se debe también a que tiene la mayor cantidad de pozos y es lógico esperar que entre más pozos tenga un sistema, más fallas presentará.

Gráfica 2. Porcentaje de fallas por campo SOH – 2006.



En la tabla 3, se observan las causas históricas (del año 2001 al 2006) de intervenciones; éstas se distribuyen de la siguiente forma:

Tabla 3. Causas histórica de intervenciones 2001 – 2006.

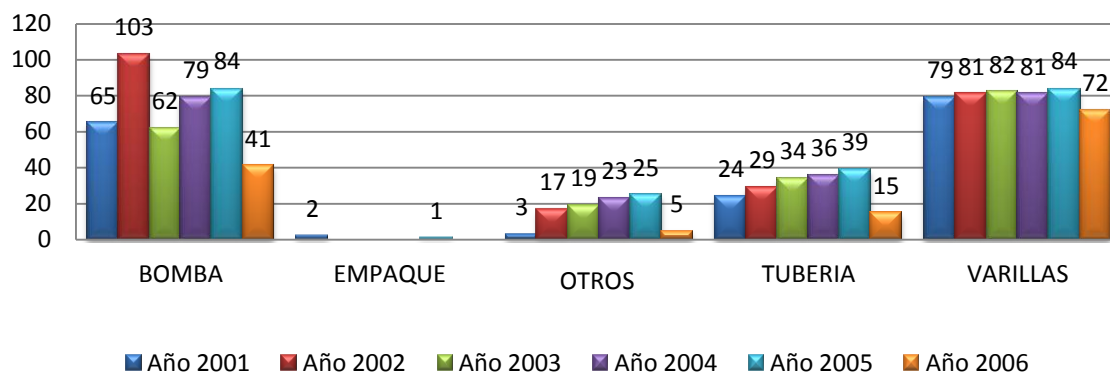
FALLA PRINCIPAL	CANTIDAD	%	FALLA PRINCIPAL	CANTIDAD	%
Tubería	177	14.8%	Otros	117	9.8%
Varillas	458	38.3%	Bomba	434	36.3%
Empaque	9	0.8%	Total	1194	100.0%

Fuente: ECOPEPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Claramente se observa que las varillas son el elemento que más falla, notando que entre las fallas de varilla y tubería, se reúnen más del 49% de las causas de intervención.

En el gráfico 3, se observa que no hubo importantes cambios porcentuales de las causas de las fallas entre los años 2001 a 2006.

Gráfica 3. Cantidad de fallas por elemento SOH 2001 – 2006.



2.1.2 Indicadores de Gestión.

Todas las actividades pueden medirse con parámetros que enfocados a la toma de decisiones son señales para monitorear la gestión, así se asegura que las actividades vayan en el sentido correcto y permiten evaluar los resultados de una gestión frente a sus objetivos, metas y responsabilidades. Estas señales son conocidas como indicadores de gestión^[12].

A continuación, se muestran los indicadores de gestión para fallas en tubería y varilla durante el 2005 y 2006.

2.1.2.1 Ranking de pozos intervenidos en el 2005 y 2006.

Para el año 2006 en algunos pozos se presentó una gran repetibilidad en intervenciones por fallas en varilla y/o tubería, estos pozos se clasificaron como pozos problema en donde sobresale el pozo Tello-48ST, Santa Clara – 1 y Palogrande – 8. En las tablas 4 y 5 se muestra el ranking de pozos que fallaron en el año 2006 por tubería y varilla respectivamente.

Tabla 4. Ranking de pozos intervenidos en el 2006. Varillas.

POZO	NÚMERO DE INTERVENCIONES	POZO	NÚMERO DE INTERVENCIONES	POZO	NÚMERO DE INTERVENCIONES
TL-48ST	4	DT-62	3	DT-41	2
DK-15	4	TL-19	2	BR-04	2
SC-01	4	CB-06	2	BR-01	2
DT-63	4	PG-07	2	DK-23	2
TL-33	4	PG-16	2	DT-33	2
TL-06	4	TL-30D	2	SC-16D	2
PG-08	3	DT-71	2	SC-06	2
BR-09	3	PG-15	2	DT-32	2

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Tabla 5. Ranking de pozos por tubería SOH. 2005 – 2006.

POZO	NÚMERO DE INTERVENCIONES		POZO	NÚMERO DE INTERVENCIONES	
	2005	2006		2005	2006
CB-06	4	1	PG-30	2	
SC-03	3		SC-01	2	
SC-11	2	1	DT-15	2	
PG-06	2	1	SC-17ST	2	
DK-22	2	1	DT-63		2
PG-11	2		DT-32		2
PG-15	2		PG-29A	1	1
PG-08	2		SC-04ST	1	1

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Los pozos que tienen gran repetibilidad en cuanto a intervenciones por varilla de 3 a 4, se les considera pozos críticos (clasificación semáforo, ≥ 4 Rojo, $= 3$ Amarillo y ≤ 2 Verde). En su momento (2006) los pozos críticos por varilla fueron Tello 48ST, Dina Cretáceos 15, Santa Clara 1, Dina Terciarios 63 y los Tello 33 y 06. En cuanto a intervenciones por tubería sobresale el pozo Cebú 06 que en intervenciones por varilla

también tuvo una cantidad relativamente alta de intervenciones (dos intervenciones en el año 2006).

2.1.2.2 Índice de Pulling y Repetibilidad.

El índice de Pulling viene de la cantidad de veces que ha sido intervenido un pozo y busca identificar los años que fueron más críticos con respecto a fallas en tubería y varilla. Por otra parte, el índice de repetibilidad da una medida de la cantidad de veces que falla un pozo en un determinado tiempo, para este caso es la cantidad de veces que falla un pozo al año por varilla y tubería.

- Índice de Pulling (IP)

Se define como:

$$IP = \frac{\text{Intervenciones}}{\text{Total Pozos}} \quad (2.1)$$

El índice de Pulling, da una idea de cuántas veces es intervenido cada pozo del área por año (este índice no contempla si un pozo no falla u otro falla más de una vez) ^[3].

- Índice de Pulling para varillas y tubería (IPV - IPT).

Ahora se calcula el índice de Pulling de acuerdo a las intervenciones hechas a fallas por varillas y tubería, en la tabla 6 se pueden apreciar los diferentes valores que toma el índice para cada año, desde el año 2001 a 2006 (proyectado a 12 meses), se tiene lo siguiente:

Tabla 6. Índice de Pulling por varillas y tubería en la SOH. 2001 – 2006 (Proyectado).

AÑO	PESCAS DE VARILLAS	INTERVENCIONES POR TUBERÍA	POZOS	IPV	IPT
2001	72	24	176	0.41	0.14
2002	57	29	176	0.32	0.16
2003	51	34	176	0.29	0.19
2004	110	36	176	0.63	0.20
2005	93	39	176	0.53	0.22
2006 a mayo.	68	36	176	0.39	0.20

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Con el paso de los años se ha observado una disminución en el número de pescas desde el año 2004 hasta el 2006, lo cual queda claramente visible con el índice de Pulling por varillas (IPV).

- **Índice de Pulling por campo (IPC) – año 2006 (Proyectado a 12 meses).**

Con el índice de Pulling por campo se busca identificar qué campos poseen más intervenciones por pozo y así tenerlos identificados como campos problema. En la tabla 7 se muestran los campos y su respectivo índice de Pulling. Cabe notar que el campo Brisas es el campo con el índice más alto, mientras que Tenay posee el índice más bajo. Por otra parte el campo Palogrande que ha venido siendo un campo problema de acuerdo a lo que se ha identificado en el presente estudio, posee un índice de Pulling intermedio e igual a 1.70^[4].

Tabla 7. Índice de Pulling por campo – 2006 (Proyectado a 12 meses).

Campo	Intervenciones	Pozos	IP	Campo	Intervenciones	Pozos	IP
Brisas	19	6	3.17	Santa Clara	36	24	1.50
Cebú	10	5	2.00	Tello	44	32	1.38
Cretáceos	24	14	1.71	Tenay	2	3	0.67
Palogrande	34	20	1.70	Terciarios	46	65	0.71
Pijao	10	7	1.43	Total	225	176	15.26

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

**Nota: El número total de intervenciones para el año 2006 ha sido proyectado a 12 meses. Por falta de información se toma el total de pozos como fijo.*

- **Índice de Repetibilidad por campo (IRC) – 2006 (Proyectado a 12 meses).**

El índice de repetibilidad se define de la siguiente manera:

$$IR = \frac{\text{Intervenciones}}{\text{Pozos Intervenidos}} \quad (2.2)$$

Este índice tiene como objetivo determinar la frecuencia con la que un pozo es intervenido, para el año 2006 (Proyectado a 12 meses), se tiene lo siguiente:

Tabla 8. Índice de Repetibilidad por campo SOH – 2006 (Proyectado).

Campo	Intervenciones	Pozos Intervenidos	IRC
Brisas	19	5	3.80
Cebú	10	4	2.50
Cretáceos	24	7	3.43
Palogrande	34	10	3.40
Pijao	10	5	2.00
Santa Clara	36	11	3.27
Tello	44	8	5.50
Tenay	2	2	1.00
Terciarios	46	11	4.18
Total	225	63	3.49

Fuente: ECOPEPETROL S.A., 2011, “*Base de Datos Ecopetrol S.A.*”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

La mayor parte de los campos poseen un valor de IR muy elevado. Es de especial importancia la cantidad de pozos repetitivos de Tello y Terciarios (más de 5 y 4 fallas por pozo cada año respectivamente).

2.2 ANÁLISIS DE FALLAS DE TUBERÍA Y VARILLA PARA LOS AÑOS DE 2007 A 2011.

La información mostrada aquí está basada en diferidas de producción por fallas en tubería y varilla, y así enseñar la magnitud de la cantidad de producción pérdida debido a éste tipo de fallas. La fuente de esta información fue la base de datos de Ecopetrol S.A. en donde todos los días se reportan diferidas, ya sea por fallas en tubería o por cualquier tipo de evento inesperado.

Para la identificación de los campos problema, se tiene en cuenta el sistema de levantamiento, las diferidas de producción (barriles perdidos) y número de pozos por campo o sistema de levantamiento. También se aplica un índice planteado en este estudio llamado Índice Fallas - Número de Pozos (IPF), de este se clasifican los campos según el valor del IPF.

También se enseñan los pozos con mayor repetibilidad en cuanto a fallas ya sea por tubería o por varilla y se identifican los más críticos, de lo anterior se interpreta que los pozos con más repeticiones, son pozos que pertenecen a campos con abundantes problemas por fallas en tubería y/o varilla.

En la tabla 9 se muestra la cantidad de diferidas (Barriles perdidos) de cada campo desde el año 2007 a 2011.

Tabla 9. Diferidas de crudo (Bls) entre los años 2007 a agosto del 2011.

CAMPO	DIFERIDAS - CRUDO (BLS)				
	2007	2008	2009	2010	2011
Andalucía	0	0	0	0	0
Arrayán	0	0	0	0	0
Brisas	133	0	293	206	33
Cebú	309	967	160	223	0
Dina Cretáceos	361	312	100	182	767
Dina Terciarios	516	237	1121	4972	3871
La Jagua	7	0	0	0	0
Loma Larga	0	119	0	137	0
Ortega	1423	109	2709	3893	260
Pacandé	60	255	822	112	1289
Palogrande	1833	1495	1755	1386	644
Pijao	10	52	22	0	0
Quimbaya	209	0	0	0	0
Santa Clara	384	110	1151	3112	1873
Tello	3150	444	1688	5380	3297
Tempranillo	0	0	0	0	0
Ténax	0	0	0	379	0
Tenay	860	44	655	711	122
Toldado	179	82	54	573	28
Toy	0	0	0	0	0
Total	9434	4226	10530	21266	12184

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “*Base de Datos Ecopetrol S.A.*”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Es notable que el año que tuvo más diferidas o pérdidas de producción fué el 2010 con el 88.6% de la producción diaria promedio actual. Por otra parte, las diferidas del 2011 son de 12184 Bls a agosto (aproximadamente el 50% de la producción promedio actual), de seguir así, a diciembre del mismo año, las diferidas estarían alrededor de 15000 Bls, lo que indica una mejora con respecto a las diferidas del año 2010.

Se pueden observar grandes diferidas de los campos Tello y Dina Terciarios durante el 2010 y 2011, sin embargo son estos dos campos los de mayor producción en la SOH y es de esperarse que una falla en uno de ellos impacte en gran medida a la producción de la SOH.

La tabla 10 enseña la cantidad de fallas y diferidas por sistema de levantamiento entre el año 2007 y 2011, además se puede apreciar la cantidad de pozos que posee cada sistema de levantamiento durante estos años.

Tabla 10. Diferidas, cantidad de fallas y pozos entre el año 2007 y 2011 por sistema de levantamiento en la SOH.

AÑO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO			AÑO	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO				
	BM	BES	PCP		BM	BES	PCP		
2007	Fallas	104	15	1	2010	Fallas	77	2	48
	Pozos	142	48	12		Pozos	107	54	80
	Diferidas (Bls.)	8514	1017	63		Diferidas (Bls.)	15432	65	5390
	Falla/Pozo	0.73	0.31	0.08		Falla/Pozo	0.71	0.03	0.6
2008	Fallas	65	1	0	2011	Fallas	38	8	27
	Pozos	141	56	13		Pozos	106	58	87
	Diferidas (Bls.)	5237	33	0		Diferidas (Bls.)	6566	1239	4379
	Falla/Pozo	0.46	0.01	0		Falla/Pozo	0.35	0.13	0.31
2009	Fallas	65	3	9	Promedio 2007 - 2011	Fallas	70	6	17
	Pozos	122	56	52		Pozos	124	55	49
	Diferidas (Bls.)	8940	368	1212		Diferidas (Bls.)	8938	544	2209
	Falla/Pozo	0.53	0.05	0.17		Falla/Pozo	0.56	0.11	0.34

**Nota: Los datos del año 2011 son con corte a agosto.*

Como es de notar en la tabla 10, el sistema de levantamiento que más ha predominado en la SOH ha sido el Bombeo Mecánico con un promedio de 124 pozos entre el 2007 y 2011, en donde reportó aproximadamente el 75% del total de fallas por tubería y varilla. Además, en el campo Dina Terciarios alrededor del 90% de los pozos estaban con Bombeo mecánico entre el 2007 y 2009; actualmente el 67% de los pozos del campo poseen PCP y el restante 33% poseen Bombeo Mecánico atribuyéndole a este sistema cerca del 60% del total de las fallas del campo Dina Terciarios.

Según la relación falla/pozo, se observa que en promedio al menos 1 de cada 2 pozos con Bombeo mecánico falla por varilla y/o tubería en el año; mientras que el sistema de Cavidades Progresivas tiene una relación de aproximadamente 1/3 significando que por cada 3 pozos uno fallará al año. El Bombeo Electrosumergible es el sistema con la mejor relación falla/pozo siendo ésta de 1/8 (0.12 fallas/pozo) convirtiéndose en el sistema más resistente a sufrir fallas por tubería y/o varilla durante un año.

Los campos en donde abunda el Bombeo Mecánico son Dina Terciarios (33% de los pozos), Palogrande (59% de los pozos), Andalucía (100% de los pozos), Santa Clara (58% de los pozos) y Brisas (83% de los pozos). El Bombeo Electrosumergible tiene gran acogida en campos como Dina Cretáceos y Tello (72% y 71% de los pozos respectivamente). Por otra parte, el sistema de Cavidades Progresivas posee gran presencia en campos como Dina Terciarios y Santa Clara (67% y 42% de los pozos respectivamente).

A continuación se plantea el índice de fallas contra la cantidad de pozos; consiste de un promedio ponderado entre la cantidad de fallas y el número de pozos por campo, éste índice ha sido llamado IPF o Índice Fallas - Número de Pozos.

$$IPF = \frac{(\text{Promedio de Fallas entre 2007 y 2011} \times \text{Cantidad Promedio de Pozos del Campo } X)}{\text{Promedio de Pozos totales de la SOH entre el 2007 y 2011}} \quad (2.3)$$

En la tabla 11, se muestran las fallas por año de cada campo y estos se clasifican de acuerdo al IPF, esta clasificación puede ser visible por medio de los colores Rojo, Amarillo y Verde (Clasificación Semáforo), donde los campos en Rojo son los campos críticos, los Amarillo son aquellos que si no se les presta la debida atención, con el tiempo pueden pasar a ser críticos y los verde son aquellos campos que por el momento las fallas en tubería y varilla no impactan en gran medida a la SOH.

Tabla 11. Cantidad de Fallas 2007 – 2011 a agosto, número de pozos por campo e Índice IPF.

Campo	Prom. Pozos 2007 - 2011	Fallas					Prom. Fallas 2007 – 2011.	(IPF)	Fallas/Pozos a Agosto de 2011.
		2007	2008	2009	2010	2011 a Agosto			
Andalucía	7	0	0	0	0	0	0	0.00	0
Arrayán	2	0	0	0	0	0	0	0.00	0
Brisas	7	3	0	4	2	1	2	0.13	0.14
Caimito	1	0	0	0	0	0	0	0.00	0
Cebú	4	4	12	3	1	0	4	0.17	0
D. Cretáceos	13	11	7	6	5	5	7	0.88	2.69
D. Terciarios	108	12	1	16	46	27	21	19.56	0.45
La Jagua	1	1	0	0	0	0	0	0.00	0
Loma Larga	2	0	1	0	1	0	0	0.01	0
Ortega	5	4	3	2	9	3	4	0.18	4.6
Pacandé	4	1	1	3	1	2	2	0.03	1.5
Palogrande	17	18	15	12	16	5	13	2.55	0.35
Pijao	7	1	3	1	0	0	1	0.08	0
Quimbaya	3	1	0	0	0	0	0	0.01	0
Santa Clara	24	5	5	10	16	11	9	2.63	1
Tello	28	52	9	14	23	16	23	7.85	1.25
Tempranillo	3	0	0	0	0	0	0	0.00	0
Ténax	1	0	0	0	1	0	0	0.00	0
Tenay	8	6	1	5	2	2	3	0.17	0.25
Toldado	7	1	3	2	5	1	2	0.15	0.57
Toy	2	0	0	0	0	0	0	0.00	0
	254	120	65	78	128	73	93		0.73

Los pozos que se usan para calcular el IPF son productores, ya que son éstos el interés de este estudio y tienen tanto varilla como tubería (depende del sistema de levantamiento).

Las tablas 12 y 13 muestran los pozos con mayor cantidad de intervenciones por varilla y tubería entre el 2007 y 2011 en ellas se puede apreciar que se clasifica al pozo por año; el criterio usado es la cantidad de fallas que presentó el pozo durante el año evaluado, si durante el año X, el pozo presentó 2 fallas, su clasificación será verde (menor grado de criticidad), si son 3 fallas su grado de criticidad será amarillo y mayor a 3, su clasificación será rojo, señalando que el pozo fue crítico durante el año X.

Tabla 12. Repetibilidad de fallas en varilla por pozo.

CAMPO	POZO	SISTEMA	Repetibilidad de fallas en varilla				
			2007	2008	2009	2010	2011 a Agosto.
Cebú	CB-04	BM		2			
Cebú	CB--07	BM		3			
Cebú	CB-03	BM		4			
Brisas	BR-04	BM	3				
Dina Cretáceos	DK-22	BM	3				
Dina Cretáceos	DK-28	BM					2
Dina Terciarios	DT-83	PCP				4	2
Ortega	ORT-01 SUR	BM			2	6	
Ortega	ORT-11	BM	3	3			
Pacandé	PAC-02 SUR	BM					3
Palogrande	PG-24	BM	3				
Palogrande	PG-12	BM				5	
Palogrande	PG-16	BM		2	2		2
Palogrande	PG-28	BM				2	
Palogrande	PG-30	BM		2	2		
Palogrande	PG-07	BM		2	2		
Palogrande	PG-03	BM	3	2	2		
Santa Clara	SC-01	PCP		2			
Santa Clara	SC-06 SUR	PCP					2
Santa Clara	SC-14	PCP				2	
Tello	TL-06	BM				2	2
Tello	TL-18A	BM	3			3	
Tello	TL-25	BM		2			
Tello	TL-30	BM	3				
Tello	TL-44	BM	3	2		8	2
Tello	TL-48	BM		2		2	2
Tello	TL-52	BM		2	2		
Tello	TL-65	BM				3	2
Tenay	TN-03	BES	5				
Toldado	TLD-02	BM				3	

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Tabla 13. Repetibilidad de fallas en tubería por pozo.

CAMPO	POZO	SISTEMA	Repetibilidad de fallas en tubería				
			2007	2008	2009	2010	2011 a Agosto.
Cebú	CB--07	BM		2			
Dina Cretáceos	DK-16	BM				2	
Dina Cretáceos	DK-22	BM			2		
Dina Cretáceos	DK-28	BM			2	2	
Dina Terciarios	DT-26	PCP				2	
Dina Terciarios	DT-78	PCP				3	
Dina Terciarios	DT-108	PCP				3	
Dina Terciarios	DT-102	PCP					2
Dina Terciarios	DT-112	PCP					2
Dina Terciarios	DT-120	PCP					2
Dina Terciarios	DT-122	BES					3
Ortega	ORT-12	BM				2	
Palogrande	PG-12	BM				2	
Palogrande	PG-05	BM				3	
Pijao	PJ-10 ST1	BM		2			
Santa Clara	SC-01	PCP				2	
Santa Clara	SC-02	PCP					2
Santa Clara	SC-03	BM			2	2	
Santa Clara	SC-11	PCP				2	
Santa Clara	SC-11 SUR	PCP			2	2	
Santa Clara	SC-14	PCP	2				
Tello	TL-06	BM	2				
Tello	TL-09	BM	2				
Tello	TL-18A	BM				2	
Tello	TL-30	BM			2		
Tello	TL-44	BM	2				
Tello	TL-48	BM	2				
Tello	TL-65	BM			2		
Tello	TL-62	BES					3

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

En la tabla 12, se puede apreciar la repetibilidad de fallas por varilla en los pozos que tuvieron 2 o más de fallas por año. Los pozos con mayor grado de criticidad por varilla son PG-16, PG-03, TL-44, TL-48 y TL-65, resaltando así los campos Palogrande y Tello. Con un grado intermedio se pueden observar a los pozos DT-83, ORT-01 SUR, ORT-11, PG-30, PG-07, TL-06, TL-18A y TL-52; en esta clasificación vuelven a resaltar los campos Tello y Palogrande, acompañados también de Ortega y Dina Terciarios. En la clasificación de menor grado (verde) están presentes campos como Cebú, Santa Clara, Brisas, Dina Cretáceos, Tenay y Toldado.

Para fallas en tubería se puede observar la tabla 13, en donde 29 pozos han presentado 2 o más fallas por tubería desde el 2007 a 2011, según los criterios de clasificación mencionados anteriormente, ningún pozo en ésta tabla tiene categoría de crítico, sin embargo, en un nivel intermedio se pueden apreciar los pozos DK-28, SC-03 y SC-11 SUR, resaltando a los campos Dina Cretáceos y Santa Clara por daños en tubería. En la clasificación de menor criticidad se observan campos como Cebú, Dina Terciarios, Ortega, Palogrande, Pijao y Tello.

Finalmente se puede llegar a identificar los campos problema de la SOH, estos campos son en su orden de criticidad Palogrande, Tello, Dina Terciario y Santa Clara. A ésta lista también pueden entrar los campos Ortega y Dina Cretáceos, pero con un nivel de criticidad menor. Entonces, se tendrían un total de 6 campos y 195 pozos, en donde los que causan más impacto son los 4 primeros, que corresponden a 177 pozos.

3. ANÁLISIS FISCOQUÍMICO DE LOS FLUIDOS DE LOS CAMPOS DE LA SOH.

En este capítulo se busca identificar las características fisicoquímicas del agua y del gas de cada campo, tales como pH, sólidos, conductividad, cloruros, alcalinidad y dureza, parámetros que permiten identificar las características corrosivas y/o incrustantes del fluido, atendiendo normas y parámetros preestablecidos para su valoración, como los son la evaluación de índices de saturación mediante los métodos de Ryznar o Langelier.

Además se definirá si los gases presentes en estos campos como el CO₂ y el H₂S son peligrosos para la integridad del equipo de subsuelo, más específicamente para la tubería y/o varilla. En este orden de ideas, se determinará si la causa principal de las fallas de los campos problemas son la corrosión u otros parámetros químicos relacionados con el agua y el gas o la suma de ellos.

3.1 PROPIEDADES FISCOQUÍMICAS.

A continuación se muestran las diferentes propiedades del agua para la mayoría de los campos de la SOH, estas propiedades fueron tomadas en el laboratorio de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima. Se identificaron los límites óptimos de estas propiedades para que no afecten a los diferentes pozos; teniendo estos límites se compararán si los valores obtenidos en laboratorio están dentro de los rangos de calidad. Para tener una mayor comprensión de los diferentes parámetros se definirán a continuación.

- **pH:** Es una medida de la acidez o alcalinidad de una solución. El pH indica la concentración de iones hidronio [H₃O⁺] presentes. La sigla significa "potencial de hidrógeno".

Se expresa con la siguiente ecuación: $\text{PH} = -\log \{H^+\}$ y toma valores entre 1 y 14, donde el valor de 7 es neutro, < 7 ácidos y > 7 alcalinos^[15].

- **Conductividad:** Es una expresión numérica que describe la habilidad de transportar la corriente eléctrica y depende de la sustancia, la temperatura, entre otras^[15].

Su comportamiento se describe con la siguiente ecuación:

$$\text{SD} = (0.54 \text{ A } 0.96) * \text{CONDUCTIVIDAD}$$

Donde SD son las sustancias disueltas.

- **Dureza:** Es una propiedad causada por la presencia de cationes metálicos polivalentes, principalmente los iones Ca⁺⁺ y Mg⁺⁺, otros cationes también pueden

estar presentes en pequeñas cantidades, usualmente insignificantes, con excepción del sodio y el potasio^[15].

- **Alcalinidad:** Es la capacidad para neutralizar ácidos, reaccionar con iones hidrógeno y aceptar protones. Por lo tanto, es una medida de la cantidad de iones bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos presentes en el agua^[15].
- **Cloruros:** Este factor se debe tener en cuenta porque los cloruros promueven las picaduras (pitting) y otras formas de corrosión localizada en presencia de oxígeno u otros agentes oxidantes^[15].
- **Sólidos disueltos totales TDS:** Es la cantidad total de sólidos disueltos en el agua. Está relacionada con la Conductividad Eléctrica mediante la fórmula $TDS = C.E. (mmhos/cm) \times 700$; ppm. Se mide en ppm^[15].
- **Sólidos suspendidos totales SST:** Es la cantidad de sólidos que el agua conserva en suspensión después de 10 minutos de asentamiento. Se mide en ppm^[8].

El anexo 3 muestra las diferentes propiedades de la mayoría de los campos de la SOH. Sin embargo, se enfoca sólo en los 4 campos problema que fueron identificados en el anterior capítulo más el campo Dina Cretáceos.

Según la norma NACE MR0176, los valores de BSW mayores a 75%, son valores críticos y por ende se clasifican como rojo^[8]. También para los gases existe su límite y éste está dado por las normas NACE SP 0106 y la NACE MR 0176, ésta primera dice que para valores de CO₂ mayores a 2% Vol. (gas) y para H₂S mayor a 4 ppm^[9], los valores son críticos y por ende en la tabla 24 el color de su casilla es rojo; la norma NACE MR 0176 dice que para valores de CO₂ mayores a 1500 ppm, este parámetro es crítico (Cualquiera de las anteriores condiciones son señales de corrosión y no necesariamente deben estar presente todas).

Para los sólidos TSS, la norma que aplica para determinar concentración crítica es la norma NACE MR 0176, en donde para valores mayores a 10000 ppm el parámetro es crítico. Ésta misma norma aplica para el ión cloruro y su límite mayor es 5000 ppm^[8].

De acuerdo a las normas anteriores, si los límites anteriores son excedidos, los riesgos de corrosión severa son altos. Enfocándose a los campos problema anteriormente dichos, se tiene que:

Los 4 campos problema (Dina Terciarios, Tello, Santa Clara y Palogrande), tienen la peculiaridad de que tienen un BSW crítico, y altos valores para gases (H₂S y CO₂, a excepción de Dina terciarios que cuenta con valores medios), así mismo, valores intermedios de cloruros. Para Dina Cretáceos se tiene un BSW alto y valores elevados de gases (H₂S y el CO₂), al igual que para cloruros.

- **Cálculo de los Índices de Ryznar y Langelier.**

El índice de Langelier, sirve para predecir el pH de saturación de cualquier agua teniendo en cuenta los equilibrios del carbonato cálcico y su solubilidad a diferentes temperaturas. Si el índice de Langelier de un agua es negativo su tendencia será a ser corrosiva (disolver carbonato cálcico). En general se interpreta como la posibilidad de que el agua sea agresiva. Si el índice de Langelier es positivo, el agua tendrá tendencia a formar incrustaciones de carbonato cálcico. Cuanto más alejado está el pH del agua del pH de saturación, más pronunciada será la inestabilidad.

Basándose en diversos estudios reales sobre distintos sistemas, Ryznar modificó el índice de Langelier para predecir la tendencia incrustante o corrosiva de un agua. $IR = 2 pHs - pH$. Si el resultado es inferior a 6, el agua tendrá tendencia incrustante y si este es superior a 7 la tendencia será corrosiva ^[15].

$$ISL = pH - pHs \quad (3.1)$$

$$IR = 2pHs - pH \quad (3.2)$$

Donde:

pH = -Log [H⁺]

pHs (pH de saturación de CaCO₃)

$$pHs = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad (3.3)$$

$$A = \frac{(\log_{10}(TDS)-1)}{10} \quad (3.4)$$

$$B = -13.12 \log_{10}(\text{°C} + 273) + 34.55 \quad (3.5)$$

$$C = \log_{10}[Ca^{++} \text{ unidades de } CaCO_3] - 0.4 \quad (3.6)$$

$$D = \log_{10}[Alc. \text{ unidades } CaCO_3] \quad (3.7)$$

ISL=0 Neutra	IR=6.5 Neutra
ISL>0 Depósitos-Incrustación	IR>6.5 Corrosiva
ISL<0 Corrosiva	IR<6.5 Incrustante

A continuación se enseña una muestra de cálculo para el campo Tello, en donde se determinará si el agua de este campo es corrosiva o incrustante. De acuerdo a la ecuación 3.1, para el ISL se tiene lo siguiente:

$$ISL = 7.1 - pHs$$

Para calcular el pHs, se usan las ecuaciones 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7, las cuales sirven para calcular los subíndices A, B, C y D. Reemplazando en la ecuación 3.4 se obtiene el subíndice A, entonces se tiene que:

$$A = \frac{(\log_{10}(9920.5) - 1)}{10} = 0.299$$

$$A = 0.299$$

Reemplazando en la ecuación 3.5 se halla el subíndice B.

$$B = -13.12 \text{Log}_{10}(60.6 + 273) + 34.55 = 1.445$$

$$B = 1.445$$

Para el subíndice C, se reemplaza en la ecuación 3.6 y se obtiene:

$$C = \text{Log}_{10}[965.3] - 0.4 = 2.584$$

$$C = 2.584$$

Reemplazando en la ecuación 3.7 se obtiene lo siguiente:

$$D = \text{Log}_{10}[690.3] = 2.839$$

Finalmente se calcula el pHs usando la ecuación 3.3, reemplazando se tiene:

$$pHs = (9.3 + 0.299 + 1.445) - (2.584 + 2.839) = 5.621$$

$$pHs = 5.621$$

Teniendo el pHs calculado, se reemplaza en la ecuación 3.1 y se obtiene el ISL, entonces reemplazando y calculando se tiene:

$$ISL = 7.1 - 5.621 = 1.479$$

$ISL = 1.479$ → Según este valor, esta agua es de tipo incrustante debido a que el $ISL > 0$

Para calcular el índice de Ryznar, se reemplaza en la ecuación 3.2 y se obtiene lo siguiente:

$$IR = 2(5.621) - 7.1 = 4.142$$

$IR = 4.142$ → Según este valor, esta agua es de tipo incrustante debido a que el $IR < 6.5$

Tabla 14. Índices de Langelier y de Ryznar – SOH, 2011.

CAMPOS	TDS ppm	PH	A	B	C	D	pHs	ISL	IR
Andalucía	2234.496	7.000	0.235	1.839	1.503	2.813	7.058	-0.058	7.116
Arrayán	30859.600	7.000	0.349	1.629	2.946	2.602	5.730	1.270	4.460
Brisas	10316.277	7.828	0.301	1.705	2.439	2.744	6.123	1.705	4.418
Cebú	7461.016	7.490	0.287	1.441	2.524	2.667	5.837	1.653	4.184
D. Cretáceos	8426.760	7.502	0.293	1.474	2.484	2.638	5.944	1.558	4.386
D. Terciarios	2728.691	7.446	0.244	1.802	2.144	2.471	6.730	0.716	6.014
Palogrande	6158.411	7.591	0.279	1.538	2.519	2.663	5.935	1.656	4.279
Quimbaya	1175.150	7.250	0.207	1.542	2.238	2.423	6.387	0.863	5.524
Santa Clara	9384.598	6.995	0.297	1.796	2.791	2.986	5.616	1.379	4.237
Tello	9920.502	7.110	0.300	1.446	2.585	2.839	5.622	1.488	4.134
Tempranillo	617.394	7.190	0.179	1.748	2.202	2.462	6.563	0.627	5.935
Tenay	16744.085	7.055	0.322	1.669	3.142	2.740	5.409	1.646	3.763
Toldado	5483.092	7.243	0.274	1.610	2.554	2.714	5.916	1.326	4.590

El color azul en la tabla 14 significa que el agua del campo es de comportamiento incrustante y el color rojo se refiere a que es corrosiva, siguiendo esta nomenclatura se tiene que la mayoría de las aguas de los campos de la SOH presentan comportamiento incrustante, sólo el agua del campo Andalucía tiene comportamiento corrosivo.

3.2 GASES, AGENTES Y AMBIENTES CORROSIVOS.

Como se pudo observar en la tabla 14, la mayoría de las aguas provenientes de los campos de la SOH son de comportamiento incrustante, no obstante, éste tipo de comportamiento sólo nos genera problemas de taponamientos y pegas. Cuando las incrustaciones se forman en la tubería, “el área protegida o aislada por debajo de la incrustación es vulnerable a la corrosión del tipo celda de concentración”^[1].

Para efectos de fallas químicas de tubería y/o varilla, la corrosión es el inicio de ellas, siendo ésta la causa del rompimiento y adelgazamiento de espesor en tuberías y varillas. La corrosión es un problema costoso en la industria del petróleo, lo cual requiere unas consideraciones especiales en el diseño de los equipos de producción. En los pozos de petróleo existen al menos dos tipos de ambientes desde el punto de vista corrosivo^[13]:

- Ambientes Ácidos: Según la norma para presión parcial del H₂S mayor que 0.05 psia (0.34 Kpa) en la fase gaseosa, puede producirse agrietamiento bajo esfuerzo (Stress Cracking) en aceros y aleaciones de bajo carbono^[7].
- Ambientes Corrosivos: La severidad del ambiente corrosivo depende de la presión parcial del CO₂ en la fase gaseosa.

Cuadro 1. Severidad del ambiente según la presión parcial del CO₂.

Presión Parcial de CO ₂	Severidad de la Corrosión
Menor de 7 psi (0.5 atm)	Mediano o no Corrosivo
Mayor de 7 psi (0.5 atm)	Moderada
Mayor de 30 psi (2 atm)	Alta

Fuente: Enhanced Recovery Engineering Including Design, Completion and Production Practices. Corrosion, World Oil 1997.

El H₂S, CO₂ y el O₂, son agentes que contribuyen a la corrosión, por ejemplo, la velocidad de corrosión viene dada por el oxígeno y las bacterias sulfato reductoras. Estos agentes gaseosos (o también conocidos como gases disueltos) generan en el pozo problemas y deben ser controlados. A continuación se enseña una breve definición de estos gases y las consecuencias que éstos generan en el pozo.

- **Gases disueltos.** El oxígeno, el dióxido de carbono (gas carbónico) y el sulfuro de hidrógeno constituyen generalmente la causa química de la corrosión en los fluidos del pozo. Éstos se pueden calificar como agentes corrosivos.

El oxígeno intensifica la reacción catódica, la cual, a su vez, aumenta la velocidad de corrosión. La corrosión por oxígeno suele causar picaduras, y está caracterizada por éstas. El oxígeno, un despolarizador catódico, también aumenta la severidad de la corrosión causada por otros gases disueltos, como H₂S y CO₂ ^[1].

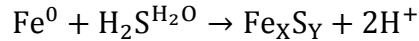
- **Dióxido de carbono (CO₂).** El dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃), reduciendo el pH. Por este motivo, se considera generalmente como un “gas ácido”. El dióxido de carbono causará la corrosión (como otros ácidos) por desprendimiento de hidrógeno.

A diferencia del oxígeno, el dióxido de carbono/ácido carbónico ataca el hierro directamente, formando carbonato de hierro en el ánodo de la celda de corrosión. Si hay oxígeno presente, éste despolarizará el cátodo. Cuando el ácido carbónico está reaccionando con el hierro en el ánodo y el oxígeno está despolarizando el cátodo, el ataque combinado de los dos gases será mayor que la suma de los daños causados por cada gas individualmente ^[1].

El ataque de dióxido de carbono (gas ácido) resulta generalmente en la formación de picaduras y ranuras que tienen un aspecto “agusanado”. Se debe tener en cuenta el BSW, debido a que la reacción de la corrosión con CO₂ solo se genera en presencia de agua.

- **Sulfuro de hidrógeno (H₂S).** El H₂S es un gas ácido reactivo y corrosivo que puede causar daños graves a los equipos. El gas se disuelve en la fase acuosa para formar ácido hidrosulfúrico. Este ácido es muy destructivo y puede causar la fisuración por

acción del sulfuro de hidrógeno bajo tensión de los aceros vulnerables. La reacción química simplificada de la corrosión por H₂S se puede escribir de la siguiente manera [1].



El sulfuro de hierro formado por esta reacción se adhiere fuertemente a las superficies de acero en forma de incrustación negra. Picaduras también pueden formarse por debajo de la incrustación y reducir la vida útil de la tubería, formando la base para la fisuración inicial y la rotura por fatiga.

Los iones hidrógeno producidos por la reacción anterior pueden causar la rotura por fragilidad del metal resultante de la fisuración bajo tensión o de la ruptura por absorción de hidrógeno. Para los aceros de alta resistencia como las tuberías P-100, las concentraciones tan bajas como 1 ppm de H₂S a un pH bajo causarán la fisuración después de cierto tiempo.

De acuerdo a lo expuesto en los párrafos anteriores, se analizarán los campos que se han venido estudiando en ésta unidad. A parte de los agentes corrosivos, se debe tener en cuenta el pH ya que para pH<7 la corrosión es acelerada y viceversa para pH>7 (condiciones alcalinas).

En este orden de ideas y observando de antemano el anexo 3 y las respectivas normas NACE (MR 0175-88, SP 0106 y MR 0176), se llega a la conclusión que los campos Dina Cretáceos, Palogrande, Santa Clara y Tello sufren de problemas severos de corrosión por presencia de gases, el campo Dina Terciarios tiene niveles de CO₂ y H₂S que están por debajo del límite severo, sin embargo está muy cerca a éste.

El 88% de los campos de la SOH tiene corte de agua con probabilidad a generar corrosión, entre estos se tienen a los campos Dina Cretáceos, Dina Terciarios, Palogrande, Santa Clara y Tello. Se tiene que tener bastante cuidado con el corte de agua, ya que gracias a éste, se forman ácidos corrosivos con los gases disueltos (H₂S y CO₂) en el pozo y así acelerar la corrosión y generar fisuras, ranuras y/o picaduras.

En cambio, campos como Palogrande, Santa Clara y Tello, son de preocuparse debido a que son campos con pocos pozos (17, 24 y 28 respectivamente) y altos números de fallas (relación de falla/pozo de 0.35, 1 y 1.25 respectivamente) y esto se ve reflejado en las propiedades fisicoquímicas de sus fluidos, alto corte de agua y valores altos para CO₂ y H₂S fluidos que generan corrosión acelerada en el equipo de subsuelo.

4. PARALELO TÉCNICO-ECONÓMICO ENTRE LAS TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.

En esta parte del estudio se analizarán desde un punto de vista técnico y económico, los sistemas de inspección que se usan o se han usado en la SOH para inspeccionar la integridad de la tubería y varilla (Partículas magnéticas, EMI, WellTech en boca de pozo, Inspección Visual y Ultrasonido), en donde la SOH busca optimizar la inspección de la integridad de estos equipos usando la inspección en boca de pozo con la herramienta WellTech, sin embargo, para ello se debe comprobar económicamente y técnicamente, si este tipo de inspección es viable o no; además que su tecnología debe ser lo suficientemente confiable para satisfacer las necesidades de la empresa.

Las herramientas y los procedimientos utilizados en cada método variarán ampliamente de acuerdo a su principio de funcionamiento, sin embargo, se aclara que todos los métodos van profundamente ligados al método de inspección visual. La inspección es un servicio que prestan muchas compañías, pero actualmente Ecopetrol S.A. tiene contrato con ATP Ingeniería que realiza inspección visual a la tubería y varilla. Éste servicio va incluido con limpieza, reparación, prueba de presión (tubería) y lavado con inhibidor de corrosión.

4.1 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.

Para tener una mayor comprensión de los diferentes métodos que se usaran para éste estudio, a continuación se exponen cada uno de los diferentes métodos, se empezará por explicar el método de inspección más usado y antiguo, la inspección visual.

4.1.1 Inspección Visual.

La inspección visual es el primer control de componentes nuevos y también de aquellos durante su servicio. Éste es considerado como el más viejo y barato de los métodos de inspección. También es considerado como uno de los más importantes, además es aplicable a todos los escenarios. Consiste esencialmente en revisar la calidad de las superficies revelando defectos de la misma, ya sean de fábrica o después de un tiempo de operación^[6]. Los defectos posibles a detectar mediante este método son:

- Abrasión: ocasionada generalmente por arena y suciedad, las cuales ocasionan un daño mecánico.
- Daños Mecánicos: normalmente golpes al manipular el equipo, o malos esfuerzos generados en la operación diaria de éste (varilla y/o tubería).
- Daños de fundición: (poros) mayormente por la inclusión de arena de fundición.

- Fisuras: una de las causas que generan más fallas en cuanto a tubería y/o varilla, pueden ser diminutas pero los daños que ocasionan son grandes.

La inspección visual puede complementarse con otras herramientas (a diferencia de los ojos) como una lupa, un telescopio, gafas o microscopio. Defectos tales como corrosión interna, no puede ser vista sólo con los ojos, sin embargo, fácilmente puede ser detectado y registrado usando equipos complementarios.

Figura 11. Inspección Visual.



Fuente: IAEA, International Atomic Energy Agency, “*Non-Destructive Testing for Plant Life Assessment*”. p 8. 2005.

Ventajas:

- Método muy económico.
- Aplicable a todos los escenarios.
- No requiere entrenamiento extensivo.
- Resultados instantáneos.

Limitaciones:

- Limitado a inspección superficial.
- La superficie debe estar limpia.
- Debe ser realizada por personal experto.
- Requiere buena luz.

- Requiere ojos en buenas condiciones.

La limitación principal de este método es en cuanto se refiere a la detección de fisuras, pues como es comprensible, la visión humana tiene sus limitaciones^[17].

4.1.2 Inspección con WellTech.

Es un sistema de inspección diseñado para inspeccionar tubería de producción (tubing) en cabeza de pozo. El cabezal de inspección es instalado fácil y rápidamente sobre la mesa de trabajo del equipo (taladro o equipo de W.O.) ubicado justo encima de las cuñas neumáticas. La tubería es inspeccionada a medida que se va extrayendo del pozo^[2].

El sistema de inspección permite una rápida y confiable inspección en el sitio de trabajo ofreciendo al operario un conocimiento inmediato de la condición general del tubing.

Figura 12. Inspección con WellTech en boca de pozo.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “Asistencia técnica profesional”. 2011.

- **Especificaciones generales.**

Cuadro 2. Especificaciones generales del sistema.

Parámetro	Rango
Diámetros de Tubería	2 3/8” a 4 1/2”
Velocidad de Inspección	50-150 ft/min
Tiempo de calibración	10-20 min

Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “Asistencia técnica profesional”. 2011.

- **Capacidad de detección:**
 - Grietas transversales, pitting (corrosión)
 - Monitoreo de las paredes del tubo, detecta desgaste por varilla.
 - SPLIT-Check sistema neumático exclusivo el cual detecta roturas en la superficie del tubo de punta a punta.
 - No inspecciona acoples ni roscas del tubo.

- **Componentes del sistema.**

El sistema está compuesto por dos componentes principales, estos son la consola electrónica (la consola trabaja a dúo con un computador) y el cabezal de inspección. En cuanto a la consola se tiene que todos los ajustes son realizados a través del computador, sin usar perillas ni swiches neumáticos; por medio de ésta se pueden detectar fugas, agujeros, roturas (SPLIT-Check) y como objetivo principal monitorea los espesores de la tubería; la adquisición de los datos es inmediata.

El cabezal de inspección cuenta con sensores para medición de la pared y detección de defectos (diseño del sensor sin contacto), además, tiene gomas centralizadoras y limpiadores del exterior del tubing. Su estructura es de aluminio muy resistente, ecológicamente sellada, con ganchos para su elevación a la mesa rotaria o parrilla (depende del equipo de W.O.)

Limitaciones.

- Su tamaño puede generar problemas en algunos equipos de W.O.
- No sirve para inspeccionar roscas ni cuplas.
- El tubo debe estar razonablemente recto.
- Máxima velocidad es de 250 ft/min.

Ventajas.

- Reduce la intervención en los pozos por medio de reemplazo de tubing, disminuyendo en consecuencias la exposición y los riesgos para el personal.
- Minimiza exposición de desechos petrolizados impregnados en la tubería hacia otras áreas.

- Evita el riesgo por traslado de la tubería hacia los centros de prueba. Se realiza la evaluación en el sitio de trabajo.

Además de las anteriores ventajas, el sistema de inspección por WellTech en boca de pozo, genera ahorros en transporte debido a que habría una reducción considerable de costos en el rubro transporte ya que de la forma tradicional (inspección visual en taller) todos los tubos son transportados desde el pozo a un patio de almacenaje, luego al patio de la contratista (actualmente ATP) y una vez reacondicionado, el tubo es transportado al patio de Ecopetrol y posteriormente al pozo. Con este sistema sólo son transportados los tubos rechazados.

Cabe resaltar que de la forma tradicional, cuando se manipula la tubería ocurren daños por golpes en el cuerpo y las conexiones, adicionalmente el tiempo de exposición a la intemperie aumenta su deterioro. Con el sistema WellTech estos daños en la tubería son minimizados.

De esta manera, el sistema permite determinar en sitio y en tiempo real, la condición de la sarta de producción logrando de esta manera darle mayor utilidad a la tubería. Asimismo, es posible optimizar los inventarios de tuberías ya que el sistema lleva un registro por pozo del desgaste y condición de la tubería, pudiéndose estimar la cantidad de tubos que serán necesarios en la próxima intervención.

- **Funcionamiento de la herramienta.**

- El WellTech trabaja con tecnología de Flujo de Campo Electromagnético el cual es generado a través de dos bobinas internas en forma de anillo.
- Este flujo incide sobre las paredes del tubo de manera uniforme.
- Toda imperfección en las paredes del tubo, es detectada por un sistema electrónico que envía las señales magnéticas hacia la computadora.
- La computadora se encarga de graficar estas señales a través de un programa denominado RDS Truck.
- Las gráficas representan los desgastes o fallas en las paredes del tubo.

4.1.3 Inspección con Ultrasonido.

Un método muy antiguo es utilizar ondas de sonido para determinar defectos. Si una pieza de metal es golpeada con un martillo, producirá ciertas notas audibles, las cuales pueden alterarse en resonancia y tono por la presencia de imperfecciones internas. Sin embargo, esta técnica de golpear con un martillo y escuchar el sonido es útil sólo para detectar grandes defectos^[6].

Su aplicación permite conocer la integridad del material en su espesor y detectar discontinuidades internas y defectos como fisuras, falsas uniones, laminaciones, inclusiones y porosidad que no son visibles en la superficie de la muestra. Además de la determinación de diferencias en la estructura del material y sus propiedades físicas. Se puede usar en todos los metales y materiales no metálicos duros; láminas, tubos, varillas y soldaduras.

Consiste en utilizar ondas de sonido fuera del intervalo auditivo, con una frecuencia de 1 a 5 millones de Hz (ciclos por segundo) de aquí el término ultrasónico. El método ultrasónico es una prueba no destructiva, confiable y rápida que emplea ondas sonoras de alta frecuencia producidas electrónicamente que penetrarán metales, líquidos y muchos otros materiales a velocidades de varios miles de metros por segundo. Las ondas ultrasónicas para ensayos no destructivos generalmente las producen materiales piezoeléctricos, los cuales sufren un cambio en su dimensión física cuando se someten a un campo eléctrico.

Si la onda ultrasónica viaja a través de la muestra sin encontrar ninguna imperfección, la señal recibida será relativamente grande. Si hay imperfección en la trayectoria de la onda ultrasónica, parte de la energía se reflejará y la señal que recibirá el transductor de recepción se reducirá^[15].

Figura 13. Inspección ultrasónica en patios de ATP Ingeniería LTDA.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

Todos los equipos que trabajen con la técnica de contacto requieren de un acoplante (líquido más o menos viscoso que se utiliza para permitir el paso de las ondas del transductor a la pieza bajo examinación) en forma de película fina, debido a que el aire atenuaría la mayoría de la energía ultrasónica. Este método de contacto se adapta perfectamente a la geometría de la tubería.

Ventajas.

- Poder superior de penetración, el cual permite la detección de defectos bajo la superficie del material.
- Alta sensibilidad, permitiendo la detección de defectos extremadamente pequeños.
- Mayor exactitud que otros métodos no destructivos en la determinación de la posición de defectos internos.
- Solamente necesita una superficie para acceder.
- La operación es electrónica, que proporciona indicaciones casi instantáneas de defectos.
- Portabilidad.
- Proporciona una salida de datos digital para ser procesados en un computador para caracterizar defectos y para determinar características del material inspeccionado.

Limitaciones.

- La operación manual requiere la atención cuidadosa de técnicos experimentados.
- Se requiere extenso conocimiento técnico para el desarrollo de los procedimientos de la inspección.
- Las piezas que son ásperas, de forma irregular, muy pequeña o fina, o no homogéneas son difíciles de examinar.
- Las discontinuidades que están presentes en una capa baja inmediatamente debajo de la superficie pueden no ser perceptibles.
- Es necesario un acoplante para proporcionar una transferencia eficaz de la energía de onda ultrasónica entre los transductores y las piezas que son examinadas.

4.1.4 Inspección con Partículas Magnéticas.

Éste es un método para detectar la presencia de fisuras, recubrimientos, rasgones, inclusiones y discontinuidades semejantes en materiales ferromagnéticos como el hierro y el acero. El método detectará discontinuidades de la superficie demasiado finas para apreciarse a simple vista y también detectará discontinuidades ligeramente por debajo de la superficie. No es aplicable a materiales no magnéticos ^[6].

La inspección por partículas magnéticas puede realizarse en diversas formas. La pieza que se va a inspeccionar puede magnetizarse y luego cubrirse con finas partículas magnéticas (polvo de hierro); esto se conoce como método residual. O bien, la magnetización y aplicación de las partículas puede hacerse simultáneamente, lo cual se conoce como método continuo. Las partículas magnéticas pueden mantenerse en suspensión en un líquido que se vierte sobre la pieza, o la pieza puede sumergirse en la suspensión (método húmedo). En algunas aplicaciones, las partículas, en forma de fino polvo, se esparcen sobre la superficie de la pieza de trabajo (método seco). La presencia de una discontinuidad se revela por la formación y adherencia de un arreglo característico de las partículas sobre la discontinuidad en la superficie de la pieza de trabajo. Este arreglo recibe el nombre de indicación y adquiere la forma aproximada de la proyección superficial de la discontinuidad.

Ventajas:

- Las piezas se pueden inspeccionar en serie, obteniendo resultados seguros e inmediatos.
- Portabilidad y adaptabilidad a muestras pequeñas o grandes.
- Detecta tanto discontinuidades superficiales como internas.
- Las indicaciones son producidas directamente en la superficie de la pieza, indicando la longitud, localización, tamaño y forma de las discontinuidades.
- El equipo no requiere de un mantenimiento extensivo.

Desventajas:

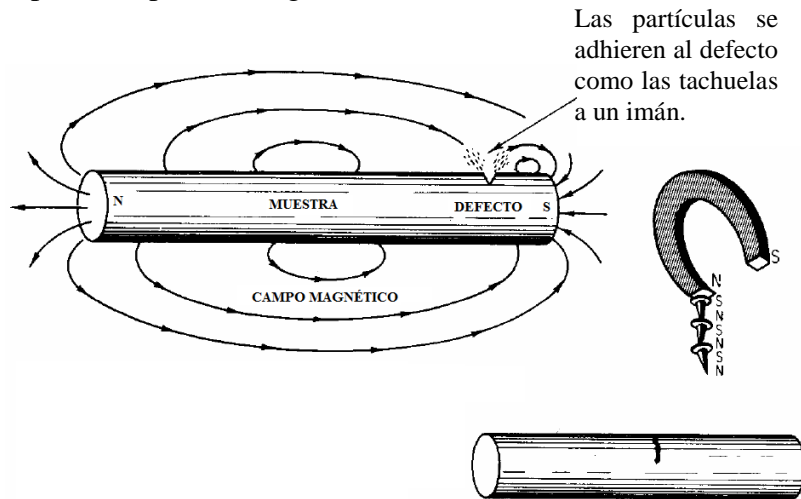
- Es aplicable solamente a materiales ferromagnéticos.
- Requiere de una fuente de poder.
- Utiliza partículas de hierro con criba de 100 mallas (0.00008 in).
- No detectará discontinuidades que se encuentren en profundidades mayores de 1/4".
- La detección de una discontinuidad dependerá de muchas variables, tales como la permeabilidad del material, tipo, localización y orientación de la discontinuidad, etc.
- Se requieren dos o más inspecciones secuenciales con diferentes magnetizaciones.
- Generalmente después de la inspección se requiere de una desmagnetización.

Cuando la discontinuidad está abierta a la superficie, el campo magnético se fuga hacia la superficie y forma pequeños polos norte y sur que atraen a las partículas magnéticas (figura

14). Cuando pequeñas discontinuidades están bajo la superficie, alguna parte del campo aún podría desviarse a la superficie, pero la fuga es menor y se atraen menos partículas, con lo que la indicación obtenida es mucho más débil. Si la discontinuidad está muy lejos por debajo de la superficie, no habrá ninguna fuga del campo magnético y, en consecuencia, no se obtendrá indicación alguna^[11].

La sensibilidad del método de inspección por partículas magnéticas se ve afectada por muchos factores, incluyendo la concentración de la suspensión indicadora, el tiempo de contacto de la suspensión con la pieza, el tiempo permitido para que se formen las indicaciones, el tiempo que se mantiene activa la corriente de magnetización, y la intensidad de la corriente de magnetización.

Figura 14. Principio de la prueba Magnaflux.



Fuente: ORDOÑEZ, Stella. “*Técnicas Experimentales en Metalurgia*”. Universidad de Chile. p 90. 2006.

4.1.5 Inspección Electromagnética Usando un Equipo SV-3 (EMI).

Esta inspección se realiza con un equipo de inspección electromagnética el cual consta de un buggy y una bobina que pasa a lo largo del tubo, aplicándole una corriente eléctrica, esta genera un campo magnético a través del tubo para detectar defectos transversales y el espesor de pared, se transmite por medio de ocho sensores (zapatitas) a una consola que recibe la señal y la grafica para cualquier problema posterior^[17].

Cuando se detecta alguna imperfección, esta se evalúa y se clasifica de acuerdo a las normas API.

Figura 15. Inspección Electromagnética por SV-3 (EMI).



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

Con estos métodos se busca realizar una selección de varillas y tubería que aun puedan seguir en uso y así saber en realidad cuantos tubos o varillas se necesitan nuevas, para no recurrir a cambiar todo el equipo.

Limitaciones

- No sirve para inspeccionar roscas ni cuplas.
- El tubo debe estar razonablemente recto y limpio.
- Riesgo por traslado de la tubería hacia los centros de prueba.

Ventajas.

- Alta velocidad de inspección por tubo.
- Inspecciona tubería con diámetros de 2-3/8” a 6-5/8”.
- Su monitoreo se realiza por computadora.
- Instalación y calibración rápida y sencilla en la locación.
- Diseñado y construido con estándares de calidad altos que pide cumplir la industria.
- No requiere de arduo entrenamiento para la interpretación de resultados.

4.2 EVALUACIÓN DE FACTORES NO FINANCIEROS.

Usando la metodología de asignación de pesos conocida como Método de SCORING se aplicó ésta para 18 criterios de comparación preestablecidos, se evaluaron cinco (5) alternativas de inspección de integridad para la aplicación específica de inspección de tubería y varilla en boca de pozo. Para tener un mejor panorama acerca de la metodología de SCORING, se resume este método en el anexo 5.

La tabla 15 muestra el Score calculado y el rating para cada técnica de inspección después de haber seguido los pasos del anexo 5 (Método de Scoring).

Tabla 15. Score para cada técnica de inspección.

Criterios		Ponderación Wi (Criterios)	Técnicas de Inspección				
			Visual	WellTech	EMI	Ultrasonido	Partículas Magnéticas
1	Velocidad de Inspección.	3	2	5	5	2	1
2	Madurez del Método.	3	5	2	4	4	3
3	Probabilidad de detección de pérdidas de espesor.	5	3	5	5	4	2
4	Confiabilidad de la información.	5	3	5	5	3	2
5	Disponibilidad.	4	5	3	4	4	4
6	Capacitación del personal.	3	5	4	3	3	3
7	Portabilidad.	5	5	5	4	5	4
8	Seguridad del procedimiento.	4	4	4	4	4	3
9	Inspección en boca de pozo.	5	3	5	1	3	2
10	Inspección de acoples.	3	5	1	1	1	1
11	Calibración del equipo.	3	5	4	4	3	3
12	Salida de datos digital.	4	1	5	5	3	2
13	Mantenimiento del equipo de Inspección.	2	5	3	3	2	2
14	Requerimiento de fuentes de poder para su funcionamiento	1	5	3	3	5	3
15	Clasificación de la muestra de acuerdo a la severidad de los defectos.	4	3	5	4	3	2
16	Facilidad de la operación.	3	5	4	3	5	5
17	Cantidad de personal necesario para la inspección.	3	5	3	2	5	5
18	Uso en cualquier superficie.	3	2	2	2	4	1
SCORE (S_j)			239	252	224	221	167
RANKING			2	1	3	4	5

Los resultados del análisis de alternativas de inspección con el método SCORING arrojaron que el método técnicamente más efectivo es el método con la herramienta WellTech. La tabla 16 muestra el ranking de técnicas de inspección usadas en este estudio.

Tabla 16. Ranking de técnicas de inspección.

Ranking	Técnica de Inspección	Puntaje
1	WellTech	252
2	Visual	239
3	EMI	224
4	Ultrasonido	221
5	Partículas Magnéticas	167

Basándose en estos resultados se prioriza para realizar la evaluación de factores económicos a las tres primeras técnicas (WellTech, EMI e Inspección Visual).

4.3 EVALUACION DE FACTORES ECONÓMICOS.

Los factores económicos para la inspección de tubería y varilla contribuyen a costos y gastos incurridos para la realización de esta, gastos como transporte, limpieza y tiempo son de gran impacto y se les debe prestar mucha atención.

Después de analizar y escoger las técnicas de inspección de acuerdo a parámetros de calidad, se procederá a estudiar desde el punto de vista económico las mejores tres (3) técnicas de inspección según los factores no financieros. Es de gran importancia visualizar la parte económica para poder inferir si X técnica es viable o no financieramente. Cabe aclarar que las empresas que actualmente prestan el servicio de inspección visual agregan a este un conjunto de servicios, generando así un paquete muy completo de servicios, entre estos se encuentran el servicio de conejeo, limpieza, inspección por ultrasonido, EMI, prueba hidrostática, entre otros.

4.3.1 Costos de Inspección Visual y EMI.

ATP Ingeniería colaboró con este estudio y da una tarifa para la inspección visual, incluyendo todos los servicios anexados a esta, desde el transporte a los patios hasta la protección con inhibidores de corrosión, la tabla 17 muestra de manera detallada el costo de cada servicio que se le ejecuta a la tubería que llega a los patios de ATP Ingeniería.

En la tabla 17 se muestran de forma secuencial los eventos que cada tubo debe pasar al ser llevado a patio para su inspección.

Estos precios cambian de acuerdo al tipo de contrato que tenga el personal y a la forma de cobrar la empresa prestadora del servicio, por ejemplo el montacargas puede ser cobrado por hora o por día. Además, un tubo o varilla que se encuentre en buen estado omitirá ciertas partes del paso a paso de inspección, es decir, si un tubo tiene sus roscas bien, el costo de “reparación de roscas” no aplicaría para este tubo, en cambio la prueba hidrostática aplica para todos los tubos, esto por razones de seguridad.

Tabla 17. Costos de inspección visual para tubería. ATP Ingeniería 2011.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	V. UNITARIO
1	Montacargas.	Hora	130,000
2	Inspección visual de tubería de 2-7/8" y 3-1/2" EU.	Junta	14,000
3	Conejeo de tubería (Fld - Full Length Drifting).	Junta	12,000
4	Limpieza interna y externa mecánica de tubería.	Junta	45,000
5	Inspección ultrasonido (utth) tubing 2-7/8" y 3-1/2" EU.	Junta	14,000
6	Inspección electromagnética (EMI).	Junta	25,000
7	Retirada e instalada de coupling con grasas en tubería.	Unidad	22,000
8	Reparación de roscas en tubería.	Unidad	80,000
9	Limpieza de protectores para tubería aplicando grasa MODIFIELD.	Junta	8,000
10	Prueba hidrostática a tubería de producción.	Junta	23,000
11	Protección de cuerpo externo con inhibidor de corrosión RUST-GUARD.	Junta	15,000

Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

La inspección electromagnética (EMI) y la inspección por ultrasonido, son inspecciones que se le ejecutan a la muestra para verificar lo que en la inspección visual se observa, si hay dudas en una inspección visual se recurre a la inspección por ultrasonido (verificación de espesor), y si es necesaria una inspección más detallada se recurre a la inspección electromagnética (EMI).

La tabla 18, muestra los costos para inspeccionar varilla desde la inspección visual hasta la aplicación de grasa modifield.

Tabla 18. Costos de inspección visual para varillas. ATP Ingeniería 2011.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	V. UNITARIO
1	Inspección Visual de Varillas de 3/4" - 7/8" - 1"	UN	\$ 10,350
2	Retiro de Coupling de Varillas DE 3/4" - 7/8" - 1"	UN	\$ 8,797
3	Limpieza de Varillas de 3/4" - 7/8" - 1"	UN	\$ 2,277
4	Inspección de Varillas con Luz Negra de 3/4" - 7/8" - 1"	UN	\$ 4,657
5	Instalación de Coupling y Suministro de Protectores para Varilla Aplicando Grasa Modifield.	UN	\$ 6,727
TOTAL			\$ 32,808

Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

De esta manera, el costo de inspección para tubería usando el servicio de inspección visual (con todos los subservicios que se adhieren a esta) sería de **\$ 258,000** pesos por junta inspeccionada (Doscientos cincuenta y ocho mil pesos), **sin incluir el montacargas** y realizándole todos los demás subservicios (inspección visual, conejeo de tubería, limpieza interna y externa, inspección con ultrasonido, EMI, retirada e instalada de coupling con grasas en tubería, limpieza de protectores para tubería aplicando grasa, prueba hidrostática y aplicación externa de inhibidor).

El montacargas no se tiene en cuenta, debido a que el precio de este debe ser dividido en la cantidad de tubos que son transportados en el vehículo, además se está observando desde un escenario pesimista en donde el tubo está en malas condiciones y por ende se le deben de realizar todos los subservicios mencionados anteriormente.

Ahora bien, para varilla el costo por inspección visual sería de **32,900 pesos** (Treinta y dos mil novecientos pesos), teniendo en cuenta que la barra pasa por todos los subservicios, sin embargo si una varilla está en condiciones óptimas sólo será necesario realizarle inspección visual.

4.3.2 Costos de Inspección con la herramienta WellTech.

Para el servicio de inspección con la herramienta WellTech, los precios difieren de cuan tan profundo es el pozo a inspeccionar, entre más profundo sea este, más económico será el servicio. Sin embargo, Ecopetrol está gestionando para que se cobre de una mejor manera, de ser así, se cobraría el servicio por pie inspeccionado/mes y no pie inspeccionado/pozo. No obstante, la cotización para la fecha es como se muestra en la tabla 19.

Tabla 19. Costos de Inspección con la herramienta WellTech. ATP Ingeniería 2011.

Ítem	Tubería inspeccionada (ft).	Unidad.	Cantidad.	Costo (pesos).	Con Iva.
1	1 a 5000 ft	Ft	1	4400	5104
2	5000 a 10000 ft	Ft	1	3650	4234
3	10000 a 20000 ft	Ft	1	3000	3480

Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

Según la tabla 19, se deduce que entre más profundo sea un pozo, más económica será su inspección, sin embargo, muy pocos pozos exceden los 10000 ft de profundidad, la mayoría de estos están entre 5000 y 10000 ft. La tabla 20 muestra las profundidades promedio de los campos de la SOH.

Tabla 20. Profundidades promedio de los campos de la SOH.

No.	Campo	Profundidad promedio (Ft)	No.	Campo	Profundidad promedio (Ft)
1	Andalucía	2175	11	Pacandé	6871
2	Arrayán	11796	12	Palogrande	6544
3	Brisas	4573	13	Pijao	7175
4	Caimito	3502	14	Quimbaya	5978
5	Cebú	5345	15	Santa clara	3113
6	Dina cretáceos	6764	16	Tello	8600
7	Dina terciarios	3711	17	Tempranillo	9943
8	La jagua	5734	18	Ténax	12233
9	Loma larga	4947	19	Tenay	12401
10	Ortega	6877	20	Toldado	6439
21	Toy	1121			

Fuente: ECOPETROL S.A., 2011, “*Base de Datos Ecopetrol S.A.*”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.

Al observar la tabla 20, se puede observar que solo 3 campos de la SOH superan los 10000 ft de profundidad, 11 están entre 5000 y 10000 ft, y los 7 restantes no exceden los 5000 ft de profundidad. De lo anterior se puede deducir que la técnica de inspección con la herramienta WellTech, es aparentemente viable sólo para los campos Tenay, Ténax y Arrayán por su profundidad.

Cebú, Dina Cretáceos, La Jagua, Ortega, Pacandé, Palogrande, Pijao, Quimbaya, Tello, Tempranillo y Toldado son campos que están en el intermedio de los límites de 5000 y 10000 ft y por ende, su viabilidad económica es mayor que los campos que estén por debajo de los 5000 ft de profundidad y menor a los tres campos profundos (Tenay, Ténax y

Arrayán). Por otra parte, campos como Andalucía, Dina Terciarios, Brisas, Caimito, Loma Larga, Santa Clara y Toy, tienen profundidades promedio inferiores a 5000 ft, siendo estos los campos someros y en consecuencia, el costo de aplicar la técnica de inspección electromagnética con la herramienta WellTech es grande, comparado con la inspección de tubería de pozos con profundidades mayores a 10000 ft o incluso a 5000 ft.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que campos como Santa Clara y Dina Terciarios que son considerados campos problema en cuestión de fallas en tubería y varilla, por lo tanto la aplicación de la técnica debe ser considerada con mayor detalle debido a la criticidad y a la frecuencia de estos campos a fallar.

Realizando una comparación entre la inspección visual y la técnica de inspección con el WellTech y tomando como base de cálculo 1 junta para cada técnica, se obtienen los resultados de la tabla 21.

Tabla 21. Costo de la Inspección con la técnica WellTech por junta y con servicios adicionales en coupling y roscas.

Tubería inspeccionada (ft).	Cantidad (Junta).	Costo (Pesos).	Costo retirada e instalada de coupling con grasas en tubería.	Costo Reparación de roscas en tubería.	Valor total. (Pesos).
1 a 5000 ft	1	153120	22000	80000	255120
5000 a 10000 ft	1	127020	22000	80000	229020
10000 a 20000 ft	1	104400	22000	80000	206400

Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “*Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo*”. 2011.

Se aclara que a la técnica ordinaria de inspección con el WellTech se le suman dos servicios que normalmente se les realiza a las cuplas y a las roscas, servicios que son ejecutados dentro del paquete de servicios de la inspección visual. De esta manera, ambas técnicas (visual y con la herramienta WellTech) se encontrarían en igualdad de condiciones gracias a la adición de los servicios a las partes anteriormente dichas.

Ahora bien, teniendo en cuenta que la inspección visual con todos sus subservicios (sin servicio de montacargas) tiene un costo de 258,000 pesos y que el precio más alto por parte de la inspección con la herramienta WellTech es de 255,120 pesos (que redondeándolo sería de 256,000 pesos); se interpreta que la técnica de inspección con la herramienta WellTech es más económica que la inspección visual, sin importar la profundidad del pozo a inspeccionar.

Además, si Ecopetrol S.A. realiza contrato para inspeccionar con la herramienta WellTech, en donde el cobro se realice por pie inspeccionado/ mes, esta técnica sería mucho más rentable.

Tabla 22. Comparación de precios entre la inspección visual y la inspección con la herramienta WellTech, teniendo en cuenta la profundidad de inspección.

Inspección por Junta de Tubería.	Inspección con la Herramienta WellTech.	Inspección Visual.
Para pozos con profundidades menores a 5000 ft.	\$ 256,000 Pesos	\$ 258,000 Pesos
Para pozos con profundidades entre 5000 y 10000 ft.	\$ 229,000 Pesos	\$ 258,000 Pesos
Para pozos con profundidades mayores a 10000 ft.	\$ 206,500 Pesos	\$ 258,000 Pesos

4.3.3 Estudio económico.

4.3.3.1 Valor de inspección.

En la tabla 22 se observa el valor de la inspección para el método WellTech y visual. Se tendrá como base un pozo con profundidad menor de 5000 ft, por lo tanto para el método WellTech se tendrá un valor de **\$ 256.000 pesos** por junta y para el método visual un valor de **\$ 258.000 pesos** por junta. Se supone un pozo de 4500 ft, con tubería rango 2 de un promedio de 30 ft por tubo. Entonces los precios de inspección para este pozo serán:

Inspección Welltech: \$ 38'400.000 pesos.

Inspección Visual: \$ 38'700.000 pesos.

4.3.3.2 Gastos de inspección y corrección oportuna de una posible falla.

En estos tipos de servicio no hay muchos gastos, ya que estas empresas de inspección llevan todo lo necesario para realizar el trabajo y no requieren nada adicional para ello, por lo tanto no hay gastos extras.

En cuanto a la corrección de una posible falla, puede variar este gasto dependiendo de la falla, pero para poner cifras, se puede hablar de **\$ 100'000.000 pesos.**

4.3.3.3 Ingresos.

Como ingreso se tiene la seguridad de saber el estado de la tubería en el pozo, para poder modificar o no algún elemento y así obtener una producción eficiente sin paradas costosas.

Para poner cifras al asunto, se puede decir que el ingreso como tal es la misma pérdida de producción que se hubiera tenido por un paro de esta, debido a el daño del tubing de producción que pudo ser detectado a tiempo con la inspección y así haber disminuido el tiempo de paro de producción.

El mismo pozo de 4500 ft tiene una producción de 300 BOPD. Se realiza la inspección y se detecta falla en un tubo, el cual si no es cambiado provocará falla en otros elementos del sistema. Se decide cambiar el tubo; en un escenario pesimista la inspección visual y el cambio de varilla toma 8 días de producción, la inspección con WellTech y cambio de tubo toma 4 días. Si no se hubiera cambiado el tubo por la falta de inspección o negligencia de gerencia, se hubiera parado la producción por 20 días. Por lo tanto la inspección visual en realidad nos evita 12 días de cese de producción, lo que equivale a 3600 barriles y esto en dinero equivale a \$ 28.8000 dólares o **\$ 576'000.000 pesos**. La inspección con WellTech nos evita 16 días de cese de producción, lo que equivale a 4800 barriles y esto en dinero equivale a \$ 38.4000 dólares o **\$ 768'000.000 pesos**. Se toma como base de cálculo el barril a 80 dólares y la tasa de cambio igual a 2000 pesos.

4.3.3.4 Flujo de caja, valor presente neto y tasa interna de retorno.

Se realizara un flujo de caja para la inspección del pozo con profundidad de 4500 ft, de 300 BOPD, con tubería rango 2 de 30 ft cada tubo; durante los años del 2012 al 2016. Se tendrá un escenario idéntico muy pesimista para las dos inspecciones, y se observará el comportamiento económico generado por estas fallas.

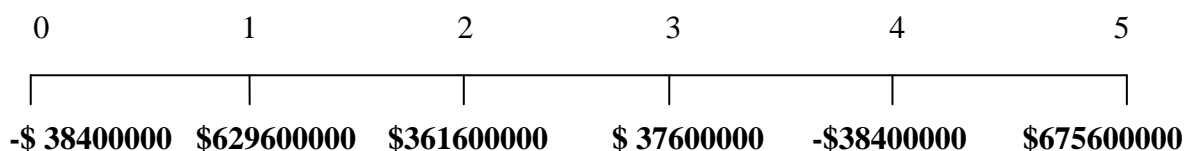
Tabla 23. Flujo de caja para inspección WellTech.

Detalle ingresos	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016
Tiempo de producción no perdido gracias a inspección y corrección oportuna	\$ 768.000.000 pesos (16 días)	\$ 480.000.000 pesos (10 días)	\$ 96.000.000 pesos (2 días)	\$ 0 pesos (0 días)	\$ 864.000.000 pesos (18 días)
Total ingresos	\$ 768.000.000	\$ 480.000.000	\$ 96.000.000	\$ 0 pesos	\$ 864.000.000
Detalle egresos					
Valor de inspección	\$ 38.400.000 pesos	\$ 38.400.000 pesos	\$ 38.400.000 pesos	\$ 38.400.000 pesos	\$ 38.400.000 pesos
Valor de la corrección oportuna	\$ 100.000.000 pesos	\$ 80.000.000 pesos	\$ 20.000.000 pesos	\$ 0 pesos	\$ 150.000.000 pesos
Total egresos	\$ 13.840.000 pesos	\$ 118.400.000 pesos	\$ 58.400.000 pesos	\$ 38.400.000 pesos	\$ 188.400.000 pesos
Saldo Neto	\$ 629.600.000 pesos	\$ 361.600.000 pesos	\$ 37.600.000 pesos	-\$ 38.400.000 pesos	\$ 675.600.000 pesos
Saldo acumulado	\$ 629.600.000 pesos	\$ 991.200.000 pesos	\$ 1.028.800.000 pesos	\$ 990.400.000 pesos	\$ 1.666.000.000 pesos

Nota: El año 2015 se realizó la inspección pero no se encontró ninguna falla o daño. Por ende se genera un gasto sin ningún ingreso.

- **Valor presente neto.**

Línea de tiempo:



El valor presente neto (VPN) se determina con la siguiente ecuación^[18]:

$$VPN = \left[\frac{SN_1}{(1+K)^1} \right] + \left[\frac{SN_2}{(1+K)^2} \right] \dots + \left[\frac{SN_n}{(1+K)^n} \right] - inversion$$

Donde :

SN es el saldo neto.

K la tasa de interes, la cual se maneja en **12%**.

VPN sera,

$$VPN = \left[\frac{629600000}{1.12} \right] + \left[\frac{361600000}{1.12^2} \right] + \left[\frac{376000000}{1.12^3} \right] + \left[\frac{-384000000}{1.12^4} \right] + \left[\frac{675600000}{1.12^5} \right] - 384000000$$

$$VPN = \$ 1.197'720.790 \text{ pesos}$$

Como el VPN es mayor que cero, el proyecto de inspección es rentable.

- **Tasa interna de retorno.**

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que me deja el VPN en cero. Con ensayo y error la tasa de retorno aproximada es de **1600 %**. Esto significa que por donde se vea este proyecto de invertir en inspección con WELLTECH definitivamente vale la pena.

→ **Ahora se realizara el mismo procedimiento para la inspección visual.**

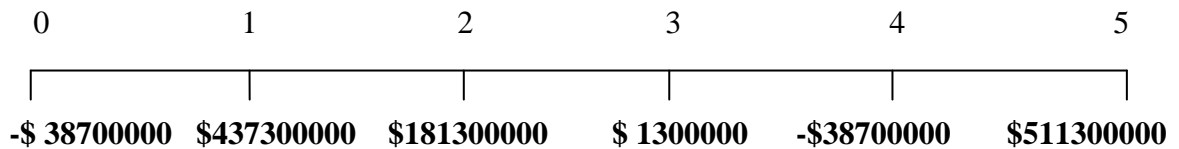
Tabla 24. Flujo de caja para inspección visual.

Detalle ingresos	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016
Tiempo de producción no perdido gracias a inspección y corrección oportuna	\$ 576.000.000 pesos (12 días)	\$ 300.000.000 pesos (7 días)	\$ 60.000.000 pesos (1 días)	\$ 0 pesos (0 días)	\$ 700.000.000 pesos (10 días)
Total ingresos	\$ 576.000.000	\$ 300.000.000	\$ 60.000.000	\$ 0 pesos	\$ 700.000.000
Detalle egresos					
Valor de inspección	\$ 38.700.000 pesos	\$ 38.700.000 pesos	\$ 38.700.000 pesos	\$ 38.700.000 pesos	\$ 38.700.000 pesos
Valor de la corrección oportuna	\$ 100.000.000 pesos	\$ 80.000.000 pesos	\$ 20.000.000 pesos	\$ 0 pesos	\$ 150.000.000 pesos
Total egresos	\$ 138.700.000 pesos	\$ 118.700.000 pesos	\$ 58.700.000 pesos	\$ 38.700.000 pesos	\$ 188.700.000 pesos
Saldo Neto	\$ 437.300.000 pesos	\$ 181.300.000 pesos	\$ 1.300.000 pesos	-\$ 38.700.000 pesos	\$ 511.300.000 pesos
Saldo acumulado	\$ 437.300.000 pesos	\$ 618.600.000 pesos	\$ 619.900.000 pesos	\$ 581.200.000 pesos	\$ 1.092.500.000 pesos

Nota: El año 2015 se realizó la inspección pero no se encontró ninguna falla o daño. Por ende se genera un gasto sin ningún ingreso.

- **Valor presente neto.**

Línea de tiempo:



VPN sera,

$$VPN = \left[\frac{437300000}{1.12} \right] + \left[\frac{181300000}{1.12^2} \right] + \left[\frac{1300000}{1.12^3} \right] + \left[\frac{-38700000}{1.12^4} \right] + \left[\frac{511300000}{1.12^5} \right] - 38700000$$

$$VPN = \$ 762'733.794 \text{ pesos}$$

Como el VPN es mayor que cero, el proyecto es rentable, nuevamente.

Tasa interna de retorno.

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que me deja el VPN en cero. Con ensayo y error la tasa de retorno aproximada es de **1100 %**. Esto significa que por donde se vea este proyecto de invertir en inspección visual es muy bueno, pero es aun mejor el de inspección con Welltech.

5. CONCLUSIONES.

- ✓ Al realizar el estudio técnico de los métodos de inspección, se observa que las más eficientes son la inspección visual, EMI e inspección con la herramienta WellTech, siendo la inspección visual la técnica más antigua, además que es el complemento de la mayoría de las técnicas de inspección.
- ✓ Según los parámetros económicos analizados, la técnica de inspección con la herramienta WellTech es mucho más viable para pozos profundos que para someros, en este orden de ideas, sería verdaderamente económico para campos como Tenay, Ténax y Arrayán.
- ✓ Teniendo en cuenta que la inspección visual con todos sus subservicios (sin servicio de montacargas) tiene un costo de **258,000 pesos** por junta inspeccionada y que el precio más alto por parte de la inspección con la herramienta WellTech es de **256,000 pesos** por junta inspeccionada, se interpreta que la técnica de inspección con la herramienta WellTech es más económica que la inspección visual, sin importar la profundidad del pozo a inspeccionar.
- ✓ La mayor cantidad de fallas por varilla se ha concentrado históricamente en el bombeo mecánico, siendo este el sistema de levantamiento con más presencia en la SOH.
- ✓ Entre el 2007 y 2011, hubo un promedio de 93 fallas por año (solo por tubería y varilla), las cuales causaron en promedio un total de 11528 barriles perdidos que representan actualmente **\$ 691,680 Dólares** (tomando un precio de barril de crudo igual a 60 dólares), cantidad que pudo haber sido invertida en proyectos de integridad de pozos con el fin de aumentar la confiabilidad de las herramientas de subsuelo.
- ✓ Los campos que han presentado más pérdidas de crudo debido a fallas en tubería y varilla durante los 10 años anteriores son Tello, Ortega, Cebú, Dina Cretáceos, Santa Clara, Dina Terciarios y Palogrande, mostrando que estos campos afectan en gran medida a la SOH por pérdidas de producción.
- ✓ De acuerdo al análisis realizado, se observa que entre los años 2007 y 2011, los pozos con mayor grado de criticidad por varilla son PG-16, PG-03, TL-44, TL-48 y TL-65, resaltando así los campos Palogrande y Tello.
- ✓ Los pozos DK-28, SC-03 y SC-11 SUR, (resaltando a los campos Dina Cretáceos y Santa Clara) presentaron la mayor cantidad de fallas por tubería entre el 2007 y 2011.
- ✓ Después de un arduo estudio y análisis de información se logró identificar los campos problemas de la SOH, estos son, en su orden de criticidad Palogrande, Tello, Dina Terciario y Santa Clara.

6. RECOMENDACIONES.

- ✓ Al analizar desde el punto de vista económico, se recomienda estudiar con mayor detalle la aplicación de la técnica de inspección con la herramienta WellTech para campos como Santa Clara y Dina Terciario, debido a que son campos someros y la viabilidad económica de la técnica deja de ser tan clara.
- ✓ Se recomienda realizar contrato para inspeccionar con la herramienta WellTech que atesore por pie inspeccionado/mes y no pie inspeccionado/ pozo, esto con el fin de ser más viable la técnica de inspección tanto para Ecopetrol como para la prestadora del servicio (en este caso ATP Ingeniería).
- ✓ Se recomienda usar la técnica de inspección visual para varillas, teniendo en cuenta que ésta cumple con los requerimientos técnicos y económicos; aunque ésta no sea en boca de pozo o en la locación.
- ✓ Al inspeccionar una varilla o un tubo en patio por medio de inspección visual, se recomienda almacenar estos de tal forma que las condiciones ambientales no deterioren su integridad, ya sea por corrosión, golpes, ralladuras o abolladuras.
- ✓ Al intervenir pozos para asegurar su integridad metal-mecánica, se recomienda atender con prioridad aquellos pozos pertenecientes a campos que le aporten la mayor cantidad de aceite a la SOH debido a su importancia productora.
- ✓ Se Debe evitar los efectos indeseables de funcionamiento tales como GF (golpe de fluido), GB (Golpe de bomba) o compresión de gases. Estos efectos, son altamente nocivos para toda la instalación del pozo (bomba, tubería y varillas).
- ✓ Se desconocen los criterios que se toman para la sustitución de materiales ante una falla, pero ante una intervención es importante analizar cuántas fallas acumula el tramo que se pesca o se rompe. Es altamente probable que las varillas próximas a la fallada también se encuentren “resentidas” o afectadas por los mismos efectos, de esta manera se puede prever futuras fallas.
- ✓ Según lo analizado en cuanto a manipulación de varillas, se recomienda que nunca se transporten en forma tal que les produzcan torceduras o dobladuras permanentes. Las varillas torcidas, dobladas o marcadas por golpes se consideran como permanentemente deterioradas y por ende fallaran eventualmente.

REFERENCIAS

1. API, “*Manual de Fluidos de Perforación*”. Número de revisión A-1. Febrero 2001.
2. ATP Ingeniería LTDA. “*Asistencia técnica profesional, Sistema de Inspección de tuberías en boca de pozo*”. 2011.
3. DIAZ, Francisco, “*Informe de Servicio de Optimización de Materiales ECOPETROL*”. Neiva, Huila, Reportes TENARIS. Julio 2006. p 15-19.
4. ECOPETROL S.A, “*Base de Datos Ecopetrol S.A.*”. Campo Dina, Aipe, Huila. Agosto 2011.
5. GONZÁLEZ, Oscar y CASTILLO, Olga. “*Guía de Procedimientos para Servicios de Tubería de Revestimiento y Producción*”. Universidad Surcolombiana. Noviembre 2007. p 24-55.
6. IAEA, International Atomic Energy Agency. “*Non-Destructive Testing for Plant Life Assessment*”. 2005. p 8-9, 11-13, 17-19.
7. NACE MR 0175-88, Stand Materials Requirements, “*Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment*”. 2006.
8. NACE MR 0176, Standard Material Requirements, “*Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfiled Environments*”. 2006.
9. NACE SP 0106, Standard Practice, “*Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems*”. 2006.
10. NORRIS/A DOVER COMPANY. “*Análisis de las fallas de las varillas de bombeo*”. 2007. p 2-28.
11. ORDOÑEZ, Stella, “*Técnicas Experimentales en Metalurgia*”. Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Universidad Santiago de Chile. 2006. p 89-95.
12. PÉREZ, Carlos Mario, “*Los indicadores de Gestión*”. Medellín, Antioquia, Universidad Pontificia Bolivariana. 2010.
13. PÉREZ, Julio et al. “*Desarrollo e implementación de una metodología para la evaluación de integridad en pozos con calentamiento eléctrico*”. Universidad Industrial de Santander UIS. Abril 24 de 2007, versión final Octubre 05 de 2007.

14. ROCHE, Hugo et al. *“Métodos Cuantitativos Aplicados a la Administración, Análisis Multicriterio en la Toma de Decisiones”*. Facultad de ciencias económicas y de administración, Universidad de la República, Uruguay. 2005. p 1-23.
15. ROJAS PUENTES, Jaime, *“Fundamentos de calidad del agua”*. Neiva, Huila, Editorial Universidad Surcolombiana. 2007. p 68-92, 177-183.
16. VALENZUELA, Leha y CALDERÓN, Luz. *“Análisis de Fallas en Sartas de Bombeo Mecánico Aplicado al Campo Cebú-Palogrande de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A.”*. Universidad Surcolombiana. 2009. p 15-24.
17. http://www.obtesol.es/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=183.
18. BACA URBINA, Gabriel, *“Evaluación de proyectos”*. Editorial McGraw-Hill, Tercera edición. 1997. p 133 – 207.

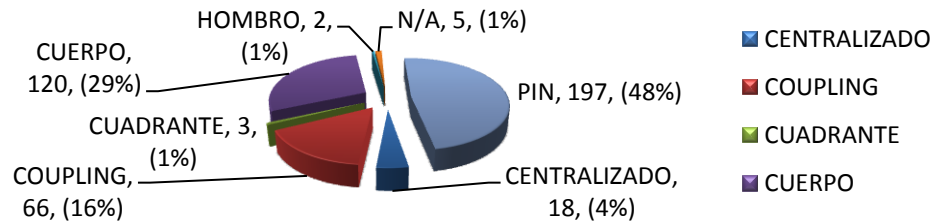
ANEXOS.

Anexo 1. Pescas por varilla en la SOH entre los años de 2001 a 2006.

- Pescas en varilla de la SOH de acuerdo al diámetro de las varillas.

Analizando las pescas en varillas, se ve que la mayor cantidad (47.9%) se concentra en el pin de las mismas. La figura 24, representa la ubicación de las pescas en varilla.

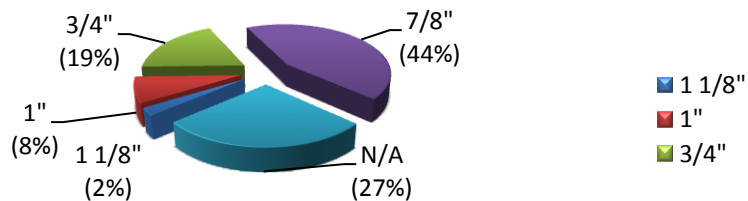
Figura 16. Pescas en varilla 2001 – 2006.



Fuente: DIAZ, Francisco, “Informe de Servicio de Optimización de Materiales ECOPETROL”. Neiva, Huila, Reportes TENARIS. Julio 2006.

A pesar de que las pescas en pin representan aproximadamente el 50% de las pescas, es de destacar que las pescas en cuerpo son el 29%, del total y las pescas en coupling son el 16%.

Figura 17. Pescas en varilla clasificación de acuerdo al diámetro.



Fuente: DIAZ, Francisco, “Informe de Servicio de Optimización de Materiales ECOPETROL”. Neiva, Huila, Reportes TENARIS. Julio 2006.

En la figura 25 se analizó la cantidad de fallas de acuerdo al diámetro de las varillas y se observó que el 44% de las pescas están en 7/8”, mientras que el 19% está en 3/4” y solo el 8% en 1”. Un escaso 2% se produce en varillas de 1 1/8” y el restante 27% de las pescas no tienen detalle.

- **Pescas en cuerpo SOH. 2001 – 2006.**

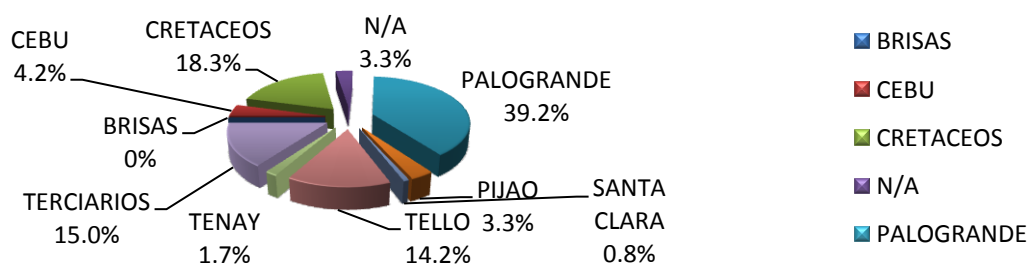
En el cuadro 3 se puede observar una gran repetición de pescas en cuerpo en ciertos pozos, los cuales probablemente sean problemáticos por corrosión.

Cuadro 3. Pescas en cuerpo de varillas.

Pozo	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total	Campo
PG-16		5		4	1	2	12	Palogrande
DT-39			3	3	2	1	9	Terciarios
PG-03	3				5		8	Palogrande
DK-15			2	1	1	3	7	Cretáceos
TL-52			1		4	1	6	Tello
PG-11				2	3		5	Palogrande
TL-44				5			5	Tello
PG-28				5			5	Palogrande
DK-36			2	2			4	Cretáceos
PG-24					4		4	Palogrande
CB-03				2	2		4	Cebú
DK-02				4			4	Cretáceos
DT-06				1	3		4	Terciarios
PG-08				1		2	3	Palogrande
PG-07				2	1		3	Palogrande
DT-71				1	2		3	Terciarios
PG-06				3			3	Palogrande

A continuación se muestra la cantidad de pescas en cuerpo en los diferentes campos que a la fecha (2006/05/31) han presentado este tipo de pescas. Se observa que el 39% de las pescas en cuerpo se han registrado en el campo Palogrande, por lo cual este campo podría ser el más problemático por corrosión.

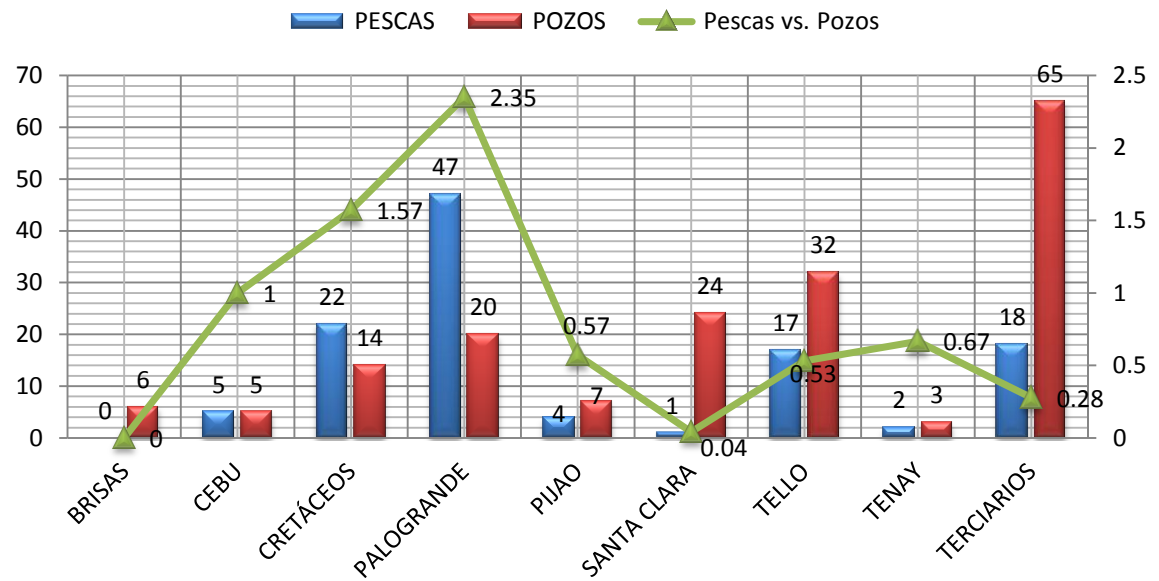
Figura 18. Pescas en cuerpo de varilla SOH. 2001 a mayo del 2006.



Fuente: DIAZ, Francisco, “Informe de Servicio de Optimización de Materiales ECOPETROL”. Neiva, Huila, Reportes TENARIS. Julio 2006.

La relación entre el total (del 2001 a mayo del 2006) pescas en cuerpo y pozos de cada campo, demuestra que Palogrande fue el más problemático, teniendo un valor de 2,35 pescas en cuerpo por pozo.

Figura 19. Relación número de pescas en cuerpo por pozo. 2001 a mayo del 2006.

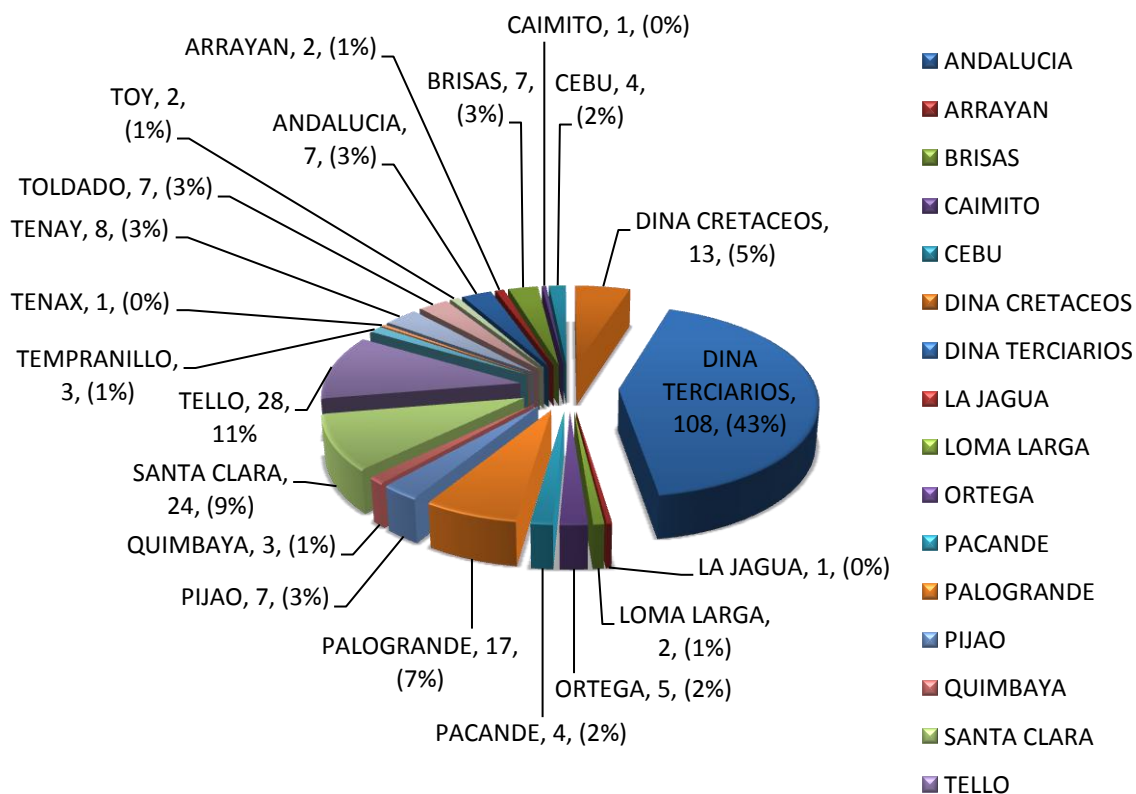


Fuente: DIAZ, Francisco, “Informe de Servicio de Optimización de Materiales ECOPETROL”. Neiva, Huila, Reportes TENARIS. Julio 2006.

Anexo 2. Cantidad y porcentaje de pozos productores por campo en la SOH a agosto de 2011.

En la gráfica 4 se exponen la cantidad de pozos productores por campo, en donde el campo Dina Terciarios es el que posee la gran mayoría de estos, cuenta con el 43% de los pozos de la SOH, gracias a una intensa campaña de perforación iniciada en 2008 y al Contrato de Producción Incremental CPI, en donde Petrominerales es socio de Ecopetrol S.A. para explotar Terciarios.

Gráfica 4. Cantidad y porcentaje de pozos productores por campo en la SOH a agosto de 2011.



Anexo 3. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH.

En la tabla 25, se encuentran las abreviaturas de los nombres de los campos presentes en la tabla 26, esto con el fin de interpretar correctamente la tabla 23.

Tabla 25. Nomenclatura de la tabla 26 para su correcta interpretación.

No.	Abreviación del Campo.	Campo.
1	AND	Andalucía
2	ARR	Arrayán
3	BR	Brisas
4	CB	Cebú
5	DK	Dina Cretáceos
6	DT	Dina Terciarios
7	ORT	Ortega
8	PG	Palogrande
9	QUI	Quimbaya
10	SC	Santa Clara
11	TL	Tello
12	TMP	Tempranillo
13	TN	Tenay
14	TOL	Toldado
15	TOY	Toy

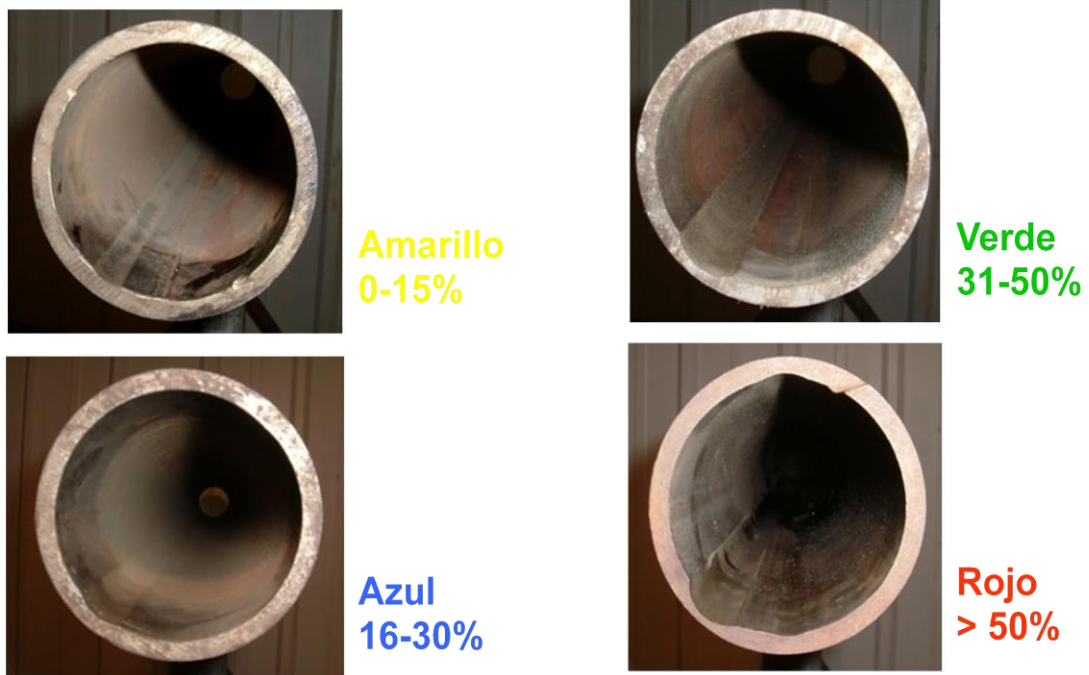
Tabla 26. Propiedades fisicoquímicas de los gases y las aguas de los campos de la SOH.

Propiedad	CAMPO														
	AND	ARR	BR	CB	DK	DT	ORT	PG	QUI	SC	TL	TMP	TN	TOL	TOY
BSW	90.8	52	83.8	91.4	95.3	76	60	87.5	88.1	79.5	84.1	92.5	85.5	90	76
T °C	49	50	45.7	60.8	58.9	40.4	40.4	55.2	55	40.7	60.6	43.3	47.8	51.1	41
pH	0.0	7.0	7.8	7.5	7.5	7.4	7.6	7.6	7.3	7.0	7.1	7.2	7.1	7.2	7.8
CO2 % Vol. (gas)	0.0	5.0	1.0	2.3	2.6	1.5	-	2.5	1.0	19.7	3.3	11	5.9	1.2	-
H2S (ppm)	0.0	30	57.5	4.8	9.2	3.4	-	9.5	1.0	9.8	13.3	102.5	11.2	17.4	18
CO2 (ppm)	160.0	280	301.3	268.3	249.2	163.8	180	284.7	36.7	569.5	265.6	375.0	364.0	124.4	98
Alcalinidad (ppm)	616	400	555	465	434.6	296	450	460	265	969	690.3	290	550	517.1	970
SO4 (ppm)	3.0	84	4.2	1.7	49.2	10.8	-	8.4	3.3	5.2	3.1	366.0	201.5	11.0	-
TDS (ppm)	8653.4	30859.6	10316.3	7461	8426.8	2728.7	9.0	6158.4	1175.2	9384.6	9920.5	617.4	16744.1	5483.1	75
CL (ppm)	400	18400	5783.3	4528.6	5129.4	1610.8	-	3339.3	3100	4823.8	4602.5	2600	9246.7	1322.2	1300
Conductividad (MS)	-	56.9	18.5	15.6	15.6	5.6	-	13.5	-	16.7	18.8	56.2	32	-	-
Dureza Total (ppm)	1124.3	2880	1261.7	1100	1204.9	773	16040	1240.7	868.3	2248.6	1329.3	607.5	3829.3	1007.2	1020
Dureza Ca (ppm)	1084.3	2220	689.7	840	765.8	350.2	10000	830.0	435	1553.8	965.3	400	3480	898.6	2080
Fe Total (ppm)	6.6	6.6	0.0	1.4	0.5	0.4	-	0.3	0.4	1.3	1.2	9.7	20.8	0.3	0.2

Anexo 4. Clasificación de la tubería según los criterios de inspección de la herramienta WellTech en boca de pozo.

El sistema clasifica la tubería de acuerdo a su grado de criticidad y para ello se basa en la norma API 5 C1; la figura 21 muestra algunos tubos que ya fueron clasificados de acuerdo a esta norma.

Figura 20. Clasificación de los estándares de desgaste estipulados por la API 5 C1.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. “Asistencia técnica profesional”. 2011.

Anexo 5. Aplicación de asignación de pesos usando la metodología de SCORING.

El método de SCORING es una manera rápida y sencilla para identificar la alternativa preferible en un problema de decisión multicriterio ^[14].

Las etapas del método son las siguientes:

- a) Identificar la meta general del problema.
- a) Identificar las alternativas.
- b) Listar los criterios a emplear en la toma de decisión.
- c) Asignar una ponderación para cada uno de los métodos.
- d) Establecer en cuanto satisface cada alternativa a nivel de cada uno de los criterios.
- e) Calcular el Score para cada una de las alternativas.
- f) Ordenar las alternativas en función del Score. La alternativa con el Score más alto representa la alternativa a recomendar.

Modelo para calcular el Score:

$$S_j = \sum_i w_i * r_{ij} \quad (4.1)$$

Donde: r_{ij} = rating de la alternativa j en ejecución del criterio i

w_i = ponderación para cada criterio i.

S_j = Score para la alternativa j.

De acuerdo a este algoritmo, se aplicó éste método para las diferentes técnicas de inspección que siguiendo el método de SCORING son las alternativas. Los criterios serian los diferentes parámetros o cualidades que son de interés para cada técnica de inspección (alternativa).

Para el primer paso del algoritmo (identificar la meta general), la meta es seleccionar la mejor técnica de inspección sin tener en cuenta su costo, solo se tienen en cuenta factores técnicos. Las alternativas para este caso son las diferentes técnicas de inspección, que para el caso de estudio son: Inspección visual, WellTech, EMI, Partículas magnéticas e inspección por ultrasonido.

Para el paso tres y cuatro se tienen 18 criterios los cuales son ponderados. Usando una escala de 1 a 5 se ponderan los criterios, donde:

1 = muy poco importante. 2 = poco importante. 3 = importancia media.
4 = algo importante. 5 = muy importante.

Los criterios tomados para este estudio se explicarán a continuación con el fin de no generar confusiones y aclarar la funcionalidad de cada uno de ellos en las diferentes técnicas de inspección.

- **Velocidad de inspección:** Se refiere al tiempo que tarda una técnica de inspección en inspeccionar una determinada muestra.

- **Madurez del método:** Gracias a este criterio se genera cierta confianza en una técnica determinada debido al conocimiento previo que se tiene de ésta.
- **Probabilidad de detección de pérdidas de espesor:** Certeza que tiene determinada técnica de inspección para localizar pérdidas de espesor o bien pérdidas del material original de la muestra.
- **Confiabilidad de la información:** Se deriva de precisión y exactitud, consiste en si una técnica en particular, aplicada reiteradamente al mismo objeto conseguiría el mismo resultado.
- **Disponibilidad:** Que esté disponible quiere decir a su vez que se pueda disponer de determinada técnica ya que es accesible, está al alcance de la mano o simplemente porque es posible ejecutarla.
- **Capacitación del personal:** Para este estudio se tiene que entre mayor rating tenga una técnica, mayor capacitación de personal necesitará; técnicas como la inspección visual requieren de una buena capacitación del personal para hacer de esta técnica confiable, por ende su puntuación (rating) será alto. Este criterio se refiere a la cantidad de preparación que necesita el personal para realizar el trabajo de forma, precisa, exacta, rápida y segura.
- **Portabilidad:** La ventaja de poder ser transportado, guardado y ejecutado en cualquier lugar. Se refiere a la capacidad de determinada técnica a ser movable y relativamente cómoda de transportar.
- **Seguridad del procedimiento:** En la industria petrolera y en la vida existe una jerarquía de seguridad, seguridad de las personas, seguridad del medio ambiente y la seguridad de la operación y este criterio se refiere a esta jerarquía de seguridad; el procedimiento de inspección debe ser seguro en todos los sentidos.
- **Inspección en boca de pozo:** El enfoque del presente estudio es la inspección en boca de pozo y por ende la ponderación de este criterio es alta. Inspeccionar en boca de pozo es sinónimo de ahorro, ahorro tanto de tiempo como de dinero para la empresa.
- **Inspección de acoples:** Como es de saberse las roscas se componen por hilos en forma de espiral; las roscas unen tubos y varillas, para ello tienen que ser sometidas a esfuerzos extremos, una sobredosis de esfuerzo podría generar daños en los hilos, siendo la inspección visual una de las mejores técnicas para aplicar en acoples.
- **Facilidad de calibrar el equipo:** En ocasiones calibrar un equipo es difícil, lo cual genera una pérdida de tiempo a la hora de ejecutar la inspección, este criterio se refiere a la pericia de modificar las características del equipo de inspección para poder ejecutarlo de la mejor manera.
- **Salida de datos digital:** La información digital es de gran ayuda para interpretarla, divulgarla y almacenarla, por lo tanto la salida de datos digital le da ventaja a ciertas técnicas de inspección a la hora de obtener información y manejarla de una forma rápida y eficaz.

- **Mantenimiento del equipo de inspección:** La técnica de inspección que tenga la mínima necesidad de hacer mantenimiento a su equipo de inspección tendrá ventaja en este criterio.
- **Requerimiento de fuentes de poder para su funcionamiento:** En muchos escenarios la disponibilidad de energía para el funcionamiento de un determinado equipo es limitada, las técnicas de inspección que no necesiten fuentes de poder o que la adquisición de esta sea fácil, tendrán la ventaja y esto se verá representado en la matriz de SCORING.
- **Clasificación de la muestra de acuerdo a la severidad de los defectos:** Clasificar las muestras malas y buenas es una función importante, aunque se aclara que ninguna de las técnicas planteadas en este estudio son inteligentes para realizar esta función por sí solas, sin embargo, este criterio se refiere a que la técnica le facilite al operador clasificar las muestras de acuerdo a la severidad de los defectos encontrados en ella.
- **Facilidad de la operación:** Una operación fácil de realizar genera confianza al operador de poder realizarla de una forma rápida y segura.
- **Cantidad de personal necesario para la inspección:** El número de personas necesarias para poder inspeccionar una muestra es importante debido a que esto da una idea de qué tan complicado y compleja pueda ser la técnica.
- **Uso en cualquier superficie:** No todas las técnicas pueden inspeccionar en cualquier superficie, por ejemplo el WellTech puede inspeccionar la tubería con el tubo sucio (impregnado de crudo), la inspección visual necesita que la muestra esté limpia.

Según el método de SCORING, se establece el rating de satisfacción para cada técnica de inspección (alternativa), empleando una escala de 1 a 5 puntos, donde:

1 = muy poco importante.	2 = poco importante.	3 = importancia media.
4 = algo importante.	5 = muy importante.	

Anexo 6. Cantidad de Pozos por Sistema de Levantamiento y Campo entre los años de 2007 y 2011.

Tabla 27. Cantidad de pozos por sistema de levantamiento y campo entre los años de 2007 y 2011.

CAMPO	2007			2008			2009			2010			2011		
	BM	BES	PCP	BM	BES	PCP	BM	BES	PCP	BM	BES	PCP	BM	BES	PCP
Andalucía	7	0	0	7	0	0	8	0	0	8	0	0	7	0	0
Arrayán	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	2	0
Brisas	7	0	0	6	0	0	5	0	0	6	0	1	5	0	1
Cebú	4	1	0	4	1	0	2	2	0	2	1	0	2	2	0
D. Cretáceos	4	10	0	4	9	0	4	9	0	4	8	0	3	8	0
D. Terciarios	56	0	7	57	0	7	46	1	40	35	0	64	39	0	74
La jagua	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Loma larga	2	0	0	2	0	0	2	0	1	2	0	0	2	0	1
Ortega	4	0	0	3	0	0	5	0	0	5	0	0	2	0	1
Pacandé	2	0	0	2	2	0	3	1	0	3	1	0	3	0	0
Palogrande	11	7	0	12	7	0	10	7	0	10	7	0	10	7	0
Pijao	4	3	0	3	3	0	3	4	0	3	3	0	3	4	0
Quimbaya	1	1	0	1	2	0	1	2	0	0	3	0	0	3	0
Santa clara	22	0	5	22	0	5	15	0	11	13	0	14	11	0	9
Tello	10	22	0	10	28	0	9	22	0	9	20	0	9	22	0
Tempranillo	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	0	3	0
Tenay	2	0	0	4	0	0	4	2	0	2	3	0	4	3	0
Toldado	3	4	0	2	4	0	3	4	0	3	4	0	1	4	0
Toy	2	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
Total	142	48	12	141	56	13	122	56	53	107	54	80	103	58	87

Anexo 7. Tramos de Tubería y Varilla que más fallan en pozos críticos de la SOH.

La siguiente información proviene del proyecto de grado “Implementación de Varilla Continua y Accesorios en Pozos Direccionales que Tienen Sistema de Bombeo Mecánico”, realizado por los estudiantes Daina Escobar y Farith Mauricio Comas.

Tabla 28. Tramos de tubería y varilla que más fallan en pozos críticos de la SOH.

POZO	RANGO DE PROFUNDIDAD A FALLAR (FT)	
	Varilla	Tubería
DT-83	100 - 250 (Varilla Continua)	---
ORT-01 SUR	1 - 900 (1"), 1700 - 3300 (7/8")	---
PAC-02 SUR	2700 - 4200 (7/8")	---
PG-08	2000 - 3400 (7/8"), 3200 - 4800 (3/4")	4400 - 5200
PG-12	4200 - 6000 (3/4"), 200 - 1700 (1"), 200 - 800 (Varilla Continua), 2200 - 3700 (7/8")	3500 - 3700
PG-30	20 - 1200 (1"), 800 - 4000 (7/8"), 20 - 200 (Varilla Continua), 3700 - 5000 (3/4")	4500 - 6400
TL-48	6200 - 6800 (3/4"), 3200 - 6400 (7/8")	0 - 100
TL-65	3000 - 3400 (7/8")	---

Figura 21. Historial de intervenciones del pozo PG – 08.

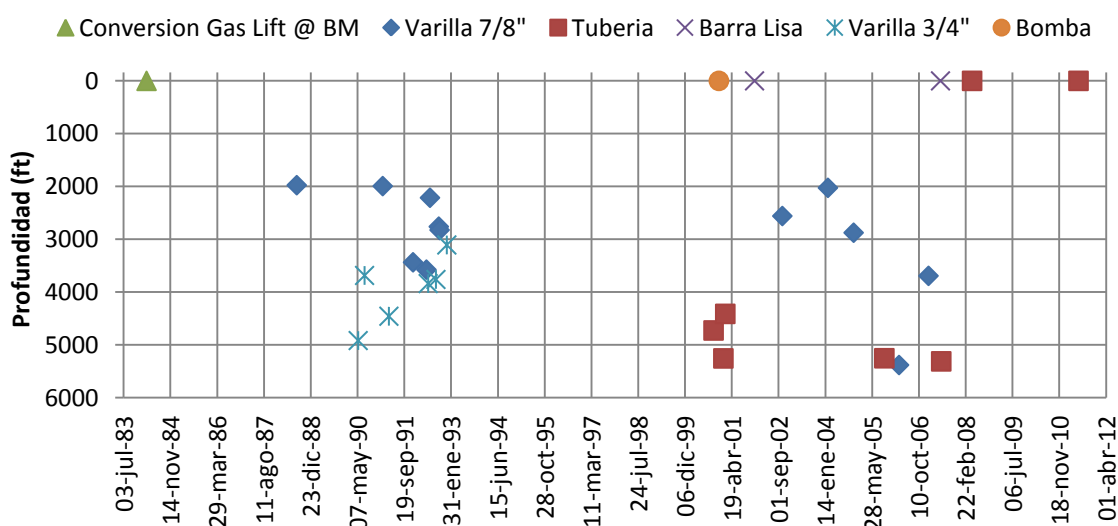


Figura 22. Historial de intervenciones del pozo PG – 12.

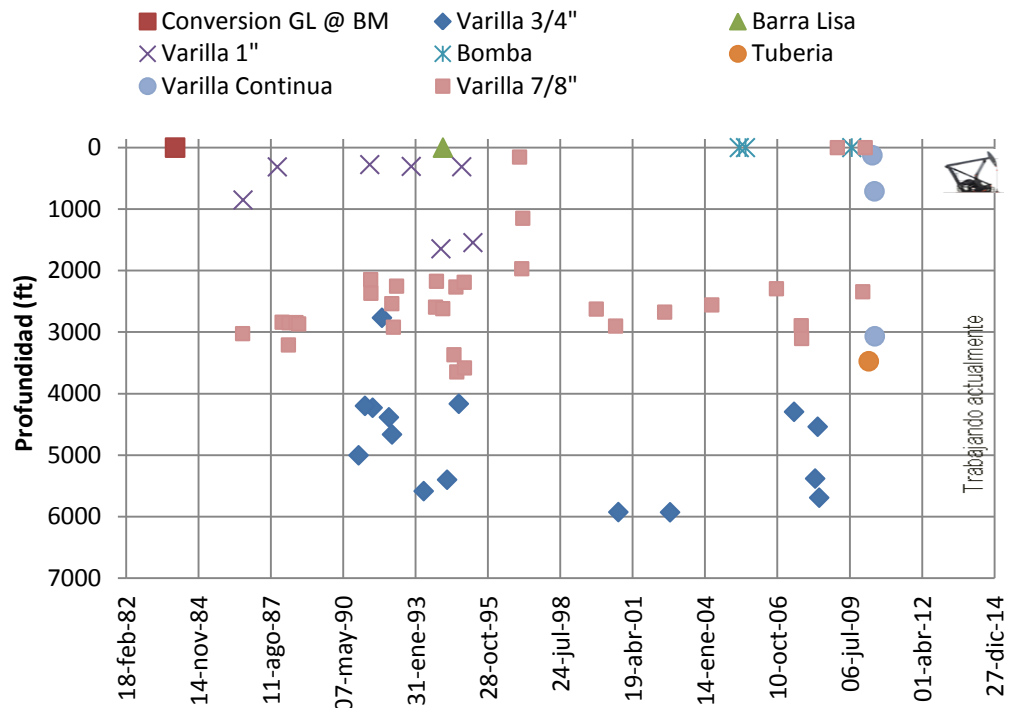


Figura 23. Historial de intervenciones del pozo PG – 30.

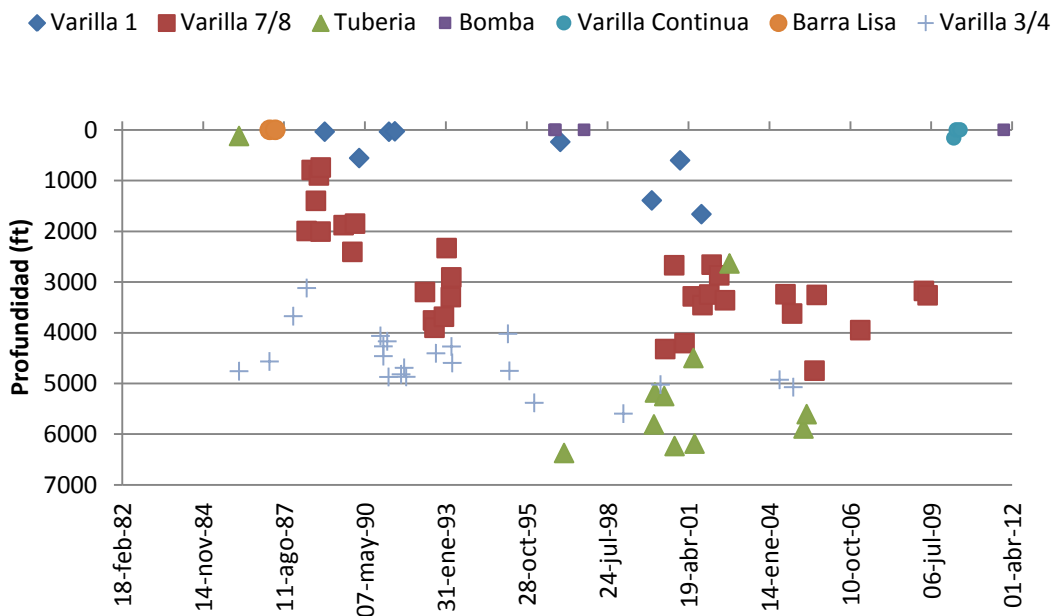


Figura 24. Historial de intervenciones del pozo TL – 48.

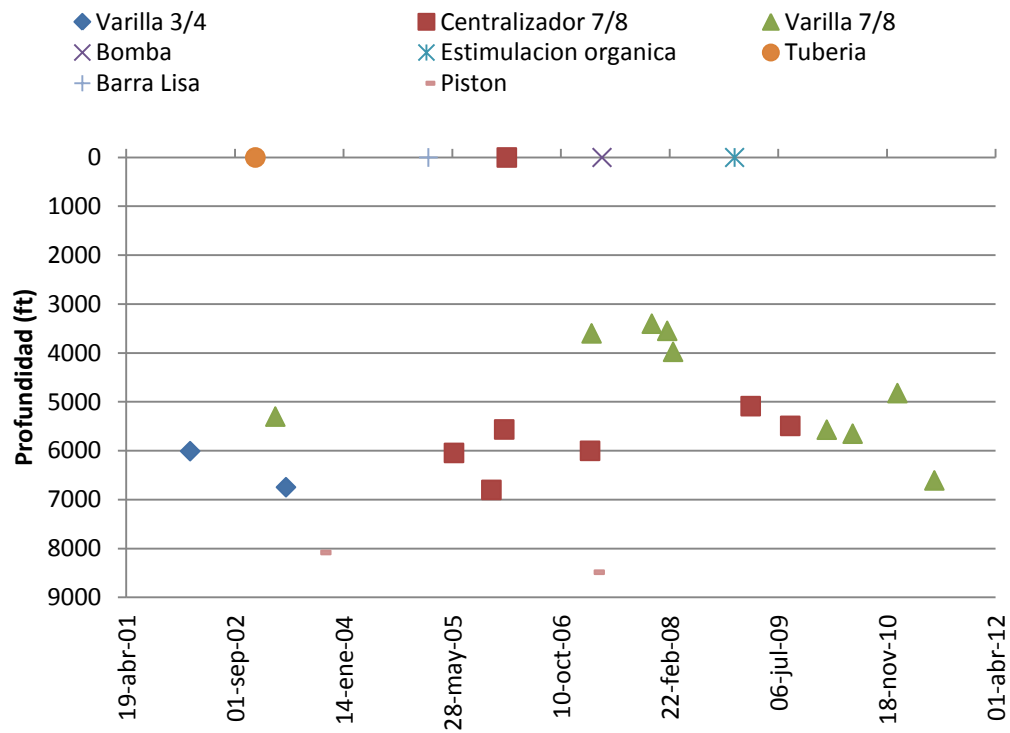
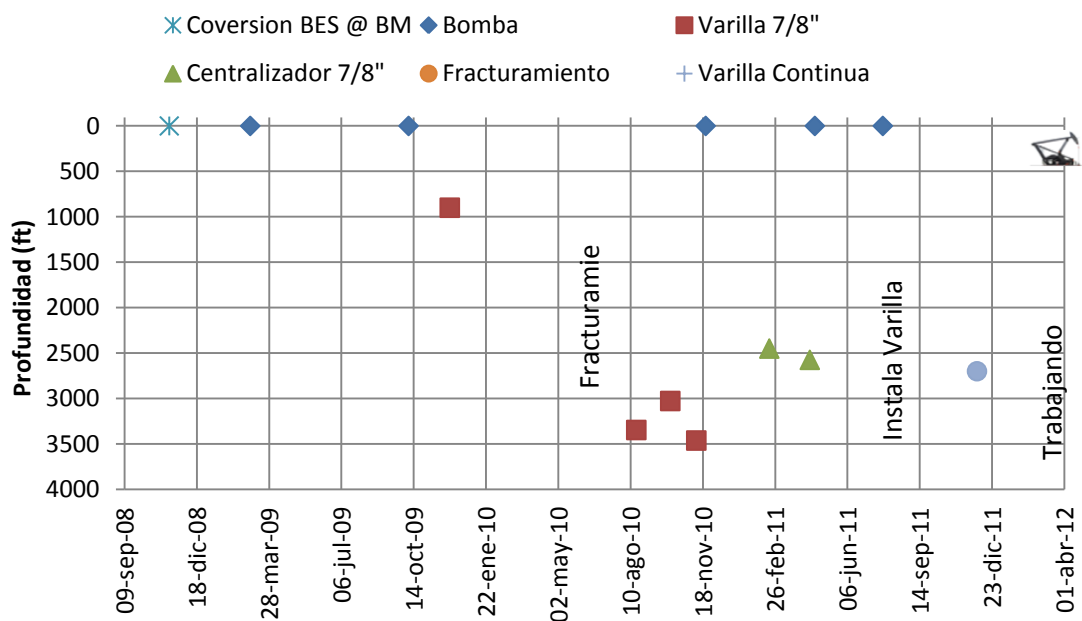


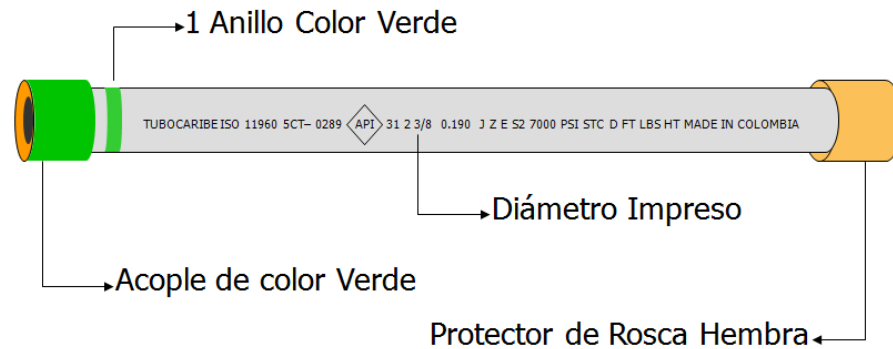
Figura 25. Historial de intervenciones del pozo TL – 65.



Anexo 8. Cómo conocer físicamente la tubería.

Figura 26. Reconocimiento de la tubería J55 (tubing).

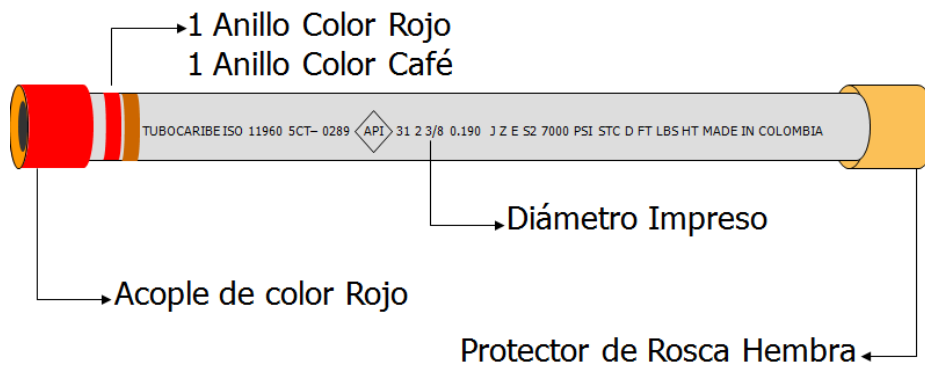
Tubería J55 TUBING
Diámetros: 2 3/8", 2 7/8" 3 1/2"
Características Físicas Para una Fácil Identificación.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

Figura 27. Reconocimiento de la tubería L80 (tubing).

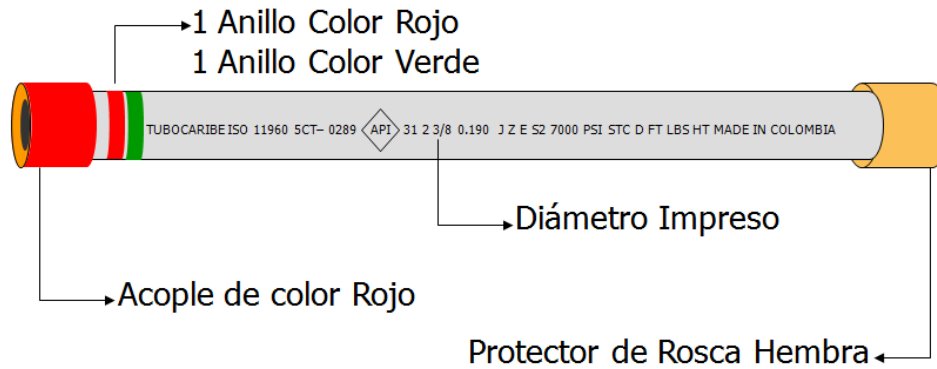
Tubería L80 TUBING
Diámetros: 2 3/8", 2 7/8" 3 1/2"
Características Físicas Para una Fácil Identificación.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

Figura 28. Reconocimiento de la tubería N80 (tubing.)

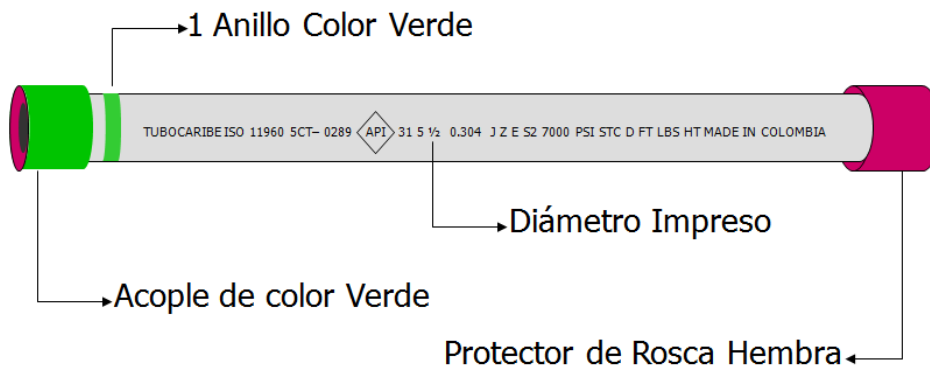
Tubería N80 TUBING
Diámetros: 2 3/8", 2 7/8" 3 1/2"
Características Físicas Para una Fácil Identificación.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

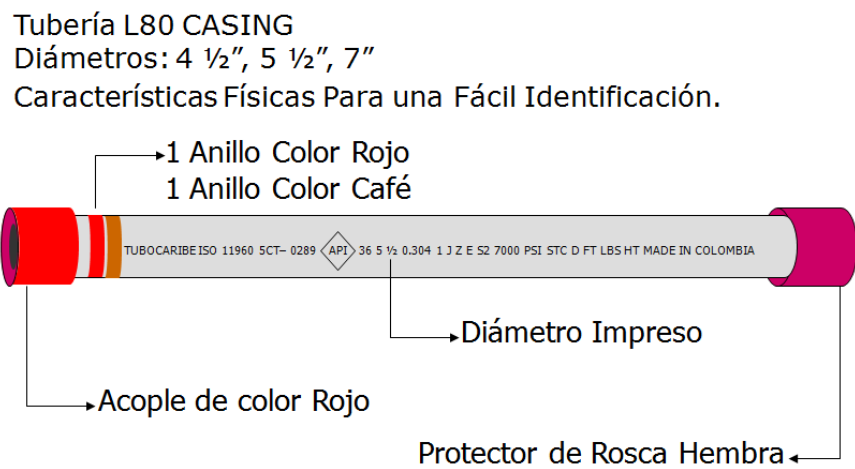
Figura 29. Reconocimiento de la tubería J55 (casing).

Tubería J55 CASING
Diámetros: 4 1/2", 5 1/2", 7"
Características Físicas Para una Fácil Identificación.



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

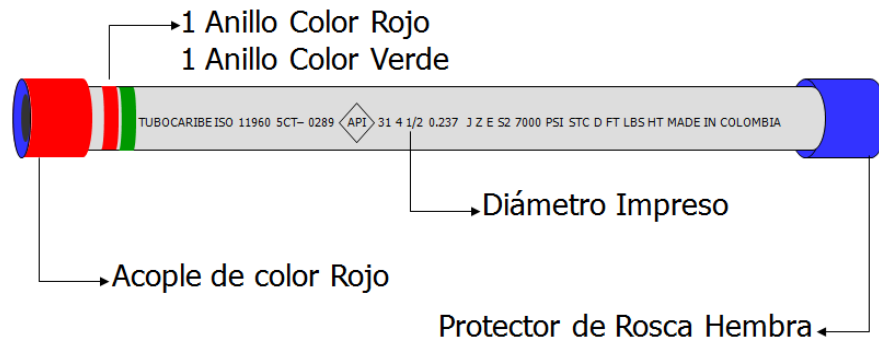
Figura 30. Reconocimiento de la tubería L80 (casing).



Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

Figura 31. Reconocimiento de la tubería N80 (casing).

Tubería N80 CASING
Diámetros: 4 1/2", 5 1/2", 7", 8 5/8"
Características Físicas Para una Fácil Identificación.

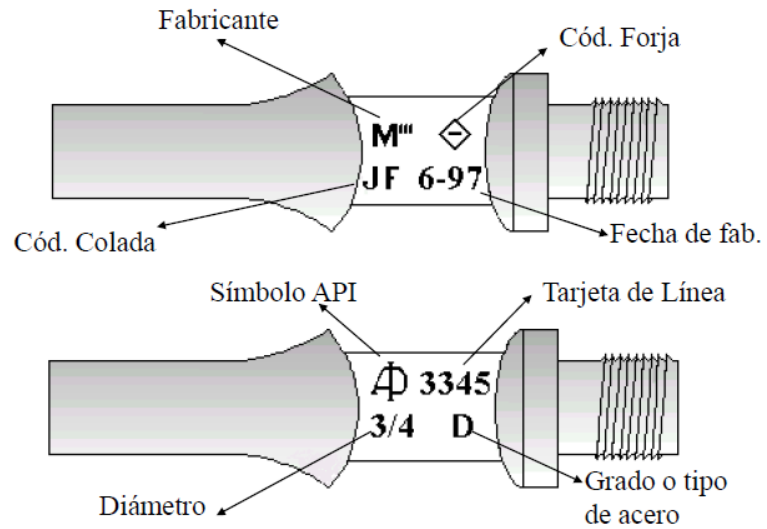


Fuente: ATP Ingeniería LTDA. "Servicios de Inspección de Tuberías, Equipos y Herramientas de Subsuelo". 2011.

Anexo 9. Identificación de varillas.

Todas las varillas traen al menos un cuadrante marcado con la siguiente información:

Figura 32. Identificación de varillas.



Fuente: Norris/A Dover Company. "Análisis de las fallas de las varillas de bombeo". 2007.

Anexo 10. Registro de fallas componentes de bombeo mecánico, Tubería de producción (Palogrande 11).

04 11 - 137	2 de 2
----------------	--------

	REGISTRO DE FALLAS COMPONENTES DE BOMBEO MECANICO	POZO: PG 11
	ELEMENTO: Tubería de Producción	
Realizó: William Prada	FECHA DE FALLA: 22/05/05	Informe ICP: 05 06-094
Revisó: A. Martínez	PROFUNDIDAD: 4613 pies	Hoja 1 de 4

RECEPCION

Se recibió una sección de tubería de producción aproximadamente 40 cm de longitud con una sección transversal externa de 3-1/2" (ver figura 33)

Figura 33. Estado de recepción del tubing.



La tubería presenta una grieta pasante con una longitud de aproximadamente 10 cm como se puede observar en la **Figura 34**.

Figura 34. Grieta longitudinal presente en el tubing.



ANTECEDENTES

Producción bruta: 1600 BFDP

BSW: 70%

A partir de diciembre 12 de 2003 el pozo ha

presentado un alto número de fallas por tubería rota. Este tipo de fallas no se presentaba antes en el pozo.

Las fallas por tubería coinciden con el incremento en el BSW del pozo. El incremento en BSW se manifestó después de trabajo de acidificación.

La sarta de tubería se cambió el 17 **Diciembre de 2004** y la sarta de varillas el 10 de Abril de 2005.

La tubería estuvo en servicio aproximadamente 160 días.

Pruebas de corrosión realizadas en septiembre de 2004 reportaron los siguientes resultados:

Agente corrosivo presente **CO₂**

Análisis de Gases:

CO₂: 3.2 % en vol.
H₂S: 11 ppm

Análisis fisicoquímico del fluido en campo

CO₂ disuelto: 404 ppm.
Fe disuelto: 14.7 ppm

Velocidad de corrosión general

Vcorr 1.085(mpy)

Velocidad de corrosión por picado

Vcorr por picado 18.48(mpy)

De acuerdo con los datos obtenidos y los criterios establecidos en la norma **Nace RP0775** para acero al carbono en sistemas de producción de crudo, se establece que hay corrosión general moderada y corrosión por picado severa.

INSPECCION VISUAL

La superficie externa del tubing está en óptimas condiciones. Ver Figura 2. La grieta se propagó desde la superficie interna a la externa.

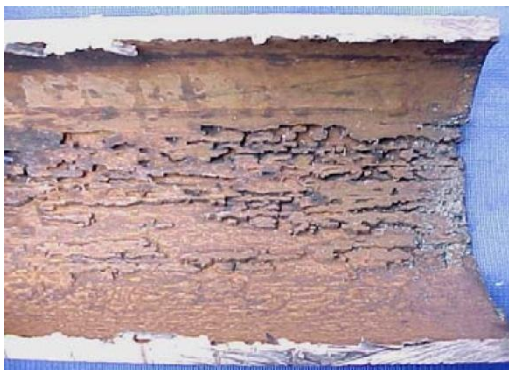
El espesor mínimo en la zona de falla es de 1/16".

05 06	
- 094	2 de 4

Figura 35. Superficie interna del tubing en la zona de falla.



Figura 36. Estado de la superficie interna del tubing.



CARACTERIZACION DEL MATERIAL DEL TUBING

Análisis de composición química

El cuadro 4 muestra los elementos de aleación obtenidos en el ensayo de composición química realizado mediante EEO. Según la norma API 5CT sólo especifica el contenido de azufre y fósforo que para este acero se cumple.

Ensayo de Dureza Brinell.

Sobre una sección transversal de la muestra evaluada se realizó toma de Dureza en escala Brinell (HB), Los resultados de este ensayo y la Dureza promedio se reportan a continuación:

Dureza Brinell: 195/ 198 / 199 / 196 / 199
Promedio: **197.4** □ **1.81**

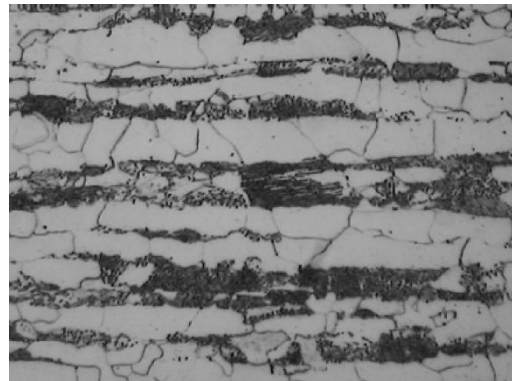
Cuadro 4. Resultados del ensayo de composición química.

Elemento	Tubing	API 5CT J55
C	0.258	---
Mn	1.176	---
P	0.003	0.03 máx.
S	0.010	0.03 máx.
Si	0.076	---
Cu	0.008	---
Ni	0.014	---
Cr	0.023	---
Mo	0.206	---

CARACTERIZACION METALOGRAFICA

En la Figura 37 se muestra la microestructura de la muestra. Ataque con Nital al 2%, 500X. La microestructura está constituida por granos de ferrita y colonias de perlita.

Figura 37. Microestructura del tubing



MECANISMO DE DAÑO

De acuerdo con el tipo de daño presente en la tubería, se observa que presenta un fenómeno de pérdida de material por corrosión inducida por el fluido.

El espesor de pared disminuyó hasta un espesor tal que no soporto la presión interna de la columna de fluido lo cual generó la ruptura del tubo (grieta pasante).

CONCLUSIONES


- La tubería falló por un fenómeno de corrosión el cual causo daño severo en la parte interna de la tubería, adelgazando la pared del tubo hasta causar agrietamiento debido a la presión interna del fluido.
- El daño por corrosión fue causado por el efecto combinado de corrosión y la velocidad del fluido. (flow induce corrosión).

RECOMENDACIONES

- Implementar un programa de inhibición de corrosión con aplicación continua.

Anexo 11. Registro de fallas componentes de levantamiento artificial, varilla de bombeo (Tello 33).

04 11 - 137	2 de 2
----------------	--------

	REGISTRO DE FALLAS COMPONENTES DE BOMBEO MECANICO	POZO: TELLO 33
	ELEMENTO: Varilla de Bombeo	
Realizó: William Prada	FECHA DE FALLA: 12/03/06	Informe ICP: 05 06-094
Revisó: A. Martínez	PROFUNDIDAD: 2270 FT.	Hoja 1 de 5

RECEPCIÓN.

Se recibieron dos componentes de bombeo del pozo TELLO-33, los cuales fallaron en servicio, con el fin de determinar el mecanismo de daño. Los componentes recibidos son los siguientes:

- Varilla partida por el cuerpo.
- Coupling de 7/8" fracturado.

BSW promedio del pozo 60%. Cloruros 4500 ppm
Mediciones de CO2 en el campo Tello han estado por debajo de 5%

CONCLUSIONES GENERALES

Las fallas en la varilla y el acople se debieron a la propagación de una grieta por fatiga.

Ambas grietas por fatiga se generaron en defectos ocasionados por corrosión.

RECOMENDACIONES GENERALES.

- Realizar un análisis más integral de las fallas que se están presentando en el pozo.
- Identificar y cuantificar la severidad del ambiente corrosivo presente en el pozo.
 - Identificar los modos de falla más frecuentes en subsuelo durante la historia operativa del pozo.
 - Identificar el nivel de esfuerzos a que están

- siendo sometidas las varillas.
- Determinar el tiempo en servicio del acople y de la varilla
 - Identificar el fabricante y fecha de fabricación de los componentes y el grado en el caso de la varilla.
 - Conservar ó preservar el estado superficial de las la muestras falladas, para facilidad del análisis en el laboratorio.

VARILLA DE 7/8".

Fecha de falla: **Marzo 12 de 2006.**
Profundidad de la falla: 2270 ft.

En la **Figura 38** se muestra la foto de recepción de la varilla partida.

Figura 38. Estado de recepción de las muestras.



INSPECCION VISUAL

- La varilla presentó ruptura por el cuerpo en sentido perpendicular a su eje longitudinal.

- La superficie de fractura fue limpiada con ácido inhibido con el fin de eliminar los óxidos y residuos de crudo adheridos posterior a la falla.
- La **Figura 39** presenta el estado de la superficie de fractura después de la limpieza.
- La morfología de la superficie de fractura indica agrietamiento progresivo en el tiempo bajo condiciones de fatiga.

Figura 39. Superficie de fractura luego de la limpieza.



Figura 40. Origen de la grieta coincidiendo con un picado.

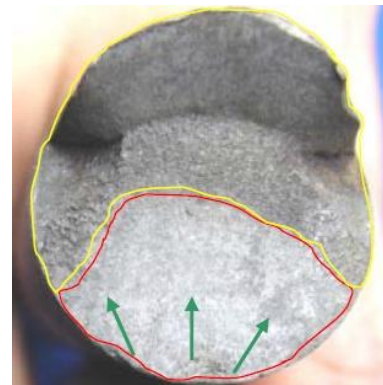


En las tres fotografías relacionadas como **Figura 40** se puede apreciar el origen de la grieta, la cual coincide con los picados presentes en la superficie de la varilla.

La fractura exhibe dos zonas en particular.

La primera zona se refiere al área de propagación de la grieta en dirección de las flechas de color verde, debido a un proceso de fatiga, caracterizada por una superficie lisa y plana, abarcando un área de aproximadamente 40%.

Figura 41. Zonas de propagación y ruptura súbita.



MECANISMO DE FALLA

El daño de la varilla inicio en un picado y se propagó como resultado de un agrietamiento progresivo por fatiga, finalizando con la ruptura de ésta por efecto de sobrecarga al disminuir el área efectiva de trabajo.

Como se observa en la **Figura 41** la grieta se originó en las entallas generadas por el picado, los cuales actuaron con concentradores de esfuerzos.

El área de ruptura por sobrecarga equivale aproximadamente a un 60%.

CONCLUSIONES FALLA DE LA VARILLA

Ruptura de la varilla por el cuerpo debido al crecimiento progresivo de una grieta bajo condiciones de fatiga. El origen de la grieta por fatiga está relacionado con la presencia de picados inducidos por un fenómeno de corrosión.

COUPLING DE 7/8".

Fecha de falla: Marzo 8 de 2006.

Profundidad de la falla: 5000 ft.

En la **Figura 42** se muestra la foto de recepción del acople recibido, el cual viene enroscado a una sección de varilla.

Figura 42. Acople recibido.



INSPECCION VISUAL

- El estado en que las muestras fueron recibidas evidencia que estuvieron sometidas a la intemperie, alterando el estado intacto que debe preservar las muestras para el análisis de daño.
- El acople presenta ruptura total en sentido perpendicular a su eje.
- La superficie de fractura exhibe morfológicamente dos zonas, una de propagación y otra de ruptura súbita. Ver **Figura 43**.
- La superficie externa del acople se encuentra en buenas condiciones, sólo se observa una capa de óxido de color marrón claro adherido a la superficie.
- Internamente algunos hilos de la rosca presentan daño por corrosión y contienen suciedad en su interior.
- En la **Figura 44** se observa a nivel macro las siguientes características:

El origen de la grieta por fatiga está ubicado en la superficie interna del acople en la raíz de los hilos de la rosca. Ver **Figura 45**.

Figura 43. Aspecto de la superficie de fractura a nivel macro.



Figura 44. Zonas de ruptura del acople.



Figura 45. Origen del agrietamiento.

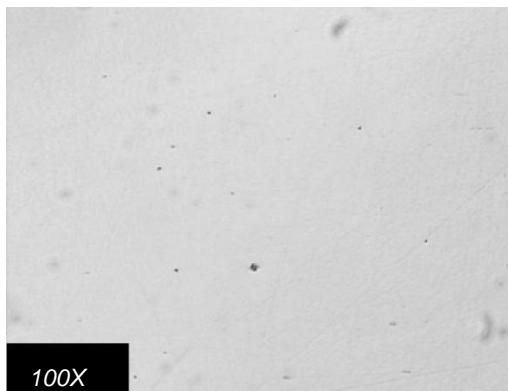


- La superficie de fractura es plana (Línea de color rojo) presenta características morfológicas que indican que esta zona se debió a la propagación de una grieta por fatiga.
- Las características morfológicas de la zona de fractura súbita (Línea de color amarilla) indican que ésta corresponde a una falla por sobrecarga, como resultado de la disminución del área efectiva de trabajo.
- La zona de propagación de la grieta por fatiga corresponde aproximadamente a un 50% del área transversal del acople.

ANLISIS METALOGRAFICO

De la sección longitudinal de la muestra se preparó una probeta para realizar análisis metalográfico, con el fin de clasificar el contenido, tamaño y distribución de las inclusiones no metálicas en la muestra de acuerdo con la norma ASTM E – 45 de 1997. El material presentó inclusiones no metálicas de óxidos globulares, serie fina, nivel de severidad 1. Ver **Figura 46**.

Figura 46. Inclusiones no metálicas de óxidos globulares. Sin ataque químico.



La probeta fue atacada con una solución de Nital 2% con el fin de revelar su microestructura, observándose en el metal base una microestructura compuesta por granos de ferrita acicular y una gran cantidad de carburos dispersos.

En la **Figura 46** se observa la microestructura y el perfil de acabado de la rosca del acople.

La **Figuras 47** muestra el estado del valle de la rosca, la cual presenta algunas socavaduras generadas por el fenómeno corrosivo.

En la **Figura 48** se observa la microestructura del acople, compuesta por granos de ferrita acicular y una gran cantidad de carburos dispersos.

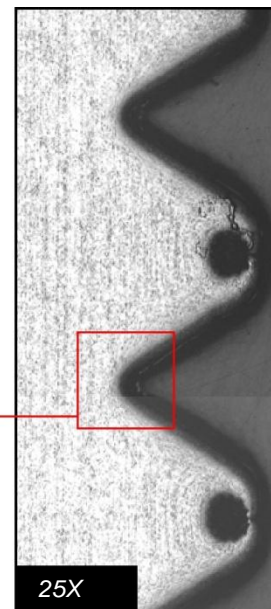


Figura 47. Perfil de los hilos de la rosca del acople.

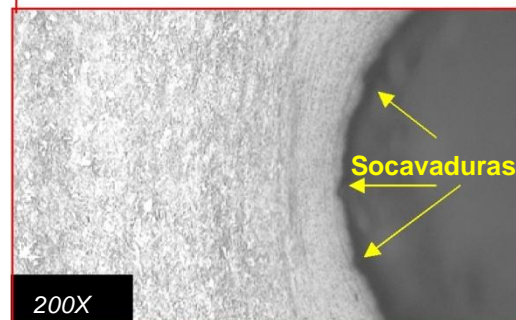
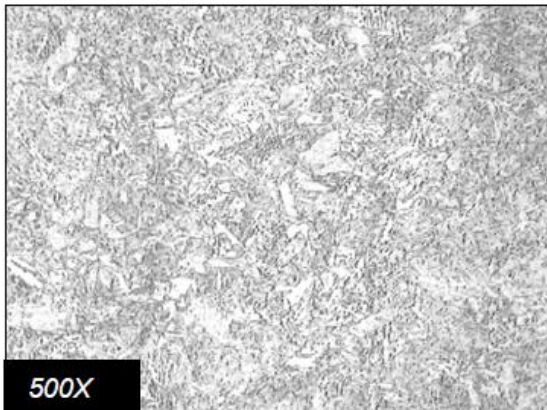


Figura 48. Estado del valle de la rosca. Presencia de socavaduras.

Figura 49. Microestructura del acople, compuesta por granos de ferrita acicular y una gran cantidad de carburos dispersos.



MECANISMO DE FALLA DEL ACOPLE.

Las características fractográficas a nivel macro de la superficie de fractura del acople indican que la ruptura de éste se debió a la nucleación y propagación de una grieta en el tiempo bajo condiciones de fatiga. El origen de la grieta está ubicada sobre la superficie interna del acople en la raíz de los hilos de la rosca, el acople se fracturó aproximadamente a un tercio de su longitud, zona donde se localiza el último hilo roscado, que corresponde a la zona de mayor concentración de esfuerzos.

El área de ruptura súbita corresponde aproximadamente a un 50% del área transversal en la zona de ruptura del acople, lo que indica de manera cualitativa que este elemento de la falla estaba trabajando a un nivel de esfuerzo normal.

La microestructura observada en el acople es típica de estos componentes, de acuerdo con lo observado en análisis de acoples anteriores.

El proceso mediante el cual fue elaborada la rosca del acople corresponde a un laminado en frío, el cual genera esfuerzos residuales de compresión lo cual es favorable para aumentar la resistencia a la fatiga en esta zona.

CONCLUSIONES FALLA DE ACOPLE.

- Ruptura del acople debido a un fenómeno de agrietamiento en el tiempo bajo condiciones de fatiga.
- La grieta inicia en la raíz de los hilos de la rosca, aproximadamente en el último hilo roscado.
- Los hilos de la rosca del acople presentan pequeños picados por corrosión, los cuales pudieron facilitar la generación de la grieta de fatiga.
- El proceso de fabricación del acople y la microestructura del material cumple con lo especificado para este tipo de material.
- Se desconoce el tiempo en servicio del acople.