INTEGRIDAD DE SARTAS DE SUBSUELO DE POZOS DE PRODUCCIÓN

LUIS ALBERTO RAMÍREZ SUÁREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN DE INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA
2017

INTEGRIDAD DE SARTAS DE SUBSUELO DE POZOS DE PRODUCCIÓN

LUIS ALBERTO RAMÍREZ SUÁREZ

Monografía para optar el título de Especialista en Integridad de Equipos y Ductos

Director:
JAIME ORLANDO VILLAREAL
PhD. en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
ESPECIALIZACIÓN DE INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y DUCTOS
BUCARAMANGA
2017

AGRADECIMIENTOS

A DIOS todopoderoso por tener esta oportunidad en la vida de aumentar mi conocimiento desde mi aula mater y dar a conocer mis experiencias a las personas con quienes compartí esta especialización.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 12

1. OBJETIVOS 14
1.1 OBJETIVO GENERAL 14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 14

2. MARCO TEÓRICO 15

3. JUSTIFICACIÓN 34

4. AMENAZAS A LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 44
4.1 EN FABRICACIÓN 46
4.1.1 Diseño 46
4.1.2. Monitoreo 46
4.2 DAÑOS MECÁNICO POR MANEJO Y STOCK EN BODEGA 47
4.2.1 Ambiente 48
4.2.2 Diseño 48
4.2.3 Monitoreo 49
4.2.4 Rehabilitación 49
4.3 OPERACIONES EN POZO 50
4.3.1 Diseño 50
4.3.2 Monitoreo 51
4.3.3 Rehabilitación 54
4.4 CORROSIÓN EXTERIOR 55
4.4.1 Medio 55
4.4.2 Diseño 58

4.4.3 Monitoreo 60
4.4.4 Rehabilitación 62
4.5 CORROSIÓN INTERIOR 65
4.5.1 Medio 65
4.5.2 Diseño 65
4.5.3 Monitoreo 66
4.5.4 Rehabilitación 68
4.6 STRESS CORROTION CRAKING 70
4.6.1 Ambiente 70
4.6.2 Diseño 71
4.6.3 Monitoreo 72
4.6.4 Rehabilitación 72

5. EVALUACIÓN DEL RIESGO 73

6. CONCLUSIONES 97

7. RECOMENDACIONES 98

BIBLIOGRAFÍA 99

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Historia de los materiales en el tiempo 16
Figura 2. Ciclo de los materiales.....17
Figura 3. Gestión de mantenimiento bajo PASS 55.....20
Figura 4. Definición de integridad de pozo.....22
Figura 5. Elementos comunes para las fases del Gerenciamiento de la integridad de pozo. 22
Figura 6. Ilustración del alcance de la norma ISO 16530 - 2 23
Figura 7. Resultados de la inspección de tubería de producción.....36
Figura 8. Clasificación de tubería de producción. 41
Figura 9. Mecanismos de daño en pozos 43
Figura 10. Caso de remarcado de grado K y le sobremarcan una N 47

LISTA DE CUADROS

Pág.

Cuadro 1. Corrosión exterior 75
Cuadro 2. Corrosión interior 78
Cuadro 3. Stress Corrosión Cracking 80
Cuadro 4. Defectos de Fabricación 81
Cuadro 5. Daños Mecánico por MANEJO Y STOCK en bodega 82
Cuadro 6. Operaciones EN POZO 83
Cuadro 7. Sub-segmentos de tubería de producción en pozo tipo J 85
Cuadro 8. Asignación de intervalos de probabilidad 86
Cuadro 9. Resultado de la RBI en cada segmento 87
Cuadro 10. Matriz RAM de Tubería de producción para Campo UIS 94

RESUMEN

TITULO: INTEGRIDAD DE SARTAS DE SUBSUELO DE POZOS DE PRODUCCIÓN[*]

AUTOR: LUIS ALBERTO RAMÍREZ SUAREZ[**]

PALABRAS CLAVE: Trazabilidad, Riesgo, Inspección.

DESCRIPCIÓN:

Hoy más que nunca se debe utilizar los recursos disponibles, para obtener su máximo beneficio en las aplicaciones industriales, los bajos valores de crudo reducen presupuestos y demandan mayor tiempo de vida útil de las tuberías de producción. Se debe vincular las empresas proveedoras de tubería, servicios de inspección y reparación de tuberías, con los participantes internos de la operadora como son; bodegueros, operaciones, compras, ingeniería y presupuestos, en la ponderación de parámetros y aplicarlos a un programa de integridad de sarta, que estime los riesgos y factores que afectan la tubería. Se propone un cuadro que incorpora seis amenazas durante las etapas de vida del tubo a tubo, acompañado de monitoreo periódico de los reportes de inspección, análisis de causa raíz y establecimiento de parámetros de operación, para no causar cargas y estrés a los tubos en los segmentos de la sarta de producción, según el tipo de pozo: vertical, J o S. Se considera cada segmento con sus riesgos.

La evaluación se realiza partiendo de un estado inicial base, con los datos que se dispongan, aplicando valoración de la probabilidad de falla y luego llevándola a interactuar con los componentes de la RAM, para definir si la tubería es adecuada para el pozo o debe estructurarse el esquema actual o hasta cambiarse la tubería, de pendiendo de la criticidad del resultado, según la severidad final del riesgo en la RAM. La ponderación de los parámetros propuestos es ajustable a los cambios a medida que se tienen soportes válidos. El éxito de los resultados depende de la calidad de los datos que se incorporen a los parámetros a considerar.

[*] Proyecto de grado

[**] Facultad de Ingenierías Físico-Químicas Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales Especialización de Integridad de Equipos y Ductos Director. Jaime Villareal

ABSTRACT

TITLE: STRING TUBING INTEGRITY OF PRODUCTION WELL*

AUTHOR: LUIS ALBERTO RAMÍREZ SUAREZ**

KEYWORDS: Traceability, Risk, Inspection.

DESCRIPTION:

Nowadays more than ever the available resources must be used in order to obtain their maximum benefit in industrial applications. Low crude values reduce budgets and demand longer useful lifetime of tubing. tube suppliers, tube inspection and repair services must be linked to the internal participants of the operator such as warehouse workers, operations managers, purchasing agents, engineers, and budget supervisors. All of them need to be involved in the definition of parameters and the application of a string integrity program, which estimates the risks and the factors that may affect the tubing. A table that incorporates six threats during the life cycle of the "tube to tube" is proposed with a periodic monitoring of the different inspection reports, root cause analysis, and the establishment of operating parameters, in order to not cause overload and stress to the tubing in the segments of the string production, according to the type of oil well either vertical, J or S. Each segment is considered with its risks.

The evaluation process is done having as a starting point an initial base state, with the available data, applying assessment of the probability of failure and then, this process is driven to interact with the components of the RAM in order to define whether the pipe is suitable for the well or the current scheme must be modified, or even, the tubing may need completely a change, depending on the critcial level of the results, according to the final severity of the risk in the RAM. The weight of the proposed parameters is adjustable to the changes to the extend in which there are valid supports. The success of the results depends on the quality of the data that are incorporated into the parameters to be considered.

* Project of grade

** Faculty of Physical and Chemical Engineering School of Metallurgical Engineering and Materials Science Specialization of Equipment and Duct Integrity Director. Jaime Villareal

INTRODUCCIÓN

La gran mayoría de trabajos realizados en temas de integridad de subsuelo se presentan en Off Shore, con una regulación de estándares y normas de referencia aplicados en la zona del Mar del Norte y específicamente en Noruega, donde se cuenta con una gran experiencia en esta área de trabajo, la cual es muy útil para ser aplicada en los campos On Shore. Las grandes empresas multinacionales operadoras ya tienen estipulados los cumplimientos de sus contratistas y solo bajo su panorama de integridad les permiten participar de las sociedades estratégicas para el desarrollo de los campos. Por el contrario las empresas menos grandes, pero que soportan las economías de algún país, los temas de integridad se manejan de manera de cumplimiento de regulaciones buscando evitar exponerse a un concepto desafortunado de los entes gubernamentales, con las respectivas consecuencias ambientales, económicas y sociales que afectan los presupuestos limitados de estos días (2015 – 2016) debido a los precios bajos de crudo a nivel mundial. Para las medianas y pequeñas empresas de la industria de petróleo, este panorama de bajos precios de crudo y presupuestos ajustados, el tema de integridad se maneja como un gasto y se permite que un contratista sea quien aplique sus criterios de integridad según los servicios, equipos y herramientas que tiene proyectado ofrecer.

La decisión de trabajar solo el tema de Tubería de producción en esta monografía se debe al peso económico que este ítem tiene en los costos de un pozo, junto con los valores de la tubería de revestimiento, en los tres grupos de operadoras presentados en el párrafo anterior y la manera como el proveedor de tubería solo quiere asegurar la venta y le aporta muy poco valor agregado a una cifra con un margen de ganancia bueno o más que bueno. En el grupo de medianas y pequeñas empresas operadoras, los proveedores de tubería, solo dan los

cumplimientos básicos de normas API y soporte técnico muy somero, por la debilidad que el cliente tiene en su carencia de sistemas de gestión de integridad de activos, documentos que si los hay escritos, son muy genéricos para las aplicaciones reales de los campos bajo su responsabilidad.

De otra parte si se tiene asegurado el estado mecánico en los temas de tuberías, puede tener un pozo con proyección de vida útil conforme a la capacidad de manejo del riesgo y gestión de consecuencias que permitan un desarrollo efectivo, eficiente, con participación de socios estratégicos, que tengan la capacidad de soportar las amenazas del negocio y aplicaciones de tecnologías sostenibles. Nunca los costos serán cero, pero si se puede obtener una relación costo beneficio proporcional al precio de compra que aplique a la vida proyectada del pozo.

Se presenta una forma sencilla para cumplir estándares en tema de tubería de producción de parte de los proveedores y el respectivo acompañamiento de la operadora para mejorar las inversiones en las tuberías utilizadas en los pozos.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer un programa de integridad para sartas de tubería de producción

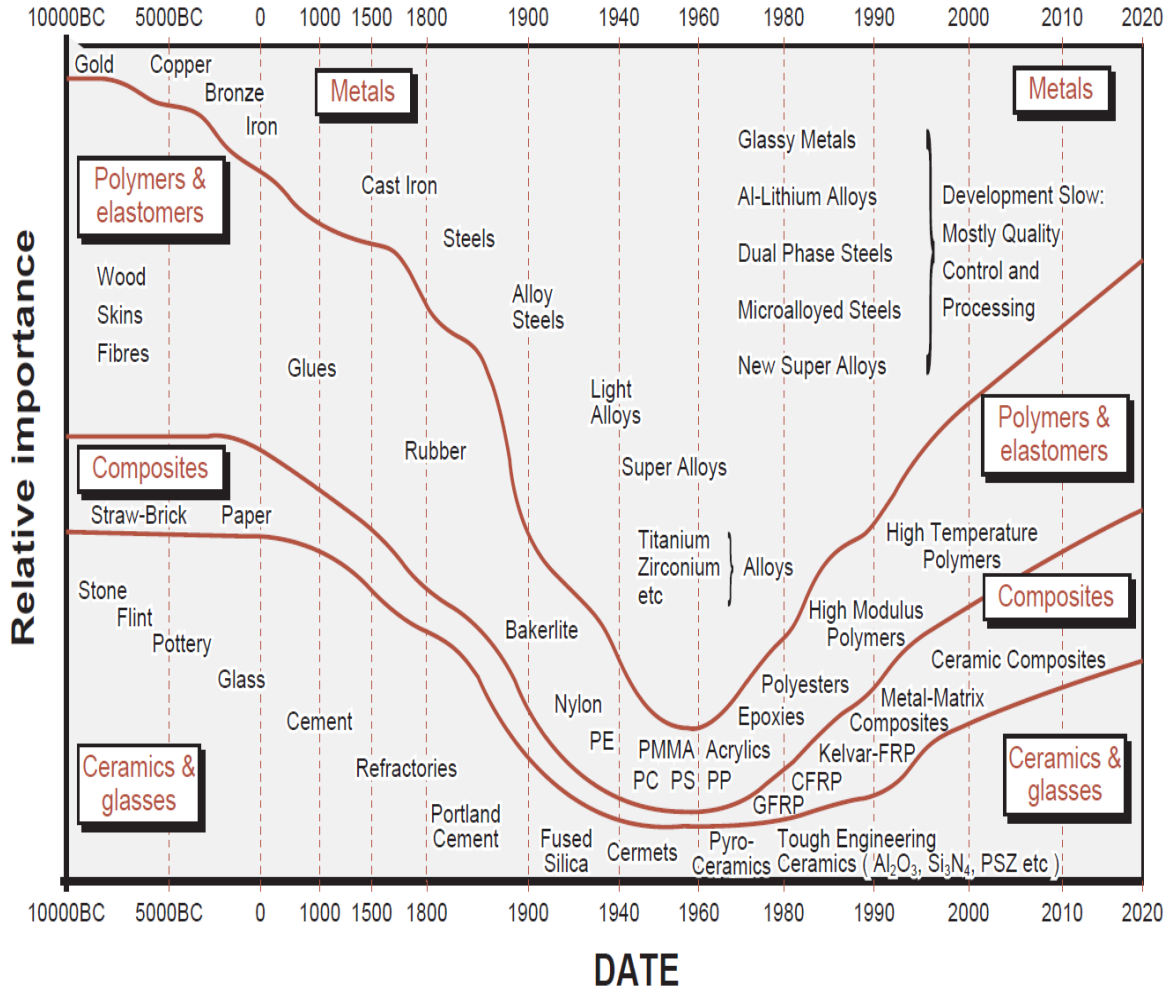
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Elaborar un diagnóstico del entorno actual de la tubería de producción y sus efectos técnico económicos al determinar la incidencia de afectación de sarta de producción en el desarrollo del campo.
- Determinar las falencias que se tienen actualmente y plantear soluciones soportadas técnicamente, mediante análisis de reportes de inspección.
- Redactar las amenazas de los componentes de la sarta de producción, para un sistema de trazabilidad de tubería de producción que pueda suplir las necesidades del campo.
- Plantear los componentes de un programa de integridad de tubería de producción para el campo con un RBI de pesos ponderados.

2. MARCO TEÓRICO

La humanidad ha usado diferentes materiales a lo largo de su paso por el mundo desde hace 2 millones de años. La siguiente gráfica muestra la evolución de los materiales en la historia y queda la pregunta ¿Qué será lo que sigue en este tema de materiales por descubrir y aplicar para los desarrollos de futuras aplicaciones? Conocer la historia hace parte de solucionar las situaciones adversas que se pueden presentar y que en otra parte ya se pudo vivir y superar, solucionando el problema. Para los demás problemas se cuenta con los criterios de ingeniería para resolverlos.

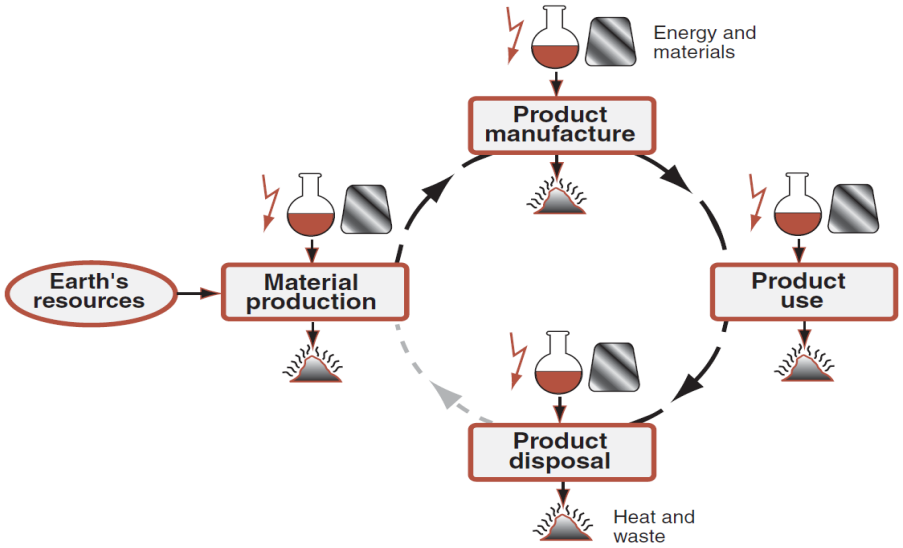
Figura 1. Historia de los materiales en el tiempo



Fuente: HANDBOOK MATERIALS. Pág. 5. 43f6d2e4-9479-4872-9970-f70754fce954

La siguiente figura muestra el ciclo de los materiales y como la ingeniería debe participar comprometidamente a su aplicación de manera sostenible y con el mejor provecho de los recursos ya sean naturales o sintéticos.

Figura 2. Ciclo de los materiales



Fuente: HANDBOOK MATERIALS. Pág. 419. 43f6d2e4-9479-4872-9970-f70754fce954

Los aceros y la tubería usada en la industria de hidrocarburos, es una muestra del uso de recursos de la naturaleza y es responsabilidad de las empresas tener un control de los activos hasta su disposición final controlada, bajo cumplimiento de leyes y normas que exigen las naciones y generaciones venideras.

Los estudios de la integridad en Tubería de producción, son muy frecuentes en los tiempos de falla de dicha tubería, es decir mientras algo no de falle, no lo moleste. Pero se debe tener en cuenta que es una inversión de gran tamaño y con la esperanza de cumplir con un diseño de vida útil de por lo menos 10 años para la tubería de producción y 20 años o más para la tubería de revestimiento.

Por eso se inicia con la condición básica de ser de esta monografía: si y solo si su empresa almacena tubería de producción usada en la bodega, para enviar a inspección luego de tener un lote o cantidad aproximada por encima de 1000 juntas, entonces la información escrita en este documento es de su interés.

La gran ventaja que se tiene en los países en vía de desarrollo es, que los documentos referencia (API, ASTM, DS 1, Otros), ya están hechos, solo se tiene que aplicar al campo de interés y ajustarlos de acuerdo al panorama de cada campo. O si en el país existen regulaciones paralelas a las mencionadas anteriormente, se debe aplicar y cumplir estas regulaciones, para así estar dentro de los estándares particulares de cada nación.

Dentro de todo este mar de estándares e información se presentan algunas definiciones claves para el desarrollo de la integridad de un pozo como lo son: Gestión de activos, riesgo, barreras de pozo, objetivos y requisitos de barreras de pozo y otros. Es la forma más clara como se puede presentar una evaluación de los riesgos y partes involucradas en las fallas que conlleven a una fuga o no contención inesperada dentro del pozo, también sirven como argumento explicativo para determinar la trascendencia del fluido en caso de salir del confinamiento y hasta dónde puede llegar su efecto, perdiendo el control y con el riesgo de lograr mezclarse con fluidos de corrientes subterráneas de agua u otros fluidos de las capas superiores al yacimiento de interés productivo de crudo por el que se perforó el pozo.

- **Definiciones de Iniciales**

Gestión de activos

La **gestión de activos** empresariales es la disciplina que busca gestionar todo el ciclo de vida de los **activos** físicos de una organización con el fin de maximizar su valor. Cubre procesos como el diseño, construcción, explotación, mantenimiento y reemplazo de **activos** e infraestructuras.[1]

[1] ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA CALIDAD. Gestión de Activos. [en línea] Disponible en: https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/gestion-de-activos

Es importante aclarar que el activo más valioso en la industria de hidrocarburos es el pozo, ya que sin él, no tenemos insumo parar los demás procesos.

ISO 55000 - PMM Institute for Learning

La **ISO 55000** se compone, pues, de tres normas que se complementan: **ISO 55000**: Gestión de Activos (información general, principios y terminología) **ISO**55001: Gestión de Activos (requerimientos) **ISO** 55002: Gestión de Activos (directrices sobre la aplicación de la norma **ISO** 55001)[2]

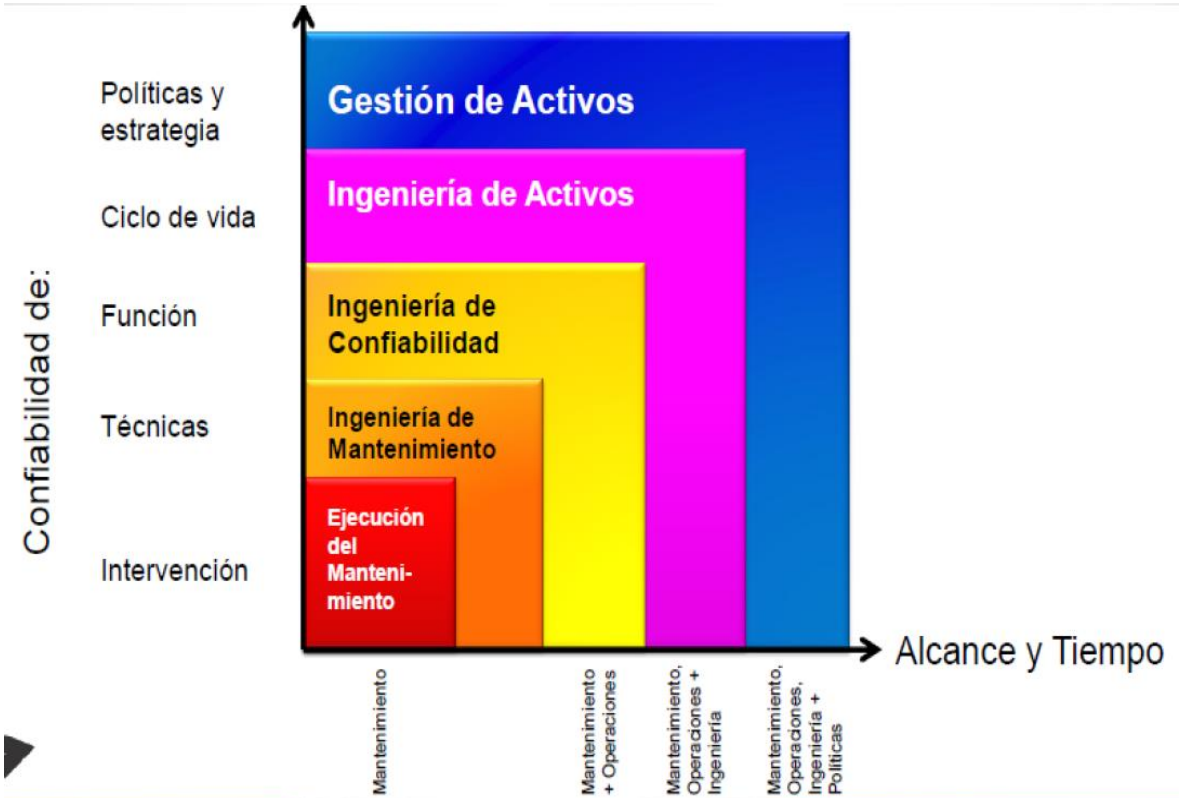
¿Qué es PAS 55?

PAS 55 es la Especificación British Standard Disponible al Público para la gestión optimizada de activos físicos, esta provee las definiciones claras y la especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico. La actualizada y reconocida internacionalmente PAS 55 está demostrando ser la esencial, clara y objetiva definición de todo lo requerido para demostrar competencia, establecer prioridades de mejora y capitalizar dichas mejoras, lograr conexiones claras entre los planes estratégicos organizacionales y el trabajo real diario y las realidades de los activos.[3]

En la siguiente figura se muestra el proceso de gestión que se ha desarrollado con los activos de las organizaciones

[2] PMM LEARNING ISO 55000. [en línea] Disponible en: www.pmmlearning.com/iso-55000/
[3] PAS55¿Qué es PAS 55? [en línea] Disponible en: pas55.net/spanish/whatis.asp

Figura 3. Gestión de mantenimiento bajo PASS 55



Fuente: DURÁN, José Bernardo. Gestión de Mantenimiento bajo estándares Internacionales como PAS 55 Asset Management. [en línea] Disponible en: www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/PAS55.pdf

Gestión de riesgos

La **gestión** del **riesgo** se define como el proceso de identificar, analizar y cuantificar las probabilidades de pérdidas y efectos secundarios que se desprenden de los desastres, así como de las acciones preventivas, correctivas y reductivas correspondientes que deben emprenderse.[4]

[4] EIRD Gestión de riesgo. [en línea] Disponible en: www.eird.org/cd/toolkit08/material/.../gestion_de_riesgo_de.../8_gestion_de_riesgo.pdf

ISO 31000

ISO 31000 señala una familia de normas sobre Gestión del riesgo en normas codificadas por la organización International Organization for Standardization. El propósito de la norma ISO 31000:2009 es proporcionar principios y directrices para la gestión de riesgos y el proceso implementado en el nivel estratégico y operativo.[5]

En la actualidad, la familia ISO 31000 incluye:

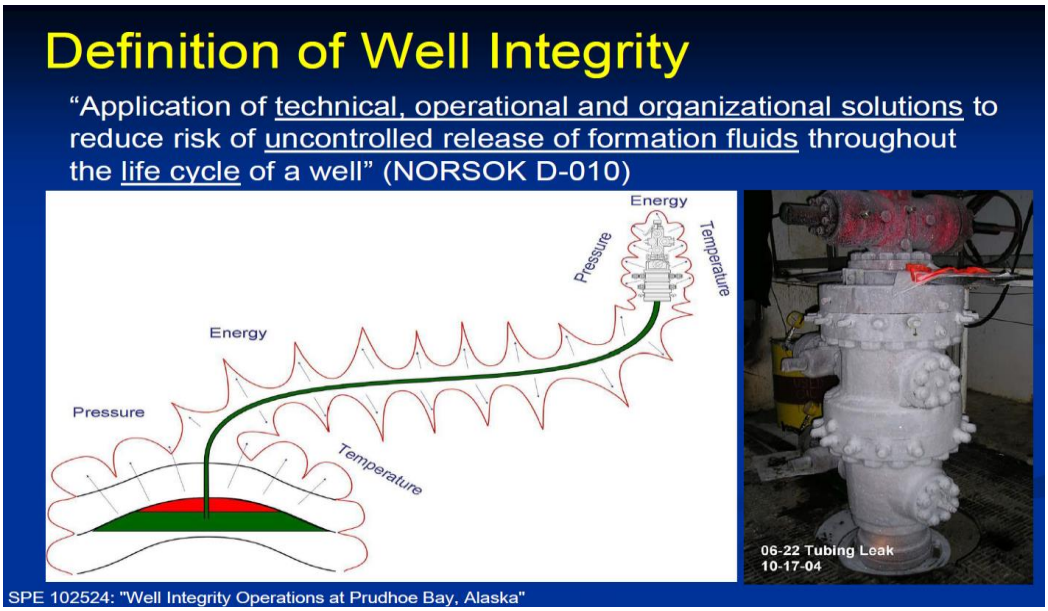
- ISO 31000:2009 - gestión de riesgos - principios y directrices[1]
- ISO/IEC 31010 - gestión de riesgos - evaluación del riesgo[2] evaluación técnicas del riesgo
- ISO Guide 73:2009 - gestión de riesgos--vocabulario[3] Gestión

Integridad

Personalmente el autor la define como “NO FUGAS DESCONTROLADAS”

[5] WIKIPEDIA ISO 31000. [en línea] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/ISO_31000

Figura 4. Definición de integridad de pozo.



Fuente: Tomada de archivo Anders

Las siguientes figuras muestras esquemáticamente lo relacionado con la Norma ISO 16530 1 / 2. Se toma tal cual está en la norma.

Figura 5. Elementos comunes para las fases del Gerenciamiento de la integridad de pozo.

ISO/DIS 16530-1:2015(E)

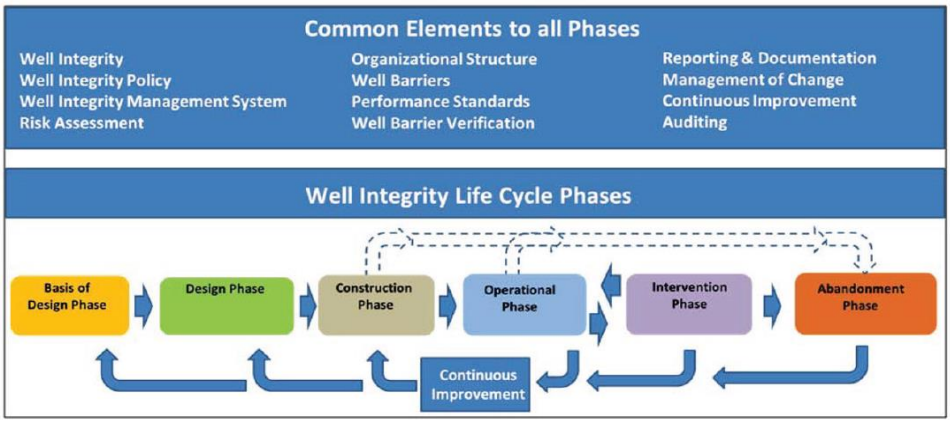
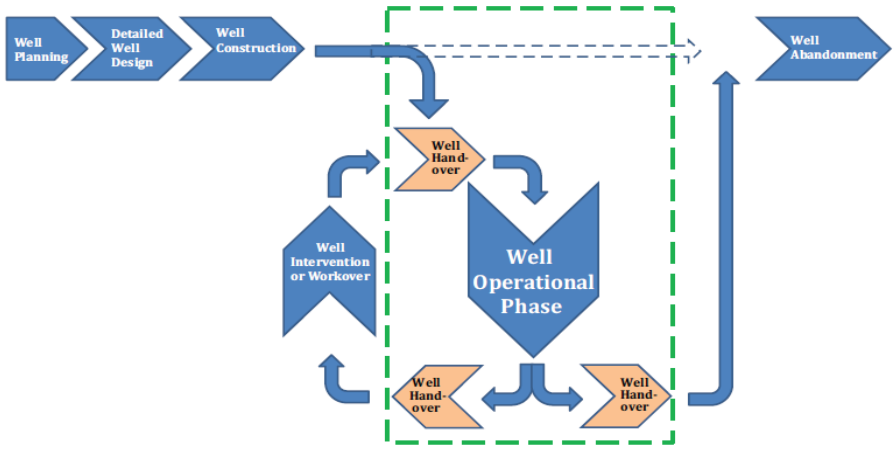


Figura 6. Ilustración del alcance de la norma ISO 16530 - 2

ISO/TS 16530-2:2013(E)



This standard defines requirements and guidelines relating to well integrity in drilling and well activities. Well integrity is defined to be "application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well". The standard focuses on establishing well barriers by use of WBE's, their acceptance criteria, their use and monitoring of integrity during their life cycle. The standard also covers well integrity management and personnel competence requirements. The standard does not contain any well or rig equipment specifications.

Fuente: NORSOK D 010

Barreras de pozo

Las barreras de pozo son usadas para prevenir fugas y reducir el riesgo asociado con las actividades de perforación, producción e intervención a pozos. Se compone de una o varios elementos de barrera que previene que los fluidos o gases fluyan no intencionalmente desde la formación productora a otra formación o a superficie.

Elementos de barreras de pozo.

- Prevenir cualquier fuga considerable de hidrocarburo desde el pozo al medio ambiente externo durante la operación normal y atenciones a pozo.

- Cerrar el pozo mediante comandos directos durante una situación de emergencia descontrolada y de tal modo prevenir el flujo de hidrocarburos desde el pozo

Requisitos de barreras de pozo.

El desempeño de una barrera de pozo debe estar caracterizado por su:

- Funcionalidad: Que la barrera esté disponible para su actuar todo el tiempo.
- Confiabilidad: la habilidad, en términos de probabilidad, para desempeñar la función requerida bajo las condiciones de operación y dentro de un tiempo especifico
- Resistencia - Soporte: Capacidad de la barrera para soportar las condiciones ante una situación de demanda específica.

Definición de Workover

Trabajos de reacondicionamiento de pozos o "Workover"[6]

Operaciones que tienen por objeto mejorar o aumentar el indicie de productividad para pozos productores (IP) o de inyectividad en casos de pozos inyectores de fluidos. Se clasifican en mayores y menores

Workover menores[7]

Conocidos también como servicio a pozo o "Well servise" son el tipo de trabajo con mayor aplicación en la industria para pozos productores o inyectores. Este tipo de trabajo es llevado a cabo principalmente para dar solución a los problemas

[6] ESTÉVEZ Julián y GELVEZ Luis Ricardo. Programa de optimización de trabajos de Workover. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990 18p.

[7] HERNÁNDEZ TREJOS, Edelberto. Reacondicionamiento de pozos petrolíferos y operaciones de workover. Curso. "Operaciones de Workover" Bucaramanga 8 y 9 de mayo de 2008. Universidad Industrial de Santander.

mecánicos tales como fugas en la tubería de revestimiento (TR), tubería de producción (TP) o en los empaques; comunicación de zonas en la cara del pozo en completamientos múltiples y fallas en los equipos y herramientas de subsuelo, limpieza de arena, remoción de parafina y lavado de perforaciones, es decir aquellos trabajos que no requieren cambios en el estado mecánico del pozo.

Condiciones actuales de la tubería de producción y repercusiones técnico económicas al campo en desarrollo.

Dentro del diseño de pozo la tubería de revestimiento y la tubería de producción son evaluados para soportar cargas y se llama el diagrama de Von Mises, de estar la tubería dentro de la elipse se considera que soporta las cargas a las que se está sometiendo la tubería, entonces porque falla la sarta de producción? Por el detalle que al momento de comprar tubería el vendedor no dice que la tubería se desgasta con el paso de tiempo en la medida que las condiciones del medio de operación se vuelvan más agresivas, es decir, al proveedor de tubería solo le interesa vender, luego de bajada al pozo ya no tiene nada que hacer, y se cumplió con un estándar de diseño simulado y aprobado por el cliente.

Se puede decir que Von Mises no es suficiente parámetro de diseño de sarta de tuberías de revestimiento y producción. No! Se debe aplicar factores de diseño y seguridad mayores a los que se plantean en los estándares de las empresas operadoras solo para que se ajuste el simulador a la tubería. A cambio se debe ajustar las especificaciones de tubería a las condiciones de operación incluyendo un factor de desgaste que permita tener una proyección de vida útil de la sarta. Esto quiere decir que si las condiciones fueran estáticas o fijas en el pozo la tubería soporta de acuerdo al diseño de Von Misses con los factores actuales, pero como las condiciones de operación varían se debe considerar que las especificaciones deben ser diferentes y el desgaste de pared de los tubos no es uniforme a lo largo de la sarta, las cargas que soporta el primer tubo que se mete

sobre el ensamble de fondo de producción y/o completamiento soporta el menor peso de toda la sarta de tubería de producción, mientras que el tubo que está más cercano al Tubing Hanger está soportando el peso de la sarta completa. Por el contrario el valor de la columna hidrostática por el fluido en el interior de la tubería de producción es menor en el tubo cerca a la superficie y mayor en el más profundo. También, la consideración de la diferencial de presión interna y externa, su efecto sobre la pared del tubo, la importancia de los registros de inspección con los valores de espesor de pared y su clasificación según su desgaste y la ubicación acorde al residual de espesor de pared dentro del pozo, podemos nombrar el termino trazabilidad como una herramienta poco o nada valorada, con la que se puede obtener información y manejo de información que represente un mejor aprovechamiento del recurso tubería y como tener definidas las diferentes clases de tubería según norma; a la vez, determinar los valores de clase que no se deben usar para las condiciones de un pozo determinado. No sería atrevido determinar un diagnóstico de la vida remanente de un tubo al tener sus capacidades de resistencia y cargas, para poder pronosticar su próxima inspección, siempre buscando que sea la tubería el elemento límite de falla, y no en un componente del ensamble de producción de subsuelo. Este ensamble debe disponer de capacidad superior a la tubería y estar soportada con los certificados y registros de ensamble donde se demuestra que primero falla la tubería que un componente de este ensamble. Las certificaciones las debe suministrar el proveedor de cada uno de los componentes del ensamble y la operadora debe asegurar que se cumple lo ofrecido por cada proveedor.

Los riesgos a que está expuesta la sarta de producción varían de pozo en pozo, pero es importante aclarar que no todos los campos disponen de recursos financieros suficientes para cubrir el 100% de los costos de mitigar los riesgos, dejando un rango de operación que permita desarrollar el campo dentro de un margen de utilidad suficiente para poder soportar los eventos que lleguen a materializarse. Es aquí donde se presenta una oportunidad de mejora que debe

estar acorde con los recursos disponibles y poder obtener la mejor relación costo – beneficio de la sarta de tubería de producción con un planteamiento sencillo, pero con la capacidad y soporte medible a través del tiempo.

Se define el alcance de este texto para la tubería de producción de un campo de producción con sistema de levante de dos modalidades: bombeo mecánico y bombas de cavidades progresivas. Miremos las consideraciones desde el estado mecánico de los pozos, decimos que tenemos tres tipos de pozo: verticales, tipo J y tipo S, las profundidades están en un rango de 4200 pies a 5800 pies, se usan tubería conductor, revestimiento de superficie de 9 5/8” soldado en la sección A del cabezal y revestimiento de producción de 7” colgado en el cabezal de pozo, y va desde fondo hasta superficie, tiempo de perforación varía 28 horas y 42 horas si hay labores inesperadas superable rápidamente. Lodo utilizado durante la perforación es base agua y el campo tiene 280 pozos de producción, existen pozos de inyección de agua pero no son del alcance de este documento.

En el campo anterior se presenta una intervención a pozo de entre 30% y 45% al año en Workover por causa de tubería de producción, para realizar Workover se tienen disponibles 4 equipos de 400 HP de capacidad, con un promedio de 30 horas por trabajo con movilización. Con esta información podemos decir que se tiene entre uno y dos equipos destinados para la atención de pozos con afectación de tubería de producción, también se puede afirmar que los tiempos de diferida por tubería de producción son menores que los tiempos destinados a servicio a pozo por causas diferentes a la tubería de producción.

Ahora si se toma un panorama más agradable y se dice que cuenta un equipo de WO destinado diariamente a la atención de sarta de producción, con lo que se puede calcular el valor que se está pagando al año por esa atención a pozo por causa de la tubería de producción. Ese dinero nos deja el pozo en una condición

que nos genera un Run Life de entre 1 y 1.5 intervenciones por año a pozo. Para efectos de cálculos veamos cómo serían los valores.

Tarifa diaria de equipo rentado	5.800
Diferida por cada intervención a pozo (40 BBls. X 50 $Us)	2.000
Costos administrativos y de logística.	200
TOTAL QUE ESE PAGA POR POZO INTERVENIDO	6.000

Estos $8.000 dólares por intervención a un pozo, al multiplicarlos por los pozos atendidos en el año (360 días X 24 horas = 8.640; 8.640/30 horas por reparación = 288 pozos al año; 288 X 6.000= 1.728.000), estos $1.728.000 de dólares, si se tiene en cuenta que un tubo vale 1000 dólares, se está pagando alrededor de 1728 tubos, con sartas promedio de 130 juntas, son 13 sartas de tubería de producción. Estas cuentas se presentan para justificar económicamente un análisis de la sarta utilizada y aprovechar una oportunidad de mejora que se puede visualizar con los proveedores de tubería, servicios de inspección y reparación para lograr un mejor costo beneficio mutuo en el que participen todos los socios estratégicos. Vale la pena aclarar que no existen tubos eternos y que siempre se va a tener afectación de la sarta durante la operación de los pozos en producción. Pero lo que se quiere es mantener a largo plazo un activo en el que se considere la inversión con la información real y las condiciones actualizadas en el tiempo con monitoreo que permitan un logro favorable en la búsqueda de disminuir la afectación a la tubería de producción, no porque desaparezcan las causas de las afectaciones, es porque se utiliza una tubería acorde a los requerimientos de las operaciones y estado del pozo. Muy seguramente se incrementara el valor de costos de la construcción del pozo, pero esos incrementos pueden lograrse de una adecuada planeación de pozos perforados en tiempo desafiantes, como por ejemplo: realizar primeras fases de 12 ¼” con equipo más pequeño (500 HP) que el de perforación normal (1000 HP) esa diferencial de tarifas, genera la cifra suficiente para los incrementos de costos en tubería de mejores propiedades que

las usadas actualmente. Para tener una idea de la cifra se tienen los siguientes valores en dólares:

Tarifa diaria de equipo de perforación normal de 1000 HP	12.000
Tarifa diaria de equipo de para solo fase de 12 ¼" equipo 500 HP	5.000
Diferencia por día.	7.000
En 360 días del año	2.520.000

A esto se le puede aumentar el beneficio de los Clúster y equipo móviles sin tumbar tubería para optimizar el sistema de perforación y la cifra aumenta.

En este primer capítulo, solo se considera el escenario en el cual opera la sarta y como se selecciona esta sarta, es los criterios con los cuales se compra, recomienda y baja esta tubería. Se debe hablar necesariamente del diseño y aprobación de AFE o gestión de recurso.

Al respecto del escenario se debe decir que al bajar el revestimientos de superficie y el revestimiento de producción desde superficie hasta fondo perforado, esa es la condición de pozo en producción, por lo cual el diseño de revestimiento debió considerar los fluidos de las formaciones y las cargas a que está expuesta la sarta de revestimiento de 9 5/8" y revestimiento de 7", siendo la tubería de 7" una camisa para proteger la sarta y tubería de producción. El material de la tubería debe soportar la acción de los diferentes fluidos de las formaciones próximas a lo largo pozo, las aguas subterráneas, si las hay y las cargas que se generan tanto desde lo exterior como las internas del pozo. Puede ocurrir que el simulador usado para el diseño de la planeación analice solo condiciones iniciales, es decir que los valores de cargas y esfuerzos sean los de condiciones estáticas. Esto se puede predecir para el aspecto externo al pozo, pero internamente el revestimiento de producción está sometido a diferentes valores de variables como se confirmara en la variación de los fluidos o salmueras que se mantienen en el anular

revestimiento de 7” y tubería de producción. Otro aspecto que debe ser tenido en cuenta es el diseño del tipo de pozo, pues los pozos tipo J y tipo S presentan por simple lógica unas zonas de contacto de la tubería de revestimiento con la formación externamente y con la tubería de producción internamente. Este contacto es importante considerarlo ya que toda fricción entre dos superficies metálicas generan un desgaste a la que tenga el material de menor resistencia a la fricción, esa fricción va causando perdida de pared y lleva al tubo débil al punto de falla por ruptura y en ocasiones hasta separar completamente la tubería en dos partes por estar sometida a cargas que el material no soporta en condiciones superiores a su resistencia, de ahí que al momento de diseñar un pozo en etapa de planeación se debe considerar las variables a las que estará sometido la tubería para poder seleccionar el grado, peso, conexión y atributos o valores adicionales que estén más cercanos a la realidad del escenario donde la tubería operara y no tener presencia de fallas prematuras y atenciones para reparar los pozos de alta frecuencia.

Se puede hablar de aplicaciones de barreras dentro del escenario que se está ubicando la tubería de producción en los momentos actuales, o solo se hace lo recomendado por el proveedor de tubería, sin que el proveedor ayude a compartir los costos elevados de las intervenciones a pozo por afectaciones a los tubos que se usan, pero por ser propiedad de la empresa operadora, ya solo le corresponde asignar fondos para los trabajos de servicio de pozo y soportar las consecuencias de dicho evento que saco el pozo de producción e incremento la diferida y el OPEX al requerir atenciones antes de lo presupuestado. Si se tienen claras las definiciones de este capítulo será más fácil entender que es lo que realmente causa esa anticipada afectación de la tubería. Las compañías operadoras disponen los recursos para invertir lo necesario, buscando no generar afectaciones tempranas y seguir todas las recomendaciones del proveedor de tubería, para que tenga la capacidad de soportar las cargas operacionales y se logre la vida útil proyectada en la fase de planeación.

El mercado actual de proveedores de tubería presenta una gran variedad de tuberías donde podemos encontrar las diferentes aplicaciones para los pozos actuales. Los precios varían desde cumplimientos de Norma API hasta solicitudes especiales de tubería con tratamientos para endurecido interno y roscas propietarias de gran resistencia. Se debe tener cuidado de no diseñar con exceso la sarta de tubería de producción y caer en el error de gastar recurso en pozos que no lo requieren. La parte más importante de seleccionar una tubería está en saber realmente las condiciones que va a soportar la sarta, para determinar las propiedades que debe presentar la tubería, y los valores de los diferentes factores de seguridad y diseño, con los que garantizan que la vida útil de la tubería está asegurada para soportar las cargas y demás condiciones de operación.

Muchas operadoras privadas diseñan de acuerdo al tiempo de duración del contrato o acuerdo con la nación donde se realizan las operaciones. Esto deja ver el interés de la operadora esta solamente en su actividad durante el tiempo pactado, y luego al revertir los campos le deja a la nación un campo en condiciones poco convenientes, al que muy seguramente tenga que realizar actividades de atención a pozo por deterioro de las sarta usadas y desgastadas de acuerdo a lo programado en la planeación del desarrollo del campo.

Para el caso concreto de la tubería de producción, se debe realizar una trazabilidad soportada con los reportes de inspección, donde se pueda determinar las zonas críticas o de mayor afectación, tanto en el cuerpo del tubo como en las conexiones. El análisis de esa trazabilidad es el soporte para distribuir los tubos a ser reutilizados en la ubicación adecuada, para no exponer un tubo que a pesar de cumplir con las normas y estándares, puede estar con valores cercanos a caer en la clase siguiente de desgaste, generando que el Run Life del campo sea bajo. Es por decirlo de una manera directa, disponer de personal que este pendiente de la tubería para que se aplique de una manera más conveniente y se pueda sacar mejor provecho de este recurso. Esta labor debe estar en coordinación con las

funciones del personal encargado de la bodega, para mantener actualizado el inventario de los tubos que reposan en la bodega. En el momento de solicitar una cantidad de tubos para un pozo determinado se debe tener claro de acuerdo a la aplicación la clase de tubería que se está despachando y el usuario que baja la sarta al pozo, determina la ubicación en la sarta quedando a satisfacción con los registros de estado mecánico del pozo. Esa información debe estar registrada en el software comercial y poder tener el criterio de pozo con la barrera adecuada para mantener integridad por el concepto de sarta de producción.

Se muestra en el siguiente ejemplo para notar la importancia de lo anteriormente mencionado. Si se tiene una tubería de 3 ½" OD; peso 9.3 lb/ft; grado N-80 y conexión 3 ½ EUE, el espesor nominal de esta tubería es de 0,254", la norma indica que permite desgaste de 15% para bajarla de clase, variando el valor de espesor a 0.216". esto quiere decir que un tubo que presente un espesor de pared de 0.220" está en Clase ll o verdes (pared con perdida menor al 15%, ver figura 8), pero solo cuenta con un remanente de pared de 0.004" en grado dos de los 0.038" que tenía en estado nuevo, si este tubo se usa en la sarta de producción erradamente en una zona critica o de altos valores de carga y desgaste, nos va ocasionar una atención temprana, a pesar que en el reporte de inspección aparece como grado dos, se debe considerar que la vida en material de respaldo de dicho tubo está más cerca a la falla que otro con mayor material de respaldo. Este es el principio de la optimización de sarta de producción. Complejo para quien no dimensiona sus consecuencias, pero muy útil al aprovechar el recurso de manera mejorada y con los soportes de respaldo para su aplicación correcta dentro de la sarta de producción. No significa que estamos cambiando el criterio de norma estamos es adecuando la aplicación de distribución de sarta de producción acorde a las propiedades que presenta cada junta, el tubo en cuestión de pared 0.220" puede aplicar en una zona de sarta de producción de menor exposición a cargas y esfuerzos, de seguro que el material de respaldo soporta los valores de norma y se puede presentar la falla en otra zona critica de la sarta.

Todo este seguimiento requiere de personal que entienda y de soporte a las cuadrillas de los equipos para el adecuado manejo de sarta durante las bajadas a pozo de la sarta de producción, logrando la mínima afectación por manejo en superficie y durante el viaje a fondo.

3. JUSTIFICACIÓN

Se puede llamar este capítulo la importancia de la información registrada en los reportes de inspección de la sarta de tubería de producción, ya que de esa información se deben tomar los conceptos de ajustes, actualizaciones de las condiciones y del escenario que se tiene donde se realizan las operaciones de la tubería de producción, se debe establecer un estado mecánico de los pozos de manera que soporten esas adversidades, que no se pueden cambiar como son: fluidos de formación, aguas y sales presentes en los fluidos de producción, temperaturas a lo largo de la sarta, tectónica de las placas vinculadas y otras. Todo lo anterior debe ser tratado como una gestión de activos de la cual las altas directivas son los primeros enterados, para dar apoyo a esta gestión con la vida de activo asegurada y respaldada económicamente.

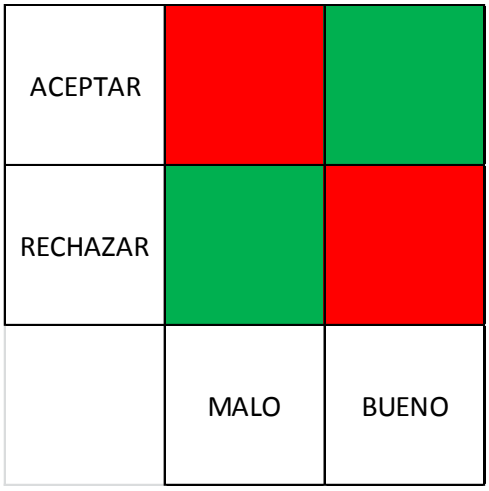
Las empresas prestadoras del servicio de inspección muy requeridas en los momentos de un gran número de tubos acumulados en los patios de la bodegas de materiales, con las condiciones de almacenar tubería sin segregar de donde proviene cada grupo de tubos, se acumulan uno sobre otro de tal manera que al tener unos 2000, 3000 o hasta más tubos es cuando se toma la determinación de inspeccionar. Con este panorama queda claro que la palabra trazabilidad no forma parte de la gestión de activos que se realiza en un componente del activo más valioso del negocio de los hidrocarburos, llamado pozo. Por otra parte como el proveedor de tubería pronostico que el tubo de acuerdo al diseño y simulador de esfuerzos tri-axial con la gráfica de Von Misses como soporte, demostró que esta tubería soportaba las condiciones descritas durante la evaluación de diseño para poder comprar la tubería de producción. Pero las condiciones de simulación no reconocen estos generadores de afectación: Fricción entre las varillas y Tubería de producción, agresividad de los fluidos de formación presentes en el agua que

se produce, ubicar en la sarta tubería usada en otros pozos que está en condiciones cercanas a falla, perdida de espesor generado por paso de fluidos con sólidos suspendidos y otros.

La única fuente del estado real de la tubería de producción es el reporte de inspección, en un nivel de inspección que cubra todas las afectaciones que puede presentar la tubería en: su proceso de almacenamiento, su manejo para levarla y bajarla al pozo, el proceso de bajado y trabajos de sarta, y luego de estar ubicada en el sitio de labor es donde inicia la actividad de los factores que el pozo por naturaleza le aplica a la tubería. De ahí la importancia de tener un reporte de inspección que sea una entrada para realizar la valoración de la tubería y poder asignar el más adecuado escenario a cada tubo, buscando que soporte las condiciones un tiempo lo suficiente para que sea rentable pagar el valor de cada tubo y lograr una mejora en los recursos del campo.

El personal de inspección no le pone, ni quita defectos a la tubería, pero una evaluación de inspección debe estar enmarcada en la figura 7, para que sea real el informe y los reportes de inspección estén acorde a los resultados obtenidos en el proceso de inspección. Se debe recordar que este servicio es el resultado de un proceso de selección, en el que se definen los criterios de aceptación o rechazo según los estándares vigentes y en muchas empresas los propios de cada empresa para asegurar que los componentes inspeccionados están en la condición mostrada en el reporte de inspección.

Figura 7. Resultados de la inspección de tubería de producción.



En la figura 7 se muestra que los resultados de color rojo se está rechazando componentes buenos o aceptando componentes malos. La esencia de un servicio de inspección es tener los componentes malos rechazados y aceptar los componentes buenos, y se marca en la figura 7 con color verde.

¿Cómo usar los reportes de inspección? ¿Qué información está contenida en un reporte de servicio de inspección económico?, solo espesores de pared y longitud de cada tubo. ¿Pero ese espesor es el mínimo del tubo? La respuesta es no. Ese valor es el mínimo leído en la zona central del tubo entre 6 a 8 lecturas que tratan de cubrir los 360 grados. ¿Eso es malo? No ese es el alcance de una inspección que por ser de valor bajo, no está determinando la real condición de la tubería. ¿Debe ser caro el servicio de inspección para que sea bueno? La respuesta es No. El valor de la inspección debe ser acorde a la información recibida y requerida para tomar la mejor decisión de usar el componente tubería dentro de una sarta de producción. Y determinar si la tubería usada está soportando las condiciones de pozo o por el contrario debe tomarse una evaluación de cambio de tubería para lograr una mejor relación costo beneficio.

El contenido del reporte de inspección es la manera como la tubería habla si está en el lugar correcto o equivocado. Si el reporte nos indica que la tubería fue afectada más en las roscas que en el cuerpo, es una indicación de las siguientes posibilidades: En el proceso de corrida de sarta se afectó durante el aplique de torque, o que la rosca aplicada en el pozo no soporta las condiciones de doblado dentro del pozo, o que durante la bajada se trabajó la sarta a valores superiores a los que el diseño de rosca es capaz de soportar, entre otros. Ahora bien si los daños son más en el cuerpo, debemos considerar: El material de la tubería es más débil que los demás materiales y más específicamente que el material de las varillas de bombeo mecánico, o que los fluidos de producción afectan internamente la tubería y la afecta al grado de perder la integridad de la sarta, o los fluidos externos al Tubería de producción contienen agentes que afectan la integridad de la sarta, u otros que se tratan de evaluar en el tercer capítulo.

La industria del petróleo posee toda una serie de normas y estándares como: API, ASTM, DS 1, IADC y otras, mediante las cuales las compañías de servicio de inspección realizan su labor y se determina si está en cumplimiento o no de dichas normas y estándares. El grado de confianza que se tiene de una empresa que presta el servicio de inspección básicamente está en medido por las No Conformidades que se presenten en desarrollo del contrato. Es de cuenta de la empresa operadora que se debe realizar el servicio de auditoria o tercera parte para determinar el cumplimiento del servicio de inspección, sin que se asuma la responsabilidad de los resultados de inspección por esta tercería contractual. Es común ver que si la operadora envía personal a verificar los servicios de inspección, se adopte una posición de descarga de responsabilidades, cuando en realidad son servicios muy diferentes que buscan tener un mejor aseguramiento de las buenas prácticas operativas de cada empresa vinculada al desarrollo de las operaciones y lograr los resultados planeados. Pero es cuando aparecen los tiempos con diferidas de producción que se busca determinar un culpable a quien cargarle la responsabilidad de la causa del tiempos con diferidas de producción,

sin tener en cuenta que esa posición acusativa puede distorsionar la causa raíz real del evento y se termina castigando y desviando la objetividad del análisis de causa raíz, empeorando el panorama y generando un ambiente poco sano de operación. Lo peor es que la causa real no se detecta y se repite el evento de falla, por no atacar efectivamente la causa real de falla, con esto se emplea recursos en remediaciones que se pueden evitar. Se debe tener un pensamiento predictivo y preventivo para tomar una determinación de la propuesta del plan de acción de cada una de las investigaciones de causa raíz, para no gastar recursos en planes de acción que no llevan al control o mitigación de la causa o son extremadamente efectivos pero no pertenecen a la realidad de las operaciones de ejecutadas.

No se puede lograr con una (debe esperar que en una) sola inspección visual se tenga el alcance de verificar la operatividad de una tubería, eso es imposible. (y la empresa que ofrezca ese esquema de servicio, dice mentiras.) El resultado operativo de una tubería es la valoración mediante unos procesos de inspección con los registros (Magnéticos y/o en papel) de respaldo donde se puede verificar que la tubería cumple satisfactoriamente con los estándares y normas regulatorias. Al igual ocurre con los rechazos, mediante los registros se determina la no operatividad de la tubería y se procede a formar dos grupos de tubería: uno para la tubería que no está operativo pero mediante un proceso o varios procesos de reparación puede quedar en condición operativa, es decir es tubería reparable. Y otro grupo de tubería que no es reparable y ya no puede usarse en las operaciones y se debe marcar de tal manera que se pueda visualizar la marcación, para no llevar a las operaciones, tubería que no se debe usar. Se debe gestionar la valoración respectiva para declararlos chatarra a estos tubos, y no tener la posibilidad de error de usar equivocadamente o por que se borró la marca de daño, y exponer su uso, generando daños de grandes costos al tener en bodega elementos que no se van usar en las operaciones.

Lograr un buen servicio de inspección no es difícil si se tiene claro que se quiere lograr con la inspección mediante la determinación del alcance de la inspección y el análisis de los registros de inspección sean usados para retroalimentar el sistema de mantenimiento de tubería. Lo que actualmente se realiza es: la compañía de servicio de inspección atiende la solicitud de servicio de inspección, realiza la inspección y entrega un reporte con los resultados de la inspección realizada. Ese informe pasa a ser el documento que se toma para enviar los tubos en condición operativa a la bodega o pozo y son usados sin realizar un análisis de su aplicación al pozo donde se envía. El análisis del que se habla no es más que una valoración de que esperamos que nos soporte el tubo en el pozo y si las condiciones del tubo tienen la capacidad en sus propiedades para que su falla no sea tan reciente, al contrario sea usado un tiempo prolongado sin presentar una afectación que genera gastos reincidentes por causa de la tubería. Mediante este análisis mencionado anteriormente, se está realizando un control a la efectividad de la inspección, sin estar directamente supervisando las labores en desarrollo del servicio de inspección. La tubería que el reporte de inspección registre como condiciones muy favorables de uso, soportara un mayor tiempo en operaciones y aquella que sufra una afectación temprana con relación al desgaste normal, debe ser analizada para determinar la causa y poder tomar las medidas de control y mitigación de la causa real, ubicando el componente de sarta que posea las mejores condiciones para soportar las cargas y variables que pueden causar afectación a la sarta del pozo.

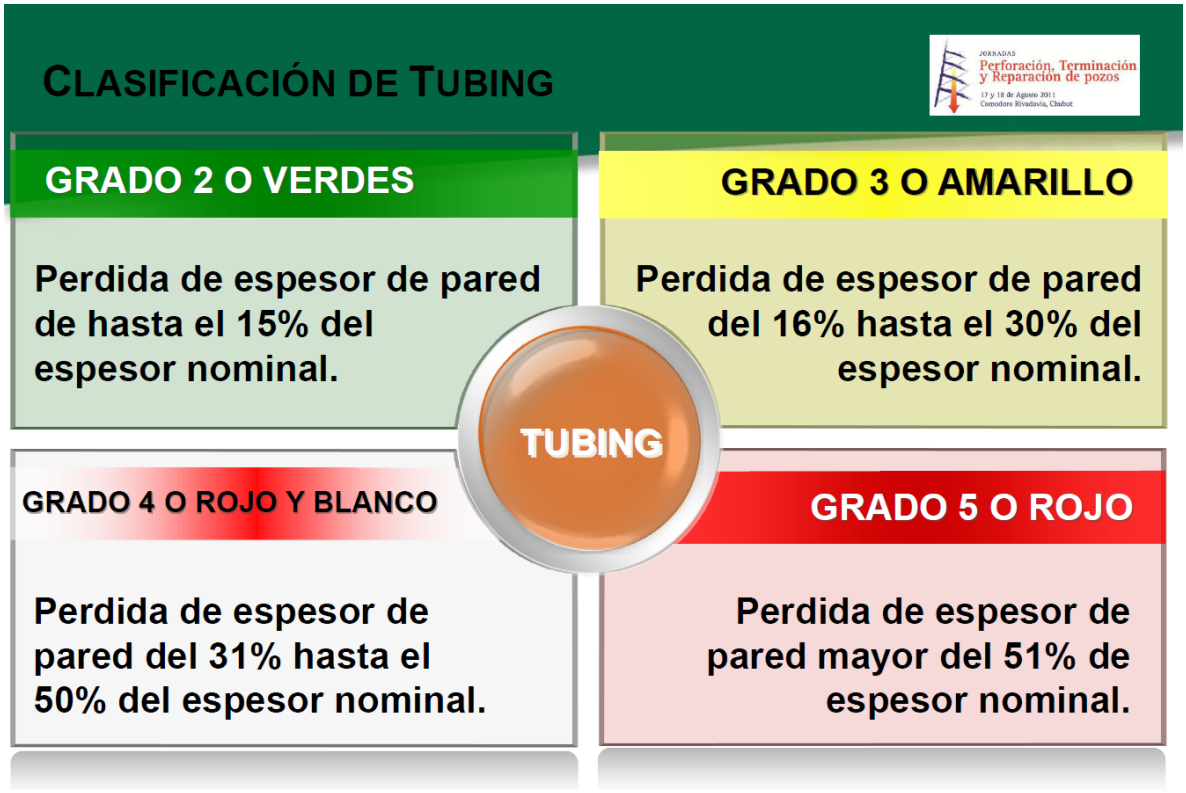
En el capítulo anterior se determinó unas cifras con las que se busca invertir en tuberías de mejores propiedades para soportar las cargas y las condiciones de las operaciones. Pero si no determinamos concretamente cuales son las afectaciones de la tubería y donde están localizadas a lo largo de la sarta, no podemos tomar medidas correctivas asertivas. De ahí la importancia de realizar inspecciones a los tubos que componen la sarta de tubería de producción indicando la secuencia de la ubicación de cada tubo a lo largo de la sarta y poder determinar la profundidad a

la cual se causa mayores afectaciones y el tipo de afectaciones. Con esta información se debe tomar las medidas de control y mitigación para lograr un mejor desempeño en la sarta por bajar a operación en el pozo.

Realizar análisis de causa raíz de las principales afectaciones de la tubería ayuda a tomar las medidas de corrección que debemos aplicar a la sarta de producción. Antes de realizar algún cambio en el diseño de la sarta de producción, se debe demostrar cuales son los factores que afectan la sarta de producción, la ubicación de las afectaciones a lo largo del pozo, y soportar con el reporte de monitoreo de datos de cada pozo, poder determinar, si el cambio de sarta de tubería de producción es requerido o si se debe ajustar la aplicación a la sarta que se tiene disponible. Los valores de la tubería se incrementan notoriamente al requerir al proveedor especificaciones especiales, no se debe usar tuberías de especificaciones especiales donde no se requiere, con esto estamos desperdiciando recurso que debe ser usado en otro sitio donde realmente se necesita.

Como se ve el párrafo anterior requiere la aplicación de disciplina operativa para poder lograr la correcta aplicación de los tubos de acuerdo a las condiciones del pozo y sus variaciones a las diferentes profundidades. Continuar con las inspecciones que incluyan la ubicación de cada tubo a lo largo de la sarta de producción, es llevar una trazabilidad que ayuda al mejoramiento continuo del desempeño de la sarta de producción. El gran paradigma a romper es el de lograr que las cuadrillas de los equipos de servicio a pozo, junto con personal encargado exclusivamente de tubería, lleven el correcto orden de la sarta de producción al momento de sacar la sarta y luego al momento de bajar el nuevo ensamble de producción al pozo.

Figura 8. Clasificación de tubería de producción.



Fuente: Tomado de archivo Tuberías Revisadas Tenaris

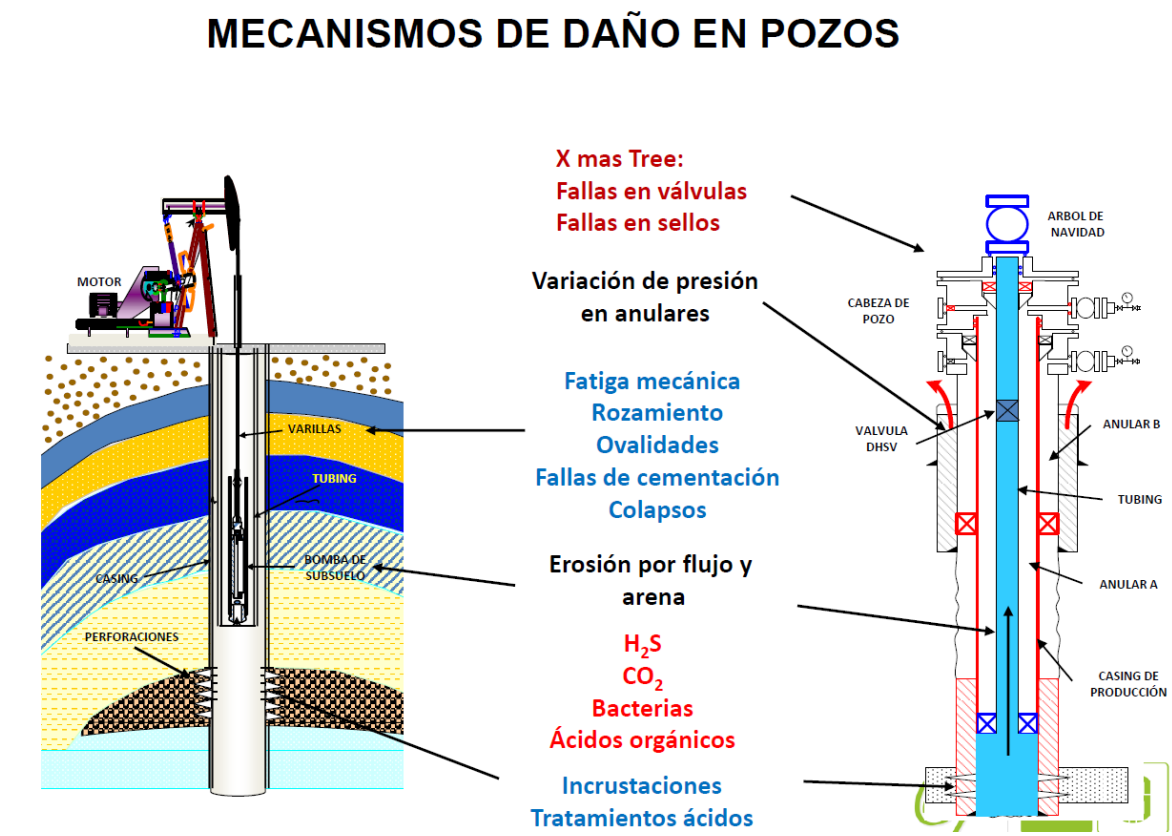
Del resultado de la inspección se genera los tubos que caen en los diferentes zonas de la figura 8 de clasificación de tubería de producción, se tiene que la tubería con los desgastes normales hasta el 15%, soportan las cargas determinadas en la norma API, a partir de este valor de desgaste la tubería estaría en condiciones desfavorables en un escenario de agresividad como puede ser una alta corrosión, abrasión u otro que le cause afectación a la pared del tubo. La tubería puede usarse hasta el valor de grado 4, pero con la precaución de no estar sometida a una zona de altas cargas y esfuerzos, el tema de disciplina operativa y mejores prácticas proporciona la metodología para que se realice esta condición y poder obtener los resultados planeados con la vida de la tubería. Si la tubería de producción entra en contacto externamente con el revestimiento y con la varilla de bombeo mecánico entra en contacto internamente, se está en un escenario poco

favorable y lo mejor es usar tubería en condiciones nueva en este tramo de sarta o con desgaste mínimo que sería menor al 10% des espesor de pared. La zona vertical del pozo cerca de superficie donde la tubería de producción no está en contacto externamente con el revestimiento, se puede usar tubería grado 3 siempre y cuando el peso de sarta no supere el 70% de la capacidad del tubo. La importancia de tener personal conocedor de tubería es crucial al programar un sistema de optimización para disminuir las probabilidades de error por no tener claro el concepto de zonas y grados de tubería y se ubique un tubo con menor resistencia a la solicitada por condiciones de esfuerzos en el pozo particular.

Lo mejor es tener un servicio contratado de seguimiento y monitoreo de las condiciones de pozo de acuerdo al RBI que se presenta en el capítulo 4 para poder asegurar la correcta distribución de la sarta de producción en los pozos luego de ser superada el servicio a pozo que ocasionó el Workover. Este servicio puede estar incluido en la inspección y así tener un solo contrato y disponer de la información de inspección de manera inmediata.

Los mecanismos de daño son entre otros: Fatiga mecánica, rozamiento, ovalidades, fallas de cementación, colapsos, erosión por flujo y arena, H_2S, CO_2, bacterias, ácidos orgánicos, incrustaciones y tratamientos ácidos. Estos causan, erosión interne y externa, corrosión, fractura, Fatiga, abrasión, fractura intergranular, fractura intragranular, efecto de la pila, desgastes, sobrecargas

Figura 9. Mecanismos de daño en pozos



Fuente: Tomado de Presentación 28 Mecanismos de daño pozos

4. AMENAZAS A LA INTEGRIDAD DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Actualmente la toma de decisiones es un proceso en ocasiones acelerado y complejo por la premura de dar solución a situaciones que afectan económicamente las operaciones de las empresas operadoras, se puede tener la información incompleta, no se cuenta con histórico, o nunca se ha medido los parámetros que se deben tener en cuenta para poder producir un concepto de mejor calidad, bajo costo y aceptable nivel de confiabilidad. Esto ocurre en todas las empresas y está incluida la industria de hidrocarburos. Se debe aplicar las disciplinas actuales de gestión de activos, ingeniería de confiabilidad, análisis de riesgo, gerencia de la incertidumbre para determinar los criterios de inspección y análisis de los resultados de inspección, logrando establecer una clasificación de riesgos a que está sometida la sarta de producción y poder optimizar el recurso tubería al mitigar y controlar las amenazas a que está expuesta la sarta de producción.

No se puede tener todas las causas y tipos de falla en un solo pozo, citadas en el capítulo anterior, el listado es grande y no se debe ignorar que se puede tener varios de estos eventos en un pozo, con lo que sería un panorama poco halagador y deja una labor de análisis muy exigente para buscar la mejora del mantenimiento de la sarta de producción y poder determinar las propiedades y características de la tubería, con la capacidad para su uso adecuado y duradero con los criterios que se dan en este capítulo.

Se propone que se efectúe un recorrido por la vida de la tubería y poder tomar las consideraciones en cada momento de su proceso desde la fabricación hasta la determinación de declararlo chatarra. Sin estar inmerso en las situaciones que no se tiene el alcance como por ejemplo: las condiciones de fabricación que se

presentan en planta de las cuales el fabricante controla y activa su sistema de integridad, para poder entregar un producto dentro de los acuerdos pactados.

Los factores a evaluar serán los siguientes:

- EN FABRICACIÓN:
  - Diseño
  - Monitoreo
- DAÑO MECÁNICO POR MANEJO Y STOCK EN BODEGA
  - Ambiente
  - Diseño
  - Monitoreo
  - Rehabilitación
- OPERACIONES EN POZO
  - Diseño
  - Monitoreo
  - Rehabilitación
- CORROSION EXTERIOR
  - Medio
  - Diseño
  - Monitoreo
  - Rehabilitación
- CORROSION INTERIOR
  - Medio
  - Diseño
  - Monitoreo
  - Rehabilitación
- STRESS CORROTIONCRACKING
  - Ambiente
  - Diseño
  - Monitoreo

- Rehabilitación

4.1 EN FABRICACIÓN

4.1.1 Diseño. Se inicia con la adquisición de tubería, donde se debe contar con un aseguramiento de las propiedades físico-químicas solicitadas al fabricante con las que se va a soportar en la operación los retos que se presenten y lograr la vida de uso programada en el proyecto de desarrollo del campo. Las amenazas en esta fase de vida de la tubería será el no cumplimiento de las normas y estándares acordados, la verificación de los ensayos requeridos para que la tubería sea despachada y los documentos soporte de los procedimientos realizados como el Mill Test entre otros.

En caso de tener una conexión Premium o propietaria se debe establecer entre el propietario de la conexión y las empresas prestadoras de servicio de inspección su capacitación para inspeccionar las conexiones con los criterios de aceptación y rechazo dados por el dueño de la patente de la conexión. Durante el proceso de contratación para seleccionar el proveedor de tubería se debe contar con muestras del material que suministra el fabricante para poder determinar si cumple con las normas API 5CT. También el propietario de la rosca especial debe contar con taller validado para reparar las conexiones que se dañen o afecten por malos manejos u otras causas.

4.1.2. Monitoreo. De presentarse alta frecuencia en los rechazos durante la inspección de tubería nueva, se debe solicitar al proveedor la autorización para efectuar una auditoria y/o Third Party, cuyo costo será descontado de los valores a pagar por tubería que fue aceptada. El resultado de la gestión de auditoria determina si se continua o no con el acuerdo pactado entre proveedor y empresa operadora.

Toda tubería que no presenta marcación según API no cumple con los requerimientos de la norma 5CT, o si se presenta algún tipo de alteración como remarcado del grado, sobre un marcado anterior, tampoco es cumplimiento de norma API, así tenga el monograma API. Ver foto de caso de remarcado de grado K y le sobremarcan una N.

Figura 10. Caso de remarcado de grado K y le sobremarcan una N

Se observa la marcación una N de diferente tipo de marcado, sobre una K que mantiene el mismo tipo de marcado de las demás marcaciones. Violación de marcación, pese a tener monograma API.

El riesgo que significa esta alteración es que se use la tubería con resistencia de K-55 y se exponga a valores de condiciones de operación superiores a los 55000 psi de capacidad SMYS (Máximo Yield Streng). Termina partiéndose la tubería y generando costos adicionales de operaciones no programadas.

4.2 DAÑOS MECÁNICO POR MANEJO Y STOCK EN BODEGA

Ahora pasemos al recibo de tubería en pozo o en bodega, el cual se recomienda que se realice JIT (Just In Time), con este sistema de suministro, el proveedor transporta la tubería hasta el pozo o bodega de la operadora. Esta recomendación

se hace debido a la experiencia que el proveedor tiene en el manejo y manipulación de la tubería.

4.2.1 Ambiente. Se debe considerar las condiciones de humedad de la bodega o patio, ya que se puede afectar la tubería que permanezca un tiempo prolongado sin usarse en patio y aún más si se encuentra expuesta a cercanías al mar. El tiempo de permanencia en muelle, después de ser desembarcada la tubería en puerto, debe ser mínimo.

Se debe tener en bodega únicamente lo requerido por la operación, para no tener stock de material como activo latente. En este orden de idea también juega papel importante la cercanía al mar y/o cuerpos de agua como ríos, lagos o lagunas y pantanos o zonas reconocidas como húmedas.

4.2.2 Diseño. Se debe contar con un patio acorde a las necesidades de la operación de tubulares y en cumplimiento con el manual de calidad en lo referente a la seguridad, calidad y cuidados que se deben considerar para no exponer a los involucrados en las operaciones de manejo a situaciones de alto riesgo, los equipos para el manejo de tubería tienen la capacidad de soportar las cargas que ello demanda, pero se debe contar con personal que tenga la capacitación y experiencia acorde con la función desempeñada. Los rack de tubería tienen su sistema de verificación de cargas y capacidades de almacenamiento y están indicados a la vista del personal que opera la bodega. Se utiliza entre tandas madera o tubos metálicos o plástico de acuerdo a la conveniencia de la tubería a depositar en el patio. En caso de tubería con protección de Coating debe verificarse su estado y no durar mucho tiempo en patio, debido a la acción de la intemperie puede llegar afectar el lacado o Coating y dañarlo. Salvo que tenga el Coating por diseño la capacidad de resistir la acción del medio ambiente. Se puede acordar con el proveedor que entregue la tubería en paquetes sunchados para una mejor conservación de la tubería.

4.2.3 Monitoreo. El patio de tubería por ser un recurso de la empresa operadora debe estar establecido en el manual de calidad su esquema de manejo y control, el personal vinculado a la bodega debe cumplir con las capacitaciones y certificaciones requeridas para la función, un reemplazo del titular es necesario que se tenga establecido para las respectivas vacaciones del titular y no encargar a otra persona sin conocimiento y criterio a manejar los tubulares exponiéndolo a riesgos que no sabe manejar.

Se debe disponer de los registros de todas las afectaciones causadas en la bodega a la tubería y como se manejó y controlo cada una de las situaciones para que no se repitieran. Para tuberías especiales como el caso de tubería cromada se debe contar con los aparejos requeridos y no ocasionar contacto metal – metal que afecta la tubería y nos puede fallar en pozo antes de lo previsto. Al momento de detectar que se tiene una tubería por más de 5 años, se debe reportar a compras para que sea usada en un proyecto donde aplique cuanto antes y mantener existencias inoficiosas de cero o mínimas. Con el fin de no interferir con afectación a las comunidades animales cercanas a la bodega se debe establecer un sistema de aislamiento para que no entren animales por los linderos, evitando que se pueda causar daños a los animales que pertenecen a los vecinos, esto está enmarcado en la política del buen vecino de la empresa operadora.

4.2.4 Rehabilitación. El personal encargado de la bodega debe estar actualizado con las nuevas tecnologías en materia de tubulares y tipos de conexiones, sus aplicaciones y cuidados. Esta información debe ser un valor agregado del proveedor de tubería o debe suplir el personal para el respectivo manejo y gestión de los tubos con carácter especial. El orden y aseo son el reflejo del sistema de gestión integral aplicado a la bodega en forma preventiva, para que los transportadores que llegan externos puedan atender los avisos y recomendaciones al entrar en zona de riesgo. La autoridad ambiental debe dar visto bueno de las condiciones de ruido y controles de los sumideros para que se

registre en el sistema de gestión como soporte de cumplimiento de las leyes ambientales y de convivencia con los vecinos circundantes. Todo camión que entre o salga de la bodega debe pasar por una revisión del esquema de seguridad establecido en el sistema de gestión integral, para transportadores internos y externos, garantizando un correcto recibo y entrega de tuberías desde y hacia la bodega. En planteamiento de mejora continua se debe soportar la ejecución de las recomendaciones recibidas por las auditorias que se realicen a la bodega, soportando con los registros al sistema de gestión de la empresa operadora.

4.3 OPERACIONES EN POZO

4.3.1 Diseño. Ahora veamos cuando ya está la tubería en el pozo los escenarios de riesgo, el propósito de llevar la tubería a pozo es porque se va a bajar al pozo en un tiempo cercano, no se debe despachar tubería al pozo sin tener la posibilidad temprana de bajarla al pozo, queda expuesta a riesgos como si estuviera en una bodega no adecuada. Para la baja de tubería al pozo debemos tener en cuenta entre otros los siguientes aspectos: Calificación para el equipo de RIH (RUN IN HOLE) al llegar al pozo dicho equipo, esto es tener un aseguramiento del equipo disponible para el RIH (RUN IN HOLE) mediante una prueba en pozo por parte del contratista y con el acompañamiento del proveedor de tubería y/o Ing. QAQC o el Jefe de pozo si tiene las competencias para tomar un criterio de aceptación o rechazo. Calificación de los operadores para el RIH (RUN IN HOLE), es realizar una verificación de los certificados de capacitación de los operadores que realizan la corrida de sarta al pozo y establecer junto con el jefe de pozo los parámetros operacionales para la bajada de la sarta al pozo. Al momento de presentarse una anomalía durante la operación de bajada de sarta, se toman datos del evento para su posterior análisis y se continúa con la bajada de ser posible. Esta información debe formar parte del informe y reporte de corrida para que se realice la valoración en RAM y determinar el grado de investigación

que amerita. Por otra parte el Ing. QAQC debe verificar que se dispone en pozo de: Coupling para cambios en caso de ser requeridos, cargador y equipo adecuado para el manejo de cargas (tuberías), como lo es verificación de tamaños de equipo de levante, elevadores, llaves, otros. Se recomienda tener un soporte por parte del proveedor de tubería para que sea quien libera las conexiones en condiciones aceptadas y no el operador de la llave de torque.

4.3.2 Monitoreo. De presentarse modificaciones a lo programado para la bajada de sarta se debe realizar un análisis de las nuevas condiciones de riesgo, mediante una reunión que incluya a todos los involucrados, quedando actualizado todo el personal.

La actividad de bajada de sarta presenta una participación de personal de diversas empresas, una es proveedor de tubería, otra es la que realiza conexiones, otra baja la sarta, en fin esto indica que se debe trabajar de acuerdo a los acuerdos de la reunión preoperacional y de ser necesario se realizan los ajustes que se deban hacer por medio de proceso de gestión de cambio.

Definir quien toma las decisiones en caso de presentarse una anomalía es importante para no divagar con opiniones, si no con criterios definidos, cada quien es un profesional en su área de trabajo.

El diligenciamiento del permiso de trabajo está liderado por el jefe de pozo y debe ser soportado por la autoridad en temas de HSEQ de la localización.

Es recomendable no bajar tubería nueva al pozo, hasta tanto no sea inspeccionada. Si en el resultado de la inspección de la tubería, se presentan indicaciones, esos tubos deben ser devueltos al proveedor y recibir una cantidad igual de tubos en condiciones operativas. Los defectos que se pueden encontrar son de dos tipos: defectos de fabricación, no detectados durante el proceso de

fabricación, o defectos de manejo, los cuales son por lo general afectaciones mecánicas durante la manipulación de la tubería en bodega, cargue, descargue o selección de tuberías.

Los rechazos detectados durante las inspecciones deben ser registrados para tener un histórico de que tipos de afectaciones sufre la tubería y el tipo de indicaciones detectadas en los procedimientos NDT. Al sacar la sarta de tubería de producción del pozo a superficie se debe considerar que se van a presentar rechazos por inspección y es donde se denota la importancia de llevar la posición de cada tubo en la sarta para determinar que le causa la afectación, con esta información debemos usar tubería en condiciones de propiedades físicas y químicas suficientes para reemplazar los rechazos de inspección y ubicar en los sitios más críticos a lo largo de la sarta la tubería con las características suficientes para soportar las condiciones del pozo.

Se debe tener en cuenta que se puede presentar reparaciones en campo realizadas por el personal de inspección, estas reparaciones son de tipo manual y están contempladas dentro de la norma API, si el defecto es de magnitud suficiente para que la norma indique enviarlo a reparación a taller debe ser segregado y enviado a taller para que allí se realice la debida reparación.

Si se cuenta con servicio de Ing. QAQC debe ser quien realiza una verificación de los defectos detectados por la inspección y valida los reportes de inspección con un visto bueno en el reporte que se envía al taller de reparación. No se debe enviar tubería al taller de reparación sin reporte donde se especifique el tipo de defecto encontrado y el taller debe solicitar el reporte en caso de no ser enviado antes de iniciar las actividades de reparación.

Luego de ser reparada la tubería se debe realizar en taller una prueba hidrostática con un valor dado por el personal experto en tubería que estime suficiente para

recomendar su uso en la posición más acorde dentro de la sarta, con esta prueba estamos asegurando que la tubería fue correctamente reparada y nos da un indicativo del valor de cargas que soporta.

En el sistema de gestión también debe registrarse los incidentes ocurridos en pozo durante las corridas de sarta de producción, para tomar en consideración las lecciones aprendidas y tomar las recomendaciones de las investigaciones realizadas para los incidentes anteriores durante actividades similares. Con esto se está realizando un mejoramiento continuo, mediante el control y mitigación de causas de eventos que generaron algún tipo de perdida anteriormente.

Es común no realizar investigaciones en eventos que se presentan en la operación, razón por la cual se repiten su participación, al no tomar las medidas correctas de control, la matriz RAM determina el tipo de investigación que se debe aplicar en cada caso de evento, por lo cual no todas son investigaciones de gran complejidad y de no hacer las de poca complejidad por simplismo, deja la posibilidad de repetir el evento por no determinar la causa real y tomar los controles necesarios para mitigar su reincidencia.

El personal vinculado en el manejo y operaciones de tubería debe recibir una capacitación por parte del experto en tuberías para que se hable un solo idioma durante las operaciones. Estas capacitaciones debe estar soportadas por el proveedor de tuberías quien reafirma las recomendaciones y cuidados que se deben tener para evitar que se presenten eventos inesperados. Lo peor sería tener a alguien que diga “no sabía eso”, “me dio pena preguntar”, esos son escenarios de una falta de madurez, ya que se cuenta con personal experto para dar aclaración a todas las dudas y poder realizar las labores dentro de un cuidado mutuo de los participantes en las operaciones.

Todas las personas que son ajenas a las operaciones de manejo de tubería se recomienda que no participen, menos por buena voluntad, ya que pueden salir lesionados por un tubo, el cual por ser metálico es más fuerte que cualquier parte del cuerpo humano.

Antes de realizar una actividad de operaciones de tubería se debe presentar al jefe de pozo y/o Ing. QAQC la documentación de los procedimientos e instructivos a realizar en el pozo, para que se realice un ATS de acuerdo a las condiciones del pozo y sea analizado en la reunión preoperacional con todo el personal involucrado en el procedimiento a seguir durante la operación de la tubería en pozo.

4.3.3 Rehabilitación. La empresa que realiza el RIH (RUN IN HOLE) debe determinar los valores operacionales y sus límites en caso de presentarse una situación que este fuera del desarrollo normal de la operación. El jefe de pozo debe establecer los tiempos de maniobra y aplicación de ajustes operacionales para superar los impases que se presentan en las operaciones de sarta de producción. El Ing. QAQC debe dar soporte al jefe de pozo en los valores operacionales límites de la tubería, para no excederlos y dar las recomendaciones del caso para lograr una operación exitosa.

Los tubos que se rechazan durante las operaciones de corrida deben ser enviados a inspección para poder obtener un reporte de inspección con el defecto detectado y saber si es reparable o no.

Si la tubería para la operación proviene del proveedor, los tubos que sobren en una corrida deben devolverse al proveedor de tubería y continúan siendo de ellos. Solo debe llevarse a facturación los tubos que se bajaron al pozo. Esto debe estar consignado en el contrato y el sistema Just In Time (JIT) de entrega de tubería por parte del proveedor de tubería. Si la tubería proviene de la bodega, se deben

regresar a la bodega, manteniendo los protectores de roscas instalados para no generar riesgo de afectación por manejo.

Se debe repetir el comentario de las lecciones aprendidas en el manejo de tubería en pozo debe estar consignado y divulgado antes de realizar una operación de corrida o sacada de sarta de producción para que se consideren los eventos que marcaron algún tipo perdida por no tomar las medidas de control a tiempo.

Ya estando la tubería dentro del pozo se presentan una serie de riesgos, los cuales causan las afectaciones a la tubería de producción y generan la falla como la corrosión externa, corrosión interna, SCC con las siguientes variables:

4.4 CORROSIÓN EXTERIOR

4.4.1 Medio. El tipo de salmuera presente en el anular entre el revestimiento y la tubería de producción, con su resistividad, y agresividad determinada por análisis físico químico, que nos indique los valores de incidencia que puede presentar para afectar la sarta de tubería de producción.

Tubería de producción en contacto con el revestimiento, esta condición genera un foco de actividad entre los tubos generado por varios factores, tipo de salmuera y su contenido de partículas suspendidas, actividad electrolítica que afecta al revestimiento o a la tubería de producción, al bajar o sacar la sarta de producción se presenta fricción que produce desgaste, puede ocasionar tubería rota por perdida de pared de los tubos vinculados en la fricción.

Si el revestimiento llega a romperse esto permite paso de fluidos de formación al anular entre revestimiento y tubería de producción, dejando un escenario que requiere de la evaluación de fluidos para determinar la agresividad los fluidos que

puede afectar la sarta de producción. De ser posible se debe analizar los fluidos para determinar los correctivos necesarios. Los valores de PH de los fluidos presentes en el anulas revestimiento y tubería de producción deben ser monitoreados, para detectar si se presentan cambios significativos.

Se debe tomar lecturas de presión y temperatura, porque la corrosión presenta diferentes aplicaciones de acuerdo a las condiciones de temperatura y presión a lo largo del pozo.

Si se tiene establecido aplicación de químicos desde superficie para el anular revestimiento y tubería de producción, se debe realizar análisis de los fluidos incluyendo los aditivos suministrados al pozo.

Considerar la actividad tectónica de la zona del campo es de importancia por las afectaciones que le ocasiona a la tubería de producción, es difícil de controlar, pero ya se cuenta con recomendaciones al respecto.

El tipo de pozo aporta a la corrosión externa significativamente en los puntos de contacto entre el revestimiento y la tubería de producción, el pozo tipo J se tendrá unas zonas de contacto y en el tipo S se incrementan las zonas de contacto, en el tipo vesical el contacto es generado por la sarta en Buckling. Una ayuda son los registros de DLS tomados durante la perforación. Estos valores de DLS no varían, pero si están relacionados con lo amplio de la zona de contacto que se pueda presentar en el pozo.

Otro concepto a considerar es la conexión del revestimiento y de la tubería de producción, no todas las roscas soportan los mismos valores en condición de tensión y compresión, la falla en una rosca del revestimiento, genera entrada de fluidos de formación y se requieren análisis de los fluidos mezclados. La falla en una rosca de la tubería de producción, genera perdida de presión requerida para

llevar el fluido de producción a superficie y contaminación del crudo de producción con la salmuera del anular.

La tubería con Coupling presenta valores de alta resistencia a la tensión, pero las roscas API no soportan altos valores de compresión, por esta razón se debe evaluar la mejor aplicación del diseño de conexiones para las tuberías empleadas.

La tubería de producción que presenta Upset y Coupling, presenta ventajas sobre el diseño de tubo liso, por lo tanto sus propiedades de resistencia son mayores. Saber usar el recurso del Upset en la tubería es conocimiento del experto en tubería.

Las tubería que por solicitud de la operación se le aplico laca exterior esperando tener una mayor resistencia a la acción de la intemperie, no está considerando que la laca puede ser removida al manejar la tubería por las cuchillas del cargador y las fricciones entre el tubo y los burros. La aplicación rudimentaria de esa laca permite la acumulación de laca en la parte inferior, al escurrir la laca fluida desde la parte superior del tubo, llegando a incomodar para una lectura confiable de los equipos y procedimientos de inspección.

Considerar el peso de la tubería y la sarta total es saber el grado de confianza tengo en el diseño de sarta, no se puede dejar que los valores de peso de sarta estén muy cercanos a la capacidad de tensión de la tubería, y tampoco estar con una sarta tan robusta que económicamente estaría por fuera del alcance presupuestal del proyecto. De este valor se determina directamente la deformación de la tubería generada por el solo actuar del peso de la sarta.

De seguro se puede encontrar otras observaciones para la corrosión externa y cada campo debe incluir aquellos que no están aquí relacionados y eliminar aquellos que no se presentan en su campo particular.

4.4.2 Diseño. Empecemos diciendo que el grado de certeza para que una tubería de producción requiera o debe tener protección catódica, se menciona únicamente para tener disponible si es que algún pozo presenta este tipo de protección para las tuberías de subsuelo.

El diseño de roscas y tubería debe estar orientado a cubrir las necesidades en propiedades físico químicas de la tubería para soportar las cargas a que va estar sometida dentro del pozo. Si esta premisa no se cumple, entonces la tubería presentará fallas tempranas y se generara gastos por no haber realizado un análisis correcto de la capacidad de la tubería y puede ser que solo se tenga en consideración el valor económico. Lo irónico del caso es que lo más económico se convierte en algo más caro por tener que invertir recurso para efectuar las remediaciones a causa de esta tubería mal diseñada.

El tiempo que lleva instalado el revestimiento de producción se debe llevar en registro para poder determinar cuál es el desgaste por año en perdida de espesor de pared, de no ser un valor considerable se registra sin mayor análisis el dato de lectura de espesor de pared del revestimiento y los años que lleva en pozo dicha tubería. Si se tiene conocimiento de alguna modificación del estado mecánico que incluya una adición de tubería de revestimiento posterior a la perforación del pozo debe actualizarse esta información en el formato de gestión de pozo, como el caso de Scap Liner u otros.

La importancia de conocer las zonas de mayor desgaste externo de la tubería de producción por fricción y acción de los componentes de la solución salmuera en el anular, puede dar aplicación de métodos para incrementar la resistencia a dicho desgaste, mediante tratamientos a la superficie externa del tubo, no se está hablando de Couting o lacado, sino de mejorar la propiedad de resistencia al desgaste abrasivo y químico a que está expuesto el tubo en la pared externa. Se puede presentar propuestas de protectores mecánicos cono rodillos hasta

aplicaciones de revestimiento externo para los tubos que se posicionen en la zona de alta fricción de las tuberías del pozo.

La cercanía con otros pozos puede llegar a causar alteración del medio circundante del tubo, y es mayor si se presenta cable a lo largo de la sarta, como el usado en las bombas BES. Esta afectación es generada por el campo inducido al paso de la corriente por el cable de la bomba instalado junto a la tubería de producción del pozo con BES. En los pozos en Cluster la zona vertical es muy cercana un pozo al otro y es donde sería mayor exposición a este riesgo. El tipo de formación puede aportar en favor o en contra de la afectación externa de la tubería.

Los esquemas económicos durante la perforación y construcción del pozo han determinado que cementar toda la tubería de revestimiento no es necesario, y se permite dejar una parte sin cementar. Esta sección sin cemento que contiene fluidos que no se pueden monitorear y se diseñan para que tengan un ambiente amigable y duradero con las demás partes involucradas. Pero la realidad puede ser que se convierta en el foco de corrosión, después de haber cambiado la formulación de los fluidos que la componen, por el simple actuar de los fluidos de formación. Como se ve la integridad dela tubería de producción está usando el revestimiento como barrera para protegerla de los fluidos de formación y sus agentes corrosivos.

La actividad tectónica del campo es una fuerza mayor que usar una barrera seria tener un súper-tubo a esperas de que soporte hasta una magnitud de esfuerzos que se vuelve súper-costosa la tubería y si la magnitud de carga supera la resistencia del tubo que se instale, lo daña y rompe permitiendo la contaminación y exposición a los fluidos externos contenidos en las formaciones aledañas.

Los fluidos presentes en el anular son por lo general salmueras diseñadas para darle al pozo un estado estable y soportable. El cambio en los niveles de estos fluidos en el anular genera zonas húmedas y luego secas que traen como consecuencia una condición propicia para generar focos de corrosión. En ocasiones el simple hecho de tener temporadas de invierno genera cambios en los niveles de los fluidos presentes en el anular revestimiento y tubería de producción. Cuando se presenta aporte de fluido al perder la integridad del revestimiento, el panorama es más complejo y el riesgo de afectación de la tubería de producción es superior al de estar condiciones normales de integridad de pozo.

Cuantitativamente no se cuenta con formula como en línea o Line pipe para relacionar los valores de presión, desgaste, diámetro, para determinar espesor requerido. Pero si se lleva un registro de perdida de material en la pared de la tubería de producción por año se puede determinar una proyección de vida remanente, restándole al espesor inicial, el espesor final y dividiendo en la perdida de pared por año.

4.4.3 Monitoreo. Los criterios para aplicar protección catódica son realmente aceptables o deben mejorarse y adecuarse ante las variaciones de las condiciones operativas dentro de la vida del pozo. La aplicación de protección catódica no es para la tubería de producción, es para el revestimiento de manera que aseguremos una barrera eficiente. Tener una medida del estado de las barreras es tener la certeza de su funcionalidad como barrera. Los registros de las empresas de servicio, son un buen indicativo del estado de la tubería de revestimiento y se debe considerar una frecuencia aceptable para mantener el activo pozo en las mejores condiciones.

Al correr registros y verificar estado de las tuberías, también se puede evaluar el estado de las cementaciones que se vuelvan de interés para tener las berreras aseguradas. Muchas barreras no se pueden verificar por tratarse de equipos y/o

herramientas de una corrida y se afectan al desinstalar, pero como la tubería permite estos monitoreo, se deben programar y registrar para un análisis y toma de recomendaciones del caso.

Llevar el registro de eventos de falla por tubería de producción rota es una herramienta que nos indica la adecuada selección de la tubería de revestimiento y tubería de producción. Las afectaciones que producen tubería rota son de carácter contaminante de fluidos corrosivos, ayudados con rozamientos o fricciones de las tuberías que terminan por romper el tubo.

Al sacar la tubería de producción se debe tomar un diagnostico general del estado de la tubería, sin llegar a dar un concepto de operatividad. Es solo una apreciación y observación de las condiciones como sale la tubería de producción del pozo. Por ejemplo: Sale con costras de óxido, sale con material no metálico adherido externamente, sale con rayones de cualquier tipo, circulares, axiales, otros.

El tiempo desde la última inspección total de sarta es una información de trazabilidad que nos ayuda a tener el punto de partida y determinar el objetivo a perseguir, al incrementar el tiempo entre inspecciones. No se debe sacar la sarta de producción solo con diagnóstico de llevarla a inspección, debe ser por causa de una falla o pérdida de integridad de la sarta.

Al tener la sarta de tubería de producción afuera, se recomienda tomar una muestra de las zonas críticas y dar un estimado de condición de tubería. Esto aplica para los casos donde se saca la sarta de producción por una razón diferente a la falla de tubería de producción. El alcance de este chequeo será las conexiones y valores de torque aplicados para soltar la sarta al sacarla y torque de apriete al bajarla sarta.

Los resultados de una inspección completa se registran en un formato de sistema de gestión, resaltando las mayores afectaciones y las zonas del pozo donde se ubican estas mayores afectaciones en la tubería de producción. El análisis debe ser realizado por un experto en tuberías y recomendar las clases de tubería que se deben ubicar en cada zona del pozo, tanto crítica, como no críticas.

Luego de tener una lectura inicial de valores como espesor de pared, marcas de corrosión localizada y general, entre otras, al tomar las lecturas de la segunda inspección, se valora el tipo de perdida de material y como es su avance en las condiciones de operación dadas durante el periodo entre inspecciones.

Una forma es presentar las anomalías en relación con las totales y con las anomalías del reporte anterior, para determinar si se está aumentando este valor y adecuar la ubicación de tubería de mejores condiciones en las zonas críticas ya identificadas. Un ejemplo puede ser longitud de sarta afectada sobre la longitud total de la sarta.

4.4.4 Rehabilitación. Un tubo es más económico repararlo que reponerlo, pero un tubo que requiere una reparación con poco tiempo de uso es un tubo que está en condiciones operacionales que superan sus capacidades de resistencia, de aquí se deriva la importancia de disponer de un especialista en tubería e integridad para que se pueda determinar mediante la evaluación de los reportes de inspección y las reparaciones indicadas, si la tubería de producción usada en el campo es realmente la apropiada para las condiciones a lo largo del desarrollo productivo del campo o se debe tener otra tubería con mejor capacidad de carga y mostrar en valores la afectación económica que se tiene con tubería por debajo de las exigencias operacionales del campo.

El proveedor de tubería debe estar involucrado de tal manera que se pueda tener un aseguramiento en la vida proyectada de la tubería, normalmente se busca

durante el diseño cumplir con normas API y se aplican factores de seguridad, diseño y otros que no son garantía de una proyección de vida, donde se pueda considerar que el tubo soporta una cantidad de reparaciones y luego de superar esta cantidad de reparaciones quedara en estado no operativo en un tiempo suficiente para tener un costo beneficio bueno para el negocio.

Para la tubería de producción la prueba hidrostática durante la bajada al pozo de la sarta de tubería de producción al pozo es mandataria, en razón de garantizar que se queda en el pozo una sarta que soporta una presión determinada, sin producir falla en la integridad de dicha sarta. En superficie se debe determinar la clase de tubería que se baja al pozo y gestionar un aseguramiento de que todos los componentes de la sarta están en condiciones de soportar los valores de presión de la prueba hidrostática durante el RIH (RUN IN HOLE). Al presentarse tramos de tubería que no soportan la prueba hidrostática estamos incrementando el tiempo con diferida de producción por falta de asegurar realmente los componentes de la sarta antes de llevarlos al pozo. Una recomendación es que la sarta que se saca del pozo durante una atención a pozo, se cambie por otra que se tenga un asegurado el cumplimiento de las condiciones para soportar las cargas de la operación de dicho pozo.

La inspección visual durante la sacada de sarta de producción del pozo está acompañando cada uno de unos procedimientos operacionales de la actividad propia de viaje de sarta. Esto quiere decir que la tubería nos comunica las condiciones en que está operando. Por ejemplo: cuando el torque para soltar una conexión es muy alto o muy bajo. Puede ser por causas como: se trabajó las sarta durante el RIH (RUN IN HOLE) o se dejó una condición no adecuada durante el apriete en la bajada, que soporto la prueba hidrostática y no presento fuga. Esta condición se refleja durante la sacada y es donde se debe reportar si los valores de torque para soltar la sarta están fuera de lo normal y registrar en formato para seguimiento análisis y ajustes correctivos del caso. Esta situación genera

esfuerzos adicionales a la tubería que se pueden remediar durante la operación de corrida de sarta.

Las acciones que se tomen de los resultados de inspección son el respaldo del mejoramiento continuo, no se trata de comprar una tubería con dimensiones y propiedades de sobra y que falle muy poco, pero que económicamente es inaceptable para el proyecto. Se debe establecer el criterio de operatividad de la sarta de tubería de producción que sea soportable para las finanzas del campo y se pueda soportar con ajustes operativos. Para esto es necesario que estén vinculados todos los actores que de una u otra forma dan opiniones o criterios de mejorar el desempeño del producto de venta o servicio prestado, ellos son: proveedor de tubería, empresa de inspección, reparación, empresa de administración de tubulares.

Los valores de la prueba hidrostática durante el viaje de bajada de sarta de producción, debe ser ajustado a la tubería en la zona de mayor afectación, el tubo que presentara la falla será el que esté más cerca al límite de resistencia de cargas. Lo importante es que la prueba sirva de insumo para determinar una categorización de zonas y que se vean los resultados de ir actualizando los valores de prueba hidrostática. Podemos adquirir tubería para zona de alto riesgo y superar las adversidades de esta zona, presentándose falla en zonas de menor criticidad, donde se ubica tubería de especificaciones menores. Por esta razón la trazabilidad de ubicación de los tubos en la sarta es primordial para un buen desempeño de lo planteado en este documento.

Llevar los registros de presiones de prueba versus capacidad de tubería es función del especialista en tubería. Se debe estar actualizando para cada pozo esta información y que este a la mano del personal de operaciones en pozo, el especialista de tubería debe asegurar que los valores son los correctos y quedar

consignados estos valores de prueba en los documentos que recibe el jefe de pozo al asumir una actividad en pozo.

Si se cuenta con sistema de protección catódica debe estar determinados los valores de criticidad de las mediciones y llevar registros de estos valores para determinar las acciones correctivas de ser necesarias.

4.5 CORROSIÓN INTERIOR

4.5.1 Medio. Los diferentes tipos de fluidos de producción aportan agentes que ayudan a la corrosión interna de la tubería de producción. En estos fluidos se puede presentar solidos disueltos con los que se agrava la situación de afectación a la tubería de producción y equipos por donde pasa el fluido producido por el pozo. Se debe determinar la composición de los fluidos y caracterizar las afectaciones de cada componente del fluido de producción.

Los parámetros más comunes a considerar de los fluidos son entre otros: PH, cloruros (ppm), índice de Langelier (Incrustante /Corrosivo), CO2 (ppm), H2S (ppm), O2 (ppb), solidos (BSW), bacterias: BSR y TSR (células/gr solido).

4.5.2 Diseño. Vale decir que los tamaños de la tubería de producción están regidos por los tamaños del revestimiento de producción y/o Liner que se disponga en el pozo. Dentro de las dimensiones de tubería tenemos los siguientes valores a registrar: Diámetro interno y externo, diámetro externo de los Coupling, menor valor de ID en toda la sarta y mayor valor de OD en toda la sarta.

Las varillas de producción son participantes importante en la afectación a la tubería de producción y si no son causa de falla, son efecto, es decir si no dañan, se dañan. El tipo de pozo presenta esta interacción por permitir que los contactos

entre varillas y tubería de producción se rosen y terminen afectándose mutuamente.

No existe ninguna especificación que determine mayor o menor capacidad de resistencia de la tubería con costura y la tubería sin costura, pero si se debe consignar en el sistema de gestión de sarta si la tubería usada es con costura o sin costura. Es casi imposible que podamos afirmar que si el tubo de producción esta recostado en el revestimiento lo haga exactamente en la sección donde está la costura y que sea una causa definitiva de falla. Pero podemos analizar los desgastes que presenta la tubería y evaluar si existe afectación por fricción y si es más crítica en tubería con costura o en tubería sin costura.

Dentro de las especificaciones de la tubería de producción estarán esta lista de parámetros: ID, OD, peso por pie, grado, clase, tipo de conexión, tipo de material especial, tipo de coupling, valores de capacidad de tensión, compresión, torsión, otros que el proveedor de tubería suministre.

Como no se puede contar siempre con tubería nueva para bajar a los pozos, se debe registrar si la tubería baja al pozo fue usada en otro(s) pozo(s), no existen dos pozos exactamente iguales. La tubería puede ser ya usada y debe estar obligatoriamente inspeccionada antes de bajarla al pozo, con un reporte de inspección donde este consignado su condición operativa. El alcance de esta inspección debe ser de inspección completa para poder dar el concepto de operatividad de los tubos inspeccionados.

4.5.3 Monitoreo. Al detectar presencia de materiales ferroso y no ferrosos durante las operaciones de servicio apozo, debe registrarse y tomar muestras para ser analizadas, donde se pueda tener la causa del aportante de este material al pozo y tomar las acciones correctivas del caso.

Se recomienda el uso de cupones de corrosión dentro de las sarta de producción para medir cuantitativamente en que situación está inmersa la tubería y como se debe controlar estas afectaciones generadas por agentes corrosivos contenidos en los fluidos de producción.

Llevar el registro de eventos de falla por tubería de producción rota por corrosión interna nos indica la oportunidad de mejora en la selección de la tubería de tubería de producción. Las afectaciones que producen tubería rota por corrosión interna son de carácter contaminante de fluidos de producción con agentes corrosivos, ayudados con rozamientos o fricciones de las varillas que terminan por romper el tubo.

Las acciones tomadas para controlar las afectaciones de la tubería de producción, registradas desde la última inspección, deben ser reconsideradas en las siguientes inspecciones para determinar su efecto positivo en el desempeño de la sarta. Llevar la trazabilidad de ubicación de cada tubo en la sarta de producción es primordial para poder dar conceptos reales y certeros de mejora para la tubería.

Los resultados de una inspección completa se registran en un formato de sistema de gestión, resaltando las mayores afectaciones y las zonas del pozo donde se ubican estas mayores afectaciones en la tubería de producción. El análisis debe ser realizado por un experto en tuberías y recomendar las clases de tubería que se deben ubicar en cada zona del pozo, tanto crítica, como no críticas. La importancia de llevar un registro adecuado nos puede indicar si las afectaciones presentan una fase inicial de menor magnitud y va aumentando de tamaño

Luego de tener una lectura inicial de valores como espesor de pared, marcas de corrosión localizada y general, entre otras, al tomar las lecturas de la segunda inspección, se valora el tipo de perdida de material y como es su avance en las condiciones de operación dadas durante el periodo entre inspecciones.

Una forma es presentar las anomalías en relación con las totales y con las anomalías del reporte anterior, para determinar si se está aumentando este valor y adecuar la ubicación de tubería de mejores condiciones en las zonas críticas ya identificadas. Un ejemplo puede ser longitud de sarta afectada sobre la longitud total de la sarta.

Una información importante la suministra una corrida de registro con UT para determinar la condición del espesor de pared, esta lectura es disponible con empresas de servicio y tienen un costo elevado; además, sacan el pozo de producción para la corrida del registro en el pozo. Se convierte este tema en oportunidad de aplicación al tener un equipo que se pueda correo cuando la tubería está en superficie y determine la lectura general del espesor de pared.

4.5.4 Rehabilitación. Una de las funciones del especialista en tubería e integridad es que se pueda determinar mediante la evaluación de los reportes de inspección y las reparaciones indicadas, si la tubería de producción usada en el campo es realmente la apropiada para las condiciones a lo largo del desarrollo productivo del campo o se debe tener otra tubería con mejor capacidad de carga y mostrar en valores la afectación económica que se tiene con tubería por debajo de las exigencias operacionales del campo. El proveedor de tubería debe estar involucrado en los aportes técnicos de manera que se pueda mejorar la resistencia del material en la parte interna de la tubería ante los ataques corrosivos de los fluidos de producción.

Para la tubería de producción la prueba hidrostática durante la bajada al pozo de la sarta de tubería de producción al pozo es mandataria en razón de garantizar que se queda en el pozo una sarta que soporta una presión determinada, sin producir falla en la integridad de dicha sarta. En superficie se debe determinar la clase de tubería se baja al pozo y gestionar un aseguramiento de que todos los componentes de la sarta están en condiciones de soportar los valores de presión

de la prueba hidrostática durante el RIH (RUN IN HOLE). Al presentarse tramos de tubería que no soportan la prueba hidrostática estamos incrementando el tiempo con diferida de producción por falta de asegurar realmente los componentes de la sarta antes de llevarlos al pozo. Una recomendación es que la sarta que se saca del pozo durante una atención a pozo se cambie por otra que se tenga un aseguramiento que tiene las condiciones de soportar las cargas de la operación de dicho pozo.

La inspección visual durante la sacada de sarta de producción del pozo está acompañando cada uno de unos procedimientos operacionales de la actividad propia de viaje de sarta. Esto quiere decir que la tubería nos comunica en cuales condiciones está operando. Por ejemplo: cuando el torque para soltar una conexión es muy alto o muy bajo. Puede ser por causas como: se trabajó las sarta durante el RIH (RUN IN HOLE) o se dejó una condición no adecuada durante el apriete en la bajada, que soporto la prueba hidrostática y no presento fuga. Esta condición se refleja durante la sacada y es donde se debe reportar si los valores de torque para soltar la sarta están fuera de lo normal y registrar en formato para seguimiento análisis y ajustes correctivos del caso. Esta situación genera esfuerzos adicionales a la tubería que se pueden remediar durante la operación de corrida de sarta.

Las acciones que se tomen de los resultados de inspección son el respaldo del mejoramiento continuo, no se trata de comprar una tubería con dimensiones y propiedades de sobra y que falle muy poco, pero que económicamente es inaceptable para el proyecto. Se debe establecer el criterio de operatividad de la sarta de tubería de producción que sea soportable para las finanzas del campo y se pueda soportar con ajustes operativos. Para esto es necesario que estén vinculados todos los actores que de una u otra forma dan opiniones o criterios de mejorar el desempeño del producto de venta o servicio prestado, ellos son:

proveedor de tubería, empresa de inspección, reparación, empresa de administración de tubulares.

Los valores de la prueba hidrostática durante el viaje de bajada de sarta de producción, debe ser ajustado a la tubería en la zona de mayor afectación, el tubo que presentará la falla será el que esté más cerca al límite de resistencia de cargas. Lo importante es que la prueba sirva de insumo para determinar una categorización de zonas y que se vean los resultados de ir actualizando los valores de prueba hidrostática. Podemos adquirir tubería para zona de alto riesgo y superar las adversidades de esta zona, presentándose falla en zonas de menor criticidad, donde se ubica tubería de especificaciones menores. Por esta razón la trazabilidad de ubicación de los tubos en la sarta es primordial para un buen desempeño de lo planteado en este documento.

Llevar los registros de presiones de prueba versus capacidad de tubería es función del especialista en tubería. Se debe estar actualizando para cada pozo esta información y que este a la mano del personal de operaciones en pozo, el especialista de tubería debe asegurar que los valores son los correctos y quedar consignados estos valores de prueba en los documentos que recibe el jefe de pozo al asumir una actividad en pozo.

Si se cuenta con sistema de protección catódica debe estar determinados los valores de criticidad de las mediciones y llevar registros de estos valores para determinar las acciones correctivas de ser necesarias.

4.6 STRESS CORROTION CRAKING

4.6.1 Ambiente. El SCC va acompañado de la presencia de fluidos con contenido de sustancias que generan el SCC H_2S y CO_2, por lo tanto se debe tener en

cuenta los valores de las concentraciones respectivas de los ácidos que pueden afectar la tubería por ser un metal expuesto a condiciones de oxidación tanto internamente como externamente. El PH es un indicativo de la acides del fluido que entra en contacto con la tubería y debe ser reportado en el sistema de gestión para su seguimiento y consideración a la hora de ajustar el diseño de tubería de los pozos en el campo en desarrollo.

Los análisis físico químicos forman parte de los estudios a realizar para determinar la afectación por corrosión acida en presencia de carbonatos y/o bicarbonatos en los fluidos de producción.

Las fluctuaciones de presión y temperatura también condicionan el medio ambiente de pozo para que se genere una corrosión por fluidos en contacto con la tubería, estos valores de presión y temperatura varían a lo largo del pozo y se debe registrar en el sistema de gestión y evaluar si las afectaciones son ayudadas por las condiciones de presión y temperatura del pozo.

Existen esfuerzos secundarios que ayudan a la generación de la corrosión de la tubería como son: tipo de pozo, vertical, J o S, genera zonas de tensión y compresión en la tubería; cambios de velocidad en el ascenso del fluido de producción por cambios de id de la sarta; fricciones por las varillas del bombeo mecánico.

4.6.2 Diseño. El grado del acero es la propiedad de la tubería de resistencia a las condiciones de pozo, estos grados están tabulados en la norma API y son referencia para calcular los esfuerzos y posible fatiga que sufre la tubería en el pozo debido a las cargas a que está expuesto. Podemos dar un estimado de acuerdo al material de pared perdido con los registros de monitoreo e inspecciones del valor de capacidad remanente de carga que soporta la tubería de producción.

El año de fabricación de la tubería de producción nos relaciona si la tubería es recientemente fabricada o si paso un periodo de tiempo en bodega. Se debe considerar las condiciones de bodega a que estuvo expuesta la tubería y si se presentan afectaciones debe registrarse en el formato de gestión del pozo, para que así quede reportado el estado inicial de la tubería al entrar al pozo.

Ya resaltamos la importancia del proceso de fabricación y tipo de conexión.

4.6.3 Monitoreo. La presencia de sustancias con contenidos de H2S y CO2 generadores del SCC debe reportarse en el formato de gestión y realizarle seguimiento en sus concentraciones para determinar su incremento y lograr una propuesta de control mediante aditivos y ajustes antes de incorporar la tubería al pozo. Ya se encuentran en el mercado algunos diseños de adecuaciones de superficie de tubería de producción en el que se aplica un producto para proteger la superficie interne de la tubería, como también se cuenta con el uso de aditivos que buscan balancear la solución del fluido de producción para restar el efecto corrosivo de los fluidos de producción.

Si se puede aplicar protección catódica y el resultado es bueno debe realizarse con los debidos procedimientos, lo importante es darle la protección al pozo para mantener una integridad del sistema sostenible y duradero.

4.6.4 Rehabilitación. Si ya se tiene experiencia en aplicación de control de corrosión, se realiza seguimiento a los resultados obtenidos y de no tener ninguna aplicación de control para el SCC debe diseñarse un esquema de barrera ante el causante del SCC, para poder verificar su efectividad o si debe realizarse ajustes y adecuaciones para mejorar su desempeño como control de corrosión.

5. EVALUACIÓN DEL RIESGO

El no tener valores reales no significa que no se pueda plantear una propuesta de integridad de la tubería de producción del pozo, por el contrario se tiene un genérico de como evaluar la integridad semicualititativa de la tubería en pozo y realizarle ajustes de acuerdo a las características particulares de cada pozo y el alcance se quiere lograr de esa integridad. Es de gran importancia que las partes involucradas aporten sus reportes e información pertinente y se trabaje en equipo para lograr mejores resultados. No se debe pensar en reuniones diarias de específicamente el tema tubería, pero si se debe tener los comentarios más significativos en la reunión de operaciones de los equipos de workover y poder ver como con el tiempo el número de observaciones se vuelve menor y se retroalimenta al personal de los equipos de las experiencia vividas, como lecciones aprendidas, a medida que pasa el tiempo.

El planteamiento permite que se tenga sectorizado tanto la distribución de la sarta de producción desde superficie hasta el fondo de pozo, como los lugares donde se puede afectar la tubería y contar con un registro que representa el problema a solucionar. Con esa información se debe hacer planes de acción para lograr el control y la mitigación de las causas que afectan la sarta de producción.

Se calcula la probabilidad de falla con los datos de los cuadros siguientes asignando los pesos en porcentajes de acuerdo a la aplicación de cada campo y los resultados de los Análisis de Causa Raíz realizados dan información de cuáles son los malos actores en la tubería que afectan con mayor valor la vida útil de la tubería. Los valores de pesos deben ajustarse al tener información más confiable y soportada.

Los valores asignados de probabilidad de falla (pof) están entre 1, 2, 3 y 4 de acuerdo a los criterios de información que se tenga en los rangos de cada parámetro. Cuando el criterio es si o no, los valores serán 1 y 4. Cuando los valores son en función de incremento de falla es 4 y en función de mantener integridad será 1. Cada vez que se tenga nueva información que nos permita adecuar los valores del rengo se debe ajustar para que sea real al desarrollo del campo.

A continuación se presenta un ejemplo de la aplicación del archivo en Excel para un pozo imaginario, es solo a manera de ilustración de la aplicación.

Cuadro 1. Corrosión exterior

PARAMETRO			Rangos	PoF	Peso	Fuente Informacion de los rangos	Inicia	SUP		SHOE 9 5/8"		KOP	
							Termina	SHOE 9 5/8"		KOP		BHA COMPL	
							Segmento - Subsegmento	Subsegmento 1		Subsegmento 2		Subsegmento 3	
15,00%	Variables del Medio	Tipo de salmuera		1	8,00%			3	0,24	3	0,24	3	0,24
				2									
				3									
				4									
		Resistividad de la salmuera(ohm*cm)		1	8,00%			2	0,16	2	0,16	2	0,16
				2									
				3									
				4									
		Agresividad de la Salmuera (Análisis físico - Químico de la salmuera)		1	9,00%			4	0,36	4	0,36	4	0,36
				2									
				3									
				4									
		Tubing en contacto con revestimiento de 7"		1	15,00%			1	0,15	1	0,15	4	0,60
				4									
		Exposición a fluidos de formación		1	5,00%			1	0,05	1	0,05	1	0,05
				4									
		PH de los fluidos de formación		1	5,00%			1	0,05	1	0,05	1	0,05
				3									
				4									
		Presión sobre Tubo tope y base del segmento		1	3,00%			2	0,06	2	0,06	2	0,06
				2									
				3									
				4									
		Temperatura sobre Tubo tope y base del segmento		1	3,00%			2	0,06	3	0,09	1	0,03
				2									
				3									
				4									
		Exposición a aditivos de superficie en el anular		1	5,00%			4	0,20	3	0,15	2	0,10
				2									
				3									
				4									
		TECTONICA		1	5,00%			1	0,05	1	0,05	1	0,05
				4									
		Tipo de pozo (vertical, S, J, Horizontal)		1	8,00%			2	0,16	2	0,16	2	0,16
				3									
				4									
		DLS min/max		1	5,00%			1	0,05	1	0,05	3	0,15
				2									
				3									
				4									
		Tipo de rosca		1	4,00%			2	0,08	2	0,08	2	0,08
				2									
				3									
				4									
		Coupling		1	4,00%			1	0,04	1	0,04	1	0,04
				4									
		Upset		1	4,00%			1	0,04	1	0,04	1	0,04
				4									
		Laca externa		1	3,00%			1	0,03	1	0,03	1	0,03
				4									
		Peso de sarta		1	3,00%			1	0,03	3	0,09	3	0,09
				3									
				4									
		Deformación		1	3,00%			1	0,03	2	0,06	4	0,12
				3									
				4									
					100,00%				1,84		1,91		2,41

15,00%	Variables de Diseño	Sistema de Protección Catódica		1 4	5,00%			1	0,05	1	0,05	1	0,05
		Diseño del TBG y roscas		1 2 3 4	5,00%			3	0,15	3	0,15	3	0,15
		Edad del Revestimiento de 7"		1 2 3 4	8,00%			2	0,16	2	0,16	2	0,16
		Edad del pozo		1 2 3 4	8,00%			2	0,16	2	0,16	2	0,16
		Blindajes de protección mecánica		1 4	8,00%			4	0,32	4	0,32	4	0,32
		Anticolisión con otros pozos CERCANOS		1 4	4,00%			1	0,04	1	0,04	1	0,04
		CSG cementado		1 2 3 4	10,00%			2	0,20	2	0,20	2	0,20
		Interferencia eléctrica AC/DC por pozos cercanos (corrientes parasitas de BES)		1 4	5,00%			4	0,20	4	0,20	1	0,05
		TECTONICA		1 4	8,00%			1	0,08	1	0,08	1	0,08
		Nivel de salmuera en el anular CSG-TBG		1 2 3 4	15,00%			1	0,15	2	0,30	4	0,60
		% de espesor de pared perdido		1 2 3 4	12,00%			2	0,24	2	0,24	1	0,12
		Relación entre el espesor nominal y el real tomado en inspeccion		1 4	12,00%			1	0,12	1	0,12	1	0,12
					100,00%				1,87		2,02		2,05

35,00%	Ejecución de Monitoreo de Integridad del tbg	Criterios de Protección Catódica		1 4	5,00%			1	0,05	1	0,05	1	0,05
		Inspección de sistemas de protección (revestimiento, REGISTROS USIT OTROS)		1 3 4	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
		Evaluación de Casing cementado O NO		1 4	10,00%			3	0,30	3	0,30	3	0,30
		Histórico de Tasa de fugas por corrosión externa		1 4	8,00%			4	0,32	4	0,32	4	0,32
		Estado de la tubería después de inspección por cualquier método planeado (Cuando se realizan actividades de W/O)		1 3 4	9,00%			3	0,27	3	0,27	3	0,27
		Tiempo desde la última inspección total (EMI o UT)		1 3 4	10,00%			3	0,30	3	0,30	3	0,30
		Inspección Visual del Tubing		1 4	8,00%			1	0,08	1	0,08	1	0,08
		Resultados de Inspecciones (EMI o UT)		1 4	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
		Crecimiento de Indicaciones MEJOR EN %		1 3 4	10,00%			3	0,30	3	0,30	3	0,30
		Densidad de anomalías reportadas por INSPECCION		1 3 4	12,00%			3	0,36	3	0,36	4	0,48
		(anomalías del segmento / longitud el segmento / anomalías totales / longitud total Tubing)		1 3 4	8,00%			3	0,24	3	0,24	3	0,24
					100,00%				3,02		3,02		3,14
35,00%	Variables de Rehabilitación	Reparación de RECHAZOS basados en los resultados de INSPECCION		1 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		Pruebas de Presión HIDROSTATICA en superficie y RIH		1 2 3 4	20,00%			2	0,40	2	0,40	3	0,60
		Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones Visuales durante W/O		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Presión de Prueba vs capacidad del Tubing		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Presión de Prueba vs Presión máxima de operación		1 4	25,00%			4	1,00	4	1,00	4	1,00
100,00%					100,00%				2,25		2,25		2,45
									2,40		2,43		2,63

Cuadro 2. Corrosión interior

15,00%	Variables del medio	Tipo de Fluido de producción		1	8,00%			2	0,16	2	0,16	2	0,16
				2									
				3									
				4									
		PH del fluido de producción		1	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
				3									
				4									
		Cloruros (ppm)		1	15,00%			2	0,30	2	0,30	2	0,30
				2									
				3									
				4									
		CO2 (ppm)		1	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
				2									
				3									
				4									
		H2S (ppm)		1	15,00%			2	0,30	2	0,30	2	0,30
				2									
				3									
				4									
		O2 (ppb)		1	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
				2									
				3									
				4									
		Índice Langelier INCRUSTANTE/CORROSIVO		1	7,00%			1	0,07	1	0,07	1	0,07
				4									
		Bacterias: BSR y TSR (células / gr solido)		1	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
				4									
					100,00%				1,98		1,98		1,98
15,00%	Variables de diseño	Tubing sin o con costura		1	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
				4									
		Diámetro ID Coupling o el menor y mayor		1	10,00%			1	0,10	1	0,10	1	0,10
				4									
		Especificaciones del Tubing		1	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
				4									
		Tubing usado o nuevo		1	25,00%			1	0,25	1	0,25	1	0,25
				4									
		Tubing usado en otro pozo		1	30,00%			1	0,30	1	0,30	1	0,30
				4									
					100,00%				1,60		1,60		1,60

35,00%	Ejecución de monitoreo de Corrosión interior	Presencia de productos ferrosos en W/O costras de corrosión		1 4	6,00%			1	0,06	1	0,06	1	0,06
		Tipo de corrosión detectada en los cupones o INSPECCIONES		1 2 3 4	6,00%			2	0,12	2	0,12	3	0,18
		Tasa de fugas por corrosión interna		1 2 3 4	6,00%			2	0,12	2	0,12	3	0,18
		Tiempo desde la última FULL inspección		1 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		Resultados de Inspecciones		1 4	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
		Se evidencia crecimiento de las anomalías detectadas		1 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		Densidad de anomalías reportadas por INSPECCION		1 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		(anomalías del segmento / longitud el segmento / anomalías totales / longitud total Tubing)		1 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		Toma de registros		1 4	6,00%			4	0,24	4	0,24	4	0,24
		Tipos de registros		1 3 4	6,00%			4	0,24	4	0,24	4	0,24
					100,00%				2,98		2,98		3,10
35,00%	Variables de rehabilitación	Reparación de RECHAZOS basados en los resultados de INSPECCION		1 2 3 4	15,00%			3	0,45	3	0,45	3	0,45
		Pruebas de Presión en superficie		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		Acciones Tomadas Derivadas de inspecciones realizadas		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		Cumplimiento del programa de limpieza		1 4	10,00%			1	0,10	1	0,10	1	0,10
		Cumplimiento programa tratamiento químico		1 4	10,00%			1	0,10	1	0,10	1	0,10
		Número de monitoreo de corrosión interior por año (para establecer tendencia)		1 4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
		Velocidad de corrosión detectada por cupones O INSPECCION		1 3 4	10,00%			3	0,30	3	0,30	3	0,30
100,00%					100,00%				2,70		2,70		2,70
									2,53		2,53		2,57

Cuadro 3. Stress Corrosión Cracking

45,00%	Ambiente	PH de los fluidos próximos al tubo internos/externos		1 3 4	25,00%			3	0,75	3	0,75	3	0,75
		Presencia de carbonatos y/o bicarbonatos en los análisis fisicoquímicos de Los fluidos de producción		1 4	25,00%			1	0,25	1	0,25	1	0,25
		Fluctuación presiones		1 3 4	18,00%			3	0,54	3	0,54	3	0,54
		Fluctuaciones de temperaturas		1 3 4	18,00%			3	0,54	3	0,54	3	0,54
		Esfuerzos secundarios (tipo de pozo, cambios de id, cambios de velocidad de asenso)		1 3 4	14,00%			3	0,42	3	0,42	3	0,42
					100,00%				2,50		2,50		2,50
15,00%	Diseño	Grado Acero (Ultimate Tension)		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Año de fabricación de la tubería		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Proceso Fabricación		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Tipo de CONECCION		1 3 4	20,00%			3	0,60	3	0,60	3	0,60
		Relación del esfuerzo producido por la presión de operación y el SMYS (Sh/SMYS)		1 3 4	20,00%			3	0,60	3	0,60	3	0,60
					100,00%				1,80		1,80		1,80
20,00%	Monitoreo	Existe evidencia de fallas por SCC		1 4	60,00%			4	2,40	4	2,40	4	2,40
		TRATAMIENTO DE SUPERFICIE INT/EXT		1 4	40,00%			1	0,40	1	0,40	1	0,40
					100,00%				2,80		2,80		2,80
20,00%	Rehabilitación	Ejecución de recomendaciones sobre problemas de SCC		1 4	60,00%			4	2,40	4	2,40	4	2,40
		USO DE ADITIVOS, APLICACIÓN DE ADITIVOS EN AGUA INYECTADA		1 4	40,00%			1	0,40	1	0,40	1	0,40
100,00%					100,00%				2,80		2,80		2,80
									2,52		2,52		2,52

Cuadro 4. Defectos de Fabricación

30,00%	Diseño	Tipo Y ESPECIFICACIONES de Tubería		1/4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
		OD		1/4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
		PESO		1/4	18,00%			1	0,18	1	0,18	1	0,18
		GRADO		1/4	18,00%			1	0,18	1	0,18	1	0,18
		CONECCION		1/4	18,00%			1	0,18	1	0,18	1	0,18
		ESPECIAL		1/4	16,00%			1	0,16	1	0,16	1	0,16
					100,00%				1,00		1,00		1,00
70,00%	Monitoreo	Evidencia previa de fallas en cualquier punto del TBG por defectos de fabricación en las costuras		1/4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Existencia de certificados de calidad de materiales		1/4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
		Se utiliza especificaciones técnicas de compra		1/4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		API 5CT		1/4	10,00%			1	0,10	1	0,10	1	0,10
		API 5A5		1/4	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
		ROSCAS PREMIUM		1/4	10,00%			1	0,10	1	0,10	1	0,10
		REGISTRO DE COLADAS, MILL TEST		1/4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
100,00%					100,00%				1,90		1,90		1,90
									1,63		1,63		1,63

Cuadro 5. Daños Mecánico por MANEJO Y STOCK en bodega

10,00%	Ambiente	histórico de humedad del patio		1 4	50,00%			4	2,00	4	2,00	4	2,00
		cercanía al mar o cuerpo de agua		1 4	50,00%			1	0,50	1	0,50	1	0,50
					100,00%				2,50		2,50		2,50
15,00%	Diseño	Calidad de diseño del patio de acuerdo a estándares de la Industria		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		Rack metálicos		1 3 4	20,00%			3	0,60	3	0,60	3	0,60
		Entre tandas madera/metálicos/plásticos/otro		1 3 4	20,00%			3	0,60	3	0,60	3	0,60
		Se tiene protección adicional como laca o Coating		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		el fabricante la suministra en tandas de paquetes o a granel		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
					100,00%				3,00		3,00		3,00
35,00%	Monitoreo	Evidencia de daño mecánicos por manejo en cargue, descargue y/o bodega (Abolladuras, Rayones)		1 4	30,00%			4	1,20	4	1,20	4	1,20
		Se cuenta con sistemas para manejo de tubería cromada		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Daños por stock superior a 5 años		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		presencia de animales en el interior del patio		1 4	15,00%			4	0,60	4	0,60	4	0,60
		presencia de animales en el interior de tubería		1 4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
					100,00%				2,95		2,95		2,95
40,00%	Rehabilitación	Capacitación de personal en bodega		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Señalización preventiva e informativa		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		barreras para fluidos - tk API		1 4	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
		Se cumple protocolo de cargue, descargue y/o bodega		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
		Ejecución de recomendaciones derivadas de auditorías anteriores por terceros		1 4	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
100,00%					100,00%				2,80		2,80		2,80
									2,85		2,85		2,85

Cuadro 6. Operaciones EN POZO

15,00%	Diseño	Calificación de equipo para RIH		1 4	15,00%			4	0,60	4	0,60	4	0,60
		Calificación de operadores		1 4	15,00%			1	0,15	1	0,15	1	0,15
		valores operacionales		1 4	12,00%			1	0,12	1	0,12	1	0,12
		Se cuenta con Ing. QA/QC		1 4	7,00%			4	0,28	4	0,28	4	0,28
		Quien libera conexiones		1 4	7,00%			4	0,28	4	0,28	4	0,28
		Histórico de fallas durante RIH		1 4	15,00%			4	0,60	4	0,60	4	0,60
		se dispone de Coupling para Cambios en superficie		1 4	7,00%			1	0,07	1	0,07	1	0,07
		cargador adecuado		1 4	12,00%			1	0,12	1	0,12	1	0,12
		se verifico equipo de RIH en patio por la operadora		1 4	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
					100,00%				2,62		2,62		2,62
50,00%	Monitoreo	Cuando se requiera por modificaciones a la infraestructura o proceso se realizan análisis de riesgo operacional (HAZOP)		1 4	12,00%			4,00	0,48	4,00	0,48	4,00	0,48
		Frecuencia revisión análisis de riesgo operacional (HAZOP)		1 3 4	12,00%			4,00	0,48	4,00	0,48	4,00	0,48
		La operación está monitoreada por el Coman/QAQC/Líder		1 4	4,00%			1,00	0,04	1,00	0,04	1,00	0,04
		Frecuencia de auditorías al sistema gestión Integridad del contratista para la corrida		1 4	4,00%			4,00	0,16	4,00	0,16	4,00	0,16
		Cumplimiento del manual de permisos de trabajo		1 4	4,00%			4,00	0,16	4,00	0,16	4,00	0,16
		Tipos de inspecciones		1 4	7,00%			4,00	0,28	4,00	0,28	4,00	0,28
		Histórico de rechazos		1 4	15,00%			4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60
		Se han presentado reparaciones en campo		1 4	4,00%			4,00	0,16	4,00	0,16	4,00	0,16
		Fallas por operaciones incorrectas últimos 5 años		1 4	15,00%			4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60
		Se cumple procedimiento para investigación de incidentes		1 4	15,00%			4,00	0,60	4,00	0,60	4,00	0,60
		Verificación competencias a los contratistas asociados al control y operación		1 4	8,00%			1,00	0,08	1,00	0,08	1,00	0,08
					100,00%				3,64		3,64		3,64

35,00%	Rehabilitación	Señalización e identificación de limites operacionales del equipo de RIH		1	25,00%			4	1,00	4	1,00	4	1,00
				4									
		histórico de Cambios de Coupling en superficie		1	20,00%			1	0,20	1	0,20	1	0,20
				4									
		Recomendaciones de QA/QC, monitoreo, interventorías, pruebas, otros.		1	20,00%			4	0,80	4	0,80	4	0,80
				4									
		manejo de sobrantes		1	10,00%			4	0,40	4	0,40	4	0,40
				4									
		Se cumple la divulgación lecciones aprendidas		1	25,00%			4	1,00	4	1,00	4	1,00
				4									
100,00%					100,00%				3,40		3,40		3,40
									3,40		3,40		3,40

Los segmentos de la tubería de producción a evaluar para un pozo tipo J son los siguientes.

Cuadro 7. Sub-segmentos de tubería de producción en pozo tipo J

POZO CABEZAS COL 001			
			Fecha:
			Revisión
Segmento - Subsegmento	**Inicia**	**Termina**	**Descripción**
Subsegmento 1	SUP	SHOE 9 5/8"	Desde superficie hasta zapato de 9 5/8"
Subsegmento 2	SHOE 9 5/8"	KOP	Desde zapato de 9 5/8" hasta KOP
Subsegmento 3	KOP	BHA COMPL	Desde KOP hasta fin de curva en BHA de completamiento

Cuadro 8. Asignación de intervalos de probabilidad

					Asignación de los Intervalos para la evaluación cualitativa									
					Raro		Poco Probable		Probable		Muy Probable		Con Certeza	
Amenaza	V max	V min	Rango	Diferencia	Rango 1		Rango 2		Rango 3		Rango 4		Rango 5	
Corrosión exterior	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
Corrosión interior	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
Stress Corrosion Cracking	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
Defectos de Fabricación	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
Daños Mecánico por menejo y Stock en bo	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
Operaciones en pozo	4,00	1,00	3	0,6	1,00	1,60	1,60	2,20	2,20	2,80	2,80	3,40	3,40	4,00
	Σ				6,00	9,60	9,60	13,20	13,20	16,80	16,80	20,40	20,40	24,00
					A. Raro A.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 48 meses A.2. El evento sucede en menos del 4% de los pozos del campo		B. Poco probable B.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 24 meses B.2. El evento sucede entre el 4% y el 10% de los pozos del campo		C. Probable C.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 12 meses C.2. El evento sucede entre el 10% y el 20% de los pozos del campo		D. Muy probable D.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 6 meses D.2. El evento sucede entre el 20% y el 30% de los pozos del campo		E. Con certeza E.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 3 meses E.2. El evento sucede en más del 30% de los pozos del campo	

Cuadro 9. Resultado de la RBI en cada segmento

ANÁLISIS RIESGO CAMPO UIS 2017																										
SECTOR	DESCRIPCIÓN	MODO DE FALLA	AMENAZAS	PROBABILIDAD DE FALLA			ANÁLISIS CONSECUENCIA					MAYOR CONSECUENCIA	CONSECUENCIA	PoF	EVALUACIÓN MATRIZ				VALORACIÓN NIVEL DE RIESGO POR AMENAZA	SECTOR	PoF	VALORACIÓN NIVEL DE RIESGO POR SEGMENTO
							PERSONAS	AMBIENTAL	ECONÓMICA	IMAGEN	CLIENTES													
Subsegmento 1	Desde superficie hasta zapato de 9 5/8"	ROTURA	Corrosión exterior	2,40	3	Probable	1	1	2	2	2	2	2	3	0	2	0	2	Moderado	Subsegmento 1	2	Moderado
			Corrosión interior	2,53	3	Probable							2	3	0	2	0	2	Moderado			
			Stress Corrosion Cracking	2,52	3	Probable							2	3	0	2	0	2	Moderado			
			Defectos de Fabricación	1,63	2	Poco Probab							2	2	1	0	0	1	Bajo			
			Daños Mecánico por menejo y Stock en bodega	2,85	4	Muy Probabl							2	4	0	2	0	2	Moderado			
			Operaciones en pozo	3,40	5	Con Certeza							2	5	0	2	0	2	Moderado			
Subsegmento 2	Desde zapato de 9 5/8" hasta KOP	ROTURA	Corrosión exterior	2,43	3	Probable	1	1	2	2	2	2	2	3	0	2	0	2	Moderado	Subsegmento 2	2	Moderado
			Corrosión interior	2,53	3	Probable							2	3	0	2	0	2	Moderado			
			Stress Corrosion Cracking	2,52	3	Probable							2	3	0	2	0	2	Moderado			
			Defectos de Fabricación	1,63	2	Poco Probab							2	2	1	0	0	1	Bajo			
			Daños Mecánico por menejo y Stock en bodega	2,85	4	Muy Probabl							2	4	0	2	0	2	Moderado			
			Operaciones en pozo	3,40	5	Con Certeza							2	5	0	2	0	2	Moderado			
Subsegmento 3	Desde KOP hasta fin de curva en BHA de completamiento	ROTURA	Corrosión exterior	2,63	3	Probable	1	1	2	2	3	3	3	3	0	2	0	2	Moderado	Subsegmento 3	4	Extremo
			Corrosión interior	2,57	3	Probable							3	3	0	2	0	2	Moderado			
			Stress Corrosion Cracking	2,52	3	Probable							3	3	0	2	0	2	Moderado			
			Defectos de Fabricación	1,63	2	Poco Probab							3	2	0	2	0	2	Moderado			
			Daños Mecánico por menejo y Stock en bodega	2,85	4	Muy Probabl							3	4	0	0	3	3	Alto			
			Operaciones en pozo	3,40	5	Con Certeza							3	5	0	0	4	4	Extremo			

Los parámetros de la RAM serán los siguientes.

FRECUENCIA / PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

A. Raro

A.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 48 meses

A.2. El evento sucede en menos del 4% de los pozos del campo

B. Poco probable

B.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 24 meses

B.2. El evento sucede entre el 4% y el 10% de los pozos del campo

C. Probable

C.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 12 meses

C.2. El evento sucede entre el 10% y el 20% de los pozos del campo

D. Muy probable

D.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 6 meses

D.2. El evento sucede entre el 20% y el 30% de los pozos del campo

E. Con certeza

E.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 3 meses

E.2. El evento sucede en más del 30% de los pozos del campo

CONSECUENCIAS

1. Personas

1.1 Ninguna Lesión:

- Atención en lugar de trabajo

- No afecta el rendimiento laboral ni causa incapacidad

1.2 Lesión sin incapacidad (incluyendo casos de primeros auxilios y de tratamiento médico):

- No afectan el rendimiento laboral ni causan incapacidad.

1.3 Incapacidad temporal (>1día) (lesiones que producen tiempo perdido).

- Afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere días para recuperarse completamente.
- Efectos en la salud que son reversibles.

1.4 Incapacidad permanente (incluyendo incapacidad permanente parcial y/o total):

- Afectan el desempeño laboral, con ausencia al trabajo.
- Daños irreversibles en la salud sin discapacidad
- Sin pérdida de vida.

1.5 Una o más fatalidades por:

- Accidente
- Daños irreversibles en la salud con discapacidad

Enfermedad Profesional

2. AMBIENTAL

2.1 Ningún efecto o bajo con emisiones o descargas con:

- Afectación ambiental insignificante y temporal, y dentro de las instalaciones
- Acciones de remediación con duración menor a 1 día.
- No existe contaminación (daño ambiental)

2.2 Efecto leve que requieren medidas de recuperación en el corto plazo (Entre 1 y 3 días) por:

- Intervención dentro de las instalaciones
- No existe contaminación o daño.

2.3 Contaminación menor / daño localizado en predios vecinos y entorno por:

- Intervención que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo (3 a 15 días)

2.4 Contaminación localizada daño por:

- Intervención del entorno que requiere medidas de recuperación en el largo plazo (Mayor a 15 días)

2.5. Contaminación / daño catastrófico (Irreversible) por:

- Intervención del entorno o áreas de sensibilidad ambiental y/o social
- Requiere medidas de compensación por daños irreversible.

3. ECONÓMICO

3.1 Ninguna afectación económica

3.2 <KUS$ 10

3.3 > KUS$ 10 < KUS$100

3.4 >KUS$ 100 < MUS$1

3.5 >MUS$ 1

4. IMAGEN DE LA EMPRESA

4.1 Interna

- Conocimiento interno del campo.

4.2 Local

- Atención de algunos medios, comunidades y ONGs locales que potencialmente pueden afectar a la Compañía

4.3 Regional

- Oposición de los medios locales.
- Relativa atención de los medios nacionales y/o partidos políticos locales/regionales.

4.4 Nacional

- Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias.
- Afectación al valor de la Sociedad.

4.5 Internacional

- Oposición general de los medios de prensa internacionales o derechos humanos
- Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Compañía, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva.
- Pérdida de valor de Sociedad.

5. CLIENTES

5.1 No hay reclamación de la gerencia de campo

- Circunstancias planeadas o no planeadas, que afectan procesos o servicios que pueden impactar los compromisos establecidos con los clientes.
- Posibilidades de solución antes de que el cliente perciba el potencial incumplimiento.

5.2 Reclamación de la gerencia de campo

1. Situaciones planeadas o no planeadas que impactan procesos o productos comprometidos con los clientes, generando quejas y/o reclamos en cualquier cantidad.
2. Trámite de solución está definido dentro del compromiso y/o contrato con los clientes.

5.3 Insatisfacción de la gerencia de campo

- Decisiones y/o circunstancias que implican afectación a procesos y/o servicios comprometidos con los clientes, que pueden afectar la relación comercial y/o el índice de lealtad, que ocasionen una calificación baja en la encuesta de satisfacción de los clientes.

5.4 Incumplimiento a la gerencia de campo

- Decisiones y/o circunstancias de cualquier índole, de una magnitud tal, al punto de llevar al cliente a que tome la decisión de no volver a utilizar los servicios, o que efectivamente no se pueda asegurar el suministro confiable para algún mercado objetivo.

5.5. Veto como proveedor del campo: Decisiones y/o circunstancias que:

- Generar acciones que puedan afectar negativamente la confianza de la industria.

- Veto o sanciones severas provenientes de los entes nacionales e internacionales por el uso de prácticas inseguras

Cuadro 10. Matriz RAM de Tubería de producción para Campo UIS

		FORMATO MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS DE LA TUBERIA DE PRODUCCION DEL CAMPO UIS					
Severidad del Riesgo				**Bajo**	**Moderado**	**Alto**	**Extremo**
				1	**2**	**3**	**4**	**5**
FRECUENCIA / PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	E.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 3 meses E.2. El evento sucede en más del 30% de los pozos del campo	**Con certeza**	**5**					
	D.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 6 meses D.2. El evento sucede entre el 20% y el 30% de los pozos del campo	**Muy Probable**	**4**					
	C.1. Se presenta por lo menos una vez en el campo cada 12 meses C.2. El evento sucede entre el 10% y el 20% de los pozos del campo	**Probable**	**3**					
	B.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 24 meses B.2. El evento sucede entre el 4% y el 10% de los pozos del campo	**Poco Probable**	**2**					
	A.1. Se ha presentado por lo menos una vez en el campo en los últimos 48 meses A.2. El evento sucede en menos del 4% de los pozos del campo	**Raro**	**1**					

	Impacto				
	Insignificante	**Menor**	**Moderado**	**Mayor**	**Catastrófico**
Personas	1.1 Ninguna Lesión: • Atención en lugar de trabajo • No afecta el rendimiento laboral ni causa incapacidad	1.2 Lesión sin incapacidad (incluyendo casos de primeros auxilios y de tratamiento médico): • No afectan el rendimiento laboral ni causan incapacidad.	1.3 Incapacidad temporal (>1día) (lesiones que producen tiempo perdido). • Afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere días para recuperarse completamente. • Efectos en la salud que son reversibles.	1.4 Incapacidad permanente (incluyendo incapacidad permanente parcial y/o total): • Afectan el desempeño laboral, con ausencia al trabajo. • Daños irreversibles en la salud sin discapacidad • Sin pérdida de vida.	1.5 Una o más fatalidades por: • Accidente • Daños irreversibles en la salud con discapacidad Enfermedad Profesional
Ambiental	2.1 Ningún efecto o bajo con emisiones o descargas con: • Afectación ambiental insignificante y temporal, y dentro de las instalaciones • Acciones de remediación con duración menor a 1 día. • No existe contaminación (daño ambiental)	2.2 Efecto leve que requieren medidas de recuperación en el corto plazo (Entre 1 y 3 días) por: • Intervención dentro de las instalaciones • No existe contaminación o daño.	2.3 Contaminación menor / daño localizado en predios vecinos y entorno por: • Intervención que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo (3 a 15 días)	2.4 Contaminación localizada daño por: • Intervención del entorno que requiere medidas de recuperación en el largo plazo (Mayor a 15 días)	2.5. Contaminación / daño catastrófico (Irreversible) por: • Intervención del entorno o áreas de sensibilidad ambiental y/o social • Requiere medidas de compensación por daños irreversible.
Económico	3.1 Ninguna afectación económica	3.2 <KUS$ 10	3.3 > KUS$ 10 < KUS$100	3.4 >KUS$ 100 < MUS$1	3.5 >MUS$ 1
Imagen	4.1 Interna • Conocimiento interno del campo.	4.2 Local • Atención de algunos medios, comunidades y ONGs locales que potencialmente pueden afectar a la Compañía	4.3 Regional • Oposición de los medios locales. • Relativa atención de los medios nacionales y/o partidos políticos locales/regionales.	4.4 Nacional • Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. • Afectación al valor de la Sociedad.	4.5 Internacional • Oposición general de los medios de prensa internacionales o derechos humanos • Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Compañía, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva. • Pérdida de valor de Sociedad.

Clientes	5.1 No hay reclamación de la gerencia de campo • Circunstancias planeadas o no planeadas, que afectan procesos o servicios que pueden impactar los compromisos establecidos con los clientes. • Posibilidades de solución antes de que el cliente perciba el potencial incumplimiento.	5.2 Reclamación de la gerencia de campo • Situaciones planeadas o no planeadas que impactan procesos o productos comprometidos con los clientes, generando quejas y/o reclamos en cualquier cantidad. • Trámite de solución está definido dentro del compromiso y/o contrato con los clientes.	5.3 Insatisfacción de la gerencia de campo • Decisiones y/o circunstancias que implican afectación a procesos y/o servicios comprometidos con los clientes, que pueden afectar la relación comercial y/o el índice de lealtad, que ocasionen una calificación baja en la encuesta de satisfacción de los clientes.	5.4 Incumplimiento a la gerencia de campo • Decisiones y/o circunstancias de cualquier índole, de una magnitud tal, al punto de llevar al cliente a que tome la decisión de no volver a utilizar los servicios, o que efectivamente no se pueda asegurar el suministro confiable para algún mercado objetivo.	5.5. Veto como proveedor del campo: Decisiones y/o circunstancias que: • Generar acciones que puedan afectar negativamente la confianza de la industria. • Veto o sanciones severas provenientes de los entes nacionales e internacionales por el uso de prácticas inseguras

La valoración del Riesgo debe ubicarse en el cuadrante donde las variables de IMPACTO y PROBABILIDAD DE OCURRENCIA se unen.

En la aplicación real solo se presenta afectacion economica, imagen y clientes

La identificación de Causas se debe realizar para cada riesgo.

6. CONCLUSIONES

Se presenta un planteamiento de RBI que determina con ayuda de la trazabilidad de los datos la correcta selección de tubería de producción o cambio de tubería por otra de mejores propiedades, para la aplicación en el desarrollo del campo.

Los costos de compra de la tubería, deben comprometer al proveedor de la tubería de producción para que se integre en las gestiones de activos y participe en la mejor selección de la tubería de producción.

La información de la trazabilidad de tubo a tubo de la tubería de producción, nos permite mejorar la relación costo beneficio del recurso tubería del campo y se debe vincular las empresas del servicio de inspección, para lograr mejores resultados, con los soportes y registros.

7. RECOMENDACIONES

Se debe ajustar los valores de los porcentajes para los parámetros del RBI a los valores que se presenten en el campo a aplicar.

De no encontrar alguna variable de su campo en el RBI se debe incluir y adecuar de acuerdo a la información del desarrollo del campo o suprimir aquellas que no apliquen a su caso.

La mejor manera de contar con información de confianza es tener empresas de servicio de confianza, que cumplan con los requisitos del sistema de gestión para proveedores.

BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN ESPAÑOLA PARA LA CALIDAD. Gestión de Activos. [en línea] Disponible en: https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/gestion-de-activos

EIRD Gestión de riesgo. [en línea] Disponible en: www.eird.org/cd/toolkit08/material/.../gestion_de_riesgo_de.../8_gestion_de_riesgo.pdf

ESTÉVEZ Julián y GELVEZ Luis Ricardo. Programa de optimización de trabajos de Workover. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 1990 18p.

HERNÁNDEZ TREJOS, Edelberto. Reacondicionamiento de pozos petrolíferos y operaciones de workover. Curso. “Operaciones de Workover” Bucaramanga 8 y 9 de mayo de 2008. Universidad Industrial de Santander.

PAS55¿Qué es PAS 55? [en línea] Disponible en: pas55.net/spanish/whatis.asp

PMM LEARNING ISO 55000. [en línea] Disponible en: www.pmmlearning.com/iso-55000/

WIKIPEDIA ISO 31000. [en línea] Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/ISO_31000