

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



“MONITOREO DEL DAÑO EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN POR ACUMULACIÓN DE FATIGA”

**TITULACION PARA OPTAR POR EL TITULO DE PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

ELIZABETH CAROLINA GUTIERREZ MATA

PROMOCION: 2009 – I

LIMA – PERU

2011

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a Dios,
a mi familia y a Víctor Hugo por su
incondicional apoyo.

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser el guía en mi vida y porque en todos los caminos que me ha dado jamás me ha abandonado.

A mis profesores, amigos y personas que hicieron esto posible, quienes me motivaron y ayudaron a hacer esto realidad.

A mi familia por su apoyo incondicional, en especial a mi madre que esta todo el tiempo a mi lado y a Víctor Hugo por su soporte, porque es un compañero invaluable.

SUMARIO

La acumulación de la fatiga es una de las causas más comunes por la que la tubería de perforación se agrieta y/o se rompe ocasionada inevitablemente por la tensión y rotación durante las operaciones. En la perforación de pozos direccionales, entre ellos los pozos de alto ángulo y alcance extendido, el diseño de pozo es complejo y exige que la tubería de perforación sea sometida a grandes esfuerzos mientras es rotada, lo que hace que se acumule la fatiga en cada punto de la misma y si no se tiene un monitoreo de la cuanta fatiga se está acumulando en cada punto de la tubería, podría resultar que eventos no deseados sucedan (rotura de la tubería, sidetracks, etc) y que consecuentemente se incrementen los costos y el tiempo.

Existen técnicas y procedimientos utilizados para monitorear la acumulación de la fatiga en toda la tubería durante la perforación de un pozo, a fin de prevenir algún evento de rotura o *washout*. La técnica de *Monitoreo del Daño en la Tubería de Perforación por Acumulación de Fatiga* permite no exceder los límites máximos de fatiga que puede resistir la tubería y esto se hace mediante la cuantificación de daño basado en la relación de Damage Points (DP) o Puntos de Daño antes de iniciar la perforación de cada pozo durante una campaña larga. Este monitoreo es aplicado a toda la tubería, sección por sección, desde que se inicia la perforación hasta que se alcanza la profundidad total del pozo (TD), para ello se debe llevar un control de la ubicación y localización de cada junta (identificación de juntas) para el monitoreo del daño en cada una de éstas.

El mitigar riesgos es evitar que en la tubería de perforación se excedan el número de puntos de daño permisibles y esto se logra con el monitoreo y la reposición de las juntas que acumulan mayor puntos de daño, con esto se pueden minimizar costos de inspección y evitar roturas de la tubería.

INDICE

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN.....	1
Alcance	1
Antecedentes.....	1
Formulación del Problema	2
Justificación del plan de tesis.....	2
Objetivos.....	2
Hipótesis General	3
Identificación de Variables	3
CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO	4
Generalidades.....	4
Perfiles de pozos	6
Pozos de Alcance Extendido.....	10
Sarta de perforación – Tubería de Perforación.....	11
Tubería de perforación.....	13
Criterios generales de selección de tubería de perforación.....	35
CAPÍTULO III.- PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN	37
Prevención de fallas en la sarta de perforación.....	38
Mecanismos de Falla	39
Causas más comunes de fallas en la tubería de perforación	40
CAPÍTULO IV.- LA FATIGA.....	42
Fatiga.....	42
Fatiga en la tubería de perforación.....	42
Causantes de la Fatiga.....	42
Factores	43
Corrosión.....	45
Reconocimiento de fallas por fatiga	45
Resistencia a la fractura	46
Diseño de la fatiga	48
Índice de curvatura (CI).....	49
CAPÍTULO V.- DESARROLLO DEL MODELO – POZO X.....	52
Alcance	52
Antecedentes.....	52
Análisis	52

CAPÍTULO VI.- ANÁLISIS DE COSTOS OCASIONADOS POR NO MONITOREAR LA FATIGA EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	60
6.1. Detección/Reacción rápida y deseada de una fisura en un punto de la tubería de perforación.	60
6.2. Rotura de la tubería de perforación	61
CAPÍTULO VII.- CONCLUSIONES.....	63
CAPÍTULO VIII.- RECOMENDACIONES.....	65
CAPÍTULO IX.- BIBLIOGRAFÍA	66

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN

Alcance

Los causantes de los problemas en la perforación son diversos y se deben a fallas técnicas, humanas o a la combinación de estas, y son causantes de incremento en tiempo y costos que no han sido incluidos en el Plan de Perforación del Pozo.

La presente tesis desarrolla el tema de falla de la tubería de perforación provocada por la acumulación de fatiga durante las operaciones y muestra al monitoreo de los puntos de daño acumulados en cada tramo de tubería antes y después de empezar la perforación de los pozos como la forma de evitar posibles fisuras y/o rupturas en algún punto de la tubería de perforación en las operaciones. Para ilustrar este método, se analizará un plan de perforación para un pozo X.

Antecedentes

Según estudios realizados por la Cía TH HILL en 76 pozos de tres diferentes continentes desde 1987 hasta 1990, los incidentes de falla en la sarta de perforación han ocurrido en 1 de cada 7 pozos perforados, causando costos que en promedio van desde los 100 mil dólares hasta millones de dólares. Es por ello que el interés de encontrar los factores causantes de la falla en la sarta de perforación se ha ido incrementando.

Entre las medidas que se han ido tomando para prevenir la falla están: el mejor manejo de la carga y la mejora en la inspección de las tuberías de perforación, sin embargo existen causas más complejas relacionadas con los límites, el diseño, el ambiente, la inspección y las operaciones. Los límites corresponden a las propiedades metalúrgicas y las dimensiones de cada componente en la sarta, pero desafortunadamente las propiedades metalúrgicas no se han podido ni determinar con certeza ni controlar totalmente. El diseño de la sarta de perforación se enfoca en que ésta sea capaz de manejar toda la carga y de resistir la falla, pero si el diseño no ha sido el adecuado ocasiona que sea más vulnerable a fallar. El ambiente donde la tubería se desempeña, en nuestro caso el fluido de perforación, constituye un medio ideal para la reacción química llamada Oxidación que disminuye las propiedades del acero debilitando al tubular y haciendo que este tenga más tendencia a la ruptura.

Otra de las causas se ha dado durante las operaciones, en donde la sarta es muchas veces sobrecargada, y además está expuesta a agentes como productos químicos y salinidad en el lodo, gas disuelto, y bajo condiciones de *Dog Leg Severity (DLS)*, vibraciones y otros factores.

Formulación del Problema

La rotura o *washout* de la tubería de perforación por la acumulación de la fatiga es un riesgo latente en la perforación de pozos que puede terminar en lamentables trabajos de pesca, *side tracks* o abandonos de pozo, lo cual ocasiona incremento en tiempo y costos o hasta pérdida total de la inversión.

En la construcción de pozos direccionales la tubería de perforación es rotada y tensionada acumulando fatiga hasta alcanzar la profundidad total del pozo y luego es usada para la construcción de un siguiente pozo hasta culminar la perforación de la campaña de pozos de un mismo proyecto. Por lo tanto, el no tener un monitoreo del posicionamiento o ubicación de cada junta, y de cuanta fatiga va acumulando desde el inicio de la campaña (construcción del primer pozo) puede acontecer en un evento de rotura o *washout* en uno o varios puntos de la tubería de perforación, y debido al elevado costo diario de ciertas operaciones de perforación es que se demanda un delicado y preciso análisis de los riesgos a lo largo de la operación para así evitar cuantiosas pérdidas de dinero y costos asociados.

Justificación del plan de tesis

Con el monitoreo de la ubicación y posicionamiento de las juntas de la tubería de perforación, y de la fatiga acumulada en cada junta durante toda la campaña, se pueden minimizar riesgos relacionados con las roturas en la tubería de perforación evitando el incremento en los costos y en tiempo en la perforación.

Objetivos

- Identificar los factores causantes de la acumulación de la fatiga en la perforación.
- Identificar los tipos de pozos con mayor tendencia a la rotura de la tubería a causa de la fatiga.

- Analizar la importancia de la identificación y ubicación de las juntas de la tubería de perforación, y acumulación de la fatiga durante toda la campaña de perforación de pozos.
- Justificar el método de monitoreo del daño, mostrando un caso real utilizado para un grupo de pozos en la selva central peruana.

Hipótesis General

La probabilidad de eventos de rotura en la tubería de perforación por acumulación de fatiga se mitigará con el monitoreo del daño por acumulación de fatiga. El monitoreo del daño se hace a través del control del límite de los puntos de daño o *Damage Points* (DP) que se pueden acumular en cada punto de la tubería de perforación antes que ocurra un *washout* o ruptura de la tubería.

Identificación de Variables

Para este estudio se consideran las siguientes variables:

1. Tubería de perforación: propiedades mecánicas
2. Tipo de pozo: trayectoria, inclinación
3. Propiedades del Fluido de perforación
4. Torsion, tension, vibración
5. Parámetros de perforación (WOB, RPM, torque, tensión, ROP)

CAPÍTULO II.- MARCO TEÓRICO

Generalidades

En la ingeniería de petróleo y gas natural se aplican diversos campos de la ciencia y de la ingeniería para el desarrollo de las actividades de la exploración y explotación de hidrocarburos, las cuales comprenden actividades de búsqueda y descubrimiento de Hidrocarburos, en la que se realizan trabajos de geología de campo, perforación de Pozos Exploratorios y de Desarrollo, así como actividades de producción de hidrocarburos.

Con la finalidad de encontrar hidrocarburos se perfora el pozo exploratorio o el pozo de desarrollo usando un Equipo diseñado especialmente para este trabajo ya sea en tierra o en mar confirmando si en la zona propuesta por los estudios geológicos y geofísicos existe un depósito de hidrocarburos.

Para el inicio de la perforación se necesita acondicionar el terreno mediante la construcción de caminos de acceso, para la movilización de herramientas, equipos y materiales que se usaran en la perforación, pero en la selva virgen, por el difícil acceso y para evitar impactos ambientales, la movilización de las herramientas y equipos se hace mediante helicópteros.

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es un factor importante y requisito primordial para poder explorar y desarrollar un campo de hidrocarburos. El Decreto Supremo 015-2006-EM referente al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, menciona que la ubicación del equipo de perforación y de las facilidades necesarias debe originar el menor movimiento posible considerando las condiciones geológicas y topográficas, así como el acceso a las zonas requeridas por estas razones hoy en día los programas de perforación contemplan la ejecución de pozos direccionales y por ello los retos durante las operaciones de perforación son mayores.

La profundidad de un pozo y su trayectoria dependen de la locación, de la ubicación de la estructura geológica o formación objetivo, y de los estudios ambientales realizados en la zona (Figura 2 - 1). En la selva peruana, las limitaciones de la locación son muy grandes, y esto causa que los pozos tengan trayectorias complicadas es por ello que algunas operadoras incluyen este monitoreo en

campañas con numerosos pozos para evitar eventos inesperados como roturas de tubería ocasionados por acumulación excesiva de fatiga.

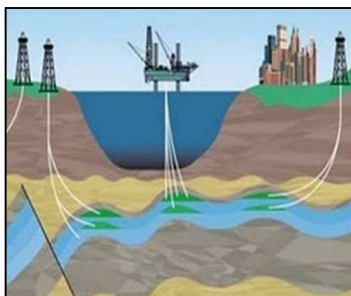


Figura 2 - 1. Zonas de difícil acceso

Equipo de Perforación:

El equipo de perforación es el conjunto de unidades operativas (Figura 2 - 2: motores, malacate, estructura, subestructura, cabría, bombas, generadores, tubería de perforación, plantas de tratamiento, tanques de lodo, líneas y válvulas de superficie, etc.), cuyo objetivo es llevar a cabo la perforación de pozos. Estos dependen del área en donde se perforará, de la profundidad proyectada del pozo, de las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo; sin embargo constan del mismo equipo básico correspondiente al: Sistema de Potencia, Sistema de levantamiento, Sistema de Circulación de Fluidos, Sistema de Rotación, Sistema de Control de Pozo y Sistema de monitoreo de Pozo. Cada sistema en la perforación tiene una determinada e importante función que permiten que las operaciones vayan en línea con lo planificado y se logren los objetivos trazados.



Figura 2 - 2. Torre de perforación

Perfiles de pozos

Los principales tipos de perfiles de pozo son: verticales, direccionales, horizontales y multilaterales.

Pozos verticales

Estos son pozos más económicos y más fáciles de perforar ya que no necesitan de una tecnología avanzada. Usualmente los pozos exploratorios son verticales, sin embargo los pozos de desarrollo no, puesto que es necesario tener el menor impacto posible en la zona: la influencia en las poblaciones de la zona, condiciones de clima, topografía y resistencia de suelos. Debido a la verticalidad del pozo y de acuerdo a la teoría de acumulación de fatiga, para este tipo de pozos, la fatiga acumulada en la tubería de perforación es despreciable, por lo tanto no es necesario un monitoreo en estos tipos de pozos.

La pequeña área de drenaje que se obtiene con este tipo de pozos limita la cantidad de producción de hidrocarburos, y la alta demanda en el mercado impulsa la búsqueda de una mayor área de drenaje y esto se logra con pozos no verticales dependiendo de las estructuras geológicas del subsuelo.



Figura 2 - 3. Pozo vertical

Pozos direccionales

Estos pozos no suelen ser muy costosos ni difíciles de perforar. El objetivo de estos pozos es el alcanzar reservorios en lugares inaccesibles o reservorios de formas complejas. En estos pozos se pueden atravesar áreas de drenaje más grandes y entonces los volúmenes de producción suelen ser mayores. Además es una buena alternativa para disminuir el impacto ambiental debido a que se pueden alcanzar reservorios ubicados debajo de zonas frágiles o zonas de difícil acceso sin tener que instalarse en ellas.

Durante la construcción de pozos direccionales se va acumulando fatiga en la tubería de perforación que a diferencia de los pozos verticales estos si tienen construcción de ángulo (*Dog Leg Severity*) y está depende del tipo de pozo direccional, es por ello que para estos pozos es recomendable el monitoreo de la ubicación de juntas y del número de puntos de daño acumulado para controlar la fatiga a lo largo de la tubería en toda la campaña de pozos.



Figura 2 - 4. Pozo direccional

Las razones por la que se perforan pozos direccionales difieren y pueden decidirse durante la planificación del pozo o durante las operaciones. Algunas de estas son:

- Localizaciones inaccesibles

Son áreas donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación o donde el terreno por condiciones naturales hace difícil el acceso.

- Domo de sal

Se da porque la arena esta debajo de un levantamiento de sal y que por razones operacionales no se desea atravesarlo.

- Múltiple pozo en una plataforma

Desde una misma plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar costos por instalación de facilidades de producción.

De acuerdo al ángulo de inclinación existen los siguientes tipos de pozos direccionales:

1. Tipo Tangencial

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo
- Angulo de inclinación moderado
- Generalmente puntos de arranques someros
- Menor riesgo de pega

a. Tipo "J"

Este es muy parecido al tipo tangencial, a diferencia que la desviación del pozo empieza más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos, teniéndose una zona de construcción de ángulo y que luego la trayectoria va manteniendo una zona tangencial que permanece constante hasta el punto final.

b. Tipo "S"

En este tipo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo.

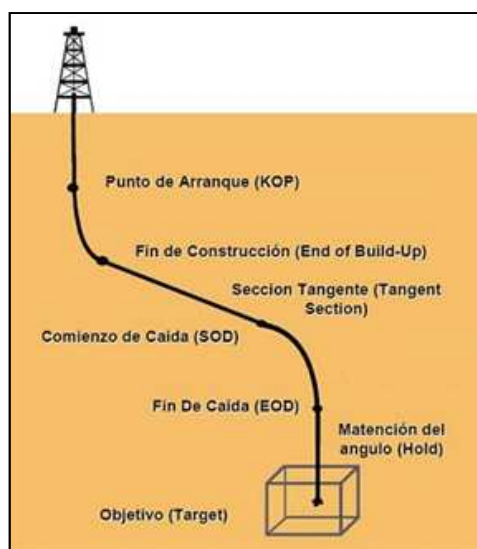


Figura 2 - 5. Pozo tipo "S"

2. Inclinados o de alto ángulo

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los taladros inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45°.

a. Horizontales

Son pozos perforados horizontalmente o paralelamente a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener una mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor a 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área de drenaje en el mismo. Según el radio de curvatura se clasifican en:

Radio Ultracorto: el radio de curvatura varía de 1 a 2 pies, y el ángulo de construcción entre 45° y 60° por pie, con sección horizontal entre 100 a 200 pies.

Radio Corto: el radio de curvatura varía de 20 a 40 pies con variaciones de ángulo de construcción de 2° a 5° por pie, con una sección horizontal de 100 a 800 pies de longitud.

Radio Medio: el radio de curvatura varía de 300 a 800 pies, con un ángulo de construcción de 6° a 20° por cada 100 pies. La sección horizontal varía de 2000 a 4000 pies de longitud.

Radio Largo: el radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de construcción de 2° a 6° por cada 100 pies. La sección horizontal varía entre 1000 y 4000 pies de longitud.

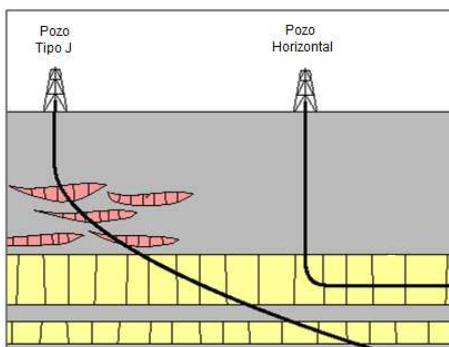


Figura 2 - 6. Pozo horizontal y Pozo tipo "J"

3. Multilaterales

Consisten básicamente en un pozo primario y uno o más pozos secundarios que parten del pozo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente.

4. Reentradas

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose perforar un nuevo pozo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser reperfurada con una sección vertical o direccional.

Pozos de Alcance Extendido

En los últimos años, la industria de petróleo y gas ha ido evolucionando y perfeccionando su capacidad de perforar pozos de alto ángulo cada vez más largos. Hoy las longitudes horizontales de esos pozos alcanza los kilómetros o millas y muchos de estos pertenecen a un solo pozo.

Los pozos de alcance extendido son aquellos en los que la desviación horizontal (HD) es más del doble de la profundidad vertical verdadera o *True Vertical Depth* (TVD) esto es: $HD/TVD > 2$. Esta relación indica cuan complejo es un pozo, si la relación es más alta, éste pozo será más difícil perforarlo y terminarlo.

En la ejecución de este tipo de pozo, dependiendo de la profundidad que se quiere alcanzar y de la trayectoria, se debe considerar las características de formación

(Propiedades de las Rocas, Presión y temperatura), el peso sobre la broca o *Weight on Bit* (WOB), las Revoluciones por Minuto (RPM), la densidad del lodo y otros parámetros.

Sarta de perforación – Tubería de Perforación

La sarta de perforación, es una de las partes principal del Sistema de rotación en la perforación, está compuesta por la tubería de perforación, la tubería pesada (*Heavy Weight Drill Pipe*), martillos (*Jar*), tubería extrapesada (*Drill collar*), estabilizadores, las juntas que unen cada uno de los tubulares y accesorios a lo largo de la longitud total del pozo, hasta finalmente alcanzar la profundidad total (TD). La figura 2 - 7 nos muestra una configuración de la sarta de perforación diseñada para trabajar con Mesa Rotaria y Kelly.

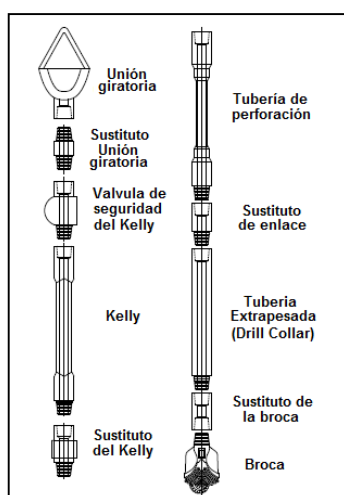


Figura 2 - 7. Partes de la sarta de perforación

La sarta de perforación sigue la trayectoria planificada en los planes de la perforación del pozo, el cual tiene como objetivo llegar a la profundidad dada por los ingenieros de reservorios y/o geólogos con el fin de alcanzar zonas económicamente productivas en el pozo. La misión del grupo de perforación es alcanzar dicha profundidad en el menor tiempo y al menor costo, es por ello que las causas que ocasionen demora o incremento de costos deben ser controladas y minimizadas.

Durante la perforación la sarta es sometida a diversos esfuerzos los cuales al ser repetitivos ocasionan que la tubería de perforación se fatigue y falle, se rompa. Las investigaciones han mostrado que el 77% de fallas de la sarta de perforación han

sido debido a la fatiga, de las cuales el 12% ha traído un impacto significativo; mientras que el 14% de los casos se ha debido a excesos de torque y tensión combinados y el 9 % ha ocurrido debido a la baja fuerza de resistencia a la rotura del material.

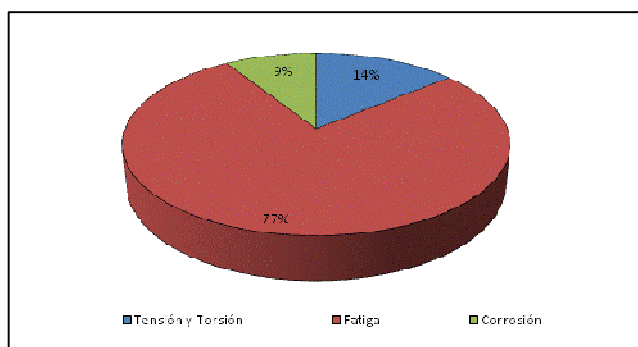


Gráfico 2 - 1. Distribución de la falla

Diseño de la sarta de perforación

Cuando se diseña la sarta de perforación se debe tener una configuración ideal que permita perforar el pozo con un diámetro deseado y a la profundidad deseada considerando lo siguiente:

- Estructura: la sarta debe estar intacta, operativa y libre de *leaks*.
- Hidráulica, limpieza de pozo y ROP: los rangos de bombeo, la pérdida de presión, la velocidad en el anular y los regímenes de flujo deben ser los adecuados para perforar sin exceder los límites de presión y rango de flujo.
- Control y medición direccional: los componentes en la sarta deben permitir direccionar la broca a la trayectoria deseada, y se deben monitorear los parámetros en todo el intervalo de perforación.
- Prevención de atascamiento de la tubería y recuperación: la sarta debe ser diseñada para cumplir con las operaciones necesarias con la menor probabilidad de atascarse y la mayor oportunidad de ser recuperada en el caso de un atascamiento.

Otras consideraciones:

- Capacidad de la torre de perforación: se refiere a la capacidad de peso en el Gancho que la torre puede soportar la estructura y sub-estructura teniendo

un *Setback* a su máxima capacidad. También se refiere a la capacidad de presión de bombeo y limitación del rango de bombeo.

- Factores geológicos: se refiere a los tipos de formación que se travesarán, fluidos de formación, presión poral, propiedades de roca, gradientes de fractura influyendo en el diseño de la sarta de perforación para toda la sección del pozo.
- Disponibilidad y costo de campo: este influye en el tipo y calidad de componentes que se utilizarán en la perforación.

En el diseño se deben monitorear tres aspectos en conjunto:

- Operación: el equipo de perforación debe monitorear los requerimientos y límites de operación de los componentes de la sarta de perforación durante la perforación de las secciones del pozo.
- Inspección: la inspección de cada componente es muy importante porque puede acumularse el desgaste, el daño y la fatiga.
- Entorno: para prevenir la fatiga y el daño por sulfuro o *Sulfide Stress Cracking* (SSC), el diseño debe considerar el entorno químico en el cual la sarta de perforación se encuentra. Es importante controlar las reacciones corrosivas entre la sarta y el lodo de perforación o el fluido de formación.

Tubería de perforación

Son tubos de alto peso usados para rotar la broca y circular el fluido de perforación dentro del pozo. La tubería de perforación se especifica por su: diámetro, grado o resistencia, peso y longitud, los cuales dependen del tamaño, la profundidad y las propiedades del pozo. Por lo general son juntas de rango 2 ó 30 pies que permiten acoplarse entre ellas mediante roscas cónicas llamadas uniones que se encuentran en cada extremo de las tuberías.



Figura 2 - 8. Tuberías de perforación

Según las normas API, la tubería de perforación se elabora en tres distintos rangos dependiendo de su longitud:

Rango 1: de 6,10 a 7,01 m (20.0 a 23.0 pies)

Rango 2: de 8,84 a 9,75 m (29.0 a 32.0 pies)

Rango 3: de 12,19 a 13,72 m (40.0 a 45.0 pies)

En el modelo se usara una tubería de 9,1 m (30 pies) de longitud que incluye la unión de la tubería que va fija en cada extremo.

Los tubos de perforación pertenecen a uno de los cuatro grados API (API SEC 5D):

1. Grado E
2. Grado X-95
3. Grado G-105
4. Grado S-135

Los cuales a la vez se agrupan como (API SEC 5D) :

Grupo 1: Tubos de perforación de Grado E

Grupo 3: Todos los tubos de perforación de alta resistencia (grado X-95, G105, S135)

Tabla 1. Requerimientos de tensión.

1	Yield strength MPa		Tensile strength MPa	Elongation %
	min.	max.	min.	min.
	2	3	4	5
Drill-pipe-body				
Grade E	517	724	689	a
Grade X	655	862	724	a
Grade G	724	931	793	a
Grade S	931	1 138	1 000	a
Tool joint	827	1 138	965	13

Fuente: API SEC 5D, tabla A.5

Los tramos de tubería se unen entre sí por medio de uniones o *tool joints*. Las uniones son de dos tipos: la hembra es la caja o “*box*” y el macho es la espiga o “*pin*” de la tubería de perforación.

Partes principales de la tubería de perforación

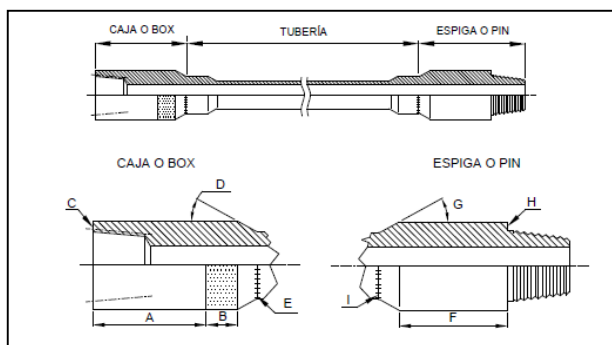


Figura 2 - 9. Partes principales de la tubería de perforación

- A. Área de llave en la caja
- B. Área de material duro
- C. Sello en la caja
- D. Hombro de elevador
- E. Soldadura en caja
- F. Área de llave en espiga
- G. Hombro de espiga
- H. Sello en la espiga
- I. Soldadura en la espiga

Proceso de producción de la tubería de perforación



Figura 2 - 10. Esquema del proceso de producción de la tubería de perforación

Materia Prima

En la naturaleza se encuentra al mineral de hierro, óxido de hierro con un mínimo de 67.5 % de hierro, en dos formas: piedras de mineral de hierro de grano fino (12-

13mm) y piedras calibradas de mineral de hierro (1.25"). El mineral de hierro pasa por el proceso de reducción directa en el cual el gas natural quita oxígeno al mineral de hierro y carburiza el producto reducido, convirtiendo al óxido de hierro en hierro esponja con la ventaja de ser un acero de mejor calidad y que no es contaminante.



Figura 2 - 11. Materia prima

Antes de ser acerado, el hierro esponja pasa por zarandas con el objetivo de recuperar partículas finas y polvo para ser briqueadas (sometidos a alta presión hidráulica) y enviarlas también a la acería.



Figura 2 - 12. Hierro fino, polvo y briquetas

Otra forma en la que podemos encontrar la materia prima es la chatarra metálica y puede ser comprada u obtenerse del mismo reciclaje. La chatarra metálica existe en 3 formas: chatarra no procesada, empaquetada y triturada. La chatarra metálica debe ser triturada y clasificada.



Figura 2 - 13. Chatarra no procesada



Figura 2 - 14. Chatarra empaquetada



Figura 2 - 15. Chatarra triturada



Figura 2 - 16. Chatarra metálica

Aceración



Figura 2 - 17. Esquema del proceso de producción de la tubería de perforación - Aceración

Este proceso comprende varias fases, cada una de las cuales tiene una injerencia importante en la calidad final y las características finales del producto.

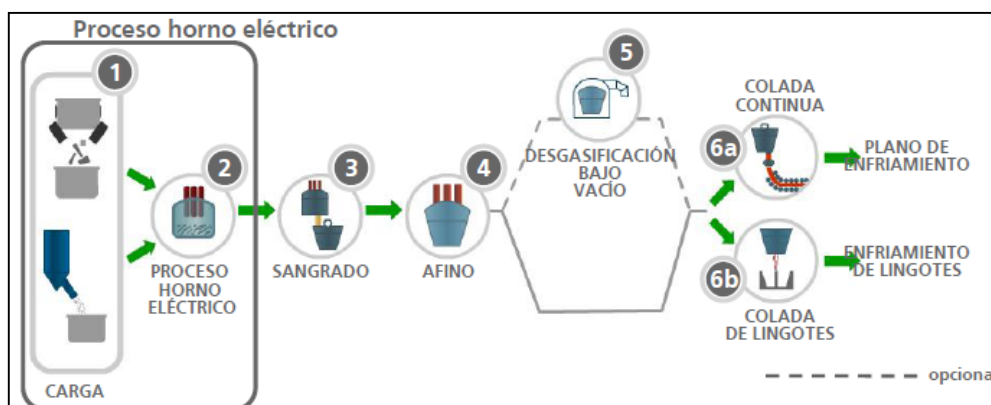


Figura 2 - 18. Esquema del proceso de aceración

En esta etapa se carga hierro esponja y chatarra de acero en el horno eléctrico para obtener acero fundido.

Se carga la bóveda con la chatarra (1), se cierra y se produce el proceso de fusión por acción del calentamiento del arco eléctrico del Horno (2). Cuando la carga es fundida parcialmente se inyecta oxígeno y carbono para aumentar la energía de calentamiento químico del baño. La carga fundida debe cumplir lo siguiente: ser enviada una muestra al laboratorio, medirle la temperatura a la carga, controlarse el contenido de oxígeno.

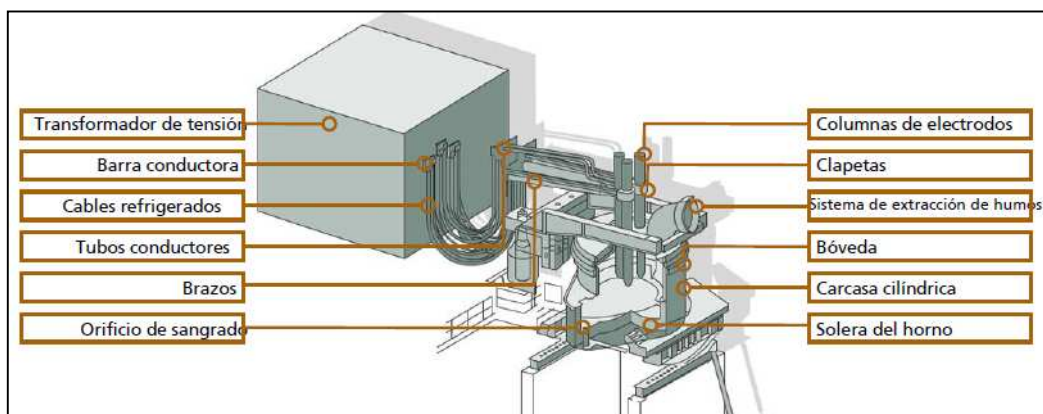


Figura 2 - 19. Partes principales del horno eléctrico (EAF)

El sangrado (3) consiste en la transferencia del acero fundido del horno eléctrico al horno cuchara, el cual es un recipiente con ladrillos refractarios que deben precalentarse antes de usarse para mantener la temperatura del acero. Una vez que la cuchara se coloca, un gas burbujeante agita el acero homogenizando su temperatura, se agregan aditivos y ferroaleaciones al acero fundido a fin de obtener la química deseada (4).



Figura 2 - 20. Horno cuchara

La carga es degasificada (5) bajo vacío reduciendo la presión del gas y así evitar la reoxidación, logrando obtener un acero ultra limpio con niveles mínimos de inclusiones, reduciendo el H, Ni, S y O, descarbonizando bajo vacío. Por último se cuela el acero en forma continua (6a) para formar tochos sólidos, o también se puede optar por la colada en lingotes (6b).

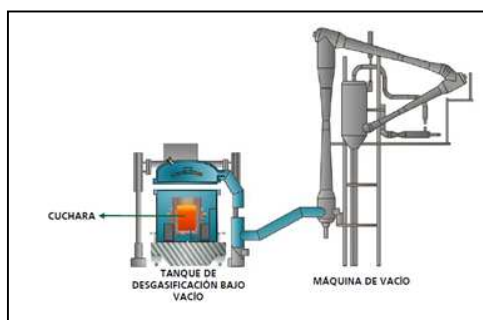


Figura 2 - 21. Degasificación de la carga

Laminación en caliente

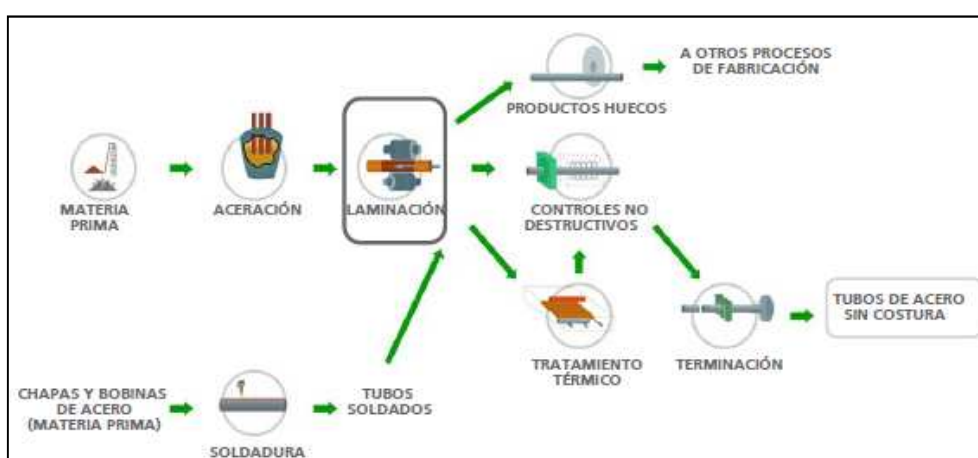


Figura 2 - 22. Esquema del proceso de producción de la tubería de perforación
– Laminación

El material inicial para este proceso son las barras de colada continua (CC) y los lingotes



Figura 2 - 23. Barras de CC



Figura 2 - 24. Lingotes de acero

El proceso de laminación en caliente produce tubos sin costura. El proceso consiste en lo siguiente:

- a. Calentamiento: el material inicial se calienta a una temperatura aproximada de 1200°- 1300 °C en un horno giratorio para su deformación.
- b. Perforación: al salir del horno, el material se perfora para formar el “forado”. Existen dos equipos: a) Perforador de laminación cruzada (el material inicial son barras de colada continua) y b) Prensa de perforación y elongador (el material inicial son lingotes de acero).
- c. Laminación: se lamina el forado para formar el tubo esbozado, y así definir su espesor de pared y diámetro externo. Disposición principal de los distintos equipos de laminación:
 - Disposición del laminador a mandril flotante (usado para fabricar tubos sin costura de pequeño diámetro) y del laminador a mandril retenido (la ventaja de este sobre al anterior es que se evitan las fluctuaciones de espesor de pared).



Figura 2 - 25. Esquema del proceso de laminación con laminador a mandril flotante

- Disposición del laminador centrifugador. Para este el material inicial es el tubo esbozado proveniente del laminador a mandril retenido.



Figura 2 - 26. Esquema del proceso de laminación con laminador centrifugador

- Disposición del proceso del laminador cerrado sobre mandril



Figura 2 - 27. Esquema del proceso de laminación con laminador cerrado sobre mandril

- Disposición del proceso del laminador Diescher



Figura 2 - 28. Esquema del proceso de laminación con laminador Diescher

- Disposición del proceso de laminación con laminador peregrino



Figura 2 - 29. Esquema del proceso de laminación con laminador peregrino

- d. Recalentamiento: Después de la laminación, se recalientan los tubos esbozados a fin de obtener una temperatura homogénea.
- e. Calibración: Este es el último paso del proceso de laminación. Se utiliza principalmente para reducir el diámetro y mejorar la redondez de los tubos esbozados y obtener las dimensiones finales.

Tratamiento termino

Los tubos de acero son sometidos a tratamientos térmicos a fin de alterar la dureza y tenacidad de las barras de acero y aumentar la dureza, ductilidad o resistencia del acero, para que éste reúna las condiciones apropiadas para aplicaciones adicionales.

El tratamiento térmico de los productos de acero consiste en un “ciclo térmico” por el cual se modifica la microestructura y las propiedades del producto. Las propiedades de un producto de acero se ven influenciadas básicamente por su microestructura.

Si cambian las fases de la microestructura, dichas propiedades también sufrirán una alteración.

El tratamiento térmico incluye distintos pasos donde los tubos de acero se calientan, templean, recalientan, calibran y enderezan.

- a. Austenizado

La función del pasaje por este horno es calentar los tubos a una temperatura homogénea.



Figura 2 - 30. Horno de austenizado

b. Normalizado

La función principal de este tratamiento térmico es aumentar la ductilidad del acero.

Este tratamiento se emplea para homogeneizar la estructura del tubo, calentándolo homogéneamente hasta alcanzar la temperatura de austenizado, para luego enfriarla a temperatura ambiente.

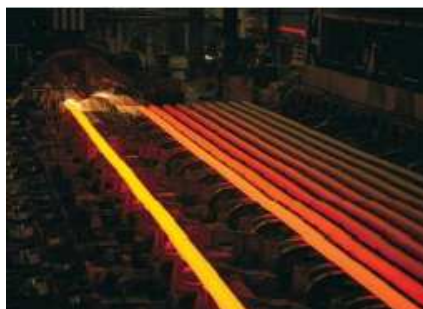


Figura 2 - 31. Plano de enfriamiento del normalizado

c. Templado

Según el espesor de pared, el templado puede realizarse por medio de:

Para tubos de poco espesor de pared: Un proceso de enfriamiento externo, con módulos de cabezal de temple.

Para tubos de pared gruesa: Un proceso de enfriamiento interno/externo mediante inmersión del tubo en una tina con circulación interna de agua.

d. Revenido

El objetivo principal de este tratamiento térmico es reducir la fragilidad del acero.

El tratamiento térmico mediante el revenido consiste en calentar el tubo a una temperatura inferior a la de transformación.

El resultado es “martensita revenida”, con propiedades mecánicas que varían según las distintas temperaturas de revenido a las cuales se expuso el material.

e. Calibración

El objetivo del calibrador es producir en el producto tubular revenido las tolerancias dimensionales necesarias.

Este equipo posee tres jaulas de dos o tres rodillos cada una, y está ubicado junto al horno de revenido.



Figura 2 - 32. Tubo ingresando al calibrador durante desescamado



Figura 2 - 33. Tubo saliendo del calibrador



Figura 2 - 34. Calibrador en la línea de expansión

f. Enderezado

El objetivo de este equipo es eliminar los defectos de rectitud que pudieran originarse en el proceso de tratamiento térmico.

Reduce la ovalidad y flexión.

El principio de enderezado se lleva a cabo mediante las operaciones de *bending* (flexión) y *crushing* (presión externa).

Controles no destructivos



Figura 2 - 35. Esquema del proceso de producción de la tubería de perforación – Controles no destructivos

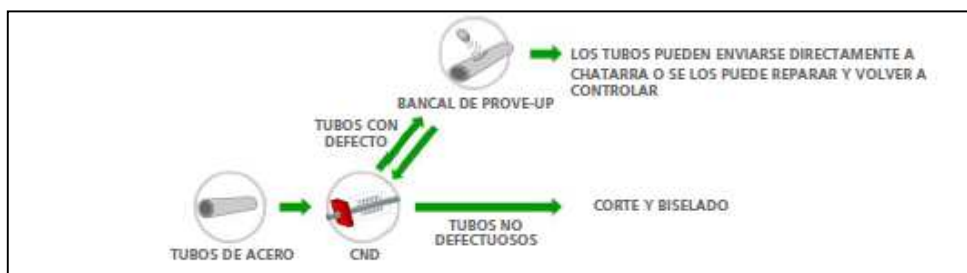


Figura 2 - 36. Esquema del proceso de los controles no destructivos

Inspección

El primer paso de la inspección consiste en soplar aire comprimido dentro del tubo a fin de quitar el laminillo suelto. Luego, se lleva a cabo la inspección visual externa e interna.

Los controles no destructivos (CND) son métodos de inspección totalmente automatizados que suelen emplearse para detectar defectos en tubos, sin ocasionar ningún efecto en las propiedades de éstos.

Los CND son críticos para dos aspectos clave de la fabricación:

- Calidad
- Productividad

Los controles no destructivos pueden clasificarse en:

- a. Métodos de inspección electromagnética (por lo general, denominados EMI)
- b. Controles por ultrasonido (por lo general, denominados UT)
- c. Métodos de corriente inducida (Eddy) (por lo general, denominados ET)
- d. Inspección por partículas magnéticas (por lo general, denominada MPI)

Terminación

Las líneas de terminación realizan las últimas operaciones en los tubos recibidos de las áreas de controles no destructivos, de manera de que cumplan con los requerimientos especificados por el cliente.

- a. Recalque:

El objetivo principal de este proceso es aumentar el espesor de pared de los extremos del tubo para permitir las operaciones de roscado siguientes. El recalque consiste en incrementar el espesor de pared de los extremos del tubo con dos medias matrices y un mandril dentro del tubo. De esta manera, se incrementa el espesor de pared mediante una acción de forjado.

El mayor espesor permite las operaciones de roscado. El roscado en el interior del tubo se conoce como “extremo hembra o box” y, en el exterior, “extremo macho o pin”.

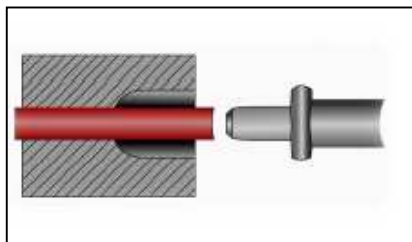


Figura 2 - 37. Operación de recalque



Figura 2 - 38. Tubo recalado

b. Frentado y biselado:

Después del CND (controles no destructivos) y el tratamiento térmico, los tubos se envían a las líneas de roscado y biselado.

Antes del roscado, los tubos se frentean y biselan. El objetivo del bisel es permitir el inicio de la operación de roscado.

En el caso de la tubería de conducción o *line pipe*, el bisel se usa para la soldadura a tope.



Figura 2 - 39. Después del biselado

c. Roscado:

Los extremos de los tubos de *casing* y *tubing* API se roscan con roscas redondas en las máquinas automáticas *Pipe Machinery Company* (PMC), donde los tubos

están fijos y el cabezal rota. En el caso de las conexiones premium, los tubos se roscan en tornos a control numérico, donde gira el tubo mientras que las torretas con portaherramientas mecanizan el extremo.

Después del roscado, las roscas se inspeccionan visualmente y se controlan sus dimensiones, de acuerdo con un plan de inspección.

d. Apretado de cuplas:

La función de esta operación es montar la cupla y apretarla con el torque adecuado en la máquina de torque.

Después del roscado, se lleva a cabo el apretado de la cupla para obtener el tubo final con la conexión cuplada: un tubo roscado con cupla. La operación se realiza con equipos especiales, capaces de ensamblar la cupla en uno de los extremos macho roscados.

La operación de enrosque se realiza controlando los parámetros de enrosque, a saber: torque de enrosque final y/o posición de la cupla.

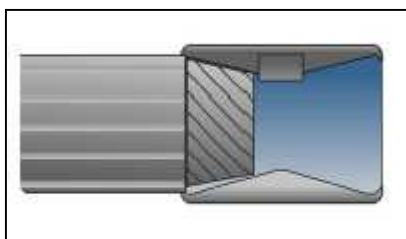


Figura 2 - 40. Apretado de cupla

e. Calibración:

Para controlar el diámetro interno del tubo después del montaje de la cupla, debe pasarse un mandril por la longitud completa del tubo, sin que se trabe.



Figura 2 - 41. Calibrador del tubo con conexión

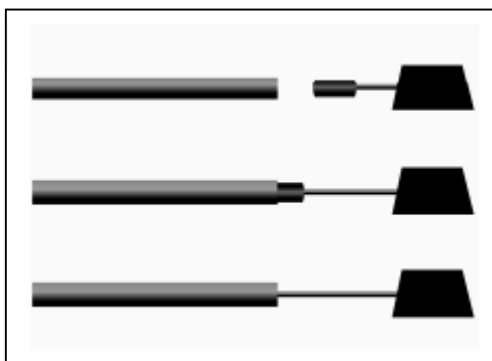


Figura 2 - 42. Calibración

f. Prueba hidráulica

Todos los tubos se prueban en una máquina de prueba hidrostática, donde se llenan previamente, y luego se controlan a la presión especificada durante 5 segundos.



Figura 2 - 43. Prueba hidráulica

g. Balanza, medidora, estarcidora (BME):

Después de la prueba hidráulica, los tubos se envían a un puesto donde se miden, pesan, pintan bandas, estarcen y punzonan. La balanza, medidora, estarcidora consta de lo siguiente:

- Medición: mediante sensores o un sistema de fotocélulas, con una tolerancia de +/- 10 mm.
- Pesado: mediante celdas de carga, con una tolerancia de +/- 1%.
- Punzonado: la información que suele punzonarse en el tubo es: monograma API, grado de acero, espesor, fecha de producción, número de licencia, o cualquier dato que solicite el cliente.
- Estarcido: se efectúa según las normas aplicables y puede agregarse una marcación específica solicitada por el cliente. Suele aplicarse con un cabezal de estarcido.
- Pintado de bandas: para identificar los grados de acero, en el extremo hembra o box. Eventualmente, cuando lo solicita el cliente, se colocan otras bandas de identificación en el extremo opuesto.



Figura 2 - 44. Estarcido

h. Laqueado y barnizado:

Después del proceso de BME, el tubo se envía a la máquina de laqueado, barnizado, aceitado.

i. Empaquetado

El empaquetado generalmente se realiza para diámetros de hasta 4,5 pulgadas. Este proceso se lleva a cabo en forma manual o automática, a fin de evitar daños durante la maniobra o el transporte.

j. Despacho

Los tubos se envían a la playa de almacenamiento, para su posterior distribución a los clientes.



Figura 2 - 45. Despacho



Figura 2 - 46. Empaquetado

Propiedades Mecánicas

La tubería de perforación es sometida a esfuerzos que ocasionan que esta se deforme y el campo que estudia las relaciones entre el esfuerzo y la deformación es la reología.

a. Propiedades reológicas:

El esfuerzo en la tubería de perforación es aplicado en diferentes formas:

- Esfuerzo normal axial: se da cuando la tubería es sometida a compresión o extensión en dirección a la trayectoria.

- Esfuerzo hidrostático: es el aplicado simultáneamente en todas las direcciones cuando la tubería está sometida en un fluido (fluido de perforación).

Si un sólido es sometido a esfuerzos este se deformará y dependiendo de la cantidad de esfuerzo que se le aplique, éste se deformará elásticamente o plásticamente si se sobrepasa el umbral de deformación.

La respuesta a un esfuerzo aplicado se resume en general por un número de coeficientes de proporcionalidad conocidos como módulos:

Modulo de Young (E)

$$E = \frac{\text{esfuerzo normal } (\sigma)}{\text{deformacion normal } (\square)}$$

El esfuerzo normal se refiere al estiramiento y a la compresión del material

Modulo de Volumen (K)

$$K = \frac{\text{presión}}{\text{cambio fraccional en volumen}}$$

El modulo de volumen es la inversa de la compresibilidad

Modulo de deslizamiento o de corte (G)

$$G = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{deformacion de corte } (\gamma)}$$

El esfuerzo de corte es el que se muestra en la figura siguiente:

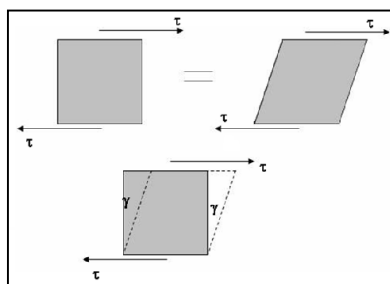


Figura 2 - 47. Esfuerzo de corte

b. Flujo plástico y elasticidad

En la figura se muestra el comportamiento típico de un sólido sometido a un esfuerzo. Si el esfuerzo es pequeño, el cuerpo sigue la ley de Hooke (esfuerzo proporcional a la deformación) y es elástico, o sea que recobra su forma cuando se suprime el esfuerzo. Para esfuerzos grandes el cuerpo no es elástico, puede ceder y tornarse plástico. Para esfuerzos muy grandes, en el límite de la fuerza de tensión el cuerpo se deforma mucho y finalmente se fractura.

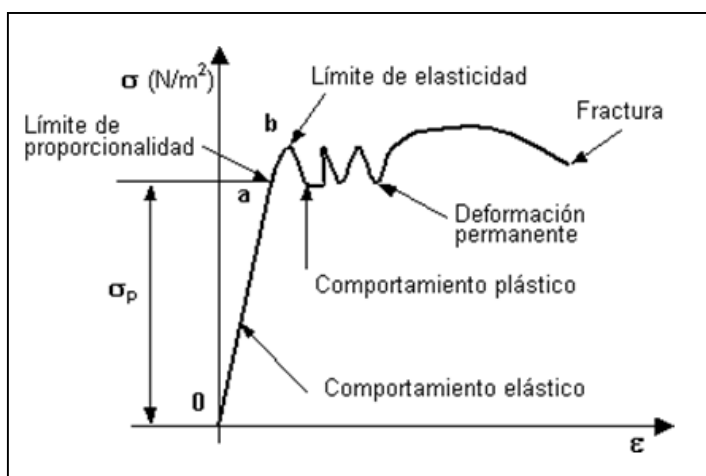


Gráfico 2 - 2. Esfuerzo vs Deformación

La tubería de perforación es un componente de la sarta con mayor probabilidad de fallar ya que esta compone la mayor parte de la sarta de perforación y sigue toda la trayectoria del pozo. Lo más sencillo es perforar un pozo vertical ya que la tubería tiene menos posibilidades de recostarse sobre las paredes, en cambio si se necesita llegar a un objetivo profundo mediante una trayectoria direccional y muchas veces con ángulos altos (de 45° a 60°) los riesgos de que la tubería de perforación se fatigue y falle son más latentes.

Criterios generales de selección de tubería de perforación

Varios son los factores que influyen decisivamente en la selección de los tubos de perforación que compondrán la columna. Dentro de las más importantes se puede citar:

- Diámetro externo de la columna de barras.
- Grado de acero utilizado

- Peso de la columna (Kg/m)
- Capacidad del *winche*
- Capacidad del equipo y de la mesa de maniobras
- Capacidad de las bombas, volumen y presión
- Profundidad total prevista para el pozo
- Condiciones geológicas esperadas
- Velocidad de bombeo y presión en el fondo
- Perdidas de carga del sistema

CAPÍTULO III.- PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN

Durante la perforación de un pozo pueden ocurrir eventos no deseados que ocasionen incremento en tiempo y costos, y una de las razones son las fallas en los equipos y herramientas de perforación causadas por:

- Fatiga de materiales ocasionada por esfuerzos cíclicos
- Selección inapropiada de herramientas que sobrepasan los límites de diseño
- Operaciones inapropiadas de herramientas ocasionada por personal sin experiencia
- Sobrepasan límites de diseño ocasionada por sobrecarga accidental y/o intencional
- Daños en el transporte/manejo ocasionado por personal sin experiencia
- Ambiente hostil es cuando existe presencia de H₂S, CO₂, alta temperatura, alto ángulo, formaciones dura.
- Fabricación / Diseño se da cuando existe falla en el control de calidad

Causas de falla en la sarta de perforación (Fuente: Universidad de Oriente Venezuela):

- a. 85% del total de fallas (por debajo de la resistencia mínima a la cedencia)
 - Falla por fatiga del tubo en la tubería de perforación
 - Falla por fatiga de la conexión del BHA
 - Fuga en la conexión
 - Agrietamiento por Sulfuro
 - Caja rota
 - Falla mecánica de herramientas especializadas
 - Falla en soldadura
- b. 15% del total de fallas (por encima de la resistencia mínima a la cedencia)
 - Tensión
 - Torque

- Combinación Tensión / Torque
- Colapso
- Estallido

Prevención de fallas en la sarta de perforación

La prevención de las fallas consiste en el control de todos los factores que la causan. Se sabe que sin importar el mecanismo envuelto en la falla de la sarta de perforación, siempre uno de los 5 elementos que se mencionan líneas abajo está presente:

1. Características físicas.- se refiere a las propiedades mecánicas y las dimensiones de cada componente de la sarta de perforación, estas son: la resistencia, la dureza y otras propiedades metalúrgicas.
2. Diseño.- el diseño de la sarta de perforación es la selección de sus componentes y su configuración para lograr los objetivos de la perforación, que es el de soportar las cargas requeridas sin fallar. El operar por debajo de los límites de diseño, alarga la vida de la sarta. Ejemplo: Cargas anticipadas, selección y ubicación de los componentes de la sarta.
3. Inspección.- A menos que los componentes de la sarta de perforación sean nuevos, estos han sido expuestos a daños por maniobras y daños acumulados desconocidos que han provocado que esta se fatigue. Las inspecciones muestran desgaste antes de que resulte una falla prematura en el fondo. Por ello, es que la inspección de la sarta de perforación es utilizada para determinar si sus componentes están aptos para ser utilizados nuevamente. Ejemplo: Inspección visual del sitio, inspección electrónica en la sarta y conexiones de perforación.
4. Operación.- El uso, manejo y almacenaje incorrecto de la sarta de perforación, resulta en fallas problemáticas. Ejemplo: Conexiones correctas, manómetros calibrados, uso operacional y prácticas de manejo de tuberías.
5. Entorno: El medio químico y mecánico bajo el cual se opera la sarta de perforación. Si los alrededores son hostiles, la frecuencia de inspección se debe incrementar para minimizar las fallas. Ejemplo: Patas de perro, pandeos, vibración, corrosión, pozos de alto ángulo.

Para mantener la sarta de perforación completa se requiere prestar atención a los cinco elementos antes mencionados, por lo tanto los involucrados en las operaciones de perforación deben trabajar en equipo distribuyendo responsabilidades para la prevención de la falla en la sarta de perforación. Las fallas prematuras e inesperadas en la sarta durante las operaciones de perforación causan pérdidas cuantiosas de tiempo y dinero. La reducción de las fallas en la sarta de perforación aumentará la eficiencia del equipo y reducirá los costos.

La falla en la sarta de perforación ocasiona que el componente no pueda ejecutar sus funciones, cuando se genera una separación completa (partición), o cuando existe una fuga. Esta se puede localizar en el cuerpo de la tubería, en la conexión o en la rosca, en cualquier componente de la sarta.

Mecanismos de Falla

Fallas por tensión

Las fallas por tensión ocurren cuando se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta de perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del pozo. Ocasionalmente falla la junta si se le aplica Torque por encima de lo recomendado.

Ocurre cuando:

- a. La carga de la tensión es mayor que la resistencia máxima de tensión.
- b. La superficie de la falla es escarpada y a 45° del eje de la tubería.
- c. La tubería presenta un cuello junto a la fractura.

Estas fallas por tensión y por torsión se pueden evitar si se utiliza un proceso efectivo de diseño y buenas prácticas en las inspecciones.

Para evitar las fallas por tensión se debe:

- Seleccionar la tubería de perforación capaz de soportar las cargas anticipadas más un margen de sobre tensión, más un factor de diseño.
- Utilizar un sistema de identificación que muestre el peso y el grado. Revisar las marcas en el pin para confirmar el peso y el grado.
- Asegurarse que el indicador de peso del equipo de perforación este calibrado correctamente y no exceda la carga de tensión permitida.

Fallas por torsión

Las fallas por torsión se deben por exceso del máximo esfuerzo a la tensión. Las juntas estándar API tienen una resistencia a la torsión del 80% sobre el tubo al que encuentran soldadas, por esta razón en todos los casos las fallas por torsión siempre ocurrirán en las juntas.

La combinación de la falla por tensión y torsión ocurre frecuentemente en el caso de pesca o tensión de la tubería pegada.

Falla por colapso o estallido

Las tuberías de perforación pueden colapsar o estallar cuando se excede la capacidad en cargas de presión. El estallido es más probable que ocurra en la parte superior del pozo, mientras que el colapso es más probable que ocurra en la parte inferior del pozo, cuando la tubería es evacuada para realizar pruebas de pozo.

La presión de colapso o estallido son determinadas por la parte más delgada de la tubería, midiendo la resistencia a la sección con el área de la sección transversal en ese punto.

Causas más comunes de fallas en la tubería de perforación

- El mayor causante de las fallas de la tubería de perforación se debe al proceso de corrosión-fatiga, estas fallas por lo general empiezan en el interior de la tubería, formando fisuras diminutas que se abren en la superficie y se cierran al estar rotando y tensionando o comprimiendo la tubería, y bombeando los fluidos corrosivos, ocasionando que la fisura se agrande por falla mecánica y por corrosión hasta que el tramo de la tubería finalmente falla.
- Un choque brusco, el cual puede ser causado por exceso de peso en la broca pudiendo producir fatiga y consecuentemente falla de la tubería.
- Un tramo de tubería puede fallar por la aplicación de una tensión excesiva, estas fallas generalmente se dan en la parte superior del pozo y se debe a que la carga por unidad de área excede la capacidad de tensión del componente más débil.
- Las fallas por torsión, casi siempre ocurren en la unión de la tubería en la parte superior del pozo, y se manifiesta como una elongación de la espiga o una expansión en la caja, dependiendo de cuál sea la más débil.

- La presencia de partículas extrañas pueden causar mucha fricción, arrancando partes del metal, las cuales se conglomeran perjudicando a la rosca o a la superficie del tope que harán fallar la unión. Por ello es importante que las roscas y los topes se conserven limpios y protegidos con un lubricante adecuado para roscas.
- La presencia del sulfuro o *Sulfide Stress Cracking* (SSC) puede causar agrietamiento, lo cual se da cuando la tubería de perforación opera en presencia de sulfuro de hidrogeno, y es más común en las espigas de las conexiones rotatorias.
- Además, las uniones están expuestas al desgaste superficial debido al rozamiento en las paredes del pozo. Para evitar este desgaste las uniones de algunas tuberías se cubren con material duro llamado bandas de metal duro.

CAPÍTULO IV.- LA FATIGA

Fatiga

La fatiga es progresiva y se da cuando un componente es sometido a ciclos repetitivos de tensión, el cual ocurre principalmente cuando la sarta es rotada y sus componentes son curvados o torcidos axialmente y afectados por vibraciones. Mientras la sarta rota, los tramos que se curvan experimentan ciclos de estrés por revolución. La amplitud de cada stress es directamente proporcional al grado de curvatura al que es sometido cada tramo de la sarta. Cuando la fatiga se da una y otra vez ésta se acumula en puntos de alta tensión en el componente, y allí es cuando las fisuras de fatiga se forman y estas pueden crecer cuando los ciclos de carga son continuos hasta que se rompe.

Fatiga en la tubería de perforación

El daño por fatiga y fallas pueden ocurrir cuando las tensiones en las operaciones son de 10 a 20% del límite de cedencia (*yield stress*) del componente. Debido al bajo límite, muchas de las operaciones de perforaciones son desarrolladas mientras que los componentes están en zonas de peligro, esto es, a un nivel sobre el límite de tensión. Los efectos de tensión repetitivos son grandes y difíciles o imposibles de evaluar con certeza. Además el efecto corrosivo del fluido de perforación es significativo e influyente en el desarrollo de la fatiga. Ya que el daño por fatiga es acumulativo, la historia del componente es extremadamente relevante para la predicción del desarrollo de la fatiga, pero los métodos para rastrear la historia de los componentes son los que más ayudan. Los mecanismos de fatiga son muy complejos y las variables que intervienen (como los puntos de tensión, el ambiente, la historia y las propiedades del material) son complejas y poco entendidas, que los modelos para predecir son poco valorados. La incertidumbre de las variables que intervienen combinadas con la complejidad de los mecanismos, las formulas para la predicción no son suficientemente confiables para ser usadas.

Causantes de la Fatiga

Curvatura del pozo

Se da cuando se perfora y la sarta es curvada a través de la trayectoria del pozo siguiendo secciones curvas y/o irregularidad en el pozo. La zona y severidad de la

curvatura tendrá un impacto significativo dependiendo de qué tan rápido se acumule el daño de fatiga.

Torcedura

Aplicando más peso en la broca de lo que la sarta puede resistir puede ocasionar que partes de la sarta se tuerzan. La torcedura mayormente ocurre cerca a la parte inferior de la sarta, pero puede ocurrir en otra zona de la sarta bajo ciertas circunstancias.

Vibración

Las vibraciones pueden ocasionar daño por fatiga por los desplazamientos repetitivos y asociados con los ciclos de tensión que afectan a los componentes.

Factores

A. Fuentes de cargas cíclicas

a. Rotar la sarta en una pata de perro

Un lado en tensión y el otro en compresión. La suma y resta de fuerzas crea cargas cíclicas.

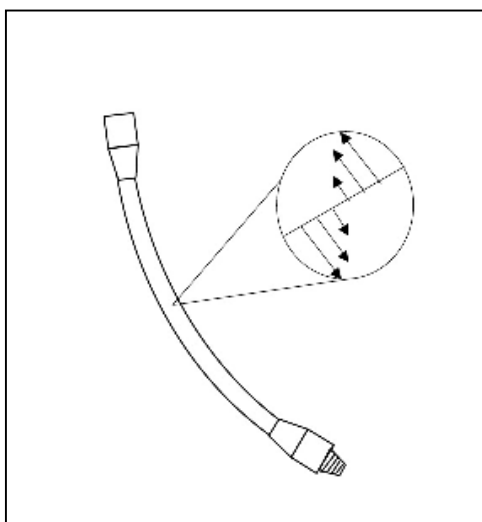


Figura 4 - 1. Pata de perro o *Dog Leg Severity* (DLS)

- b. Rotar el BHA a través de un cambio de diámetro en el hoyo
- c. Pegadura / deslizamiento de los estabilizadores

- d. Rotar la tubería en una área lavada
- e. Remolinos en la broca
- f. Rebote de la broca

B. Concentradores de esfuerzos o aceleradores de la fatiga

- a. Centralizan y magnifican los esfuerzos cíclicos en puntos específicos
- b. Se convierten en el origen de las fisuras por fatiga y actúan como sus propios concentradores para acelerar el crecimiento de la fisura hasta fallar.
- c. Los esfuerzos internos, la raíz de las roscas, las muecas por corrosión son los concentradores de esfuerzo más comunes.

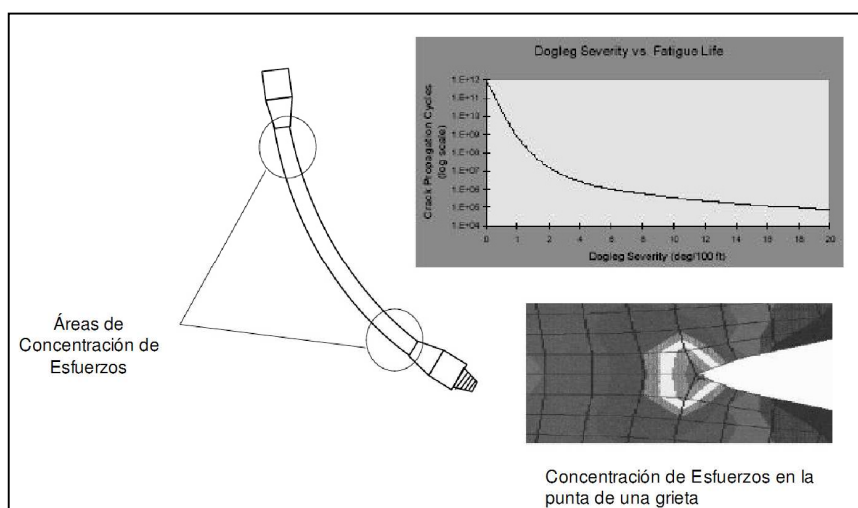


Figura 4 - 2. Concentración de esfuerzos

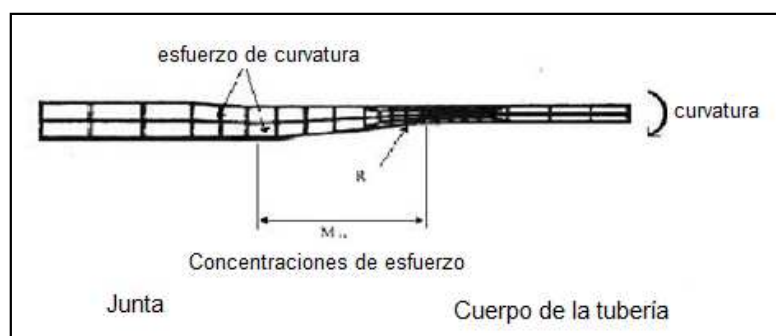


Figura 4 - 3. Concentración de esfuerzos

En la figura 4 - 3 se aplica flexión al final de la tubería de perforación. Este esfuerzo a la tensión en la tubería es representado por los contornos de esfuerzo. El

diagrama muestra que la concentración de los contornos de esfuerzo en el punto R está localizado al final del refuerzo. Este es el punto donde se concreta la mayoría de los esfuerzos en cualquier parte de la tubería.

Corrosión

La corrosión reduce el espesor de las paredes de la tubería.

Existen tres factores de corrosión:

1. Reducción uniforme del espesor de las paredes
2. Patrones puntuales de pérdida del metal
3. Picaduras

El problema principal son las picaduras, ya que son pérdidas puntuales de metal que penetran la pared del tubo.

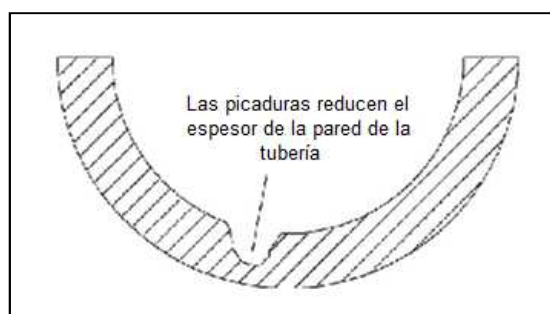


Figura 4 - 4. Picadura en la tubería

La corrosión ocurre por reacciones químicas con agentes corrosivos. La tasa de corrosión se incrementa por:

- Alta temperatura.- la tasa se duplica por cada 31 °C.
- Tasa de bombeo.- especialmente si existen sólidos abrasivos presentes, la erosión remueve la capa protectora de productos anticorrosivos y expone al metal nuevo.
- Concentración alta de agentes corrosivos (O₂, H₂O, CO₂, H₂S).

Reconocimiento de fallas por fatiga

Una fisura por fatiga es suave y plana a menos que la superficie sea alterada por erosión o daño mecánico.

La fisura va a estar orientada perpendicularmente al eje axial de la tubería o la conexión. Estas se originan en concentradores de esfuerzos como refuerzos internos, ranuras hechas por las cuñas y muecas por corrosión.

La superficie de una fisura por fatiga muestra un modo de ataque. Aparecen marcas cruzadas cuando múltiples fisuras se unen para formar una grande.

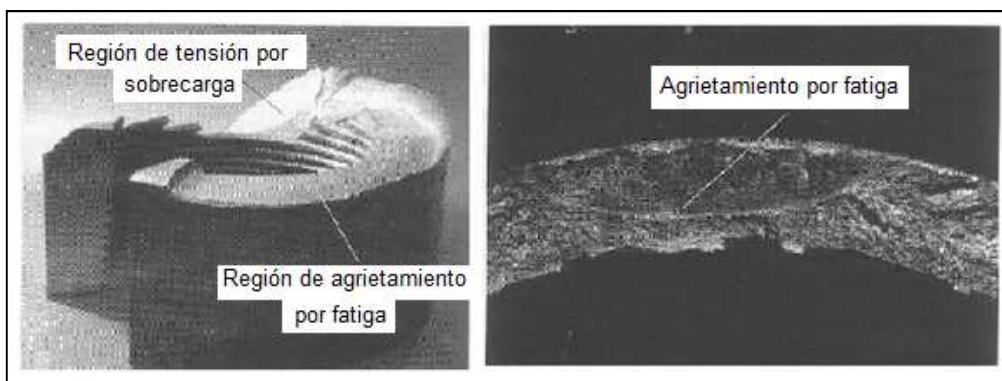


Figura 4 - 5. Región de agrietamientos por fatiga

Las cargas cíclicas producen fisuras muy pequeñas y el aumento del número de ciclos origina que estas fisuras crezcan. Estas fisuras ocurren en un plano de 90 grados con respecto al eje axial de la tubería.

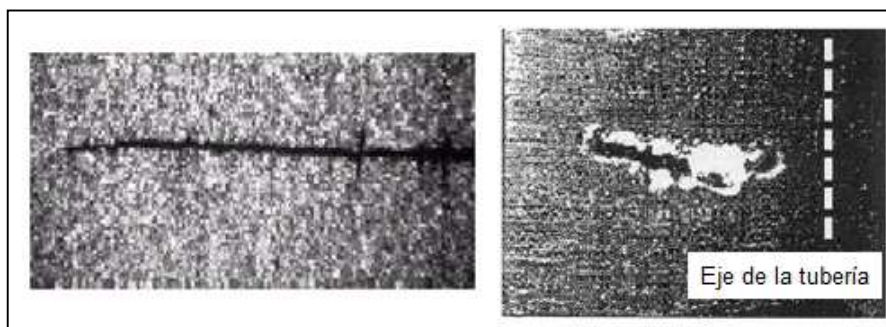


Figura 4 - 6. Fisuras por fatiga

Resistencia a la fractura

La resistencia a la fractura es una medida de la capacidad del material a la propagación de una fisura existente, bajo cargas de tensión.

Es más difícil extender una fisura en un material resistente que en un material frágil.

Si un componente es frágil entonces una fisura pequeña causará una falla catastrófica, en cambio si el material es resistente puede darse una fisura de mayor tamaño antes que esta se parta. A mayor resistencia del material, mayor tamaño puede tener la fisura antes que la tubería se parta.

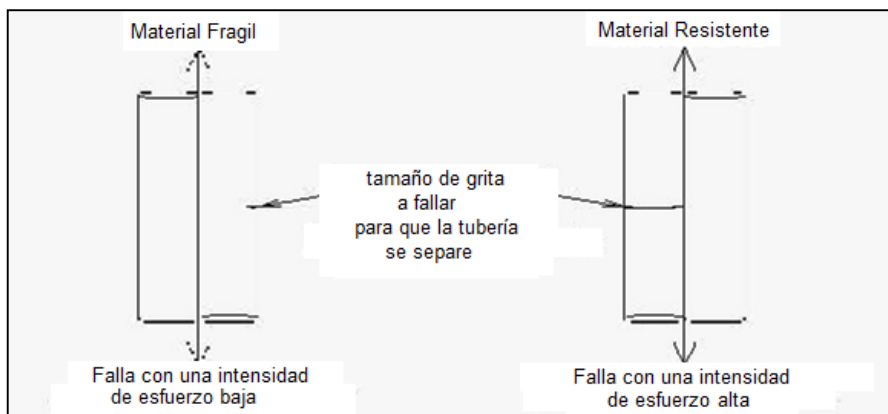


Figura 4 - 7. Material frágil – Material resistente

La fatiga no se puede eliminar, pero se puede limitar el daño al:

- Detectar en forma temprana las vibraciones y lavados.
- Comenzar con buenos materiales y buen diseño de componentes.
- Reducir los esfuerzos cíclicos y las concentraciones de esfuerzos.
- Reducir la corrosividad del ambiente.
- Asegurar las buenas prácticas operativas en el campo
- Plantear la trayectoria del pozo con la menor severidad posible
- Evitar prácticas que crean patas de perro no planificadas, especialmente en pozos verticales.
- Invertir en viajes para enderezar el pozo o reducir las patas de perro.
- Estabilizar el BHA, especialmente si el agrandamiento del pozo alrededor de éste es un problema.
- Mantener el punto neutro debajo del tope del BHA
- Mantener la compresión de la tubería de perforación menor a la carga crítica de pandeo en pozos de alto ángulo.
- Monitorear las vibraciones. Evitar combinaciones de configuraciones de BHA peso sobre la broca y el RPM que promueve las vibraciones.
- Considerar rotar la sarta más lentamente, introduciendo un motor de fondo en el BHA, únicamente si los requerimientos de limpieza y direccionales del pozo lo permiten.

Además de todo lo anterior mencionado, la Cia TH HILL en la Standard DS-1 refiere al Monitoreo del Daño Acumulado en la Tubería de Perforación como la técnica para evitar fisuras que finalmente podrían acontecer en rupturas de la Tubería durante las operaciones.

Diseño de la fatiga

Es casi imposible que toda la sarta rote sin que alguno de sus componentes se fatigue sin embargo se puede diseñar y operar la sarta minimizando al daño y reduciendo considerablemente las causantes de la fatiga. Se puede extender la vida de la fatiga tomando las siguientes acciones:

- **Optimización de la curvatura del pozo.**

Evaluar el plan direccional con el fin de cuantificar como la curvatura del pozo afectara a la sarta durante la perforación. El factor principal para comparar los efectos de la fatiga en una sección o tramo curvado es el Índice de Curvatura (CI). El CI es la relación de tensión y Dog Leg Severity (DLS) el cual varía dependiendo del tipo de tubería de perforación (OD, Grado, Peso).

- **Minimizar efectos de tensión en inevitables curvaturas.**

Se debe reducir la tensión en los “concentradores de esfuerzo” como agujeros, cortes, *thread roots* y cambios de sección para evitar la aparición y extensión de las fisuras por fatiga.

- **Minimizar o eliminar la torcedura**

Si tramos de la sarta son torcidos, la fatiga se puede acumular rápidamente. En pozos dirigidos, la torcedura se puede dar con mayor influencia que en pozos verticales. La elección adecuada de los componentes (BHA) en donde es probable que la torcedura ocurra disminuirá el daño por fatiga.

- **Minimizar el entorno corrosivo**

El grado de corrosión del lodo de perforación es un factor influyente en la fatiga de sarta, es por ello que se debe monitorear el rango de corrosión durante las operaciones.

Índice de curvatura (CI)

Es la medida relativa de la propagación de la fisura de la fatiga de la tubería de perforación cuando esta es rotada en secciones curvas del pozo que considera la curvatura del pozo, el diámetro de la tubería, el grado, clase y peso y la tensión axial de la tubería. Los gráficos del índice de curvatura (CI) para cada tipo de tubería de perforación se muestran en la Standard DS-1 (*Chapter Fatigue Indices*), en el cual el CI es inversamente proporcional a la vida de la fatiga, si el CI es mayor entonces el daño que acumularía la tubería sería mayor es por ello que el CI es usado como límite de diseño para comparar diferentes alternativas. El índice de curvatura evalúa la tensión axial (Tensión) y la curvatura de la sarta durante su rotación (DLS), y es directamente proporcional a éstas, tal como muestra el siguiente gráfico de ejemplo:

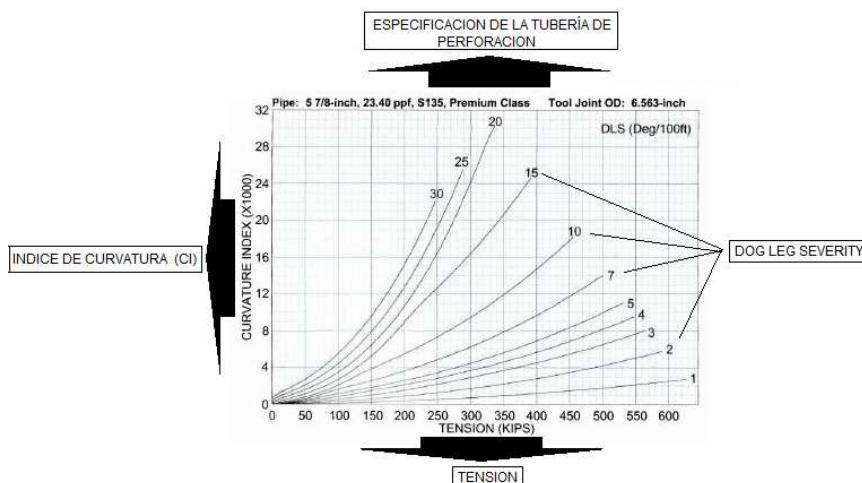


Figura 4 -8. Fuente: *Standard DS-1 Drill Stem Design and Operation, Vol.2*

Los gráficos de CI para cada tipo de tubería de perforación se encuentran en el *Standard DS-1 Drill Stem Design and Operation, Vol. 2. Chapter Fatigue Indices*.

El daño acumulado ocasionado por la fatiga en la tubería de perforación representado por el DP (*Damage Points*) permite evaluar el daño acumulado en las juntas de la tubería de perforación con el fin de no sobrepasar sus límites. Esto se realiza antes de iniciar la campaña de pozos, para la perforación del primer pozo, considerando el monitoreo de la ubicación de las juntas para llevar un control a lo largo de la campaña y así optar por el reposicionamiento de las juntas cuando sea necesario.

A continuación, se muestra la acumulación de la fatiga (DP) a lo largo de la tubería de perforación cuando se perfora desde el punto C (Punto Tangencial) hasta alcanzar la Profundidad Total del Pozo. Como se puede observar la fatiga es mayor en el tramo de flexión del pozo y disminuye en los tramos donde ya no hay construcción de ángulo (DLS).

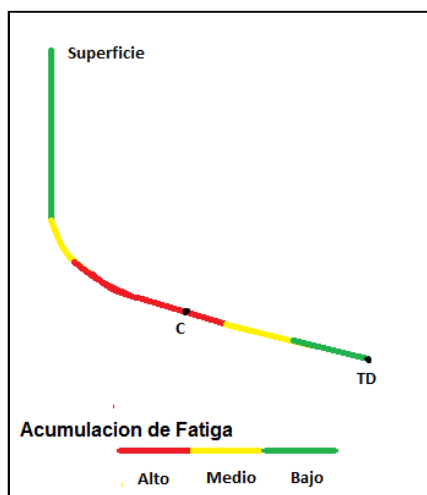


Figura 4 - 9. Acumulación de fatiga

Los puntos de daño (DP) son una medida relativa de la acumulación de la fatiga en la tubería de perforación. Lo que se busca con esta relación es:

- 1- No exceder los límites de puntos de daño en ninguno de los tramos de la tubería de perforación.
- 2- Homogenizar el daño, reposicionando los tramos en los que se acumula mayor cantidad de puntos de daño.
- 3- Enviar a inspección los tramos que se aproximan a los límites máximos.

Los límites de puntos de daño dependen de la vida que tuvo la tubería y de registros de pozos anteriores que hayan sido perforados en ese tipo de tubería, con el fin de detectar hasta cuánto ha resistido una tubería con dichas características, y frente a qué tipo de pozo y condiciones ha sido expuesta.

Es importante señalar que para lograr este monitoreo se debe llevar un control de la ubicación de cada junta, desde el inicio de la campaña de pozos, para así saber cuántos puntos de daño se va acumulando en cada una de estas antes y durante la perforación del primer, segundo, tercer, o el número de pozos que sean hasta culminar la campaña. La introducción de las juntas de la tubería de perforación se

va haciendo en el mismo orden para cada uno de los pozos hasta que se decida el reposicionamiento de las juntas, luego del análisis del número de puntos de daño, como prevención de fisura o ruptura en la tubería de perforación.

Los puntos de daño se obtienen mediante el siguiente cálculo:

$$DP = \frac{CI \times RPM \times \text{Penetración}}{ROP \times 10^6}$$

Donde:

DP: Puntos de daño por fatiga para un episodio

CI: Índice de curvatura durante el episodio, el cual está relacionado con el *Dog Leg Severity* (DLS) y la tensión que soporta.

RPM: rotación promedio de la sarta durante el episodio

Penetración: Profundidad perforada durante el episodio

ROP: rango de penetración promedio durante el episodio

CAPÍTULO V.- DESARROLLO DEL MODELO – POZO X

Alcance

El monitoreo y control de la fatiga en la tubería de perforación durante las operaciones permiten la evaluación constante de todas sus secciones, mediante la medida relativa de la fatiga acumulada. Es por ello, que se busca el planeamiento (pre-perforación) y el análisis en tiempo real (durante la perforación), basándose en un determinado límite de puntos de daño y está se hace desde el inicio de las operaciones de perforación hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, *Total Depth* (TD), estimando la fatiga relativa acumulada desde el inicio hasta el fin. Lo que se obtiene como resultado del modelo es el plan de reposicionamiento y la frecuencia de la inspección, optimizando así el diseño. La ventaja de manejar independientemente la acumulación de la fatiga en cada sección de la tubería de perforación permite el reposicionamiento de cada sección antes de alcanzar los límites máximos de puntos de daño permisibles para homogenizar la fatiga acumulada en toda la trayectoria y así disminuir necesidades de inspección.

Antecedentes

En uno de los campos de la selva peruana, uno de los pozos perforados con una tubería de 5-1/2 pulgadas presentó dos *washouts* en dos secciones ocasionados por acumulación de fatiga, y basados en la experiencia de un pozo anterior la compañía operadora decidió utilizar el monitoreo de daño por acumulación de la fatiga para los 3 pozos subsiguientes, y así poder identificar y evitar la falla en la tubería de perforación.

Análisis

El monitoreo de puntos de daño recomienda que antes de iniciar la perforación, se haga un modelo de pre-perforación en base a los parámetros de perforación planeados. El pozo que se usará para el análisis tiene las siguientes características:

- Sarta de perforación:
 - Tubería de Perforación: 5 7/8 pulgadas, 23,40 lbm/pie, S-135
 - Estado: nuevo
 - BHA: 210,3 m (690 pies), 27 lbm/pie

- Esquema del pozo X

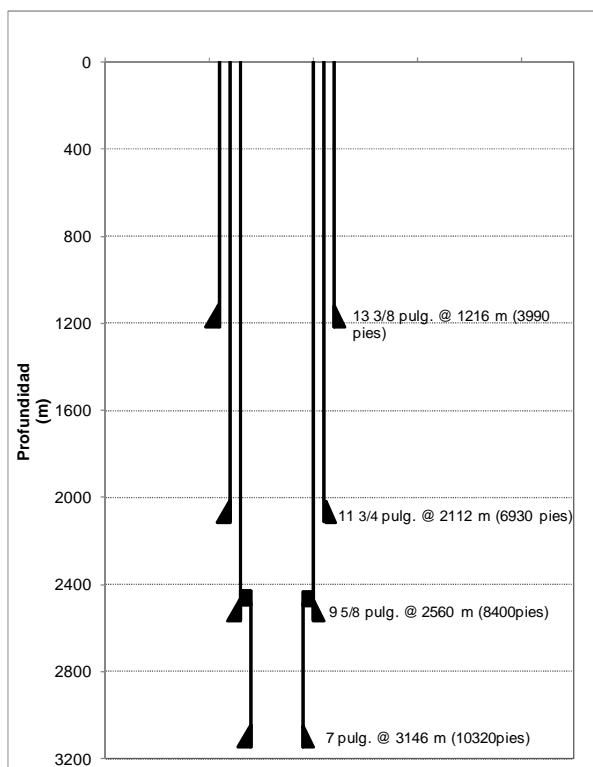


Gráfico 5 -1. Estado Mecánico del Pozo X

- Tipo de pozo: Direccional (Tipo J)
 - Número de días de perforación: 56 días
 - Costo total: 17,4 MMUS\$
- Los parámetros de perforación son variables en el tiempo (WOB, RPM, TQ, *Hook Load*). Para el estudio se consideraron constantes.
 - El *Dog Leg Severity* (DLS) a través de todo el pozo es variable. Para el estudio se consideraron constantes según diseño de perforación. Las secciones de 13 3/8 pulgadas y 11 3/4 pulgadas son las que presentan DLS.
 - Existen maniobras durante la perforación o durante los viajes que no se han tomado en cuenta como las repasadas, circulaciones y *back reamings* (repasadas hacia atrás).
 - La tensión de la sarta de perforación varía en hueco abierto siguiendo un tren determinado que lo establece cada formación. En el estudio se tomó como una disminución constante.
 - El ROP es variable a través de todas las secciones. Para el estudio se tomaron ROP constantes por secciones.

Los datos de Pozo X dados se usarán para pronosticar futuros reposicionamientos e inspecciones en la tubería, y armar un plan de acumulación de fatiga previo a la perforación (pre-perforación). En base a la relación de los Puntos de Daño o *Damage Points* (DP):

$$DP = \frac{CI \times RPM \times \text{Penetración}}{ROP \times 10^6}$$

Los valores del Índice de Curvatura (CI) se obtiene en base al tipo de tubería de perforación del pozo, en este caso se considera una tubería de 5 7/8 pulg., 23.40 lbm/pies, S135, *Premium Class*. Con lo cual se utilizará el gráfico de la página 211 del Standard DS-1 *Drill Stem Design and Operation*, TH HILL.

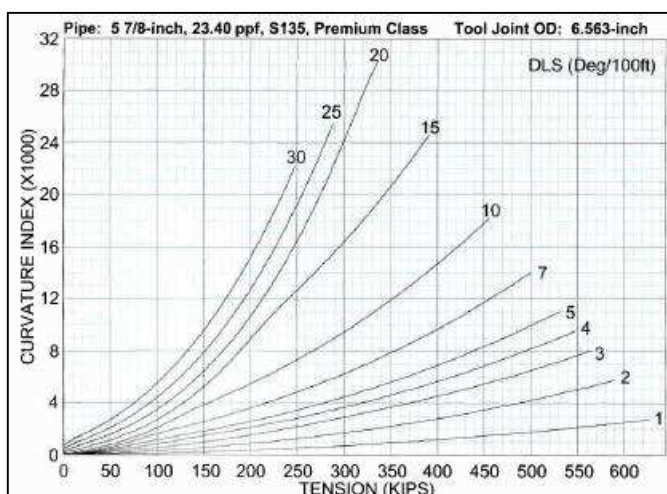


Gráfico 5 -2. Fuente: Standard DS-1 *Drill Stem Design and Operation*, Vol. 2

En base a las consideraciones mencionadas anteriormente, los cálculos se hicieron usando los siguientes valores promedios:

Sección CH (pulg)	Sección OH (pulg)	TD (m)	RPM (rev/min)	ROP (ft/hr)
13 3/8	16	1216	60	100
11 3/4	14 3/8	2112	140	50
9 5/8	12 1/4	2560	160	20
7	8 1/2	3146	170	10

Calculando se obtiene el siguiente gráfico:

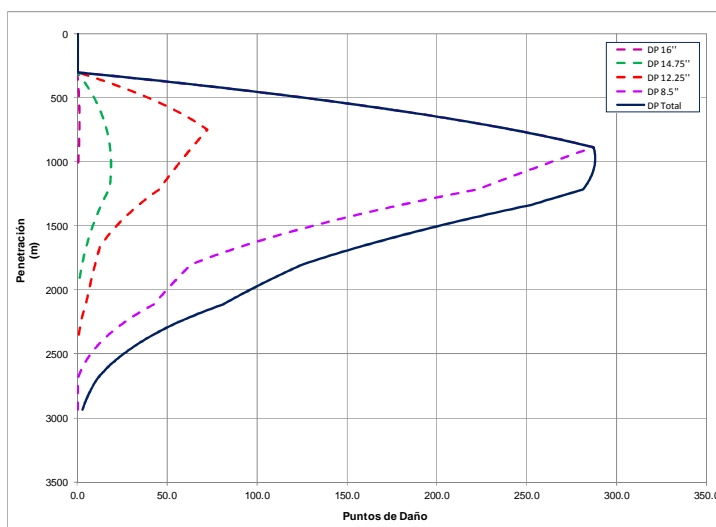


Gráfico 5 - 3. Modelo de Acumulación de la Fatiga (Pre-perforación)

El modelo de pre-perforación pronostica que la máxima acumulación de la fatiga está entre los 649 m (2130 ft) a 1500 m (4920 ft) MD con un daño máximo acumulado de 288 puntos de daño a la profundidad de 978 m (3210 ft) MD (junta 215) como se muestra en el Gráfico 5 - 3.

El monitoreo de los valores de puntos de daño se recomiendan los reposicionamientos e inspecciones de las juntas de la tubería. Con la ayuda de este modelo, si para este caso asumimos que el máximo número de puntos de daño que la tubería puede soportar es de 300, entonces para el siguiente pozo se debe considerar el reposicionamiento de las juntas de la tubería de perforación desde la número 158 hasta la 251 (94 juntas), con el objetivo de evitar que en ese tramo de tubería se acumulen más puntos de daño que se acerquen o excedan el límite máximo, obteniendo así una distribución homogénea de la fatiga.

Al inicio de las operaciones de perforación, se debe iniciar también el diseño de acumulación de puntos de daño en tiempo real para verificar y proyectar la acumulación de la fatiga mientras se perfora.

Luego que el pozo alcanza la profundidad total, un nuevo modelo de pre-perforación se crea para aproximar la acumulación del daño en el próximo plan de perforación del siguiente pozo. En este modelo se combinan los resultados en tiempo real del pozo anterior y el plan del próximo pozo que se realizará para mitigar las posibilidades de falla por fatiga y minimizar los costos de inspección (Gráfico 5 - 8).

A continuación se muestran los resultados del modelo ejecutado por la *Cía TH HILL Associates* a un grupo de pozos de una misma campaña, los cuales están ubicados en la selva central del Perú. Al primero de estos pozos le denominaremos Pozo A.

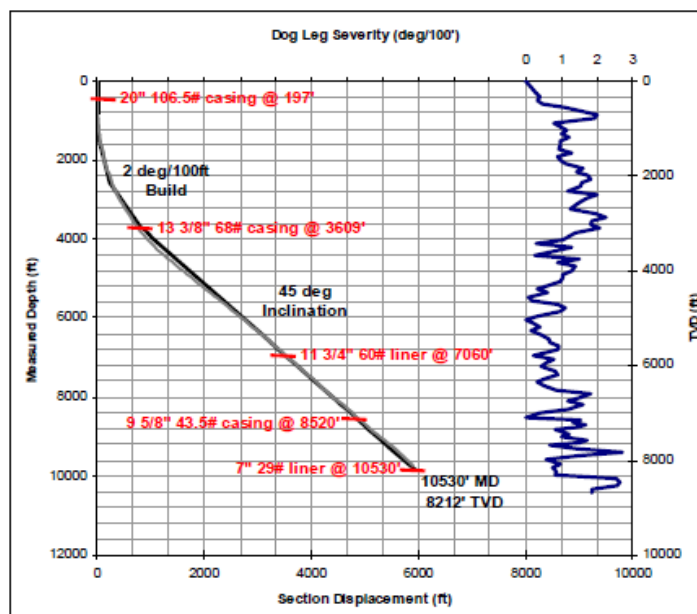


Gráfico 5 - 4. Trayectoria del pozo A

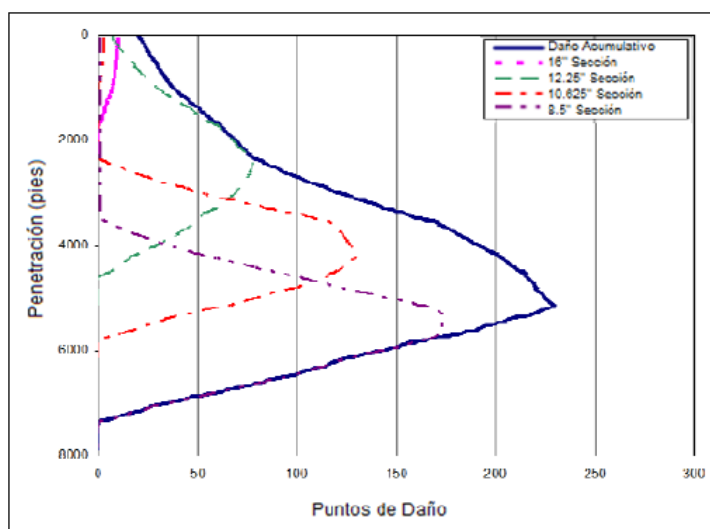


Gráfico 5- 5. Modelo de Acumulación de la Fatiga (Pre-perforación)

Los Gráficos 5 – 4 y 5 – 5 muestran la trayectoria del pozo A y el modelo de acumulación de fatiga a partir de los parámetros de perforación del plan de perforación (pre-perforación). El modelo de pre-perforación pronosticó que la máxima acumulación de la puntos de daño está entre 4180' a 5495' MD con un daño máximo acumulado de 227 puntos de daño a la profundidad de 5166' (junta 166).

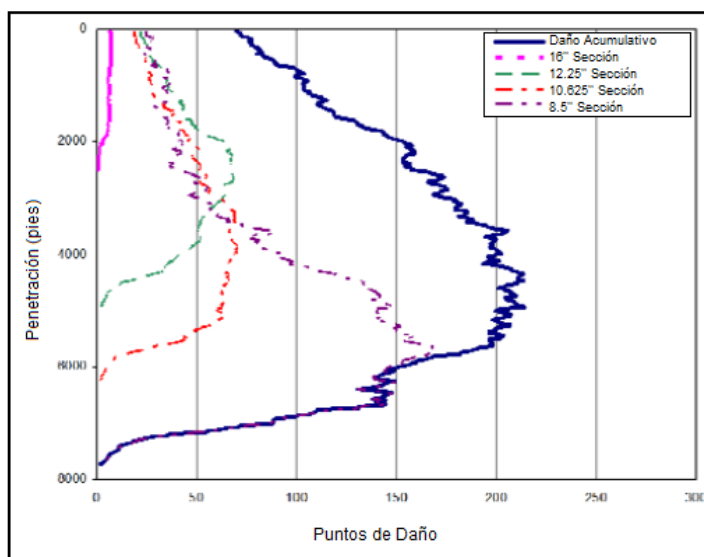


Gráfico 5 - 6. Modelo de Acumulación de Fatiga (En tiempo Real) – Pozo A

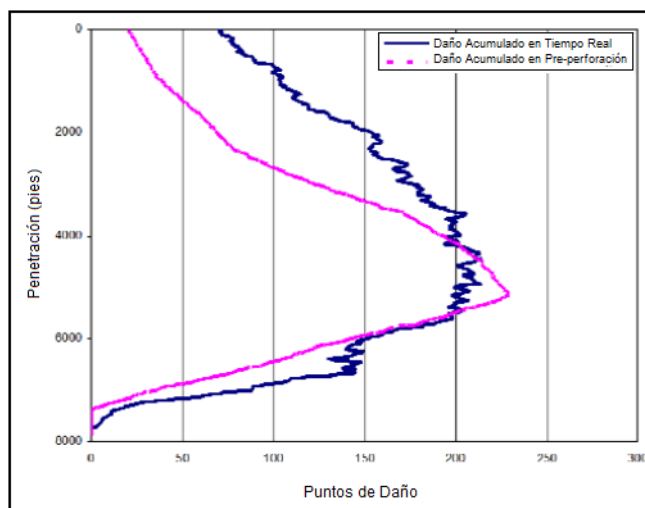


Gráfico 5 - 7. Modelo de Pre-perforación VS Modelo de Perforación en Tiempo Real – Pozo A

En el Grafico 5 - 6 se muestran los resultados reales de acumulación de puntos de daño hasta que se alcanzó la profundidad total del pozo, mientras que en el Grafico 5 - 7 se muestra la comparación de las curvas de acumulación de fatiga del modelo pre-perforación y el del tiempo real. La diferencia entre una y otra curva se debe a cambios no planeados en los parámetros de perforación. A pesar de cambios no planeados durante la perforación, se observa que las dos gráficas correlacionan y se pueden identificar las desviaciones y el impacto en la acumulación de la fatiga en la tubería de perforación.

Posteriormente, en dos pozos subsiguientes del mismo campo se aplicó el mismo concepto y en el último pozo, al que denominaremos Pozo C se decidió

reposicionar las juntas de la tubería de perforación desde 2500 pies MD hasta 5800 pies MD (zona sombreada en el Gráfico 5 - 8) para evitar llegar a límites de acumulación de fatiga no deseados y considerando que la inspección de los tubulares a mitad de las operaciones es muy costosa. Con la reposición de las juntas se logró la reducción de los puntos de daño a fin que no se excedan los 500 puntos (Gráfico 5 - 9)

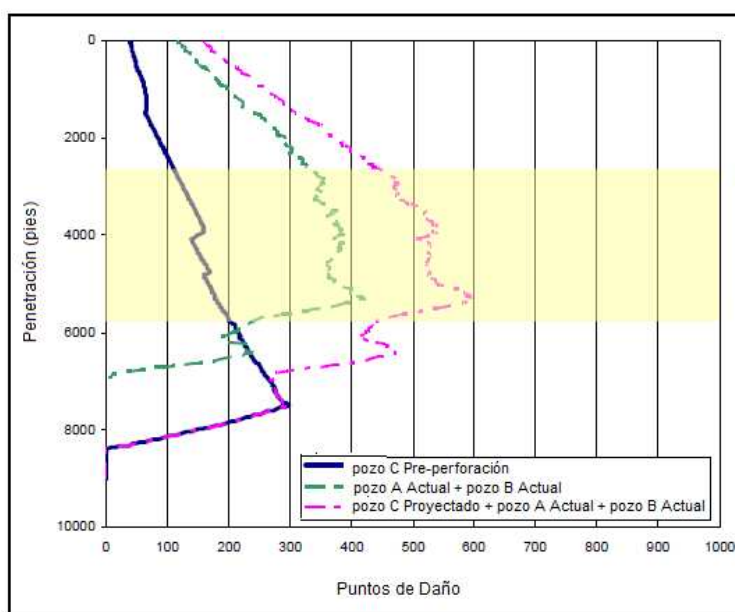


Gráfico 5 - 8. Resultados de pozo A + pozo B + proyección de pozo C

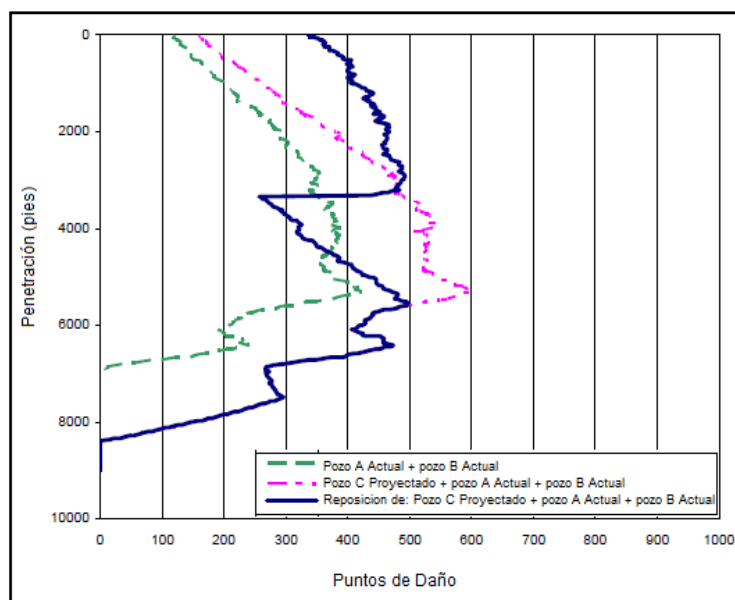


Gráfico 5 - 9. Resultados de pozo A + pozo B + proyección de pozo C - Reposicionados

En el Grafico 5 - 10 se muestran los resultados del daño acumulado en la tubería de perforación luego que se alcanzo la profundidad total del pozo C.

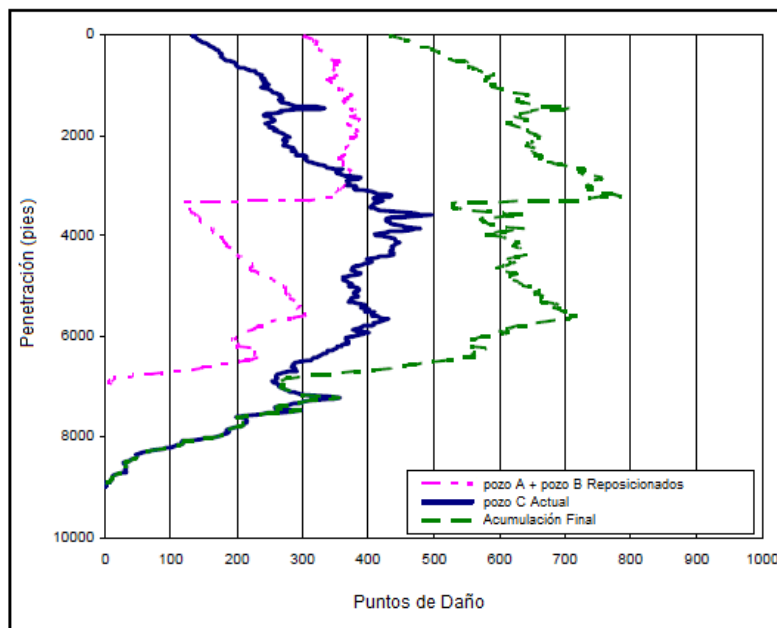


Gráfico 5 - 10. Resultados de pozo A + pozo B + pozo C

Es importante señalar que en los resultados obtenidos en el Modelo – Pozo X (Gráfico 5 - 3) se obtuvieron valores de puntos de daño bajos comparado con el caso del Pozo A (Gráfico 5 - 5), la razón de esto fue que la ecuación de Puntos de Daño dada considera lo siguiente:

- Parámetros de perforación constantes (RPM, ROP) por sección perforada.
- DLS constante para cada sección del pozo a partir del *Kick of Point* (KOP).
- No se consideraron maniobras como las repasadas, circulaciones y *Back Reaming* (repasadas hacia atrás).

A pesar de esta diferencia, la ecuación de DP es un excelente indicador de acumulación de daño en puntos de la tubería que permite la prevención de eventos indeseados como la rotura de la tubería, ya que si se comparan los Gráficos mencionados se observa la misma tendencia de acumulación de daño.

CAPÍTULO VI.- ANÁLISIS DE COSTOS OCASIONADOS POR NO MONITOREAR LA FATIGA EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Los eventos inesperados durante la perforación hacen que los tiempos no productivos estén presentes en las operaciones, lo que corresponde a todas aquellas actividades que influyen en el común desempeño de la perforación y de las actividades coordinadas y descritas en el plan de perforación. Es por ello, que aquellos eventos y actividades como viajes por *washout*, ruptura de una junta de la tubería de perforación, o hasta los indeseables *side tracks* son considerados dentro de la definición de Tiempo no productivo (NTP), incrementando los gastos y por ende, el AFE pronosticado.

Como se observó en capítulos anteriores, el monitoreo de la fatiga se recomienda cuando las campañas de perforación de gran envergadura que incluyen más de 6 pozos direccionales de alto ángulo con secciones largas tangentes tipo J o S, ya que la tubería de perforación usada en la campaña ira acumulando fatiga desde el primer pozo y los subsiguientes. La acumulación de fatiga es inevitable, es por ello que su prevención es indispensable a fin de evitar costos inesperados que se describen a continuación.

6.1. Detección/Reacción rápida y deseada de una fisura en un punto de la tubería de perforación.

Mientras se perfora, las combinaciones de esfuerzos cíclicos a los que es sometida la tubería de perforación hacen que en diferentes puntos se vaya acumulando fatiga. En ciertos puntos como durante sus operaciones, los cuales al no ser controlados constantemente pueden ocasionar una fisura en uno o varios puntos de la tubería de perforación.

Una detección y reacción rápida frente a este evento hacen que los costos se incrementen en:

CUADRO 6.1 EVALUACIÓN DE COSTOS – CASO 1

Acción	Tiempo (Hr)	Costo/Hora (\$/Hr)	Costo (\$)
Parar perforación, hacer prueba de Líneas y chequear propiedades del Lodo.	0,5	11 000	5 500
Sacar herramienta buscando la ubicación de la fisura	5,0	11 000	55 000

Cambiar la tubería Dañada	0,5	11 000	5 500
Realizar prueba de circulación, ok	0,5	11 000	5 500
Bajar herramienta para reanudar la perforación	5,0	11 000	55 000
Circular previo a la perforación	2,0	11 000	22 000
Total	13,5	11 000	148 500

Elaboración propia

6.2. Rotura de la tubería de perforación

El que exista una grieta en la tubería y sea detectada rápidamente es la reacción más deseada en este tipo de evento, pero si esta no es detectada oportunamente, la tubería de perforación se rompe y la parte inferior queda en el fondo y se debe pescar. Esto ocasiona lo siguiente:

6.2.1. Pesca exitosa:

El sacar parte de la tubería que quedó dentro del pozo tiene como consecuencia los siguientes costos:

CUADRO 6.2 EVALUACIÓN DE COSTOS – CASO 6.2.1

Acción	Tiempo (Hr)	Costo/Hora (\$/Hr)	Costo (\$)
Sacar parte de tubería a superficie	5,0	11 000	55 000
Armar BHA de Pesca	4,0	11 000	44 000
Bajar a Pescar	10,0	11 000	110 000
Pescar y trabajar la herramienta para liberar	4,0	11 000	44 000
Sacar Herramienta a superficie	10,0	11 000	110 000
Desarmar BHA de Pesca + BHA pescado	8,0	11 000	88 000
Armar nuevo BHA de perforación	4,0	11 000	44 000
Bajar al fondo	10,0	11 000	110 000
Circular el hoyo	2,0	11 000	22 000
Total	57,0	11 000	627 000

Elaboración propia

6.2.2. Pesca no exitosa – *Side track*

Side track es la salida que se busca cuando el pescado no puede ser extraído, y se desea continuar con la perforación pero haciéndole una ventana al pozo. El contiene los siguientes costos:

CUADRO 6.3 EVALUACIÓN DE COSTOS – CASO 6.2.2

Acción	Tiempo (Hr)	Costo/Hora (\$/Hr)	Costo (\$)
Sacar parte de tubería a superficie	5,0	11 000	55 000
Amar BHA de Pesca	4,0	11 000	44 000
Bajar a Pescar	10,0	11 000	110 000
Pescar y trabajar la herramienta para liberar	96,0	11 000	1 056 000
Sacar Herramienta a superficie	10,0	11 000	110 000
Desarmar BHA de Pesca	4,0	11 000	44 000
Tapón de Cemento	12,0	11 000	132 000
<i>Side track</i>	24,0	11 000	264 000
Perforar hasta donde se había tenido el problema	96,0	11 000	1 056 000
Total	261,0	11 000	2 871 000

Elaboración propia

Comparando la inversión de monitorear constantemente el daño en la tubería de perforación y los costos adicionales al presentarse desde una fisura hasta un *side track* en el pozo, se concluye que el costo/beneficio es muy bajo.

CAPÍTULO VII.- CONCLUSIONES

- 7.1. El monitoreo del daño por acumulación de fatiga se logra mediante el control del número de puntos de daño o *damage points* (DP) acumulados minimizando las probabilidades que ocurra un washout.
- 7.2. Los factores que influyen directamente en la acumulación de fatiga son los parámetros de perforación y el diseño direccional. Mientras más complejos estos sean, la tubería de perforación va a acumular mayor número de puntos de daño o *damage points* (DP) por fatiga cuando atraviese las secciones direccionales. La acumulación de fatiga principal se da cuando cada junta de la tubería de perforación pasa a través de la secciones de construcción, ya sea de levantamiento de ángulo o de disminución del mismo y si a esto se le suma un fluido de perforación que genera un medio altamente corrosivo, se vuelve más crítico el análisis.
- 7.3. Los puntos de la tubería de perforación que acumulan mayor número de puntos de daño por fatiga es la que experimenta mayor número de revoluciones (RPM), alto ángulo (DLS) y menor ROP. La acumulación de fatiga más alta sucedió en las juntas en las que se acontecieron rotaciones más severas, y mayor combinación de tensión y de curvatura. Mostrando que la mayor acumulación de *Damage Points* se ubica en las secciones de 10-5/8" x 12-1/4" y 8-1/2" pues en éstas, la tubería está mayor tiempo frente a cada intervalo direccional del pozo acumulando mayores niveles de fatiga.
- 7.4. Para determinar los valores encontrados para el caso analizado (Pozo X) se tomaron las siguientes consideraciones :
 - a. Parámetros de perforación constantes (RPM, ROP) por sección perforada.
 - b. DLS constante para cada sección del pozo a partir del *Kick of Point* (KOP).
 - c. No se consideraron maniobras como las repasadas, circulaciones y *Back Reaming* (repasadas hacia atrás).
- 7.5. La cuantificación de puntos de daño de las juntas de la tubería de perforación permitió no exceder los límites de puntos de daño acumulados que puede resistir la tubería de perforación.
- 7.6. El cálculo de los Puntos de Daño (DP) identifica los tubulares que deben ser reposicionados en el siguiente pozo. Con el objetivo de no exceder los límites de puntos de daño se hace el cambio de posición del tramo de la tubería que

está acumulando mayor cantidad de puntos de daño por el tramo de la tubería que acumula la menor cantidad de puntos (Reposicionamiento), con esto se logra homogenizar el daño por fatiga que afecta a toda la tubería de perforación.

- 7.7. Dependiendo de la historia que tenga la tubería, esto es, el número de pozos que se perforaron y la complejidad de estos, es que se definen los límites máximos de puntos de daño que puede resistir y así efectuar un plan de reposicionamiento apropiado.
- 7.8. El costo/beneficio, para proyectos de gran envergadura donde los planes de los pozos contemplan altos ángulos y trayectorias complicadas, es muy bajo, lo que lleva a que se pueda emplear como medida de minimización de riesgos y evite gastos incontrolables en proyectos donde cualquier evento inesperado incrementa los costos exponencialmente.

CAPÍTULO VIII.- RECOMENDACIONES

- 8.1. Para llevar a cabo este monitoreo es necesario llevar un control de la localización de las juntas de la tubería de perforación y un orden de éstas para cuantificar los *Damage Points* (DP) en cada junta de la tubería a lo largo de la perforación de pozos de la campaña.
- 8.2. En campañas largas de perforación (más de 6 pozos) donde se planea perforar pozos tipo con trayectorias curvas (Tipo “J”, “S”, Horizontales), se recomienda llevar el control de fatiga como medida de prevención de rupturas de tubería y de minimización de riesgos y tiempos no productivos (NPT). Es por ello que el monitoreo de puntos de daño por fatiga acumulado en cada punto de la tubería de perforación es un indicador de prevención muy importante.
- 8.3. Se recomienda realizar el modelo de acumulación de puntos de daño para pozos anteriormente perforados con el tipo de tubería de perforación que se utilizará para perforar un grupo posterior de pozos y analizar los eventos relacionados a la falla por fatiga en dicha tubería, con el fin de encontrar el límite máximo permitido de acumulación de puntos para el realizar un modelo para un grupo de pozos posteriores, eficiente y efectivo.
- 8.4. El fluido de perforación (que no ha sido analizado individualmente en el presente estudio) juega un rol fundamental en la rotura de los tubulares, pues representa el medio en que esta tubería se desempeña y si este medio fomenta un intercambio electroquímico (Oxidación - Reducción), el tubular puede llegar a la ruptura mucho antes de acumular los Puntos de Daño (DP) pronosticados por el modelo pues la corrosión - erosión empeora la situación. Es por ello, que es recomendable considerar el tipo de medio en el que se perforará para definir un límite máximo de puntos de daño adecuado. Si el fluido de perforación es corrosivo y abrasivo, entonces el límite de puntos de daño deberá ser menor que cuando se perfora con fluidos de perforación menos corrosivos y abrasivos.

CAPÍTULO IX.- BIBLIOGRAFÍA

- 9.1. Bourgoyne, A. T., Chenevert, M. E., Millheim, K. K., Young, F. S. (1986). Applied Drilling Engineering, Vol. 2, SPE Textbook Series.
- 9.2. De la Bastida, J. L. (2008). Introducción a la Ingeniería de Petróleos. <http://www.oiljetpump.com/horizontal-directional-oil-and-gas-drilling.htm>. (Visitado el 2011-04-23)
- 9.3. Hill, T., Ellis, S., Lee, K., Reynolds, N., Zheng, N., (2004). An Innovative Design Approach to Reduce Drill String Fatigue. IADC/SPE 87188.
- 9.4. Roxo, J., Fernandes, A., (2002). Diseño de la Sarta de Perforación. <http://es.scribd.com/doc/20227288>. (Visitado el 2011-04-20)
- 9.5. Salas, R. (2009). Problemas Operacionales Durante la Perforación de Pozos. Universidad de Oriente Venezuela.
- 9.6. Tenaris OCTG (2011). Procesos de Producción de la Tubería de Perforación
- 9.7. TH HILL Associates INC. (2004). Standard DS-1 Drill Steam Design and Operation, 3ra. Ed., TH HILL.
- 9.8. Vaisberg, O., Vincké, O., Perrin, G., Sarda, J.P., Fay, J.B. (2002). Fatigue of Drillstring. State of the Art, Oil & Gas Science and Technology, Vol. 57, N°1, pp. 7-37. Éditions Technip.
- 9.9. Zoanni, R.F., Everage, S.D., Wadsworth, T.M., Cassanelli, J.P. (2009). Further Developments in Drill Pipe Fatigue Management: A case study. SPE/IADC 119903.