



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“INSPECCION TUBULAR:
COMPLEMENTO DE UNA BUENA PERFORACION
DE POZOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA”**

T E S I S:

PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A
NAYELI GALVÁN PINEDA



DIRECTOR DE TESIS

ING. AGUSTIN VELAZCO ESQUIVEL

CIUDAD UNIVERSITARIA MEXICO, D.F

2010

Tesis dedicada con mucho cariño a:

*A mis Padres (Reyna Pineda Bermúdez, Jesús Galván Montaño)
y Hermanos (Sergio G.P., Jesús G.P y Uriel Galván Pineda)*

*Dios los bendiga siempre..... Gracias Por el gran esfuerzo que
hicieron para que yo pudiera salir adelante, Gracias por su apoyo
incondicional, siempre los llevare en mi corazón, Los amo.*

*Más el que fue sembrado en buena
Tierra, éste es el que oye y entiende la
Palabra, y da fruto; y produce a
Ciento, a sesenta y a treinta por uno.*

SAN MATEO, 13, 23

Agradecimientos:

Gracias UNFM, es un orgullo ser egresado de una de las mejores universidades del mundo y líder en Iberoamérica.

Gracias a Los Profesores tanto del anexo como de la Facultad de Ingeniería, sobre todo a los ingenieros petroleros que estuvieron pendientes de mi aprendizaje.

Gracias Sinodales y Asesor de Tesis que hicieron posible la realización de la presente Tesis.

Gracias al profesor y amigo Ing. Israel Castro H.

Gracias a mi Familia, que hizo posible realidad este sueño, sobre todo a los que creían en mí y a los que no, también. A las personas que estaban orgullosas de mí y que ya no están aquí.

Gracias a mis amigos y compañeros de carrera

Gracias Facultad de Ingeniería.

INSPECCION TUBULAR: COMPLEMENTO DE UNA BUENA PERFORACION DE POZOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

	pág.
Objetivo	4
Introducción	6

CAPITULO I

TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

1.1	Qué es una Tubería de Perforación	7
1.2	Descripción de los componentes de la tubería de perforación	11
1.3	Juntas para la tubería de perforación	12
	1.3.1 Manera de unir la junta con el tubo	14
	1.3.2 Soldadura por fricción (Frictionweld)	15
	1.3.3 Soldadura por inducción (Flashweld)	15
1.4	Tipos disponibles de inspección	15
1.5	Identificación de la tubería de perforación	16
1.6	Análisis de problemas más comunes en el campo y sus medidas preventivas	20
1.7	Análisis de esfuerzos a las tuberías por tensión, colapso y torsión.	22
1.8	Límite elástico y Punto de cedencia	22
1.9	Prueba de dureza	24
1.10	Elipse de Esfuerzos Biaxiales	26
1.11	Especificación de las conexiones (Roscas)	27

CAPITULO II

HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACION DE UN POZO PETROLERO

2.1	Barrenas	31
2.2	Lastrabarrenas	49
	2.2.1 Funciones	50
	2.2.2 características físicas	50
2.3	Heavy Weight	53
	2.3.1 Funciones	53
	2.3.2 Características físicas	54
2.4	Estabilizadores y herramienta que se utiliza en la sarta de perforación	55
2.5	Herramientas de pesca	57
2.6	Top Drive	58

CAPITULO III

METODOS DE INSPECCION A LA TUBERIA Y HERRAMIENTA DE PERFORACION

	INSPECCION A.P.I	60
	Inspección por Ensayos no destructivos	
3.1	Que es el campo magnético	62
3.2	Técnicas de magnetización	62
	3.2.1Inducción indirecta	62
	3.2.2 inducción directa	62
3.3	Puntas de contacto	65
3.4	Inspección por partículas magnéticas	65
	3.4.1objetivo	65

3.4.2	equipo de inspección	66
3.4.3	bobina de campo magnético	67
3.5	Partículas magnéticas	67
3.5.1	ventajas	68
3.6	Yugo magnético	68
3.7	Inspección mediante líquidos penetrantes	69
3.7.1	ventajas	69
3.8	Características de los líquidos penetrantes	69
3.8.1	Preparación y limpieza de la pieza	69
3.8.2	Aplicación del penetrante	72
3.8.3	Inspección Final de la Pieza	73
3.9	¿Qué es la luz negra?	75
3.9.1	Ventajas	76
3.10	Recomendaciones para el cuidado e inspección de la tubería de perforación	77
3.11	Aplicación, caso practico	81

CAPITULO IV

DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

4.1	Conceptos generales	89
4.2	Causas de las fallas en la sarta de perforación	92
4.3	Metodología practica de diseño	98
4.4	Análisis de Esfuerzos a que someten las tuberías por Tensión, Colapso y Torsión	106
4.5	Presión interna	107
4.6	Presión de colapso	108
4.7	Factores Causales del Colapso	108
4.8	Criterios de estabilización de la sarta de perforación.	112
4.9	Procedimientos generales para Calcular el Diseño de Sarta en I.P.C SA de CV.	118
4.10	Ejemplo de Aplicación	122

4.11	Reconocimiento y Respuesta a fallas en la sarta de perforación	127
	CONCLUSIONES	130
	RELACION DE FIGURAS	133
	RELACION DE TABLAS	136
	GLOSARIO	138
	BIBLIOGRAFIA	140

OBJETIVO

UNAM Facultad de Ingeniería

El objetivo principal es reducir las fallas de la tubería de perforación durante su trabajo a través de la reducción de errores en la Inspección y como consecuencia de ello, tener una cantidad nula de anomalías para poder evitar al momento de perforar alguna falla.

Con el propósito de proveer a los operadores, contratistas y compañías de alquiler de instrumentos de inspección. Se establecieron Reglas específicas para controlar el proceso de inspección. El conjunto de estas reglas forma el "Programa de Inspección". El programa define lo siguiente:

- A. Que método de inspección será aplicado a cada componente de la sarta de perforación.
- B. Un procedimiento, paso a paso, de cómo se llevara a cabo cada uno de los método de inspección.
- C. Que criterios de aceptación se aplicaran durante la inspección. Esto quiere decir, la decisión que tomara el usuario para clasificarla (Aceptar o Rechazar).

Ocurren dos tipos de errores de inspección. La parte examinada está actualmente buena o mala, dependiendo de su condición y de los criterios de aceptación. El inspector examina la pieza y decide si la acepta o la rechaza. Por lo tanto, existen 4 posibilidades, dos decisiones correctas y dos erróneas como se demuestra en la ilustración 1.1. Los errores ocurren debido a que los instrumentos de que dispone el inspector son inadecuados.

Tipos de errores:

- 1. Errores Tipo 1 (aceptar material malo) aumenta las probabilidades de fallas que pueden causar costos catastróficos a la perforación.
- 2. Errores Tipo 2 (rechazar material bueno) aumentan los costos de inspección, causan dificultades indebidas a los contratistas de perforación y a las compañías de alquiler, y llevan a costos de logística al reemplazar equipo en buenas condiciones

OBJETIVO

UNAM Facultad de Ingeniería

Comunicación: Además de los errores causados por las limitaciones inherentes de los instrumentos y procedimientos de inspección, muchos errores de inspección ocurren por que el operador no sabe o no define exactamente sus requerimientos, como se ilustra en la tabla 1.

Los operadores pueden solicitar una inspección

El componente está:

	BUENO	MALO
ACEPTADO	DECISION CORRECTA	ERROR TIPO 1
RECHAZADO	ERROR TIPO 2	DECISION CORRECTA

Tabla 1. Criterios de Error

El propósito de este trabajo es eliminar los errores Tipo 1 y Tipo 2 estimulando una comunicación específica y uniformando los procedimientos de inspección.

INTRODUCCION

UNAM Facultad de Ingeniería

Para el buen funcionamiento y larga duración de las herramientas de perforación en el interior del pozo es necesario un enfoque sistemático sobre su inspección y mantenimiento.

La mayoría de las fallas y los trabajos de pesca son causados en las herramientas de perforación pozo abajo. Pueden evitarse mediante el uso de inspecciones periódicas, mantenimiento y reparación de los principales puntos de fatiga en el conjunto de herramientas. De ocurrir una falla, los costos serán muy elevados en una operación de pesca o el riesgo de que se pierda parte o totalidad del pozo, por eso es conveniente realizar oportunamente todas las Inspecciones requeridas. Las principales zonas de fatiga son las partes de las herramientas que reciben altas concentraciones de esfuerzo durante su operación. La mayoría de estos esfuerzos se concentran en ciertas áreas comunes de estas herramientas.

Este trabajo recomienda procedimientos estándares para especificar y llevar a cabo los programas de inspección sobre los componentes usados en la sarta de perforación. Se cubre en detalle la inspección de la tubería de perforación (TP), Tubería Pesada, Lastrabarrenas y todas las conexiones de los componentes de la sarta de perforación.

De acuerdo al manual didáctico por la Asociación Internacional de Contratistas para Perforación (I.A.D.C) Dice: “la tubería de perforación es usada para transmitir potencia mediante movimiento de rotación desde el nivel del suelo a la barrena de perforación en el fondo del pozo y transporta a la superficie con el flujo adecuado el material de corte de la herramienta “. Es por eso que la tubería representa un papel importante para perforar un pozo petrolero con éxito.

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

1.1 QUE ES UNA TUBERIA DE PERFORACION

La tubería de perforación es el elemento tubular utilizado para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación. Está expuesta a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo figura 1.1

Los datos principales que se deben de conocer sobre la tubería de perforación son: **Diámetro interior y exterior del tubo, Peso Nominal, Peso Ajustado, Grado (E, X, G, S), Clase (Nueva, Premium, Clase II y clase III), Resistencia a la Tensión, Juntas (clase), Espesor de Pared, Torsión de Enrosque, Conexión, tabla 1.5.**

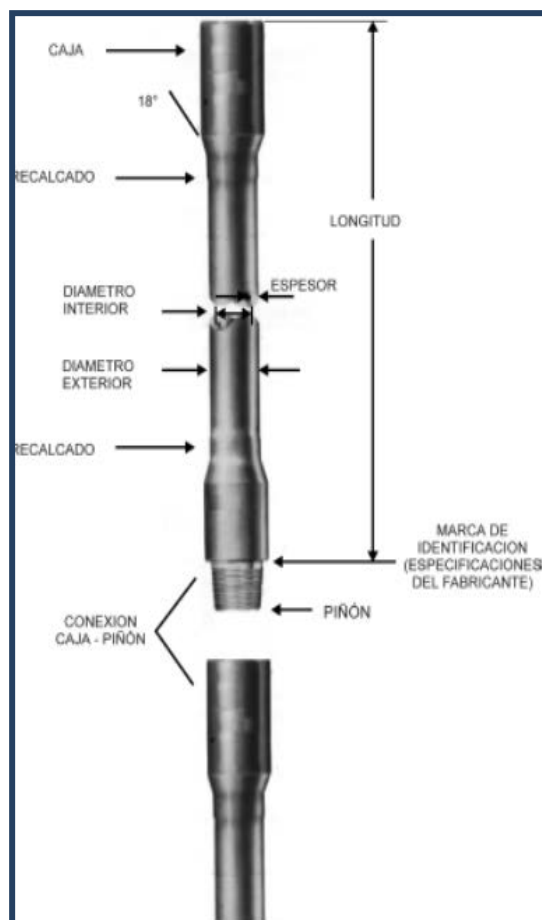


FIGURA 1.1 COMPONENTES DE UNA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Cuando hablamos sobre clase, nos referimos al grado de usabilidad que ha tenido el tubo y el API divide a las tuberías en Nueva, Premium, Clase II Y Clase III.

Cuidados y Manejo de la Tubería de Perforación

Es importante saber cómo cuidar las uniones de tubería, ya que son partes de la tubería sometidas a muchos esfuerzos. Ellas reciben gran cantidad de uso y desgaste y tienen que soportar grandes presiones, rotación, esfuerzos y otras fuerzas pozo abajo.

PROTECTORES: Los protectores de rosca ayudan a evitar los daños a las uniones de tubería. Se encuentran disponibles en acero prensado, acero vaciado, plástico o caucho. Un protector de rosca es una pieza que se atornilla a la caja o a la espiga de una unión de tubería para proteger las roscas y los hombros contra posibles daños, mientras la tubería se transporta o se almacena. La mayoría de los protectores pueden enroscarse uno con otro mientras no se usan, protegiendo así sus roscas contra daños que más tarde podrían afectar las roscas de las uniones.

Un protector de centrado es un protector de caucho para centrar la tubería, el cual cabe sobre el diámetro exterior de la caja de la tubería que se encuentra en el pozo. El protector de centrado tiene su extremo superior en forma de embudo y sirve como amortiguador y guía para centrar la tubería.

LIMPIEZA: Las roscas de la caja, de la espiga y de los hombros en las uniones de tubería, deben limpiarse muy bien antes de conectarse a la sarta de perforación. La limpieza ofrece tres beneficios: Primero, remueve materiales extraños permitiendo un enrosque apropiado; segundo, permite una inspección mejor y más efectiva de las roscas; y tercero, alarga la vida útil de las conexiones eliminando materiales abrasivos.

Las roscas de las cajas y espigas nuevas, deben limpiarse con solvente adecuado y una brocha de pelo suave, porque un cepillo de acero podría remover el compuesto anti ludio que el fabricante coloca en las conexiones, sin embargo, después que las uniones han prestado servicio por un tiempo, puede emplearse un cepillo de acero, este

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

limpiara las escamas mejor que una brocha suave. Los protectores también deben limpiarse antes de ser colocados, además, la caja y la espiga deben lubricarse con la grasa para roscas de tubería de perforación, antes de volver a colocarse los protectores.

LUBRICACION: Las roscas en las uniones de tubería deben lubricarse para protegerlas contra los efectos de las cargas de alta torsión a que se encuentran sujetas durante él enrosque y la perforación, la grasa común y el aceite se deterioran o se escurren bajo los efectos de las cargas de alta torsión.

Las grasas especiales de lubricación que contienen aditivos metálicos, no se escurren tan fácilmente y resisten esfuerzos de enrosque adicionales que se producen pozo abajo. El A.P.I. y la I.A.D.C recomienda compuestos que contengan de 40 a 60 por ciento de su peso, en polvo metálico fino de Zinc para las conexiones rotatorias ahusadas.

Las grasas para rosca, tales como LS API- modificadas, son fabricadas especialmente para las tuberías de revestimiento, y no deben emplearse en las uniones de la tubería. Estos lubricantes son resbalosos y permitirá que la unión se apriete excesivamente con aplicaciones de torsión pajas. Han existido casos en que las uniones de tubería han sido dañadas severamente debido a fuerzas excesivas en él enrosque por el empleo de estos lubricantes. El daño se ha manifestado principalmente en forma de espiga rota o estirada, o de cajas expandidas (abombadas, Abocinadas).

La aplicación de la grasa apropiada para roscas en los hombres y en las roscas, debe ser generosa para asegurar un recubrimiento adecuado. Se podría suponer que le lubricante cubrirá la conexión durante él enrosque, pero es probable que no se esparza uniformemente, dejando algunos lugares sin cubrir.

TORSIÓN DE ENROSQUE: Antes de 1936, la fuerza de torsión no era considerada significativa en él enrosque de las uniones de tubería.

Si la conexión se encontraba floja, se esperaba que se apretara a medida que la sarta de

perforación hacía girar las barrenas de tipo arrastre. De hecho, no siquiera se usaban tenazas para apretar las conexiones de la tubería que se metía al pozo, solo se usaban para desarmarla.

La tubería era enroscada con un cable, y el perforador sabía que la conexión estaba lista al escuchar el sonido seco de los hombros al hacer contacto. Después de 1936 las uniones de tubería de orificio completo (FH) que requerían mayor torsión de enrosque, empezaron a reemplazar las uniones más antiguas. Durante este período, los problemas en las uniones de tubería surgieron en todas partes. Las torsiones de enrosque inadecuadas, fueron causa de escapes, bamboleos, fugas de erosión, ludimientos y, en algunos casos, fallas de las espigas. Se necesitaron varios años para solucionar estos problemas, pero en el período posterior a 1936, se establecieron procedimientos efectivos para controlar las torsiones de enrosque. Se emplearon cadenas de enrosque, y las torsiones de enrosque se determinaron por medio del número de vueltas, las cuales a su vez, dependían del diámetro de la tubería.

Debido a la carencia de aparatos medidores para la torsión de enrosque, la cuadrilla tenía que suponer que ella aproximadamente necesaria. Las especificaciones para la torsión de enrosque de porta-barrenas recomendaban “apretarlos al doble” de las uniones de tubería, sin saber lo que esto significaba.

Hoy en día el A.P.I. recomienda torsiones de enrosque apropiadas para él enrosque de las uniones y de los porta-barrenas. Tablas con estos valores se encuentran disponibles en el boletín de prácticas recomendadas del A.P.I. para diseños y límites operacionales de la Tubería (A.P.I. RP 7G).

Esta información también se haya disponible en la sección B del manual de perforación de I.A.D.C. Para asegurar un apriete apropiado durante él enrosque de la tubería, deben emplearse los indicadores de torsión de enrosque y debe bien su uso apropiado.

1.2 DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES DE LA TUBERIA DE PERFORACION

Tubo de perforación: Es una envolvente cilíndrica que tiene una longitud determinada, con diámetro exterior, diámetro interior, recalcos, conexión caja piñón, diámetro exterior de junta, espesor de pared y marca de identificación.

Longitud: la longitud de un tubo abarca desde el sello de la caja hasta el sello del piñón. Nunca se debe de incluir el piñón para determinar el largo, ya que al unirse el piñón con la caja de otro tubo éste se pierde al quedar dentro de la caja.

La tubería de perforación se suministra en el siguiente rango A.P.I. de longitud:

- Rango 1 de (7.5 a 8.5 metros).
- Rango 2 de (8.5 a 9.5 metros).
- Rango 3 de (9.5 a 10.5 metros).

Diámetro exterior: Es la medida que tiene el cuerpo del tubo en su parte externa.

Diámetro interior: Es la medida interna de un tubo de perforación.

Recalco: Es el cambio gradual de espesores. Este recalco permite un factor de seguridad adecuado en el área soldada para proveer resistencia mecánica y otras consideraciones metalúrgicas. La junta es también hecha con un cuello soldado, para asegurar una superficie de contacto considerable durante la soldadura. La tubería de perforación tiene un área en cada extremo, la cual tiene aproximadamente 6" de longitud, llamado recalco: Los recalcos son necesarios en los tubos para los cuales las juntas soldadas son colocadas.

Conexión caja-piñón: es el punto donde se realiza el enlace de la caja de un tubo con el piñón de otro tubo.

Diámetro exterior de la junta: es la medida que resulta de la unión de la caja con el piñón de un tubo de perforación.

Espesor de pared: Es el grosor (área transversal) que tiene la pared de un tubo de perforación.

Marca de identificación: la información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del piñón; excepto en la tubería grado E 75, ya que en ésta la marca de identificación se encuentra en el piñón.

Nota: este marcaje se realiza en la compañía donde se fabrica la tubería, y por ningún motivo el personal de perforación podrá alterar o marcar otro tipo de datos en la tubería.

1.3 JUNTAS PARA LA TUBERIA DE PERFORACION

La fabricación de juntas para la tubería de perforación se realiza bajo normas de calidad estrictas. La materia prima es acero aleado, rolado y posteriormente forjado figura 1.2.

Después de que las forjas son maquinadas bajo especificaciones establecidas por el **INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO (A.P.I)**, cada caja y piñón es tratado térmicamente hasta satisfacer los grados de dureza correspondientes. Posteriormente, cada caja y piñón es sometido a una inspección de partículas magnéticas para identificar posibles defectos. Satisfechos los procesos anteriores se prosigue con el maquinado e inspecciones definitivas. Finalmente, la caja y piñón se someten a un recubrimiento de fosfatado a efecto de proteger la rosca y sello de la fricción ocasionada por el contacto metal a metal al enroscarse. Una vez que las juntas han sido inspeccionadas para verificar la forma del hilo de la rosca, su alineamiento y sus requerimientos de medidas por el control de calidad, se le estampa en la base del piñón los monogramas A.P.I y el fabricante como una garantía de seguridad.

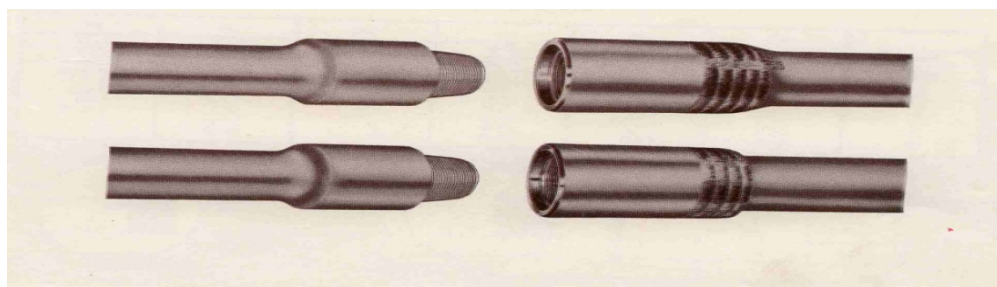


FIGURA 1.2 JUNTAS DE UN TUBO DE PERFORACIÓN PIÑÓN Y CAJA

Durante la historia de perforación rotatoria se han desarrollado muchos diseños diferentes para uniones de tuberías en roscadas, empleadas para conectar las secciones de tubería

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

de perforación. Cuando se adoptaron las normas del A.P.I. para tuberías y accesorios, fue modificado de modo que ellos se pudiesen atornillar a las roscas en los extremos de las tuberías de perforación. Estos accesorios fueron denominados uniones de tubería y requieren una herramienta de apriete (tenazas) sobre ellas, para armar o desarmar la conexión de rosca.

Las uniones antiguas se encontraban acopladas a la tubería con roscas similares a aquellas provistas en las tuberías de revestimiento o de producción.

A medida que aumentaron las profundidades de los pozos, los esfuerzos aumentaron también y las fallas en la última rosca acoplada entre la tubería y la unión, se hicieron comunes.

El número de fallas se redujo soldando las uniones a la tubería, después de apretar adecuadamente las roscas de las conexiones, empleando para ello procedimientos de soldadura convencionales. El siguiente paso consistió en taladrar los extremos de las uniones para facilitar la soldadura de boca ensanchada, se aplicó en la superficie exterior y en la parte posterior de cada unión de tubería.

Otra manera de adherir uniones roscadas a la tubería de perforación, fue mediante el empleo de uniones de tubería de encaje en caliente. Este tipo de accesorios permite el reemplazo de la unión de tubería en el campo, pero la tarea de reemplazo requiere equipo especial, procedimientos especiales y personal capacitado.

La aplicación del revestimiento de metal duro en el campo, por personal impropriamente capacitado, puede hacer que la unión de tubería encajada en caliente se suelte, causando fallas de rosca en la tubería. Además a medida que la unión se desgasta en su diámetro exterior, pierde su agarre sobre la tubería.

Casi todas las uniones de tubería fabricadas hoy en día, son del tipo soldado por arco presión, por inercia o por fricción.

Las uniones de tubería soldadas fueron introducidas en 1938, y debido a su flexibilidad y aceptación universal, son los únicos tipos de listados en las especificaciones del A.P.I.

1.3.1 MANERA DE UNIR LA JUNTA CON EL TUBO

El procedimiento para soldar conexiones roscadas a tubería de perforación se realizan por las técnicas **Flashweld** (por inducción), **frictionweld** (por fricción), bajo normas específicas, las cuales nos indican que antes de soldar por cualquiera de los dos métodos es necesario presentar el área de recalcado de la tubería de perforación que va a ser soldada, completamente libre de impurezas como escorias, óxidos, escamas, astillas, grasas y polvo, realizando la limpieza con chorros de presión de aire y chorros de arena, impactándolos en el área deseada. Esta limpieza no deberá de exceder de 6" de la longitud del tubo tanto en el interior como en el exterior.

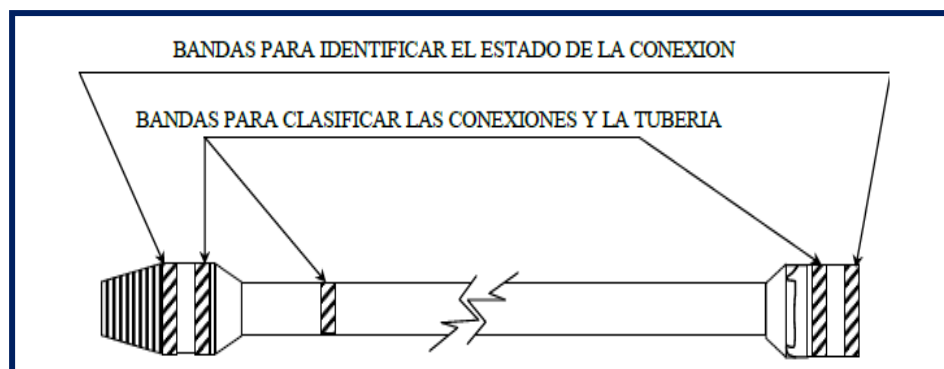


FIGURA 1.3 IDENTIFICACIÓN EL ESTADO DE LA CONEXIÓN

1.3.2 SOLDADURA POR FRICCION (FRICTIONWELD).

La soldadura por fricción es un proceso de soldadura, de un estado sólido se produce coalescencia de materiales por el calor obtenido con ayuda del movimiento mecánico inducido por deslizamiento entre las superficies de fricción. Las piezas de trabajo se

mantiene unidas bajo presión. Este proceso generalmente implica rotación de una parte contra otra para generar calor por fricción en la unión.

Cuando se alcanza una alta temperatura, la rotación cesa y se aplica una presión adicional para tener como resultado, coalescencia.

1.3.3 SOLDADURA POR INDUCCION (FLASHWELD).

Es un proceso especial de tratamiento térmico el cual se lleva a cabo en las juntas de la tubería de perforación, elevando primero la temperatura y posteriormente enfriando en la zona de soldadura, lo cual permite establecer las propiedades físicas originales alteradas metalúrgicamente durante el proceso de ensamble.

1.4 TIPOS DISPONIBLES DE INSPECCION

- Inspección de Defectos Transversales: detecta los defectos sub-superficiales y superficiales, tales como inclusiones o fracturas.
- Inspección de Defectos Longitudinales: localiza los defectos de cuarteaduras internas y externas, traslapes y grietas.
- Medida del Espesor de la Pared.- Se detecta también la tubería con espesor de pared insuficiente, ya sea la excentricidad o el peso incorrecto del tubo, para ser rechazado.
- Uniformidad de Grado del Acero.- compara ciertas propiedades de cada tramo de tubería para asegurar uniformidad de grado del acero a lo largo de la tubería.

1.5 IDENTIFICACION DE LA TUBERIA DE PERFORACION EN FUNCION DEL DESGASTE

El API ha establecido diversos lineamientos para la clasificación de la tubería de perforación.

Clasificación de la tubería de perforación en función a su desgaste, Tabla 1.1.

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

TIPO	DESCRIPCION	CÓDIGO DE COLOR
CLASE 1	TUBERIA NUEVA	UNA FRANJA BLANCA EN EL CUELLO DE LA JUNTA DEL PIÑON
PREMIUM	DESGASTE DEL 20%	DOS FRANJAS BLANCAS EN LA JUNTA DEL CUELLO DEL PIÑON
CLASE II, III.	DESECHO	UNA FRANJA ROJA EN EL CUELLO DEL PIÑON

TABLA 1.1 CLASIFICACION EN FUNCION AL DESGASTE DE UNA TUBERIA DE PERFORACION.

GRADOS

- **E-75**, con resistencia a la tensión mínima de 75,000 lb/pg2
- **X-95**, con resistencia a la tensión mínima de 95,000 lb/pg2
- **G-105**, con resistencia a la tensión mínima de 105,00 lb/pg2
- **S-135**, con resistencia a la tensión mínima de 135,00 lb/pg2

- ✓ **Grado E-75** = °E, Es el grado menos resistente, sin embargo, tiene mayor propiedades antioxidantes. **Una franja blanca** en la parte intermedia en el cuerpo del tubo de perforación.
- ✓ **Grado X-95** = °X, Es más resistente que el grado anterior y con menos propiedades antioxidantes. **Dos franjas blancas** en la parte media del cuerpo del tubo de perforación.
- ✓ **Grado G-105** = °G, El grado de resistencia incrementa, y el grado de propiedades antioxidante, disminuye. **Tres franjas blancas** en la parte media del cuerpo del tubo de perforación.

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

- ✓ **Grado S-135 = °S**, Es el grado de tubería, más resistente y es el de menor propiedades antioxidantes. **Cuatro franjas blancas** en la parte media del cuerpo del tubo de perforación figura 1.3.



FIGURA 1.4. EJEMPLO DE UNA TUBERIA DE PERFORACION DE GRADO "S"

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

PROPIEDADES MECANICAS Y ESPECIFICACIONES DE TUBERIA DE PERFORACION															
DIAMETRO NOMINAL	GRADO	Lb/Ft PESO Kg/m		DIAM. INT.		JUNTAS			APRIETE	RESISTENCIA A LA TENSION AL 100% en Kg.				AMPERAJE	ALGUNA
		NOMINAL	AJUSTADO	en PULG.	DRIFT	CONEX.	O. D.	I. D.	en Lb - Ft	NUEVA	PREMIUM	CLASE 2	USADA	EQ. APRIETE	NOTA
2 3/8"	E 75	10.4	16.1	2.151	1.963	2 7/8" IF	4 1/4"	2 1/8"	4507	97427	75698	75698	58575	335	
	G 105	10.4	16.31	2.151	1.875	2 7/8" IF	4 1/8"	2"	6110	136399	105977	105977	80611	392	
	S 135	10.4	16.93	2.151	1.5	2 7/8" IF	4 3/8"	1 5/8"	7694	175368	136256	136256	103647	504	
2 7/8"	E 75	10.4	16.01	2.151	1.963	HD PH6	3 5/8"	2 1/8"	5626	97427	75698	75698	57579	335	
	G 105	12.4	16.31	2.151	1.875	HD PH6	3 5/8"	2 1/8"	5625	134755	104698	104698		539	
	S 135	13.3	16.93	2.151	1.5	HD PH6	3 5/8"	2 1/8"	5625	173255	134612	134612		335	
3 1/2"	E 75	13.3	20.49	2.764	2.457	3 1/2" IF	4 17/32"	2 11/16"	7204	123436	96432	96432	73738	605	
	X 95	13.3	21.06	2.764	2.438	3 1/2" IF	4 41/64"	2 9/16"	9100	156356	122148	122148	93402	661	
	G 105	13.3	21.56	2.764	2.313	3 1/2" IF	4 45/64"	2 7/16"	9879	172813	135005	135005	103234	700	
3 1/2"	S 135	13.3	21.86	2.764	2	3 1/2" IF	4 55/64"	2 1/8"	12981	222190	173579	173579	132725	774	
	E 75	15.5	23.93	2.602	2.457	3 1/2" IF	4 3/4"	2 11/16"	9100	146713	113918	113918	86626	700	
	X 95	15.5	24.77	2.602	2.457	3 1/2" IF	5"	2 11/16"	9100	185841	144296	144296	109725	770	
3 1/2"	G 105	15.5	24.92	2.602	2.313	3 1/2" IF	5"	2 9/16"	10200	205400	159485	159485	121275	774	
	S 135	15.5	24.92	2.602	2	3 1/2" IF	5"	2 9/16"	10200	264086	205052	205052	155925	774	
	E 75	16.6	27.33	3.826	3.125	4" IF	6 1/4"	3"	12085	150254	118210	118210	91056	1180	
4 1/2"	X 95	16.6	27.38	3.826	3.125	4" IF	6 1/4"	3"	13000	190323	149732	149732	115338	1180	
	G 105	16.6	28.09	3.826	2.875	4" IF	6 1/4"	3"	16546	210354	165494	165494	127476	1180	
	S 135	16.6	28.41	3.826	2.625	4" IF	6 1/4"	2 3/4"	21238	270459	212778	212778	163902	1335	
4 1/2"	E 75	20	32.61	3.64	3.125	4" IF	6 1/4"	3 1/4"	17000	187431	146778	146778	112500	1121	
	X 95	20	33.37	3.64	2.875	4" IF	6 1/4"	3"	19800	237417	185919	185919	142500	1329	
	G 105	20	33.37	3.64	2.875	4" IF	6 1/4"	3"	19800	262409	205457	205457	157500	1477	
4 1/2"	S 135	20	33.68	3.64	2.625	4" IF	6 1/4"	2 3/4"	22500	337381	264200	264200	202500	1605	
	E 75	19.5	31.6	4.276	3.625	5" XH	6 3/4"	2 3/4"	15776	179795	141555	141555	109090	1329	
	X 95	19.5	31.9	4.276	3.375	5" XH	6 3/4"	3 1/2"	19919	227766	176303	176303	138181	1658	
5"	G 105	19.5	32.6	4.276	3.125	5" XH	6 1/2"	3 1/4"	21924	251740	198177	198177	152727	1750	
	S 135	19.5	33.6	4.276	2.265	5" XH	6 5/8"	2 3/4"	28381	323668	254800	254800	196363	1857	
	E 75	26.6	39.64	4	2.875	5" XH	6 3/8"	3 3/4"	20000	240972	188489	188489	144340	1857	
5"	X 95	26.6	40.73	4	3.125	5" XH	6 1/2"	3 1/2"	20500	305235	238760	238760	182831	1857	
	G 105	26.6	41.09	4	3.125	5" XH	6 1/2"	3 1/4"	21000	337363	263893	263893	202590	1857	
	S 135	26.6	41.09	4	3.125	5" XH	6 1/2"	3 1/4"	21000	438300	339290	339290	259813	1857	

TABLA 1.2. PROPIEDADES MECANICAS Y ESPECIFICACIONES DE UNA TUBERIA DE PERFORACION.

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

CODIGO PARA IDENTIFICAR EL PESO Y GRADO DE LA TUBERIA DE TRABAJO.

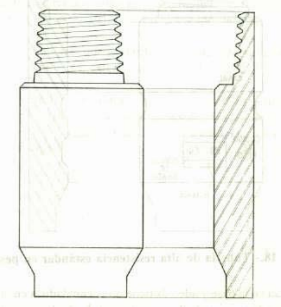
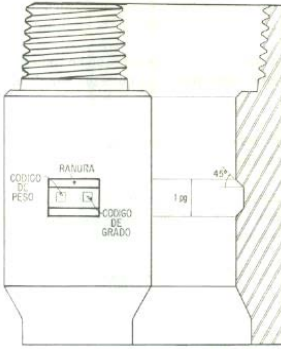
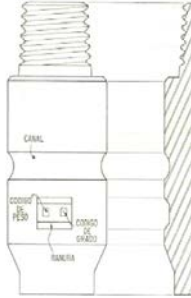
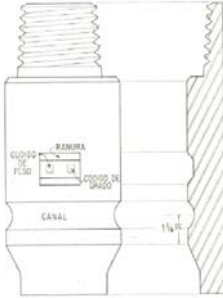
<p>Cuando el piñón no tiene ninguna marca, es indicativo de que se trata de una tubería estándar en peso y grado.</p>	
<p>Cuando la ranura se localiza en el centro del piñón, o sea en la sección de la llave, como se aprecia en la figura, la tubería será de grado estándar y alto peso.</p>	
<p>Si la ranura se localiza en la base y además tiene una acanaladura en la parte central del piñón, o sea en la parte central donde se sujeta la llave, será una tubería de peso estándar y alta resistencia.</p>	
<p>Si el piñón tiene la acanaladura en la base y la ranura en el centro, se tratara de una tubería de alto peso y alta resistencia.</p>	

TABLA 1.3 CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN DE UNA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

1.6. ANÁLISIS DE PROBLEMAS MÁS COMUNES EN EL CAMPO Y SUS MEDIDAS PREVENTIVAS.

Los problemas que más se presentan en perforación son:

- 1.- Caja degollada por fatiga
- 2.- Lavado de Juntas por presión
- 3.- Tubo dañado por cuñas
- 4.- Caja abocinada por exceso de torsión
- 5.- Piñón fracturado por exceso de torque
- 6.- Mala colocación de llaves de apriete convencionales o hidráulicas

CAJA DEGOLLADA POR FATIGA

Este tipo de problemas se presenta en los lastrabarrenas cuando llevan acumuladas excesivas horas de rotación. Por estadísticas de campo se determinó que, en zonas de alta dureza en la formación, se deberá cambiar el aparejo de fondo cada 250 horas de rotación para enviarse a su inspección. También se determinó que para zonas semiduras (costa del golfo) cambiar el aparejo de fondo cada 350 horas de rotación.

LAVADO DE JUNTAS POR PRESIÓN

Uno de los problemas más frecuentes es el apriete o torque inadecuado. Utilice los torques recomendadas en las tablas A.P.I.

TUBO DAÑADO EN EL AREA DE CUÑAS

Este problema se ocasiona cuando se introducen las cuñas antes de que la sarta de perforación este frenada al momento de estar metiendo tubulares, estos golpes fuertes en el área de cuñas debilitan con mucha rapidez la vida útil del tubo ocasionando accidentes de riesgo tanto para el pozo como para el personal.

CAJA ABOCINADA POR EXCESO DE TORSIÓN

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

Una de las causas principales y muy comunes es, cuando se está repasando por cambio de estabilizadores. No es lo mismo perforar que repasar, al repasar se deberá emplear el mínimo peso y mínima torsión, ya que es frecuente que la sarta se acuñe al utilizar pesos excesivos, ocasionándose una fuerte torsión en la que el piñón se continuará reapretándose hasta partir la caja del tubo, abocinándose esta y quedando como pez.

La recuperación de este pez se torna difícil si no se puede traer con un anzuelo de agarre corto (Pin Tap), ya que se tendrá que moler la caja para efectuar la pesca en el cuerpo del tubo.

PIÑÓN FRACTURADO POR EXCESO DE TORQUE

Esto sucede en la mesa rotaria usando, metiendo tubulares al pozo, debido a que el torquimetro o dinamómetro se encuentran descalibrados, proporcionando una lectura errónea del apriete a la junta (torque) fracturándose el piñón, dañándose el tubo.

Mala colocación de llaves de fuerza convencional hidráulicas.

TABLA 1.4 PARAMETROS DE VIDA UTIL EN CONEXIONES Y TUBERIAS PREMIUM

Descripción	Conexión	Tiempo Horas Rotación	Observaciones
ϕ_e =Tubería de perforación 5”	NC-50 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
ϕ_e =Tubería de perforación 4 ½ ”	NC-45 API	800	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 400 a 550 amp.
ϕ_e =Tubería de perforación 3 ½ ”	NC -38 API	700	400 Hrs. Para revisión de roscas mantenimiento un aparejo de 300 a 400 amp.
ϕ_e =Tubería de perforación 2 7/8 ”	NV-2 7/8 FD-PH6	120	Cambio de tubería al cumplir su ciclo de horas de rotación
Lastrabarrenas de 8”, 7 ¼” y 6 ½” y Heavy	NC-35 Y NC-38 NC-38	700	400 horas para revisión de roscas

Weigth 5 y 4 1/2"

**Lastrabarrenas
de 4 3/4" Heavy**

3 3/8" Reg

120

Weigth 3 1/2"

Cambio de tubería al
cumplir su ciclo de horas
de rotación

1.7. ANALISIS DE ESFUERZOS A LAS TUBERIAS POR TENSION, COLAPSO Y TORSION.

El instituto Americano del Petróleo (API) tiene establecido que para el diseño de sarta de trabajo sean considerados los tres esfuerzos principales a que son sometidas:

- a. Tensión
- b. Colapso
- c. Torsión

TENSION

Una sarta de trabajo al estar suspendida verticalmente, sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso. Cada junta debe soportar el peso de la sarta suspendida en ella. El valor de este esfuerzo varía de cero en el punto neutro hasta un máximo en el punto de apoyo, es decir en la superficie.

1.8 LIMITE ELASTICO Y PUNTO DE CEDENCIA

Se define como cuerpo elástico, a aquel que recobra su tamaño y su forma original después de actuar sobre él una fuerza deformante. Es conveniente establecer relaciones de causa y efecto entre la deformación y las fuerzas deformantes para todos los cuerpos elásticos.

Robert Hooke fue el primero en establecer esta relación por medio de la invención de un volante de resorte para reloj. En términos generales, Hooke descubrió que cuando una fuerza (F) actúa sobre un resorte produce en él un alargamiento (s) que es directamente proporcional a la magnitud de la fuerza, este concepto lo representamos con la siguiente figura:

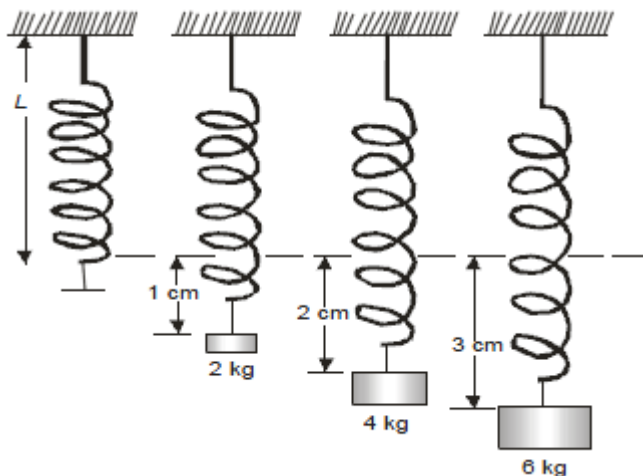


FIGURA 1.5. ROBERT HOOKE

Se representa en forma matemática como:

$$F = K \cdot s$$

F= Fuerza aplicada

s = Alargamiento

K = Contante de proporcionalidad (varía de acuerdo con el tipo de material)

$$K = \frac{F}{s} = \frac{2 \text{ Kg}}{1 \text{ cm}} = \frac{4 \text{ kg}}{2 \text{ cm}} = \frac{6 \text{ kg}}{3 \text{ cm}} = 2 \text{ kg / cm}$$

Lo anterior nos indica que por cada 2 kg de fuerza, el resorte sufre un alargamiento de 1 cm. La ley de Hooke no se limita al caso de los resortes en espiral; de hecho, se aplica a la deformación de todos los cuerpos elásticos. Para que la ley se pueda aplicar de un modo más general, es conveniente definir los términos esfuerzo y deformación. El esfuerzo se refiere a la causa de una deformación elástica, mientras que la deformación, se refiere a su efecto, en otras palabras, a la deformación en sí misma.

Hay tres tipos comunes de esfuerzos y sus correspondientes deformaciones, a saber:

- **Esfuerzo de tensión** – Se presenta cuando las fuerzas iguales y opuestas se apartan entre sí.
- **Esfuerzo de Compresión** – Las fuerzas son iguales y opuestas, se acercan entre sí.
- **Esfuerzo de Cortante** – Las fuerzas son iguales y opuestas, no tienen la misma línea de acción.

La eficacia de cualquier fuerza que produce un esfuerzo depende en gran medida del área sobre la que se distribuye la fuerza. Por tal razón se proporciona una definición más completa de esfuerzo y de deformación

- **ESFUERZO** – Es la razón de una fuerza aplicada entre el área sobre la que actúa (kg/cm^2 , lb/pg^2 , NW/m^2 , etc.)
- **DEFORMACIÓN**. Es el cambio relativo en las dimensiones o en la forma de un cuerpo, como resultado de la aplicación de un esfuerzo.

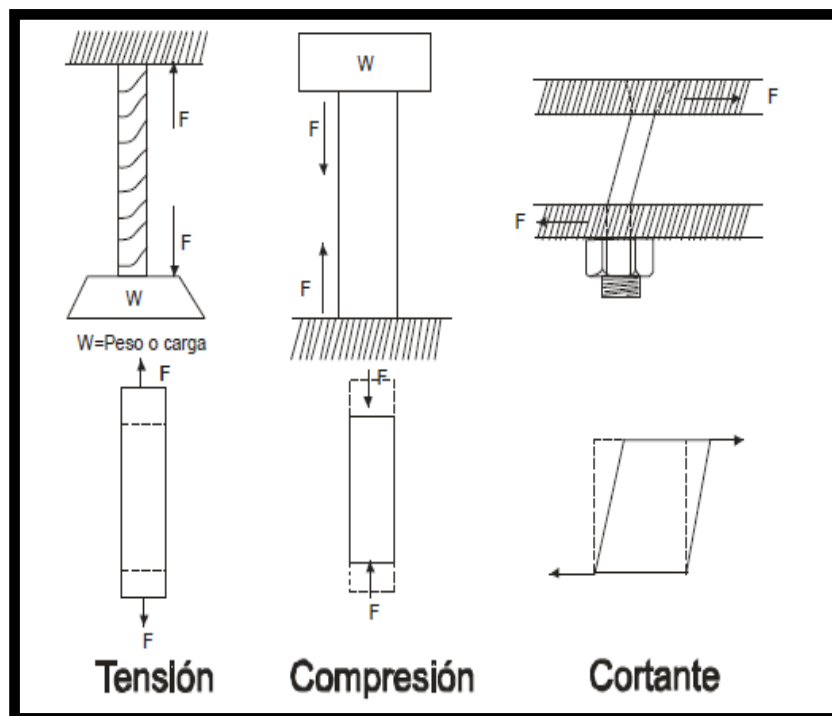


FIGURA 1.6. TIPOS COMUNES DE DEFORMACIÓN

1.9 PRUEBA DE DUREZA

Las propiedades mecánicas de los materiales se determinan por medio de pruebas en el laboratorio, el material estructural, como en el caso del acero, se somete a una serie de exámenes en los que se obtiene su resistencia. La prueba de dureza puede medirse por varias pruebas como **Brinell, Rockwell o micro dureza**. Una forma práctica para probar la dureza del material puede ser con una lima de dureza estandarizada, suponiendo que un material que no puede ser cortado por la lima es tan duro como la lima o más que ella, en donde se utilizan limas que abarcan gran variedad de durezas.

CAPITULO I. TUBERIA DE PERFORACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

UNAM Facultad de Ingeniería

En la siguiente tabla se muestran valores estimados de la dureza de algunas tuberías:

Grado	Resistencia a la cedencia (lb/pg ²)	Dureza	
		Brinell	Rockwell-C
Tubería de Perforación			
E	75,000	220-260	19-27
X-95	95,000	240-290	22-30
G (X-105)	105,000	250-310	24-32
Tubería de Producción			
N-80	80,000		20-31
P-110	110,000		24-34
Tubería de revestimiento			
N-80	80,000		18-31
P-110	110,000		24-34
V-150	150,000		36-43

TABLA 1.5. DUREZA DE ALGUNAS TUBERÍAS

Pruebas no destructivas

Una prueba no destructiva es el examen de un objeto efectuado en cualquier forma que no **impida su utilidad futura**. Aunque en la mayoría de los casos, las pruebas no destructivas no dan una medición directa de las propiedades mecánicas, son muy valiosas para localizar defectos en los materiales que podrían afectar el funcionamiento de una pieza en una máquina cuando entre en servicio o que se tenga una falla en su resistencia si forma parte de una estructura, etc.

Una inspección no destructiva, es la aplicación de métodos que no destruyen la pieza para determinar su conveniencia de uso. Dichos métodos pueden ser por partículas magnéticas, por penetración de un trazador (líquidos penetrantes), etc. La inspección más económica y práctica en el campo en las operaciones de perforación y mantenimiento de pozos es la inspección por penetración de un trazador, método que consiste en determinar la existencia y extensión de discontinuidades (fracturas) que están abiertas a la superficie en la pieza que se inspecciona, las indicaciones, se hacen visibles a través del empleo de un tinte o agente químico fluorescente en el líquido utilizado como medio de inspección.

El trazador es un líquido con baja tensión superficial que fluye dentro de las aberturas superficiales de la pieza que se inspecciona con tinte o agente químico, para hacerlo visible más fácilmente en condiciones normales de iluminación.

1.10 ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

Un modelo simplificado a partir de la teoría de la distorsión máxima de deformación y trabajando en dos dimensiones fue desarrollado y aceptado por el API para representar la resistencia al colapso y el estallamiento de las tuberías sujetas a un esfuerzo axial variable (diferente de 0). El modelo considera la acción de los esfuerzos axiales y tangenciales mayores a los radiales.

Su forma matemática es la siguiente:

$$\sigma_{Ae} = \frac{\left[1 - 0.75 \left(\frac{\sigma_A}{\sigma_Y}\right)^2 - 0.5 \sigma_A \sigma_Y\right]}{\sigma_Y} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

σ_{Ae} = Esfuerzo axial equivalente (psi)

σ_Y = Cedencia (psi)

σ_A = Esfuerzo axial (psi)

Su aplicación ha sido orientada más a la representación del colapso bajo la carga axial variable. Y se utiliza asignando en las ecuaciones de colapso una cedencia equivalente calculada a partir de la ecuación anterior.

La gráfica biaxial presentada en la figura 1.7. muestra el comportamiento de disminución de la resistencia al colapso para tuberías sujetas a un esfuerzo axial mayor a cero (compresión tercer cuadrante). El resultado de esta predicción de pérdida o ganancia de resistencia ha estado sujeto a controversia, en virtud de no contar con pruebas exhaustivas que corroboren lo anterior. Se considera que un solo +10% en resistencia se puede obtener bajo compresión. Y por tensión puede considerarse una pérdida total en resistencia.

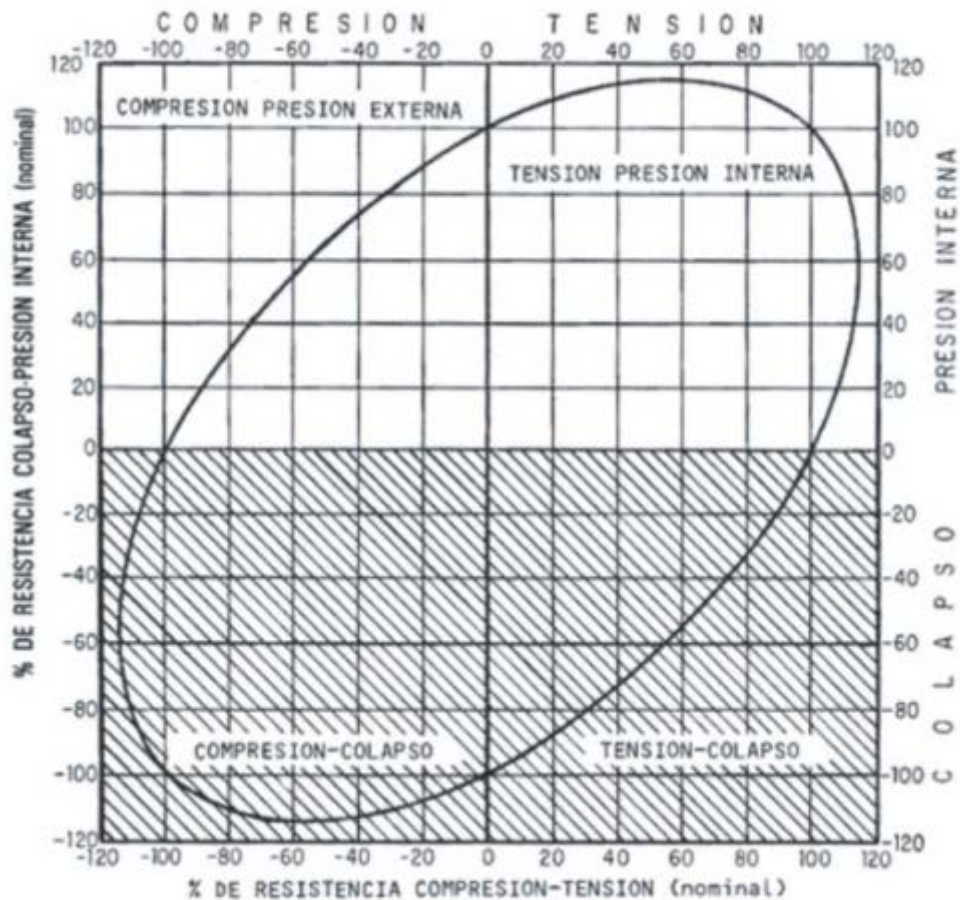


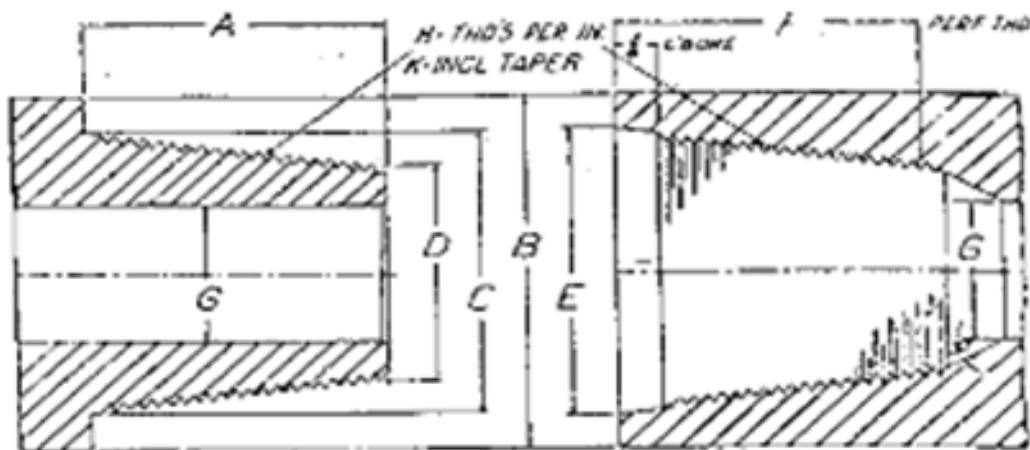
FIGURA 1.7. ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

1.11 Especificaciones de las Conexiones (Roscas)

Las conexiones (roscas) utilizadas en las herramientas de perforación, son partes fabricadas a muy alta precisión, calibradas con equipos especiales que permiten mantener las especificaciones recomendadas, evitando con esto que se degeneren, lo que resultaría muy costoso, ya que una rosca deberá coincidir cientos de ellas sin que se altere su ajuste.

La presión de las roscas tiene por objeto evitar lo siguiente:

- A) Mantener sellos perfectos que eviten fugas de los fluidos de perforación.
- B) Evitar las roturas de las mismas cuando existan esfuerzos de tensión, torsión y flexión.



A.P.I. REGULAR

SIZE	A	D	C	D	C	F	G	H	K
2 1/2	3	3 1/2	2 1/2	1 1/2	2 1/4	3 1/2	1	5	3
2 3/8	3 1/2	3 3/4	3	2 1/8	3 1/4	3 3/4	1 1/4	5	3
3 1/2	3 3/4	4 1/4	3 3/4	2 1/4	3 3/4	4 1/4	1 1/2	5	3
4 1/2	4 1/4	5 1/2	4 3/4	3 3/4	4 1/4	4 3/4	2 1/4	5	3
5 1/2	4 3/4	6 1/4	5 3/4	4 1/4	5 1/4	5 1/2	2 3/4	4	3
Ⓞ 6 1/2	5	7 1/4	6	5 3/4	6 1/4	5 3/4	3 1/2	4	2
7 1/2	5 3/4	8 3/4	7	5 1/2	7 1/4	5 3/4	4	4	3
8 1/2	5 3/4	10	7 3/4	6 3/4	8 1/4	5 3/4	4 1/4	4	3

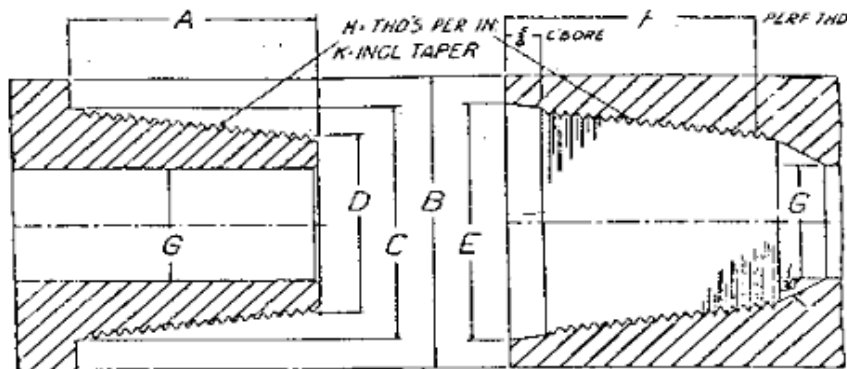
* 5/8" OD IS OPTIONAL

Ⓞ THREADED PORTION SAME AS 5/8" UNION TOOL JUMP HOLE

DIMENSIONES DE LA ROSCA REGULAR.

- A - LONGITUD DE LA ROSCA DEL PIÑON.
- B - DIAMETRO EXT. DEL BISEL.
- C - DIAMETRO DEL CUELLO.
- D - DIAMETRO MENOR DEL CONO.
- E - DIAMETRO DE LA BOCA DE LA CAJA.
- F - LONGITUD DE LA ROSCA DE LA CAJA.
- G - DIAMETRO INTERIOR DE LA CAJA Y PIÑON.
- H - HILOS POR PULGADA.
- K - CONICIDAD.

FIGURA 1.8. IDENTIFICAR Y CONOCER LAS DIMENSIONES DE LAS PARTES DE UNA CONEXIÓN (ROSCAS) PREMIUM



A.P.I. REGULAR

SIZE	A	B	C	D	E	F	G	H	K
2 ³ / ₈	3	3 ³ / ₈	2 ⁵ / ₈	1 ⁷ / ₈	2 ¹ / ₄	3 ³ / ₈	1	5	3
2 ⁷ / ₈	3 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	3	2 ¹ / ₈	3 ¹ / ₁₆	3 ⁷ / ₈	1 ¹ / ₄	5	3
3 ¹ / ₂	3 ³ / ₄	4 ¹ / ₄	3 ¹ / ₂	2 ³ / ₁₆	3 ³ / ₁₆	4 ¹ / ₈	1 ¹ / ₂	5	3
4 ¹ / ₂	4 ¹ / ₄	5 ¹ / ₂	4 ³ / ₈	3 ³ / ₁₆	4 ¹ / ₁₆	4 ⁵ / ₈	2 ¹ / ₄	5	3
5 ¹ / ₂	4 ³ / ₄	6 ¹ / ₄	5 ³ / ₁₆	4 ³ / ₁₆	5 ³ / ₁₆	5 ¹ / ₈	2 ³ / ₄	4	3
① 6 ³ / ₈	5	7 ³ / ₄	6	5 ³ / ₃₂	6 ¹ / ₁₆	5 ³ / ₈	3 ¹ / ₂	4	2
7 ³ / ₈	5 ¹ / ₄	8 ³ / ₈	7	5 ¹ / ₁₆	7 ¹ / ₁₆	5 ³ / ₄	4	4	3
8 ³ / ₈	5 ³ / ₂	10	7 ⁷ / ₁₆	6 ³ / ₁₆	8 ¹ / ₁₆	5 ³ / ₄	4 ¹ / ₄	4	3

* 5¹/₈ OD IS OPTIONAL

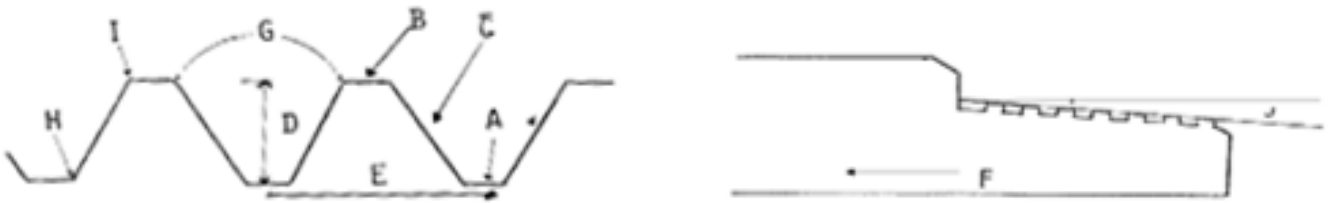
① THREADED PORTION SAME AS 5¹/₈ UNION TOOL FULL HOLE

FIGURA 1.9. CONOCER LAS DIMENSIONES DE UNA ROSCA FULL HOLE

DIMENSIONES DE LA ROSCA FULL HOLE:

- A. LONGITUD DE LA ROSCA
- B. DIAMETRO EXTERIOR DEL BISEL
- C. DIAMETRO DEL CUELLO
- D. DIAMETRO MENOR DEL CONO
- E. BACA DE LA CAJA
- F. LONGITUD DE LA ROSCA DE LA CAJA
- G. DIAMETRO INTERIOR DE LA CAJA
- H. HILOS POR PULGADA
- I. CONICIDAD

FIGURA 1.10 COMPONENTES DE LOS HILOS DE LAS ROSCAS



- A. VALLES
- B. CRESTAS
- C. FLANCOS
- D. ALTURA DEL HILO
- E. PASO DEL HILO
- F. EJE DEL HILO
- G. ANGULO DEL HILO
- H. RADIO DEL VALLE
- I. RADIO DE LA CRESTA
- J. ANGULO DE LA INCLINACION

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACION DE UN POZO PETROLERO

2.1 BARRENAS

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar durante el proceso de la perforación.

Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación de la barrena.

Las barrenas se clasifican en:

- Barrenas Tricónicas.
- Barrenas de cortadores fijos
- Barrenas especiales

FIGURA 2.1. COMPONENTE DE UNA BARRENA TRICÓNICA

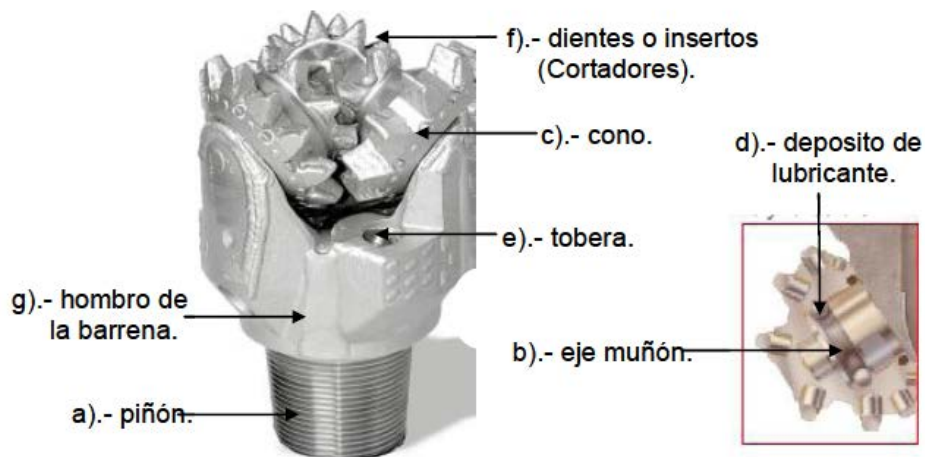


FIGURA 2.2. COMPONENTE DE UNA BARRENA PDC



Conocimientos generales de barrenas. En la actualidad existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros que difieren entre sí, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento.



FIGURA 2.3. BARRENAS TRICÓNICAS, DE CORTADORES FIJOS Y ESPECIALES

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

BARRENAS TRICÓNICAS. Tienen tres conos cortadores que giran sobre su eje. Por su estructura de corte se fabrican de dientes y de inserto de carburo de tungsteno. Por su sistema de rodamiento pueden ser de balero estándar de balero sellado y de chumaceras (ver figura), actualmente las barrenas tricónicas sólo son usadas en las primeras etapas de la perforación.



FIGURA 2.4. SISTEMA DE RODAMIENTO EN BARRENAS TRICÓNICAS

Diámetros de las barrenas (pulg.)	Tamaño del piñón API. reg. (pulg.)	Torque recomendado			
		(pie/lb)		(k/m)	
		MIN.	MAX.	MIN.	MAX.
36" - 20"	8 ⁵ / ₈ "	40.000	60.000	5.530	8.300
18 ¹ / ₂ " - 14 ³ / ₄ "	7 ⁵ / ₈ "	34.000	40.000	4.700	5.530
12 ¹ / ₄ " - 8 ⁵ / ₈ "	6 ⁵ / ₈ "	28.000	32.000	3.870	4.420
8 ¹ / ₂ " - 8 ¹ / ₄ "	4 ¹ / ₂ "	12.000	16.000	1.660	2.210
6 ¹ / ₂ " - 5 ⁵ / ₈ "	3 ¹ / ₂ "	7.000	9.000	970	1.245
4 ¹ / ₈ " - 4"	2 ² / ₈ "	3.000	3.500	410	480

TABLA 2.1. APRIETE RECOMENDADO PARA EL PIÑÓN DE LAS BARRENAS

1. El apriete recomendado para las barrenas requiere menos fuerzas de torsión que los lastrabarrenas

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

2. Para el apriete con llaves BJ dividir el rango de apriete, recomendado entre la longitud de la llave en pies, y el resultado será la calibración que se le debe dar al torquimetro.
3. Para convertir la lectura del amperímetro a lb-pie, multiplicarse por 16.8 y viceversa.

Diámetro de la barrena	Piñón API. reg.	Torque Recomendado (pies – lb)
3 ³ / ₄ "	2 ³ / ₈ "	3, 000 – 3, 500
4 ⁵ / ₈ " – 5"	2 ⁷ / ₈ "	6, 000 – 7, 000
5 ¹ / ₈ " – 7 ³ / ₈ "	3 ¹ / ₂ "	7, 000 – 9, 000
7 ¹ / ₈ " – 9"	4 ¹ / ₂ "	12, 000 – 16, 000
9 ⁵ / ₈ " – 9 ⁷ / ₈ "	5 ¹ / ₂ "	23, 000 – 27, 000
9 ⁵ / ₈ " – 26"	6 ⁵ / ₈ "	28, 000 – 32, 000
14 ³ / ₄ " – 26"	7 ⁵ / ₈ "	34, 000 – 40, 000
17 ¹ / ₂ " – 26"	8 ⁵ / ₈ "	40, 000 – 60, 000

TABLA 2.2. TORQUE RECOMENDADO BARRENAS Y MOLINOS

BARRENAS DE CORTADORES FIJOS. Las barrenas de cortadores fijos son cuerpos compactos, sin partes móviles, con diamantes naturales o sintéticos incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre.

Se divide en:

- Barrenas de diamante natural
- Barrenas de diamante Térmicamente estable (TSP)
- Barrenas compactas de diamante policristalino (PDC)

Las barrenas de diamante natural tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz o de acero. Su tipo de corte es de diamante natural (el diamante es el material más duro hasta ahora conocido) incrustado en el cuerpo de la barrena.

El uso de estas barrenas es limitado en la actualidad, salvo en casos especiales para perforar formaciones muy duras y abrasivas.

BARRENAS DE DIAMANTE TÉRMIAMENTE ESTABLE (TSP)

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

Estas barrenas son usadas para perforar rocas duras, por ejemplo, caliza dura, basalto y arenas finas duras, entre otras.

BARRENAS DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)

Su diseño e cortadores, está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena, pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las STP, su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas.

Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

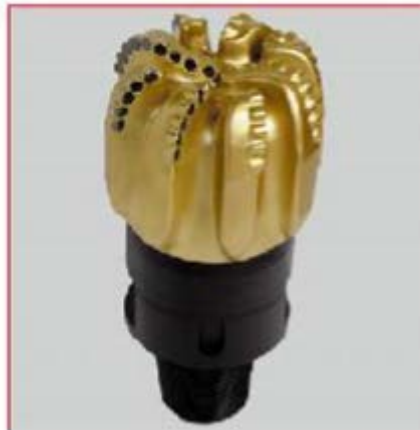


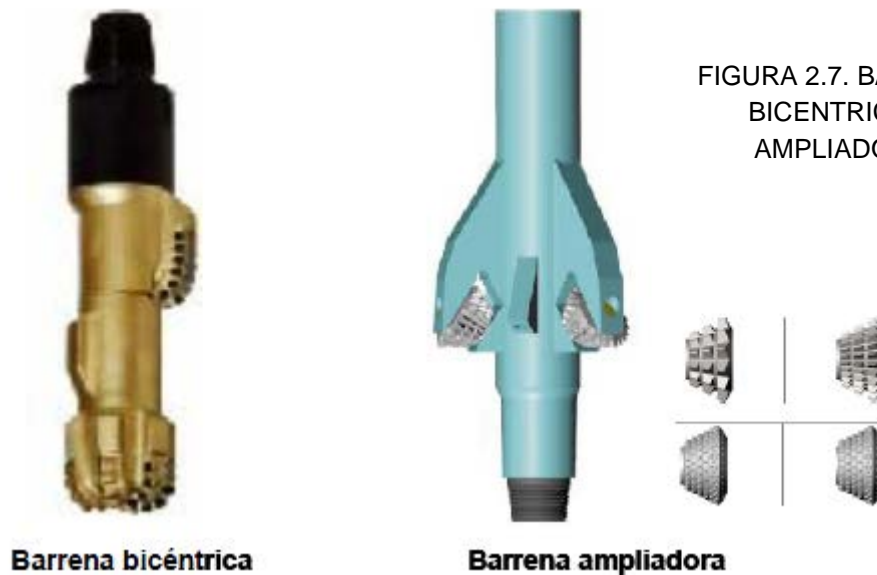
FIGURA 2.5. BARRENA DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)



FIGURA 2.6. BARRENAS DE DIAMANTE NATURAL Y TSP

BARRENAS ESPECIALES

Las barrenas especiales pueden ser de dos tipos: ampliadoras o bicéntricas y se utilizan para operaciones tales como: la ampliación del diámetro del agujero, ya sea desde la boca del pozo (superficial) o desde una profundidad determinada.



Código IADC para barrenas tricónicas y de cortadores fijos.

Las barrenas se fabrican para diferentes tipos de formaciones generalmente son:

- Formaciones suaves
- Formaciones medias
- Formaciones duras
- Formaciones extraduras

Para evitar confusión entre los tipos de barrenas equivalentes en relación con sus distintos fabricantes de acero se creó el código AIDC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), de clasificación de tres dígitos, como se ilustra en la tabla

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

	1 dígito		2 dígito		3er dígito								
	Sistema de corte		Dureza		Sistema de Rodamiento								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
Diente de acero	1	Dientes de acero para formación blanda	1	Suave	Toberas para lodo y baleros estándar	Toberas aire/lodo y balero estándar	Protección al calibre y balero estándar	Balero sellado y autolubrificante	Balero sellado y protección al calibre	Chumacera sellada	Chumacera sellada y protección al calibre	Para perforación direccional	Otros
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	2	Dientes de acero para formación media	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	3	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
Dientes de inserto	4	Dientes de inserto para formación muy blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	5	Dientes de inserto para formación blanda	1	Suave									
			2	Medio suave									
			3	Medio duro									
			4	Duro									
	6	Dientes de inserto para formación media	1	Suave									
7	Dientes de inserto para formación dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										
8	Dientes de inserto para formación extra dura	1	Suave										
		2	Medio suave										
		3	Medio duro										
		4	Duro										

TABLA 2.3. CÓDIGO IADC

Como ejemplo de lo anterior, describiremos un tipo de barrenas correspondientes a tres dígitos.

Si tenemos una barrena tipo 527

El primer dígito identifica el **sistema de corte**, en este caso tenemos una barrena de **dientes de inserto para formación blanda**.

El segundo dígito nos da a conocer la **dureza** de la formación, yaqui corresponde a una **medio suave**.

El tercer dígito corresponde al **sistema de rodamiento**, siendo para esta barrena, de **chumacera sellada y protección al calibre**.

CÓDIGO IADC PARA BARRENAS DE CORTADORES FIJOS

La finalidad del código IADC es solamente un medio para agrupar el aspecto general de las barrenas de cortadores fijos. A diferencia de la clasificación IADC para barrenas tricónicas, el código IADC para barrenas de cortadores fijos no los relaciona con la formación por perforar. Únicamente se pueden identificar sus características más elementales. E un código de cuatro cifras:

La clasificación se representa mediante un código de cuatro cifras:

1.- Material del cuerpo: De acero o Matriz

2- Densidad de Cortadores: Para barrenas PDC, este digito va de 1 a 5.

Mientras más bajo es el número, menos cortadores

Tiene la barrena

3.- Tamaño de cortadores: Este dígito indica el tamaño de cortador que se usa.

Puede ser 1,2 o 3, de diámetro en orden descendente.

4.- Forma: El ultimo digito indica el estilo general del cuerpo de la barrena y varia de 1 (forma achatada) a 4 (flanco largo)

Clasificación de toberas

La tobera juega un papel muy importante en la perforación de un pozo, ya que por medio de las toberas se nota el avance de la barrena.

Existen 3 tipos de toberas:

- ✓ Roscables (hexagonal y cuadrado)
- ✓ De clavo o seguro (figuras)
- ✓ De candado (figura)



FIGURA 2.8. TOBERAS DE BARRENA

EVALUACIÓN DE BARRENAS

CALIBRACIÓN

La calibración en las barrenas, se realiza para medir el desgaste que han tenido en el transcurso de las horas-trabajo de éstas. El calibrador que se utiliza para las barrenas tricónicas es una regla en forma triangular que mide el desgaste de los conos.

En el caso de que no se cuente con un calibrador de fábrica, se utiliza una lámina de acero, en forma de anillo, con agarradera y una regla. El anillo deberá tener el diámetro de la barrena que se va a usar. Este anillo se utiliza para calibrar las barrenas de diamante policristalino y las tricónicas.

Cuando la barrena es nueva el anillo deberá entrar ajustado. Cuando sale la barrena del pozo, se vuelve a medir indicado desgaste cuando tenga juego el anillo calibrador, procediendo a medir con la regla para determinar el porcentaje de desgaste que tuvo la barrena.

La calibración de las barrenas es de mucha utilidad para saber el desgaste en el diámetro de la misma, y así al meter la barrena nueva se evitará un acuñamiento de la sarta por reducción del agujero.

La clasificación y evaluación subsecuente del grado y tipo de desgaste de una barrena usada, desempeña un papel muy importante en el proceso de perforación.

Desgaste para barrenas de dientes de acero.

A continuación se explican los códigos de desgaste más usados y aceptados en el campo de la perforación.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

T0 = Diente Nuevo
T1 = Desgaste de 1/8 de la altura original del diente.

T2 = Desgaste de 1/4 de la altura original del diente.

T3 = Desgaste de 3/8 de la altura original del diente.

T4 = Desgaste de 1/2 de la altura original del diente.

T5 = Desgaste de 5/8 de la altura original del diente.

T6 = Desgaste de 3/4 de la altura original del diente.

T7 = Desgaste de 7/8 de la altura original del diente.

T8 = Desgaste total del diente.

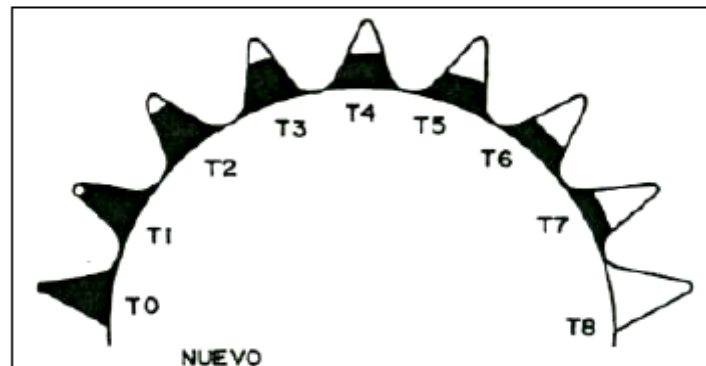


FIGURA 2.9. CÓDIGO DE DESGASTE

Desgaste de baleros.

El desgaste de los baleros debe considerarse también según la escala de octavos. Para balero nuevo B0 y balero desgastado 100% B8. Cuando los baleros se atraviesan en la superficie de rodamiento (pista) y traban el cono, se considera B6. Cuando uno o varios rodillos se han quedado fuera del cono, se considera B8. Es decir:

B0 = Vida del balero desgastado 0.

B1 = Vida del balero gastado 1/8.

B2 = Vida del balero desgastado 1/4 (todavía ajustados)

B3 = Vida del balero gastado 3/8.

B4 = Vida del balero gastado 1/2 (algo flojos).

B5 = Vida del balero gastado 5/8.

B6 = Vida del balero gastado 3/4 (muy flojos), trabados.

B7 = Vida del balero gastado 7/8.

B8 = vida del balero gastado 8/8 (tableros perdidos y/o conos trabados):

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

Ejemplo:

T2-B4-Di (dientes desgastados 1/4, media vida de valeros, algo flojos, sin Desgaste en el calibre).

T6-B6-1/2" (dientes desgastados 3/4, balero muy flojo y diámetro reducido 1/2" pulg.). Toda la información relacionada con las barrenas utilizadas en la perforación de un pozo se debe anotar en un formato conocido como registro de barrenas (o récord de barrenas) para su consulta mediata o inmediata.

Código de desgastes para barrenas de insertos.

Los métodos para evaluar y codificar los desgaste pueden ser tan sofisticados como se desee, pero es prudente tener en cuenta que el objetivo de ellos es proporcionar información suficiente para la selección adecuada de las barrenas que se utilizarán en los pozos futuros de la misma área. El o los métodos de evaluación y codificación de desgaste deben ser claros y sencillos en su interpretación. Por eso se sugiere la nomenclatura siguiente para las barrenas de insertos, con la advertencia de que puede ser modificada de acuerdo con las necesidades particulares de cada área, sin que pierda por ello la sencillez de su interpretación.

Estructura de corte observación general.

T2- Una cuarta parte de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T4- La mitad de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T6- Tres cuartas partes de los insertos totales se han desgastado, roto o perdido.

T8- La totalidad de los insertos se han desgastado, roto o perdido.

Sistema de rodamiento.

Se observa y estima el porcentaje de vida de rodamientos, gastada en el cono que presente el peor estado.

B2- Una cuarta parte de vida gastada.

B4- La mitad de la vida gastada.

B6- Tres cuartas partes de la vida gastada.

B8- Vida totalmente gastada

Condiciones de operación de barrenas tricónicas y P.D.C.

Las barrenas para formación blanda requieren de una carga o peso mínimo para que sus dientes largos y espaciados, efectúen su acción de rascado y triturado; los factores limitantes de su rendimiento son la eficiencia hidráulica de su equipo de perforación. Debe recordarse que un factor muy importante en estas formaciones es la velocidad de rotación (R.P.M.).

Las barrenas para formaciones medias-blandas tienen una estructura de corte capaz de resistir la mayor carga unitaria para penetrar la formación y el desgaste por abrasión en el área del calibre. Por esta razón, sus dientes son más fuertes y numerosos con mayor cantidad de metal en las hileras del calibre.

Las barrenas para formaciones medias-duras destruyen la formación por trituración con un mínimo de rascado. Requieren cargas unitarias altas para exceder la resistencia a la compresión de la formación, las que generalmente son más abrasivas que las anteriores. Las barrenas para formaciones duras requieren los máximos niveles de energía para vencer la alta resistencia compresiva de la formación que contiene considerables cantidades de material abrasivo.

La mecánica de perforación de estas barrenas es básicamente por cincelamiento y necesitan la máxima protección del calibre.

La operación de las barrenas se define por tres parámetros:

- ✓ Peso sobre barrena.
- ✓ Velocidad de rotación (rotaria).
- ✓ Hidráulica de perforación.

Peso sobre barrena (P.S.B.)- Es la carga aplicada a la barrena por medio de los lastrabarrenas (D.C.) para que ésta efectúe la penetración de las capas rocosas del subsuelo, llamadas también formaciones. La penetración se logra cuando la carga aplicada sobre la barrena supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la barrena.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

La “respuesta” de la formación en relación con el peso sobre la barrena se puede medir a través de la velocidad de penetración. Y cuando no hay avance en la velocidad de penetración; puede ser por porque la barrena se está atascando (embolando) por exceso de recortes, perforar formación más dura o se acabó la vida útil de la barrena.

Velocidad de rotación (RPM).- Se le llama generalmente “rotaria” y consiste en la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y ésta, a su vez, a la barrena.

La velocidad de perforación es directamente proporcional a la velocidad de rotación (RPM) en formaciones blandas (suaves). En formaciones duras, el incremento de la velocidad de rotación disminuye así como la velocidad de penetración, en ciertos rangos.

Con todo lo anterior se explica por qué en formaciones suaves es más importante la velocidad de rotación (RPM) que el peso sobre la barrena (PSB); al contrario en las formaciones duras. Las tablas siguientes presentan algunos rangos de variación de estos parámetros PSB y RPM que se han utilizado en algunos campos de perforación en México.

Peso sobre barrena (PSB)				
Diam de bna	Form. suave.	Form. media	Form. dura	
14¼ - 12¼	8 - 12 tons	12 - 16 tons	15 - 22 tons	
9½ - 8½	6 - 10 tons	9 - 15 tons	14 - 18 tons	
6½ - 5 ⁷ / ₈	6 - 8 tons	7 - 9 tons	9 - 12 tons	

Velocidad de rotación (RPM)				
Diam de bna	Form. suave.	Form. media	Form. dura	
14¼ - 12¼	130 - 160 rpm.	80 - 100 rpm.	50 - 70 rpm.	
9½ - 8½	120 - 150 rpm.	80 - 110 rpm.	50 - 75 rpm.	
6½ - 5 ⁷ / ₈	100 - 120 rpm.	80 - 100 rpm.	50 - 70 rpm.	

Condiciones de operación barrenas PDC				
Diámetro de barrena	5 ⁷ / ₈ "-6"	8 ³ / ₈ " - 8½"	12" - 12¼"	14¼" - 17½"
Rotaria en rpm	60 - 600	60 - 600	60 - 600	60 - 600
Peso sobre barrena (En lb. y kg.)	3000 - 25000 lb.	3000 - 25000 lb.	3000 - 25000 lb.	3000 - 25000 lb.
	1360 - 11340 kg.	1360 - 11340 kg.	1360 - 11340 kg.	1360 - 11340 kg.
Gasto en gpm. X pulg. Ø barrena	40 - 60	40 - 60	40 - 60	40 - 60
Hidráulica	2.5 - 6 hp.	2.5 - 6 hp.	2.5 - 6 hp.	2.5 - 6 hp.

TABLA 2.4. PARÁMETROS DE PERFORACION

Parámetros a considerar para sacar una barrena.

Con la finalidad de evaluar el rendimiento de las barrenas, se han utilizado diferentes parámetros de comparación, como: horas totales de vida útil, longitud total perforada, velocidad de perforación, costo de adquisición de la barrena, etc.

El objetivo de la evaluación de los rendimientos de las barrenas aspira a mejorarlas hasta alcanzar un valor óptimo factible; es decir, buscar la obtención del costo mínimo de perforación sin sacrificar la seguridad de las operaciones, cumplir simultáneamente con todas especificaciones de las perforaciones mismas, y observar, inclusive, las restricciones que pudieran existir.

Hasta el momento se considera como el mejor parámetro evaluativo el llamado COSTO POR METRO (o costo por pi), el que se calcula involucrando los factores siguientes:

- 1.- Costo de la barrena.
- 2.- Costo de operación del equipo de perforación y mantenimiento a pozos.
- 3.- Horas totales de vida útil de la barrena.
- 4.- Horas de viaje de tubería para cambiar la barrena.
- 5.- Tiempo empleado para realizar las conexiones de tubería durante la vida de la barrena.
- 6.- Longitud total perforada por la barrena.

Así, por ejemplo, si se tiene que una barrena perforó 175 m., en 25 horas, en un equipo cuya operación cubre un costo de 35,000 pesos por hora, el tiempo empleado para un cambio de barrena a esa profundidad, es de 8 horas, 20 minutos; las conexiones se efectúan,

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

aproximadamente en 10 minutos cada una; el costo de la barrena es de \$ 125,000.00; el costo por metro se calculara en la siguiente formula:

Se identifican y ordenan los datos

Costo de la barrena	B = \$125,000.00.
Costo de operación de equipo	R = \$ 35,000.00/hora.
Horas de vida de la barrena	T = 25 horas.
Tiempo de viaje	Tv = 8.333 horas.
Tiempo de conexión	$Tc = \frac{175}{9.15} \times \frac{10}{60} = 3.19 \text{ hrs.}$
Longitud perforada	M = 175 m.

NOTA: Para calcular el tiempo de conexión, se divide la longitud perforada M entre 9.15, que es la longitud promedio de un tubo de perforación; con este cociente se calcula el número de conexiones= 19.125 Luego se multiplica por el tiempo por conexiones en minutos; finalmente se divide entre 60 para convertirlo en minutos a horas; es decir:

$$\frac{19.25 \times 10}{60} = 3.19$$

Se procede a calcular el costo por metro mediante la ecuación siguiente:

$$C = \frac{B + R [T + tv + tc]}{M}$$

Sustituyendo valores

$$C = \frac{125,000 + 35,000 \times [25 + 8.33 + 3.19]}{175}$$

$$C = \frac{125,000 + 35,000 \times 36.52}{175} = \frac{1403.200}{175}$$

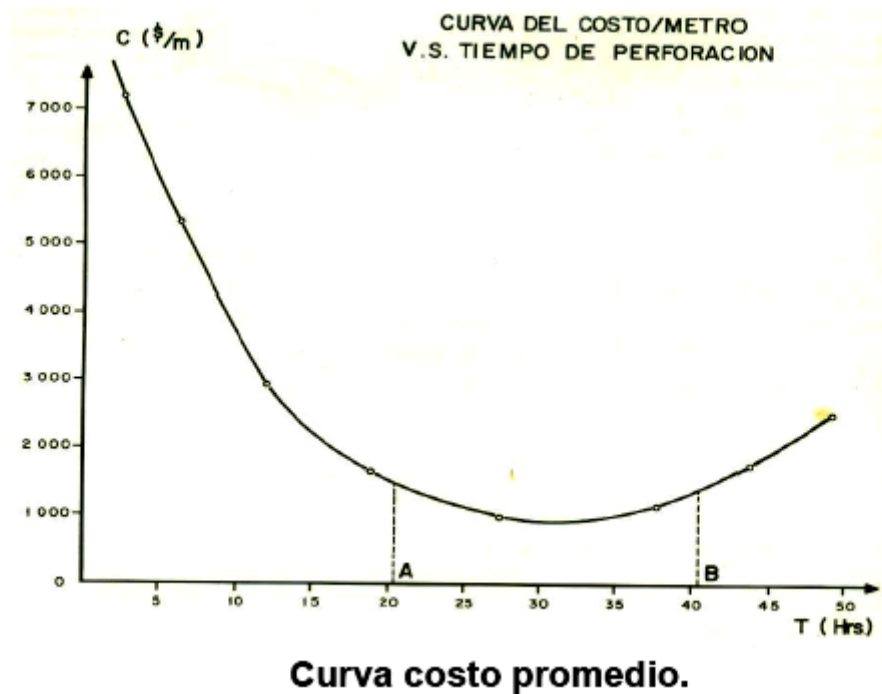
$$C = \$ 8,018.28/m.$$

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

El rendimiento obtenido por esta barrena significa que cada uno de los 175 metros que perforó arroja un costo de \$ 8,018.28.

Se han incluido, además, costo de operación del equipo, tiempo de viaje y conexiones.



Como se puede observar en la figura anterior, el desempeño de la barrena e indica que la barrena termina su vida útil cuando está en el punto B.

Análisis de problemas más comunes en campo.

Problemas:

- ✓ Barrena embolada.
- ✓ Desprendimiento de toberas.
- ✓ Desgaste prematuro en la barrena.
- ✓ Toberas tapadas.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

- ✓ Desprendimiento de conos.

Causas y soluciones.

Barrena embolada, esto sucede cuando se está perforando en formaciones suaves (lutitas), con exceso de peso, limpieza insuficiente. Cuando una barrena embolada se sigue operando se planchan los conos.

Recomendaciones prácticas para desembolar una barrena.

- ✓ Suspenda la rotación.
- ✓ Cargue de 5 a 10 toneladas sobre barrena en el fondo.
- ✓ Mantenga el bombeo constante durante 5 minutos.
- ✓ Aplique leves giros de rotaria, para ayudar al desprendimiento arcilla en los cortadores de la barrena.
- ✓ Levante la sarta 2 a 5 m arriba del fondo y aplique alta rotación para lavar la barrena.
- ✓ Reanude la perforación aplicando el mínimo peso, alta rotación y óptimo gasto.

Desprendimiento de toberas: esto puede suceder por las siguientes causas.

Candados o seguros en mal estado. Por lavarse por presión al utilizar lodos con alto contenido de sólidos abrasivos o arenas. En un desprendimiento de tobera se refleja un decremento de presión inicial el cual persiste sin incrementarse. Al observar un decremento de presión verifique primeramente el equipo superficial para descartar cualquier anomalía.

Desgaste prematuro de la barrena.

Se utiliza una barrena inadecuada para la formación que se está perforando.

Cuando se perforan formaciones abrasivas, esto ocasiona agujeros de diámetro reducido que no obligan a repasar el intervalo perforado. Al bajar con una barrena nueva (a pleno calibre) si no se toma en cuenta esta condición puede ocasionar un acúñamiento de la sarta.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

En formaciones abrasivas se recomienda usar barrenas con protección al calibre.

Toberas tapadas.

- ✓ Esta condición de toberas tapadas se puede dar.
- ✓ Cuando existe alto contenido de sólidos en el sistema.
- ✓ Cuando se recirculan materiales extraños en el fluido de perforación (grava gruesa, pedacería de madera, papel, plástico, etc.)
- ✓ Al no utilizar los cedazos en las salidas de descarga de las bombas.

Desprendimiento de cono; la falla de los conos de la barrena con el siguiente desprendimiento de los mismos ocurren por el desgaste excesivo de los baleros cuyas causas principales son:

- ✓ Horas excesivas de rotación.
- ✓ Pesos inadecuados sobre barrenas (altos).
- ✓ Erosión por sólidos en el fluido de perforación.
- ✓ Erosión por gastos excesivos de circulación.
- ✓ Corrosión por la presencia de compuestos de azufre en el lodo.

Es recomendable llevar una estadística de tiempo y grafica de costo por metro contra tiempo de perforación para optimizar el rendimiento de las barrenas.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

2.2 LASTRABARRENAS

Son barras de acero huecas utilizadas para auxiliar a la tubería de perforación y dar peso a la barrena durante las operaciones de perforación. También son conocidas como Drill Collars.

Actualmente se tienen en uso dos tipos de lastrabarreras:

1.- Acabado de fábrica (liso)

Este acabado se denomina convencional, ya que trae la forma tal y como sale de la fábrica, satisface todos los requisitos nominales.



FIGURA 2.9. LASTRABARRENA LISO

2.- Diseño de espiral

Reduce el área de contacto entre las lastrabarreras y la pared del pozo, evitando con esto pegaduras por presión diferencial en agujero abierto.

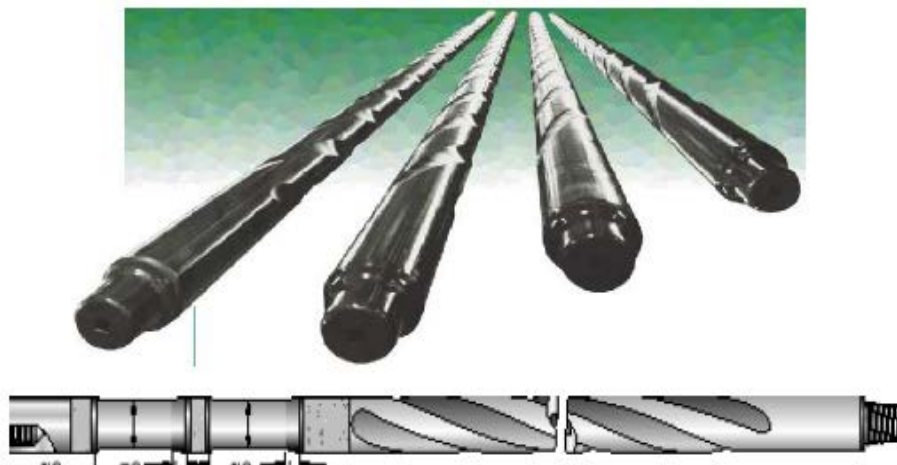


FIGURA 2.10. LASTRABARRENA EN ESPIRAL

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

2.2.1 FUNCIONES

El peso aplicado a la barrena debe provenir únicamente de los lastrabarrenas, si el peso aplicado a la barrena excede el peso total de los lastrabarrenas, el peso extra provendrá de la tubería, la cual estaría en compresión, siendo susceptible de torceduras y a que se zafe la rosca.

El peso de los lastrabarrenas actuando directamente sobre la barrena tiene dos consecuencias principales:

- La tendencia de la sarta de colgar verticalmente debido al peso y la gravedad. Entre más pesados sean los lastrabarrena, menos probables es que el pozo se desvíe de la vertical
- El peso aplicado a la barrena la hará estabilizar, haciendo que el pozo mantenga su dirección constantemente. Esta estabilización de la barrena también permitirá una distribución más pareja de la carga sobre la estructura cortante de la barrena. Esto evita que la barrena se aleje de la posición central, garantizando un pozo derecho, de diámetro correcto, desgaste pareja de la barrena y mayores relaciones de penetración.

Mantener el pozo en la dirección correcta se logra no sólo por el peso y la rigidez de los lastrabarrenas en la base de la sarta de perforación, sino con que el diámetro exterior de los lastrabarrenas sea apenas menor que el diámetro de la barrena empleada, o al diámetro del pozo. Esto se conoce como **sarta empacada**.

El inconveniente asociado a este tipo de diseño de sarta de fondo (Bottom Hole assembly – ensamble de Fondo) (BHA) es que es muy susceptible de sufrir por pega diferencial, donde la tubería se pega en el enjarre que cubre las paredes del pozo. Este riesgo se minimiza mediante la utilización de lastrabarrena con diferentes diseños de sección, o de surcos en la superficie con el fin de reducir el área de contacto que pueda haber entre los lastrabarrenas y la pared del pozo. Así los lastrabarrenas pueden ser redondos, de sección cuadrada o elíptica, con surcos espirales, etcétera.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

A continuación se le presenta una tabla donde podrá apreciar las dimensiones y especificaciones de los lastrabarrenas.

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

DIAMETRO EXTERIOR (Pulg.)	DIAMETRO INTERIOR (pulg.)	PESO (lb/pie)	PESO Kg/m	CONEXIÓN	TORQUE (lb/pie)	DIÁMETRO DE BARRENA
4 1/8"	2"	35	52	NC-31	6,800	5 5/8"
4 3/4"	2"	50	74.5	NC-35	10,800	5 7/8" - 6"
4 3/4"	2 1/4"	47	70.03	NC-35	9,200	5 7/8"
5"	2 1/4"	53	78.97	NC-38	12,800	5 7/8" - 6 1/2"
6 1/2"	2 3/4"	83	123.67	NC-46	22,200	8 3/8" - 8 1/3"
6 1/2"	2 13/16"	92	137.08	NC-46	22,900	8 3/8" - 8 1/2"
7 3/4"	2 13/162	119	177.31	5 1/2" API REG.	36,000	9 1/2"
8"	2 13/16"	150	223.5	6 5/8" API REG.	53,000	12" - 12 1/4"
9 1/2"	3"	217	323.33	7 5/8" API REG.	88,000	14 3/4" - 17 1/2"
9 1/2"	3 1/4"	213	317.37	7 5/8" API REG.	83,000	17 1/2" - 26"
11"	3 1/4"	295	439.55	8 5/8" API REG.	129,000	22" - 26"
11"	3"	299	445.51	8 5/8" API REG.	129,000	22" - 26"

TABLA 2.5. DIÁMETRO Y PESO DE LASTRABARRENAS

Capacidad y desplazamiento de lastrabarreras

Desplazamiento. Es el volumen que desplaza el metal, de acuerdo a su libraje, al ser introducido en un líquido.

Capacidad. Es el volumen interior que ocupa un fluido en un metro

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

DIAMETRO EXTERIOR pulg.	PESO Lb/pie	DIAMETRO INTERIOR pulg.	DESPLAZAMIENTO Lt/m	CAPACIDAD Lt/m
3 1/8"	43	1"	9.754	0.469
	38	1 1/2"	9.128	1.147
	35	2"	8.242	2.034
4 3/4"	54	1 1/2"	10.276	1.147
	52	1 3/4"	9.859	1.564
	50	2"	9.389	2.034
6 1/4"	96	1 3/4"	18.205	1.564
	94	2"	17.736	2.034
	91	2 1/4"	17.214	2.556
6 1/2"	105	1 3/4"	19.822	1.564
	102	2"	19.353	2.034
	99	2 1/4"	18.831	2.556
7 1/4"	130	2"	24.622	2.034
	124	2 1/2"	21.648	3.182
	116	3"	22.065	4.590
7 3/4"	144	2 1/2"	27.23	3.182
	136	3"	25.821	4.590
	128	3 1/2"	24.204	6.207
8"	147	3"	27.856	4.590
	143	3 1/4"	27.073	5.373
	138	3 1/2"	26.239	6.207
9 1/2"	216	3"	41.186	4.590
	212	3 1/4"	40.216	5.352
11"	299	3"	56.720	4.560
	295	3 1/4"	55.961	5.352

FIGURA 2.11. CAPACIDAD Y DESPLAZAMIENTO DE LASTRABARRENAS

Conocimientos generales para el manejo de lastrabarrenas.

- Al deslizar o levantar lastrabarrenas en la rampa, procure efectuar la maniobra con los protectores adecuados
- Lavar las conexiones lo mejor posible
- Aplicar la cantidad normal de grasa para la herramienta
- Al efectuar una conexión introduzca el piñón en la caja lentamente dando vueltas a lastrabarrenas para no golpear la rosca
- No rolar con la cadena el lastrabarrena para efectuar el enrosque, esta operación se efectúa con llave cadena o llave rotatoria.
- Cuando se trate de lastrabarrenas nuevas, efectúe un apriete ligero sin llegar al normal, afloje y vuelva a prear, pero ahora sí con los torques requeridos.
- Tratándose de lastrabarrenas usadas, efectúe el apriete normal

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

IZAJE DE LASTRABARRENAS

- Los protectores de rosca de acero fundido equipados con asa (agarradera) son un buen medio para deslizar los lastrabarrenas hasta la rampa, y también para proteger los rebordes de las roscas del piñón y de la caja de posibles golpes que pueden sufrir durante las maniobras.
- Se pueden calibrar, con el conejo adecuado al diámetro para verificar que se encuentre libre de cualquier obstáculo (estopa, trapo, madera, etc)
- Colocar la madrina en la caja del lastrabarrena y meter el lastrabarrena, al agujero de conexión rápida y con las llaves de fuerza aplicar la madrina un 50 % del torque normal de los lastrabarrenas, con el fin de centrarlos dentro del hueco

2.3. HEAVY WEIGHT

La tubería de perforación extra pesada (Heavy-Weight). Es y la tun componente e peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y a tubería de perforación. Proporcionando un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de éste, al colocar tubería en el punto de transición. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas.

DISEÑO. Con mayor espesor de pared y conexiones más largos que la TP regular, con refuerzo metálico en el centro del cuerpo del tubo, disponible con diseño exterior espiralado.

Son la transición entre la tubería de perforación y los lastrabarrenas, evitando así, un cambio brusco de diámetros. También son utilizados con lastrabarrenas para proveer peso en barrena, especialmente en agujeros de 6" o 8 ½", donde el efecto de pandeo de la HW, debido a la compresión, es mínimo. La HW reduce la flexibilidad del aparejo de fondo, también son más fáciles/rápidas de manejar que los lastrabarrenas y más importantes aun, reducen la posibilidad de atrapamiento diferencial

2.3.1. FUNCIONES

- Como elemento de transición entre los Lastrabarrenas de perforación (DC) y la tubería de perforación (TP)

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

- Esto previene pandeo de la TP
- Puede trabajarse en compresión sin sufrir daño en las conexiones
- Empleada extensamente en Perforación Direccional
- En ocasiones se utiliza en reemplazo de los Lastrabarrenas
- Mantiene la Tubería de perforación rotando en tensión
- Se debe usar para proporcionar peso sobre la barrena en condiciones especiales

2.3.2. CARACTERISTICAS FÍSICAS

Identificación de la tubería pesada. Esta tubería (Heavy Weight- HW). Es un componente de peso intermedio, para la sarta de perforación, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación. Proporcionando un cambio gradual de rigidez de la herramienta rígida a frágil tubería de perforación, reduciendo la fatiga de ésta, al colocar tubería en el punto de transición. Son tubos de pared gruesa unidos entre sí, por juntas extra largas, para facilitar su manejo; tienen las mismas dimensiones de la tubería de perforación normal, por su peso y forma, la tubería "Heavy-Weight" se puede usar en compresión, al igual que los lastra barrenas, un distintivo sobre saliente en el recalcado central, que protege al cuerpo del tubo del desgaste por la abrasión, esta sección recalcada actúa como un centralizador y contribuye a una mejor rigidez, y resistencia de la tubería HW. Otra ventaja, es que no se requiere cambiar de elevadores y no requiere el uso de la grapa de seguridad (collarín para herramienta)

Uniones de tubería (24" y 30" de longitud) (609.6 y 762 mm):

- ✓ Más área de apoyo para reducir el desgaste del diámetro exterior
- ✓ Más longitud para cortar conexiones nuevas
- ✓ Más espacio para poner bandas de metal duro
- ✓ La pared gruesa da un máximo peso por metro
- ✓ Larga sección central recalcada (24" de longitud) (609.6 mm)
- ✓ Reduce el desgaste de la porción central del tubo
- ✓ Se le puede aplicar metal duro fácil y seguramente
- ✓ Se puede reconstruir el diámetro exterior
- ✓ Ayuda a evitar la pegadura por presión diferencial

Las conexiones se pueden suministrar con elevadores de esfuerzo, tales como:

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

- ✓ Caja de Bore back
- ✓ Raíces de rosca labradas en frío. Las uniones y la sección recalcada central se pueden suministrar con bandas de metal duro.

La tubería HW se usa en perforación direccional y vertical; quienes perforan pozos direccionales han comprobado que la tubería HW es ideal para pozos muy desviados por que es menos rígida que los tubos lastrabarrenas y el contacto con la pared del pozo es mínimo. El distintivo de tres puntos de contacto con la pared de HW ha resultado dos serios problemas en perforación direccional.

Permite perforar a alta velocidad de rotación con menor torsión.

Eso reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación, al tiempo que simplifica el control direccional. Además tiene mínima tendencia a pegarse por presión diferencial. Como es menos rígida que los tubos lastrabarrenas, la HW resiste numerosos cambios de ángulo y dirección del pozo con mínimo de los problemas asociados con la perforación direccional.

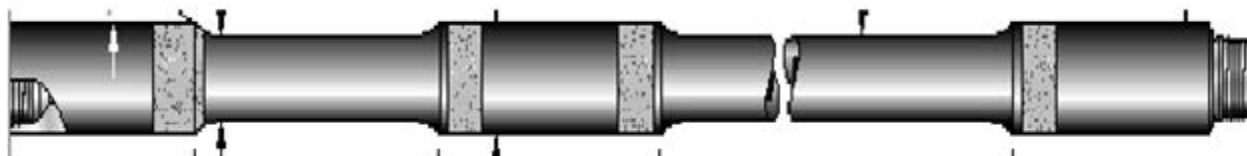


FIGURA 2.12. TUBO DE PERFORACIÓN DE PARED GRUESA

2.4. ESTABILIZADORES Y HERRAMIENTA QUE SE UTILIZA EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

Los aparejos de fondo originan fuerzas en la barrena que varían de acuerdo con las condiciones de operación (P.S.B) y a las características de la formación. Estas fuerzas gobiernan el ángulo de inclinación del pozo. Para mantener bajo control estas fuerzas generadas en la barrena, y consecuentemente la inclinación del pozo, se utilizan las fuerzas laterales ejercidas por los estabilizadores al hacer contacto con las paredes del pozo. Por lo tanto la manipulación de la posición y el número de estabilizador es (puntos tangenciales o contacto) es fundamental para un buen control del ángulo del pozo

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

Estos son unos tramos cortos de tubería, (subs.) posicionados entre los lastrabarrenas con el fin de mantenerlos centrados dentro del hueco, mantener el pozo derecho y por medio de la acción de corte mantener de diámetro correcto en las paredes del pozo. El diámetro completo del pozo se consigue con unas “cuchillas” montadas en el cuerpo del estabilizador, las cuales pueden estar hechas de aluminio o caucho macizo o más comúnmente de acero con insertos de carburo dispuestos en la cara cortante. Los estabilizadores se pueden clasificar como de cuchillas rotantes o no rotantes y como cuchillas espirales y rectas.

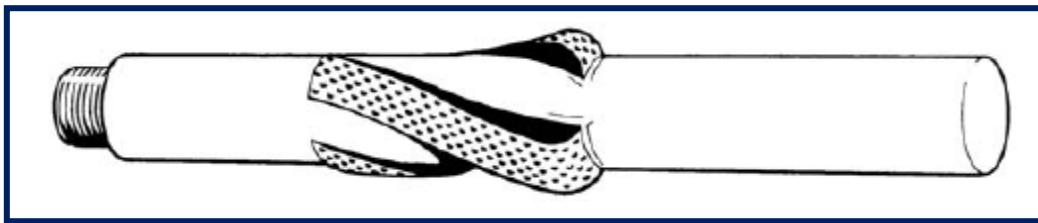


FIGURA 2.13. ESTABILIZADOR

Razones para usar estabilizadores.

1. Se usan como el método fundamental para controlar el comportamiento direccional de la mayoría de las herramientas de fondo.
2. Ayudan a concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la barrena.
3. Reducen al mínimo el doblamiento y las vibraciones que causan el desgaste de las conexiones y dañan los componentes de la herramienta de fondo tales como los MWD.
4. Reducen el torque de perforación al evitar que haya contacto del lastrabarrena con las paredes del pozo y los mantiene concéntricos dentro del hoyo.
5. Ayudan a evitar el que la tubería se pegue por presión diferencial y también la formación de asientos de llave.

RIMADORES

Los rimadores desgastan las paredes del pozo a un diámetro igual o inferior al de la barrena y realizan una función similar a los estabilizadores en cuanto que ayudan a estabilizar el ensamble de fondo y mantener el hueco con el diámetro completo. Son

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

usados generalmente cuando se experimentan problemas para mantener el pozo del diámetro de la barrena, en formaciones abrasivas, cuando a la barrena se le desgasta el diámetro exterior.

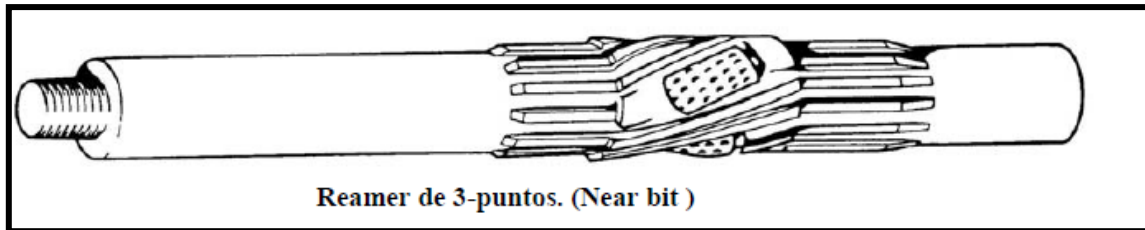


FIGURA 2.14. RIMADOR

MARTILLOS

Herramienta de percusión en la sarta. El principal propósito de correr un martillo de perforación es proporcionar una acción de golpeteo inmediato cuando la sarta este pagada. Existen diversas ventajas por tener un martillo como parte de la sarta de perforación. Cuando la sarta está pegada, el martillo está disponible inmediatamente, esto disminuye costosas operaciones de desviación o pesca, y en consecuencia ahorra tiempo equipo y dinero

2.5 HERRAMIENTAS DE PESCA

Dentro de las herramientas de pesca, existe una diversidad de ellas dependiendo de las características de la boca del pez, y las condiciones en que se encuentre este dentro del agujero, siendo las más usuales:

- Ⓢ Enchufe de pesca derecho o izquierdo (Bowen S-70 y Bowen S-150)
- Ⓢ Enchufe rotatorio izquierdo (Houston Engineers)
- Ⓢ Tarrajas derechas o izquierdas
- Ⓢ Machuelos derechos o izquierdo
- Ⓢ Pin tap derecho o izquierdo
- Ⓢ Juntas de seguridad derechas o izquierdas
- Ⓢ Martillos mecánicos (sub.golpeador Bowen, Sub golpeador Houston Engineers, doble acción Mc. Collough, doble acción Dailey L-1)

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

- ☉ Martillos hidráulicos (H.E. tipo “TC”, Johnston tipo “FB”, Johnston tipo “T.R.”, Súper percusor (Bowen tipo “Z”)
- ☉ Aceleradores hidráulicos (H.E. Tipo “ACCD”, Bowen)
- ☉ Tramo curvo acondicionado

Análisis de problemas más comunes y soluciones

Sarta atrapada por	CAUSAS	RECOMENDACIONES
Derrumbe	Falta de densidad	Circular hasta limpiar agujero y aumentar densidad
Falta de limpieza	Gasto inadecuado	Circular hasta descargar el espacio anular y ajustar al gasto requerido
Por domo salino	Densidad inadecuada	Ajustar densidad y condiciones reológicas, aumentar la relación aceite agua en 90-10
Pegadura por presión diferencial	Sobre densidad	Ajustar densidad, (colocando bache) al lograr liberar sarta por cualquiera de las causas anteriores, mantener en movimiento la sarta de perforación

2.6. TOP DRIVE (T.D)

Es básicamente una combinación de mesa rotaria y Flecha.

Está impulsado por un motor independiente y le imprime rotación a la sarta de perforación la cual está conectada en forma directa sin necesidad de una Flecha o de mesa rotaria.

Se compone de una unión giratoria, motor de corriente alterna, sistema para control de torque así como del gancho, dos discos de freno con calibres hidráulicos, montados en la

CAPITULO II. HERRAMIENTAS QUE INVOLUCRAN LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

UNAM Facultad de Ingeniería

parte superior de cada motor, aguantan torsión en la sarta de tubería y ayuda a mantener la posición durante los trabajos direccionales.

El sistema de contrapeso incluye dos cilindros hidráulicos entre el asa y el gancho. Cuando se activa el sistema, los dos cilindros soportan la mayoría del peso top drive. Este sistema protege las roscas de la sarta de tubería soportando el peso de la tubería cuando se rompen las conexiones.

El sistema “**Stand jump**” es un dispositivo opcional, que se encuentra en la consola del perforador, en esta modalidad donde los cilindros levantan el peso del Top Drive de la sarta de perforación cuando se rompe una conexión. Esto reduce los esfuerzos sobre las roscas y evita daños. Los cilindros levantan el asa de la unión giratoria de su punto de apoyo en el gancho.

Los dos cilindros hidráulicos están conectados a un acumulador hidroneumático ubicado en el cuerpo principal. Se puede usar una válvula manual para extender los cilindros para ayudar durante el montaje del equipo. Se carga el acumulador con fluido hidráulico y se mantiene una presión determinada usando el circuito de contrapeso en el múltiple de control hidráulico, localizado en el cuerpo principal. El múltiple hidráulico controla toda la potencia del Top Drive.

El T.D viaja verticalmente a lo largo de una viga de guía sobre un carro conectado al cuerpo principal, se conecta a una viga de reacción de torsión montada.

VENTAJAS DEL TOP DRIVE SOBRE EL SISTEMA DE KELLY

1. Permite circular mientras se repasa el hoyo hacia arriba
2. Se puede circular el pozo mientras se baja o se saca la tubería en paradas
3. El sistema de Flecha sólo puede hacer lo anterior en tramos sencillos: o sea de 30 pies
4. Poder cerrar de emergencia un tubo, cuando se pesca una tubería pegada y se tiene un brote, a diferencia de la flecha que solo se puede cerrar con preventor anular haciendo el ajuste para cerrar en tubería

CAPITULO III. METODOS DE INSPECCION A LA TUBERIA Y HERRAMIENTA DE PERFORACION

INSPECCION A.P.I

La fatiga del metal es la causa de la mayoría de las fallas en las tuberías de perforación, sin embargo, la extensión del daño por fatiga no puede determinarse por ningún medio de inspección, debido a que son muchos los factores que intervienen en el progreso del mismo y a la pequeña evidencia de que existe un daño hasta que se le encuentra muy avanzado. La inspección de la tubería de perforación se limita a localizar marcas superficiales como partiduras, a la medición del espesor de sus paredes, a su diámetro exterior, y al cálculo del área de la sección transversal remanente.

Debe tenerse presente que una tubería que se ha encontrado sin partiduras, puede muy pronto desarrollarlas. La inspección tubular debe efectuarse regularmente y generalmente después de cada pozo que se perfora.

Inspección por ensayos no destructivos

El manejo inadecuado, así como las condiciones severas con las que se trabaja la tubería de perforación tanto en la fábrica como en el equipo, provocan que la tubería presente ciertas fallas que en muchos casos no son visibles al ojo humano, algunas de esas fallas son: partículas extrañas, rebabas, laminaciones, contracciones, ralladuras, escurrimientos, astillas, escamas, rajaduras por esmerilado o tratamiento de calor, defectos por maquinado, rajaduras por estiramiento, temple, así como fallas por fatiga.

TÉCNICA DE DISPERSIÓN DE FLUJO MAGNÉTICO.

Actualmente se cuenta con mecanismos que inspeccionan la tubería por medio de la fuerza magnética, para localizar las fallas que presentan la tubería de perforación, lo cual es una ventaja, ya que no es necesario destruir la muestra para realizarle las pruebas correspondientes. Al imantar en forma momentánea una tubería, esta trabajara con las mismas propiedades de los imanes.

Si se tiene un imán circular cerrado completamente (sin fisuras) y se le esparcen partículas porque no tiene polaridad y el campo magnético es un círculo dentro del anillo. Sin embargo, si se tiene un imán circular con una grieta o fisura, provocará una polaridad y un campo magnético en la fisura, y en consecuencia soportará las partículas ferromagnéticas, formando en esta parte una indicación de la rotura.

La dispersión del flujo ocurre por una discontinuidad en el circuito magnético de la muestra imantada (tubo) y genera una distorsión de las líneas de flujo magnético, de manera tal, que es posible determinar los puntos en donde existe la falla, por medio de partículas ferromagnéticas o un medio electrónico especial.

La técnica de dispersión de flujo magnético, no es afectada por irregularidades de la superficie del material y por consiguiente, se emplea en la inspección de la tubería de perforación.

Esta técnica permite localizar las discontinuidades de los materiales con propiedades magnéticas, los cuales con el transcurso del tiempo podrían causar fallas en los componentes.

MAGNETIZACIÓN DE LA TUBERÍA:

Se utilizan dos métodos para imantar la tubería, estos son:

- A) Magnetización circular
- B) Magnetización longitudinal

MAGNETIZACIÓN CIRCULAR:

Se basa en la creación de un campo magnético inducido por medio de corriente eléctrica. Si inducimos corriente eléctrica a través de un conductor, se generará un campo magnético alrededor del mismo, este campo es concéntrico y perpendicular a la dirección de la corriente.

MAGNETIZACIÓN LONGITUDINAL:

Se basa en la formación de un campo magnético provocado al inducir corriente eléctrica a través de una bobina, esto ocasiona que se forme un campo magnético a lo largo de la misma.

INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA:

En la inspección de la tubería de perforación se emplean dos métodos que son:

A) INSPECCIÓN LONGITUDINAL

B) INSPECCIÓN TRANSVERSAL

A) INSPECCIÓN LONGITUDINAL

La magnetización circular es empleada en la inspección de la tubería para detectar roturas longitudinales. Se coloca la pieza que se va a inspeccionar y se aplica la corriente eléctrica a través de la pieza o bien con un conductor dentro de ella. El campo magnético circular presentará polaridad debido a las roturas o fisuras existentes, atrayendo y sosteniendo las partículas ferromagnéticas, lo cual señalará la ubicación del defecto.

B) INSPECCIÓN TRANSVERSAL

La magnetización longitudinal es utilizada en la inspección transversal para localizar roturas transversales. La tubería que va a ser inspeccionada se coloca en el interior de una bobina, a la cual se le aplica corriente eléctrica. El campo magnético longitudinal perpendicular a las fracturas o fisuras existentes, atraerá y sostendrá las partículas ferromagnéticas, indicando la localización de la falla en la tubería.

3.1 ¿QUE ES EL CAMPO MAGNETICO?

Es el espacio ocupado por las líneas de flujo o de fuerza magnética dentro y alrededor de un imán ó un conductor que es recorrido por una corriente eléctrica donde una fuerza magnética es ejercida

IMÁN. Es un material que tiene orientados total o parcialmente sus dominios magnéticos, su habilidad para atraer o repeler se concentra en los extremos llamados **polos**; existen imanes naturales y artificiales.

Cada imán tiene al menos dos polos opuestos que son atraídos por los polos magnéticos de la tierra, conocidos como Polo Norte y Sur respectivamente.

Si dos polos magnéticos **iguales** son colocados uno cerca del otro, ambos se **repelen**.

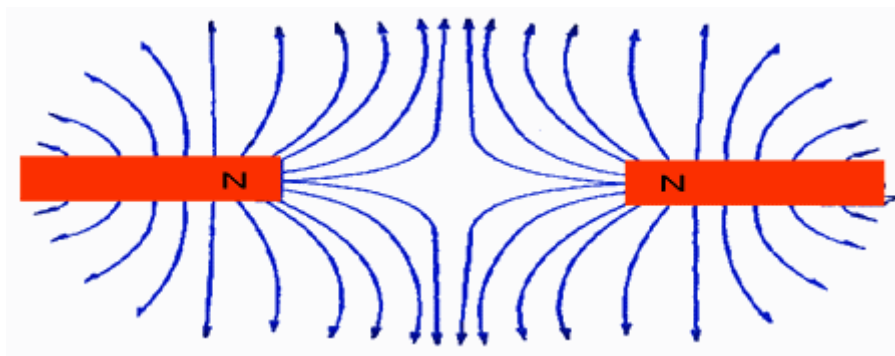


FIGURA.3.1 INDUCCIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS IGUALES

Si dos polos magnéticos **diferentes** son colocados uno cerca del otro, ambos serán **atraídos como se muestra en la fig. 3.2**.

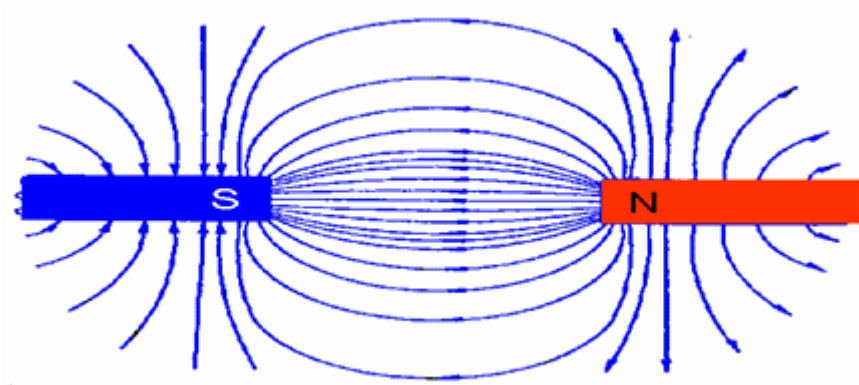


FIGURA.3.2 INDUCCIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS

El físico danés Hans Christian Oersted descubrió en 1820 que cuando una corriente eléctrica fluye a través de un conductor, se forma un flujo magnético alrededor del conductor

La dirección de las líneas de flujo magnético es siempre a 90° con respecto a la dirección del flujo de la corriente eléctrica.

Cuando un conductor tiene una forma uniforme, la densidad de flujo o número de líneas de fuerza por unidad de área es uniforme a lo largo de la longitud del conductor y decrece uniformemente al incrementar la distancia desde el conductor.

Amper demostró que El efecto magnético de la corriente en un alambre se puede intensificar enrollándolo en forma de una bobina

1. La intensidad del flujo magnético es proporcional al número de vueltas.
 - Al introducir en la bobina un núcleo de hierro, se obtiene un poderoso electroimán

Reluctancia: Resistencia que opone un material a la creación de un flujo magnético en él.

Retentividad: Propiedad de los materiales para retener una cierta cantidad de magnetismo residual.

Fuerza Cohercitiva: Es la fuerza magnetizante inversa necesaria para remover el magnetismo residual.

Magnetismo Residual: Cantidad de magnetismo que existe en un material aún después de suspender la fuerza magnetizante.

Permeabilidad Magnética: Es la facilidad con la que un material puede ser magnetizado. Más específicamente es la relación entre la densidad de flujo y la fuerza del campo magnetizante (B/H).

3.2 Técnicas de Magnetización

3.2.1 Inducción Directa

Se consigue haciendo pasar una corriente eléctrica a través de la pieza. La pieza es montada horizontalmente, sujeta por dos cabezales por los que circula la corriente. Otro método directo de inducir un campo magnético circular es por el uso de puntas de contacto, su aplicación más común es en placas y soldaduras. En este caso se utiliza medio seco.

3.2.2 DIRECTA. La corriente magnetizante fluye directamente a través de la pieza, creando un flujo magnético circular en ella

Puntas de contacto, entre cabezales, pinzas o mordazas y electrodos imantados.

La magnetización se efectúa por conducción de la corriente.

3.3 PUNTAS DE CONTACTO

Se utilizan electrodos de cobre, bronce o aluminio; al hacer pasar la corriente a través de ellos, esto produce un campo magnético circular en la pieza, alrededor y entre cada electrodo suficiente para una exanimación local.

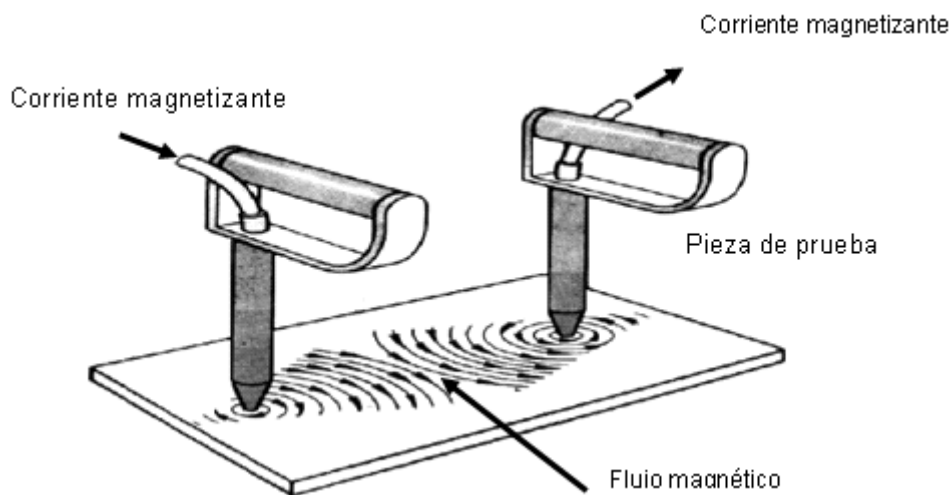


Fig. 3.3 puntas de contacto

3.4 INSPECCION POR PARTICULAS MAGNETICAS (área de cuñas y recalado)

3.4.1 OBJETIVO DE LA APLICACION DE PARTICULAS MAGNETICAS

La técnica de partículas magnéticas es una técnica no destructiva relativamente sencilla, basada en la propiedad de ciertos materiales de generar campos magnéticos.

Es un método que utiliza principalmente corriente eléctrica para crear un flujo magnético en una pieza y al aplicarse un polvo ferromagnético produce la indicación donde exista distorsión en las líneas de flujo.

Este procedimiento cubre la inspección de las superficies externas en el área de cuñas y recalcado en tuberías usadas de acero con el propósito de detectar imperfecciones transversales o tridimensionales utilizando la técnica de partículas magnéticas seca con un campo activo de corriente alterna (CA). La inspección cubre las primeras 36 pulgadas desde el hombro de la espiga y las 48 pulgadas desde el hombro u hombro de la caja en las uniones de tubería de perforación.

3.4.2 Equipo de inspección de partículas magnéticas

Trabaja con una corriente alterna y de salida con una rectificada de media onda

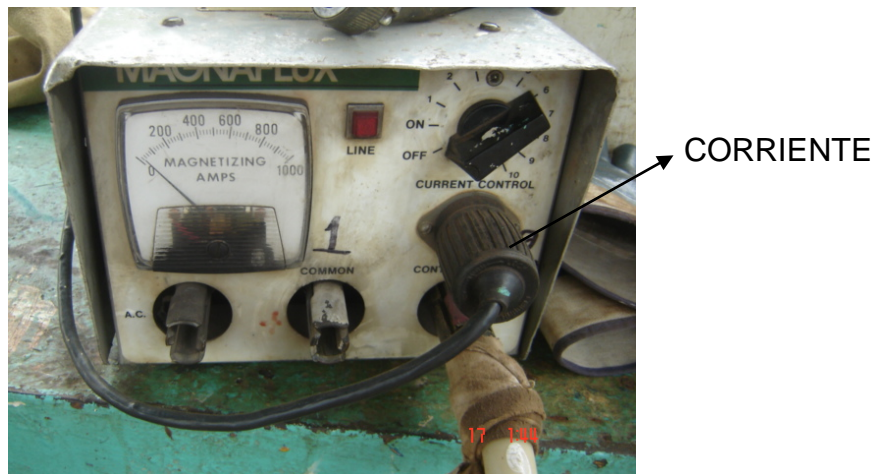


Fig. 3.4 Es de marca magnaflux, trabaja con 300 amperes

Los campos magnéticos creados por la corriente alterna se limitan al metal situado en la superficie y próximo al de la pieza.

3.4.3 BOBINA DE CAMPO MAGNETICA

La imantación circular se efectúa por la inducción de un campo magnético en la pieza de forma tal que las líneas de fuerza tengan la forma de anillos alrededor del eje de la pieza.

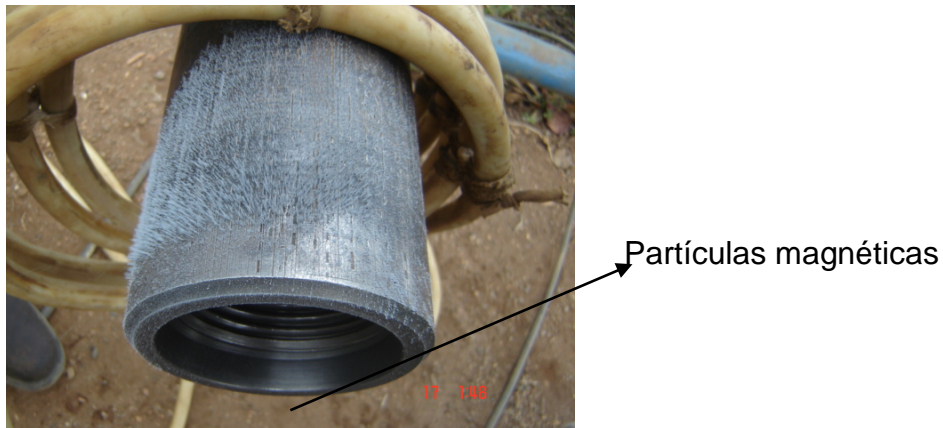
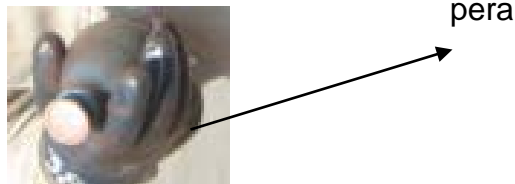


Fig.3.5 partículas magnéticas

3.5 PARTICULAS MAGNETICAS

Contamos con diferentes colores de partículas magnéticas y eso depende al color de la tubería

- 1) Blancas
- 2) Negro
- 3) Rojo
- 4) Amarillo
- 5) Fluorescente



Las características importantes de las partículas magnéticas son:

- 1) Tamaño de 180 micras
- 2) Densidad
- 3) Movilidad
- 4) visibilidad

3.5.1 VENTAJAS:

- Excelente para detectar discontinuidades subsuperficiales
- Fácil de usar en la inspección de objetos grandes con equipo portátil
- Adecuado para la inspección de materiales con superficie rugosa

3.6 CAMPO LONGITUDINAL INDUCIDO POR UNA BOBINA DE CAMPO RADIAL

El yugo magnético induce un campo magnético en la pieza que se extiende radialmente desde los polos. La pieza se inspecciona desplazando el yugo por secciones.



FIG. 3.6 INDUCIENDO UN CAMPO MAGNÉTICO

El Yugos magnético es muy apropiado para detectar discontinuidades cerca de la superficie en cada intervalo imantado.

Las partículas magnéticas deberán aplicarse lentamente con la fuerza necesaria para dirigir las partículas a los puntos deseados.

Esto permite que las partículas se agrupen formando imágenes indicadoras a medida que se aproximan a la superficie de la pieza imantada.

El exceso de polvo deberá eliminarse con un soplido fuerte para eliminar el de polvo sobrante para que solamente se queden la partículas magnéticas en la fractura y así notaremos la línea que se forma en la herramienta donde se localiza la discontinuidad.

3.7 INSPECCIÓN MEDIANTE LÍQUIDOS PENETRANTES

Los líquidos penetrantes detectan discontinuidades y defectos superficiales como: poros, grietas, fracturas superficiales etc.

Este procedimiento cubre la inspección de las uniones rotatorias y superficies adyacentes de las herramientas del BHA no ferrosas con el propósito de detectar imperfecciones transversales en la superficie. Pueden emplearse técnicas con penetrantes visibles y fluorescentes lavables con agua y penetrantes removibles con solvente.

3.7.1 Ventajas

- Muy económico
- Inspección a simple vista
- No se destruye la pieza
- Se obtiene resultados inmediatos.

3.8 CARACTERÍSTICAS DE LOS LÍQUIDOS PENETRANTES

El líquido penetrante tiene la propiedad de penetrar en cualquier abertura u orificio en la superficie del material.



FIGURA 3.7 LÍQUIDOS PENETRANTES

Penetrante rojo

eliminable con disolvente

- 1) Líquido disolvente cleaner-remover
- 2) Revelador se deja de 15 a 20 minutos

Propiedad física	Penetrante	Revelador
Capilaridad	Alta	Baja
Tensión superficial	Baja	Alta
Adherencia	Baja	Alta
Cohesión	Baja	Alta
Viscosidad	Baja	Alta
Partículas	Pequeñas	Grandes

Fig. 3.8 tablas de las características de los líquidos penetrantes

- Tensión superficial: Es una de las propiedades más importantes. Se requiere una tensión superficial baja para obtener buenas propiedades de penetración y mojado
- Poder humectante: El penetrador debe ser capaz de mojar completamente la superficie del material y es una de las propiedades más importantes. Esto se refiere al ángulo de contacto del líquido con la superficie, el cual debe ser lo más bajo posible.
- Viscosidad: Esta propiedad no produce efecto alguno en la habilidad del líquido para penetrar, aunque afecta la velocidad de penetración.

- Los penetrantes de alta viscosidad penetran lentamente, en tanto que los de baja viscosidades escurren muy rápido y tiene la tendencia a no ser retenidos en los defectos de poca profundidad; por lo tanto se recomienda una viscosidad media.

- Volatilidad: Los líquidos penetrantes no deben ser volátiles. Si existe una evaporación excesiva se los productos del penetrante, se verá afectada la sensibilidad de todo el proceso, debido tanto al desequilibrio de la formula, como a la pérdida del poder humectante.

- Gravedad especifica o densidad relativa: No juega un papel directo sobre el comportamiento de un penetrante dado; sin embargo, con densidades bajas se facilita el transporte de materiales extraños que tenderán a sedimentar en el fondo cuando se usan tanques abiertos. La mayoría de los líquidos penetrantes tienen densidades relativas que varían entre 0.86 y 1.06 a 16°C, por lo general la densidad es menor a 1.

- Punto de inflamación: Como medida de seguridad practica los líquidos penetrantes deberán poseer un punto de inflamación elevado con el fin de reducir los peligros de incendio. Generalmente el punto de inflamación es mayor de 95 °C y en recipientes abiertos no debe ser menor de 65 °C.

- Inactividad química: Los productos usados en la formulación de los líquidos penetrantes deben se inertes y no corrosivos con respecto a los materiales a ser ensayados y a los recipientes que los contienen.

- Capacidad de disolución: El penetrante debe tener una elevada capacidad para contener grandes concentraciones de pigmentos coloreados o fluorescentes usados y mantenerlos en solución.

El penetrante y el revelador deben ser el mismo del fabricante. La etiqueta del penetrante debe especificar que el material llena los requisitos de azufre y halógenos de las especificaciones del ASTM E165 (Asociación Americana de Ensayo de Materiales).

Pueden usarse reveladores en polvo seco a base de solventes.

La calidad del penetrante y el procedimiento de la inspección deben ser verificados utilizando una pieza que tenga grietas.

Se requiere un espejo de aumento para inspeccionar la caja de la caja.

3.8.1 PREPARACIÓN Y LIMPIEZA DE LA PIEZA

Limpiar cuidadosamente la superficie a inspeccionar de pintura, aceite, grasa y otros contaminantes.



Fig.3.9 limpieza de la pieza

3.8.2 APLICACION DEL PENETRANTE

El penetrante se aplica por inmersión, rociado con un cepillo o brocha vertiendo el líquido sobre la pieza o cualquier otro método, que cubra la zona que se inspecciona.



FIGURA 3.10 APLICACIÓN DEL LÍQUIDO PENETRANTE

	Portátil	Estacionario
Líquido penetrante	Rojo	Verde (fluorescente)
Removedor	Incoloro	Incoloro
Revelador	Blanco	Blanco

FIGURA. 3.11 CARACTERÍSTICAS DE LOS LÍQUIDOS PENETRANTES



- **Capilaridad:** Es la capacidad de un líquido para introducirse en aberturas pequeñas.
- **Cohesión:** Es la fuerza que mantiene a las moléculas de un cuerpo a distancias cercanas unas de las otras.
- **Adherencia:** Es la fuerza de atracción entre moléculas de sustancias diferentes.
- **Permeabilidad:** Es la capacidad de un material para que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna.

3.8.3 INSPECCIÓN FINAL DE LA PIEZA

Una vez transcurrido el tiempo de revelado, se procede a la inspección de los posibles defectos de las piezas procesadas.

Se deberá permitirse tiempo suficiente para que se detecten las fracturas que presenta la pieza. La inspección se realiza antes de que el penetrante comience a exudar sobre el revelador hasta el punto de ocasionar la pérdida de definición.

El proceso de inspección se compone de dos etapas.

- A. Inspección.
- B. Interpretación.

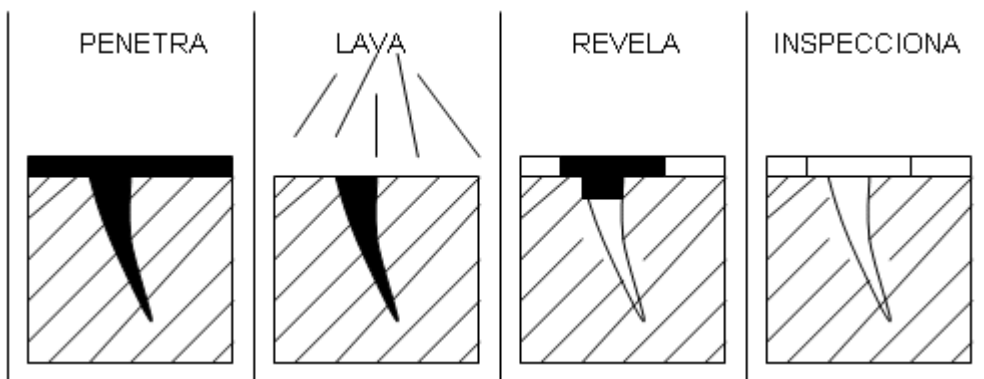


Fig. 3.12 Etapa de proceso de inspección

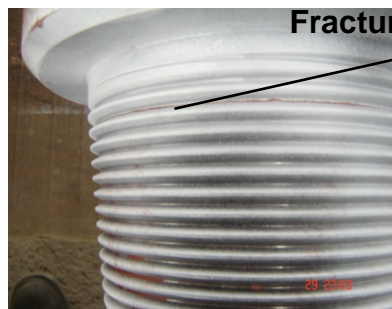
3.9 ¿QUE ES LA LUZ NEGRA?

Es una prueba que se hace en un cuarto oscuro porque las partículas magnéticas que se usan son fluorescentes y solamente se ve en la oscuridad las fracturas.

Limpieza

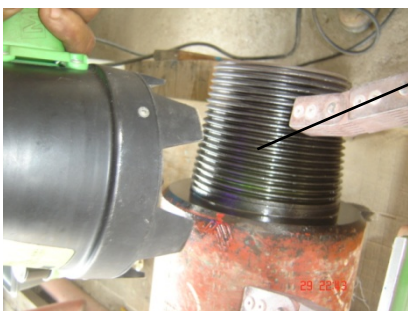


Improvisar



Fractura

Fluorescente



Equipo

Todas las superficies a inspeccionarse deben limpiarse hasta que el material brille y no se vean rasgos de grasa. La superficie a limpiarse incluyendo todas las aéreas maquinadas de del piñón y caja deberán tener por lo menos 1" más allá. Si aparece alguna filtración de residuo debido a imperfecciones, el área de inspección debe limpiarse de nuevo.

3.9.1 VENTAJAS:

- ✓ La fluorescencia asegura visibilidad
- ✓ Fácilmente lavable con agua.
- ✓ Grandes cantidades de especímenes pequeños.
- ✓ Superficies rugosas.
- ✓ Amplio rango de discontinuidades.
- ✓ Rápido.
- ✓ Proceso sencillo.

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
LAVADO CON AGUA	<ul style="list-style-type: none"> • La fluorescencia asegura visibilidad • Fácilmente lavable con agua. • Grandes cantidades de especímenes pequeños. • Superficies rugosas. • Cuñeros y cuerdas. • Amplio rango de discontinuidades. • Rápido. • Proceso sencillo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere luz negra y áreas oscuras. • No es seguro en la detección de rayones y fallas superficiales. • No es seguro volver a probar. • No es seguro en superficies anodizadas. • Ácidos y cromatos afectan la sensibilidad. • Fácilmente sobre lavado. • El penetrante está expuesto a la contaminación del agua.
POST EMULSIFICADO	<ul style="list-style-type: none"> • La fluorescencia asegura visibilidad. • Alta sensibilidad para discontinuidades muy finas. • Bueno para discontinuidades superficiales. • Fácilmente lavable con agua después de la emulsificación. • Tiempo de penetración corto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere luz negra y áreas oscuras. • Requiere más paso. • Requiere equipo para la aplicación de emulsivo. • Difícil remoción del penetrante en cuerdas, cuñeros, agujeros ciegos y superficies rugosas

REMOVIDO CON SOLVENTE	<ul style="list-style-type: none">• No puede ser fácilmente lavado	
	<ul style="list-style-type: none">• La fluorescencia asegura visibilidad• Portátil.• No requiere agua.• Bueno sobre piezas anodizadas.• Para verificación por puntos.• Las piezas pueden ser re probadas	<ul style="list-style-type: none">• Requiere luz negra y áreas oscuras.• Material inflamable.• No puede usarse en tanques abiertos.• Difícil su empleo sobre superficies rugosas tales como fundición de magnesio.

Norma oficial mexicana NOM B-124-1997

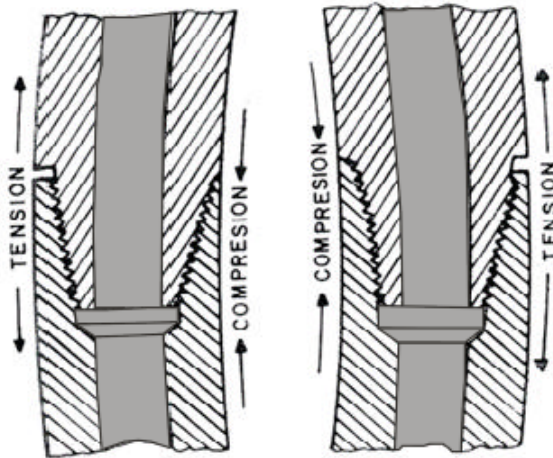
ASTM E-709-2000

ASME BPV, Sec. V, ed.2001, art. 6, nondestructive Examination

3.10 RECOMENDACIONES PARA EL CUIDADO E INSPECCIÓN DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

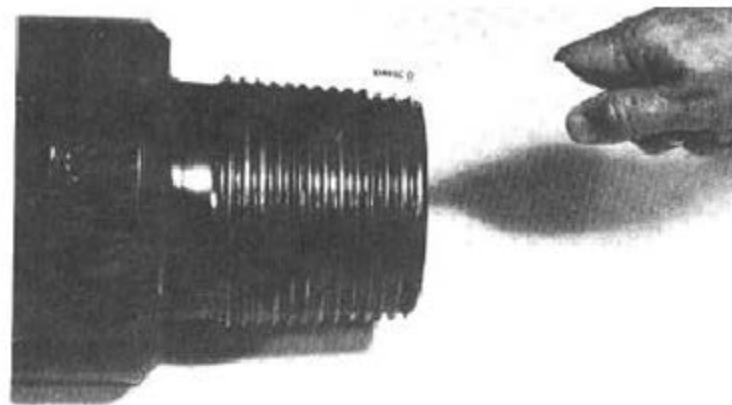
Para aumentar la vida útil de la tubería de perforación se recomienda lo siguiente:

- Llevar el control de las revisiones hechas por inspección tubular de las tuberías de perforación y lastrabarrenas, con la finalidad de tener conocimientos de las condiciones de la sarta de perforación.
- El daño que frecuentemente ocurre en las roscas de los tubos de perforación se debe a juntas con fugas, maltrato, desgaste de las roscas y cajas hinchadas por efecto del desgaste del diámetro exterior. Por lo que es necesario inspeccionar la tubería en cuanto se tenga señales de conexiones flojas y otros defectos.
- Consultar las tablas para el apriete de la tubería, para aplicar la debida torsión de enrosque. Al realizar el apriete, el tirón de la llave debe ser parejo y no a sacudidas



La falta de apriete quiere decir que hay muy poca compresión en el hombro de la junta. Al girar la tubería, el hombro se abre en la parte donde se sufre la tensión permitiendo que entre el fluido de perforación, observándose al desconectar que el piñón está seco y un área alrededor del sello tiene un color gris opaco.

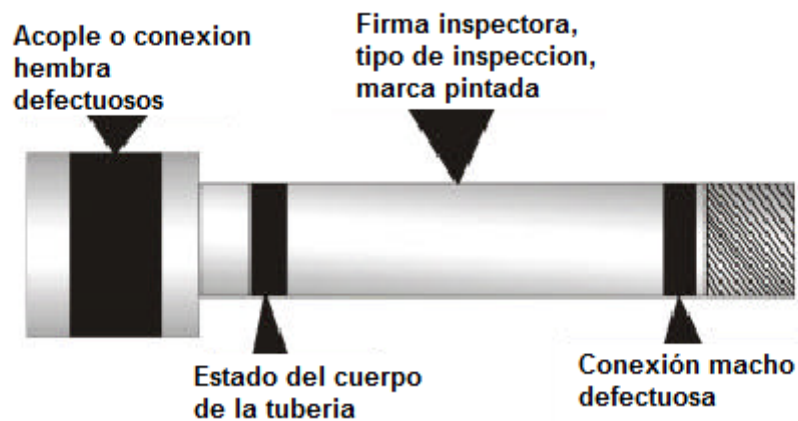
- Los instrumentos de medida de apriete, se deben revisar calibrar periódicamente.
- Para verificar que un piñón sufrió un estiramiento o que las roscas tienen desgaste, aplicar un calibrador de perfil.



El despeje entre los fillos y el medidor (calibrador) de roscas indica que esta espiga ha sufrido estiramiento

- Cuando se tenga tubería de poco espesor evitar un rompimiento de tubería al tener un esfuerzo coaxial resultado de una combinación de tensión y torsión.

- Verificar las condiciones de la tubería de perforación nueva y usada de acuerdo a la codificación API



CONDICIÓN DEL CUERPO DE LA TUBERÍA



Franja Blanca: La longitud concuerda con normas API



Blanca y amarilla: Longitudes con imperfecciones de 5 % a 12 1/2 % del espesor de pared especificado. La imperfección se rectificó con esmerilado. Material aceptado según el API.



Azul: Defecto interno determinado. Además, franjas azules al comienzo y al final de tal defecto, y marca pintada al lado del punto del defecto con la siguiente información:

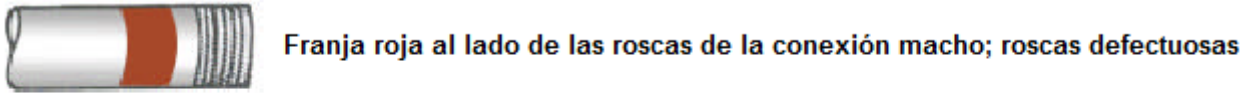
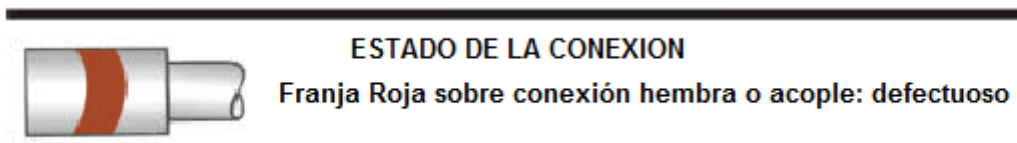
- * Número de la orden de trabajo para la inspección
- * Número de largo
- * Fecha de Inspección
- * Tipo de defecto



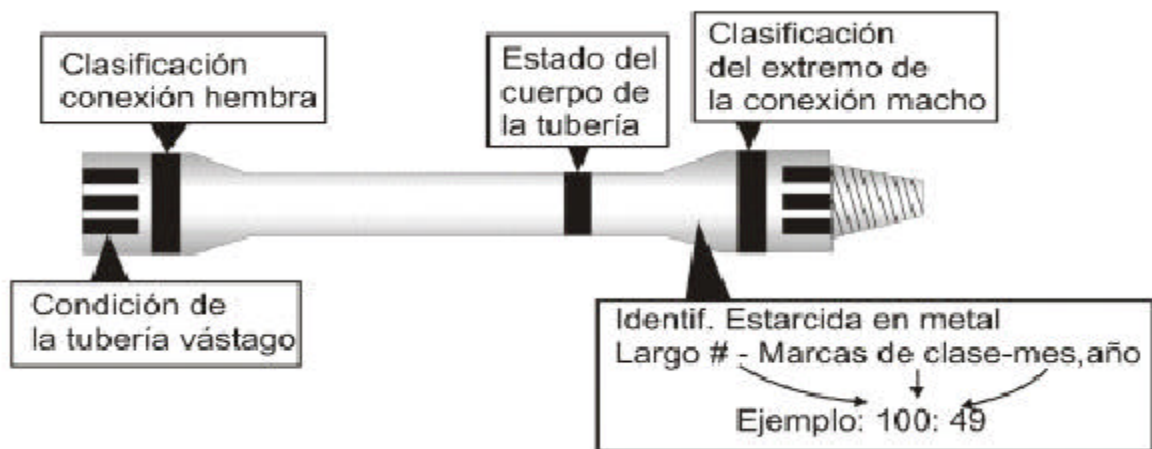
Roja: Defectos Inaceptables. Además, Franjas rojas al comienzo y al final del defecto, y marca pintada al lado del punto del defecto con la información antes aislada, agregando profundidad del mismo



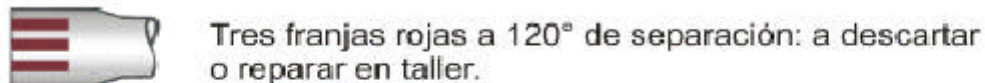
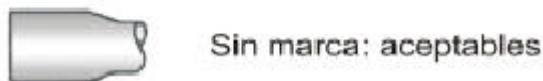
Verde: Los largos no variarán



Colores API para tubería de perforación nueva



ESTADO DE LA ROSCA DE LA TUBERÍA VASTAGO Y DEL SELLO, SOLAMENTE



ESTADO DE LA JUNTA O CUERPO



Colores API para tubería de perforación usada

Verificar las condiciones de las cuñas y buje maestro. Se recomienda una prueba de las cuñas cada tres meses o de acuerdo a las condiciones observadas de las mismas, y cada vez que se ponga en servicio un buje maestro nuevo o cuñas rotativas nuevas.

3.11 APLICACIÓN

Ahora se puede comprender que cuando se aplica una tensión a la tubería, está la deforma, aumentando su longitud, por lo que se deberá tener cuidado de no rebasar los límites elásticos, para que las deformaciones en la tubería no sean permanentes. La elongación que sufre la tubería, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\Delta L = \frac{F \times l}{A \times Y} \quad (\text{Dentro de los límites elásticos})$$

Donde:

ΔL = Incremento de longitud ó elongación, en m.

F = Fuerza o tensión en kg.

l = Longitud original de la tubería, en m.

A = Área transversal del tubo, en cm^2 .

Y = Modulo de Young, en kg/cm^2 ($2.11 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$ para el acero).

PROBLEMA

¿Cuál es la elongación que sufre una tubería si se tiene una sarta de perforación con una longitud de 3000 m, al aplicarle una tensión de 20 toneladas, sobre su peso?

TP- 5", 29.5 Kg/m, DI – 4.267"

Operaciones:

$$A = 0.7854 \times (5^2 - 4.276^2) = 5.2746 \text{ pg}^2 = 34.030 \text{ cm}^2$$

$$\Delta l = \frac{20,000 \times 3000}{34.030 \times 2.11 \times 10^6} = 0.8356 \text{ m} = 83.56 \text{ cm}$$

En caso que se requiera calcular la longitud, conociendo la tensión y elongación de la tubería, puede aplicar la formula:

$$L = \frac{A \times \Delta l \times Y}{F}$$

Una de las aplicaciones de la formula anterior, es la de calcular el punto libre, sin embargo, se tiene la deducción a partir de esta en otra fórmula practica que se aplica en el campo, obteniéndose los mismos resultados.

- Con la siguiente información del pozo, realiza un diseño de sarta para una operación de molienda, por tensión y colapso.

Diseño para 5800 metros

TR 7 5/8"

TR Corta (Liner) 5", Longitud 1700 m
Boca del liner 4100 m
TP 3 ½", Grados X-75 y G-95, 23.95 kg/m, Premium
TP 2 7/8" – Hydrill, P-105 Kg/m, Premium
Lastrabarrenas: 3 ½" x 1 ½" – 40 Kg/m
Molino: 4 1/8", máximo peso esperado 3 Toneladas
Fluido de Control - 1.20gr/cm³
Factor de seguridad para las lastrabarrenas – 20%

Como seguridad dejar 100 metros de TP 2 7/8", arriba de la boca del liner.

Margen para jalar – 30 Ton.

SECUENCIA OPERATIVA.

Diseño por tensión. (Especificado en el Capítulo IV)

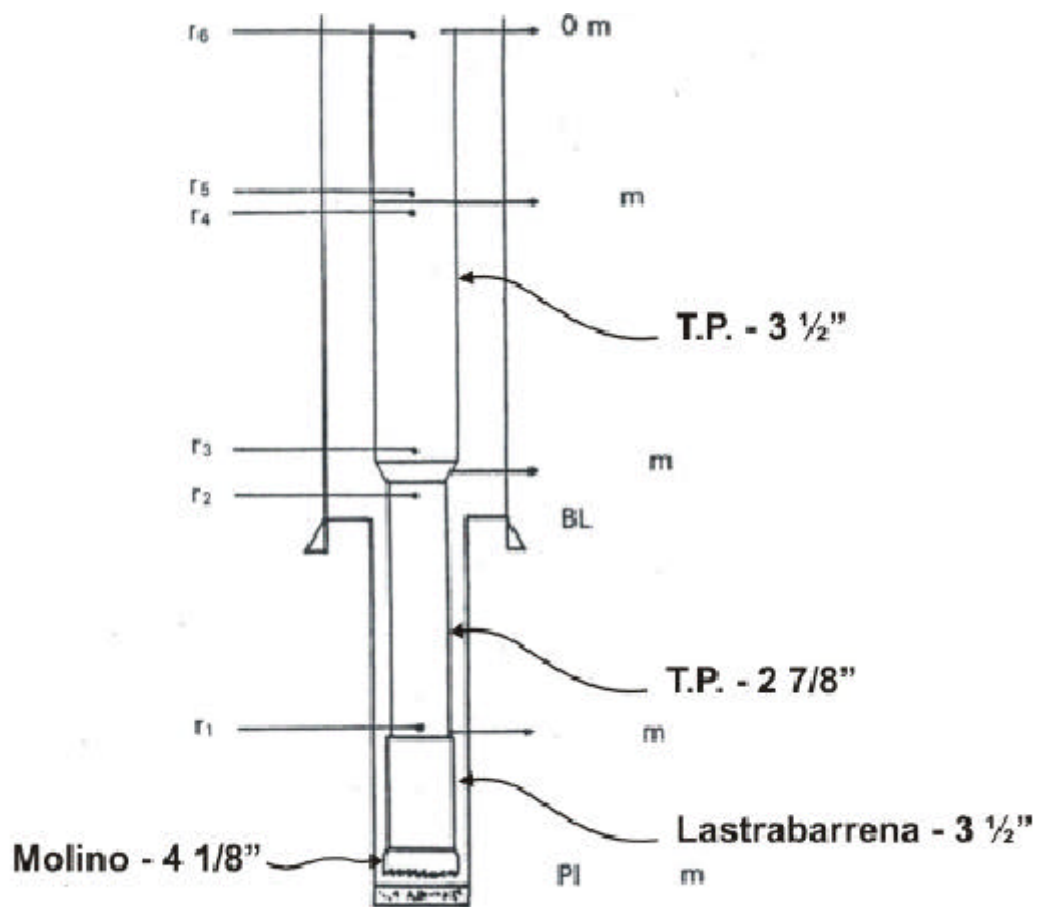
1. Obtener el Factor de Flotación
2. Obtener la Longitud de los lastrabarrenas
3. Obtener la Longitud de la primera sección de TP 2 7/8", así como de la segunda y tercera sección.
4. Se puede calcular con ayuda de tablas, la tensión

Diseño por Colapso

Calculadas las secciones de tubería por Tensión, se procede a calcular el valor adimensional de "r", que es la relación de tensión aplicada entre la resistencia a la tensión real de la tubería, utilizando la siguiente ecuación:

$$r = \frac{(Tensión\ aplicada)\ Kb + Mp}{0.454 \times At \times PCP}$$

Los valores de "r" que se calcularan, es para los extremos donde se hace el enlace de las diferentes secciones de la tubería, se observa en la siguiente figura



Estado Mecánico del pozo y localizaciones de "r"

$$r_1 = \frac{P_{DC} + Mpj}{0.454 \times A_1 \times PCP_1} = \frac{3,591 + 30,000}{0.454 \times 2.8579 \times 120,000} = 0.2157 \text{ (21.57\%)}$$

$$r_2 = \frac{P_{D.C.} + P_{T.P.1} + Mpj}{0.454 \times A_1 \times PCP_1} = \frac{3,591 + 23,431 + 30,000}{0.454 \times 2.8579 \times 120,000} = 0.3662 \text{ (36.62\%)}$$

$$r_3 = \frac{P_{D.C.} + P_{T.P.1} + Mpj}{0.454 \times A_2 \times PCP_2} = \frac{3,591 + 23,431 + 30,000}{0.454 \times 4.304 \times 110,000} = 0.2652 \text{ (26.52\%)}$$

$$r_4 = \frac{P_{D.C.} + P_{T.P.1} + P_{T.P.2} + Mpj}{0.454 \times A_2 \times PCP_2} = \frac{3,591 + 23,431 + 72,855 + 30,000}{0.454 \times 4.304 \times 110,000} = 0.6042 \text{ (60.42\%)}$$

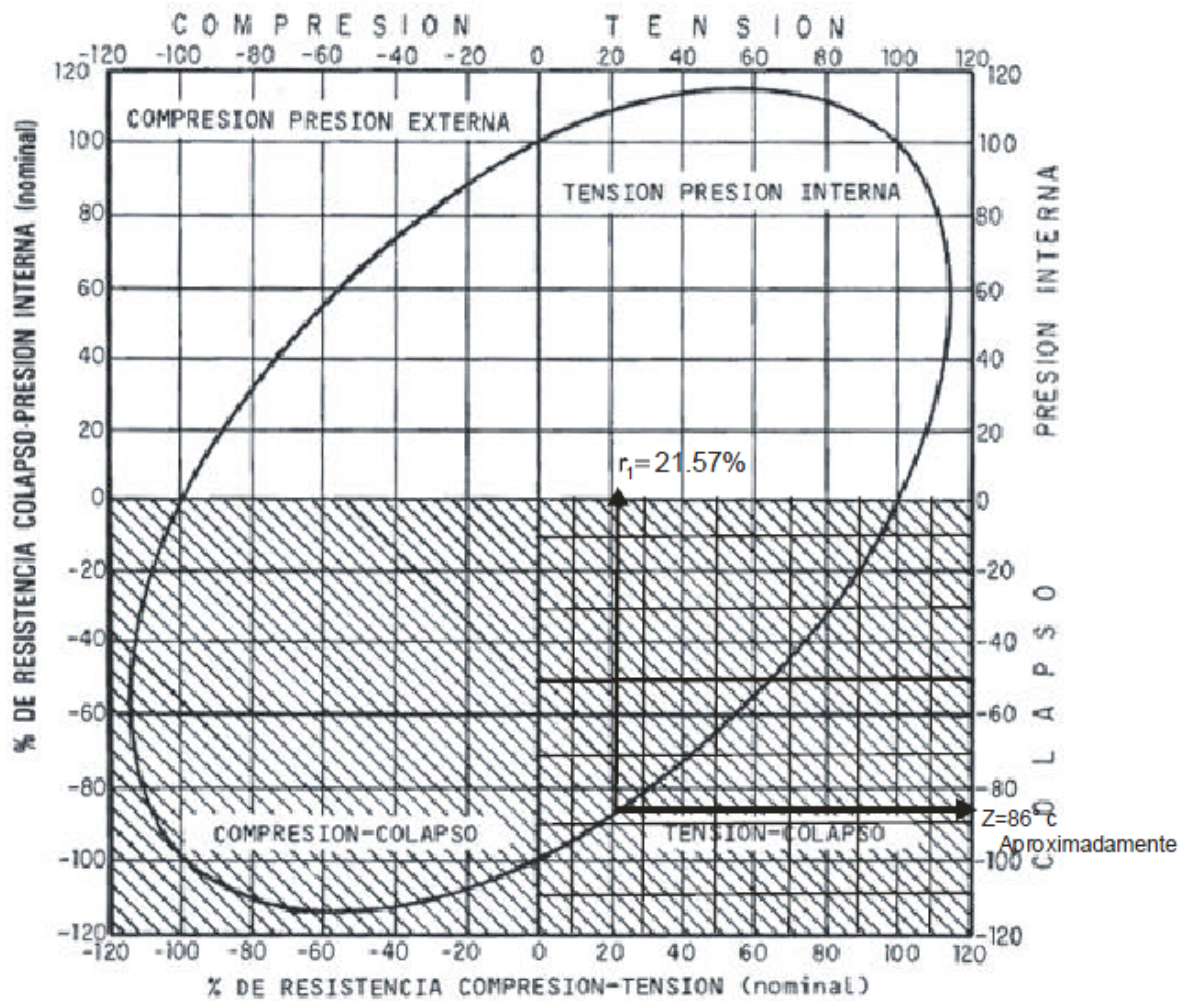
$$r_5 = \frac{P_{D.C.} + P_{T.P.1} + P_{T.P.2} + Mpj}{0.454 \times A_3 \times PCP_3} = \frac{3,591 + 23,431 + 72,855 + 30,000}{0.454 \times 4.304 \times 120,000} = 0.5539 \text{ (55.39\%)}$$

$$r_6 = \frac{P_{D.C.} + P_{T.P.1} + P_{T.P.2} + P_{T.P.3} + Mpj}{0.454 \times A_3 \times PCP_3} = \frac{3,591 + 23,431 + 72,855 + 11,503 + 30,000}{0.454 \times 4.304 \times 120,000} = 0.6029 \text{ (60.29\%)}$$

Teniendo los valores de “r” de un diseño por tensión, en la elipse de esfuerzos biaxiales y el cuadrante de tensión – colapso, en el eje horizontal se localiza el valor de “r” de cada sección, se traza una línea vertical hasta cortar la elipse en la parte inferior, posteriormente a partir del punto de intersección se traza una línea horizontal hacia la derecha, donde determinamos el porcentaje de la resistencia al colapso “z” para cada valor de “r”.

1	2	3*	4	5	6	7
r (%)	z (%)	Colapso nominal (Kg/cm ²)	Colapso bajo tensión (Kg/cm ²) (2)x(3)	Profundidad (m)	Presión hidrostática (Kg/ cm ²)	Margen para represionar (4)-(6)
r ₁ = 21.57	86	1,138	979	5694	683	296
r ₂ = 36.62	74	1,138	842	4102	492	350
r ₃ = 26.52	84	1,046	879	4102	492	387
r ₄ = 60.42	56	1,046	586	540	65	521
r ₅ = 55.39	60	1,156	694	540	65	629
r ₆ = 60.29	56	1,156	647	0	0	647

PRESIÓN AL COLAPSO AL 70%



De los valores calculados y anotados en la tabla, se verifica que el punto donde se puede ejercer menor presión por el espacio anular es a 5,694 m, que le corresponde a la TP de 2 7/8", P -105.

Observaciones:

Se ha realizado el diseño por colapso, tomando como base los conceptos de la elipse biaxial, la propiedad de la tubería que se reduce por tensión es la presión al colapso, siendo entonces el punto débil a comparación de la presión interna.

INSPECCIÓN TUBULAR

INSPECCION VISUAL Y ENDEREZADA SI LA TUBERIA ESTA CHUECA.



LIMPIEZA INTERIOR: CON AIRE A PRESIÓN Y AGUA PARA ELIMINAR RESIDUOS.



LIMPIEZA EXTERIOR: LAVANDO ROSCAS CAJA Y PIÑÓN. PULIDO EXTERIOR



CALIBRACIÓN DEL DIAMETRO EXTERIOR DE LA TUBERIA Y JUNTAS



INSPECCIÓN TUBULAR

INSPECCIÓN DE ROSCAS (PERFILOMETRO) Y MEDICIÓN DEL ESPESOR DE PARED CON EQUIPO ULTRASONIDO



INSPECCIÓN ELECTROMAGNETICA (EMI),



INSPECCIÓN CON LUZ NEGRA Y LIMADURA DE HIERRO).



CLASIFICACIÓN



FIGURA 3.12. INSPECCION TUBULAR

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

La sarta de perforación es el enlace mecánico que conecta a la barrena de perforación que está en el fondo con el sistema de impulsión rotario que está en la superficie.

El propósito principal de la sarta de perforación es de transmitir la torsión de la mesa rotatoria y la flecha Kelly hasta la barrena situada en el fondo del pozo. También sirve para circular fluido a fin de enfriar la barrena y remover los recortes.

Esta investigación tiene como objetivo proporcionar los criterios básicos para el diseño de sarta de perforación, aplicando una metodología práctica que contempla los principales esfuerzos a los que se somete una sarta durante la perforación de un pozo.

En el proceso de perforación de un pozo, la sarta es el componente del equipo de perforación que más se somete a esfuerzos (tensión, compresión, presión interna y externa, fatiga, torsión, abrasión, erosión y corrosión).

La sarta de perforación cumple con los siguientes objetivos:

1. Transmitir rotación a la barrena
2. Transmitir y soportar cargas axiales
3. Transmitir y soportar cargas de torsión
4. Colocar el peso sobre la barrena para perforar
5. Guiar y controlar la trayectoria del pozo
6. Permitir la circulación de fluidos para limpiar el pozo y enfriar la barrena

Diseño Mecánico

Describe las limitaciones de la tubería de perforación y de los lastrabarrenas a los esfuerzos de:

- Tensión
- Sobre-Tensión
- Estallido
- Colapso
- Torsión

- Pandeo

La acción independiente o combinada de dichos esfuerzos puede causar los siguientes problemas durante la perforación:

- ✓ Desprendimientos
- ✓ Pegaduras por presión diferencial
- ✓ Altos arrastres
- ✓ Fugas en los elementos tubulares

Por supuestos, estos problemas son causas de altos costos y pérdidas de tiempo de perforación. Consecuentemente, un adecuado diseño de la sarta es fundamental para el éxito de la perforación. Se debe tomar en cuenta sobre un diseño, que exija componentes con resistencias mayores (tuberías con mayor diámetro en el cuerpo y junta), también incrementa el costo de la perforación y pone en riesgo la integridad de las tuberías de revestimiento.

Diseño Direccional

Describe la tendencia de la sarta de perforación a causar la desviación del hoyo hacia una predeterminada dirección.

Diseño Hidráulico

Describe la influencia que tiene la geometría interna y externa de la sarta sobre las pérdidas de presión por fricción o caídas de presión en un sistema circulante de fluidos.

4.1 CONCEPTOS GENERALES

El principio fundamental que debe respetarse al diseñar una sarta de perforación es que los esfuerzos a los que se someten sus componentes tubulares deben ser siempre inferiores a las resistencias de dichos componentes (especificadas en tablas por el fabricante), sin deformarse permanentemente o alcanzar su límite elástico. (Figura 4.1. Límite elástico y Plástico)

7

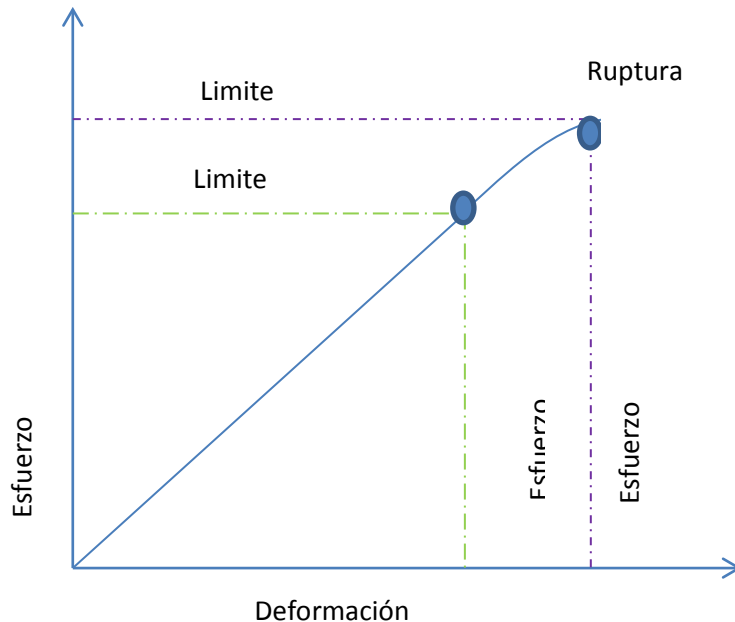


FIGURA 4.1. LÍMITE ELÁSTICO Y PLÁSTICO

Cuando el límite elástico de un componente tubular se rebasa, éste sufre una deformación permanente y por ello, una drástica reducción en su capacidad de resistencia.

En la mayoría de los casos esta deformación es difícil detectar visualmente, por lo tanto el continuar usando este elemento deformado ocasiona los problemas comunes de pesca o fuga.

Un adecuado diseño de la sarta de perforación permite reducir costos y tiempos de perforación a través de:

1. Optimizar el número de lastrarbarrenas (D.C), tubería pesada (H.W) y tubería de perforación.
2. Reducir el riesgo de desprendimiento o ruptura de los componentes de la sarta de perforación.
3. Reducir la posibilidad de pegaduras por presión diferencial.
4. Mantener un control sobre la verticalidad o inclinación del pozo desde el inicio de la perforación y, por lo tanto, reducir arrastres por tortuosidad del agujero.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Los colapsos en tuberías de revestimiento y de producción pueden derivar en la pérdida de un pozo. Su estudio ha sido de gran interés para la industria petrolera.

Actualmente se cuenta con tecnologías y sistemas que permiten identificar los factores causales más atribuibles a este fenómeno, con la finalidad de desarrollar medidas preventivas que ahorren importantes recursos económicos.

El colapso puede definirse como la **fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas.**

Esfuerzos. El colapso es un fenómeno complejo y un gran número de factores y parámetros influyen en su efecto. La teoría clásica de la elasticidad nos permite determinar los principales esfuerzos radiales y tangenciales que actúan sobre la tubería.

El API 5C3 presenta cuatro fórmulas las cuales permiten predecir el valor mínimo de resistencia al colapso del material, de acuerdo con el tipo de falla que puede ser: elástico, transición, plástico y de cedencia.

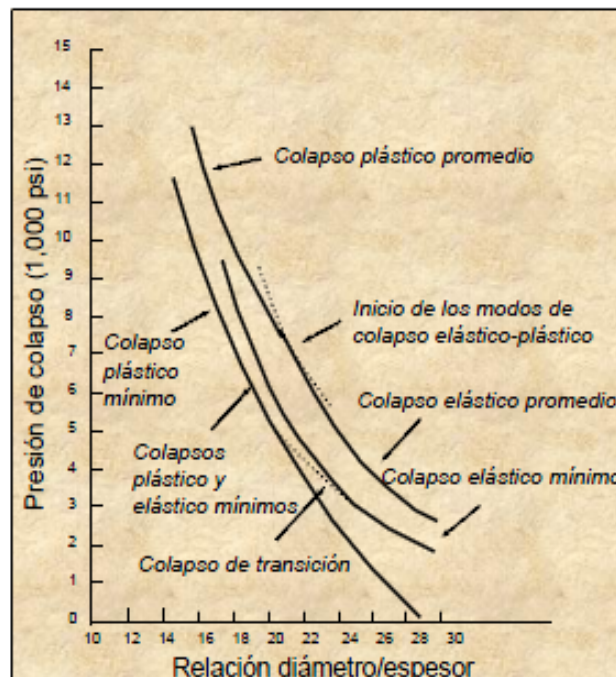


FIGURA 4.2. PRESIÓN DE COLAPSO VS RELACION DIAMETRO/ESPESOR

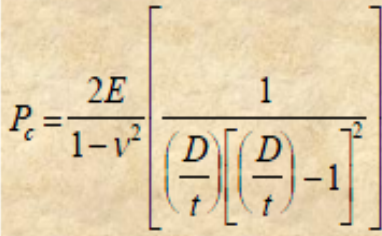
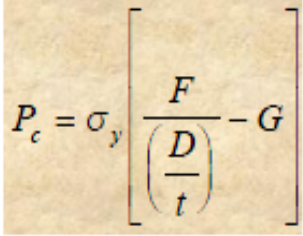
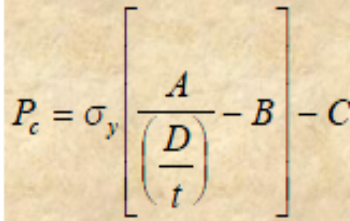
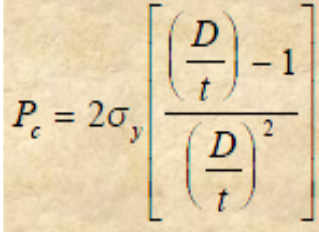
<p>Colapso Elástico</p> 	<p>Colapso de Transición</p> 
<p>Colapso Plástico</p> 	<p>Colapso de Cedencia</p> 

FIGURA 4.3. COLAPSO

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

- ✓ Desgaste de la tubería de Revestimiento
- ✓ Desgaste por pandeo helicoidal
- ✓ Incremento de presión exterior por temperatura
- ✓ Depresionamientos inadecuados
- ✓ Cargas geostáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

4.2. CAUSAS DE LAS FALLAS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

Los daños o fallas que se presentan en estas tuberías se deben principalmente a fatigas del material que se originan al someter la sarta de trabajo a esfuerzos con valores inferior al límite del acero.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

El grado de aumento se da en función a las cargas a la que se expone la tubería. Las fallas no se perciben a simple vista, sino hasta el momento en que se presenta un daño severo.

Los factores por fatiga son conocidos iniciándose por una pequeña fractura que se incrementa por el esfuerzo al tensionar la tubería, en ocasiones se somete la sarta de trabajo a valores de carga cercana a su punto de ruptura.

FATIGA. El mecanismo causante de la mayoría de las fallas en la sarta de perforación es la fatiga acumulativa. Fatiga es el daño acumulativo que ocurre cuando los componentes de la sarta de perforación son cíclicamente cargados por debajo de la resistencia a la tensión del material.

Los ciclos de carga, casi siempre ocurren cuando se gira la sarta de perforación mientras esta doblada o pandeada. Otra causa de fatiga cíclica es la vibración. En última instancia, los daños por fatiga resultan en grietas que de pasar desapercibidas durante la inspección, causarían que el componente se parta o fugue. Los daños por fatiga pueden retardarse y las fallas pueden evitarse o disminuir su severidad al efectuar mejoras en las siguientes cuatro áreas:

- a. **Material con mayor resistencia a las fracturas.** Los materiales tenaces retardan la formación y crecimiento de grietas por fatiga. El material tenaz es menos propenso a fallar catastróficamente que el material frágil (no tenaz) operados ambos bajo condiciones idénticas. La tenacidad esta principalmente determinada por la composición química, nivel de impurezas y tratamiento térmico. Por lo tanto, los requisitos de tenacidad deben ser establecidos antes de comprar el material.

- b. **Niveles de Esfuerzos Operacionales Mínimos.** Bajo ciertas condiciones operacionales, en un material específico, los altos niveles de esfuerzo causan la formación rápida y el crecimiento de grietas por fatiga. El control de esfuerzos, en las operaciones de perforación, comienza con el diseño de la sarta y la selección de las roscas. Esto incluye el control de flexión y pandeo al igual que evitar concentradores de esfuerzos, como lo son, cortes y muescas en el tubo.

- c. **Mejor Inspección.** El propósito de inspeccionar los componentes de la sarta de perforación es identificar y rechazar componentes que no satisfacen el criterio de aceptación establecido. El propósito de la inspección es detectar grietas causadas por fatiga antes de que alcance su punto de falla. No existe un método práctico para detectar daños por fatiga sin que ya exista grieta.

- d. **Un ambiente de perforación menos corrosivo.** La formación de las grietas por fatiga y su crecimiento ocurren más rápido en un medioambiente más corrosivo. Por lo tanto, al reducir la corrosión de los sistemas de perforación resultan menos fallas por fatiga.

FATIGA PURA:

Es bien conocido que el metal es más débil bajo cargas de trabajo, que bajo condiciones estáticas. El acero es capaz de absorber cargas dinámicas o esfuerzos cíclicos infinitamente, si el esfuerzo se mantiene bajo ciertos límites. La composición química, el acabado de la superficie y las propiedades tensiones del acero determinan en parte este límite de fatiga o de resistencia. La fatiga pura es una ruptura del metal con ausencia de irregularidades en su superficie, o sea, sin causas visibles.

Actualmente la fatiga del metal en las tuberías de perforación realmente no puede medirse. La resistencia a la fatiga del acero se presume que es aproximadamente la mitad de su resistencia a la tensión. Pueden hacerse cálculos para un grupo dado de condiciones de pozo abajo, con el fin de indicar el porcentaje de fatiga por esperarse. Sin embargo, el mejor indicador de fatiga es la frecuencia de las fallas.

La tubería de perforación está sujeta a esfuerzos cíclicos de tensión, compresión, torsión y flexión. Los más críticos de todos ellos, son los esfuerzos de tensión y de flexión.

La flexión y la rotación producen una alternación de estados de tensión y compresión en ciertos puntos específicos de la tubería de perforación, principalmente en las uniones de tuberías y las áreas cercanas a cada recalado.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

El factor principal relacionado con la fatiga de la tubería de perforación, es la flexión cíclica ocasionada cuando esta gira en un pozo que sufre un cambio de dirección (pata de perro). La fatiga puede ocurrir aunque el peso de la barra maestra se mantenga para evitar que la Sarta de perforación se pandee, y aunque no exista una deformación permanente (tubería doblada) en la Sarta de perforación.

Cuando se gira la tubería a través de una pata de perro en el pozo, cada extremo de la misma sufre esfuerzos cíclicos (tensión y compresión) con cada rotación.

La tubería de perforación girando a 100 revoluciones por minuto dará 144,000 revoluciones por un día, si se le hace trabajar continuamente en 7 días la tubería tendrá más de un millón de ciclos de esfuerzo.

Si el esfuerzo de flexión excede el límite de resistencia del metal, la tubería podrá fallar.

FATIGA POR MELAS

Las imperfecciones superficiales, ya sean mecánicas (como una mella) o metalúrgicas (defecto en el acero mismo), afectan mucho el límite de fatiga.

Aparte de la distorsión inicial de la estructura granular del acero, una mella concentra los esfuerzos y acelera el deterioro de la estructura del metal, es por ello que las mellas y las picaduras se denominan incrementadoras de esfuerzo o concentradores de esfuerzo.

Si una mella se encuentra en una parte de la tubería que no esté sometida a un esfuerzo, esta no tendrá mayor efecto, pero si la mella se encuentra dentro de 20" (508 mm) de una unión de tubería donde se produce la máxima flexión, puede formar el núcleo de una ruptura por fatiga prematura.

Una mella longitudinal es menos perjudicial que una mella circunferencial (transversal), la cual conduce a las fallas. Una mella extensa con el fondo redondo puede que no falle inmediatamente. Un pequeño rasguño con fondo agudo en forma de "U", actuará como incrementador de esfuerzo mayor y producirá rápidamente una falla.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Algunos aceros son más sensibles a las mellas que otros, los aceros duros y quebradizos fallan más rápidamente que los dúctiles. Las diversas abolladuras y rasguños superficiales que provocan fallas de mella en la tubería de perforación son:

- a) Ralladuras, cortes y rasguños de cuñas.
- b) Ralladuras de tenazas.
- c) Ralladuras y rasguños de cadenas giratorias.
- d) Marcas de esténcil.
- e) Abolladuras de martillazos.
- f) Ranuras producidas por protectores de caucho.
- g) Quemaduras causadas por corte de la formación y cortes inducidos por desperdicios pozo abajo.

Las ralladuras de tenazas quizás son los defectos más notables que sufre la tubería de perforación en el campo. Estas ralladuras forman mellas largas, profundas y agudas, debido a que estas mellas son longitudinales, pero incluso la más pequeña desviación de la vertical puede causar una concentración de esfuerzo.

La unión de tubería debe mantenerse tan cerca de las cuñas rotarias como sea posible, durante el enrosque y el desenrosque. Si una unión de tubería es colocada más arriba de la altura máxima sobre las cuñas rotatorias, la tubería no tendrá la resistencia suficiente para resistir los dobles. La altura máxima depende de la torsión de enrosque, la longitud del mango de la tenaza y la resistencia a punto cedente de la tubería. La altura máxima se puede calcular tomando en cuenta todos estos factores.

Las cuñas con elementos de agarre desgastados, dispares o incorrectamente instalados, pueden permitir que uno o dos dientes sujeten el total de la carga, produciendo una mella profunda y una falla potencial.

La práctica de girar la sarta de perforación con las cuñas puestas, puede causar una peligrosa mella transversal si la tubería gira en las cuñas.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Para las perforaciones profundas se requieren cargas pesadas en las sargas de perforación, son causados por el uso de componentes dañados o desgastados, especialmente la mesa rotatoria, el buje maestro, las cuñas o el tazón de las mismas. El daño es especialmente probable cuando se emplea una combinación de componentes nuevos y viejos, por ejemplo: insertos de cuñas refilados en combinación con insertos de cuñas nuevas o desgastadas.

FATIGAR POR CORROSION:

La fatiga por corrosión o la falla del metal debido a un ambiente corrosivo, es una causa común de fallas en la barra maestra. La corrosión puede manifestarse de muchas maneras diferentes y combinarse con otros procesos destructivos: erosión, desgaste abrasivo, y fallas de mella, para acusar daños severos.

Los principales agentes corrosivos son los gases disueltos (Oxígeno, Bióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno), las sales disueltas y los ácidos.

TENSIÓN. La falla por tensión ocurre cuando la carga de tensión por unidad de área aplicada a la sarta de perforación excede la capacidad de tensión del componente más débil. Las fallas por tensión en la tubería de perforación, casi siempre ocurren, en la parte superior del pozo. Por lo general las capacidades de tensión empleadas para el diseño de sarta están bajo norma (API RP 7G “Recommended Practice for Drill Stem Design and Operación Limits”) y fueron calculadas basadas en la mínima resistencia al punto cedente.

Torsión. La falla torsional es cuando un componente de la sarta cede debido a la aplicación de cargas de torsión. Casi siempre ocurre en una unión de tubería en la parte superior del pozo. La falla torsional se manifiesta como una elongación del piñón o una expansión en la caja, dependiendo cual es la más débil.

COMBINACIÓN DE TENSIÓN Y TORSIÓN. La capacidad de torsión de los componentes de la sarta de perforación se reduce al aplicar simultáneamente tensión y torsión o viceversa.

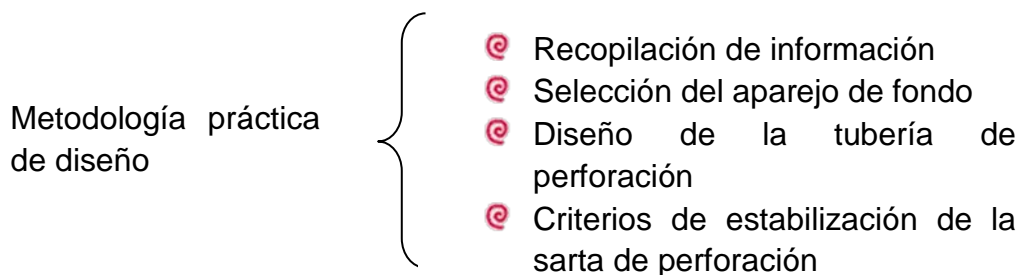
RUPTURA. El límite de presión a la ruptura en el tubo es alcanzado cuando el esfuerzo tangencial de tensión excede el punto cedente de resistencia a la tensión. Fallas por ruptura raramente ocurren en la sarta de perforación.

COLAPSO. El colapso ocurre en tubos de perforación cuando el diferencial entre la presión externa e interna excede la capacidad de presión de colapso del tubo. La resistencia al colapso de la tubería de perforación es reducida al existir cargas simultáneas de tensión.

AGRIETAMIENTO POR ESFUERZO CAUSADO POR SULFURO. Las grietas por esfuerzo causadas por sulfuro pueden ocurrir cuando los componentes de la sarta de perforación operan en presencia de ácido sulfhídrico. Estas fallas son más comunes en el piñón de las conexiones. Para controlar las grietas causadas por sulfuro usualmente se perfora sobre balanceado y aplicando una o más de las siguientes acciones:

1. Limitando la dureza de los componentes de la sarta de perforación
2. Usando eliminadores de H₂S (Ácido sulfhídrico)
3. Utilizando lodo con base de aceite
4. Aumentando el pH del lodo

4.3. METODOLOGÍA PRÁCTICA DE DISEÑO



Recopilación de información

La información necesaria para el proceso de diseño y selección de la sarta se puede resumir en los siguientes puntos:

- Profundidad total
- Trayectoria y ángulo máximo
- Peso sobre barrena requerido
- Densidad del lodo
- Factores de diseño para el peso sobre barrena
- Factor de diseño a la Tensión
- Máximo Margen de jalón
- Inventario de la tubería de perforación y herramientas
- Tabla de especificaciones de tuberías

Algunos cálculos del diseño de sargas se basan en experiencias y condiciones esperadas durante la perforación. Por lo tanto, es necesario estudiar los pozos de correlación para determinar variables como:

- Posibles arrastres
- Posibles pegaduras por presión diferencial e hidráulica

Selección del aparejo de fondo

El diseño de la sarta de perforación se realiza de abajo hacia arriba, por lo que una vez que se cuenta con la información, se inicia el proceso de diseño seleccionando los Lastrabarrenas y la tubería pesada.

- *Definir la configuración del ensamble de fondo.* Existen tres tipos de configuraciones de ensambles de fondo (Figura 4.2.), los cuales permiten mantener el punto neutro (punto en la sarta de perforación donde los esfuerzos de tensión y compresión son igual a cero) por debajo de la sección de la tubería de perforación. La selección del tipo de configuración se hace en función de la severidad de las condiciones de

operación a las que estará sometida la sarta de perforación, determinada en pozos de correlación.

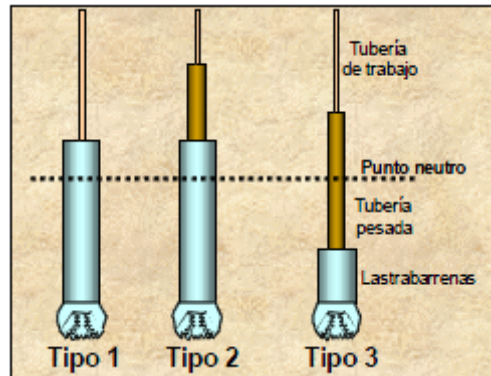


FIGURA 4.4. CONFIGURACIONES DE ENSAMBLE DE FONDO

Tipo 1. Es la configuración más simple y está compuesta por lastrabarrenas y tubería de perforación. El peso sobre barrena se aplica con los lastrabarrenas y el punto neutro es localizado en los lastrabarrenas.

Tipo 2. Esta configuración utiliza tubería pesada por arriba de los lastrabarrenas como transmisión entre lastrabarrenas y tubería de perforación. En este arreglo, el peso sobre barrena también se aplica con los Lastrabarrenas y el punto neutro es localizado dentro de la longitud de los mismos.

Tipo 3. Esta configuración utiliza lastrabarrenas únicamente para lograr el control direccional, mantener la verticalidad del pozo o reducir la vibración de la sarta de perforación. El peso sobre barrena se aplica con los lastrabarrenas y la tubería pesada, y el punto neutro se localiza en la tubería pesada. Esta configuración permite manejar el aparejo de fondo en forma rápida y sencilla, reduce la posibilidad de pegaduras por presión diferencial y fallas en las conexiones de los lastrabarrenas. En la perforación direccional moderna, este arreglo es el más recomendado¹.

- *Determinar el diámetro de los lastrabarrenas.* Cuando las posibilidades de pegaduras por presión diferencial sean mínimas, la experiencia establece que el diámetro de los lastrabarrenas debe ser el máximo permisible, de acuerdo con la geometría del pozo y el diámetro de la barrena².

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Esto permitirá un mejor control direccional, menor longitud del ensamble de fondo, menor probabilidad de pegaduras por presión diferencial y menor margen de movimiento lateral (menos esfuerzo de pandeo y fatiga de conexiones).

Ecuación 4.1 práctica para el diámetro mínimo de lastrabarrena

$$D_{MIN-Lastrabarrenas} = 2 d_{e-c.tr} - d_b \dots\dots\dots \text{Ecuación 4.1}$$

- *Calcular la longitud de los lastrabarrenas L_{lb} (m) según la configuración definida:*

Calcular el factor de flotación, F_f (adimensional), con la Ecuación 4.2:

$$\rho F_f = \left(1 - \frac{\rho_{lodo}}{7.856} \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 4.2}$$

Calcular la longitud mínima de lastrabarrenas L_{lb} (pies) con la Ecuación 4.3

$$L_{LB} (\text{pie}) = \frac{Bit_{WM}}{W_{D.C} * F_f * \cos\theta * P.N} \dots\dots\dots \text{Ecuación 4.3}$$

Dónde:

Bit_{WM} = Peso máximo sobre barrena

$W_{D.C}$ = Peso de los Drill Collar en el aire $\left(\frac{lb}{pie}\right)$ se obtiene de tablas

F_f = Factor de Flotación

$\cos\theta$ = Coseno del ángulo del pozo con respecto a la vertical en grados

$P.N$ = Punto Neutro, factor designado

- Determinar el cambio de diámetro adecuado entre secciones de la sarta. En la práctica, para seleccionar los diámetros de tuberías pesada y de perforación que

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

minimicen los esfuerzos de transición por cambio de diámetro, se calcula la relación de rigidez R_R (adimensional) entre la sección inferior y superior, dada por la Ecuación 4.4

$$R_R = \frac{\left(\frac{d_B^4 - d_i^4}{d_B}\right)_{sección inferior}}{\left(\frac{d_B^4 - d_i^4}{d_B}\right)_{sección superior}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 4.4}$$

De acuerdo con la experiencia, para perforación somera o con baja probabilidad de falla, R_R debe ser menor de 5.5. Por otro lado, para perforación en condiciones más severas o con mayor probabilidad de falla R_R debe mantenerse menor de 3.5.

- Calcular la longitud de la tubería pesada según la configuración definida.

Cuando la tubería pesada se utiliza únicamente para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación (arreglo 2), el número de tramos de tubería pesada se selecciona de acuerdo con las condiciones de trabajo y la experiencia. Una práctica de campo recomendada por la API es usar de nueve a diez tramos de tubería pesada.

Por otro lado, cuando la tubería pesada se utiliza para reducir los niveles de esfuerzo en la zona de transición, entre los lastrabarrenas y la tubería de perforación, y adicionalmente para proporcionar peso a la barrena (arreglo 3), la mínima longitud de tubería pesada $L_{H.W}$ (m) se calcula con la ecuación 4.5

$$L_{HWDP} = \left[\frac{(WOB \times DF_{BHA})}{K_B \times \cos \phi} - (W_{DC} \times L_{DC}) \right] \frac{1}{W_{HWDP}} \dots \text{Ecuacion 4.5}$$

Donde:

L_{HWDP} = Longitud mínima de la sarta de tubería de Heavy Weight (pie)

WOB = Peso máximo sobre barrena (lb)

DF_{BHA} = Factor de diseño para exceso de longitud BHA

K_B = Factor de flotación

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

W_{DC} = peso en el aire de Drill Collar (lb/pie)

L_{DC} = Longitud de D.C (pie)

W_{HWDP} = Peso en el aire de la H.W, en lb/pie

ϕ = ángulo máximo del pozo

📍 Diseño de la tubería de perforación

Después de calcular el diámetro y número de tramos de lastrabarrenas y de tubería pesada, se procede a diseñar la tubería de perforación, proceso en el cual se revisan las condiciones más críticas a las que será sometida la tubería y se comparan con su resistencia especificada en tablas.

- Calcular la máxima tensión permisible y la tensión de trabajo para cada sección de tubería.

Para diseñar la tubería de perforación bajo el criterio de la tensión, es necesario considerar los siguientes factores (Figura 4.3):

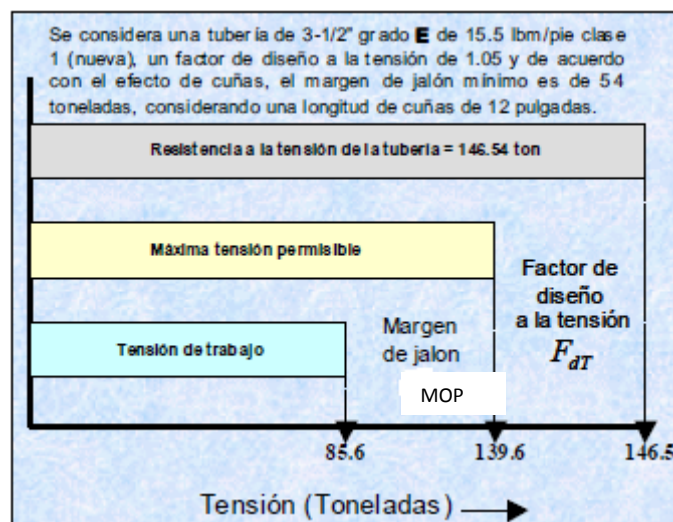


FIGURA 4.5 CARGAS DE TENSIÓN EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

- a) Resistencia a la tensión de la tubería R_T proporcionada en tablas por el fabricante.
- b) Factor de diseño a la tensión F_{dT} , el cual se establece de acuerdo con la máxima tensión permisible M_{TP} a la que estará expuesta la tubería.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

- c) Tensión de trabajo T_T , a la que estará expuesta la tubería durante operaciones normales.
- d) Margen de jalón MOP (Margen Over Pull) o tensión máxima a la que podrá someterse la tubería, sin rebasar la máxima tensión permisible establecida por la resistencia a la tensión de la tubería y el factor de diseño.
- La máxima tensión permisible M_{TP} (toneladas) se calcula con la siguiente ecuación:

$$M_{TP} = \frac{4.54 \times 10^{-4} R_T}{F_{dT}} \dots \dots \text{Ecuacion 4.6}$$

Donde R_T está en libras, como normalmente se reporta en tablas, y F_{dT} es adimensional. Los valores típicos del factor de diseño a la tensión F_{dT} varían en el rango de 1.0 a 1.15. El valor de este factor se define considerando la severidad de las condiciones o clasificación de la tubería en función de su desgaste.

Establecer el margen de jalón M_J (toneladas). Las prácticas operativas establecen que para seleccionar el margen de jalón es necesario considerar principalmente las siguientes variables:

- 1) Posibilidades de atrapamiento
- 2) Posibles arrastres durante la perforación
- 3) Efecto de cuñas

La primera variable se establece de acuerdo con la experiencia y las condiciones de perforación esperadas. El arrastre se puede obtener de pozos de correlación o estimar con una ecuación empírica³. El efecto de cuñas hace ahínco al aplastamiento por cuñas, las cuñas ejercen una compresión radial sobre la tubería de perforación, la cual en condiciones desfavorables puede deformar el tubo².

El rango de valores para el Margen de Jalón es de 50 a 150 000 libras son comunes. Usualmente, estos valores son mayores para tuberías de perforación de mayor diámetro, cuando las probabilidades de atascarse son mayores y cuando se espera arrastre en la parte superior del pozo. Algunas referencias recomiendan tomar en consideración la fuerza de aplastamiento de las cuñas al establecer el Margen de jalón.

Industrial Perforadora de Campeche SA de CV - IPC, recomienda un MOP= 60 000 Libras

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

- Determinar la tensión de trabajo T_T (toneladas) de cada una de las secciones de Tubería de Perforación.

La tensión de trabajo a la cual estará expuesta la tubería en condiciones normales es igual a la máxima tensión permisible menos el margen de jalón, y se calcula de la siguiente manera:

$$T_T = M_{TP} - MOP \text{ Ecuacion 4.7}$$

- Calcular la máxima longitud de las secciones de tubería de perforación (grado y peso)

El principio para calcular las longitudes, grados y pesos de las secciones de tubería de perforación es mantener durante todo el proceso de perforación, y a lo largo de toda la sarta, la tensión de la misma menor o igual a la máxima tensión permisible (Figura 4.3)

Bajo este principio, y de acuerdo con el arreglo de la sarta de perforación seleccionada, la tubería de menor resistencia se coloca inmediatamente arriba de los lastrabarrenas o tubería pesada.

Basadas de la práctica en el campo se calculan las longitudes con la siguiente fórmula

$$L_{TP-1} = \frac{[R_{T-1}(kg @ 90\%)] - [Acumulado del peso en el aire + Margen de Jalón]}{\text{Peso ajustado } \left(\frac{kg}{m}\right) \cdot \text{Factor de Flotación}}$$

$$L_{TP-n} = \frac{[R_{T-n}(kg @ 90\%)] - [R_{T-(n-1)}(kg @ 90\%)]}{\text{Peso ajustado } \left(\frac{kg}{m}\right) \cdot \text{Factor de Flotación}} \text{ Ecuacion 4.8}$$

Tomando siempre en cuenta el margen de jalón debe ser mayor al utilizado en el cálculo para la longitud de la tubería.

En situaciones donde la sarta de perforación estará sometida a condiciones extremadamente severas, como pozos de alta inclinación o de largo alcance, se recomienda diseñar la sarta tomando en cuenta esfuerzos combinados (tensión/colapso, tensión/torsión, etc.).

Durante el diseño de una sarta de perforación, se recomienda contar con tablas de especificaciones de tubería completas y actualizadas.

Existe software técnico como herramienta de cálculo para el diseño de la sarta de perforación, por lo que se recomienda su empleo, una vez que se comprenden los conceptos y criterios mencionados con anterioridad.

Determinar la capacidad de presión interna y colapso de la tubería de perforación

La inferencia en este punto es comparar las condiciones más críticas a las que se someterá la tubería (adicionando un factor de seguridad) contra su resistencia.

Cabe mencionar que la falla de la tubería de perforación, ya sea por presión interna o de colapso, es una situación que difícilmente se da. Sin embargo, es necesario considerarla en el diseño de la sarta, por situaciones críticas que pudieran presentarse.

4.4 Análisis de Esfuerzos a que someten las tuberías por Tensión, Colapso y Torsión

El instituto Americano del Petróleo (API) tiene establecido que para el diseño de sarta de trabajo sean considerados los tres esfuerzos principales a que son sometidas:

- a. Tensión
- b. Colapso
- c. Torsión

TENSIÓN

Una sarta de trabajo al estar suspendida verticalmente, sufrirá un esfuerzo axial llamado tensión, producto de su propio peso. Cada junta debe soportar el peso de la sarta

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

suspendida en ella. El valor de este esfuerzo varia de cero en el punto neutro hasta un máximo en el punto de apoyo, es decir de la superficie. Si la tubería estuviera suspendida en el aire soportaría todo su peso muerto. Si está sumergida en el fluido, disminuye su peso por efecto del empuje en función de la densidad del fluido; cambiando los esfuerzos de tensión a compresión a partir del punto neutro, como se aprecia en la figura 4.3

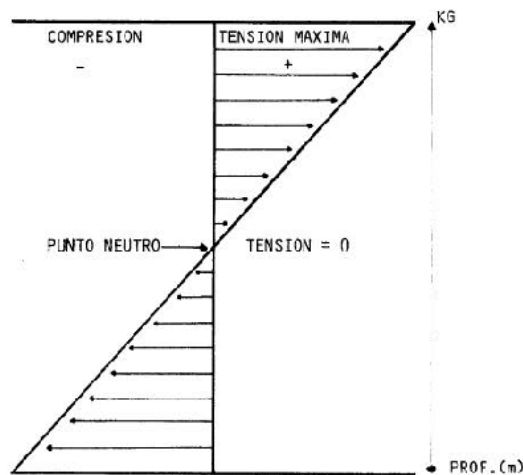


FIGURA 4.6. ESFUERZOS A LA TENSION

COLAPSO

Este esfuerzo se debe principalmente al efecto de la presión exterior que ejerce la columna hidrostática de los fluidos de perforación o de control de pozos. La magnitud de la presión depende de la densidad del fluido. El colapso o aplastamiento también puede ocurrir al aplicar una presión externa que sumada con la presión hidrostática, incrementa la presión externa.

El valor de la presión exterior aumenta en función de la profundidad y su valor máximo estará en el extremo inferior de la sarta de tubería, como se aprecia

4.5 PRESION INTERNA. La sarta de perforación está sujeta a una presión de cedencia cuando la presión interna ejercida es mayor que la presión externa. Esta diferencial de presión se puede presentar, por ejemplo, cuando se inducen presiones en la superficie para algún control de brote en el pozo o alguna operación de cementación forzada.

La condición que debe cumplirse para el diseño es:

$$R_{pI} > p_I F_{d_{pI}} \dots \text{Condicion 1}$$

Donde

4.6 PRESIÓN DE COLAPSO. Fallas por presión de colapso pueden presentarse cuando se realizan pruebas de formación durante la perforación usando la sarta de perforación (prueba DST, Drill Strem Test), o cuando se genera poca presión por el interior de la tubería, como en el caso de operaciones de perforación con aire, espuma o niebla.

En este caso, la condición que debe cumplirse para el diseño por presión de colapso es:

$$R_{pC} > p_C F_{d_{pC}} \dots \text{Condicion 2}$$

Los valores de resistencia al colapso y a la presión interna de las tuberías de perforación se encuentran en Tablas del API⁴, así como en catálogos de fabricantes. Los factores de diseño a la presión interna y colapso oscilan entre 1.1 y 1.5, sin embargo 1.3 es el valor más utilizado para ambos.

4.7. Factores Causales del Colapso

DESGASTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO. Este factor está asociado a la rotación de las juntas de la sarta de perforación y a los viajes que se efectúan.

La magnitud del desgaste en la tubería de revestimiento está relacionada por: Tiempo para perforar, altas severidades de la pata de perro y problema, la producción.

La reducción del espesor de la pared de la tubería resulta en una reducción de las propiedades mecánicas del tubo.

Desgastes severos en tuberías de revestimiento han causado pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdidas de tiempo, operaciones fallidas y pérdidas de pozos, en la cual existen muchos casos.

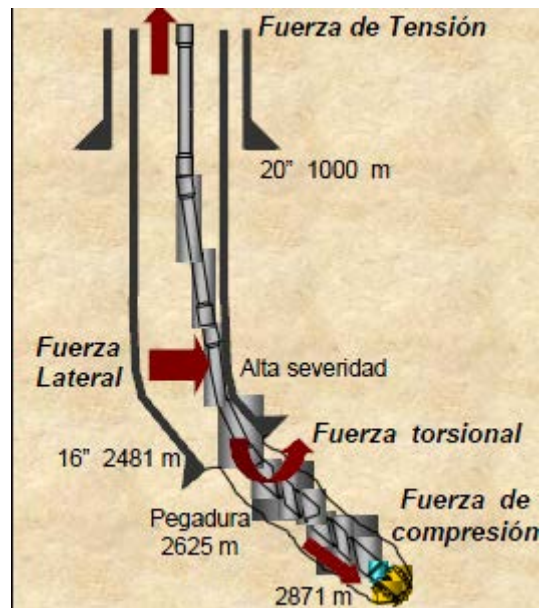


FIGURA 4.7. TIPOS DE FUERZA

DESGASTE POR PANDEO HELICOIDAL. Cuando las tuberías de Revestimiento no son cementadas hasta la superficie, debe tomarse en cuenta la tensión requerida para asentar la adecuadamente en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y de temperatura de la siguiente etapa de perforación

En la operación de anclaje deben conocerse el valor de la cima de cemento, determinar la tensión adicional y elongación, en función de los factores que provocan el pandeo helicoidal, los cuales son:

- ✓ Cambio en densidad de fluido interno - externo
- ✓ Cambio de presiones en la TR interno – externo
- ✓ Cambio de Temperatura

INCREMENTO DE PRESIÓN EXTERNA POR TEMPERATURA. Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación físicas de sus fases, separan sólidos de líquidos.

El agua, puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si esa no es desfogada.

Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, la cual se puede presentar una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido empacante, el cual en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Ahora bien un incremento de presión en el espacio anular, puede alcanzar valores elevados que causando el colapsamiento de la tubería.

DEPRESIONAMIENTOS INADECUADOS. Este fenómeno se presenta en las inducciones de pozo, cuando el espacio anular se encuentra con fluido empacante y por el interior de la tubería se maneja un gas a presión.

El fenómeno se vuelve crítico especialmente cuando no se manifiestan los hidrocarburos o agua salada, quedando la tubería completamente vacía y sometida a una máxima carga por el exterior (efecto succión).

Esto se conjuga con los depresionamientos inadecuados que generan los denominados “golpes de ariete”, incrementando la fuerza exterior y por ende, el colapso.

Un golpe de ariete se genera cuando se abre y se cierra el estrangulador sin tener un control. Se debe de considerar un tiempo de 3 segundos por cada 1000 de profundidad para esperar la reacción de la presión en el manómetro.

CARGAS GEOSTÁTICAS POR FLUJO DE FORMACIONES PLÁSTICAS Y ACTIVIDAD TECTÓNICA. Durante la perforación se atraviesan formaciones tales como lutitas, domos arcillosos y salinos, etc., cuyos comportamientos químicos-mecánicos son francamente plásticos (donde el material se **extrude** y fluye hacia el pozo), y ocasionan que la carga geostática se transmita radialmente hacia el pozo, lo cual puede propiciar el colapso de la tubería de revestimiento.

Al estar perforando la última etapa de perforación con barrena de 5 7/8” y fluido de perforación de 1.75 gr/cc, se presentó la influencia de una carga geostática de sal en el intervalo de 5301 – 5419 m. Este intervalo había sido cubierto anteriormente con una

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

tubería de revestimiento de 7". Sin embargo, la sal generaba una deformación sobre la tubería, tratando de colapsarla.

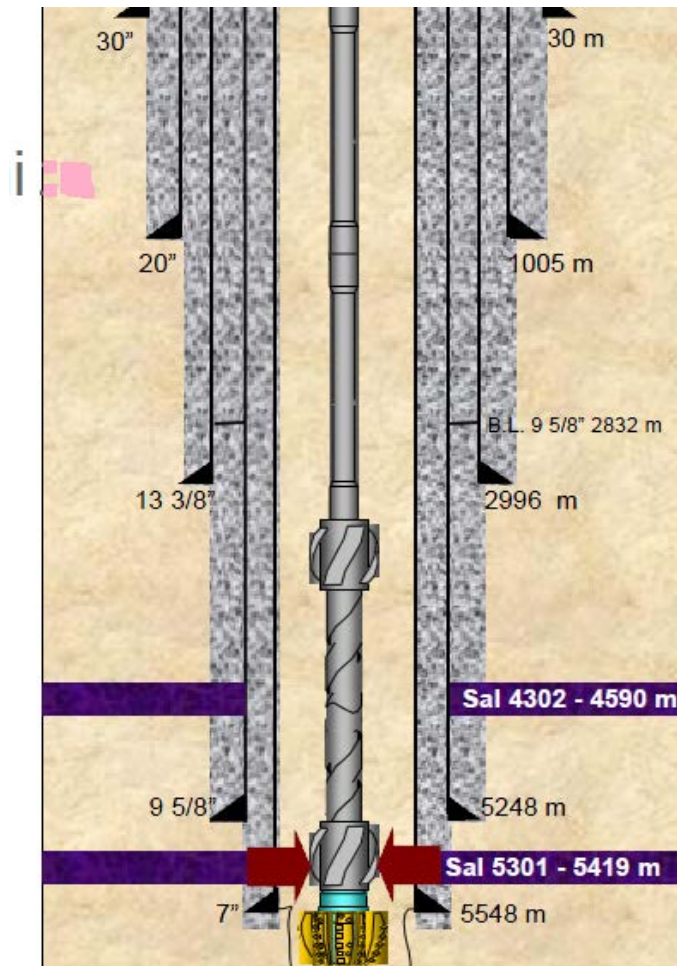


FIGURA 4.8. EJEMPLO DE LAS CARGAS GEOSTÁTICAS POR FLUJO DE FORMACIONES PLÁSTICAS Y ACTIVIDAD TECTÓNICA

El efecto fue cuantificado en cerca de 30 000 psi al colapso. Para evitar esta deformación fue necesario incrementar la densidad del fluido hasta 2.03 gr/cc e introducir una tubería de revestimiento de contingencia de 5".

La zona de influencia de la sal ahora quedo cubierta por dos tuberías de revestimiento una de 7" y de 5", terminando finalmente el pozo con agujero reducido de 4 1/8".

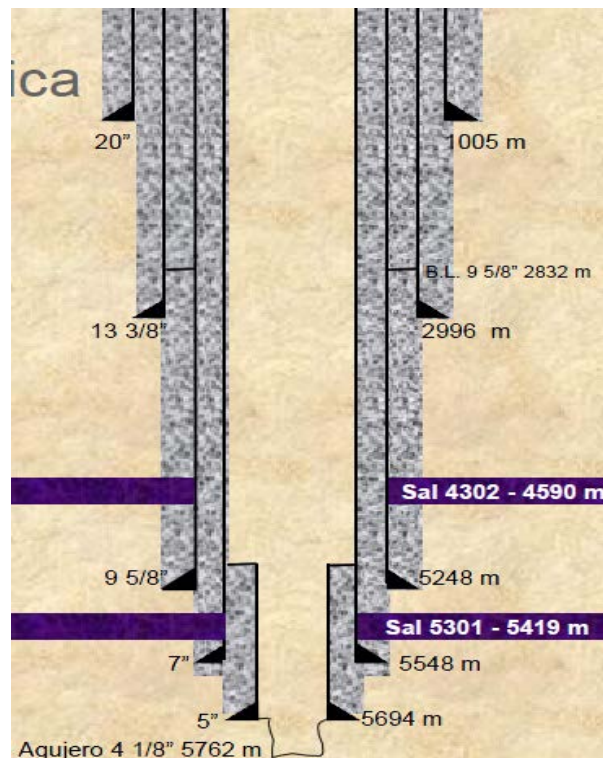


FIGURA 4.9. POZO TERMINADO

4.8. Criterios de estabilización de la sarta de perforación.

Los ensambles de fondo de las sarta de perforación originan fuerzas en la barrenas que varían de acuerdo con las condiciones de operación (peso sobre barrena) y a las características de la formación. Durante la perforación estas fuerzas gobiernan el ángulo de inclinación del pozo. Para mantener bajo control estas fuerzas generadas en la barrena, y consecuentemente la inclinación del pozo, se utilizan las fuerzas laterales ejercidas por los estabilizadores al hacer contacto con las paredes del agujero o TR.

Por lo tanto, la manipulación de la posición y el número de estabilizadores (puntos de tangencia o contacto) es fundamental para un buen control del ángulo del pozo.

Los algoritmos que permiten calcular las longitudes de la barrena al punto de tangencia (figura 4.4) y las fuerzas laterales que estos originan en la barrena, son complejos. Sin embargo, los principios que gobiernan el comportamiento de un ensamble de fondo liso (sin estabilizadores) proporcionan las bases para determinar la posición y número de estabilizadores.

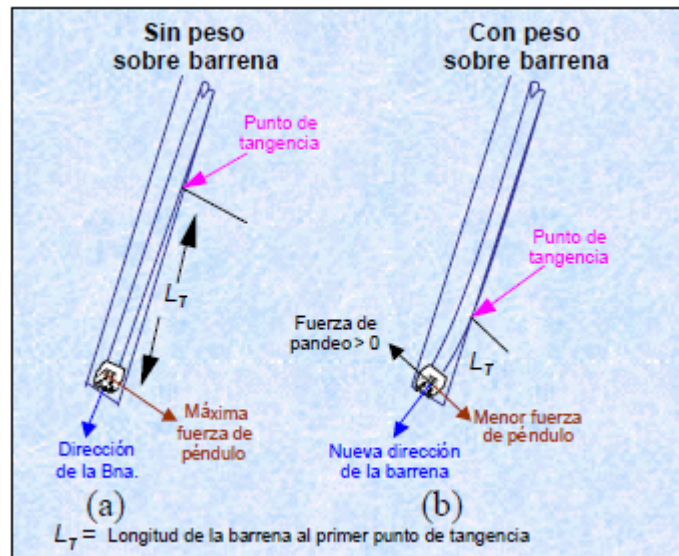


FIGURA 4.10 – FUERZAS LATERALES EN LA BARRENA Y COMPONENTES DEL ENSAMBLE DE FONDO

PARÁMETROS EN LA SARTA DE PERFORACIÓN

REGLAS PRÁCTICAS PARA ESTABILIZAR LA SARTA DE PERFORACIÓN

Como resultado de modelos complejos (3D) ¹⁴, que consideran fuerzas de inclinación y direccional en la barrena, curvatura del agujero, diferentes diámetros de agujero y componentes del ensamble de fondo, rotación de la sarta y puntos de tangencia entre barrena y estabilizador (es), a continuación se presentan algunas reglas prácticas para determinar el número y posición de los estabilizadores ¹.

ENSAMBLES DE FONDO PARA INCREMENTAR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Un ensamble de fondo típico para incrementar el ángulo del pozo cuenta con un porta barrena estabilizador o un estabilizador a 1 o 1.5 m de la barrena. Este estabilizador permite que la flexión o pandeo que sufren los lastrabarrenas colocados arriba de este primer estabilizador, originado por el peso sobre barren, se convierta en una fuerza lateral de pandeo, la cual tiende a incrementar el ángulo.

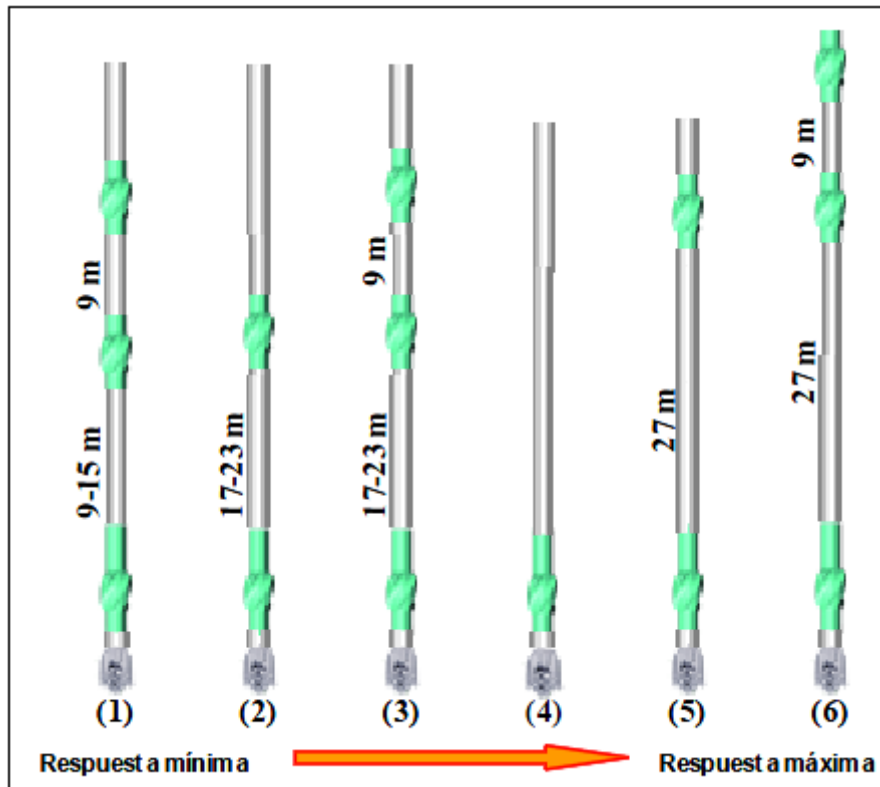


FIGURA 4.11. ENSAMBLE DE FONDO PARA INCREMENTAR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

En la Figura 4.10 se ilustra la mejor respuesta para incrementar el ángulo del pozo que son los arreglos 5 y 6. Esto ocurre porque la separación entre los dos primeros estabilizadores (27 m) permite la flexión de los lastrabarrenas (punto de contacto o tangencia entre estabilizadores) incrementando la fuerza lateral de pandeo. En agujeros con inclinación menor a 8° , el arreglo de fondo número 4 proporciona mayor fuerza de pandeo o mayor respuesta a incrementar el ángulo que los arreglos 5 y 6. Estos tres arreglos de ensamble de fondo (4, 5 y 6) permiten incrementos de ángulo entre 2 y $5^\circ/30$ m.

Los arreglos 2 y 3 permiten incrementos de ángulo medianos (1 y $3^\circ/30$ m). Por otro lado, el arreglo 1 es utilizado para generar moderados incrementos de ángulo, de tal manera que, en ocasiones, este se puede utilizar para mantener el ángulo del pozo.

En los arreglos de ensambles de fondo utilizados para incrementar el ángulo de inclinación, el aumento del peso sobre la barrena, dependiendo del diámetro del lastrabarrena, aumenta el ritmo de incremento de ángulo. A menor diámetro de lastrabarrena, relativo al diámetro del agujero, mayor será este ritmo de incremento, debido a que hay más espacio

para la flexión o pandeo del lastrabarrena, efecto que causa el incremento lateral de la fuerza lateral de pandeo. Adicionalmente, cuando la inclinación del agujero aumenta, estos arreglos tienden a mejorar su respuesta a incrementar el ángulo del pozo, debido a que, por gravedad, los lastrabarrenas tienden a pegarse a la parte baja de las paredes del agujero. Por lo tanto, es necesaria menor flexión del lastrabarrena para lograr puntos de contacto y aumentar las fuerzas laterales de pandeo.

ENSAMBLES DE FONDO PARA REDUCIR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

En la figura 4.11 muestra los ensambles de fondo comúnmente usados para reducir el ángulo de inclinación. A este tipo de arreglos se le conoce como **arreglos tipo PÉNDULO**, debido a que la fuerza lateral, de péndulo, ejercida por la gravedad, es superior a la fuerza de pandeo. Este efecto de péndulo se logra eliminando el estabilizador colocado arriba de la barrena e instalando el primer estabilizador antes del primer punto de tangencia para evitar con esto los efectos de flexión en los lastrabarrenas que generan las fuerzas laterales de pandeo.

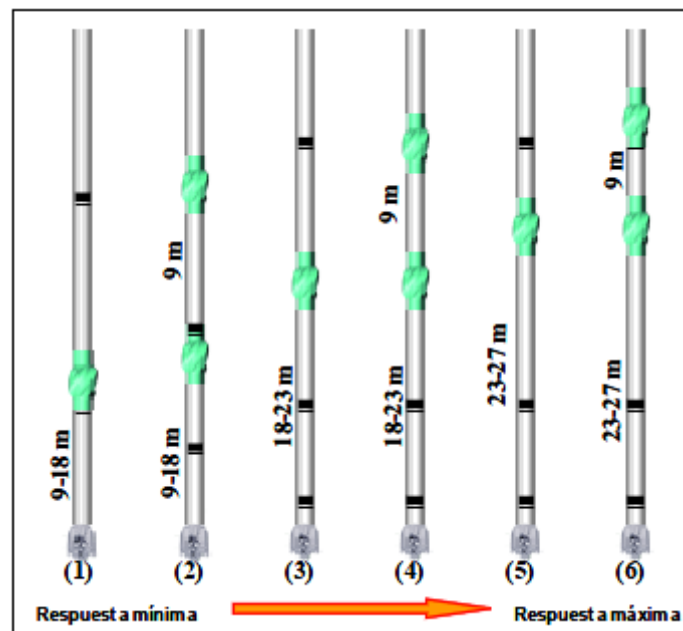


FIGURA 4.12. ENSAMBLE DE FONDO PARA REDUCIR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Los dos últimos indican una mejor respuesta para reducir el ángulo de inclinación del pozo. En los arreglos de ensambles de fondo utilizados para reducir el ángulo de inclinación,

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

cuando la inclinación es alta, el número de puntos de contacto entre la barrena y el primer estabilizador se incrementa causando una reducción en la fuerza de péndulo y, por lo tanto, una menor respuesta a reducir el ángulo del pozo. Luego, entonces, la distancia de la barrena al primer estabilizador debe reducirse, como se indica en los arreglos 1 al 4.

Estos arreglos tipo péndulo son raramente usados para perforación direccional. En general, son más utilizados para controlar la desviación del pozo.

ENSAMBLE DE FONDO PARA MANTENER EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Estos ensambles de fondo son conocidos como **sartas empacadas**. La figura 4.12 muestra las sartas empacadas comúnmente empleadas para mantener el ángulo de inclinación. Como se puede observar, en estos arreglos los estabilizadores se colocan de tal manera que las fuerzas laterales de pandeo y péndulo se neutralicen. Este efecto generalmente se logra colocando dos estabilizadores cerca de la barrena. El primero inmediatamente arriba de la barrena y el segundo a una longitud menor o igual a 6 m.

Como se indica en la Figura 4.12, los ensambles de fondo empacados, en realidad tienen la función de incrementar o reducir paulatinamente el ángulo de inclinación del pozo, evitando un cambio repentino de ángulo.

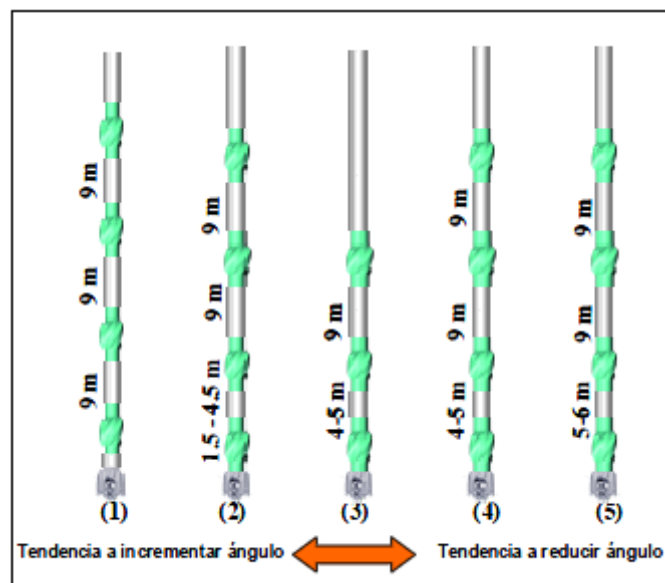


FIGURA 4.13. ENSAMBLE DE FONDO PARA MANTENER EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Una característica de estos ensambles de fondo es que la variación de las fuerzas laterales de pandeo y péndulo con cambios de peso sobre barrena deben ser nulos.

Los arreglos 1 y 2, en la Figura 4.12., tienen la característica de mantener el ángulo de incremento. Por otro lado, los arreglos 4 y 5 tienen la tendencia a mantener la reducción del ángulo del pozo. El arreglo **número 3**, para ángulos de inclinación **menores a 10°**, mantiene el incremento de ángulo, mientras que **a inclinaciones mayores de 10°** mantiene la **reducción de ángulo**.

En situaciones donde la sarta de perforación estará sometida a condiciones extremadamente severas, como pozos de alta inclinación o de largo alcance, se recomienda diseñar la sarta tomando en cuenta esfuerzos combinados (tensión/colapso, tensión/torsión, etc.)

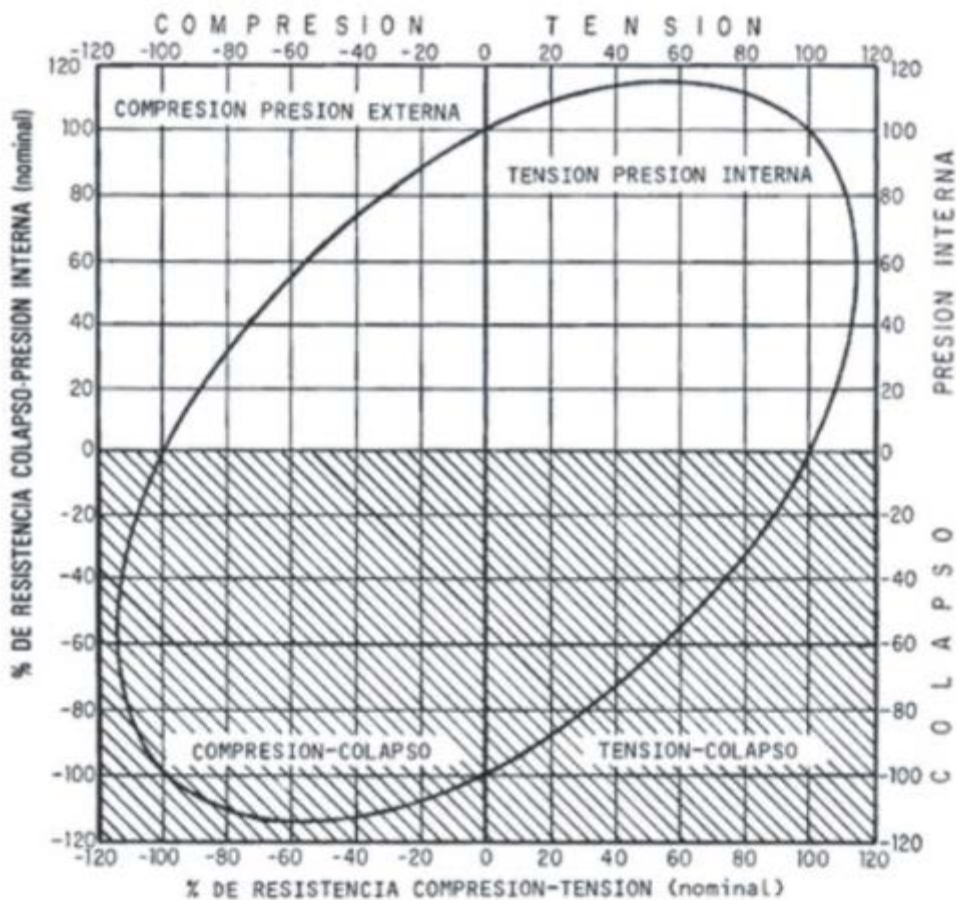


FIGURA 4.14. ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

4.9. Procedimientos generales para Calcular el Diseño de Sarta en I.P.C SA de CV.



FIGURA 4.15. FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE SARTA

Dentro del Diseño de Sarta, primero se calcula la Longitud de los Drill Collar;

$$L_c = \text{Bit}_{wm} / \text{Cos } \alpha * \text{N.P.} * K_b * W_c \dots\dots \text{Ecuación 1}$$

L_c = Longitud del Drill Collar, **pies**

Bit_{wm} = Máximo Peso sobrebarrena, **lbs.**

$\text{Cos } \alpha$ = Ángulo del agujero partiendo de la vertical

N.P. = Punto Neutro, factor designado

K_b = Factor de Flotación

W_c = Peso por pie de los Drill Collar en el aire, **(Lb/ pie)**

* El máximo peso sobrebarrena, se obtiene del Drilling Manual, sección A, Tabla A-12.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

- * El Punto Neutro, por efecto de cálculo se ha tomado el 85%, es decir 0.85
- * El factor de Flotación se obtiene, con la densidad de lodo y el peso específico de acero (7.85), $K_b = 1 - \rho_m/7.85$
- * El peso de los Drill Collar, en el aire se obtiene de tablas, es el peso nominal (lb/pie)

Para ajustar los tramos de Drill Collar a utilizar tenemos las siguientes ecuaciones:

$$L_c/\text{longitud del Rango} = \text{Número de tramos de D.C.} \dots \text{ ECUACIÓN 2}$$

$$L_c (\text{pie}) * W_c (\text{lb/pie}) = \text{El peso del Número de Tramos (Lbs.)} \dots \text{ ECUACIÓN 3}$$

Número de Tramos * Bit wm (lbs)/ Peso del Número de Tramos = Número de tramos que se pueden utilizar con las características de esa barrena, peso de los D.C, el ángulo, densidad del lodo y el factor designado del punto neutro..... ECUACIÓN 4

Ejemplo: Con una barrena J-44 6 $\frac{3}{4}$ ", con un punto neutro al 85%, con un Drill Collar de $\phi_{ext} = 4 \frac{3}{4}$ ", $\phi_{int} = 2$ " con un factor de flotación de 0.847

$$L_c = 37\,000 (\text{lbs.}) / \cos 3^\circ * 0.85 * 0.847 * 50 (\text{lb/pie}) = 1029 \text{ pie}$$

$$1029/30 = 35 \text{ tramos de D.C.}$$

$$1029 (\text{pie}) * 50 (\text{lb/pie}) = 51,450 \text{ lbs. Pesan 35 tramos de D.C}$$

$$35 * 37\,000 (\text{lbs}) / 51,450 \text{ lbs.} = \underline{26 \text{ tramos}}$$

NOTA: En el diseño de la sarta de perforación se utilizan por lo regular 12 tramos, es decir 108 metros o 354 pies de longitud y 15 tramos para la H.W. 135 m o 443 pies.

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Para iniciar con el cálculo de la Longitud de las tuberías de perforación, vimos dos métodos, el primero es de la forma API;

Primer Método

$$L_1 = \frac{[\text{Resistencia a la Tensión (Kg @ 90\%)}] - [\sum W \text{ aire-Htta} + \text{Margen de Jalón- MOP}]}{\text{Peso ajustado (kg/m)} * \text{Factor de Flotación}} \quad \dots \text{ Ecuación 5}$$

L1 = Longitud de la primera Tubería de Perforación (metros)

Resistencia a la Tensión se obtiene de tablas al 90%, dependiendo del diámetro de la T.P, la Clase, peso y grado

$\sum W \text{ aire-Htta}$ =_Acumulado del peso en el aire de la Herramienta (D.C y/o H.W) (kg), se obtiene del Peso ajustado por la longitud total de la Herramienta.

MOP- Margin Over Pull. Este margen de jalón, tiene un rango que soporta la tubería y el rango está entre 40 000 y 60 000 libras, para efecto de cálculos utilizamos 60 000 lbs.

El peso ajustado se obtiene de tablas.



$$L_2 = \frac{[\text{Resistencia a la Tensión (Kg @ 90\%)}] - [\text{Resistencia a la Tensión (Kg @ 90\%)}]}{\text{Peso ajustado (kg/m)} * \text{Factor de Flotación}} \quad \dots \text{ ECUACIÓN 6}$$

Donde;

L₂ = Longitud de la segunda Tubería de Perforación (metros)

Segundo Método

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

$$L_{dp1} = \frac{(P_{t1} \times 0.9) - MOP}{W_{dp1} \times K_b} - \frac{W_c \times L_c}{W_{dp1}} \quad \dots\dots \text{ECUACIÓN 7}$$

Donde;

L_{dp1} = Longitud de la primer sección de la T.P. (pies)

L_c = Longitud de Drill Collar, pies (Ecuación 1)

P_{t1} = Resistencia a la Tensión al 100%

W_{dp1} = Peso de la T.P. (lb), es el peso ajustado y se obtiene de tablas

MOP = Margen de Jalón

Wc = Peso del D.C (se obtiene de tablas, es el peso nominal)

$$L_{dp2} = \frac{(P_{t2} \times 0.9) - MOP}{W_{dp2} \times K_b} - \frac{L_{dp1} \times W_{dp1} + (L_c \times W_c)}{W_{dp2}} \quad \dots\dots \text{ECUACIÓN 8}$$

L_{dp2} = Longitud de la segunda sección de la T.P. (pies)

Para el cálculo del factor de seguridad (safety factor, S.F.)

$$P = [(L_{dp} \times W_{dp})/L_{dp} + (L_c \times W_c)/L_c] K_b \quad \dots\dots \text{ECUACIÓN 9}$$

$$P_a = P_t \times 0.9 \quad \dots\dots \text{ECUACIÓN 10}$$

$$S.F. = P_a/P \quad \dots\dots \text{ECUACIÓN 11}$$

P_a = Tensión máxima de diseño

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

Pt= Tensión máxima teóricamente, con los datos de la primer tubería se obtiene la lectura de la resistencia a la tensión en base a la tabla 2.4 (Premium) y tabla 2.2 (nueva).

0.9 = constante

P= Peso flotado de la sarta

Ldp = Longitud total de la sarta

Lc = Longitud total de la Herramienta

Wdp = Peso por longitud de la T.P. en el aire

Wc= Peso por longitud de la Herramienta en el aire

Kb = Factor de flotación (Ff)

4.9. EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA UN DISEÑO DE SARTA DE PERFORACIÓN

Información Previa:

■ Profundidad programada , Prof. (m).....	4800
■ Densidad, Dens. (grs/cm ³).....	1.95
■ Profundidad y Diámetro anterior de TR (m) y (pg).....	2800, 13 3/8"
■ Desviación, Desv. (°).....	3
■ Diámetro de barrena, Diam.bna (pg).....	10 5/8"
■ Máximo peso para cargar en barrena, Wmb (kg).....	12,000
■ Factor de seguridad, Fs (adim).....	0.20
■ Marjen de jalón seleccionado, MOP (tons).....	40 a 50

Calcular:

1. El factor de flotación, Ff
(adim).....

0.7515

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

$$F_f = 1 - \left(\frac{\text{Dens.lodo}}{\text{Dens.acero}} \right) = 1 - \left(\frac{1.95}{7.85} \right) = 0.7515$$

2.- Buscar en tablas propiedades físicas y mecánicas API de las diferentes tuberías a usar.

Drill Collar de 8"				HW de 5"			
PESO				PESO			
DIAMETRO NOMINAL	NOMINAL (LB/PIE)	AJUSTADO (KG/M)	CONEX.	DIAMETRO NOMINAL	NOMINAL (LB/PIE)	AJUSTADO (KG/M)	CONEX.
8	147	219.03	6 5/8 reg	5	50	74.54	6 1/2 NC-50

Tubería de perforación de 5"															
DIAMETRO NOMINAL	GRADO	PESO		JUNTAS				RESISTENCIA A LA TENSION (EN UNIDADES)							
		NOMINAL (LB/PIE)	AJUSTADO (KG/M)	DIAMETRO INT. (PG)	DRIF	OD EXT.	OD INT.	ID	APIRTE (LB/PIE)	YIELD	TENSURE	CLAS E2	YIELD	APIRTE (LB/PIE)	TENSURE (PG)
5	E-75	19.5	31.27	4.276	3.625	5XH	6.308	3.3/4	20127	179600	141436	122776	109090	909	7602
	X-95	19.5	31.94	4.276	3.125	5XH	6.308	3.1/2	20127	227493	179153	155516	138181	1196	9629
	G-105	19.5	32.66	4.276	3.125	5XH	6.1/2	3.1/4	21914	251440	198012	171886	152727	1304	10643
5	S-135	19.5	33.67	4.276	2.625	5XH	6.508	2.3/4	28381	323279	254586	220996	196363	1689	13684
	E-75	25.6	40.24	4	3.125	5XH	6.308	3.1/2	20127	240972	188489	158320	120430	1196	10600
	X-95	25.6	41.51	4	2.875	5XH	6.1/2	3	25669	304867	238474	206293	182831	1521	13000
	G-105	25.6	42.19	4	2.625	5XH	6.508	2.3/4	27438	336959	263576	228009	202590	1633	14700
5	S-135	25.6	43.73	4	3.125	5XH	6.508	2.3/4	32177	433233	338885	293154	259813	1857	18800

3. Calcular la longitud de DC o Herramienta a utilizar, LDC (m)

$$LDC (m) = \frac{W_{mb} (kg) \times F_s (adim)}{F_f (adim) \times W_{ajDC} (kg/m)}$$

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

De tablas:

W_{ajDC} = Peso ajustado DC

W_{ajDC} = 219.03 (kg/m)

Sustituyendo valores:

$$L_{DC} \text{ (m)} = \frac{12,000 \text{ (kg)} \times 1.20 \text{ (adim)}}{0.7515 \text{ (adim)} \times 219.03 \text{ (kg/m)}} = 87.48 \text{ m} \approx 88 \text{ m}$$

$$88 \text{ m} / 9 = 9.7 \text{ Tramos}$$

Por arreglo se usan 9 tramos para formar 3 lingadas y poderlas acomodarlas en peines.

4.- Calcular el peso flotado de los DC (kg)

$$W_{DC} \text{ (kg)} = L_{DC} \text{ (m)} \times W_{ajustado} \text{ (kg/m)} \times F_f \text{ (adim)}$$

$$14,485 \text{ (kg)} = 88 \text{ (m)} \times 219.03 \text{ (kg/m)} \times 0.7515 \text{ (adim)}$$

5. Determinar el punto neutro (m), Pn

Es la posición del tubo que está sufriendo el movimiento cíclico de tensión y compresión durante la perforación. Por lo tanto es importante que este punto se encuentre trabajando en tubos de pared gruesa, como lo son los DC o la TP extrapesada (HW)

$$P_n (m) = \frac{W_{mb} (kg)}{F_f (adim) \times W_{aj DC} (kg/m)} = \frac{12,000}{0.7515 \times 219.03} = 72.85 m$$

88 m de DC > 72.85 m ∴ cumple

6. Determinar el número de tubería extrapesada (HW) por utilizar

El número de HW promedio utilizado por mucho tiempo es de 12 tramos, principalmente para confirmar o apoyar el ajuste del Pn (punto neutro), además de dar más peso en caso necesario y mantener en tensión la sarta diseñada

En la actualidad es de extrema importancia considerar que si la zona a perforar es de presión anormal es prudente disminuir el área de contacto de los DC disminuyendo el número de estos y aumentando el de HW, otra razón de importancia es para tener peso sobre el martillo en caso necesario. Considerando su función principal la de transición de esfuerzos entre la tubería de perforación y los DC.

7. Determinar el peso ajustado total flotado de la tubería extrapesada, W_{tf} HW (kg)

$$W_{t HW} kg = L_{HW} m \times W_{aj HW} \frac{kg}{m} \times F_f (adim)$$

$$6\ 143.92\ kg = 109.68\ m \times 74.54 \frac{kg}{m} \times 0.7515 (adim)$$

1 HW = 9.14 M

12 HW = 109.68 M

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

8. Determinar la longitud L1, m de TP 5" Grado E-75, 19.5 lb/pie

$$L1(m) = \frac{\text{Resistencia al Tensión @90\% (kg)} - W_{tf_{HW}}(kg) + MOP (kg)}{W_{aj_{TP^{\circ}E}} \left(\frac{kg}{m}\right) \times F_f (adim)}$$

$$2,836.81 (m) = \frac{141436 (kg) \times 0.9 - 14485(kg) + 6143.92 (kg) 40\ 000 (kg)}{31.27 \left(\frac{kg}{m}\right) \times 0.7515 (adim)}$$

$$L1 = 2836.81 m, HW = 109.68 m, DC = 88 m = 3034.49 m$$

$$91.4 m = 310.37 \text{ tramos}$$

9. Determinar la longitud L2, (m) de TP 5" Grado X-95, 19.5 lb/pie

$$L2(m) = \frac{\text{Resistencia al Tensión}^{\circ}X @90\% (kg) - \text{Resistencia al Tensión}^{\circ}E @90\% (kg)}{W_{aj_{TP^{\circ}X}} \left(\frac{kg}{m}\right) \times F_f (adim)}$$

$$L2(m) = \frac{179153 (kg) \times 0.9 - 141436 (kg) \times 0.9}{31.94 \left(\frac{kg}{m}\right) \times 0.7515 (adim)}$$

$$L2 (m) = 1414.21 m, L1= 2836.81 m, HW = 10.68 M, DC = 88.0 M = 4448.70 m$$

$$\text{Profundidad Programada} = 4\ 800 m$$

$$\text{Longitud Restante} = 4800 - 4448.70 m = 351.3 m$$

10. Determinar la longitud L3, (m) de TP 5" Grado G-105, 19.5 lb/pie

$$L3(m) = \frac{\text{Resistencia al Tensión}^{\circ}G @90\% (kg) - \text{Resistencia al Tensión}^{\circ}X @90\% (kg)}{W_{aj_{TP^{\circ}G}} \left(\frac{kg}{m}\right) \times F_f (adim)}$$

$$691.53(m) = \frac{198012 (kg) \times 0.9 - 179153 (kg) \times 0.9}{32.66 \left(\frac{kg}{m}\right) \times 0.7515 (adim)}$$

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

De los cuales se utilizaron solo 351.30 m para llegar al programa.

L3 = TP 5" °G-105, 19.5 lb/pie, 32.66 kg/m,	351.30 m
L2 = TP 5" °X-95, 19.5 lb/pie, 31.91 kg/m,	1414.21 m
L1 = TP 5" °E-35, 19.5 lb/pie, 31.27 kg/m,	2836.81 m
TP-HW 5", 50 #, 74.54 kg/m,	109.68 m
DC-8", 147 #, 219.03 kg/m,	88.0 m
	<hr/>
	4 800 m

4.10. Reconocimiento y Respuesta a fallas en la sarta de perforación

1. Fallas prematuras e inesperadas en sarta de perforación causa pérdidas de tiempo y dinero cuantiosas
2. Reduciendo las fallas en la sarta de perforación aumenta la eficiencia del equipo y reduce los costos.

Que es una falla en la sarta de perforación?

- Cuando un componente no puede realizar sus funciones
- Separación Completa (partición)
- Fuga

Localización?

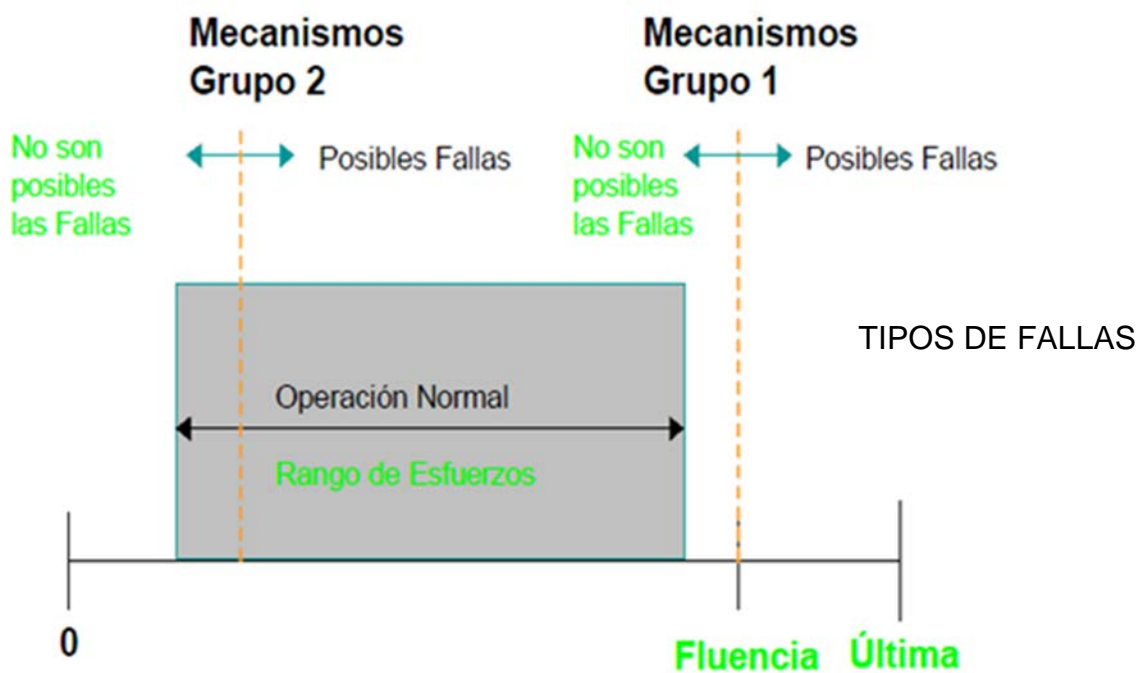
- Cuerpo del tubo, Conexión o Rosca
- Cualquier componente de la Sarta de Perforación

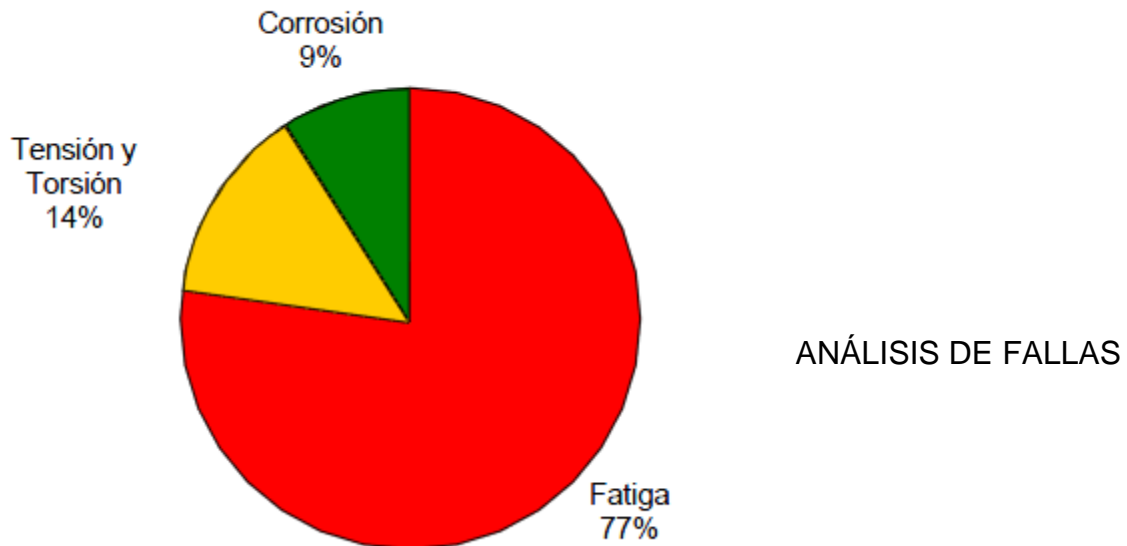
Tipos de Fallas: "Mecanismos que pueden causar fallas"

CAPITULO IV. DISEÑO DE SARTA Y SU APLICACION

UNAM Facultad de Ingeniería

- Tensión
- Torsión
- Fracturas por Fragilización por Hidrogeno
- Fatiga
- Otras causas





Fallas a la Tensión

Las fallas por tensión ocurren se excede la capacidad de carga del componente más débil de la sarta d perforación. Generalmente es la tubería de perforación en el tope del hoyo.

Ocasionalmente falla la junta si se le aplica Torque por encima del recomendado.

CONCLUSIONES

UNAM Facultad de Ingeniería

CONCLUSIONES

Las tuberías de perforación son elementos tubulares utilizados para llevar a cabo los trabajos durante la operación de la perforación, Generalmente se les conoce como tuberías de trabajo, porque están expuestas a múltiples esfuerzos durante las operaciones de perforación del pozo.

RANGOS:

Cada pieza de la tubería de perforación puede tener un diámetro exterior que varía entre 2 3/8" y 6 3/8" (60.4 y 168.3 mm). La tubería de perforación también se fabrica en longitudes estándar, divididas en los rangos siguientes:

Rango 1-18 a 22 pies (5.47 a 6.71 m.) Obsoleto

Rango 2-27 a 30 pies (8.23 a 9.14 m.)

Rango 3-38 a 45 pies (11.58 a 13.72 m.)

La longitud usada más comúnmente, es la de 30 pies (9.14 m). Las longitudes no incluyen la unión de tubería que va fija en cada extremo. La unión tubería es un accesorio especial enroscado, que se agrega a los extremos de cada sección de tubería perforación, permitiendo así conectar secciones de tuberías para armar la sarta de perforación.

La mayoría de la tubería de perforación que se fabrica hoy en día, es de una sola pieza y se forma de una barra sólida, la cual se taladra en caliente hasta formar un tubo el cual se conoce como Tubería de Perforación sin Costura.

Esta tubería se fabrica de acuerdo a las especificaciones del A.P.I. para resistencias a punto cedente y a la tensión. La resistencia mínima a punto cedente se refiere a la fuerza necesaria para estirar o comprimir la tubería de perforación hasta deformarla permanentemente. La resistencia mínima a la tensión se refiere a la fuerza necesaria para estirar la tubería hasta romperla. Otro factor importante es la resistencia al colapso, o la fuerza necesaria para aplastar los lados de la tubería hasta socavarla sobre sí misma.

La mayoría de las tuberías sin costuras de hoy en día, pertenece a uno de los cuatro grados

CONCLUSIONES

UNAM Facultad de Ingeniería

A.P.I. –

- (1) E, con resistencia mínima a punto cedente de 75,000 lb/pulg²;
- (2) X-95, con resistencia mínima a punto cedente de 95,000 lb/pg²;
- (3) G-105, con resistencia mínima a punto cedente de 105,000 lb/pg² (723.87);
- (4) S-135, con una resistencia mínima a punto cedente de 135,000 lb/pg²

La resistencia a la torsión a punto cedente de la tubería de perforación, es la fuerza de torsión que ella puede resistir antes de torcerse.

La resistencia a la torsión de la tubería, es generalmente menor que aquella en las reuniones de tubería, excepto cuando se usa una sarta de perforación de alta resistencia y conjuntos para pozos de diámetro reducido.

La resistencia a la ruptura de una tubería de perforación, es la presión interna que puede reventar una tubería nueva, originando una fuga.

La presión de ruptura en una sarta de perforación en un pozo, es la suma de la presión de la bomba, aplicada en el extremo superior de la sarta más la presión hidrostática desarrollada por el fluido dentro de la tubería de profundidad.

Si la sarta de perforación está abierta al fondo, la presión hidrostática dentro y fuera de ella se encontrará equilibrada a cualquier profundidad.

La causa más común de fallas en la tubería de perforación es la fatiga, y esta sucede a menudo en mellas superficiales como son los cortes producidos por las cuñas, los desgarres ocasionados en el metal al girar la tubería entre las cuñas o las picaduras de corrosión en el diámetro interior de la tubería (D.I.).

La fuga por erosión y la ruptura por torsión, son dos resultados de fallas de tubería. Una fuga por erosión es un lugar de la tubería donde se ha producido una pequeña abertura, generalmente como resultado de una grieta causada por fatiga, que penetra la pared de la tubería y a través del cual el fluido de perforación ha sido obligado a pasar. La abrasión del fluido corroe el metal y ensancha y redondea el perímetro de la grieta. Algunas veces

CONCLUSIONES

UNAM Facultad de Ingeniería

aparece en una tubería una partidura por fatiga y equivocadamente se le denomina fuga por erosión. La ruptura por torsión es producida generalmente por una grieta causada por fatiga, que se extiende alrededor de la tubería ocasionando que la tubería se rompa. Las roturas cuadradas o espirales, muchas veces son denominadas rupturas por torsión, equivocadamente.

Una ruptura por torsión proviene de la fuerza rotaria que tuerce la tubería hasta romperla. Las tuberías de perforación actualmente tienen una resistencia a la torsión, muy alta y solamente se envuelven o se tuercen, en lugar de romperse si la barrenase atasca mientras continúa la rotación.

Los tres tipos de fatiga más comunes encontrados en las tuberías de perforación, son: La fatiga pura, la fatiga de mella, y la fatiga de corrosión. La gran mayoría de ellas, pueden evitarse.

RELACION DE FIGURAS

CAPITULO I.

FIGURA 1.1 COMPONENTES DE UNA TUBERIA DE PERFORACION

FIGURA 1.2 JUNTAS DE UN TUBO DE PERFORACION PIÑON Y CAJA

FIGURA 1.3 IDENTIFICACIÓN EL ESTADO DE LA CONEXION

FIGURA 1.4. EJEMPLO DE UNA TUBERIA DE PERFORACIÓN DE GRADO “S“

FIGURA 1.5. ROBERT HOOKE

FIGURA 1.6. TIPOS COMUNES DE DEFORMACIÓN

FIGURA 1.7. ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

FIGURA 1.8. IDENTIFICAR Y CONOCER LAS DIMENSONS DE LAS PARTES DEUNA CONEXIÓN (ROSCA) PREMIUM

FIGURA 1.9. CONOCER LAS DIMENSONS DE UNA CONEXIÓN FULL HOLE

FIGURA 1.10 COMPONENTES DE LOS HILOS DE LAS ROSCAS

CAPITULO II.

FIGURA 2.1. COMPONENTE DE UNA BARRENA TRICÓNICA

FIGURA 2.2. COMPONENTE DE UNA BARRENA PDC

FIGURA 2.3. BARRENAS TRICONICAS, DE CORTADORES FIJOS Y ESPECIALES

FIGURA 2.4. SISTEMA DE RODAMIENTO EN BARRENAS TRICÓNICAS

FIGURA 2.5. BARRENA DE COMPACTO DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC)

RELACION DE FIGURAS Y TABLAS

UNAM Facultad de Ingeniería

FIGURA 2.6. BARRENAS DE DIAMANTE NATURAL Y TSP

FIGURA 2.7. BARRENA BICENTRICA Y AMPLIADORA

FIGURA 2.8. TOBERAS DE BARRENA

FIGURA 2.9. LASTRABARRENA LISO

FIGURA 2.10. LASTRABARRENA EN ESPIRAL

FIGURA 2.11. CAPACIDAD Y DESPLAZAMIENTO DE LASTRABARRENAS

FIGURA 2.13. ESTABILIZADOR

FIGURA 2.14. RIMADOR

CAPITULO III

FIGURA.3.1 INDUCCION DE CAMPOS MAGNETICOS IGUALES

FIGURA .3.2 INDUCCION DE CAMPOS MAGNETICOS DIFERENTES

FIGURA 3.3 PUNTAS DE CONTACTO

FIGURA. 3.4 ES DE MARCA MAGNAFLUX, TRABAJA CON 300 AMPERES

FIGURA.3.5 PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

FIGURA.3.6 INDUCIENDO UN CAMPO MAGNÉTICO

FIGURA. 3.7 LIQUIDOS PENETRANTES

FIGURA.3.8 LIMPIEZA DE LA PIEZA

FIGURA. 3.9 APLICACION DEL LIQUIDO PENETRANTE

FIGURA. 3.10 ETAPA DE PROCESO DE INSPECCION

FIGURA. 3.11 PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACION DEL METODO CON LUZ NEGRA

FIGURA 3.12. INSPECCION TUBULAR

CAPITULO IV

FIGURA 4.1. LIMITE ELASTICO Y PLASTICO

FIGURA 4.2. PRESION DE COLAPSO VS RELACION DIAMETRO/ESPESOR

FIGURA 4.3. COLAPSO

FIGURA 4.4. CONFIGURACIONES DE ENSAMBLE DE FONDO

FIGURA 4.5 CARGAS DE TENSION EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

FIGURA 4.6. ESFUERZOS A LA TENSION

FIGURA 4.7. TIPOS DE FUERZA

FIGURA 4.8. EJEMPLO DE LAS CARGAS GEOSTATICAS POR FLUJO DE FORMACIONES PLASTICAS Y ACTIVIDAD TECTONICA

FIGURA 4.9. POZO TERMINADO

FIGURA 4.10 – FUERZAS LATERALES EN LA BARRENA Y COMPONENTES DEL ENSAMBLE DE FONDO

FIGURA 4.11. ENSAMBLE DE FONDO PARA INCREMENTAR EL ANGULO DE INCLINACION

FIGURA 4.12. ENSAMBLE DE FONDO PARA REDUCIR EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

FIGURA 4.13. ENSAMBLE DE FONDO PARA MANTENER EL ANGULO DE INCLINACIÓN

FIGURA 4.14. ELIPSE DE ESFUERZOS BIAXIALES

FIGURA 4.15. FACTORES IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE SARTA

RELACION DE TABLAS

CAPITULO I.

TABLA 1.1 CLASIFICACION EN FUNCION AL DESGASTE DE UNA TUBERIA DE PERFORACION.

TABLA 1.2. PROPIEDADES MECANICAS Y ESPECIFICACIONES DE UNA TUBERIA DE PERFORACION.

TABLA 1.3 CODIGO DE IDENTIFICACION DE UNA TUBERIA DE PERFORACION

TABLA 1.4 PARAMETROS DE VIDA UTIL EN CONEXIONES Y TUBERIAS PREMIUM

TABLA 1.5. DUREZA DE ALGUNAS TUBERIAS

CAPITULO II.

TABLA 2.1. APRIETE RECOMENDADO PARA EL PIÑÓN DE LAS BARRENAS

TABLA 2.2. TORQUE RECOMENDADO BARRENAS Y MOLINOS

TABLA 2.3. CODIGO IADC

TABLA 2.4. PARÁMETROS DE PERFORACION

TABLA 2.5. DIÁMETRO Y PESO DE LASTRABARRENAS

CAPITULO III

TABLA. 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS LÍQUIDOS PENETRANTES

TABLA 3.2 CARACTERISTICAS DE LOS LÍQUIDOS PENETRANTES

TABLA 3.3. TABLA DE COMPARACIONES ENTRE LOS METODOS DE INSPECCION
TUBULAR

AHUSADAS. Adquirir cierto desgaste, dar forma de huso. Un **huso** es un objeto que sirve para hilar fibras textiles. En su forma más simple es un trozo de madera largo y redondeado, que se aguza en sus extremos y que en uno de ellos, normalmente el inferior, lleva una pieza redonda de contrapeso y tope, llamada malacate, nuez, tortera o volante.

ANTI LUDIMIENTO.

A. P. I.: Una de las instituciones más serias y de mayor prestigio a nivel internacional y que ha trabajado para la industria petrolera desde 1919, es el American Petroleum Institute (API). En el seno de dicha institución se han forjado una serie de estudios e investigaciones que dieron lugar a lo que actualmente se conoce como normas o recomendaciones API.

COALESCENCIA. Es la capacidad de dos o más materiales de unirse en un único cuerpo. El término es comúnmente utilizado para explicar los fenómenos de soldadura, en particular de metales.

FOSFATADO: Es un recubrimiento de fosfato de ferromanganeso, que se aplica por inmersión en una solución química caliente. El recubrimiento le da un aspecto oscuro a los rebordes y a las roscas, sirve de lubricante, separa las superficies metálicas durante el enrosque inicial y ayuda a sostener el lubricante bajo las cargas de torsión necesarias para apretar la conexión.

MAQUINADO: Es el desbaste interior, desbaste exterior, acabado de sello y roscado mediante un torno petrolero.

FLECHA KELLY. Aditamento que se encuentra arriba de la mesa rotaria, efectúa la transmisión de movimiento a la tubería de perforación y por lo tanto a la barrena, en Industrial Perforadora de Campeche SA. DE CV se encuentra la de 5 ½ y 4 ½ , respectivamente sus conexiones son Piñón NC-50 derecha – Caja 6 5/8 Regular Izquierda, Piñón NC-38 derecho – Caja 6 5/8 Regular Izquierda.

TORTUOSIDAD. La rugosidad y en el contexto se refiere al pozo.

PANDEO. Surge como consecuencia de aplicar un esfuerzo en la tubería, que si no se corrige e inspecciona puede traer graves consecuencias

PUNTO CEDENTE. Es el punto en el cual la tubería cede a los esfuerzos, hay un rango de valores donde no se puede sobrepasar ya que como consecuencia ocasionaría un daño a la tubería.

MINIMA RESISTENCIA. Mínima resistencia a la que un material puede ser sometido a esfuerzos sin sufrir algún daño. La fuerza necesaria para estirar o comprimir la tubería de perforación hasta deformarla permanentemente.

COLAPSO. Cuando el diferencial entre la presión externa e interna excede la capacidad de presión de colapso del tubo

PUNTO NEUTRO. Punto establecido en la zona de Transición, es decir entre los Lastrabarrenas y la Heavy Weight, punto en el cual no hay fuerzas de tensión y compresión

RELACION DE RIGIDEZ. Está en función de los diámetros exteriores e interiores de la tubería para la sarta de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

UNAM Facultad de Ingeniería

- 1.- BOURGOYNE Jr., A.T., CHENEVERT, M. E., MILHEIM, K. K, y Young Jr., F. S.: "Applied Drilling Engineering", SPE Textbook series.
- 2.- T H HILL ASSOCIATES, Inc. Standar DS-1 "Drill Stem Design and Inspection, Third Edition", 1996
3. - MITCHELL ENGINEERING: Advanced Oil Well Drilling Engineering Handbook & Computer. Program 10th Edition, 1st Revision, July 1995.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: "Recommended Practices for Drill Stem Design and Operating Limits". API Recommended Practice 7G sixteenth edition, December 1, 1998.
5. "APUNTES PARA EL LABORATORIO DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS". UPIICSA-IPN, ACADEMIA DE LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD, MÉXICO D.F., 2002
6. THE CROSBY GROUP, INC "CATALOGO GENERAL ENERO" 2000
7. DIVISIÓN DE SMITH INTERNATIONAL INC "LAS HERRAMIENTAS DE LA INDUSTRIA" 1990
8. PETROLEUM EQUIPMENT GROUP "DRILL STRING Y CASING HANDLING EQUIPMENT"
9. SMITH DRILLING Y COMPLETIONS, "MANUAL DE PERORACION"1997
10. TH HILL ASSOCIATES, INC, "DISEÑO E INSPECCION DE LA SARTA DE PERFORACION", PRIMERA EDICION NOVIEMBRE, 1994.
11. SMITH DRILCO, "MANUAL DRILCO DE CONJUNTOS DE PERFORACION"EDICION DE 1978.

BIBLIOGRAFÍA

UNAM Facultad de Ingeniería

12. ALFONSO R GARCIA CUETO, PROCEDIMIENTO Y PARTICULAS DE ENTRENAMIENTO DEL CURSO DE PARTICULAS MAGNETICAS NIVELES I Y II

13. TF DE MEXICO, S. A., "JUNTAS PARA TUBERIA DE PERFORACION", CATALOGO 1983.

14. Millheim, K.K.: DIRECTIONAL DRILLING; Oil and Gas Journal (eight part series) beginning Nov.6, 1978 and ending Feb. 12, 1979.

15. La información referente a la Inspección de Tuberías de Perforación, ha sido tomada del boletín A.P.I. RP 7G, Décima edición, Enero de 1981, Sección 10.

16. Hernán Ramos Jiménez, OPERACIÓN NIVEL III, Curso de Capacitación y Desarrollo de habilidades en Actividades de Perforación y Mantenimiento de pozos.