



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CRITERIOS DE DISEÑO Y OPERACION PARA EL CONTROL DEL DESGASTE DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

OCTAVIO JESUS SAAVEDRA ESTRADA

DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ



MEXICO, D. F.

282163

2000



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-638

**SR. OCTAVIO JESUS SAAVEDRA ESTRADA**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Martínez Pérez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CRITERIOS DE DISEÑO Y OPERACION PARA EL CONTROL DEL DESGASTE DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

- I INTRODUCCION
  - II ANTECEDENTES
  - III PRINCIPALES FACTORES DEL DESGASTE Y SU MECANISMO DE CONTROL
  - IV PREDICCION DEL DESGASTE OCASIONADO POR LA SARTA DE PERFORACION
  - V CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO EXPUESTAS AL DESGASTE
- CONCLUSIONES  
NOMENCLATURA  
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

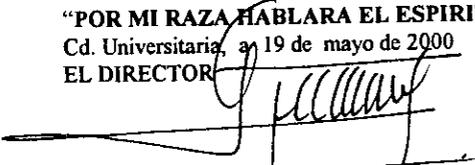
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, a 19 de mayo de 2000

EL DIRECTOR

  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg

ff

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TESIS: CRITERIOS DE DISEÑO Y OPERACION PARA EL CONTROL DEL  
DESGASTE DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

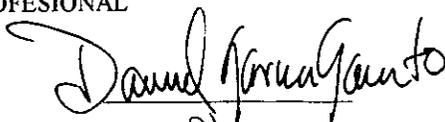
DIRECTOR: M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ

REALIZADA POR: OCTAVIO JESUS SAAVEDRA ESTRADA

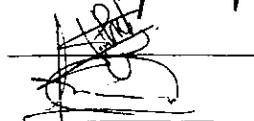
No. DE CUENTA: 8308231-9

JURADO PARA EXAMEN PROFESIONAL

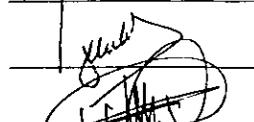
PRESIDENTE: DR. DANIEL GARCIA GAVITO



VOCAL: M. I. JOSE MARTINEZ PEREZ

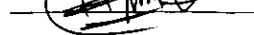


SECRETARIO: M. I. NESTOR MARTINEZ ROMERO



1ER. SPTE.: M. I. JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ

2DO. SPTE.: M. I. MAXIMINO MEZA MEZA



CD. UNIVERSITARIA, JUNIO DE 2000.

---

A mi Universidad:

Universidad Nacional Autónoma de México

A mi Escuela:

Facultad de Ingeniería

A todos y cada uno de mis profesores.

GRACIAS.

---

---

**Agradecimientos Especiales:**

Al M. I. José Martínez Pérez

Por su apoyo para la realización de este trabajo.

Al Ing. Jorge A. Mancilla Castillo

Mi más sincero agradecimiento por toda su colaboración durante el desarrollo de este trabajo.

Por haberme dado la confianza para retornar a la Ingeniería Petrolera.

Gracias.

---

---

A mi madre:

Gracias, por tu cariño y tu apoyo.

Gracias, por tu paciencia y confianza.

Porque me has sabido guiar hacia la meta  
que me tracé, haciendo el viaje menos difícil.

A ti padre:

Mi agradecimiento, por haberme  
dado la oportunidad de enfrentar mi  
camino.

---

---

A mis hermanos:

Eduardo

Rosa

José

Guadalupe

Gracias, por todo su apoyo y cariño que  
siempre me han brindado.

A mi esposa Luz:

Deseo que siempre juntos, alcancemos  
la realización de nuestras metas.

Gracias por tu apoyo y comprensión  
en los momentos más difíciles.

---

---

Con un agradecimiento muy especial a:

Mi tía Carmen, a:

Benjamín, Marco Antonio y Víctor.

Porque siempre han estado junto a mí,

y de alguna manera, forman parte de lo que soy.

Mi eterna gratitud a la señora:

Zulema

Sin su hospitalidad, no hubiera logrado

esta etapa.

---

## **ÍNDICE**

1. INTRODUCCIÓN
2. ANTECEDENTES
  - 2.1. ORIGEN DEL PROBLEMA
  - 2.2. CONCEPTOS GENERALES
    - 2.2.1. TIPOS DE DESGASTE
    - 2.2.2. TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y GRADO DE DESGASTE
  - 2.3. VARIABLES INVOLUCRADAS EN EL DESGASTE
    - 2.3.1. VARIABLES DEL DESGASTE MECÁNICO
    - 2.3.2. VARIABLES DEL DESGASTE QUÍMICO
3. PRINCIPALES FACTORES DEL DESGASTE Y SU MECANISMO DE CONTROL
  - 3.1. DESGASTE POR FACTORES MECÁNICOS
    - 3.1.1. DESVIACIONES SEVERAS
    - 3.1.2. PANDEO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y/O REVESTIMIENTO
    - 3.1.3. POZOS DIRECCIONALES
  - 3.2. MECANISMOS DE CONTROL DEL DESGASTE
    - 3.2.1. CONTROL ANTES DE LA PERFORACIÓN
      - 3.2.1.1. IMPORTANCIA DE LOS PROGRAMAS DE CÓMPUTO EN LA SIMULACIÓN DEL DESGASTE
      - 3.2.1.2. CONTROL DURANTE LA PERFORACIÓN
      - 3.2.1.3. PROTECTORES DE TUBERÍA NO-ROTATORIOS
      - 3.2.1.4. SUSTITUTO REDUCTOR DE TORSIÓN
      - 3.2.1.5. MAGNETOS RECOLECTORES
    - 3.2.2. CONTROL DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN
      - 3.2.2.1. REGISTRO DE CALIBRACIÓN MULTI-FINGER
      - 3.2.2.2. REGISTRO ULTRASÓNICO DE IMÁGENES (USI)
      - 3.2.2.3. REGISTRO ULTRASÓNICO DE IMÁGENES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (UCI)
      - 3.2.2.4. REGISTRO DE TEMPERATURA

4. PREDICCIÓN DEL DESGASTE OCASIONADO POR LA SARTA DE PERFORACIÓN
    - 4.1. MODELOS DE PREDICCIÓN
      - 4.1.1. MODELO DE BRADLEY Y FONTENOT
      - 4.1.2. MODELO DE MAURER
      - 4.1.3. MODELO DE DESGASTE NO LINEAL DE LA COMPAÑÍA SHELL
    - 4.2. PROFUNDIDAD Y VOLUMEN DEL DESGASTE
    - 4.3. CARGAS LATERALES Y DE ARRASTRE EN LA SARTA DE PERFORACIÓN
    - 4.4. CÁLCULO DE LA PATA DE PERRO
      - 4.4.1. CÁLCULO DE LA SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO
      - 4.4.2. INSERTANDO UNA INCLINACIÓN DE LA PATA DE PERRO
      - 4.4.3. ADICIONANDO LA TORTUOSIDAD
    - 4.5. COLAPSO Y ESTALLAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DESGASTADA
      - 4.5.1. ECUACIONES BIAXIALES
      - 4.5.2. ECUACIONES API
      - 4.5.3. ECUACIONES OTS
    - 4.6. CÁLCULO DE LA POSICIÓN DE LOS PROTECTORES EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN
    - 4.7. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA CWEAR
    - 4.8. LINEAMIENTOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN DE DESGASTE EN LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO
  5. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO EXPUESTAS AL DESGASTE
    - 5.1. GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO
    - 5.2. CONSIDERACIONES POR FLEXIÓN, TORQUE Y ARRASTRE
    - 5.3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO POR DESGASTE MECÁNICO
- CONCLUSIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFÍA

## **1. INTRODUCCIÓN**

El desgaste de las tuberías de revestimiento no es un problema reciente; sin embargo, en los últimos años se ha incrementado debido al uso de prácticas cada día más severas en la perforación. Su estudio y la búsqueda de procedimientos adecuados para prevenirlo, evaluarlo, controlarlo, y de esta manera lograr reducir sus efectos, son objetivos de la mayor importancia para contar con pozos seguros y confiables.

La reducción del desgaste de las tuberías de revestimiento puede evitar inversiones económicas adicionales que se requerirían en la reparación de los daños generados por un inadecuado control del problema.

Si bien es cierto que una protección del desgaste en las tuberías incrementaría los costos de los pozos, el ahorro final, al prevenir los problemas, justificaría su aplicación. Por ello, para que un pozo sea candidato a realizar en él un estudio de desgaste, será necesario que presente ciertas condiciones que permitan prever la posible existencia de problemas de desgaste en las tuberías. Es por ello que en este trabajo se presentan y describen cuáles son las condiciones más importantes que se consideran en la literatura especializada en el tema.

El desgaste de las tuberías de revestimiento puede ser provocado tanto por aspectos mecánicos como por aspectos químicos; este último debido a que las tuberías están expuestas a ambientes corrosivos (fluidos amargos,  $H_2S$ ,  $CO_2$ ). El desgaste químico es un tema tan complejo que por sí solo merece un estudio aparte. Por esta razón, en este trabajo solo se mencionarán en forma general los factores relacionados con el desgaste corrosivo de las tuberías, por lo que el trabajo se concentra en el desgaste mecánico.

Para la evaluación del desgaste en las tuberías de revestimiento se consideran en este trabajo las siguientes cuestiones:

- a) ¿Qué variables intervienen en el desgaste interno de la tubería?
- b) ¿Qué prácticas de perforación contribuyen más al desgaste?
- c) ¿Cómo comparar los datos de campo con los resultados del laboratorio?
- d) ¿Cuáles son los procedimientos más adecuados para eliminar o reducir el problema?

e) ¿Cuáles son los lineamientos que permiten decidir cuándo es necesario invertir tiempo y dinero en realizar una protección del desgaste de las tuberías de revestimiento?.

El principal objetivo de este trabajo es conocer y presentar la tecnología disponible para evaluar y controlar el desgaste mecánico de las tuberías de revestimiento durante todo el proceso de la perforación del pozo. Desde su planeación, monitoreando el posible desgaste que sufrirá mediante el empleo de un simulador, hasta después de finalizada la perforación, evaluando el desgaste producido mediante una medición directa empleando registros.

No se pretende dar una solución completa al problema, que es complejo por la diversidad de factores que intervienen, únicamente se intenta presentar de manera conjunta los principales estudios realizados hasta el momento y la tecnología derivada de ellos, lo que permite hacer una mejor evaluación y tener un mayor control sobre el problema del desgaste en las tuberías de revestimiento.

## **2.1 ORIGEN DEL PROBLEMA**

Desde principios de los años 30's los operadores de los equipos de perforación han experimentado problemas con algún tipo de desgaste en las tuberías de revestimiento (TR), por lo que este problema no es nuevo. Debido a la naturaleza de la interacción entre la sarta de perforación y la tubería de ademe, el problema ha persistido y siempre estará latente.

El desgaste del diámetro exterior de las tuberías de perforación (TP) y de sus juntas ha sido uno de los principales factores que limitan su vida de operación, particularmente en pozos profundos, por lo que se necesitó contar con un método económico para el control de su desgaste. Primero, era necesario mantener un diámetro exterior adecuado para poder aplicar un esfuerzo torsional suficiente. Segundo, la vida de la junta debería ser igual a la vida esperada de la tubería de perforación. De esta manera, se introdujo un recubrimiento en las juntas en la tubería de perforación para asegurar su resistencia cuando se les sometía a formaciones abrasivas.<sup>(1)\*</sup>

Hasta 1960, el interés principal de los operadores fue el maximizar la resistencia al desgaste en la sarta de perforación olvidando el desgaste de la tubería de revestimiento. Desafortunadamente algunos diseños en campo para los recubrimientos de las juntas no fueron adecuados y por lo tanto, resultaron inferiores en su resistencia al desgaste. Sus superficies eran muy irregulares causadas por agrietamiento, astillamiento, formación de escamas, o por los amplios espacios entre las bandas individuales.

A principios de los 60's, alrededor del 95% de todas las sargas de perforación que se utilizaban tenían juntas con soldadura de recalentamiento, y aproximadamente el 90% de todas las juntas de 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub> pg y 5 pg, fueron adquiridas con recubrimientos reforzados o fueron recubiertas posteriormente en el campo.<sup>(2)</sup>

Adecuadamente aplicados sobre las juntas, los recubrimientos altamente resistentes al desgaste reducen drásticamente el daño sobre la superficie exterior de éstas, sin embargo otros problemas se presentan como consecuencia de su utilización.

---

<sup>(1)</sup> Bibliografía al final del trabajo

Con el transcurso del tiempo, la perforación se volvió más severa cuando se expandieron las operaciones direccionales; esto incrementó: la fricción debida al arrastre, las cargas normales y el tiempo de perforación. Las juntas recubiertas con soldadura fueron una de las causas del incremento del desgaste en las tuberías de revestimiento. En algunos casos su uso estaba justificado debido al alto costo de las operaciones de pesca por el desprendimiento de las tuberías.

Esta situación condujo a una prueba inicial para determinar si todos los tipos de recubrimiento causaban aumento del desgaste en las TR. Los resultados mostraron que aún cuando no se utilizaban recubrimientos en las juntas, otras variables tales como las patas de perro, la velocidad de rotación, las combinaciones de peso, los tipos de lodo de perforación y las cargas laterales podrían contribuir al desgaste.<sup>(2)</sup>

Otro factor que contribuye al desgaste es la severidad de la desviación, ya que una buena parte de los pozos con este problema presentan patas de perro relativamente severas. El desgaste se presenta sobre todo después de perforar un tramo considerable debajo de su ubicación, ya que en estas zonas se presentan elevadas cargas normales causadas por las fuerzas de tensión.

El utilizar ensambles de estabilización ha dado buenos resultados en el control de la perforación de los pozos direccionales. Para mantener los requerimientos en el diámetro exterior de los estabilizadores y los lastrabarreras, sus aletas y bordes son protegidos mediante los materiales más resistentes disponibles, convirtiéndolos en otro factor (aunque relativamente menor) para ser considerado en el desgaste de las tuberías de revestimiento.

Las líneas de acero también pueden formar ranuras dentro de la TR y son, por lo tanto, una evidencia convincente de desgaste por movimiento longitudinal.

Actualmente, en el diseño de las tuberías de revestimiento por el criterio de Carga Máxima se considera el análisis de la carga axial por fricción y flexión en los pozos con desviaciones severas, sin embargo no se examina el riesgo del desgaste futuro del espesor de la tubería. Lo anterior puede provocar que un diseño realizado adecuadamente se encuentre en el futuro rebasado en sus previsiones de resistencias al colapso, a la presión interna y/o a la tensión de las tuberías seleccionadas, al verse sometidas éstas a un severo desgaste.

Los daños causados por desgaste mecánico en las tuberías terminan por ocasionarles fisuras y fugas, lo que provoca la necesidad de inversiones adicionales para corregir estos problemas.

Otro tipo de desgaste que puede sufrir una tubería de revestimiento es el provocado por la corrosión. Las fugas dentro de las tuberías de revestimiento permiten la infiltración de agua y sedimentos ocasionando daños. El agua salada y los sulfuros frecuentemente están presentes en los pozos de aceite y gas por lo que la corrosión ocurre dentro y fuera de la tubería de revestimiento.

La corrosión en los pozos petroleros es provocada principalmente por la presencia de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), oxígeno ( $\text{O}_2$ ) y ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).

Las primeras prácticas para controlar la corrosión comprendieron la adición de neutralizadores tales como el amoníaco, el carbonato de sodio, el hidróxido de sodio y el silicato de sodio; más tarde éstos fueron reemplazados en muchos casos por inhibidores orgánicos solubles en aceite o en agua.

## **2.2 CONCEPTOS GENERALES**

Debido a las diferentes condiciones de presión en que se desarrolla la perforación de los pozos petroleros se requiere del uso de varios tipos de sartas de tubería de revestimiento con el fin de lograr alcanzar el objetivo deseado de manera segura y económica. Una descripción de estos tipos de tuberías, así como el concepto de desgaste tanto mecánico como químico al cual están expuestas, se presenta a continuación.

### **2.2.1 TIPOS DE DESGASTE**

Básicamente el desgaste en las tuberías de revestimiento puede ser ocasionado tanto por factores mecánicos como por factores químicos.

#### **Desgaste mecánico**

El desgaste mecánico de la tubería de revestimiento se puede definir como la remoción de metal del interior de la tubería, como resultado del contacto entre los componentes de la sarta de perforación (tubería de perforación, juntas, protectores, estabilizadores,

escariadores, lastrabarreras, tubería extrapesada, barrena) y la tubería de revestimiento, durante las operaciones de perforación. El desgaste puede estar influenciado por una combinación de movimiento rotacional y longitudinal de varias conexiones y herramientas.<sup>(2)</sup>

En el caso más general, el desgaste mecánico de la TR es el resultado de un sistema complejo de tres componentes: la tubería de revestimiento, la junta de la tubería de perforación y el lodo de perforación.<sup>(3)</sup>

Para una adecuada discusión del proceso de desgaste mecánico, se definen a continuación los siguientes mecanismos de desgaste en las tuberías de revestimiento:

*Desgaste adhesivo.* Es la transferencia de material de una superficie a otra durante un movimiento relativo, causado durante el proceso de unión entre las fases sólidas.

*Desgaste abrasivo.* Es la remoción de material, causado por protuberancias de las juntas recubiertas y/o por partículas duras en el lodo.

*Desgaste por ranuración.* Es la formación de ranuras o canales debido a la deformación plástica de la tubería de revestimiento, por protuberancias de la junta recubierta o partículas duras.

Si bien el desgaste mecánico tiene gran influencia en el proceso de deterioro de las tuberías, el desgaste químico también puede ocasionar severos daños si no se le da la atención que requiere.

#### **Desgaste químico**

El desgaste químico se entiende como el daño que sufre el metal que constituye a las tuberías por la acción de diversos agentes químicos. La corrosión es el principal factor en el deterioro del metal de las tuberías de revestimiento.

La principal causa de la corrosión es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas, los mismos tienden a volver a sus estados originales a través de los procesos de corrosión.<sup>(4)</sup>

La corrosión está basada en una transferencia de electrones. Un sistema es oxidante si puede capturar electrones: por ejemplo oxígeno en agua:  $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$ . La corrosión ocurre si los iones positivos de una solución ( $H^+$  u otro tipo) son capaces de

absorber electrones en la doble capa eléctrica del metal, a pesar de la afinidad de los iones positivos del metal para estos electrones, figura 2.1.<sup>(5)</sup> El poder corrosivo refleja la habilidad de los iones positivos del medio ambiente para remover electrones.

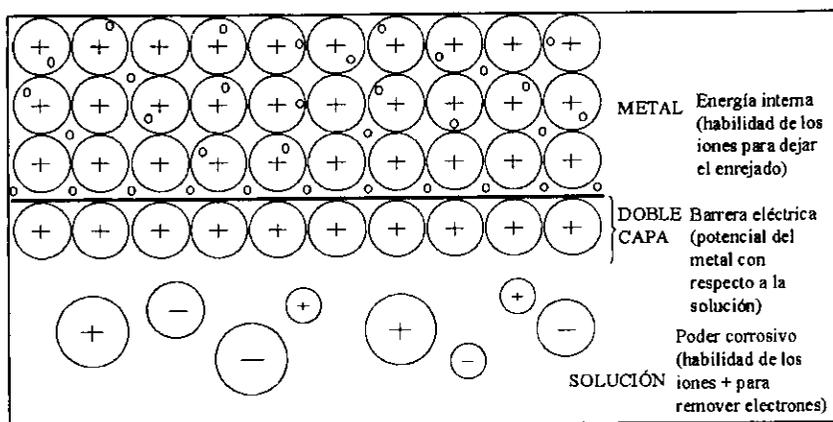


Figura 2.1. Iniciación de la corrosión electroquímica. <sup>(5)</sup>

La corrosión se puede clasificar en:

- Corrosión por combinación directa (u oxidación).
- Corrosión electroquímica.

La corrosión generalmente es lenta, pero de carácter persistente. En algunos ejemplos los productos de la corrosión existen como una película delgada, adherente, que sólo mancha o empaña el metal y puede actuar como un retardador para una ulterior acción corrosiva. En otros casos, los productos de la corrosión son de carácter voluminoso o poroso, sin ofrecer ninguna protección.

La corrosión se puede presentar con bajas o altas temperaturas. Usualmente envuelve a una solución acuosa o electrolítica y es la causante de la mayor cantidad de corrosión; no obstante puede ocurrir también en la ausencia de una fase líquida; los vapores y gases usualmente son los causantes de este tipo de corrosión.

El proceso de corrosión en las tuberías de revestimiento puede presentarse debido a diferentes factores. El cemento que rodea a las tuberías y que asegura la estabilidad eléctrica del metal puede no ser continuo, permitiendo de esta manera la comunicación

entre la TR y los fluidos de la formación por lo que los agentes corrosivos presentes en el medio pueden entrar en acción. La comunicación entre superficies con diferentes potenciales electroquímicos pueda ser la fuente de corrientes que inicien la corrosión.

La corrosión por disolución debida a la acción de ácidos puede remover el metal sobre las tuberías. Esta es causada por dióxido de carbono presente en el agua de formación, sin embargo el H<sub>2</sub>S o los ácidos usados en los tratamientos de acidificación (clorhídrico o fluorhídrico), también pueden ser responsables si no se les inhibe.

### **2.2.2 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y GRADO DE DESGASTE**

Una tubería de revestimiento o de ademe es una tubería de acero que se coloca durante la perforación de un pozo para prevenir los derrumbes de las paredes del agujero, el filtrado de los fluidos en la formación y para proveer un medio de extraer hidrocarburos si el pozo es productor.<sup>(6)</sup>

Teóricamente, lo ideal sería tener una tubería de revestimiento desde la superficie hasta la formación productora, pero debido a que durante la perforación se van encontrando diversas formaciones y cada una de ellas presenta diferentes problemas, en el pozo se introducen en forma concéntrica varias tuberías de revestimiento que de acuerdo a sus funciones específicas se denominan de la siguiente manera:<sup>(7)</sup>

*Tubería de revestimiento conductora.*- Generalmente es de longitud corta; previene la erosión o lavado del pozo; permite establecer desde el inicio, el retorno del fluido de perforación; así mismo, puede ser usada para soportar estructuralmente una parte de la carga de los cabezales. Si bien esta tubería no esta expuesta a sufrir desgaste, protege a las sartas de revestimiento subsecuentes de la corrosión.

*Tubería de revestimiento superficial.*- Después de cementar la tubería conductora y perforar el pozo con el siguiente diámetro de la barrena, se instala una tubería de menor diámetro que la conductora a una profundidad que protege al pozo de derrumbes, de formaciones con pérdida de circulación que a menudo se encuentran cerca de la superficie, y de acuíferos dulces someros.

Debido a las elevadas fuerzas de tensión en la sarta de perforación cerca de la superficie, se puede presentar un cierto grado de desgaste en estas tuberías. Incluso en secciones del pozo aparentemente verticales, están presentes pequeñas patas de perro, las que aunadas a largos tiempos de rotación, pueden producir un daño a la tubería.

*Tubería de revestimiento intermedia.*- Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, tales como zonas de presiones anormales o de pérdida de circulación, será necesario colocar una o más sargas de tuberías que aislarán la zona problema. Estas tuberías de revestimiento intermedias son las más expuestas a sufrir severos desgastes, debido principalmente a la presencia de zonas de incremento de ángulo en el caso de pozos desviados. Las fuerzas normales generadas debajo de estas zonas por las juntas de la tubería de perforación contra el ademe, ocasionan la generación de ranuras de desgaste de magnitud considerable.

*Tubería de revestimiento de explotación.*- Es la última en instalarse en el pozo y llega hasta la zona productora. Se utiliza para aislar los hidrocarburos de fluidos indeseables, como agua o gas de formaciones anteriores; además protege a la tubería de producción.

Debido a que se instala hasta el final de la perforación no se ve afectada por largos tiempos de rotación, por ello su desgaste mecánico es despreciable. Sin embargo, su exposición a los fluidos producidos puede ocasionar que se presenten daños por corrosión química.

*Tubería de revestimiento corta (Liners).*- Constituye una instalación especial que evita utilizar una sarga desde la superficie al fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada dentro de la última tubería, aproximadamente de 50 a 150 metros y en ocasiones se emplea una longitud mayor. Esta tubería estará expuesta al desgaste sólo si se encuentra ubicada en una zona crítica.

### **2.3 VARIABLES INVOLUCRADAS EN EL DESGASTE**

El desgaste de la tubería de revestimiento es un problema complejo que involucra diferentes variables para cada tipo de desgaste. En el caso del desgaste mecánico se tienen:

- Características de las superficies en contacto (tipo de acero de la tubería de perforación y revestimiento, dureza de las juntas, etc.).
- Magnitud de la fuerza y presión de contacto.

- Área de contacto.
- Tiempo que se mantiene el contacto.
- Composición del fluido de perforación.
- Tipo de movimiento (rotacional o longitudinal).
- Velocidad de rotación de la sarta de perforación (r.p.m.).

En el caso del desgaste químico se contemplan las siguientes variables:

- Temperatura.
- Concentración.
- Tiempo de exposición.
- Composición del metal.
- Efecto del pH.
- Efecto del oxígeno y los oxidantes
- Efecto del bióxido de carbono
- Efecto del ácido sulfhídrico

### **2.3.1 VARIABLES DEL DESGASTE MECÁNICO.**

#### **Características de las superficies en contacto.**

Dependiendo de la cantidad de superficie rugosa que se tenga en la junta de la TP, el proceso de abrasión entre dos superficies dominará el desgaste. En juntas con superficies pulidas puede ocurrir tanto el desgaste adhesivo como el desgaste abrasivo; la magnitud de la velocidad del desgaste dependerá principalmente de los constituyentes del lodo.<sup>(3)</sup> Una mínima velocidad de desgaste se puede obtener con juntas con recubrimiento suave y un lodo que genere una capa de partículas blandas en el área de contacto.

Las bandas de recubrimiento en las juntas están compuestas de acero y carburo de tungsteno, éstas pueden estar soldadas sobre juntas nuevas o usadas. Tres tipos básicos de carburo de tungsteno se usan en la soldadura compuesta por carburo-acero: el fundido-comprimido (con esquinas ásperas), el formado con pelotillas aglomeradas (aproximadamente esferas), y el aglomerado-comprimido (con esquinas ásperas). La consistencia de estas partículas de tungsteno varía de ásperas a finas. El tamaño y la forma de los granos, el método de aplicación y la experiencia del soldador, determinan la

abrasividad del recubrimiento. La composición y el método de aplicación del recubrimiento deberán seleccionarse de tal manera que se obtenga una soldadura suave y adecuada.

El cambio de una banda de recubrimiento de carburo a otra, durante el proceso de soldadura, generalmente da por resultado un borde elevado y afilado sobre una cara de la junta. Este desplazamiento local del diámetro exterior de la junta es, probablemente, una de las causas de la sección transversal excéntrica en las juntas desgastadas en campo.

Lewis y Wright <sup>(2)</sup> estimaron que una soldadura nueva de carburo usada para recubrir una junta, podría desgastar a la tubería de revestimiento hasta antes del 10% de la vida esperada del recubrimiento.

Varias compañías han introducido una técnica alternativa, "endurecimiento en dos faces", para obtener una junta con superficie suave, y de esta manera evitar el contacto entre los granos abrasivos de carburo de tungsteno expuestos y la tubería de revestimiento. El carburo de tungsteno de pelotillas aglomeradas es sumergido en un baño de una aleación especial de acero. Cuando se selecciona el material apropiado para el baño se puede obtener un buen acoplamiento con el acero de la tubería de revestimiento, con lo que se reduce el desgaste adhesivo.

Algunas compañías van más allá y aplican bandas con recubrimiento duro sin granos de carburo de tungsteno. Las propiedades mecánicas de estas bandas son comparables con las del recubrimiento con carburo. Como resultado, la dureza se duplica y la resistencia a la abrasión se incrementa.

También existe la opción de omitir el recubrimiento, sin embargo el contacto con secciones altamente abrasivas del agujero descubierto se debe de evitar. La mayor ventaja de no proteger a las juntas es su uniformidad y su diámetro exterior suave.

Por lo tanto, el uso de juntas con recubrimiento de carburo de tungsteno incrementa el desgaste en la tubería de revestimiento, sin embargo en algunos casos, esta situación se justifica debido a los altos costos que implican los trabajos de pesca por el desprendimiento de alguna sección.

En lo que respecta al empleo de otros materiales para la manufactura de las tuberías de revestimiento, en pruebas de desgaste sobre fibra de vidrio, titanio y acero, realizadas por

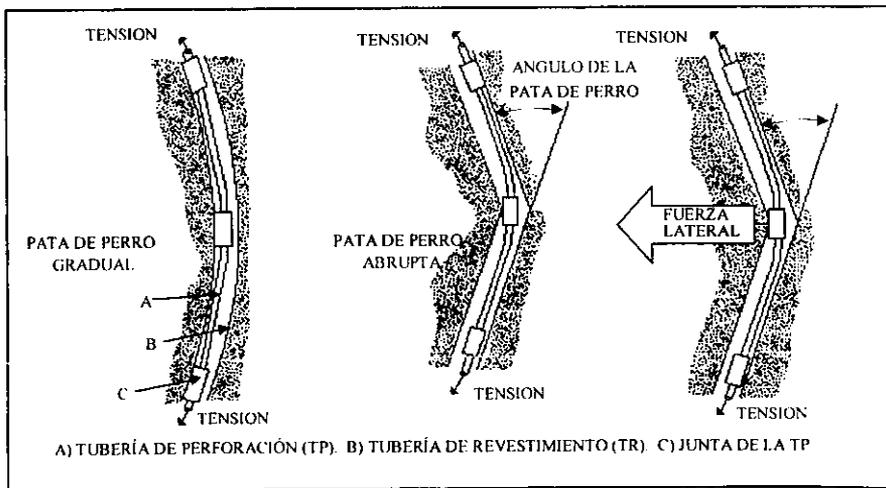
Russell Hall y colaboradores,<sup>(8)</sup> encontraron que la fibra de vidrio mostró el más alto porcentaje de desgaste (60 %) en 8 horas de prueba. El titanio, a pesar de ser el más fuerte, ligero, y más resistente a la corrosión que el acero, tuvo un 43% de desgaste comparado con el 28% de la tubería de acero N-80.

**Magnitud de la fuerza y presión de contacto.**

Uno de los factores con más influencia en el desgaste de la tubería de revestimiento es la magnitud de la carga aplicada por la sarta de perforación. Los resultados de pruebas experimentales han mostrado que es la presión de contacto, en vez de la carga de contacto, el parámetro apropiado para controlar la velocidad del desgaste de la tubería de revestimiento.<sup>(9)</sup>

Las cargas de contacto de magnitud considerable ocurren en las patas de perro, en tuberías de revestimiento con pandeo y en pozos direccionales.

La figura 2.2 permite visualizar el contacto que se establece entre las juntas de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento en pozos con desviaciones severas.



**Figura 2.2 Contacto entre las juntas de la TP con la TR <sup>(1)</sup>**

El proceso de desgaste de la tubería de revestimiento por la junta, durante la perforación, puede explicarse de la siguiente manera: Primero se forma una pata de perro en el agujero

perforado. A continuación, el agujero es ademado en un cierto intervalo incluyendo la pata de perro. Tan pronto como la perforación comienza de nuevo, una junta es empujada contra la TR por la tensión en la sarta ocasionando el desgaste; conforme éste continúa, se forma una ranura en la tubería incrementando el área de contacto.

Con una pata de perro cuya severidad (DL) sea de  $3^{\circ}/30$  m ( $3^{\circ}/100$  pies), según la figura 2.3, y una tensión local de 1,000 kN (225,000 lb), en una tubería de 5 pg (127 mm) de diámetro exterior, se puede esperar una fuerza de contacto de 15 kN (3,400 lb) entre la junta y la tubería de revestimiento.

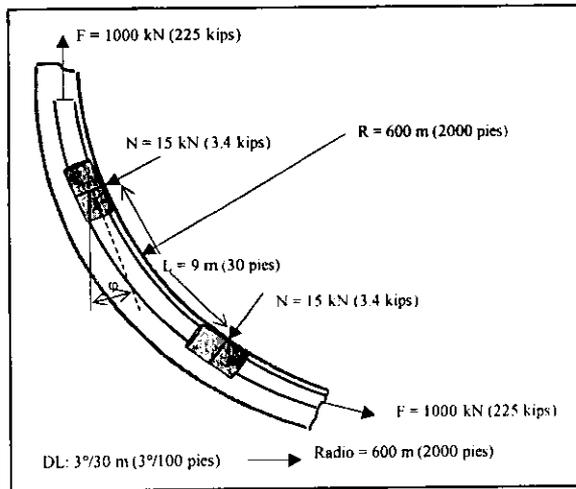


Figura 2.3 Carga de contacto entre la junta y la tubería de revestimiento debida a la carga de tensión. <sup>(10)</sup>

Un estudio realizado por Lubinski <sup>(10)</sup> en pozos perforados antes de 1960 mostró que cuando las cargas entre las juntas y la tubería de revestimiento eran menores de 2.000 lbf (8.9 kN), la tubería estaría prácticamente libre de desgaste. Este límite está basado en registros direccionales y en reportes de fallas en campo. Es probablemente muy conservador sin embargo, esto condujo al concepto de controlar la máxima carga en la pared de la tubería para disminuir el desgaste.

Nicholson usó una aproximación similar y decidió tomar el límite máximo de 3.000 lbf (13.3 kN). A pesar de que estos criterios son provechosos y de fácil uso, tienen una gran

simplificación, ya que factores como el tiempo de rotación, la velocidad de rotación y el espesor de la tubería de revestimiento no se contemplaron en los estudios.

Más recientemente, Bradley<sup>(11)</sup> presentó los resultados de su estudio donde concluye que la velocidad del desgaste varía aproximadamente con la fuerza de contacto.

La compañía Shell trabajó en este problema abordándolo desde otra perspectiva. Primero mostró que la rotación de la sarta es por mucho la principal causa del problema, a partir de ello, *es realista despreciar el desgaste por viaje de la tubería*. Su trabajo también midió la penetración del desgaste contra el tiempo, para varias cargas de contacto. Los resultados mostraron que esta velocidad de penetración dentro de la tubería de revestimiento decrece con el tiempo; también se mostró que la velocidad de penetración para un tiempo de desgaste dado, no es lineal con la carga.<sup>(9)</sup>

Con el estudio anterior se indicó, pero no se exploró, el hecho de que la velocidad de desgaste de la tubería está correlacionada mejor con la presión de contacto (fuerza/área) que con la carga de contacto.

Los resultados de las pruebas realizadas en laboratorio por Williamson<sup>(9)</sup> sobre el efecto de la presión de contacto en el desgaste mostraron que existe un cambio en el mecanismo de desgaste cuando se llega a una presión de contacto de 200 psi (1.4 MPa) aproximadamente. A bajas presiones, predomina el desgaste abrasivo. A altas presiones, el desgaste adhesivo es el mecanismo primario. Dentro de un rango de 150 a 250 psi (1.0 a 1.7 MPa), puede ocurrir cualquiera de éstos mecanismos.

#### Área de contacto.

El área de contacto se presenta entre un cilindro (la junta) y el radio interno de un toroide (el diámetro interno curvado de la tubería de revestimiento). Como la curvatura de la tubería es pequeña, el área de contacto se puede asumir como un arco del mismo radio de la junta con una longitud de 3 pg (76 mm).

En los pozos con desviaciones severas, las juntas de la tubería de perforación chocan contra las paredes de la tubería de revestimiento debido a la tensión en la sarta, y debido al desgaste que se genera, se forma una *banda longitudinal de desgaste* en la TR que incrementa el área de contacto.

La reducción en la presión de contacto dará por resultado una disminución de la velocidad de desgaste; para lograr esto, el recubrimiento de la junta debe estar totalmente alineado con la superficie exterior de ésta, evitando así que el recubrimiento se eleve sobre la junta. De esta forma, el contacto con la pared de la tubería de revestimiento se distribuye a lo largo de la longitud total de la junta (caja y piñón).

**Tiempo que se mantiene el contacto.**

La velocidad de desgaste de la tubería de revestimiento se verá afectada por el espaciamiento de las juntas, esto es, la fracción del tiempo entre junta y junta que estará en contacto con cualquier punto dentro de la tubería de revestimiento. Bradley y Fontenot <sup>(11)</sup> determinaron en pruebas experimentales que con un espaciamiento entre juntas de 30 pies (9 m), la velocidad de desgaste en el campo será 0.01 veces la velocidad de desgaste experimental,  $4 \text{ pg}/(30 \text{ pies})(12)$ .

La Tabla 2.1 muestra las velocidades de desgaste aproximadas en campo y los días totales de rotación necesarios para penetrar la pared de la tubería de revestimiento. Fue desarrollada a partir de datos experimentales de volumen de desgaste por junta.

Se puede apreciar que para juntas nuevas en agua limpia y con moderadas fuerzas de contacto de 2,000 lb (8.9 kN), los datos predicen un total de 180 días de rotación, o aproximadamente 270 días de perforación para penetrar la tubería de revestimiento de 53.5 lb; y de 130 días de rotación o 195 días de perforación para la tubería de 40 lb. En condiciones extremas de carga, es decir una pata de perro de 10°/100 pies (3°/10 m) y 225,000 lb (1,000 kN) de carga de tensión en la sarta de perforación, o 10,000 lb (44.5 kN) de fuerza de contacto, la tubería de revestimiento de 40 lb puede ser dañada en tan sólo 6 días de perforación utilizando juntas nuevas. En el caso de utilizar juntas desgastadas en el campo y sistemas de lodo sin arena, los días de rotación para penetrar la tubería de 40 lb varían desde 50 para una carga de contacto de 5,000 lb (22.2 kN), a 400 días para una carga de contacto de 550 lb (2.4 kN), con un sistema de lodo con arena.

Se debe enfatizar que las velocidades mencionadas anteriormente sólo pueden ser consideradas como magnitudes estimadas y únicamente para desgaste rotacional.

**Tabla 2.1. Velocidades aproximadas de desgaste en las tuberías de revestimiento por juntas en el campo <sup>(11)</sup>**

Agua limpia sin adición de arena	10,000	0.10	6	4
Junta nueva	5,000	0.03	18	13
	2,000	0.003	180	130
Agua limpia con adición de arena	5,000	Velocidad de penetración no cte.	Velocidad de penetración no cte.	Velocidad de penetración no cte.
Junta desgastada en campo	2,000	0.003 a 0.006	90 a 180	65 a 130
	1,000	0.002	270	200
Lodo base agua, sin adición de arena. Junta desgastada en campo	5,000	0.008	70	50
	2,000	0.003	180	130
	1,000	0.002	270	200
Lodo base agua, con adición de arena. Junta desgastada en campo	2,000	0.003	180	130
	1,000	0.002	270	200
	500	0.001	550	400
Lodo base aceite sin adición de arena. Junta desgastada en campo	2,000	0.005	110	80
	1,000	0.002	270	200
<sup>(11)</sup> 1 día de rotación = 24 hrs. de rotación. Los días de perforación serán mayores por un factor aproximado de 1.4 a 1.6 (el tiempo para viajes no está incluido). El desgaste por viaje no ha sido incluido.				

### Composición del fluido de perforación.

El uso de diferentes tipos de lodo y aditivos puede reducir significativamente el desgaste de las tuberías de revestimiento. Garkasi y Vozniak <sup>(12)</sup> reportaron de pruebas de laboratorio un porcentaje de desgaste del 46% cuando sólo se utiliza agua, sin embargo con lodos base agua el desgaste se redujo al 28%. Por otra parte, con lodos base aceite se generó un 8% de desgaste. Todo lo anterior bajo las mismas condiciones de operación. El uso de aditivos lubricantes mezclados en el lodo base agua permite obtener sólo un 5% de desgaste.

Con respecto al tamaño y la cantidad de partículas (arena) en el fluido, se podría pensar que la abrasividad de la arena tendería a desgastar la tubería sin embargo, en algunos casos la arena forma un colchón entre las tuberías disminuyendo el efecto.

El desgaste abrasivo es causado por la arena al efectuar canales dentro del metal como resultado de las altas fuerzas de contacto entre las partículas agudas y la pared de la tubería de revestimiento. Si la arena esta redondeada o si la presión de contacto es baja, la arena no penetrará la superficie del metal. Esto implica que pudiera existir una presión inicial para la cual el desgaste abrasivo sería significativo. Williamson <sup>(9)</sup> encontró que a partir de una presión de 13 lb/pg<sup>2</sup> (0.9 MPa) el desgaste deja de ser pequeño.

### **Tipo de movimiento.**

El movimiento de la sarta de perforación puede ser longitudinal, rotacional o una combinación de ambos.

*Movimiento longitudinal.* El movimiento ascendente y descendente de la sarta de perforación mientras se realizan conexiones en un pozo, con una profundidad promedio de 3,000 m, adiciona un 20% al viaje longitudinal total. De esta manera en una pata de perro superficial y con un ángulo de inclinación pronunciado, es de esperarse un incremento en la abrasión dentro de la tubería de revestimiento.

*Movimiento rotacional.* La rotación de una junta en contacto con la tubería de revestimiento, resulta en un contacto intermitente de la superficie de la junta con la tubería en una carga cíclica. Debido a la fricción en el área de contacto, la superficie de la junta es afectada por el esfuerzo normal y por el esfuerzo cizallante. La fatiga de una banda inferior puede resultar en el rompimiento del material que recubre a la junta. Las bandas de recubrimiento dañadas provocarán el desgaste de la tubería de revestimiento como resultado de una severa ranuración y abrasión.

Para predecir la velocidad del desgaste de la tubería de revestimiento debido a la rotación de la sarta de perforación es necesario expresar la velocidad del desgaste en términos de parámetros medibles en campo. Tales parámetros incluyen:

- Tiempo y velocidad de rotación
- Condición del lodo (abrasividad)
- Resistencia al desgaste de la tubería de revestimiento

### **Velocidad de rotación de la sarta de perforación (r.p.m.).**

El incremento en el desgaste de las tuberías de revestimiento ha coincidido con la introducción de altas velocidades de rotación, esto se debe a que la rotación de la sarta de perforación es un factor importante en el desgaste mecánico de las tuberías.

De mediciones en campo se ha obtenido un promedio de desgaste por juntas de alrededor de 0.002 pg/día de rotación/1,000 lb de fuerza de contacto. Este coeficiente del ritmo de desgaste es para una velocidad de rotación de la sarta de perforación de 120 r.p.m. <sup>(13)</sup>

Es de esperarse que el ritmo de desgaste debe ser razonablemente proporcional a la velocidad de rotación de la sarta de perforación, es decir, para 60 r.p.m. la velocidad de penetración deberá ser reducida a la mitad, 0.001 pg/día de rotación/1,000 lb de fuerza de contacto, aproximadamente.

Con una velocidad de rotación de 115 r.p.m. y una velocidad de perforación de 5 m/h, se puede mantener una penetración aceptable de desgaste de 1 mm en un intervalo perforado de 1,000 m, si se tiene una pata de perro cuya severidad no produzca una fuerza de contacto mayor a 1,800 lb (8.0 kN). <sup>(14)</sup>

### **2.3.2 VARIABLES DEL DESGASTE QUÍMICO. <sup>(5), (15), (17), (4)</sup>**

Indudablemente se puede afirmar que la corrosión es uno de los factores principales en el deterioro del metal de las tuberías de revestimiento. Su estudio completo requiere por su complejidad, el tratar una gran variedad de temas que sería difícil revisarlos en un solo trabajo. Puesto que el objetivo de este trabajo está enfocado al estudio del desgaste mecánico, sólo se presentará en lo que resta de este capítulo, un panorama muy general de algunas de las variables que intervienen en el proceso de corrosión.

#### **Temperatura.**

La temperatura incrementa la velocidad de casi todas las reacciones químicas. La figura 2.4 ilustra dos comportamientos comunes acerca del efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión de los metales.

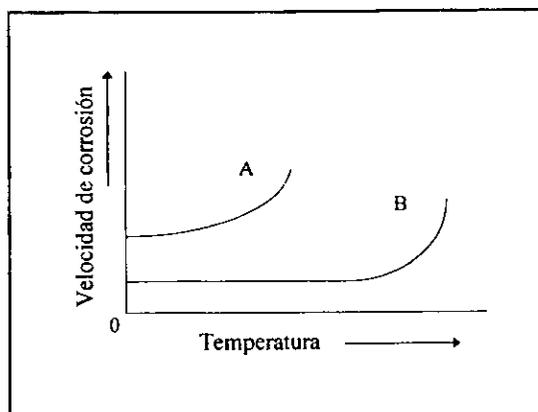


Figura 2.4 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión. <sup>(15)</sup>

La curva A representa el comportamiento mostrado de una elevación rápida o exponencial de la velocidad de corrosión con el incremento de la temperatura. El comportamiento de la curva B también se observa frecuentemente. Esto es, un efecto casi despreciable de la temperatura es seguido por una elevación muy rápida en la velocidad de corrosión a altas temperaturas.

Se ha observado que el incremento de la temperatura reduce los efectos del fracturamiento por esfuerzos y presencia de ácido sulfhídrico en aceros en las zonas más calientes del pozo. Como regla general, se podría considerar que el incremento de temperatura aumentará la corrosividad del sistema, pero así mismo, la temperatura puede ser lo suficientemente alta como para provocar que la solubilidad de los gases disueltos disminuya, inhibiendo así, la capacidad corrosiva del medio. Por ejemplo el ácido sulfhídrico presenta mayor agresividad en el intervalo de:  $20\text{ }^{\circ}\text{C} < \text{temperatura} < 65\text{ }^{\circ}\text{C}$ , y su poder corrosivo disminuye en el intervalo:  $66\text{ }^{\circ}\text{C} < \text{temperatura} < 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

El incremento en la temperatura tiene dos efectos principales en el medio corrosivo:

- 1) Se acelera la velocidad de reacción
- 2) La solubilidad de los gases en el agua disminuye

### Concentración.

Se ha determinado en pruebas de laboratorio que el desgaste químico en los metales, utilizando las mismas temperaturas de prueba, se acentúa al incrementar la concentración del ácido que se esté utilizando, sin embargo esto no es generalizado.

La figura 2.5 muestra esquemáticamente los efectos de la concentración de una sustancia corrosiva en la velocidad de corrosión.

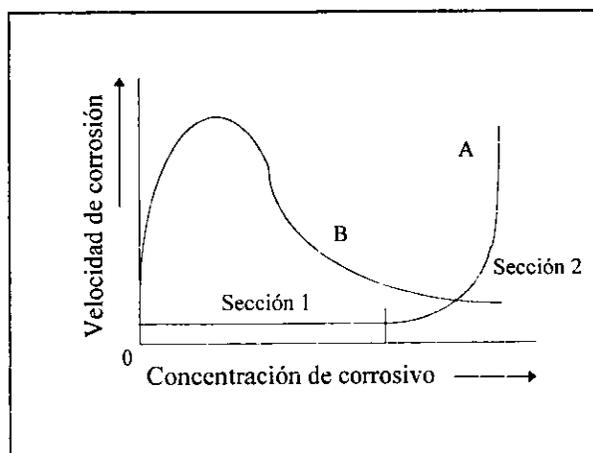


Figura 2.5 Efecto de la concentración sobre la velocidad de corrosión. <sup>(15)</sup>

Los materiales que exhiben efectos de pasividad, es decir, que sufren una pérdida de reactividad química, son afectados ligeramente por los cambios en la concentración de la sustancia corrosiva, tal como se muestra en la curva A, sección 1. Otros materiales muestran un comportamiento similar excepto a muy altas concentraciones de la sustancia corrosiva donde la velocidad de corrosión se incrementa rápidamente, tal como se muestra en la curva A, secciones 1 y 2. El comportamiento de todos los ácidos que son solubles en todas las concentraciones en agua frecuentemente sigue una tendencia similar a la curva B.

Inicialmente conforme la concentración de corrosivo se incrementa, la velocidad de corrosión es igualmente incrementada. Esto se debe principalmente al hecho de que la cantidad de iones hidrógeno, que son los elementos activos, se incrementan conforme la concentración de ácido se incrementa. Sin embargo conforme la concentración de ácido se sigue incrementando, la velocidad de corrosión alcanza un máximo y entonces decrece.

Esto es debido al hecho de que a muy altas concentraciones de ácido la ionización se reduce. Debido a esto, muchos de los ácidos comunes tales como el sulfúrico, acético y otros, son virtualmente inertes en el estado puro ó 100% de concentración y a temperaturas moderadas.

#### **Tiempo de exposición.**

El tiempo de exposición que determinará la gravedad del ritmo de corrosión se encuentra íntimamente ligado a los factores mencionados anteriormente. En aceros, bajo esfuerzos de tensión, la probabilidad de agrietamiento en el medio se incrementa con el tiempo.

#### **Composición del metal.**

La metalurgia del acero y sus propiedades físicas están principalmente relacionadas con el contenido de carbono. En general el incremento en el contenido de carbono incrementa la dureza del acero, pero lo hace más susceptible al ataque ácido.

Las especificaciones API se refieren a las propiedades de los metales e indican las cantidades de carbono, fósforo y azufre en las tuberías. El contenido de azufre puede incrementar los ritmos de corrosión, sin embargo este incremento es muy pequeño comparado con el efecto de factores no controlados como el contenido de carbono.

White y Dawson realizaron una serie de mediciones en laboratorio a condiciones de superficie encontrando resultados no esperados<sup>(16)</sup> Sus pruebas mostraron que las tuberías P-110 se desgastaban más rápidamente que las N-80, y éstas a su vez lo hacían más rápido que las K-55. En la superficie, al menos, esta relación inversa entre el desgaste y la dureza parece ser un resultado inusual.

La explicación que dieron los autores fue la posibilidad de que la tubería P-110 se desgastó más rápidamente debido a la similitud entre ésta y el material de la junta de la TP. Esta explicación esta basada en la idea de que metales similares en su composición usualmente se desgastan el uno contra el otro más rápidamente que los metales no similares. Esto sugiere que la K-55 y la N-80 tienen menores ritmos de desgaste debido a que éstas son relativamente diferentes del acero de la junta de la tubería de perforación. Este concepto sugiere que el efecto del grado de la tubería de revestimiento será diferente si el elemento de rotación tiene un material diferente.

Una explicación alternativa es que la N-80 es inherentemente más resistente al desgaste que la P-110. Esto lo demostraron experimentalmente Prasad y Kulkarni, e indicaron que es posible tomar un acero sencillo con cierta cantidad de carbono y mediante varios tratamientos de calor, obtener metalurgias que sean más resistentes al desgaste para bajas durezas.<sup>(16)</sup> Ellos sugirieron que la relación entre desgaste y metalurgia es muy compleja y depende no solo de la magnitud de la dureza sino también del contenido de carbono y el espaciamiento entre las inclusiones de éste.

**Efecto del pH.**- La naturaleza química de un electrolito, esto es, una sustancia que se disuelve en solución como iones, es un factor externo importante que gobierna el ritmo de corrosión, y el pH es una característica importante del electrolito. Una regla general es que las soluciones ácidas son más corrosivas que las neutras o alcalinas. Por lo tanto, el pH es un factor primordial que afecta a la corrosión. Al agregar un determinado ácido en un sistema, se incrementa el valor del ion hidrógeno y se refleja como una disminución del pH. Mantener al sistema alcalino es un método de control para reducir la corrosión.

#### **Efecto del oxígeno y los oxidantes.**

Quizás el elemento más corrosivo en la industria petrolera es el oxígeno ( $O_2$ ) disuelto en agua, el cual proviene principalmente del contacto con el aire. Además, cuando se tiene la presencia de sal disuelta en agua junto con oxígeno, el problema de corrosión se acentúa.

La corrosión por oxígeno es causada por una aireación diferencial. Si un acero desprotegido es colocado en una solución neutral que ha sido previamente desgasificada y está sometido a la atmósfera, la corrosión se observará en muchas de las zonas sumergidas (zona no aireada), mientras que la zona aireada es menos afectada.<sup>(6)</sup>

La corrosión por oxígeno se desarrolla principalmente en los sistemas de inyección de agua instalaciones marinas y pozos productores someros.

#### **Efecto del bióxido de carbono ( $CO_2$ ).**

La corrosión por  $CO_2$  es causada por la presencia del ácido carbónico y ocurre como picaduras locales. Este tipo de corrosión es específico para aceros con carbono.

La corrosión por  $CO_2$  es muy común en áreas donde se forma agua condensada en ambientes con gas, esta situación se da comúnmente en el aparejo de producción de los

pozos. En pozos de agua, la corrosión se puede localizar en la parte superior de la TR como resultado del  $\text{CO}_2$  liberado cuando hay pérdida de presión.

Cuando el  $\text{CO}_2$  se disuelve en agua actúa como un ácido, así que la acidez de la solución y los ritmos de corrosión se incrementan conforme se aumenta la presión parcial de  $\text{CO}_2$ . Por otra parte, al incrementarse la temperatura, generalmente decrece la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua por lo cual se reduce la cantidad de  $\text{CO}_2$  disponible para promover la corrosión.

### **Efecto del ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ).**

El  $\text{H}_2\text{S}$  puede estar presente naturalmente en la formación como resultado de la contaminación por fluidos que introducen bacterias generadoras de este gas. Los lodos de perforación o terminación tratados inadecuadamente, pueden introducir bacterias sulfato-reductoras que generen  $\text{H}_2\text{S}$  por la descomposición de los sulfatos y el subsiguiente entrapamiento del oxígeno.

El  $\text{H}_2\text{S}$  tiene una solubilidad en el agua muy alta, cuando se disuelve actúa como un ácido débil muy corrosivo. La presencia del ácido sulfhídrico provoca un problema muy común conocido como fragilización por hidrógeno. El daño por hidrógeno se refiere a los resultados de la acción del hidrógeno sobre la reducción de las propiedades físicas y mecánicas del acero, a un grado tal que lo vuelve inseguro y peligroso. El problema de la fragilización inicia cuando el hidrógeno atómico se forma en las reacciones químicas, se combina entre sí para formar hidrógeno molecular sobre la superficie del metal pero los iones de sulfuro actúan como un catalítico en la reacción inhibiendo la formación del hidrógeno molecular, debido a esto; el hidrógeno atómico puede penetrar al metal en áreas que se encuentran sometidas a esfuerzos. Una vez que el hidrógeno atómico ha penetrado no vuelve a estar en contacto con depósitos de sulfuros y los átomos de hidrógeno atómico se combinan entre sí para formar hidrógeno molecular. Dado que hay hidrógeno atómico en el exterior y molecular en el interior, no existe equilibrio entre ambos, así que el hidrógeno atómico continúa penetrando al metal y se acumula entre los átomos del acero formando hidrógeno molecular, lo cual generará una gran presión y provoca el ampollamiento y/o la llamada fragilización por hidrógeno del acero.

Como se mostró en el capítulo anterior, las variables que intervienen en el desgaste de la tubería de revestimiento son numerosas, por lo que al ser combinadas hacen más compleja su evaluación ya que es difícil controlar todos los parámetros involucrados. Sin embargo hay algunos que presentan mayor influencia que otros en el proceso de desgaste.

### **3.1. DESGASTE POR FACTORES MECÁNICOS**

La fatiga de la tubería de revestimiento es significativa cuando está sujeta a grandes cargas de contacto, éstas se presentan por:

- Desviaciones severas
- Pandeo de la tubería de perforación y/o revestimiento
- Pozos direccionales

#### **3.1.1 DESVIACIONES SEVERAS**

El desgaste de las tuberías de revestimiento es un problema importante en pozos profundos donde las patas de perro, las grandes cargas de tensión sobre la sarta de perforación, así como los largos periodos requeridos para su rotación, se combinan para producir cargas laterales de magnitud considerable en las zonas donde las tuberías entran en contacto.

El cálculo de la severidad real de la pata de perro está relacionado con los registros direccionales. Cuando se analizan las trayectorias de un pozo y las severidades de la pata de perro a partir de los datos de su registro, se asume que la trayectoria consiste de una serie de arcos.<sup>(18)</sup> Las estaciones de registro están conectadas por uno de estos arcos. Cada arco se encuentra en el plano determinado por las tangentes a la trayectoria en ambos puntos finales del arco, tal como se aprecia en la figura 3.1. El radio de cada arco está determinado por la diferencia en dirección ( $\Delta\Phi$ ) de las dos tangentes y la longitud de la trayectoria entre las dos estaciones de registro.

Si hay un cambio de dirección, es decir  $\Delta\Phi > 0$ , entonces la severidad aparente de la pata de perro entre las dos estaciones  $(DL)_a$ , está dada por la ecuación (3.1).

$$(DL)_{i,j,a} = \frac{100}{L_{ij}} \Delta\phi_{ij} \quad (3.1)$$

Donde

$(DL)_{i,j,a}$  = Severidad aparente de la pata de perro entre las estaciones  $i$  y  $j$ , (grados por cada 100 pies).

$L_{ij}$  = Profundidad medida de la estación  $i$  a la estación  $j$ , (pies).

$\Delta\Phi_{ij}$  = Diferencia en dirección de la estación  $i$  a la estación  $j$ , (grados).

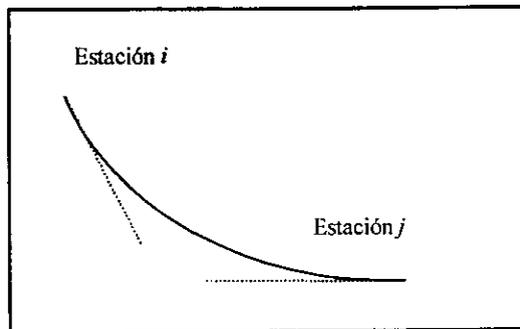


Figura 3.1.- Pata de perro aparente. <sup>(18)</sup>

Si el cambio de dirección,  $\Delta\Phi_{ij}$ , toma lugar realmente sobre un intervalo menor que  $L_{ij}$ , como se muestra en la figura 3.2, entonces la severidad real de la pata de perro,  $(DL)_{i,j,r}$ , sobre este intervalo menor, será  $K$  veces tan grande como la severidad de la pata de perro definida en la ecuación (3.1), donde  $K$  es la relación de  $L_{ij}$  con el actual intervalo de la pata de perro.

Por ejemplo, si  $\Delta\Phi = 3^\circ$ ,  $L_{ij} = 100$  pies, y la longitud actual de la sección de la pata de perro es de 50 pies, entonces

$$(DL)_{i,j,a} = 3^\circ/100 \text{ pies, y } K = 100/50 = 2$$

Por lo tanto, la severidad real de la pata de perro,  $(DL)_{i,j,r}$ , será:

$$(DL)_{i,j,r} = 3 * 2 = 6^\circ/100 \text{ pies.}$$

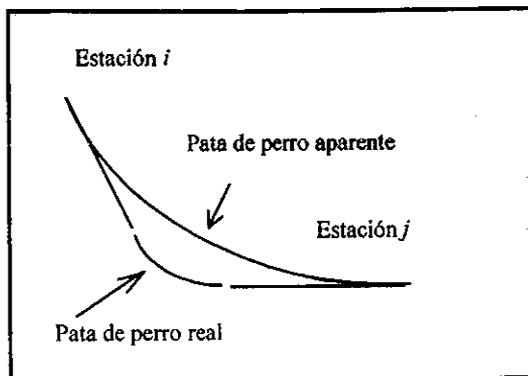


Figura 3.2.- Patas de perro real y aparente. <sup>(18)</sup>

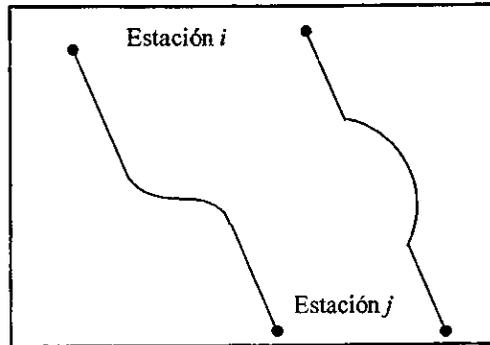
Debido a que la severidad aparente de la pata de perro es siempre igual o menor que la severidad real, además de que el desgaste de la tubería de revestimiento es aproximadamente proporcional a la severidad de la pata de perro, el uso de severidades aparentes cuando se calculan desgastes de tubería dará por resultado que el valor calculado sea menor que el valor observado.

Desafortunadamente, la severidad aparente de la pata de perro es el único valor disponible para hacer predicciones de desgaste antes de contar con el real. Sólo después de que ha ocurrido el desgaste de la tubería y se han corrido los registros, se pueden comparar los efectos de la severidad real de la pata de perro en el desgaste con el previsto mediante el uso de los valores de la severidad aparente.

Un caso que puede conducir a error puede presentarse cuando  $\Delta\Phi = 0$ . Por ejemplo si se tiene una pata de perro en forma de "S", ésta pasará desapercibida entre las estaciones *i* y *j* tal como se muestra en la figura 3.3. Su efecto no podrá ser calculado basándose en los valores proporcionados por los registros.

De acuerdo con un estudio de campo desarrollado con pozos perforados en Alaska, se encontró que el desgaste de las tuberías de revestimiento se puede reducir si la máxima severidad de la desviación se mantiene por debajo de los 5°/30 m (5°/100 pies) en cualquier punto<sup>(19)</sup>. Si la desviación es mayor propiciará fallas que pueden ser de dos tipos:

- Desgaste de las tuberías de perforación y/o revestimiento
- Fatiga de la tubería de perforación debida a los esfuerzos a que se encuentra sometida.



**Figura 3.3.- Patas de perro no detectadas.** <sup>(18)</sup>

En los pozos desviados con bajos ritmos de incremento de ángulo (1 a 4°/100 pies), tal que la tensión sea mínima, se puede esperar que el desgaste no sea un problema potencial. Sin embargo, aún teniendo bajos ritmos de incremento de ángulo, se pueden presentar problemas de desgaste por la práctica de reparar el agujero para mantener la limpieza del mismo, debido a que se maximiza la tensión a través de la sección de incremento mientras la sarta esta siendo rotada. La magnitud del problema dependerá del tiempo que se repase, de la abrasividad del lodo y del tipo de bandas de recubrimiento en las juntas de la tubería de perforación.

### **3.1.2 PANDEO DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y/O REVESTIMIENTO** <sup>(20)</sup>

El pandeo en la tubería de perforación ocasiona que haya contacto con la tubería de revestimiento, lo cual genera desgaste. El contacto es mayor cuando la tubería está cementada sobre una desviación.

En el caso de pozos desviados los límites mecánicos están relacionados con los límites de resistencia al torque y arrastre de la sarta y equipo. Debido a que el pandeo y las fuerzas de gravedad gobiernan el efecto de las fuerzas de torque y arrastre en el agujero desviado, el óptimo diseño estará en función de la selección de los componentes más ligeros en la sarta

de perforación que no permitan el pandeo durante las operaciones de perforación; de esta forma incluso, se reducirá el desgaste.

Los lastrabarreras y la tubería extrapesada son más tolerables al pandeo y rotación simultánea que la tubería de perforación normal.

Las cargas de compresión conducen a la sarta de perforación a presentar pandeo. La compresión mecánica es debida al peso aplicado a la barrena. En un manejo libre de la sarta, los efectos compresivos por efectos de área-presión son compensados por otras fuerzas (fuerza de gravedad), dando como resultado un dominio de la tensión axial.

El pandeo en la TP debido a la compresión mecánica, en agujeros con trayectorias verticales a inclinados moderadamente, es prevenido cuando se cuenta con suficiente peso del aparejo de fondo sobre la barrena. La regla en agujeros verticales o cercanos a la vertical es no aplicar compresión mecánica a la tubería de perforación normal (por ejemplo, no aplicar más peso sobre la barrena que el vector de fuerzas resultante entre los pesos de los tubos y el peso flotado del aparejo de fondo, tomando en cuenta los factores de diseño).

Para un aparejo de fondo dado, conforme el ángulo del agujero se incrementa, el arrastre del aparejo aumenta y el peso disponible para aplicarse a la barrena decrece. Sin embargo, un valor elevado de ángulo ayuda a estabilizar la tubería de perforación y permite algo de compresión mecánica sin presentar pandeo, mientras la magnitud de la compresión mecánica no exceda la carga de pandeo crítica de la tubería, *Fcrit*.

$$F_{crit} = 2 \cdot \frac{E I w K_n \text{ sen } \theta}{r} \quad (3.2)$$

Donde:

$F_{crit}$  = Carga crítica de pandeo (lb)

$E$  = Módulo de elasticidad (aproximadamente 30,000 lb/pg<sup>2</sup>)

$I$  = Momento de inercia (pg<sup>4</sup>)

$w$  = Peso de la sarta en el aire (lb/pie)

$K_n = 1 - \frac{\rho}{65.47}$  = Factor de flotación (adimensional)

$\rho$  = Densidad del lodo (lb/gal)

$\theta$  = Inclinación del agujero (grados)

$r$  = Claro radial entre la tubería y agujero

La ecuación 3.2 (Dawson-Pasley), define un límite conveniente para la tubería de perforación de peso normal que puede ser usada en una sección recta del agujero y que permite aplicar un peso sobre barrena específico. Solo es necesario calcular la magnitud de la compresión mecánica en el punto de interés; entonces se compara este valor con el de la ecuación para verificar si existe pandeo. Si el pandeo determinado no rebasa las condiciones de perforación planeadas, se debe emplear un menor peso sobre barrena o tubería con mayor carga de pandeo crítica. La ecuación de Dawson-Pasley ha sido ampliamente aceptada en la industria.

La carga de pandeo crítica en una sección de incremento de ángulo siempre es mayor que en una sección recta, por lo tanto si el peso sobre barrena se incrementa en un pozo desviado, con una sección de incremento constante, hasta el punto en que la tubería presente pandeo, éste ocurrirá primero en una parte recta del agujero ya sea arriba o debajo de la sección de incremento, y no en la de incremento misma.

### **3.1.3. POZOS DIRECCIONALES <sup>(20)</sup>**

El ritmo de incremento de ángulo es una de las consideraciones más importantes en el diseño de la trayectoria de un pozo direccional, ya que esto tiene repercusiones directas en el desgaste de las tuberías de revestimiento y en los niveles de torque y arrastre durante la perforación, lo que viene a ser la limitante de la profundidad total.

Para el diseño de la trayectoria de este tipo de pozos es fundamental tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Es posible obtener reducciones significativas de torque y arrastre con un diseño adecuado de la trayectoria del pozo así como de condiciones más propicias para una mejor limpieza del mismo.

- El empleo de trayectorias convencionales ha mostrado en campo valores de torque y arrastre elevados. La literatura ha reportado que trayectorias tipo catenaria han permitido mayores desplazamientos laterales y menor problemática durante la introducción de tuberías de revestimiento.
- La profundidad vertical disponible. Por ejemplo, un yacimiento somero puede imponer requerimientos de ritmos de incremento altos.

En pozos de alcance extendido generalmente inicia la desviación a profundidades someras para alcanzar inclinaciones de 70 a 75 grados, con la consecuencia de valores altos de torque. Esto puede evitarse si se aumenta la profundidad del punto de inicio de desviación, lo cual ayuda a eliminar la necesidad de utilizar tuberías de perforación de alta resistencia y de revestimiento con un espesor de pared mayor.

Otros aspectos que se deben considerar en el diseño de la trayectoria de un pozo de este tipo son:

- Fuerza de contacto de las tuberías a través de la(s) sección(es) de incremento, torque y arrastre en las sargas de perforación
- Tortuosidad de la trayectoria
- Estabilidad mecánica y limpieza del agujero

El aparejo de fondo juega un papel importante en la construcción de la trayectoria de un pozo direccional. Se requiere de una longitud de aparejo de fondo que permita:

- Reducir el torque y arrastre de la sarga.
- Reducir los riesgos de pegadura por presión diferencial así como permitir altos gastos que ayuden a la limpieza del agujero.
- Reducir la rigidez del aparejo de fondo lo cual repercute en una mejor respuesta direccional.

### **3.2. MECANISMOS DE CONTROL DEL DESGASTE**

En la actualidad, el problema del desgaste en las tuberías de revestimiento difícilmente puede ser eliminado completamente debido a las condiciones extremas en que se perforan los pozos petroleros, sin embargo, es posible mantener un control adecuado del mismo que permita continuar con las operaciones sin riesgo de sufrir contratiempos y accidentes. Este

control puede realizarse antes de la perforación, durante ésta, o bien después de terminadas las operaciones de perforación.

### **3.2.1. CONTROL ANTES DE LA PERFORACIÓN**

El control del desgaste antes de la perforación involucra un proceso de simulación que permita predecir el posible daño que sufrirá la tubería en función de las condiciones de operación esperadas. Conociendo las fuerzas que afectarán a las tuberías será posible seleccionar los espesores más adecuados y resistentes.

#### **3.2.1.1. IMPORTANCIA DE LOS PROGRAMAS DE CÓMPUTO EN LA SIMULACIÓN DEL DESGASTE <sup>(21)</sup>**

La compañía Maurer Engineering Inc. participó en el desarrollo del proyecto DEA-42 junto con importantes compañías, su aportación fue la creación de un programa de cómputo para simular el desgaste de las tuberías de revestimiento. La versión actual del programa es el CWEAR versión. 6.1. Este es una herramienta capaz de predecir la localización y la magnitud del desgaste mediante un modelo de desgaste volumétrico lineal y dos correcciones no lineales distintas.

El programa resulta mucho más útil como una herramienta predictiva, aún cuando ha sido utilizada exitosamente como modelo de respaldo y en la determinación de factores de desgaste. Para este punto cuenta con una completa base de datos de factores de desgaste medidos en el laboratorio. El programa calcula las cargas de contacto máximas en los puntos de contacto donde se presentan las patas de perro.

Este programa ha sido probado por varias compañías perforadoras con buenos resultados. En el Capítulo 4 de esta tesis se presenta una descripción más completa, así como un resumen del modelo utilizado por la compañía Maurer para su desarrollo.

Otro programa para la predicción del desgaste fue desarrollado por la compañía Shell. El programa de cómputo Landmark WellPlan para Windows, es utilizado para la simulación de la perforación de los pozos. En la compañía RTS de Shell se han desarrollado algunos programas para trabajar en conjunto con WellPlan. El correspondiente programa de desgaste es el WEAR2000, la versión en uso es la 2.06 y está siendo introducida dentro del grupo Shell.

Cuando se planea un pozo, la primera ventaja del uso del programa WEAR2000 es que utiliza los mismos archivos de datos que prepara un ingeniero para algunos otros propósitos (esquema de perforación y revestimiento, lodos y planeación de la desviación).

El programa no tiene una base de datos muy buena sobre tuberías, aunque se cuenta con la existencia de catálogos. Otro punto es que no se advierte la selección del modelo de desgaste en la misma forma que lo hace el CWEAR, pero sí tiene una librería de modelos de desgaste de la cual puede escogerse el que más convenga al usuario.

La mayor ventaja del programa es su capacidad de respaldo para la simulación, permitiendo la generación de modelos probabilísticos de desgaste, de diversos grados de complejidad y linealidad. A partir de los modelos probabilísticos, el usuario puede optar por seleccionar una aproximación sencilla y seleccionar factores de desgaste que pueden ser usados en unión con el CWEAR.

La tercer herramienta es el Grant Jardine. Es un programa creado en Excel que está siendo desarrollada por Shell Expro y Grant Jardine como una herramienta de decisión para saber si es que se está gastando dinero de más en la prevención del desgaste, cuando se está perforando el pozo. Utilizando la misma formulación para el desgaste, esta hoja de cálculo puede determinarlo, generando resultados similares a los otros programas. Sus limitaciones se deben al tamaño de la hoja de Excel y a la velocidad de la computadora utilizada.

### **3.2.2. CONTROL DURANTE LA PERFORACIÓN**

Durante el proceso de la perforación, las tuberías de revestimiento son sometidas a cargas laterales debido principalmente a las juntas de la tubería de perforación. El contar con herramientas que disminuyan la interacción entre éstas superficies es fundamental para el control del desgaste. Los protectores de tubería no-rotatorios y los sustitutos reductores de torque han probado ser herramientas eficaces en la disminución del daño a las tuberías.

Aunado a lo anterior, existen dispositivos que permiten cuantificar el grado de desgaste que han sufrido las tuberías, entre éstos se encuentran los magnetos recolectores. La medición permanente del daño permite tener un mejor control sobre el avance del desgaste, así como una adecuada evaluación de las alternativas de solución implementadas.

### 3.2.2.1. PROTECTORES DE TUBERÍA NO-ROTATORIOS. <sup>(22), (23)</sup>

Uno de los procedimientos utilizados para controlar los altos torques durante la perforación y el desgaste excesivo de las tuberías de revestimiento ha sido el diseño y uso de protectores no-rotatorios para tubería de perforación.

#### **Diseño**

Los protectores no-rotatorios están formados por tres partes: una bisagra central de hule o camisa plástica (con o sin canales, para incrementar el flujo del fluido) adherida a una inserción metálica, y dos bisagras de aluminio o cojinetes de empuje (collarines). Los dos collarines son de idéntica forma pero son colocados en forma invertida uno respecto al otro. La camisa se sitúa entre los dos collarines con suficiente espacio para permitir que ésta gire libremente. La figura 3.4 muestra como debe ser instalado un protector no-rotatorio en la tubería de perforación.

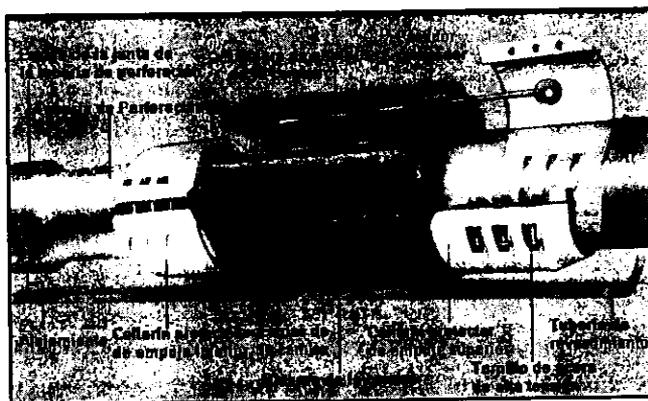


Figura 3.4. Protector no-rotatorio para tubería de perforación. (Western Well Tool Inc.)

Los cojinetes de empuje (collarines) se mantienen en su lugar con tres tornillos de acero de alta tensión. El cojinete se diseña para doblarse con las variaciones del diámetro externo de la tubería de perforación y ejercer la suficiente carga de contacto para prevenir el resbalamiento del ensamble sobre ésta. El aluminio está anodizado para prevenir el ataque químico.

Los espacios a lo largo de la cara interna de la camisa le permiten al lodo llenar el espacio entre ésta y la tubería de perforación, de esta manera se forma una chumacera alrededor de la circunferencia de la tubería. La cara de contacto entre la camisa y el cojinete de empuje tiene superficies de unión telescopiadas que aseguran el contacto y la centralización de la camisa al collarín y a la tubería de perforación.

Los protectores no-rotatorios están diseñados para permitirle al fluido de perforación pasar fácilmente entre los protectores y regresar a la superficie. El retorno eficiente del fluido de perforación es logrado mediante el uso del apropiado diámetro de camisa así como el uso de canales en ésta. La caída de presión normal, frente a los protectores no-rotatorios, es aproximadamente la que se genera frente a la junta de la tubería de perforación.

La cara de contacto entre la camisa plástica y el collarín de aluminio superior es la de mayor desgaste. El protector puede ser invertido y usarse nuevamente incrementando la vida y reduciendo el costo del protector.

#### **Principio de operación de los protectores no-rotatorios.**

Los protectores no-rotatorios tienen un diámetro interior de la camisa que esta especialmente diseñado para permitir al fluido actuar como apoyo: éstos usan el fluido de perforación y el movimiento relativo de la tubería de perforación con la camisa para crear una elevación hidráulica. Las dos superficies de interface están efectivamente separadas por lo que experimentan un contacto con fricción extremadamente bajo. Puesto que el fluido de apoyo no está sobrecargado, la fricción en el punto de contacto es reducida a la fricción entre la tubería y el fluido de perforación, generalmente alrededor de un décimo de lo que se experimenta en acero contra acero en lodo de perforación. Con este diseño el fluido de perforación actúa como el medio lubricante.

La lubricidad del lodo es un parámetro importante que influye en el torque. Los lodos base aceite tienen mayor ventaja sobre los lodos base agua debido a sus mejores características de lubricidad. La concentración de aditivos tiene poco efecto sin embargo, el impacto de la relación agua - aceite es significativa.

En pruebas de laboratorio, Exxon encontró que con tuberías de revestimiento lisas se presentaba una película de fluido entre el protector y la tubería, dando como resultado una

baja fricción. Con tuberías ásperas, las irregularidades de la superficie de contacto de éstas con los protectores causaban una alta fricción.

Cuando los protectores están en contacto con la TR, la tubería de perforación rota libremente dentro de la camisa protectora. El punto de rotación es cambiado desde el diámetro exterior de la junta al diámetro interior de la camisa del protector. Como el torque es directamente proporcional al radio efectivo de la sarta de perforación, el uso de los protectores no-rotatorios reduce la resistencia al torque en el punto de contacto en más del 20%.

Debido a que el diámetro exterior de la camisa de los protectores no gira contra la pared de la tubería de revestimiento, esta superficie no se desgasta debido a la fricción rotacional. Cuando una fuerza lateral es aplicada sobre el protector, la fricción entre el protector y la tubería de revestimiento facilita que el protector se deslice sobre la tubería de perforación.

El espaciado decrece conforme el protector se desgasta y la carga lateral se incrementa deformando al protector. Cuando un protector esta dentro del pozo sin movimiento y sujeto a una carga lateral, éste se deforma igualmente a lo largo de toda su superficie, sin embargo, cuando el protector se encuentra girando, se deforma asimétricamente.

El beneficio del uso de los protectores con respecto a la vibración de la sarta de perforación, es la prevención de propiciar el giro donde éstos son colocados. Debido a que la tubería de perforación no está en contacto con la pared del agujero, la tendencia de ésta a subir la pared del pozo y a descender nuevamente, es eliminada.

#### **Instalación de los protectores no rotatorios.**

Los protectores no-rotatorios normalmente se instalan a 2 pies del piñón de la tubería de perforación. El tiempo total de instalación de cada protector es de 1 a 2 minutos. Adecuadamente instalados, los ensambles del protector son muy seguros una vez colocados en la sarta de perforación. Solamente una elevada fuerza axial puede dañarlos. Los experimentos han mostrado que los collarines pueden resistir cargas hasta de 27,000 lb (120,100 N) sin resbalarse sobre la tubería de perforación.

### **Limitaciones operacionales de los protectores no rotatorios**

Las limitaciones prácticas de los protectores no-rotatorios en uso *prolongado* son su exposición a temperaturas mayores de los 350 °F (177 °C) y cargas normales mayores de 2,000 lb (8,896 N).

Las altas temperaturas de fondo del agujero pueden dañar el material polimerizado usado en las camisas de los protectores no-rotatorios. Las camisas normalmente son fabricadas de materiales plásticos o elastoméricos. Generalmente, los materiales plásticos se comportan mejor a temperaturas de operación menores de los 250 °F (121 °C). Para temperaturas de operación de 250 a 350 °F, se recomiendan las fundas de material elastomérico. La prolongada exposición a temperaturas mayores de los 350 °F da como resultado la destrucción del protector.

#### **3.2.2.2. SUSTITUTO REDUCTOR DE TORSIÓN. <sup>(24)</sup>**

La herramienta reductora de torque fue diseñada por la compañía BP Exploration's Miller. Su función es reducir las pérdidas por torque en la sarta de perforación, mejorando la transferencia hacia la barrena durante el desarrollo de pozos de alcance extendido.

Estas herramientas son intercaladas en la sarta de perforación y forman una parte integral en la rotación de la misma. El diseño consiste de un mandril de una sola pieza resistente a esfuerzos de torsión y tensión más elevados que los de la tubería (figura 3.5). Cuentan con un mecanismo de rotación a través de un cojinete estático y rígido. Las fuerzas de torsión transmitidas a través del cuerpo del mandril, se consideraron en el diseño para adaptarse a la rotación cíclica y a la concentración de esfuerzos en el área del cojinete.

El principio de operación básico consiste en reducir los esfuerzos de fricción por la incorporación de cojinetes de rotación en la cara de contacto, en lugar del contacto absoluto de la superficie del cojinete, con lo cual se reduce el torque. Sin embargo una lubricación inadecuada debajo de la carga, puede provocar la aceleración de los procesos que generan el torque.

Los programas de simulación de pozos ayudan a determinar el lugar que recibe la mayor parte de carga por torque. Este se encuentra generalmente sobre la sección de construcción

de la desviación, figura 3.6. Por lo tanto, en este lugar se deben colocar los substitutos cada dos o tres juntas para cubrir la sección de construcción, esto reducirá significativamente los niveles de torque.

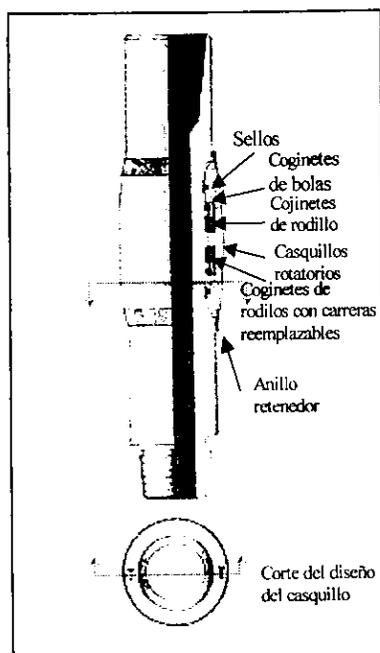


Figura 3.5. Diseño del substituto reductor de torque. <sup>(24)</sup>

### Espaciamiento de los substitutos en la sarta de perforación.

La severidad de la pata de perro es el factor más importante en la determinación del espaciamiento entre substitutos. En muchos casos donde se tiene una excesiva carga en la pared, la pata de perro excede los 2°/100 pies. Un espaciamiento de 60 pies podría utilizarse para toda la sección de construcción con la finalidad de lograr reducciones del torque en alrededor de un 40%. En casos donde las desviaciones son menores de 2°/100 pies con un ángulo tangencial menor de 60°, y la profundidad total menor de 19,000 pies (5,790 m), el uso de la herramienta puede no ser necesario.

Los parámetros de una corrida con el sustituto oscilan en 200 horas de rotación a 120 rpm, antes de ponerlo fuera de uso y reemplazarlo.

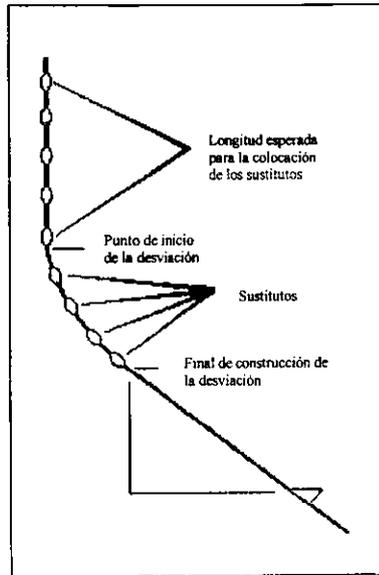


Figura 3.6. Colocación de los sustitutos reductores de torque. <sup>(24)</sup>

### 3.2.2.3. MAGNETOS RECOLECTORES. <sup>(Western Well Tool, Inc.)</sup>

Una forma física de cuantificar el desgaste es midiendo la cantidad de material metálico desprendido de la superficie de las tuberías de revestimiento. Esto se puede llevar a cabo mediante la instalación de uno o más imanes (fosos magnéticos) en la caja para recibir al lodo (recipiente colocado entre la línea de flujo y la temblorina), en una sección donde el flujo se encuentre relativamente quieto o fluya lentamente.

El número de imanes requeridos depende del total de metal que debe ser recolectado. El objetivo es tener una cantidad suficiente de imanes con el fin de remover eficientemente todo el metal proveniente en el flujo del fluido de perforación.

La recolección del material adherido a los imanes deberá de hacerse en intervalos apropiados. Generalmente, el tiempo para las recolecciones esta relacionado con la longitud de los filamentos de material atrapado bajo las condiciones de flujo presentes, es decir:

a) Si los imanes son colocados en una parte del flujo donde la velocidad sea alta o turbulenta, la fuerza asociada con tal fluido puede sobrepasar la fuerza magnética para mantener al metal en el imán.

b) Si el imán es colocado en una sección de baja velocidad del sistema de flujo y si la fuerza asociada a tal flujo es relativamente baja, los grupos de filamentos de metal pueden crecer de  $\frac{1}{2}$  a  $\frac{3}{4}$  de pulgada de longitud. Si esta longitud es sobrepasada se puede perder el control sobre de ellos.

Al terminar el proceso de limpieza de los recortes metálicos recolectados, éstos deben ser pesados utilizando una balanza graduada. El peso del metal obtenido se registra junto con el tiempo en que fue recolectado. Este proceso de recolección y medición se repite las veces que sea necesario.

Manteniendo a diario una carta de peso y tiempo de recolección se puede determinar el efecto de los dispositivos que hayan sido seleccionados para la reducción del desgaste en las tuberías.

Es importante resaltar que el proceso descrito anteriormente debe realizarse exactamente igual cada vez que se realice; esto con objeto de tratar de mantener un cierto grado de exactitud.

Las magnitudes de desgaste con relación a la cantidad de metal recolectado se presentan a continuación:

- a) 0-500 gr. recolectados por día: El desgaste de la tubería no es un problema.
- b) 500-1,000 gr. por día: El desgaste de la tubería es un problema.
- c) 1,000-6,000 gr. por día: Un agujero en la tubería de revestimiento es inminente.

El operador debe analizar la tubería conforme ésta es sacada del agujero:

- a) Una superficie de apariencia lustrosa en la superficie de las juntas, es una indicación de las zonas en dónde deben colocarse protectores de tubería para reducir el desgaste.
- b) Hélices sobre los tubos de perforación son una indicación de condiciones de desgaste severo, por lo que la instalación de protectores de tubería a cada 8 pies (2.4 m) a lo largo del tubo (en esta área), puede ser de gran beneficio para reducir el desgaste.

Si no se pueden encontrar signos de desgaste al revisar la tubería y si las recolecciones de metal aún indican que sigue existiendo, el desgaste se está presentando en otras partes del equipo, por ejemplo:

En los bujes de desgaste en:

- La unión de bola (Torre removible para perforación en mar adentro)
- La cabeza del pozo.

### **3.2.3. CONTROL DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN**

La necesidad de conocer cuándo ha sido dañada la tubería de revestimiento más allá de su desgaste normal, es una cuestión importante para el personal de operación. El daño que puede sufrir la TR no solamente puede estar en su cara interna, también se puede generar en la cara exterior debido a las patas de perro en el agujero.

Algunas de las herramientas para la toma de registros que pueden ser utilizadas para determinar las condiciones de la tubería de revestimiento son:

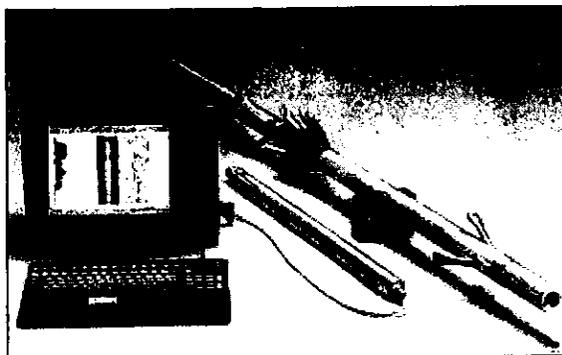
- Registro de Calibración Multi-Finger (MFC).
- Registro Ultrasónico de Imágenes (USI).
- Registro Ultrasónico de Imágenes de tubería de revestimiento (UCI)
- Registro de Temperatura.

#### **3.2.3.1. REGISTRO DE CALIBRACIÓN MULTI-FINGER (MFC) <sup>(25)</sup>**

Los daños o anomalías tales como desgaste por línea de acero, corrosión, erosión, perforaciones en la tubería, ovalaciones o colapsos, pueden ser evaluados por esta herramienta. No obstante, el calibrador Multi-Finger se usa más frecuentemente para determinar si la tubería de revestimiento tiene puntos finos de desgaste. Esta herramienta se muestra en la figura 3.7.

#### **Especificaciones de la herramienta:**

Rango de la tubería de revestimiento	9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> a 13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> pg
Diámetro exterior de la herramienta	4 y 5 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> pg
Presión:	15,000 lb/pg <sup>2</sup> (1,055 kg/cm <sup>2</sup> )
Temperatura:	175 °F (79 °C)
Exactitud radial:	0.010"/0.254 mm
Resolución radial:	0.001"/0.025 mm
Resolución vertical:	0.125"/3.175 mm



**Figura 3.7 Registro MFC <sup>(25)</sup>**

### **Software.**

El software de campo ha sido desarrollado para correrse en DOS en una computadora compatible IBM PC, y proporciona:

- Datos a tiempo real y profundidad de adquisición.
- Datos de validación.
- Presentación en pantalla y un número de formatos.
- Manipulación de secciones transversales a cualquier profundidad.
- Evaluación de la frecuencia agujero-profundidad con histogramas.

Toda esta información está disponible en el pozo. Las pruebas dinámicas a esta herramienta han mostrado o detectado marcas de 0.1  $\mu$ g, y hasta más de 60 pies/min.

El calibrador Multi-Finger siempre considera que la tubería de revestimiento está redondeada; también asume que la herramienta está centrada dentro de la tubería de ademe. Si en realidad no se cumplen cualquiera de estos supuestos, entonces resultarán errores en los cálculos de espesor de pared.

Los calibradores multi-patín frecuentemente son vistos como herramientas que provocan costos adicionales. Esto es contradictorio ya que las herramientas tienen la capacidad para evaluar las condiciones de una tubería y demostrar que no se requiere su reemplazo (si no es necesario), por lo que se puede obtener un significativo ahorro en el mantenimiento del pozo.

### **3.2.3.2. REGISTRO ULTRASÓNICO DE IMÁGENES (USI).<sup>(26)</sup>**

La herramienta ultrasónica de imágenes (USI), proporciona el grado de desgaste de la tubería de revestimiento debido a la rotación de la sarta de perforación. Los registros USI se corren para la evaluación del cemento y la medición del espesor de la TR (los resultados son presentados en términos de pérdida de metal). Este registro da una evaluación total de la tubería de revestimiento desde la superficie hasta el fondo del pozo.

El USI utiliza un transductor rotatorio para cubrir totalmente la tubería de revestimiento. La herramienta recibe y traduce cuatro mediciones sónicas: espesor de la tubería, rugosidad, impedancia acústica del cemento y radio interno. El espesor de la TR es obtenido por la resonancia de la misma.

Información que proporciona:

- Radio interno y pérdida de metal.
- Pérdida externa de metal.
- Imagen de la condición interna de la tubería.

#### **Principio de medición:**

La herramienta USI emite pulsos ultrasónicos de alta frecuencia que provocan una resonancia en la tubería. Las señales de resonancia son registradas por la herramienta. Esta información se envía a superficie y es procesada en tiempo real para obtener imágenes de alta resolución de las condiciones de la tubería.

La herramienta utiliza un transductor giratorio desmontable que actúa tanto como transmisor como receptor, figura 3.8. La distancia del transductor a la tubería es controlada y optimizada usando el tamaño de transductor apropiado. La herramienta incorpora un medidor de las propiedades del fluido de fondo.

La herramienta USI tiene cinco diferentes transductores giratorios desmontables para cubrir el rango de tuberías de 4 ½ a 13 ¾ pulgadas de diámetro externo. Los transductores giratorios mantienen una distancia óptima a la tubería para asegurar una excelente calidad de señal aún en lodos altamente atenuativos. La ubicación del transductor dentro de la herramienta se puede apreciar en la figura 3.9

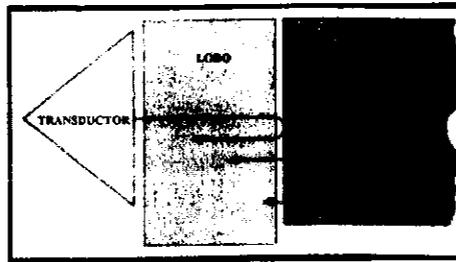


Figura 3.8. Herramienta ultrasónica de imágenes (USI).<sup>(26)</sup>

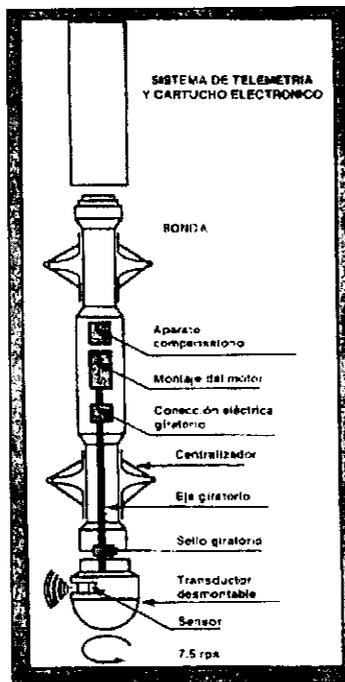


Figura 3.9. Diagrama de la herramienta ultrasónica de imágenes USI.<sup>(26)</sup>

La herramienta mide la velocidad e impedancia acústica del fluido dentro de la tubería usando un medidor de fondo. La velocidad del fluido es utilizada para determinar el radio interno de la tubería. La impedancia acústica del fluido se requiere como dato de entrada para el procesamiento de la señal.

### **Especificaciones y descripción de la herramienta.**

Diámetro:	3 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pg (85.7 mm) sin transductor.
Rango de temperatura:	350 °F. (177 °C)
Rango de presión:	20 000 lb/pg <sup>2</sup> . (1,400 kg/cm <sup>2</sup> )
Tamaño mínimo de tubería:	4 ½ pg con diámetro interno > 4 pg
Tamaño máximo de tubería:	13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> pg

### **Ventajas:**

- Procesamiento en tiempo real en el lugar del pozo.
- Impedancia acústica precisa, espesor de tubería y diámetro interno.
- Poca sensibilidad a reflexiones de la formación.

### **3.2.3.3. REGISTRO ULTRASÓNICO DE IMÁGENES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (UCI) <sup>(26)</sup>**

Esta herramienta se encuentra entre los dispositivos más poderosos para la evaluación de defectos por corrosión en tubos. Con sus imágenes de alta resolución tanto de la superficie interna como externa de la tubería de revestimiento, es la única técnica que puede detectar orificios pequeños o defectos en la superficie externa de la tubería de revestimiento.

### **Principio de medición.**

Un transductor de 2 MHz inmerso en el fluido del pozo emite un pulso corto hacia la tubería y detecta los ecos. Se miden dos ecos: el eco largo desde la superficie interna de la tubería de revestimiento y uno más pequeño desde la superficie externa. A partir de los tiempos de llegada de estos ecos se hacen medidas cuantitativas: radio interno y espesor de la tubería de revestimiento, figura 3.10. Las amplitudes de los ecos dan imágenes muy sensibles de la tubería de revestimiento.

Se necesitan distintos ensambles de rotación para mantener al transductor a la distancia óptima de la tubería de revestimiento. La centralización de la herramienta es esencial para todas las mediciones ultrasónicas.

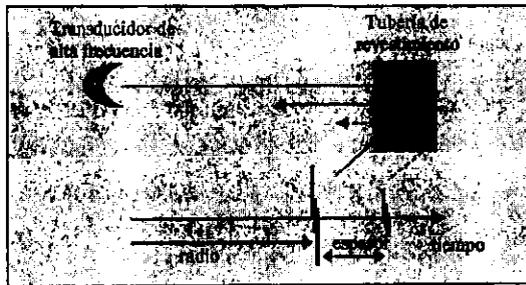


Figura 3.10 Principio de medición de la herramienta UCI <sup>(26)</sup>

### Especificaciones de la herramienta.

Diámetro	3 3/8 pg.
Intervalo de temperatura	350 °F. (177 °C)
Intervalo de presión	20,000 lb/pg <sup>2</sup> . (1,400 kg/cm <sup>2</sup> )
Diámetro interior mínimo de TR	3.825 pg.
Diámetro interior máximo de TR	11 3/4 pg.
Máxima desviación del pozo	sin límite.
Tipo de fluido	Agua, agua salada, lodos ligeros

### Medidas de radio.

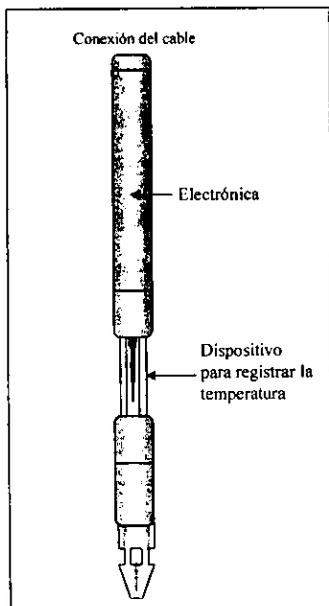
Resolución	0.1 mm (0.004 pg).
Precisión absoluta	+/- 1 mm (0.04 pg)

### Medidas de espesor.

Resolución	0.38 mm (0.015 pg).
Precisión absoluta	+/- 4%.
Min. espesor cuantificable	4.5 mm (0.18 pg).
Diam. Min. de defecto cuantif.	0.3 pulgadas (interno o externo).

### 3.2.3.4. REGISTRO DE TEMPERATURA <sup>(27)</sup>

La tecnología de estos instrumentos se ha incrementado por lo que el registro de temperatura se utiliza para determinar el punto de flujo de fluido por el interior de la tubería de revestimiento o de perforación. El registro proporciona una de las mejores mediciones para detectar fugas en los coples. La figura 3.11 muestra una representación de la herramienta.



**Figura 3.12. Representación de la herramienta para el registro de la temperatura.** <sup>(27)</sup>

Algunos instrumentos proporcionan una temperatura diferencial según la cual, dos temperaturas a escasa diferencia de profundidad son comparadas para aumentar la resolución de la diferencia de temperatura entre los dos puntos. La presentación del registro muestra la curva del gradiente de temperatura; adicionalmente incluye la curva de temperatura diferencial si el diseño del equipo lo permite.

La sensibilidad del registro alcanza hasta 0.25 °F (0.14 °C) para cada división de la carta. La curva de gradiente es registrada de la temperatura del pozo con escala en grados Fahrenheit o Celsius. La curva diferencial indica la variación de la temperatura con la

profundidad y los cambios se acentúan en la curva de gradiente; ésta define más claramente los puntos de interés, especialmente donde los cambios de temperatura son pequeños.

#### **Aplicaciones típicas de la herramienta.**

El registro de temperatura generalmente se aplica para los siguientes propósitos:

1. Detecta la entrada o salida de fluido de la tubería de revestimiento o de producción, donde los cambios de temperatura son originados por la expansión del gas ó flujo de fluido.
2. Mide la temperatura del pozo. Esta información puede ser utilizada para determinar el inhibidor de corrosión a utilizarse.
3. Determina el nivel de cemento en el exterior de la tubería de revestimiento.
4. Detecta el flujo en la tubería de revestimiento bajo algunas condiciones de inyección o producción.

#### **Especificaciones de operación de la herramienta.**

1. La temperatura generalmente es registrada en el fondo del pozo en intervalos especificados, en contraste con otras herramientas que transmiten los datos a la superficie.
2. La velocidad del registro se encuentra limitado por los cambios en la temperatura y por la respuesta del sensor y sus accesorios electrónicos.
3. Es necesario un flujo de fluido para que la herramienta genere una respuesta.
4. Los rangos específicos de operación son:
  - Presión máxima: 15,000 a 20,000 lb/pg<sup>2</sup>. (1,050 a 1,400 kg/cm<sup>2</sup>)
  - Temperatura máxima: 350 a 450 °F (177 a 232 °C).

## **PREDICCIÓN DEL DESGASTE OCASIONADO POR LA SARTA DE PERFORACIÓN**

### **4.1 MODELOS DE PREDICCIÓN.**

La prevención de los problemas en las tuberías de revestimiento antes de que éstos se presenten, puede ser la diferencia entre el invertir una considerable cantidad de dinero adicional en reparaciones o lograr una perforación eficiente y segura, que cumpla con los requisitos programados. Desafortunadamente la predicción del desgaste a partir de bases puramente teóricas no es posible. Las ecuaciones necesarias para lograr predicciones confiables requieren el uso de datos empíricos para desarrollar coeficientes de desgaste que permitan hacer una mejor estimación.

Los modelos para la predicción del desgaste de Bradley y Fontenot, así como el de la compañía Maurer, plantean modelos matemáticos que permiten calcular las cargas laterales, el torque, etc., y a partir de esto, estimar el desgaste mecánico de la tubería de revestimiento. Su descripción se presenta a continuación.

#### **4.1.1 MODELO DE BRADLEY Y FONTENOT. <sup>(11)</sup>**

Este modelo fue desarrollado en 1975 en los laboratorios de la Shell Development Co., en Estados Unidos. El objetivo del trabajo fue desarrollar mejores métodos para la predicción y control del desgaste de las tuberías de revestimiento. Para lograr esto, se midieron velocidades de desgaste de distintas tuberías bajo condiciones controladas. Las mediciones en laboratorio permitieron definir los principales factores que afectaban durante la rotación y los viajes de las tuberías. El trabajo compara las distintas formas de desgaste y desarrolla procedimientos para la estimación de los ritmos de desgaste en campo.

El modelo considera los siguientes parámetros:

- Tiempo y velocidad de rotación
- Condiciones del lodo
- Resistencia de la tubería de revestimiento al desgaste
- Severidad de la desviación (pata de perro)
- Tensión de la tubería de perforación en el punto de desgaste
- Capacidad de desgaste de la tubería de perforación

En el modelo se considera que el ritmo de desgaste se encuentra en función de los parámetros citados y la fuerza de contacto.

Si se considera el ritmo de desgaste proporcional a la fuerza de contacto, se tiene:

$$W = C_1 F \quad (4.1)$$

Donde:

W = Ritmo de desgaste

C<sub>1</sub> = Coeficiente de desgaste por rotación. Es función del lodo, tubería de revestimiento y tubería de perforación

F = Fuerza de contacto, (lb)

La fuerza de contacto puede ser relacionada con las condiciones del agujero y los parámetros de perforación. Para el caso más simple:

$$F = C_2 T \quad (4.2)$$

Donde:

C<sub>2</sub> = Coeficiente de fuerza de contacto. Es función de la geometría de la sarta de perforación y severidad de la pata de perro

T = Peso flotado de la sarta de perforación por abajo del punto de desgaste. (lb)

Relacionando las ecuaciones 4.1 y 4.2 obtenemos:

$$\frac{W}{T} = C_1 C_2 \quad (4.3)$$

Esta ecuación representa la variación del ritmo de desgaste sobre la tensión de la sarta de perforación (W/T). Esta variación se muestra en la figura 4.1 en función de la severidad de la desviación para una situación hipotética de desgaste.

Por ejemplo, usando una severidad de desviación de 10°/100 pies y una tensión en la sarta de perforación de 200,000 lb, la figura 4.1 predice un ritmo de desgaste de 0.013 pg /día de rotación. Esto implica que el espesor de una TR de 7 pg y de 26 lb. será perforado en un periodo de 28 días de rotación. Por lo tanto, conociendo el comportamiento de C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub>, los ritmos de desgaste pueden ser estimados para cualquier condición de perforación.

En la práctica, sin embargo, el comportamiento de C<sub>1</sub> y C<sub>2</sub> es más complicado que la relación lineal que se presenta en la figura 4.1. Es probablemente más parecido a la curva presentada en la misma figura.

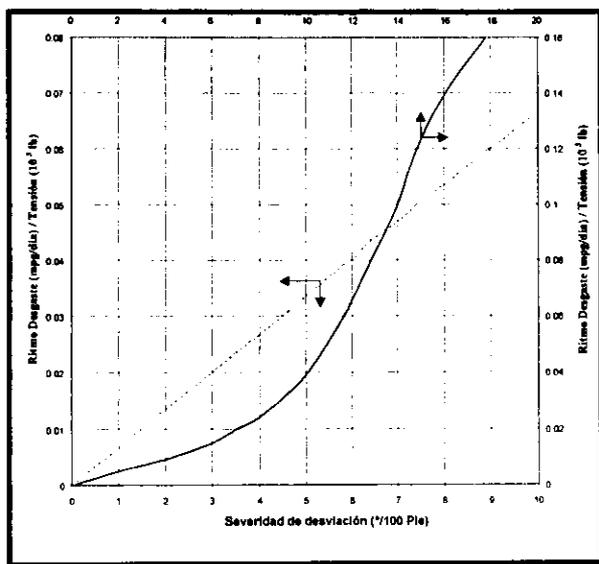


Figura 4.1. Variación del Ritmo de Desgaste <sup>(11)</sup>

Bradley y Fontenot asumieron un ritmo constante de volumen desgastado,  $\dot{V}$  ( $\text{pg}^3/\text{hr}$ ), (para una fuerza constante de contacto), y asumieron también que el proceso de desgaste por la rotación de una junta moviéndose a lo largo de la TR, es el mismo que se presenta en condiciones experimentales, entonces:

$$\dot{V} = A_T P \quad (4.4)$$

Donde el área de desgaste,  $A_T$  ( $\text{pg}^2$ ), se muestra en la figura 4.2.

Para un volumen constante de desgaste y una velocidad constante de penetración durante la perforación,  $P$  ( $\text{pg}/\text{hr}$ ),  $A_T$  también será constante.

Usando la ecuación 4.4 se puede demostrar que la velocidad de desgaste es independiente del ritmo de perforación. Duplicando la velocidad de penetración durante la perforación, el área desgastada por cada junta que pasa será dividida a la mitad. Sin embargo, un punto sobre la tubería de revestimiento verá duplicado su desgaste tanto como aumente el número de juntas en la misma cantidad de tiempo, de esta manera la velocidad de desgaste del área será la misma para las dos velocidades de penetración.

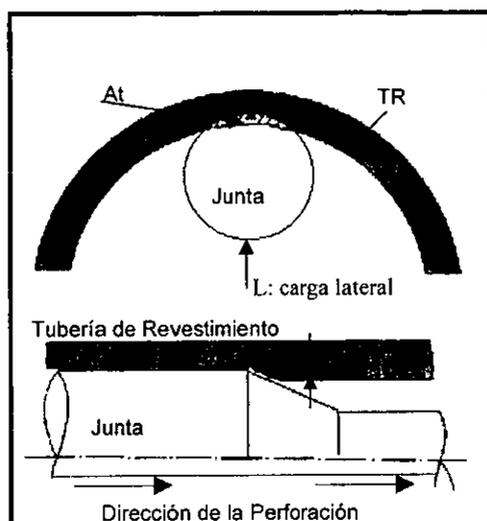


Figura 4.2 Área de desgaste frente a la junta de la tubería de perforación. <sup>(11)</sup>

La estimación del desgaste de la tubería de revestimiento causada por el viaje de la tubería de perforación se puede realizar si se conocen las condiciones del agujero y los coeficientes de desgaste por viaje. Los coeficientes para diferentes situaciones de desgaste se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Coeficiente de desgaste ( $C_w$ ) determinado en pruebas de desgaste por viaje de la sarta de perforación. <sup>(11)</sup>

Tipo de lodo	Carga de contacto (lb/pie)	Coeficiente de desgaste ( $C_w$ ) (ppm x (lb/pie))	
		K-55	P-110
Agua.	500	$2.9 \times 10^{-8}$	$2.6 \times 10^{-8}$
	1,000	$8.5 \times 10^{-8}$	$4.2 \times 10^{-8}$
	2,000	$5.9 \times 10^{-8}$	$3.7 \times 10^{-8}$
Lodo base agua sin aumento de densidad + 3 % de arena.	500	$7.9 \times 10^{-8}$	$9.3 \times 10^{-9}$
	1,000	$2.9 \times 10^{-8}$	$5.7 \times 10^{-9}$
	2,000	$4.4 \times 10^{-8}$	$5.0 \times 10^{-9}$
Lodo base agua con aumento de densidad sin sólidos de perforación.	1,000	$1.4 \times 10^{-9}$	$3.6 \times 10^{-9}$
	2,000	$0.7 \times 10^{-9}$	$1.4 \times 10^{-9}$
Lodo base agua con aumento de densidad y 2 a 8 % de sólidos de perforación	1,000	$1.4 \times 10^{-9}$	$2.9 \times 10^{-9}$
	2,000	$1.0 \times 10^{-9}$	$0.7 \times 10^{-9}$
Lodo base agua con aumento de densidad y sólidos de perforación y 3 % de arena	500	$3.6 \times 10^{-9}$	
	1,000	$1.4 \times 10^{-9}$	$4.3 \times 10^{-8}$
	2,000	$0.7 \times 10^{-9}$	$0.7 \times 10^{-9}$

Estos coeficientes pueden ser usados con una ecuación de volumen de desgaste y una gráfica que relacione, el volumen de desgaste contra la profundidad de desgaste, para determinar las velocidades de desgaste en la tubería de revestimiento.

La ecuación para el volumen de desgaste puede ser escrita como

$$V_t = 2C_w TN_i E(D_t - D_\delta) \text{Sen}\left(\frac{DL}{2}\right) \quad (4.5)$$

Donde:

- $V_t$  = Volumen de desgaste causado por viaje ( $\text{pg}^3/\text{pie}$ )
- $C_w$  = Coeficientes de desgaste por viaje ( $\text{pg}^3/\text{lb-pie}$ )
- $T$  = Tensión (lb)
- $N_i$  = Número de viajes redondos por día (adimensional)
- $D_t$  = Profundidad total del pozo en el tiempo de interés (pie)
- $D_\delta$  = Profundidad del punto de desgaste (pg)
- $E$  = Fracción de tubería de perforación en contacto = 0.1 (adimensional)
- $DL$  = Severidad de la pata de perro (grados/30 pies)

Para seleccionar un apropiado coeficiente de desgaste de la tabla 4.1, la fuerza de contacto promedio puede ser estimada mediante la ecuación:

$$F = 2T_\alpha \text{sen}\left(\frac{DL}{2}\right) \quad (4.6)$$

Donde:

- $F$  = Fuerza de contacto (lb)
- $T_\alpha$  = Tensión promedio en la sarta de perforación en el punto de desgaste (lb)

El último paso es determinar la profundidad estimada de desgaste a partir del volumen de desgaste dado por la ecuación 4.5. Esto se puede realizar utilizando la figura 4.3, cuyas curvas están basadas en una trayectoria simétrica del desgaste.

Del desarrollo anterior, Bradley y Fontenot concluyen que el ritmo de desgaste:

- Es independiente del ritmo de penetración (la perforación podría ser nula y el desgaste muy alto)
- Es afectado por el espaciamiento entre juntas.

- Es afectado por el tiempo que la junta se encuentra en contacto con cualquier punto de la tubería de revestimiento.

Además, concluyen que:

- La magnitud del desgaste observado en el campo puede ser cuantificada a partir de los coeficientes de desgaste calculados en laboratorio.
- La mayor causa de desgaste de la tubería de revestimiento es la rotación de la sarta de perforación.
- El desgaste causado por línea de acero es muy pequeño comparado con las mediciones de desgaste debido a la tubería de perforación.

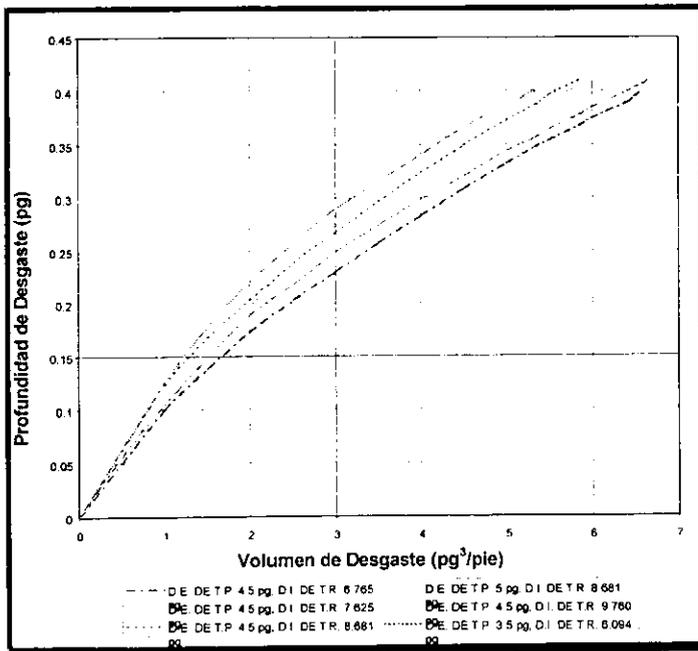


Figura 4.3. Estimación de la profundidad de desgaste a partir del volumen de desgaste <sup>(11)</sup>

#### 4.1.2 MODELO DE MAURER. <sup>(28)</sup>

Este modelo fue desarrollado por la compañía Maurer Engineering Inc. con el objeto de describir el desgaste de las tuberías de revestimiento. De la misma manera, sirvió de base para la realización del programa de computo CWEAR. Este modelo computacional predice la localización y magnitud del desgaste en las sarts de tuberías de revestimiento, así como

el desgaste volumétrico, mediante el cálculo de la energía impartida por la rotación de las juntas de la tubería de perforación contra la TR.

La profundidad del desgaste en cada punto a lo largo del revestimiento se calcula a partir del desgaste volumétrico. El modelo de cómputo calcula el volumen de material gastado en la ranura que se forma y a partir de esto se determina la profundidad del desgaste.

### **Ritmo de desgaste volumétrico**

El volumen desgastado de la tubería de revestimiento en un pie de longitud, para un tiempo  $t$ , debido a la rotación de la junta es igual a:

$$V = \frac{E}{e} \quad (\text{pg}^3/\text{pie}) \quad (4.7)$$

Donde:

$E$  = Entrada de energía por pie (pg-lb/pie)

$e$  = Energía específica (pg-lb/pg<sup>3</sup> = lb/pg<sup>2</sup>)

La energía específica es definida como la cantidad de energía requerida para remover una unidad de volumen de metal.

La energía por fricción impartida a la tubería de revestimiento,  $E$ , es igual a:

$$E = f F_{lat} D \quad (\text{pg-lb/pie}) \quad (4.8)$$

Donde:

$f$  = Factor de fricción (adimensional)

$F_{lat}$  = Carga lateral sobre la junta por pie (lb/pie)

$D$  = Longitud del contacto (pg)

Combinando las ecuaciones 4.7 y 4.8 muestra que el volumen de desgaste,  $V$ , es igual a:

$$V = \frac{f F_{lat} D}{e} \quad (\text{pg}^3/\text{pie}) \quad (4.9)$$

La distancia total del contacto entre la junta y la tubería de revestimiento,  $D$ , es igual a:

$$D = \pi N dt \quad (\text{pg}) \quad (4.10)$$

Donde:

$N$  = Velocidad de rotación (rpm)

$d$  = Diámetro de la junta (pg.)

$t$  = Tiempo de contacto (min.)

El tiempo de contacto es igual a:

$$t = \frac{S \cdot L_{TJ}}{ROP \cdot L_{DP}} \quad (\text{min}) \quad (4.11)$$

Donde:

$S$  = Distancia perforada (pies)

$L_{TJ}$  = Longitud de la junta (pies)

$ROP$  = Ritmo de penetración (pies/hr)

$L_{DP}$  = Longitud de la tubería de perforación (pie)

La carga lateral de la junta por pie,  $F_{lat}$ , es igual a:

$$L = \frac{F_{DP} \cdot L_{DP}}{L_{TJ}} \quad (\text{lb/pie}) \quad (4.12)$$

Donde:

$F_{DP}$  = Carga lateral promedio sobre la tubería de perforación (lb/pie)

El factor de desgaste,  $WF$ , que controla la eficiencia del desgaste es definido como:

$$WF = \frac{f}{e} \quad (\text{pg}^2/\text{lb}) \quad (4.13)$$

Combinando las ecuaciones 4.10 a 4.13 en 4.9 se observa que el volumen de desgaste  $V$ , es:

$$V = \frac{60\pi \cdot WF \cdot F_{DP} \cdot dNS}{ROP} \quad (\text{pg}^3/\text{pie}) \quad (4.14)$$

La longitud de la junta y de la tubería de perforación no se presentan en la ecuación 4.14 debido a que se cancelan al estar presentes en las ecuaciones 4.11 y 4.12.

El programa CWEAR calcula el volumen total de desgaste al dividir la distancia total perforada entre intervalos discretos, estimando el desgaste en cada intervalo como:

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta V_i \quad (4.15)$$

Donde:

$\Delta V_i$  es el incremento en volumen desgastado para cada incremento de la distancia perforada.

**Factor de corrección de Maurer para el desgaste no lineal de la tubería de revestimiento.**

Los resultados experimentales de laboratorio sobre el desgaste de la tubería de revestimiento han mostrado que el factor de desgaste no es constante para las condiciones establecidas, es decir, decrece con el incremento de la profundidad del desgaste hasta aproximarse a un valor asintótico, cuando el valor del desgaste de la TR excede 40%. Los factores de desgaste reportados y usados en la mayoría de los cálculos son los valores asintóticos. La figura 4.4 muestra que la variación del factor de desgaste conforme se incrementa el desgaste de la TR, es similar para diferentes cargas sobre la tubería.

Estas pruebas fueron realizadas bajo condiciones estándar con una tubería de revestimiento N-80, una junta de acero y un fluido base agua con 7% de arena.

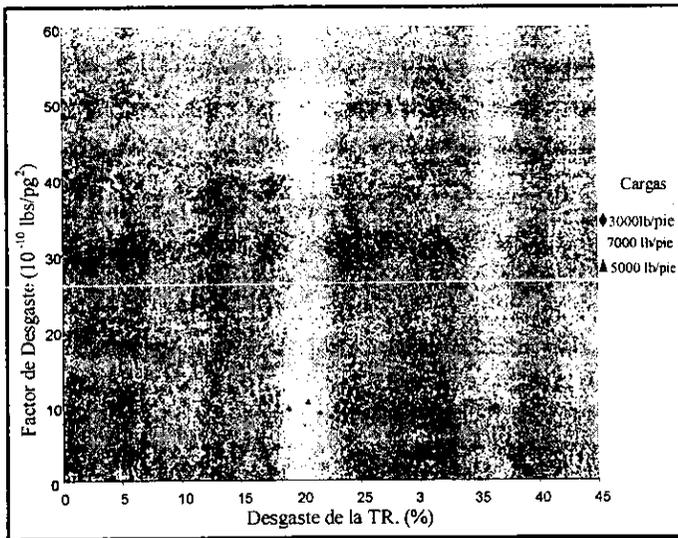
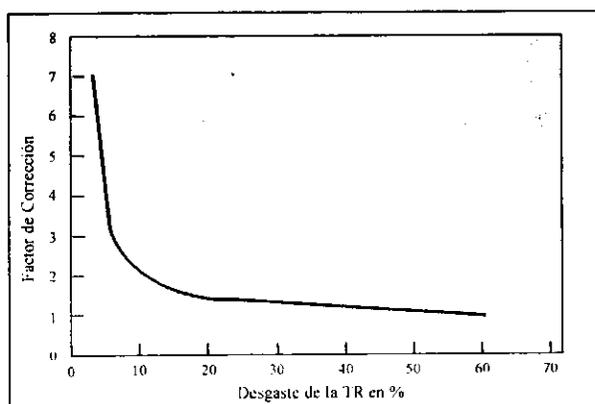


Figura 4.4 Influencia del factor de desgaste en la profundidad del desgaste de la TR. (28)

Basados en análisis de laboratorio, se desarrolló un factor de corrección para el desgaste de las tuberías de revestimiento. El factor de corrección es una opción en los cálculos efectuados por el CWEAR, ya que incrementa los valores de desgaste de la tubería menores al 40%, a un valor mayor que el calculado con el factor de desgaste asintótico.

Los factores de corrección para un desgaste de la tubería de revestimiento de 0 a 60% se presentan en la figura 4.5. El factor de corrección para el desgaste de la tubería de revestimiento por arriba del 60% es uno, es decir, no hay corrección.



**Figura 4.5. Factor de corrección para el desgaste de la TR <sup>(28)</sup>**

Para obtener el porcentaje del desgaste de la tubería de revestimiento, ajustado o corregido, se utiliza el porcentaje de desgaste de tubería de revestimiento calculado mediante el empleo del valor asintótico del factor de desgaste, el cual es multiplicado por el factor de corrección mostrado en la figura 4.5. Una corrección no lineal se aplica únicamente al final de los resultados dados por el CWEAR. Los cálculos internos usan el valor constante del factor de desgaste y no son afectados por la corrección no lineal.

#### **4.1.3 Modelo de desgaste no lineal de la compañía Shell<sup>(28)</sup>**

Datos de desgaste obtenidos en el laboratorio de la compañía Shell Oil, indican también que los factores de desgaste cambian con la profundidad del desgaste; de esta manera, el proceso de desgaste volumétrico real no tiene una relación lineal con la carga de contacto. Por lo tanto, es necesario presentar un modelo de desgaste no lineal para representar el comportamiento del desgaste.

Se requiere modelar tres características de no-linealidad:

En principio, el volumen (área) de la ranura de desgaste depende de la presión de contacto entre la junta y la tubería de revestimiento, por lo tanto, la profundidad de un nuevo incremento en el volumen de desgaste depende de la carga de contacto por volumen de desgaste actual.

Segundo, la dependencia de esta presión de contacto necesita ser no lineal.

Tercero, los datos de laboratorio indican dos diferentes mecanismos de desgaste: un desgaste por ruptura inicial, seguido por un proceso de desgaste más estable. El desgaste por ruptura ocurre rápidamente, con un ritmo de desgaste mucho mayor que el normal. El desgaste por ruptura debe ser incluido en el modelo ya que la cantidad de desgaste por ruptura no es despreciable.

El modelo de desgaste no lineal de la compañía Shell usa tres factores de desgaste constantes para compensar el comportamiento no lineal del ritmo de desgaste de la tubería de revestimiento. El primero de estos,  $C_1$ , establece un volumen de desgaste inicial,  $V_0$ . El desgaste posterior de la tubería se presenta en forma de incrementos,  $\Delta V_i$ . Después de que "n" de estos incrementos han ocurrido, se tiene un volumen  $V_n$ , que ha sido desgastado en la TR, tal como se muestra en la ecuación 4.16.

$$V_n = V_0 + \sum_{i=1}^n \Delta V_i \quad (4.16)$$

$V_0$  es determinado linealmente con una extrapolación de las medidas del incremento del volumen de desgaste vs. la longitud de deslizamiento o tiempo de deslizamiento, o para tiempos iguales a cero. Como se muestra en la figura 4.6.  $V_0$  tiene unidades de  $(\text{pg}^3/\text{pie})$ .

$$V_0 = F_{DP} \times C_1 \quad (4.17)$$

El factor  $C_1$  es la constante de desgaste para el volumen de desgaste instantáneo por pie de longitud a lo largo de la TR  $(\text{pg}^3)/(\text{lb-pie})$ . El incremento del volumen de desgaste,  $\Delta V_i$ , es proporcional al factor de desgaste  $WF(p_i)$ , el cual es determinado por las constantes  $C_2$  y  $C_3$  y la presión de contacto durante el  $i$ ésimo incremento,  $p_i$ . La relación se muestra en la ecuación 4.18.

$$WF(p_i) = C_2 + C_3 \times p_i \quad (4.18)$$

Donde:

$C_2$  = Factor de desgaste base(caso lineal) (1/lb/pg<sup>2</sup>)

$C_3$  = Gradiente de la función de desgaste con presión (1/lb/pg<sup>2</sup>)

$p_i$  = Presión media de contacto sobre el área de desgaste (lb/pg<sup>2</sup>)

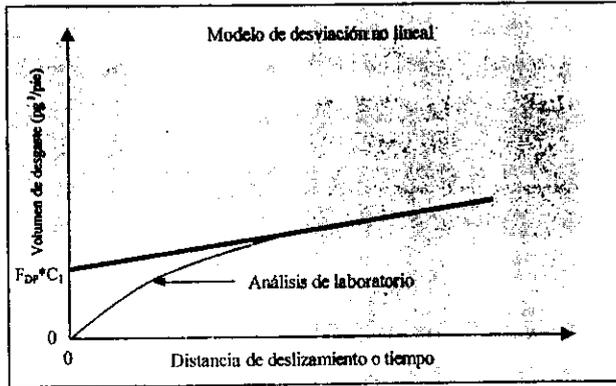


Figura 4.6. Determinación de  $V_d$ .<sup>(28)</sup>

Estas constantes son determinadas en forma lineal a partir de la determinación en el laboratorio del incremento del factor de desgaste vs. presión de contacto, tal como se muestra en la figura 4.7.

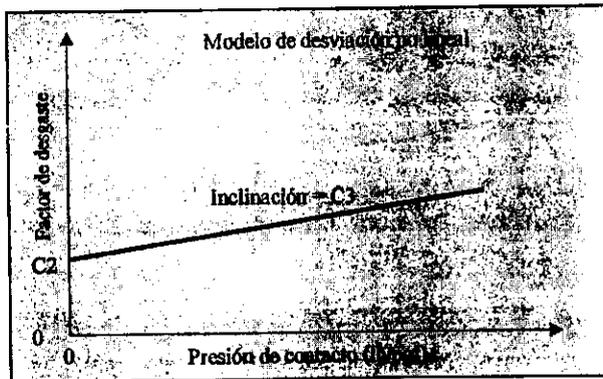


Figura 4.7. Determinación de  $C_2$  y  $C_3$ .<sup>(28)</sup>

La estimación de los valores de  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$ , se obtuvo de gráficas de datos en pruebas de desgaste en el laboratorio. La tabla 4.2 muestra los valores de estas constantes para varias condiciones.

**Tabla 4.2 Valores de los tres parámetros a ser empleados en el modelo no-línea de Shell Oil para varias condiciones.** <sup>(28)</sup>

Fluido ligero base agua, TR P-100, junta llana de acero, 7% de arena	0.205E-3	6.6	0.00533
Fluido ligero base agua, TR K-55, junta llana de acero, 7% de arena	0.310E-3	7.6	0.0
Fluido ligero base agua, TR N-80, junta llana de acero, 7% de arena	0.95E-4	5.7	0.00959
Fluido con 4% de barita, TR N-80, 0.5% de arena, junta llana de acero	0.153E-4	0.0	0.00210
Fluido con 3% de barita, TR N-80, 7% de arena, junta llana de acero	0.286E-4	0.4	0.0
Fluido ligero base agua, TR N-80, junta lisa de acero, 7% de arena	0.167E-3	6.2	0.0
Fluido con 18% de barita, TR P-110, 1% de arena, junta lisa de acero	0.540E-4	0.0	0.050
Fluido con 18% de barita, TR P-110, 1% de arena, junta llana de acero	0.0	1.3	0.0
Fluido ligero base agua, TR N-80, junta Armacor, 7% de arena	0.590E-4	0.7	0.0
Fluido base aceite, TR N-80, junta llana de acero, 7% de arena	0.250E-3	2.5	0.0
Fluido base aceite, TR P-110, junta llana de acero, 7% de arena	0.187E-3	0.9	0.0
Fluido base aceite, TR K-55, junta llana de acero, 7% de arena	0.367E-3	0.7	0.0

#### 4.2 PROFUNDIDAD Y VOLUMEN DEL DESGASTE <sup>(28)</sup>

La geometría de la ranura de desgaste se muestra en la figura 4.8.

La relación entre el volumen de desgaste,  $V$ , y la profundidad de desgaste,  $h$ , es igual a:

$$V = 12 \left[ \beta r^2 + R(s+h) \operatorname{sen} \alpha - \alpha R^2 \right] \quad (4.19)$$

Los ángulos  $\alpha$  y  $\beta$  en radianes, son calculados como sigue:

$$\alpha = \operatorname{sen}^{-1} \left\{ \frac{1}{2R(s+h)} \left[ 2 \left[ R^2(s+h)^2 + r^2 R^2 + r^2(s+h)^2 \right] - \left[ R^4 + r^4 + (s+h)^4 \right] \right] \right\} \quad (4.20)$$

ó

$$\alpha = \arccos \left[ 1 - \frac{h(2r-h)}{2R(R-r+h)} \right] \quad (4.21)$$

y

$$\beta = \text{sen}^{-1} \left( \frac{R}{r} \text{sen} \alpha \right) \quad (4.22)$$

Donde:

$V$  = Volumen de desgaste por pie ( $\text{pg}^3/\text{pie}$ )

$h$  = Profundidad de desgaste ( $\text{pg}$ )

$R$  = Radio interno de la TR ( $\text{pg}$ )

$r$  = Radio exterior de la junta ( $\text{pg}$ )

$s$  = Diferencia de radios =  $R-r$  ( $\text{pg}$ )

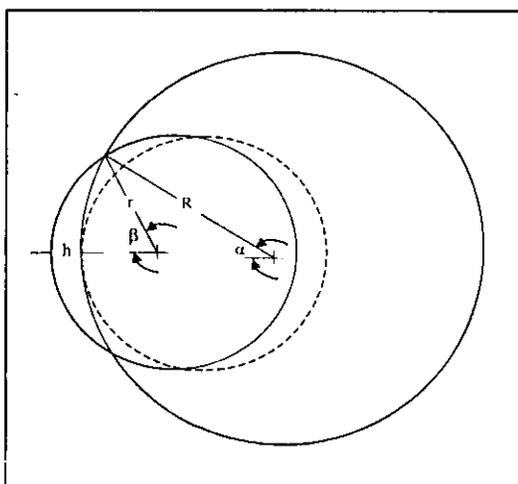
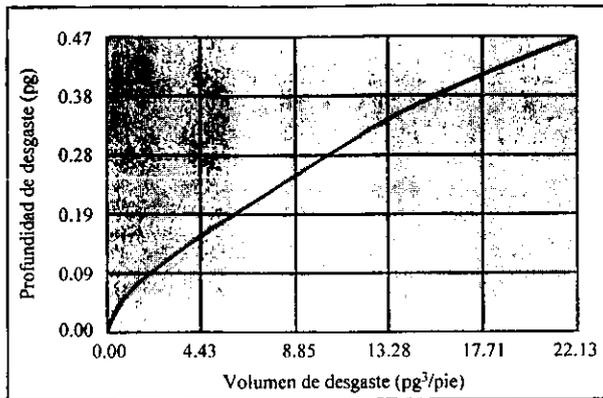


Figura 4.8 Geometría de la ranura de desgaste. <sup>(28)</sup>

El volumen de desgaste se incrementa en forma no lineal con la profundidad de desgaste debido a que la ranura se amplía conforme la profundidad del desgaste se incrementa, figura 4.9.



**Figura 4.9. Relación del desgaste de la TR y la profundidad de desgaste.**

El ejemplo en la figura es para una junta de diámetro exterior de 6.5 pg rotando en una tubería de revestimiento de 9 <sup>5</sup>/<sub>8</sub> pg, 47 lb/pie. El espesor de 0.47 pg de la tubería se gasta completamente cuando el volumen de desgaste registrado es de 22.13 pg<sup>3</sup>.

### 4.3 CARGAS LATERALES Y DE ARRASTRE EN LA SARTA DE PERFORACIÓN. <sup>(28)</sup>

El cálculo de las cargas laterales y de arrastre en una sarta de perforación esta basado en un modelo matemático desarrollado por Exxon Production Research. El modelo asume que las cargas sobre la tubería resultan de los efectos de gravedad, tensión y compresión que actúan a través de la curvatura en el pozo. La fuerza de fricción axial y la influencia de la curvatura son despreciables en los cálculos.

El modelo considera una tubería formada de segmentos cortos unidos por conexiones que transmiten tensión y compresión. Las ecuaciones básicas son aplicadas para cada segmento, efectuando los cálculos a partir del fondo y hasta la superficie. Cada elemento corto contribuye con pequeños incrementos de arrastre axial y peso. Estas fuerzas son sumadas para producir una carga total sobre la tubería.

La figura 4.10 es un diagrama de cuerpo libre de un segmento corto de la tubería de perforación.

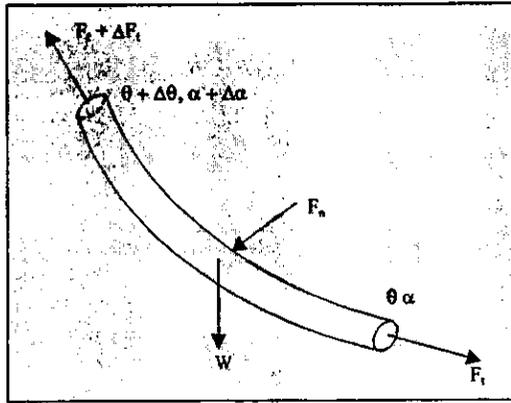


Figura 4.10. Diagrama de cuerpo libre de un segmento corto de tubería. <sup>(28)</sup>

Analizando cada segmento, la magnitud de la fuerza normal,  $F_n$ , es:

$$F_n = \left[ (F_t \Delta\alpha \operatorname{sen}\theta)^2 + (F_t \Delta\theta + W \operatorname{sen}\theta)^2 \right]^{1/2} \quad (4.23)$$

Donde:

- $F_t$  = Fuerza de tensión axial
- $F_n$  = Fuerza normal
- $W$  = Peso de la tubería de perforación
- $\theta$  = Ángulo de inclinación
- $\alpha$  = Azimut
- $\Delta$  = Incremento de valor

La ecuación para la fuerza normal lleva inmediatamente a la ecuación de incremento de tensión:

$$\Delta F_t = W \cos \theta + \mu F_n \quad (4.24)$$

Donde:

- $\mu$  = Coeficiente de fricción

#### 4.4 CÁLCULO DE LA PATA DE PERRO. <sup>(28)</sup>

La severidad de la pata de perro es calculada a partir de una trayectoria dada. Patas de perro de diferentes severidades pueden ser insertadas con el CWEAR dentro de la trayectoria del pozo para analizar su efecto sobre el desgaste de la tubería.

Estableciendo la severidad de la pata de perro basada en un cambio del ángulo de inclinación, se obtiene una severidad de pata de perro total que usualmente difiere en un 3% o menos del valor obtenido, si son considerados los cambios en la inclinación y en el azimut.

Los valores de la severidad de la pata de perro son calculados para cada intervalo de profundidad cubierto por la trayectoria del pozo. Estas dos severidades de la pata de perro son:

- La inclinación de la pata de perro debido solamente al cambio en el ángulo de inclinación, que es determinada de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}\text{Ángulo de inclinación} &= \frac{\Delta \text{Inclinación}}{\Delta MD} \times 100 \text{ (grados/100 pies)} \\ &= \frac{\Delta \text{Inclinación}}{\Delta MD} \times 30 \text{ (grados/30 metros)}\end{aligned}$$

- La severidad total de la pata de perro es definida como el ángulo entre las tangentes a la trayectoria del pozo en puntos consecutivos dividido por la medida de la longitud entre los puntos. Esta es calculada como:

$$\begin{aligned}\text{Pata de perro total} &= \frac{\text{Ángulo entre las tangentes}}{\Delta MD} \times 100 \text{ (grados/100 pies)} \\ \text{Pata de perro total} &= \frac{\text{Ángulo entre las tangentes}}{\Delta MD} \times 30 \text{ (grados/30 m)}\end{aligned}$$

#### 4.4.2 INSERTANDO UNA INCLINACIÓN DE LA PATA DE PERRO

Con el CWEAR se puede insertar una inclinación para la pata de perro en cualquier localización entre la superficie y el fondo del pozo, tal como se muestra en la figura 4.11. El punto insertado no tiene que ser una estación de medición.

Dependiendo de la profundidad medida del punto de inserción y de las estaciones de medición del pozo, el modelo matemático puede adicionar una o tres estaciones de medición al archivo de datos de medición. La pata de perro total está compuesta de la inclinación y el azimut de la pata de perro; por lo tanto, la inclinación es siempre menor o igual que la pata de perro total. La inserción de la inclinación de la pata de perro afecta las fuerzas normales y de arrastre de todas las secciones de la sarta de perforación sobre la localización de la inserción específica.

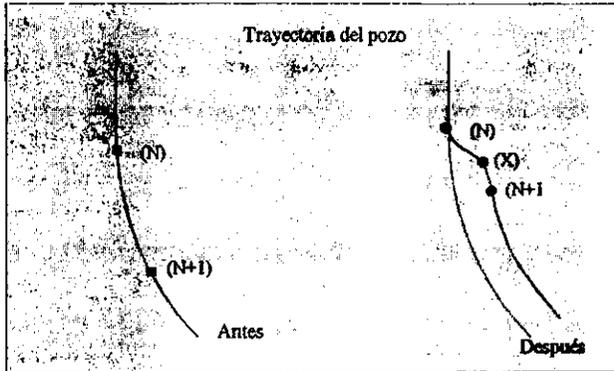


Figura 4.11. Adición de inclinación de la pata de perro a los datos de medición. <sup>(28)</sup>

#### 4.4.3 ADICIONANDO LA TORTUOSIDAD

Cuando se planea un pozo, las mediciones generadas por consideraciones geométricas (punto de desvío, ritmo de desviación, forma de la trayectoria, etc.) resultan en curvas suaves, mientras que el pozo real contiene patas de perro y otras irregularidades que incrementan las fuerzas normales y de arrastre. La tortuosidad, así como también la pata de perro, es una forma de realizar predicciones más reales de desgaste de las tuberías de revestimiento. Este método ha sido desarrollado por Exxon y reportado por el Dr. Rap Dawson.

Para adicionar la tortuosidad a la trayectoria del pozo, se agregan variaciones senoidales con una longitud del periodo (o longitud del ciclo),  $\Delta$ , tanto para el ángulo de inclinación como para el azimut, de la siguiente forma:

$$\text{Tortuosidad} = T \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi MD}{\Delta}\right) \quad (4.25)$$

Donde:

T = Numero de amplitud o tortuosidad (grados)

MD = Profundidad medida (pies)

$\Delta$  = Longitud del periodo o longitud del ciclo (pies)

Además, se modifica el ángulo de inclinación para que este no sea menor de cero; de esta forma no se permite un ángulo de inclinación negativo.

El número de amplitud o tortuosidad, T, varía de acuerdo a las condiciones del pozo. Exxon estableció que una tortuosidad de  $T = 1^\circ$  representa las condiciones típicas de un pozo. Otros autores recomiendan el valor de  $T = 0.7^\circ$  como valor de inicio.

La pata de perro total adicionada a la medición original depende de la amplitud de los datos de la trayectoria y la longitud del periodo. El número de amplitud o tortuosidad, T, es el grado máximo posible adicionado o sustraído de la inclinación y el acimut. Se recomienda que  $\Delta$  sea al menos, 5 veces mayor que el intervalo entre las estaciones de inspección.

#### **4.5 COLAPSO Y ESTALLAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO DESGASTADA <sup>(28)</sup>**

El desgaste de la tubería de revestimiento reduce su resistencia a las presiones a que es sometida. Se utilizan tres métodos en el programa CWEAR para estimar los límites de estallamiento y colapso de una tubería de revestimiento desgastada en forma de ranura creciente:

##### **4.5.1 ECUACIONES BIAXIALES**

De acuerdo a las ecuaciones de Lamé y Von Mises, la presión de estallamiento,  $P_i$ , y la presión de colapso,  $P_o$ , pueden calcularse de la siguiente forma:

$$P_i = \frac{\sigma_y}{C^2 - C + 1} \quad (4.26)$$

y

$$P_o = \frac{\sigma_y}{C} \quad (4.27)$$

$$C = \frac{do^2}{2 \cdot t \cdot (do - t)} \quad (4.28)$$

Donde:

$do$  = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pg)

$t$  = Espesor de pared mínimo de la tubería de revestimiento (pg)

$\sigma_y$  = Esfuerzo mínimo de cedencia del tubo (lb/pg<sup>2</sup>)

Es importante mencionar que este método no considera esfuerzos axiales en la tubería de revestimiento.

#### 4.5.2 ECUACIONES API

De acuerdo al boletín del API, 5C3 de 1989, Formulas and Calculations for Pipe Properties,<sup>(29)</sup> se tienen cuatro fórmulas para el cálculo de la presión mínima de colapso en las tuberías. Dependiendo de la relación D/t y del grado de la tubería se puede presentar:

a) Colapso de Cedencia

$$P_{Yp} = 2Y_p \left[ \frac{(D/t) - 1}{(D/t)^2} \right] \quad (4.29)$$

b) Colapso Plástico

$$P_p = Y_p \left[ \frac{A}{D/t} - B \right] - C \quad (4.30)$$

c) Colapso de Transición

$$P_T = Y_p \left[ \frac{F}{D/t} - G \right] \quad (4.31)$$

d) Colapso Elástico

$$P_E = \frac{46.95 \times 10^6}{(D/t)[(D/t) - 1]^2} \quad (4.32)$$

Donde:

D = Diámetro exterior nominal, (pg)

t = Espesor de pared nominal, (pg)

Y<sub>p</sub> = Esfuerzo mínimo de cedencia de la tubería, (lb/pg<sup>2</sup>)

P<sub>Yp</sub> = Colapso de cedencia, (lb/pg<sup>2</sup>)

P<sub>T</sub> = Colapso de transición plástico/elástico, (lb/pg<sup>2</sup>)

P<sub>E</sub> = Colapso elástico, (lb/pg<sup>2</sup>)

Los rangos y factores de las fórmulas se presentan en las tablas 4.3.1 a 4.3.4:

**Tabla 4.3.1 Rangos del colapso de cedencia.** <sup>(29)</sup>

<b>Colapso de Cedencia</b>	
H-40	16.4 y menores
J-K-55	14.81 y menores
L-N-80	13.38 y menores
P-110	12.44 y menores

**Tabla 4.3.2 Factores y rangos del colapso plástico.** <sup>(29)</sup>

<b>Colapso Plástico</b>				
<b>Grado</b>	<b>Factor</b>			<b>Rango D/t</b>
	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	
H-40	2.95	0.0465	754	16.4 a 27.01
J-K-55	2.991	0.0541	1206	14.81 a 25.01
L-N-80	3.071	0.0667	1955	13.38 a 22.47
P-110	3.181	0.0819	2852	12.44 a 20.41

**Tabla 4.3.3 Factores y rangos del colapso de transición.** <sup>(29)</sup>

<b>Colapso de Transición</b>			
<b>Grado</b>	<b>Factor</b>		<b>Rango D/t</b>
	<b>F</b>	<b>G</b>	
H-40	2.063	0.0325	27.01 a 42.64
J-K-55	1.989	0.0360	25.01 a 37.21
L-N-80	1.998	0.0434	22.47 a 31.02
P-110	2.066	0.0532	20.41 a 26.22

**Tabla 4.3.4 Rangos del colapso elástico.** <sup>(29)</sup>

H-40	42.64 y mayores
J-K-55	37.21 y mayores
L-N-80	31.02 y mayores
P-110	26.22 y mayores

En relación con la resistencia de la tubería a la presión interna, el mismo boletín presenta la siguiente fórmula:

$$P = 0.875 \left[ \frac{2Y_p t}{D} \right] \quad (4.33)$$

Donde:

P = Presión mínima de cedencia interna. (lb/pg<sup>2</sup>)

t = Espesor de pared nominal, (pg)

Y<sub>p</sub> = Esfuerzo mínimo de cedencia de la tubería. (lb/pg<sup>2</sup>)

D = Diámetro exterior nominal, (pg)

El factor de 0.875 es para un espesor de pared mínimo.

#### 4.5.3 ECUACIONES OTS <sup>(28)</sup>

Tanto las ecuaciones biaxiales como las API. usan el espesor de pared mínimo en lugar de un espesor preciso, no uniforme, para efectuar los cálculos de presión de estallamiento y colapso. Esto genera una subestimación o sobre estimación de las capacidades de presión interna y colapso, dependiendo de las condiciones.

El Dr. J.Z. Song y colaboradores de la Oil Technology Services, Inc.. proponen un nuevo método para calcular el aro de esfuerzos para el caso de desgaste en forma de ranura creciente usando coordenadas bipolares y una aproximación matemática compleja. Se ha reportado que las predicciones de OTS concuerdan con los datos experimentales.



con un 10% más de espesor de pared, por lo que este porcentaje puede ser considerado como límite de desgaste.

$LP_{max}$  = Máxima carga de diseño que puede ser soportada por cada protector.

$L_{TJ}$  = Carga lateral por junta.

Entonces:

Sí  $L_{TJ} < LP_{unp}$  ó desgaste  $< WP$ , entonces  $PP_n = 0$

Sí  $L_{TJ} \geq LP_{unp}$  y desgaste  $> WP$ , entonces:

$$PP_n = \left( \frac{L_{TJ}}{LP_{max}} + 1 \right) \text{ (truncado al entero)} \quad (4.34)$$

Los protectores y las juntas son ilustrados en la figura 4.13

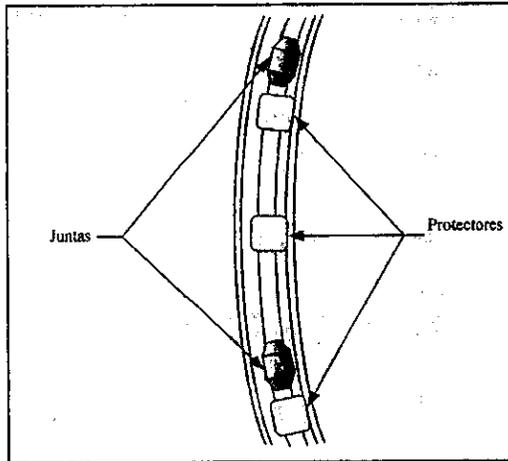


Figura 4.13 Protector y juntas para tubería. <sup>(28)</sup>

#### 4.7. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA CWEAR5 <sup>(28)</sup>

El modelo de desgaste CWEAR Casing and Riser fue desarrollado por la compañía Maurer Engineering Inc. para el cálculo y localización del desgaste en las tuberías de revestimiento y los Riser, tanto en pozos terrestres como marinos. El modelo se basa en estimar el volumen de desgaste de tubería, a través del cálculo de la energía impartida por la rotación

de las juntas a lo largo de la tubería de revestimiento, en diferentes localizaciones, y dividiendo éste por la cantidad de energía requerida para gastar una unidad de volumen de tubería de revestimiento.

Las características generales del programa se enlistan a continuación:

- No tiene un límite para el número de estaciones de registro que especifiquen la trayectoria del pozo.
- Incluye una base de datos de factores de desgaste medidos en el laboratorio.
- Calcula y despliega gráficas y tablas de desgaste, presión interior, presión de colapso, fuerza normal y ángulo de la pata de perro.
- Realiza un análisis de sensibilidad del ángulo de la junta flexible en los pozos marinos para determinar el máximo ángulo permisible.
- Los resultados, datos y gráficas pueden ser desplegados en pantalla, impresora o almacenados en un archivo.
- Incluye modelos de desgaste no-lineal tanto de MEI como de Shell.
- Calcula las presiones interiores y de colapso para tuberías desgastadas usando tres métodos diferentes.
- Permite realizar análisis de sensibilidad del porcentaje de desgaste vs. la severidad de la pata de perro en las zonas de interés.
- Los datos de los registros de la trayectoria del pozo pueden ser modificados adicionando tortuosidades a lo largo de la trayectoria.
- Pueden ser insertadas patas de perro en cualquier lugar dentro de la trayectoria del pozo.
- Las opciones de cálculo son.
  1. Drill.- Desgaste durante la perforación.
  2. Rotation off bottom.- Desgaste como resultado de la rotación de la sarta de perforación en el fondo del pozo, durante un periodo de tiempo, con o sin movimiento recíprocante
  3. Redrill (Uses the current wear volume).- Desgaste de tubería acumulado sobre el desgaste previo, el cual está almacenado temporalmente.
  4. Modelo "Redrill (Retrives Wear Volume in File).- Es similar al modelo anterior salvo que en este caso, los datos previos de desgaste son recuperados de un archivo o pueden ser introducidos manualmente como condiciones iniciales de la tubería de revestimiento.
  5. Ream Upward.- Desgaste de la tubería de revestimiento que resulta de la operación de reparar el agujero desde el fondo del pozo.

### **Datos requeridos de entrada**

Los datos necesarios para manejar el programa son los siguientes.

#### **Información del proyecto:**

1. *Descripción del proyecto:* nombre de la compañía, nombre del proyecto. Localización del pozo, etc. (opcional)

#### **Trayectoria del pozo:**

2. *Trayectoria del pozo:* profundidad medida de cada estación de registro, inclinación, azimut.

3. *Posición del riser:* coordenadas X, Y, Z.

#### **Datos de tuberías:**

4.- *TP:* peso/longitud, longitud, diámetro exterior, diámetro interior.

5.- *Riser, junta flexible y TR:* profundidad, diámetro interior, esfuerzo de cedencia, límite de desgaste.

6.- *Juntas:* diámetro exterior, longitud de contacto, longitud de junta a junta en la TP, máxima carga lateral (sin considerar protectores de tubería).

7.- *Protectores de tubería:* máxima carga lateral por protector, límite de desgaste

8.- *Junta flexible:* profundidad, ángulo.

#### **Datos de operación:**

9.- *Velocidad de la TP:* profundidad medida, velocidad de penetración, RPM.

10.- *Rotación en el fondo:* tiempo de operación, velocidad de rotación, profundidad de la barrena.

11.- *Perforación:* profundidad de inicio, profundidad final, peso sobre barrena.

12.- *Lodo:* profundidad del intervalo, densidad

#### **Parámetros de desgaste:**

13.- *Factor de desgaste:* número de factores de desgaste en cada profundidad, valores de los factores de desgaste.

## **Ventana de Resultados**

Los resultados que se pueden obtener son:

- El desgaste esquemático de la tubería de revestimiento.
- El comportamiento de la presión de estallamiento como resultado de la disminución del espesor de la tubería.
- Las fuerzas normales resultantes que se generarán a lo largo de las tuberías.
- La severidad de las patas de perro.
- El número de protectores requeridos por junta y su profundidad de colocación.
- El porcentaje de desgaste a lo largo de la tubería de revestimiento.
- El comportamiento de la presión de colapso como resultado de la disminución del espesor de la tubería.
- El comportamiento de la carga axial generada a lo largo de la tubería.

## **4.8. LINEAMIENTOS PARA REALIZAR LA EVALUACIÓN DE DESGASTE EN LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO**

Después de haber revisado los principales factores que intervienen en el desgaste, se concluye que se deberá realizar una evaluación de desgaste en las tuberías de revestimiento cuando en la perforación de pozos, se presente una o varias de las siguientes condiciones:

- a) Si se trata de un pozo direccional, cuyo ángulo de inclinación total será mayor a los 30°.
- b) Cuando se detecte la posible existencia de cargas de contacto mayores a 2,000 lbf (en cualquier punto del pozo, entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento).
- c) Si existirá una desviación abrupta del pozo (pata de perro) cuya severidad sea de 3"/100 pies o mayor.
- d) Si el punto de inicio de desvío se encuentra a menos de 1,000 metros y la profundidad del pozo será mayor a 2,000 metros.
- e) En un pozo direccional, si la sarta de perforación estará en contacto con algún punto de la tubería de revestimiento durante más de 150 horas de trabajo (acumuladas), a partir del inicio de desvío.
- f) Cuando se empleen juntas recubiertas con carburo de tungsteno en la sarta de perforación.
- g) Si al realizar una re-entrada en un pozo existente, la sarta de perforación estará en contacto con algún punto de la tubería de revestimiento durante más de 150 horas de trabajo (acumuladas).
- h) Si durante la operación, se colecta metal del pozo en cantidades mayores a 500 gramos durante 24 horas en la boca del pozo.
- i) Si habrá aperturas de ventanas en tuberías de revestimiento.
- j) Si se realizará molienda de herramientas en el pozo (empacadores, retenedores, etc.).

El diseño de tuberías de revestimiento para pozos desviados requiere consideraciones estructurales adicionales a las convencionales para pozos verticales, por esta razón, se presenta el procedimiento de diseño para este tipo de pozos tomando en cuenta las cargas axiales originadas por la flexión y fricción.

Uno de los programas de computo que facilitan la predicción confiable de la magnitud de las cargas originadas por la flexión y la fricción, así como el cálculo de la reducción del espesor de pared de las tuberías de revestimiento, es el CWEAR. Su uso en el procedimiento de cálculo, permitirá que el diseño final de la sarta de revestimiento sea más confiable.

### **5.1 GENERALIDADES DEL DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO<sup>(30), (31), (32), (33), (7)</sup>**

La selección del criterio de diseño es una de las actividades más importantes en el diseño de las tuberías de revestimiento de un pozo. Uno de los más ampliamente usados es el criterio de Carga Máxima o sus versiones modificadas. En este procedimiento se toman en cuenta las condiciones más severas a las que van a estar sujetas las tuberías. El diseño básicamente comprende la valoración de la resistencia a la presión interna, al colapso y a las cargas por tensión.

#### **Mecanismo de estallamiento por presión interna.**

El cuerpo de la tubería tendrá una tendencia a estallar cuando la diferencia entre las presiones internas y externas, siendo la primera mayor, exceda la resistencia mecánica de la tubería. El estallamiento es una falla por tensión que da por resultado una ruptura a lo largo del eje de la tubería. Figura 5.1a.

Debido a la presión interna que ejerce un fluido dentro de la tubería, se generan esfuerzos en dos direcciones, axial y tangencial. La figura 5.1b muestra el caso del esfuerzo tangencial. La fuerza total  $F_t$ , actuando sobre el plano de la figura es debido a la presión interna  $P$ , multiplicada por el área proyectada, esto es

$$F_t = P D_i L$$

El área en que actúa esta fuerza está dada por el espesor de la tubería en ambas caras, es decir

$$A_t = 2tL$$

Por lo tanto, el esfuerzo tangencial actuando sobre la pared de la tubería será

$$\sigma_t = \frac{F_t}{A_t} = \frac{1}{2} \frac{PD_i}{t} \quad (5.1)$$

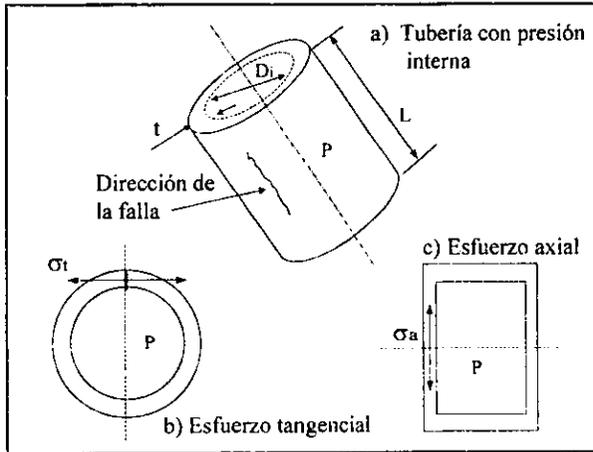


Figura 5.1 Esfuerzos y falla de la tubería por presión interna. <sup>(30)</sup>

La figura 5.1c muestra una representación del esfuerzo axial. La fuerza actuando sobre este plano es igual a las cargas en los extremos de la tubería., es decir

$$F_a = \frac{P \pi D_i^2}{4}$$

y el área que sostiene a esta carga es el espesor total de la tubería:

$$A_a = \pi D_i t$$

Por lo tanto, el esfuerzo axial en la tubería será

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_a} = \frac{1}{4} \frac{PD_i}{t} \quad (5.2)$$

Tomando la relación de estos dos esfuerzos, se obtiene que

$$\sigma_i = 2\sigma_a \quad (5.3)$$

Esto significa que si la tubería es presionada desde el interior, el esfuerzo actuando alrededor de la circunferencia es dos veces el esfuerzo axial, por lo que si la tubería llegara a fallar, ésta se abriría hacia arriba a lo largo del eje indicado en la figura 5.1a.

A este análisis se le puede adicionar complicaciones tales como la carga axial debido al peso de la sarta, condiciones de esfuerzo bi-axial o tri-axial.

Partiendo de la ecuación (5.1) se obtiene la siguiente ecuación para calcular la presión de estallamiento de una tubería de espesor de pared delgado:

$$P_{\text{estallamiento}} = \frac{2\sigma_{\text{tensión}} t}{D_o} \quad (5.4)$$

Donde:

$\sigma_{\text{tensión}}$ : Es el esfuerzo de tensión de la TR

$D_o$  = Diámetro exterior de la TR

La ecuación (5.4) puede ser usada para ajustar el valor de la resistencia a la presión interna definido por el fabricante para una tubería dada, sometida a desgaste o corrosión, considerándose suficientemente precisa para este propósito<sup>(32)</sup>.

Como ejemplo, podemos considerar una TR de grado C95 de 36 lb/pie, con un diámetro exterior de 244.5 mm, y sometida a un considerable desgaste de manera tal que el valor nominal del espesor de la tubería se ha reducido de 8.94 mm a 5 mm. Se desea estimar la reducción de la resistencia a la presión interna en la zona desgastada, si el valor original de la resistencia proporcionado por el fabricante es de 427 kg/cm<sup>2</sup>.

Solución: Utilizando la ecuación (5.4) como una relación de proporcionalidad se obtiene

$$\frac{P_{\text{estallamiento}}}{t} = \frac{2\sigma_{\text{tensión}}}{D_o} = \text{constante}$$

$$\frac{427(\text{kg/cm}^2)}{8.94(\text{mm})} = \frac{P_{\text{estallamiento}}}{5(\text{mm})} \Rightarrow P_{\text{estallamiento}} = 239(\text{kg/cm}^2)$$

La evaluación API de la presión de estallamiento es más conservativa ya que considera en la ecuación (5.4) el valor del esfuerzo de cedencia,  $\sigma_y$ , en lugar del esfuerzo de tensión,  $\sigma_{tensión}$ . Utiliza además, un 87.5% de la resistencia mínima a la cedencia para el acero, tomando en cuenta el espesor de pared mínimo disponible, por lo que la ecuación API para la presión de estallamiento esta definida como

$$P_{estallamiento} = 0.875 \frac{2\sigma_y t}{D_o} \quad (5.5)$$

### **Diseño por presión interna**

A pesar de que existen numerosas situaciones donde la presión interior en la tubería puede ocasionar el estallamiento de ésta, la gráfica de presión vs. profundidad es similar para varias de las operaciones. Desde un punto de vista del diseño se pueden establecer las siguientes categorías:

- 1) *Tubería de revestimiento llenada con gas*. Este es un criterio de diseño conservativo. Asume que el pozo está completamente lleno con gas o fluidos de la formación, y entonces se cierra. La presión interior bajo la cabeza del pozo será la presión de formación menos el peso de la columna de gas, y la presión exterior de la TR usualmente es la carga hidrostática de los fluidos detrás de la sarta de TR. Figura 5.2a. También se muestra la diferencia entre estas dos presiones, lo que da la carga sobre la sarta de revestimiento.

Este criterio debe ser aplicado a la TR de producción ya que el pozo se pone a prueba y produce, y por lo tanto, potencialmente está expuesto a llenarse con gas. Para sartas de revestimiento superficiales o intermedias sin la opción de prueba de flujo, el criterio de la tubería llenada con gas es demasiado conservativo. Aquí se introduce el concepto de integridad reducida del pozo (la TR puede manejar el pozo lleno con gas, pero la formación inferior es demasiado débil), que asigna un límite superior para el tamaño de una eventual manifestación de fluidos, permitiendo usar sartas de revestimiento menos resistentes en el diseño. Los valores siguientes están basados en la detección de los volúmenes de manifestaciones recientes en los equipos de perforación:

- Unidades flotantes, tamaño de la manifestación: 1 - 8 m<sup>3</sup>.
- Instalaciones fijas, tamaño de la manifestación: 0.2 - 4 m<sup>3</sup>

2) *Criterio de fuga en la tubería.* Durante la prueba de un pozo o la producción puede ocurrir una fuga en la parte superior de la tubería de producción justo abajo del cabezal. La presión interior es producida por la presencia de gas, similar a la figura 5.2a, pero fuera de la tubería está la presión causada por un fluido de terminación, figura 5.2b. Si ocurre una fuga en la superficie de la tubería, la presión interior de la tubería es sobreimpuesta en la superficie del espacio anular. Por lo tanto, debido a la carga hidrostática, habrá una elevación significativa en el espacio anular de la TR. La cima del empacador (si estuviera instalado) usualmente se convierte en el elemento crítico bajo estas circunstancias.

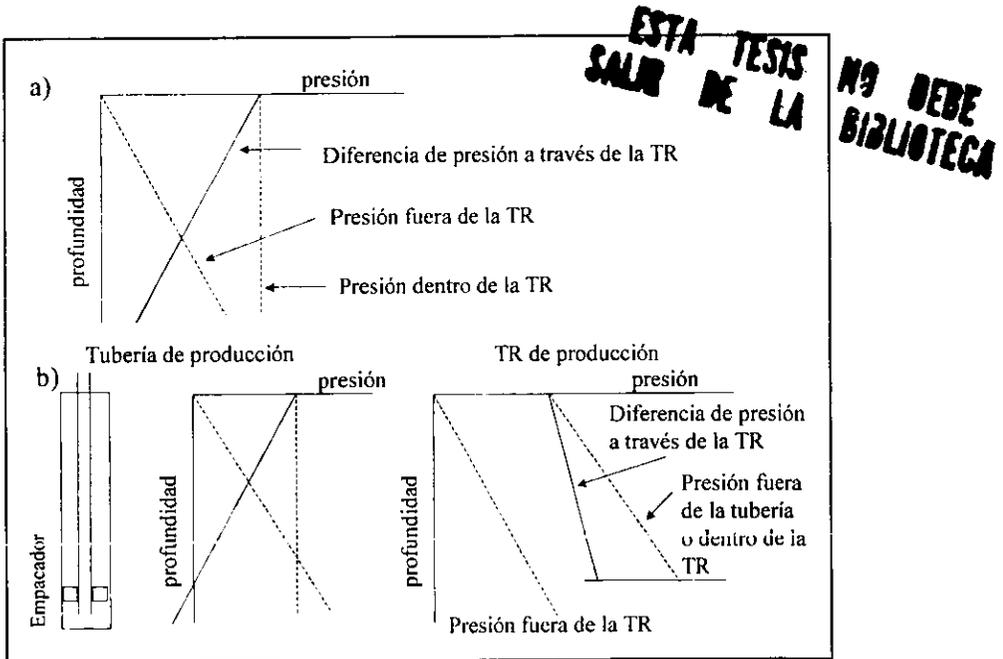


Figura 5.2 Régimen de presión causando TR's llenas con gas y fallas por fugas en tuberías.

a) TR llena con gas, b) tubería con fugas.<sup>(30)</sup>

## Mecanismo de colapso

La tubería de revestimiento tendrá una tendencia a colapsarse cuando la presión externa actuando sobre el cuerpo de la tubería excede a la presión interna. La presión externa es causada por la presión de poro y la presión interna es igual a la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo. El colapso es una deformación de la TR, y es una falla geométrica más que una falla del material.

Anteriormente en el Capítulo 4, se vio que de acuerdo al boletín del API, 5C3 de 1989, "Formulas and Calculations for Pipe Properties"<sup>(29)</sup>, se tienen cuatro fórmulas para el cálculo de la presión mínima de colapso en las tuberías. Dependiendo de la relación D/t (diámetro exterior nominal / espesor de pared nominal) y del grado de la tubería se puede presentar: Colapso de Cedencia, Colapso Plástico, Colapso de Transición y Colapso Elástico. Las fórmulas para calcularlos son las mostradas en las ecuaciones (4.29) a (4.32), cuyos rangos de aplicación se presentan en las tablas 4.3.1 a 4.3.4 del Capítulo 4.

Considerando la ecuación (5.6) para derivar la ecuación del colapso elástico (ecuación 4.32), se puede ejemplificar el efecto del desgaste de la TR en su resistencia al colapso.

$$P_{colapso} = \frac{2CE}{1 - \nu^2} \frac{1}{(D/t)[(D/t) - 1]^2} \quad (5.6)$$

Donde

E = módulo elástico, kg/cm<sup>2</sup>

$\nu$  = Relación de Poisson

C = porcentaje de la fórmula teórica para la resistencia al colapso elástico,

Tomando la misma tubería de revestimiento del ejemplo anterior, cuya resistencia a la presión de colapso dada por el fabricante es de 172 kg/cm<sup>2</sup>, y con un diámetro exterior de 244.5 mm, podemos estimar los efectos del desgaste. ¿Cuál será la nueva resistencia al colapso si la TR ha sufrido un desgaste en su espesor de 8.94 mm a 7 mm?

Solución: Utilizando la ecuación (5.6), asumiendo que:

$$E = 2.1 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$$

$$\nu = 0.3$$

C = 75 %

La resistencia resultante al colapso será:

$$P_{\text{colapso}} = \frac{2 \times 0.75 \times 2.1 \times 10^6}{1 - 0.3^2} \frac{1}{\frac{244.5}{7} \left[ \frac{244.5}{7} - 1 \right]^2} = 86.1 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

Se observa del resultado que el desgaste de la tubería de revestimiento puede tener un considerable impacto en la resistencia al colapso. Para este caso, la resistencia se ha reducido en un 50%.

La aplicación de la ecuación (5.6) asume implícitamente que el espesor de pared está reducido uniformemente. No se conoce qué valor de reducción se puede presentar en la resistencia al colapso si sólo una porción de la tubería está dañada, sin embargo es razonable esperar que la reducción sea menos severa.

### **Diseño por colapso**

Durante la perforación, algunas veces puede ocurrir una pérdida de lodo inesperada en la formación. Cuando esto sucede la presión exterior en la TR permanece constante, pero la presión interior decrece, desarrollándose una presión de colapso.

En las tuberías de revestimiento intermedias la carga máxima por colapso ocurrirá cuando el nivel del lodo dentro de la TR descienda como si ocurriera una pérdida de circulación. De ser así, al nivel de la zapata de la TR intermedia, la presión hidrostática ejercida por la reducción de la columna de lodo será igual a la presión ejercida por los fluidos de la formación (gradiente de 0.465 lb/pg<sup>2</sup>/pie). Esta se utilizará para construir la línea de respaldo, y restándola a la línea de carga máxima por colapso se obtendrá la línea de colapso resultante, figura 5.3.

En el diseño de la tubería de revestimiento superficial se considera que no existe algún fluido de respaldo dentro de la tubería por lo que la línea resultante es la misma que la línea de carga. Para la tubería de revestimiento de producción, se considera que no hay fluido de respaldo cuando se esperan operaciones de bombeo neumático. Si éste nunca se va a utilizar, el respaldo se puede considerar como una columna parcial de fluido empacador.

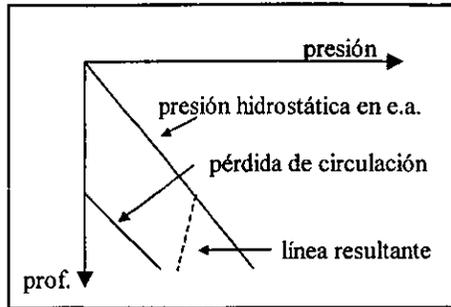


Figura 5.3. Diseño por presión externa

### Mecanismo de tensión

Las fallas por tensión ocurren cuando las cargas axiales exceden la resistencia del material, originando una partidura en la tubería o en las conexiones. Las cargas por tensión serán impuestas sobre la sarta de revestimiento por todos o algunos de los siguientes mecanismos:

- a) Fuerzas dinámicas o de choque. Mientras se baja la tubería a través de agujeros apretados o patas de perro, el efecto de deslizamiento pegado pueden inducir sobre la sarta de revestimiento cargas tensionales de choque. Los cambios abruptos en la velocidad de las corridas también pueden inducir cargas similares.
- b) Movimientos para liberar tuberías pegadas por presión diferencial pueden inducir considerables cargas de tensión.
- c) Cargas por flexión debido a la severidad de las patas de perro
- d) Fuerzas de arrastre

El efecto de flotación de la sarta reducirá su peso efectivo y por lo tanto la tensión. El factor de flotación estará determinado por:

$$FB = 1 - \frac{\rho_m}{\rho_s} \quad (5.7)$$

Donde:

FB = factor de flotación, adimensional

$\rho_m$  = densidad del lodo, gr/cm<sup>3</sup> ó lb/gal

$\rho_s$  = densidad del acero, 7.853 gr/cm<sup>3</sup> ó 65.44 lb/gal

La carga máxima durante la instalación de la sarta de tubería de revestimiento se deberá evaluar. Esta debe tomar en cuenta el peso de la sarta en el aire, el efecto de la flotación, las fuerzas de compresión (fuerzas de empuje que actúan hacia arriba) y las fuerzas de flexión y arrastre.

La fuerza de cedencia de la tubería,  $F_{tensión}$ , es la carga axial requerida para que la tubería ceda. Es el producto del área de la sección transversal y del esfuerzo mínimo de cedencia específico para un particular grado de tubería:

$$F_{tensión} = \frac{\pi}{4} \sigma_y (d_n^2 - d^2) \quad (5.8)$$

Donde

$\sigma_y$  = esfuerzo mínimo de cedencia

$d_n$  = diámetro nominal de la tubería

$d$  = diámetro interior de la tubería

La fuerza calculada con la ecuación (5.8) es la mínima fuerza que deberá ser ejercida para causar una deformación permanente de la tubería. La fuerza mínima requerida para partir en dos a la tubería deberá ser significativamente mayor que este valor.

Cuando se utiliza en la ecuación (5.8) el espesor nominal de la tubería en lugar del mínimo espesor de pared, que en valor representa un 87.5% del espesor nominal, no se puede asegurar la ausencia de una deformación permanente.

### **Efectos biaxiales**

Las resistencias a la presión interna y al colapso de las tuberías de revestimiento son alteradas cuando la tubería se encuentra bajo cargas de tensión (o compresión). Estos cambios pueden, pero no necesariamente, aplicarse a las conexiones. Los cambios cualitativos para las tuberías bajo tensión dan por resultado un incremento de su resistencia a la presión interna y una disminución de su resistencia al colapso. Por su parte las tuberías bajo cargas de compresión, disminuyen su resistencia a la presión interna pero incrementan su resistencia al colapso.

El método gráfico para determinar los efectos biaxiales de la tensión (o compresión) es mediante el uso de la elipse de plasticidad de Holmquist y Nadai, figura 5.4. El porcentaje de cambio depende de la relación entre el esfuerzo axial y el esfuerzo de cedencia. En la práctica del diseño de las tuberías de revestimiento, es usual aplicar la elipse de plasticidad solamente cuando se observa el efecto de disminución en las resistencias.

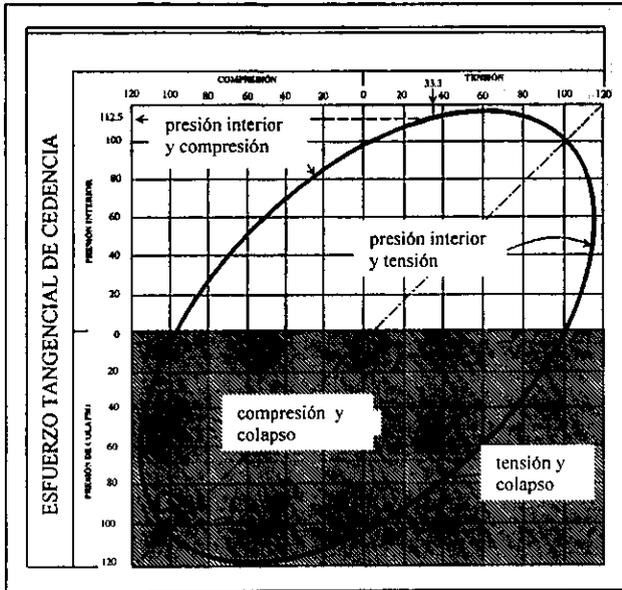


Figura 5.4 Elipse de esfuerzos biaxiales.<sup>(7)</sup>

Para un estado de esfuerzos simples en donde la tensión axial es nula, el tipo de falla por colapso se puede predecir mediante el uso de las tablas 4.3.1 a 4.3.4. Sin embargo, para esfuerzos combinados, estas tablas no se deben aplicar. API recomienda el siguiente procedimiento para determinar la presión de colapso en presencia de un esfuerzo axial considerable,  $\sigma_a$  mediante la modificación del esfuerzo mínimo de cedencia,  $\sigma_y$ , por un esfuerzo de cedencia efectivo,  $(\sigma_y)_e$ .

$$(\sigma_y)_e = \left[ \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right)^2} - \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right) \right] \times \sigma_y \quad (5.9)$$

Con el valor obtenido de  $(\sigma_y)_e$ , se calculan nuevos valores de las tablas 4.3.1 a 4.3.3 de los factores y rangos D/t para la resistencia al colapso, mediante las ocho fórmulas que se presentan en el boletín del API, 5C3<sup>(29)</sup>. Finalmente, mediante las ecuaciones (4.29) a (4.31), utilizando el valor del esfuerzo de cedencia efectivo,  $(\sigma_y)_e$ , obtenido con la ecuación (5.9), en lugar del esfuerzo mínimo de cedencia, y junto con los nuevos valores de los factores y rangos D/t obtenidos, se determinan las presiones de colapso efectivas bajo cargas axiales.

Al aplicar valores combinados de esfuerzos axiales con los esfuerzos de presión interior o colapso, se puede ocasionar que los dos últimos se modifiquen con respecto a los valores teóricos originales; por lo tanto, se deberán revisar nuevamente las resistencias de las tuberías seleccionadas y, en caso necesario, proponer tuberías más resistentes.

### **Consideraciones generales**

La selección de los grados y pesos de las tuberías así como los coples a utilizar, se deberá apegar a los resultados de las cargas resultantes en los cálculos efectuados con los parámetros del pozo (profundidad, valores de densidad del fluido de perforación y de los fluidos de formación, etc.).

Debido a que el diseño de las tuberías de revestimiento no es una técnica exacta, sobre todo por la incertidumbre que se tiene al determinar las cargas presentes, y por el cambio en las propiedades de la sarta de revestimiento con el tiempo como resultado de la corrosión y el desgaste, se utilizan factores de seguridad para tener una mayor certidumbre en el diseño, asegurando de esta manera que la estimación del comportamiento de la tubería siempre sea mayor que cualquier carga esperada.

Los esfuerzos reales obtenidos se relacionarán con las especificaciones teóricas, y el valor resultante de dicha relación será el factor de seguridad.

$$\text{Factor de Seguridad} = \frac{\text{resistencia de la tubería a la carga aplicada}}{\text{magnitud de la carga aplicada}}$$

Los factores de seguridad más comunes son:

Colapso: 0.85 – 1.125. Presión interna: 1 – 1.1. Tensión: 1.6 – 1.8

## **5.2 CONSIDERACIONES POR FLEXIÓN, TORQUE Y ARRASTRE** <sup>(32), (34), (35)</sup>

Debido a la geometría de un pozo desviado, se producen cargas axiales y de torque en las tuberías de revestimiento cuya magnitud es más considerable que las que se generan en los pozos convencionales al meter, sacar o tener en estado neutral la tubería. Estos factores se deben considerar durante el diseño de la sarta de revestimiento, ya que incluso, pueden disminuir la importancia del efecto de los parámetros tradicionales de diseño como la cedencia interna y el colapso.

Las cargas y magnitudes relativas aplicadas a las tuberías de revestimiento en pozos verticales y desviados, se listan a continuación de acuerdo con la importancia de su efecto;

<u>Pozos verticales</u>	<u>Pozos desviados</u>
1) Presión interior	1) Flexión
2) Presión de colapso	2) Tensión (peso, fricción)
3) Tensión (peso)	3) Presión de colapso
4) Flexión	4) Presión interior

### **Efecto de flexión.**

Cuando la tubería es forzada a flexionarse, la tensión axial sobre el lado convexo de la curva se puede incrementar considerablemente. El incremento de fricción entre la tubería y la pared del pozo también afecta significativamente al esfuerzo axial. Por otro lado, en secciones de agujero relativamente rectas con un ángulo de desviación de la vertical significativo, el esfuerzo axial provocado por el peso del tubo se reduce. En la práctica del diseño común se considera el efecto perjudicial por la flexión del tubo pero el efecto favorable por la desviación del ángulo vertical no se considera.

La fricción en la pared del pozo es favorable para el movimiento de la tubería hacia abajo y desfavorable para el movimiento hacia arriba.

La curvatura de un pozo dirigido con desviación controlada generalmente se expresa en términos del cambio en el ángulo del eje del agujero por unidad de longitud,  $\alpha$ . Este se conoce como la severidad de la pata de perro, y representa el cambio de ángulo en grados

por cada 100 pies (30 m) de longitud. La relación entre la severidad de la pata de perro y el incremento del esfuerzo axial de tensión causado por la flexión se muestra en la figura 5.5.

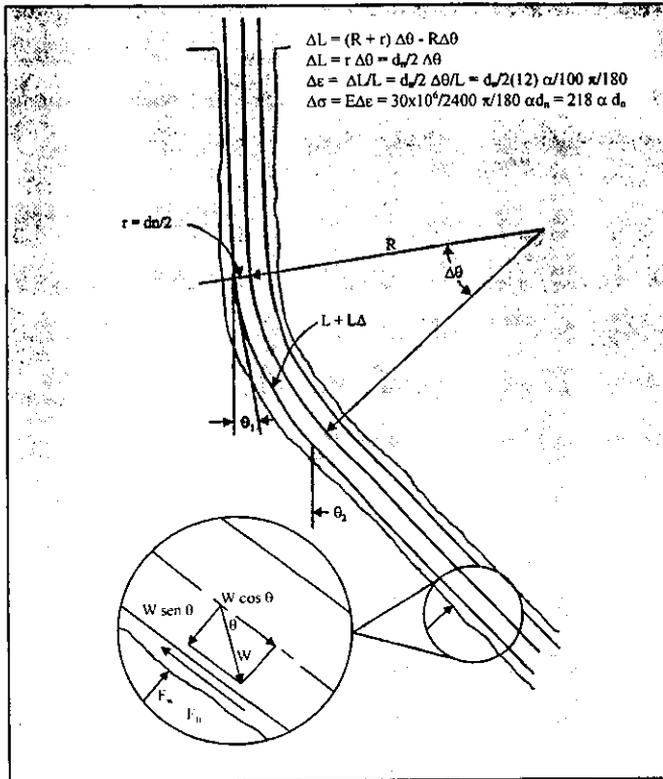


Figura 5.5. Incremento del esfuerzo axial causado por la flexión de la TR en un pozo direccional. <sup>(32)</sup>

Se puede observar que el incremento máximo en el esfuerzo axial,  $(\Delta \sigma_z)_{max}$ , sobre el lado convexo de la tubería, con diámetro nominal,  $d_n$ , está dado por:

$$(\Delta \sigma_z)_{max} = 218 \alpha d_n \quad (5.10)$$

Esta ecuación es válida sólo para una flexión simple, donde el momento de flexión es constante a lo largo de la longitud del tubo y éste toma la forma de un arco circular.

Es frecuente expresar el incremento del esfuerzo axial causado por la flexión en términos de una fuerza axial equivalente,  $F_{ab}$ :

$$F_{ab} = (\Delta\sigma_z)_{max} \cdot A_s = 218\alpha \cdot d_n \cdot A_s \quad (5.11)$$

En esta ecuación, el área del acero,  $A_s$ , puede expresarse como el peso por pie de tubería,  $w$ , dividido por la densidad del acero. Utilizando unidades comunes de campo, la ecuación se transforma en:

$$F_{ab} = 64\alpha d_n w \quad (5.12)$$

Donde:

$F_{ab}$ : lbf

$\alpha$ : grados/100 pies

$w$ : lbf/pies

En la práctica de diseño se recomienda usar la ecuación (5.12), que es válida cuando la pared de tubo está en contacto uniforme con el agujero, es decir, cuando el tamaño del diámetro exterior (refuerzo) de las conexiones de las tuberías de revestimiento es mínimo comparado con las irregularidades del agujero.

Cuando la TR está en contacto con la pared de la agujero solamente en los conectores, el radio de curvatura de la tubería no es constante. En este caso, el máximo esfuerzo axial puede ser significativamente mayor que el predicho por la ecuación 5.10, por lo que se debe utilizar la ecuación (5.13) para su cálculo.

$$(\sigma_z)_{max} = 218\alpha d_n \frac{6KL_j}{\tanh(6KL_j)} \quad (5.13)$$

Donde

$$K = \frac{F_a}{EI}$$

$$I = \frac{\pi}{64} (d_n^4 - d^4)$$

$L_j$  = Longitud de las juntas

$F_a$  = Fuerza axial de tensión

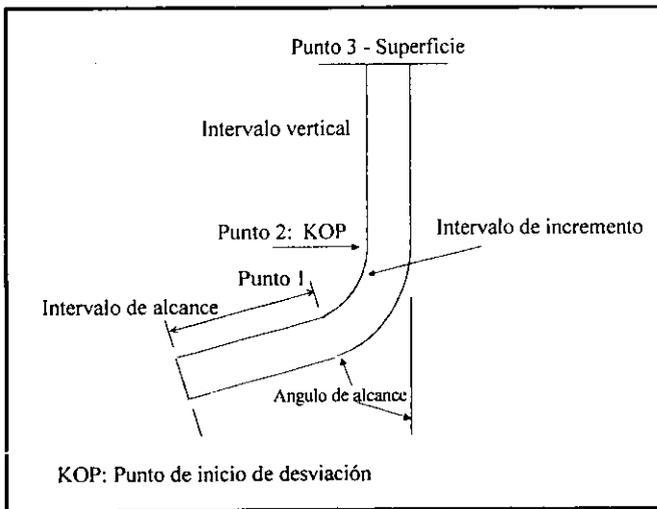
$E$  = Módulo de Young de Elasticidad

$I$  = Momento de inercia

### **Efecto del torque y el arrastre**

El arrastre de la tubería es el incremento de la fuerza requerida para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo dentro del agujero. El torque es el momento requerido para rotar la tubería. Las causas que generan excesivas magnitudes de torque y arrastre incluyen: condiciones de agujeros apretados (por perforar con una barrena desgastada y descalibrada), derrumbes en el pozo, fricción de la tubería con la pared del pozo durante el deslizamiento.

Para poder estimar convenientemente las cargas axiales y de torque, la trayectoria del pozo se divide en intervalos. Como se muestra en la figura 5.6, la trayectoria se puede dividir en: un intervalo vertical, un intervalo de desviación y un intervalo de alcance, ya sea horizontal o inclinado; las cargas adicionales a considerar serán a partir de la sección desviada. Al igual que en los pozos convencionales el análisis de la sarta es desde el fondo hacia la superficie.

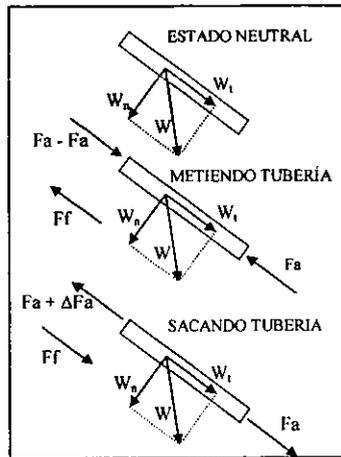


**Figura 5.6. Secciones de la trayectoria de pozos desviados.** <sup>(34)</sup>

### **Intervalo de alcance.**

Como se ilustra en la figura 5.7, las fuerzas que actúan en un segmento de tubería dentro de este intervalo son el peso de la sarta,  $W$ , con una componente tangencial,  $W_t$  y una

componente normal,  $W_n$ , así como una fuerza de fricción,  $F_f$ , que actúa en la dirección opuesta al movimiento de la tubería.



**Figura 5.7. Fuerzas que actúan en un segmento de tubería.**<sup>(35)</sup>

En esta sección el incremento de tensión,  $dF$ , es estimado mediante

$$dF = (W)(BF) \cos \theta \pm (\mu)(W)(BF) \sin \theta \quad (5.14)$$

Si la tubería se está introduciendo, el signo en la ecuación será negativo debido a que la fricción reduce la tensión total, en caso contrario será positivo.

Si se considera al intervalo de alcance con un ángulo constante, la tensión en la cima del intervalo será

$$F = (dF)(L) \quad (5.15)$$

Donde:

- $F$  = fuerza axial (lb)
- $W$  = peso unitario de tubería (lb/pies)
- $BF$  = factor de flotación (adim)
- $\mu$  = factor de fricción (adim)
- $L$  = longitud de la tubería (pies)
- $\theta$  = ángulo de inclinación del intervalo de alcance

La rotación durante las operaciones de cementación o lavado del fondo requiere que se calcule el torque para girar la tubería. Este torque es función de la fuerza normal entre la tubería y el agujero, el coeficiente de fricción y el radio de la tubería.

El incremento del torque,  $dM$ , esta dado por

$$dM = (\mu)(W)(BF)(\text{sen}\theta)(OD)/24 \quad (5.16)$$

Donde:

$OD$  = diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pg)

$M$  = torque (pies-lbf)

Para el intervalo de alcance, el incremento en la velocidad del torque con la longitud es constante, y el torque en la cima del intervalo esta dado por

$$M = (\mu)(W)(BF)(\text{sen}\theta)(L)(OD)/24 \quad (5.17)$$

Este torque debe ser aplicado en el punto 1 (figura 5.6), para girar la tubería en el intervalo de alcance. La aplicación de un menor torque podría rotar la sarta si la tubería se encuentra sometida a una carga axial durante el ascenso o descenso de ésta.

### **Intervalo de desviación.**

Mientras que las cargas en el intervalo de alcance cambian linealmente con la profundidad, las cargas en el intervalo de incremento no lo hacen, y por ello son más difíciles de estimar. En la figura 5.8 se muestra un diagrama de cuerpo libre de un segmento de tubería sujeto a las cargas impuestas dentro de este intervalo.

El incremento de tensión,  $dF_t$ , es una función de la fuerza normal, que es a su vez función de la tensión, el ángulo de inclinación, y el ángulo de incremento:

$$dF_t = (W)(BF)\text{Cos}\theta \pm (\mu)(F_n) \quad (5.18)$$

La magnitud de la fuerza normal,  $F_n$ , es estimada mediante:

$$F_n = [(F_t)(da)(\text{Sen}\theta)]^2 + [(F_t)(d\theta) - (W)(BF)(\text{Sen}\theta)]^2 \quad (5.19)$$

Por su parte, el incremento de la torsión se puede calcular mediante:

$$dM = \mu F_n r \quad (5.20)$$

Donde:

$F_n$  = fuerza normal o de contacto (lb)

$F_t$  = fuerza de tensión axial (lb).

$da$  = cambio en el incremento de acimut, grados

$d\theta$  = cambio en el incremento del ángulo de inclinación, grados

$dM$  = incremento de la torsión sobre la longitud del elemento, lbf-pies

$r$  = radio característico del elemento, pies

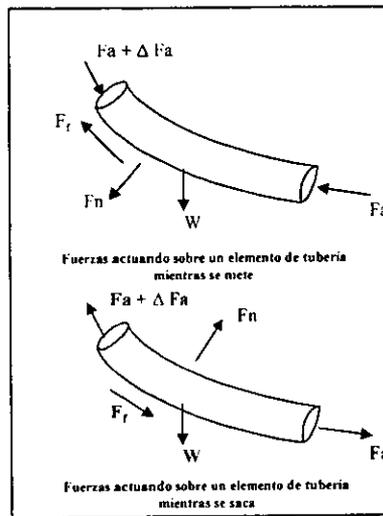


Figura 5.8. Diagrama de cuerpo libre de un segmento de tubería. <sup>(35)</sup>

En la ecuación (5.18), el signo más o menos depende del movimiento ascendente o descendente de la tubería. El signo más es para el movimiento ascendente donde la fricción se suma a la carga axial, el signo menos es para el movimiento descendente donde sucede lo contrario con la fricción.

Las ecuaciones (5.18) a (5.20) serán exactas si son aplicadas a elementos infinitesimales de la tubería. Los errores introducidos por estas ecuaciones son pequeños si la curvatura de cada elemento de análisis de la tubería de revestimiento es pequeña. Utilizando magnitudes de 1 a 100 pies (0.3 a 30.5 m), para el tamaño de los elementos que se analizarán, se producen errores de sólo el 1% sobre los resultados totales. <sup>(38)</sup>

De igual manera en que la fricción afecta a la tensión en el intervalo de alcance, la fricción originada por el arrastre de la tubería dentro del intervalo de desviación incrementa la tensión durante el ascenso, disminuye la tensión durante el descenso, y no tiene efecto axial para el estado neutro (tubería sin movimiento).

Mientras no se afecte la carga axial, la fricción permanece como un factor para el cálculo del torque en el estado neutral. El torque en el Punto 2 (KOP, figura 5.6), también es una función del cambio de la fuerza normal dentro del intervalo de incremento. El valor del torque de interés principal, es aquel que se tiene cuando no hay movimiento axial de la tubería. Esto podría corresponder a la condición de rotación durante la cementación.

Debido a que el agujero sobre el Punto 2 es considerado como vertical, el torque para rotar en la superficie, es aproximadamente igual al valor del torque en la cima del intervalo de desviación.

La rotación reducirá el arrastre axial sobre la tubería y por lo tanto facilitará el movimiento ascendente o descendente en el agujero. El torque calculado para los estados de ascenso y descenso es, de esta manera, algo conservador, asumiendo que el arrastre axial y el arrastre rotacional actúan independientemente uno del otro.

Por otra parte, recordando que el esfuerzo de flexión ocurre sólo en lugares dentro de la sarta donde se tienen cambios en el ángulo del agujero, el intervalo de alcance que ha sido considerado con una inclinación constante no tiene asociadas cargas por flexión. Sin embargo es importante recordar que la tubería que se encuentra en la parte superior del intervalo de alcance debe pasar a través del intervalo de incremento, de esta manera está sujeta a las cargas de flexión asociadas.

Las cargas de flexión producen un esfuerzo axial por tensión sobre la curvatura exterior de la tubería (superficie convexa), y una magnitud igual pero de esfuerzo compresivo, sobre la curvatura interior (superficie cóncava). De esta manera, dependiendo de la carga axial de la tubería, la tensión adicionada y la compresión creada por la flexión pueden agravar la tensión existente o el estado de compresión.

A la profundidad de inicio de desvío, la carga neta de tensión es la suma de la fuerza axial en el punto 2, más la fuerza debido a la flexión.

Para un agujero con un radio medio de incremento, la carga debido a la flexión contribuye con alrededor del 75% a la carga total.

### **Intervalo vertical**

Una vez que ha sido determinada la carga axial total en la cima del intervalo de incremento, la tensión en la cima del intervalo vertical,  $F_a$ , puede ser calculada:

$$F_a = (KOP)(W)(BF) \quad (5.21)$$

Donde:

KOP = profundidad del punto de inicio de desviación, pies

Finalmente, la carga axial total,  $F_{a_{tot}}$ , en la superficie (punto 3, figura 5.6), será:

$$F_{a_{tot}} = \sum F_{a_{seccion-alcance}} + \sum F_{a_{seccion-desviacion}} + \sum F_{a_{seccion-vertical}}$$

### **Conexiones**

Si la sarta esta rotando, las conexiones deben tener una resistencia al torque que exceda el estado neutro de torque. Adicionalmente a su capacidad básica de torque, la tubería dentro del intervalo de incremento deberá estar sujeta a las cargas combinadas de torque y flexión. un ambiente dinámico de cargas reservado generalmente para las juntas de la tubería de perforación más que para las conexiones de la tubería de revestimiento. Si la tubería es rotada durante la cementación, el torque requerido se incrementará conforme el cemento llene la tubería dentro del intervalo de alcance. Este torque mayor puede ser estimado usando un peso de tubería equivalente más pesado para los cálculos de torque.

### **Procedimiento de diseño**

Una alternativa viable para seleccionar tuberías de revestimiento considerando el esfuerzo generado por la flexión de la sarta en secciones desviadas, es el criterio de carga máxima complementado con las consideraciones de flexión, torque y arrastre. El procedimiento de diseño en forma resumida se ilustra en forma de diagrama de flujo en la figura 5.9.

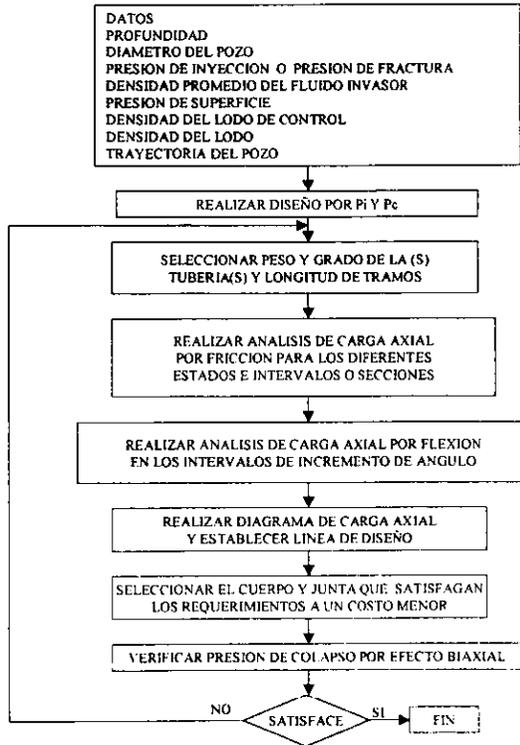


Figura 5.9. Procedimiento de diseño de tuberías de revestimiento para pozos desviados. <sup>(35)</sup>

### Ejemplo

Jhon F.Greenip<sup>(34)</sup> presenta un ejemplo del cálculo de las cargas axiales para el diseño de la tubería de revestimiento de un pozo de alcance extendido, con los siguientes datos:

- Profundidad de inicio de desvío, KOP: = 4,000 pies
- Ángulo de incremento = 20°/100 pies
- Ángulo de alcance = 80°
- Longitud del intervalo de alcance = 2,000 pies
- Tamaño de la tubería = 5 ½ pg, 17 lb/pie
- Coeficiente de fricción = 0.35
- Densidad del lodo = 9.0 lb/gal (factor de flotación, BF = 0.86)

Los resultados obtenidos se presentan en la figura 5.10, que representa el comportamiento de la carga axial vs. profundidad.

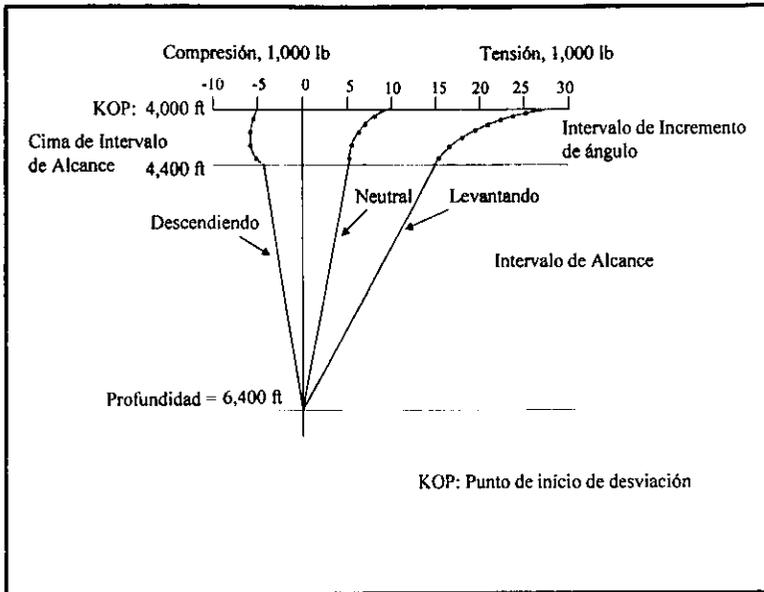


Figura 5.10. Carga axial vs. profundidad.<sup>(34)</sup>

Con los resultados obtenidos, Greenip presenta las siguientes relaciones desarrolladas para los diferentes parámetros, esto facilita la comprensión de algunos aspectos del diseño de las sarts de revestimiento.

Al modificarse el ángulo de incremento, se producirán cambios importantes en el torque requerido para rotar la tubería. El torque, relativamente alto para los ángulos de incremento muy bajos, disminuye conforme se incrementa el ángulo de incremento hasta un punto en que tiende a ser constante, (figura 5.11).

En la figura 5.11 también se muestra la carga neta axial creada por la flexión. Esta carga se incrementa linealmente con el aumento del ángulo de incremento. Como se puede observar en las dos gráficas, manteniendo el ángulo de incremento pequeño para reducir la carga debido a la flexión, se afectará adversamente al torque por rotación en los ángulos de incremento pequeños.

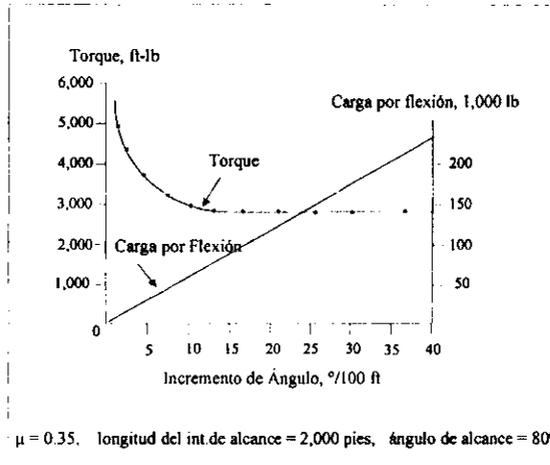


Figura 5.11. Carga por flexión y torque vs. incremento de ángulo.<sup>(34)</sup>

La relación del torque en el punto 2 con el del punto 1,  $M_2:M_1$  (figura 5.6), puede ser graficada contra el ángulo de incremento, (figura 5.12). Esta gráfica es independiente del coeficiente de fricción, del diámetro exterior de la tubería, del peso de ésta y de la flotación, asumiendo cada uno constante a través de los intervalos de incremento y construcción.

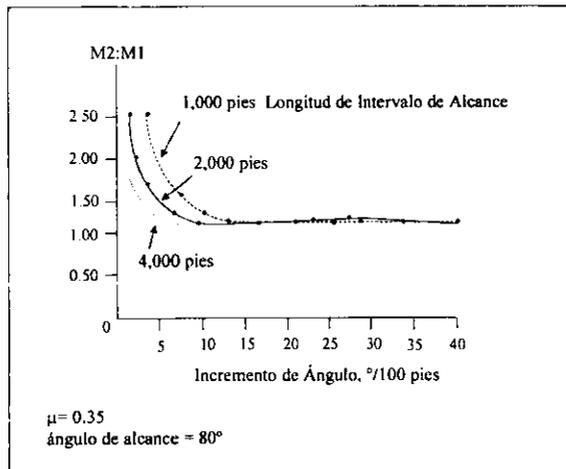
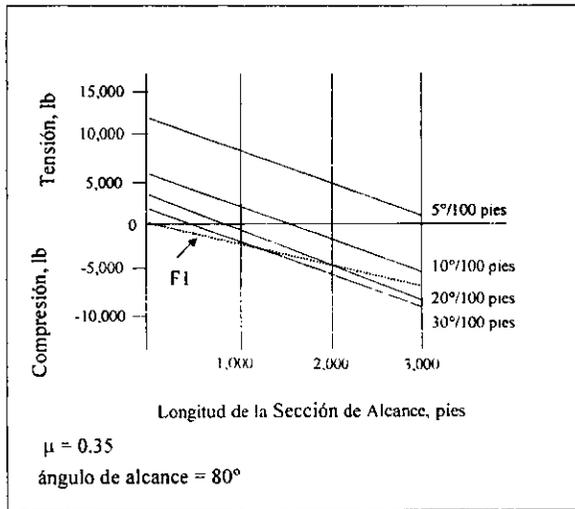


Figura 5.12. Relación del torque en estado neutro vs. el incremento de ángulo.<sup>(34)</sup>

La relación que puede ser observada en la figura 5.12, es que la relación del torque para cada longitud de alcance se aproxima al mismo valor. Esta relación es dependiente sólo del ángulo de alcance. Para un ángulo diferente del intervalo de alcance, la relación de torque puede no ser constante pero se aproximará a uno.

Finalmente, conforme la sarta avanza, la carga de compresión,  $F_1$ , en el Punto 1 (figura 5.6), se incrementa proporcionalmente, tal como se muestra en la figura 5.13.



**Figura 5.13. Carga axial en el punto de inicio de desviación mientras desciende la tubería vs. longitud de la sección de alcance <sup>(34)</sup>.**

También se muestra en la Figura 5.13 la carga en el Punto 2 (de la figura 5.6), para diferentes ángulos de incremento. Cada una produce una curva separada, pero éstas se aproximan a la misma pendiente conforme la tubería avanza dentro del intervalo de alcance. La relación del cambio de carga, la pendiente de  $F_2$  (carga axial en la cima del intervalo de incremento) a la pendiente de  $F_1$  (carga axial en la cima del intervalo de alcance), es independiente del diámetro exterior de la tubería y del peso, así como del ángulo de incremento. Esta misma relación también se aplica a la sarta durante su ascenso. La relación del cambio de carga depende del coeficiente de fricción y del ángulo de alcance.

### 5.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO POR DESGASTE MECÁNICO

Si al procedimiento anterior se le adiciona la consideración de la determinación del posible desgaste de la tubería de revestimiento por medio del CWEAR, entonces el diseño final se puede presentar como se muestra en la figura 5.14

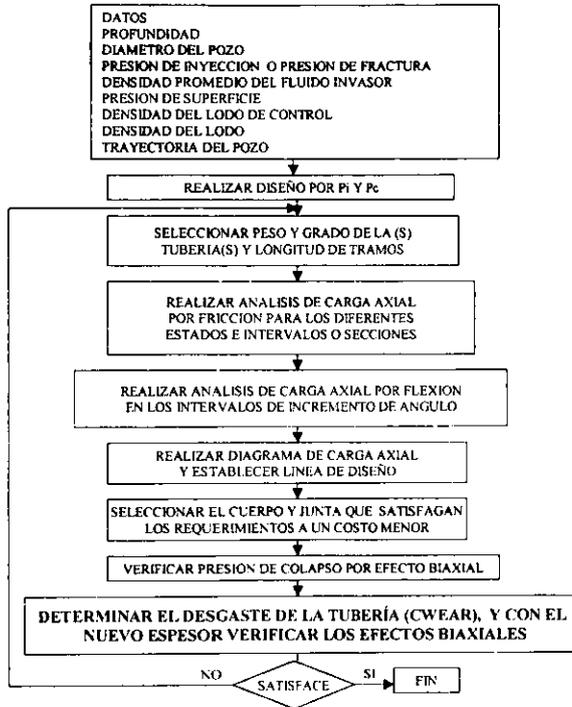


Figura 5.14. Procedimiento de diseño de tuberías de revestimiento para pozos desviados considerando el desgaste de la tubería <sup>(35), (36)</sup>

Para ejemplificar la metodología de análisis presentada, se muestra el siguiente diseño:

**Datos:**

**Etapas de perforación:**

Primera etapa = Vertical de 1,967 pies

Segunda etapa = 1,911 pies, Incremento de ángulo 3°/100 pie

Tercera etapa = 8,122 pie – 59°

**Características de la tubería de revestimiento:**

Tipo de tubería = Intermedia

Diámetro = 10 ¾ pg

**Características del pozo:**

Gradiente de fractura = 0.868 psi/pie

Gradiente de formación = 0.465 psi/pie

Densidad del lodo utilizado = 13.4 lb/gal

Densidad del lodo utilizado en la siguiente etapa = 15.0 lb/gal

Presión superficial = 5,000 psi

**Factores de seguridad:**

Colapso = 1.125

Presión interna = 1.1

Tensión = 1.6

**Diseño.**

En las gráficas 5.15 y 5.16 se muestran las líneas de diseño resultantes para la presión interna y la de colapso respectivamente, junto con su correspondiente corrección biaxial. En función de los resultados obtenidos se decidió seleccionar dos secciones: la primera, desde la superficie hasta los 4,000 pies, una tubería N-80 de 55.5 lb/pie; la segunda, hasta los 7,000 pies, una tubería N-80 de 51 lb/pie.

Para el cálculo de las cargas axiales se procedió a determinar la resultante debida a las cargas de tensión con respecto al peso propio de la tubería, la flotación, la fricción y la flexión.

Finalmente la línea resultante se afectó por su correspondiente factor de diseño para obtener la carga axial total, la cual fue comparada directamente contra la carga axial permisible del cuerpo del tubo y, en este caso, al ser menor se procede a seleccionar las juntas. Figura 5.17.

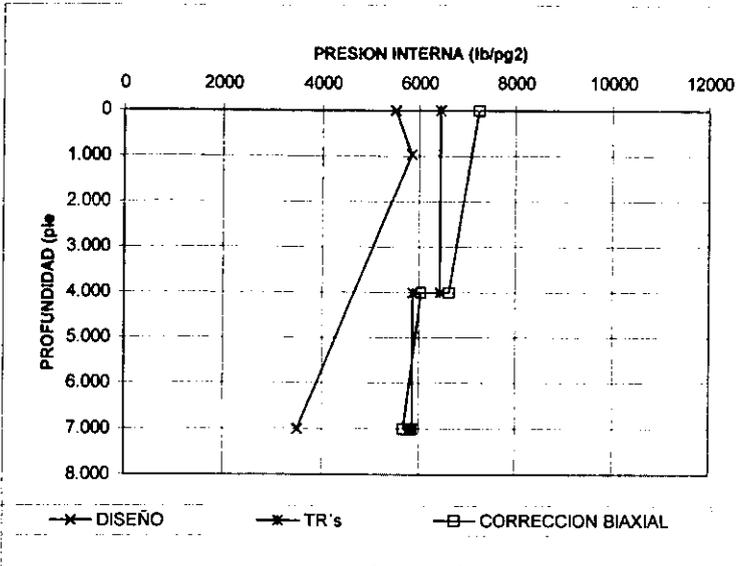


Figura 5.15. Presión interna.

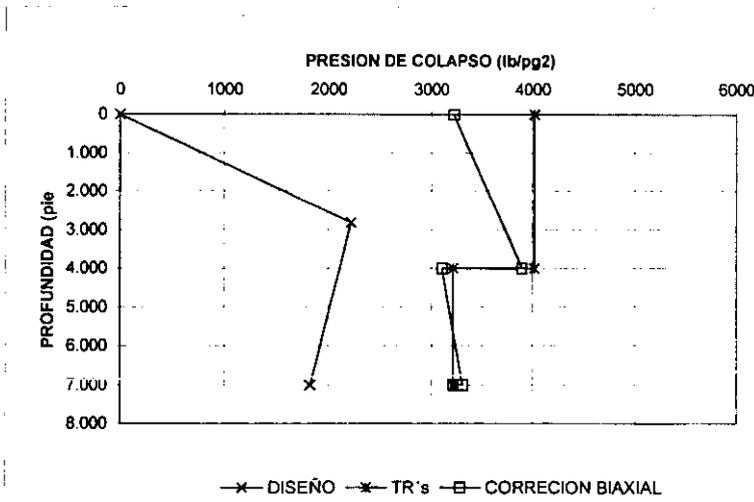


Figura 5.16. Presión de colapso.

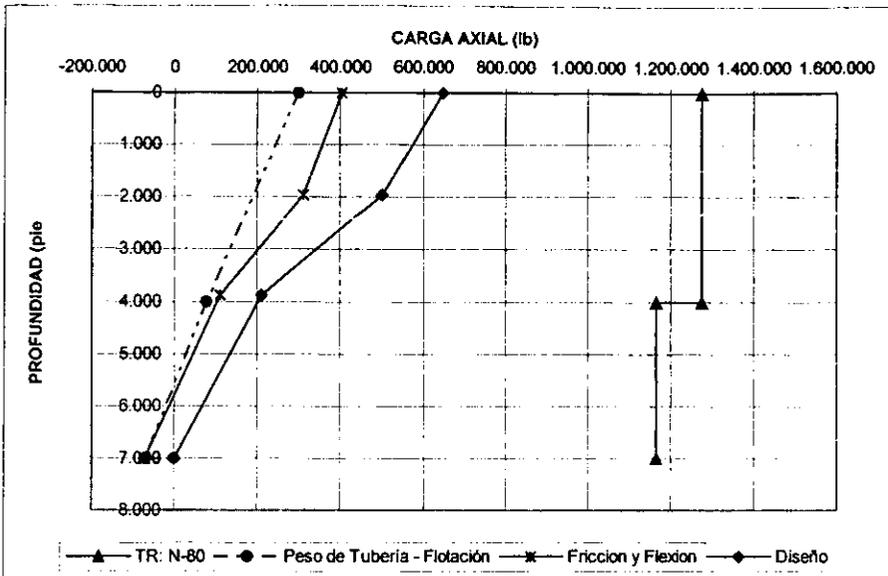


Figura 5.17. Tensión.

Hasta este momento ya se tienen calculadas tanto las cargas y presiones actuantes que deberán resistir las tuberías de revestimiento, y han sido comparadas en forma individual contra sus respectivas cargas y presiones permisibles. Como se puede apreciar en las gráficas, las tuberías seleccionadas soportarán perfectamente las presiones a las que se verán sometidas.

No obstante los resultados satisfactorios obtenidos con el procedimiento anterior, el desgaste a que se verán sometidas las tuberías a lo largo de la siguiente etapa de perforación ocasionará una disminución en su espesor, lo que probablemente podría ocasionar que el diseño anterior ya no fuera adecuado para un periodo de tiempo de trabajo.

Mediante el uso del CWEAR es posible predecir el porcentaje de desgaste que la tubería tendrá para unas ciertas condiciones de operación durante la perforación. Esto permitirá observar el comportamiento del diseño propuesto con las nuevas condiciones de espesor y prever posibles fallas futuras.

Aplicando el criterio anterior se utilizó el CWEAR para determinar el posible desgaste futuro de la tubería y conocer el espesor remanente de la misma. Los valores de los

parámetros de operación bajo los cuales se realizó la simulación de la perforación en la siguiente etapa se presentan a continuación:

- A partir de los 7,000 pies en donde fue asentada la tubería de revestimiento, y hasta una profundidad de 12,000 pies en que se simuló la perforación, se consideró una inclinación constante del pozo de 59°.
- Se consideró una sarta de tubería de perforación nueva con un diámetro exterior de 5 pg; y con un peso de 21.4 lb/pie. El diámetro exterior de las juntas de 7.25 pulgadas; la longitud del contacto de éstas con la TR se consideró de 14 pulgadas.
- Para el cálculo de las nuevas resistencias de las tuberías a la presión interna y al colapso se seleccionó la opción de Ecuaciones OTS (sección 4.5.3).
- En el tipo de operación se seleccionó el Modelo de Perforación, desde 7,000 pies hasta 12,000 pies, con un lodo de 15 lb/gal.
- Se consideró una velocidad de rotación constante de 150 rpm, y un peso sobre barrena de 5,000 lb.
- Se utilizó el Modelo de Factores Múltiples de Desgaste con los siguientes valores: Factor de Desgaste 1 = 0.5, Factor de Desgaste 2 = 5 y Factor de Desgaste 3 = 10. Así mismo se seleccionó la opción de Corrección de Desgaste No-Lineal.

Como resultado de la perforación de la etapa posterior a la cementación de la tubería analizada se obtuvieron los resultados mostrados en la figura 5.18. En la gráfica se aprecian los porcentajes de desgaste del espesor de la tubería dependiendo del factor de desgaste seleccionado, a partir del punto de inicio de la desviación. Factor de desgaste 1 = 0.5, factor de desgaste 2 = 5 y el factor de desgaste 3 = 10. El máximo porcentaje de desgaste generado es de 23% a la profundidad de 2,000 pies, para el factor de desgaste intermedio 2. La figura 5.19 muestra el perfil del desgaste de la tubería con relación a la desviación del pozo.

Los nuevos espesores de las tuberías generaron disminuciones en las resistencias de las tuberías a la presión interna y al colapso. Los valores de las resistencias para algunos valores de profundidad se aprecian en la tabla 5.1.

Al graficar los resultados de las resistencias a la presión interna y al colapso después del desgaste (figuras 5.20 y 5.21), considerando un factor de desgaste intermedio, se encuentra que la nueva resistencia a la presión interna de la tubería N-80 de 55.5 lb/pie no soportará las cargas generadas.

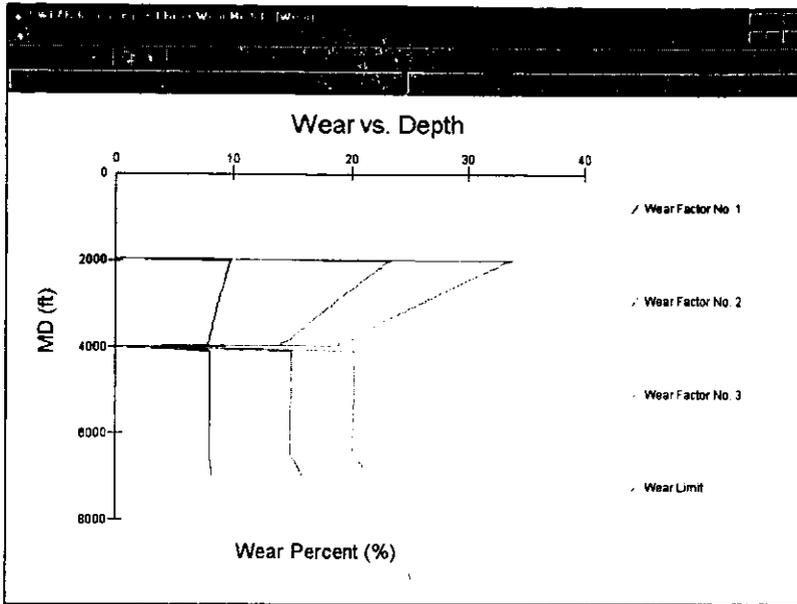


Figura 5.18.- Espesor de tubería resultante.

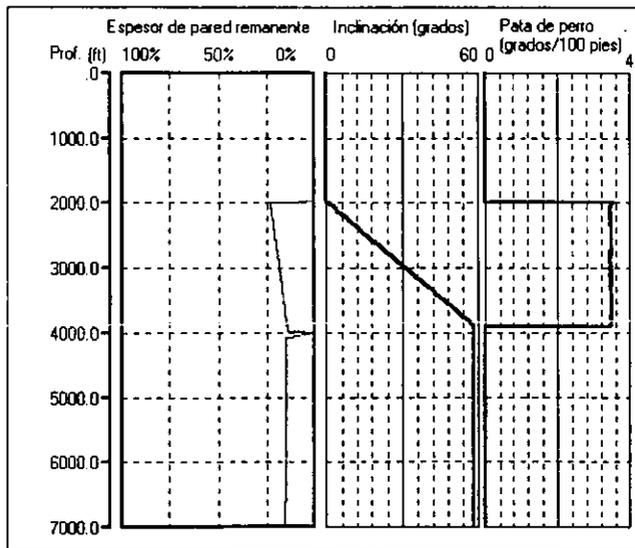
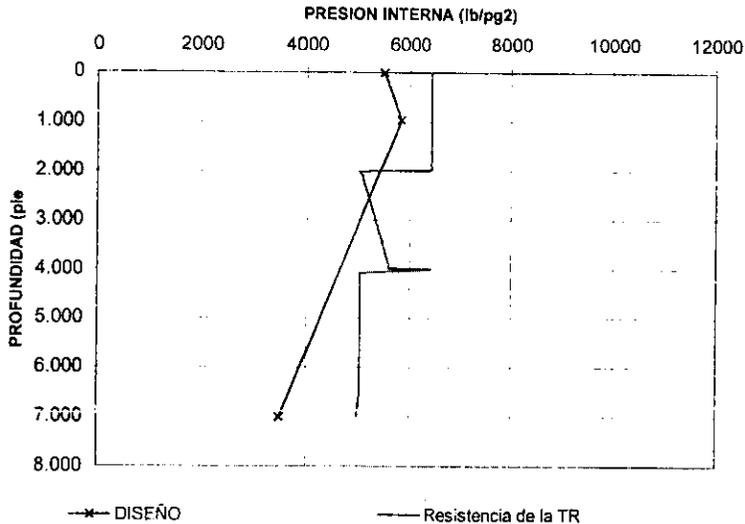


Figura 5.19.- .Espesor de pared remanente con respecto a la desviación del agujero.

**Tabla 5.1.- Resultados de las resistencias a la presión interna y al colapso para diferentes factores de desgaste.**

	Prof. (ft)	WF No 1 P.I. (psi)	WF No 1 Colapso (psi)	WF No 2 P.I. (psi)	WF No 2 Colapso (psi)	WF No 3 P.I. (psi)	WF No 3 Colapso (psi)
<b>Resistencia Original. TR 55.5 lb/pie</b>	0	6,447	4,019	6,447	4,019	6,447	4,019
	1,900	6,447	4,019	6,447	4,019	6,447	4,019
	2,000	5,869	3,227	5,049	2,291	4,402	1,556
	2,500	5,901	3,264	5,206	2,470	4,662	1,849
	3,500	5,960	3,330	5,489	2,793	5,125	2,378
	3,900	5,985	3,359	5,608	2,929	5,319	2,600
<b>Resistencia Original. TR 51 lb/pie</b>	4,000	6,447	4,019	6,447	4,019	6,447	4,019
	4,100	5,428	2,723	5,049	2,291	4,757	1,958
	7,000	5,418	2,712	5,002	2,238	4,683	1,873

WF: Factor de desgaste  
P.I.: Presión interior



**Figura 5.20.- Resistencia a la presión interna después del desgaste.**

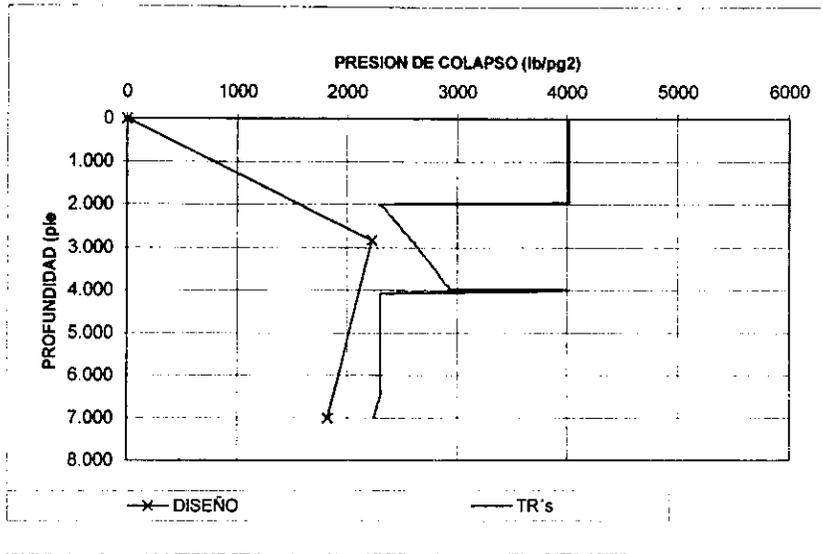
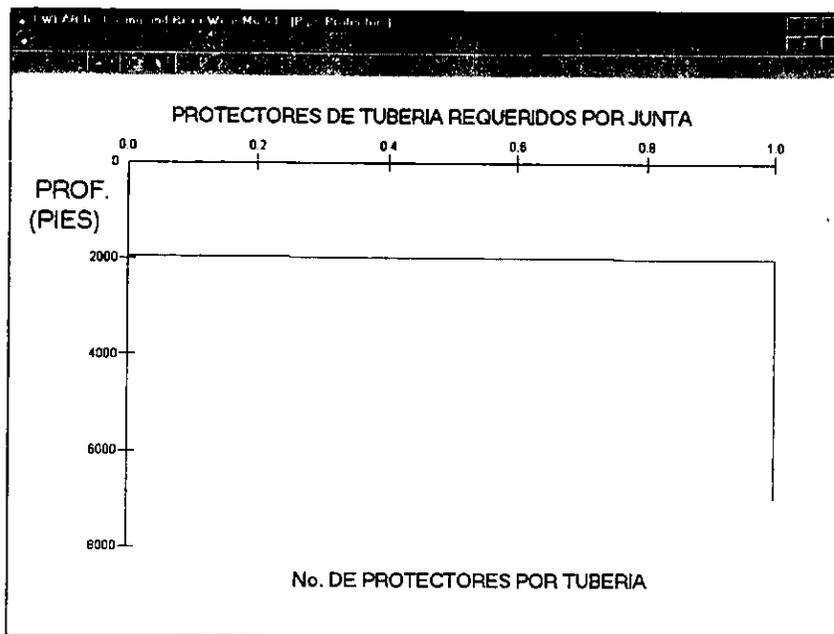


Figura 5.21.- Resistencia al colapso después del desgaste.

De acuerdo al resultado anterior, será necesario elegir una tubería de mayor resistencia a la presión interna para el intervalo de 2 000 pies a 3,000 pies, para obtener finalmente el diseño apropiado.

Otra alternativa para controlar el desgaste obtenido sería la colocación de un protector de tubería por junta, a partir de la profundidad de 2,000 pies, tal como lo sugiera la gráfica del CWEAR, "Protectores de Tubería Requeridos por Junta". (Figura 5.22).

Con el uso de los protectores, el máximo porcentaje de desgaste que se obtendría sería del 8%. Con este valor de desgaste, las resistencias resultantes de las tuberías seleccionadas inicialmente soportarían satisfactoriamente las cargas por presión interna, colapso y tensión.



**Figura 5.22.- Protectores de tubería requeridos por junta.**

## **CONCLUSIONES**

1. El desgaste de las tuberías de revestimiento es un problema complejo debido a que intervienen diferentes variables y factores, que al combinarse, hacen más difícil su evaluación. Sin embargo, es posible identificar cuáles son los principales factores que tienen una mayor influencia en el proceso de desgaste.
2. El problema del desgaste de las tuberías de revestimiento generalmente se presenta en pozos direccionales o en secciones del pozo que presentan desviaciones severas, siendo la causa principal del desgaste, la fricción debida a la rotación de la superficie de las juntas de la sarta de perforación al entrar en contacto con la tubería de revestimiento.
3. El desgaste de la tubería de revestimiento puede ser provocado tanto por factores químicos como mecánicos. Durante la perforación del pozo, los factores mecánicos son los que tienen el mayor efecto.
4. Los principales factores mecánicos que influyen en el desgaste de las tuberías de revestimiento son:
  - Desviación del pozo ( $^{\circ}/100$  pies)
  - Magnitud de las fuerzas de contacto.
  - Calidad de la superficie de las juntas.
  - Tiempo y velocidad de rotación de las juntas.
  - Tipo de fluido de perforación.
  - Area de contacto.
5. La principal causa de desgaste de la tubería de revestimiento, es la rotación de la sarta de perforación.
6. El desgaste de las tuberías de revestimiento puede ser significativo cuando se presentan cargas de contacto mayores a 2,000 lbf
7. El desgaste de las tuberías de revestimiento se ve intensificado por la severidad de las desviaciones, las cuales son críticas si se tienen valores mayores a  $3^{\circ}/100$  pies.

8. El desgaste causado por línea de acero es muy pequeño comparado con las mediciones de desgaste debido a la tubería de perforación.

9. El ritmo de desgaste:

- Es independiente del ritmo de penetración (la perforación podría ser nula y el desgaste muy alto).
- Es afectado por el espaciamiento entre juntas.
- Es afectado por el tiempo en que la junta se encuentra en contacto con cualquier punto de la tubería de revestimiento.

10. La magnitud de desgaste observado en el campo, puede predecirse a partir de los coeficientes de desgaste calculados en laboratorio.

11. Existen modelos matemáticos que permiten predecir, con aceptable aproximación, el desgaste de las tuberías de revestimiento bajo condiciones variables de perforación. Uno de estos modelos que más aplicación y éxito ha tenido en el campo es el programa CWEAR. Ha mostrando ser una herramienta muy útil en la predicción del desgaste y selección de las tuberías de revestimiento.

12. Existen distintas herramientas para la evaluación real del desgaste de las tuberías de revestimiento. De éstas, las que proporcionan resultados más confiables son los calibradores de medición MFC, USI y UCI.

13. El uso de protectores no rotatorios y juntas con recubrimientos duros de superficie lisa han permitido la disminución del desgaste en las tuberías de revestimiento, según se ha reportado en la literatura.

14. El efecto de la flexión y fricción de la sarta de revestimiento debe considerarse en el diseño y selección de las tuberías de revestimiento.

15. El análisis del desgaste (predicción) durante la fase de diseño de las tuberías de revestimiento, con el fin de evaluar la resistencia de las tuberías seleccionadas al verse sometidas a diferentes condiciones de trabajo, permitirá seleccionar las tuberías más adecuadas tanto en el aspecto de seguridad como en el económico.

## NOMENCLATURA

$A_a$	Área del espesor total de la tubería ( $L^2$ )
$A_T$	Área de desgaste por el paso de una junta, ( $L^2$ ).
$C_{wt}$	Coefficiente de desgaste por viaje, ( $L T^2/M$ )
$D$	Longitud del contacto entre junta y TP (L)
DL	Severidad de la pata de perro, ( grados/100 pies)
$(DL)_{i,j,a}$	Severidad aparente de la pata de perro entre las estaciones $i$ y $j$ , (grados/100 pies).
$D_i$	Profundidad total del pozo en el tiempo de interés, (L)
$D_\delta$	Profundidad del punto de desgaste, (L).
$d$	Diámetro de la junta (L)
$d_n$	Diámetro nominal de la tubería (L)
$dM$	Incremento del torque ( $M L^2 / T^2$ )
$da$	Cambio en el incremento de acimut (grados)
$d\theta$	Cambio en el incremento del ángulo de inclinación (grados)
$E$	Módulo de elasticidad ( $M / T^2 L$ )
$E$	Entrada de energía por pie ( $M L^2/T^2 /L$ )
$e$	Energía específica ( $M L^2/T^2 /L^3$ )
$F$	Fuerza de contacto, ( $M L / T^2$ )
$F_{crit}$	Carga crítica de pandeo ( $M L / T^2$ )
$f$	Factor de fricción (adimensional)
$F_{ab}$	Fuerza axial debida a la flexión ( $M L / T^2$ )
$F_{a_{tot}}$	Carga axial total en la superficie ( $M L / T^2$ )
$F_{a_{sec\ alc}}$	Carga axial en la sección de alcance del pozo ( $M L / T^2$ )
$F_{a_{sec\ desv}}$	Carga axial en la sección de desviación del pozo ( $M L / T^2$ )
$F_{a_{sec\ vert}}$	Carga axial en la sección vertical del pozo ( $M L / T^2$ )
$F_{lat}$	Carga lateral sobre la junta por pie ( $M L / T^2 / L$ )
$F_t$	Fuerza de tensión axial ( $M L / T^2$ )
$F_n$	Fuerza normal ( $M L / T^2$ )
$h$	Profundidad de desgaste (L)

<i>I</i>	Momento de inercia ( $L^4$ )
KOP	Punto de inicio de desviación
$K_B$	Factor de flotación (adimensional)
L	Profundidad (L).
$L_{TJ}$	Longitud de la junta (L)
$L_{DP}$	Longitud de la tubería de perforación (L)
LP <sub>unp</sub>	Máxima carga lateral sobre junta no protegida
LP <sub>max</sub>	Máxima carga de diseño que puede ser soportada por cada protector.
<i>M</i>	Torque ( $M L^2 / T^2$ )
MD	Profundidad medida (L)
<i>N</i>	Velocidad de rotación (rpm)
<i>Nt</i>	Número de viajes de ida y vuelta por día. (1 para barrenas convencionales y 0.25 para barrenas de diamantes)
<i>P</i>	Velocidad de penetración durante la perforación, (L/T).
Pi	Presión interna ( $M / T^2 L$ )
P <sub>O</sub>	Presión de colapso ( $M / T^2 L$ )
P <sub>Yp</sub>	Colapso de cedencia. ( $M / T^2 L$ )
P <sub>T</sub>	Colapso de transición plástico/elástico. ( $M / T^2 L$ )
P <sub>E</sub>	Colapso elástico, ( $M / T^2 L$ )
pi	Presión media de contacto sobre el área de desgaste ( $M / T^2 L$ )
PP <sub>n</sub>	Número de protectores necesarios por junta de TP.
<i>R</i>	Radio interno de la TR (L)
<i>r</i>	Radio exterior de la junta (L)
ROP	Ritmo de penetración (L/T)
r.p.m.	Revoluciones por minuto
<i>T</i>	Peso de la tubería, ( $M L / T^2$ )
T	Tortuosidad (grados)
T <sub>α</sub>	Tensión promedio en la sarta de perforación en el punto de desgaste ( $M L / T^2$ )
TP	Tubería de perforación
TR	Tubería de revestimiento
<i>t</i>	Tiempo de contacto (T)

$t$	Espesor de pared mínimo de la tubería de revestimiento (L)
$V$	Volumen de desgaste por pie ( $L^3/L$ )
$V_t$	Volumen de desgaste causado por viaje, ( $L^3/T$ ).
$V_o$	Volumen de desgaste inicial ( $L^3$ )
$\dot{V}$	Velocidad del volumen de desgaste causado por rotación, ( $L^3/T$ ).
$\nu$	Relación de Poisson
$W$	Ritmo de desgaste ( $L/T$ )
$WF$	Factor de desgaste que controla la eficiencia del desgaste ( $L T^2 / M$ )
$WP$	Límite de desgaste para justificar el uso del protector.
$w$	Peso de la sarta en el aire ( $M L / T^2 / L$ )
$W_n$	Componente normal del peso de la sarta ( $M L/T^2 / L$ )
$W_t$	Componente tangencial del peso de la sarta ( $M L/T^2 / L$ )
$Y_p$	Esfuerzo mínimo de cedencia de la tubería, ( $M / T^2 L$ )
$\alpha$	Azimut
$\Delta\Phi_{ij}$	Diferencia en dirección de la estación $i$ a la estación $j$ , (grados).
$(\Delta\sigma_z)_{max}$	Incremento máximo en el esfuerzo axial ( $M / T^2 L$ )
$\Delta V_i$	Incremento en volumen desgastado para cada incremento de la distancia perforada.
$\rho$	Densidad del lodo ( $M/L^3$ )
$\rho_s$	densidad del acero
$\sigma_a$	Esfuerzo axial actuando sobre la pared de la tubería ( $M / T^2 L$ )
$\sigma_t$	Esfuerzo tangencial actuando sobre la pared de la tubería ( $M / T^2 L$ )
$\sigma_y$	Esfuerzo mínimo de cedencia del tubo ( $M / T^2 L$ )
$(\sigma_y)_e$	Esfuerzo mínimo de cedencia efectivo ( $M / T^2 L$ )
$\theta$	Inclinación del agujero (grados)
$\mu$	Coeficiente de fricción

## **BIBLIOGRAFÍA**

- 1.- Russel W. Lewis: "Casing Wear", Drilling, December 1968.
- 2.- Russel W. Lewis and T. R. Write: "Casing Wear: Some Causes, Effects and Control Measures", World Oil, October 1974
- 3.- Bruno, Best: "Casing Wear Caused by Tooljoint Hardfacing", S.P.E. Drilling Engineering, February 1986.
- 4.- Sydney, H. Avner: "Introducción a la Metalurgia Física", Mc Graw-Hill, Segunda Edición.
- 5.- Monrose, H. and S. Boyer: "Casing Corrosion: Origin and Detection", The Log Analyst. Noviembre-Diciembre, 1992.
- 6.- Glosario Ingles-Español de Términos Petroleros, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
- 7.- Benitez, Hernández Miguel A., "Diseño de Tuberías de Revestimiento", PEMEX, Exploración y Producción. Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Febrero 1995
- 8.- Hall, Russell W., et al., "Laboratory Casing Wear Tests", The American Society of Mechanical Engineers, Energy-Sources Technology Conference, Jan-Feb/1993.
- 9.- Williamson, J. Steve: "The Effect of Contac Pressure", Journal of Petroleum Technology, December 1981.
- 10.- Lubinski, Arthur, "Maximun Permissible Dog-Legs in Rottary Bore Holes". Trans. AIME (1961) 222.
- 11.- Bradley, William B. and Jhon E. Fontenot: "The Prediction and Control of Casing Wear", Journal of Petroleum Technology, February 1975.
- 12.- Garkasi, A, R.W.Hall y J. Vozniak, "Advances in Predicting and Reducing Casing Wear", CADE/CAODC Spring Drilling Conference, Abril 1995.

- 13.- Bradley, W. B., "Minimize Casing Wear in Doglegs", The Oil and Gas Journal, December, 1976.
- 14.- Schoenmakers, J. M. Prediction of Casing Wear Due to Drillstring Rotation: Field Validation of Laboratory Simulations, IADC/SPE 14761, 1986.
- 15.- Fontana, Mars G.: "Corrosion Engineering", Mc Graw-Hill Inc., Third Edition, 1986.
- 16.- White, Jerry P. and Rapier Dawson, "Laboratory Measurements and Field Predictions", SPE Drilling Engineering, March 1987.
- 17.- Ortíz, Sánchez Benito, "Diseño de Aparejos de Producción por Metalurgia", Tesis, División de Estudios de Posgrado, Octubre de 1991.
- 18.- Hall, R. W., et al., "Recent Advances in Casing Wear Technology". IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, February 1994.
- 19.- Bettis, Floyd E., Brian J. Schwanitz y Lowell Crane, "Limiting Dogleg is a Key to Reducing Casing Wear", Oil and Gas Journal, August, 1994.
- 20.- Maurer Engineering inc., "Manual de Planeación y Diseño de la Perforación". 1996.
- 21.- Owen Jenkins, "Casing Wear Modeling Integral to Well Life Cycle Assessment". Drilling Technology, Agosto, 1998
- 22.- Schneider F.F. y G.J. Collins. "Drillpipe Protectors Successfully Used to Reduce Casing Wear in Deep, Directional Well", IADC/SPE 23903. 1992.
- 23.- Moore N.B., P.W. Mock y R.E. Krueger, "Reduction of Drill String Torque and Casing Wear in Extended Reach Wells Using Non-Rotating Drill Pipe Protectors". SPE 35666, 1996.
- 24.- Rodman David W. y George Swietlik, "Drillstring Sub Cuts Torque and Casing Wear", Oil & Gas Journal, 14-Oct-96.
- 25.- Maxted I y Hazel P., "Advances in Multi-Finger Caliper Technology and Data Acquisition", OTC 7871, 1995
- 26.- Schlumberger, "Ultrasonic Imager (USI)", Herramientas y Nueva Tecnología. Seminario en Vhsa, Tab., Noviembre, 1996

- 27.- Nace Task Group T-1C-1, "Instruments for In-Place Evaluation of Internal and External Corrosion in Casing and Tubing", Nace Publication 1C190 ITEM No. 54271, Abril 1991
- 28.- Maurer Engineering Inc., "Casing and Riser Wear Model" DEA-42 PHASE V", Marzo, 1999
- 29.- API, "Bulletin on Formulas and Calculations for Casing, Tubing, Drill Pipe, and Line Pipe Properties", Bull. 5C3, 1989
- 30.- Aadnoy, S., Bernt, "Modern Well Design", A. A. Balkema / Rotterdam / Brookfield, Países Bajos, 1996
- 31.- Adams, Neal J., "Drilling Engineering. A Complete Well Planning Approach", Penn Well Books, 1985
- 32.- Bourgoyne, Adam T., et al., "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, 1991
- 33.- Poblano, Ordóñez Raúl, y Martínez González Raúl, "Diseño de Tuberías de Revestimiento por Carga Máxima", Ingeniería Petrolera, Diciembre de 1987.
- 34.- Greenip, John F., "How to Design Casing Strings for Horizontal Wells", Petroleum Engineer International, Diciembre, 1989.
- 35.- García, Gavito Daniel y Mendiola Sánchez Joaquín, "Análisis de la Tecnología para la Perforación de Pozos Horizontales y de Alcance Extendido", Instituto Mexicano del Petróleo. Subdirección de Exploración y Producción. Gerencia de Perforación y Acondicionamiento de Pozos. Octubre, 1995.
- 36.- "Alternativas de Solución para Evitar el Desgaste de Tuberías de Revestimiento en Pozos Petroleros". Instituto Mexicano del Petróleo. Subdirección de Exploración y Producción. Gerencia de Ingeniería de Producción. Línea de Investigación Mantenimiento de Pozos. Octubre, 1998.
- 37.- Johancsik, C. A., Friesen, D. B. and Dawson Rapier, "Torque and Drag in Directional Wells — Prediction and Measurement, Journal of Petroleum Technology, Junio de 1984.