



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

---

**“CÁLCULO DE GEOPRESIONES Y DISEÑO DE TUBERÍA DE  
REVESTIMIENTO”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A :**

**EDGARD SÁNCHEZ GONZÁLEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M.C. JAIME ORTÍZ RAMÍREZ**



**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F.**

**MARZO, 2007.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

## ***AGRADECIMIENTOS:***

A la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería **por haberme dado la oportunidad de acceder a la Educación Superior de la más alta calidad.**

A mi familia **por haberme apoyado durante todo este tiempo.**

**Al Dr. Ernesto Pineda Gómez,** Jefe de servicio de la unidad de Traumatología del Instituto Nacional de Rehabilitación. Por la impecable cirugía que me realizó.

**A mis compañeros y amigos** por haber estado conmigo a lo largo de esta etapa de mi vida.

## ***RECONOCIMIENTOS:***

**Al M.C. Jaime Ortiz Ramírez** por haberme guiado y apoyado a través de todo el proceso de elaboración de tesis.

**Al Dr. Rafael Herrera Gómez** por haberme dado la oportunidad de participar en el proyecto “Medición de Propiedades Petrofísicas en muestras de Diámetro Completo” que se lleva a cabo en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados de la UNAM.

**A todos los miembros del Jurado** por haber dedicado horas de su tiempo a la revisión y corrección de esta tesis.

"Y Moisés nos condujo durante 40  
años por el desierto para traernos  
al único lugar del medio oriente  
donde no hay petróleo"

Golda Meir  
Primera ministra de Israel.

## ÍNDICE:

	Pág.
I-INTRODUCCIÓN	1
II- PRESIÓN DE FORMACIÓN	2
II.1- Presión de formación normal	2
II.2- Presión de formación anormal	3
II.3- Mecanismos generadores de presión de formación anormal	4
II.3.1- Efectos de compactación	4
II.3.2- Efectos genéticos de la roca	8
II.3.3- Efectos de densidad diferencial	9
II.3.4- Efectos de migración de fluidos	11
II.4- Métodos para predecir la presión de formación	12
II.4.1- Tendencia normal de compactación	14
II.4.2- Método de Hottman y Johnson actualizado por Owolabi	17
II.4.3- Método de Foster y Wallen o de Profundidad Equivalente	19
II.4.4- Método de Eatón	23
II.5- Métodos para verificar la presión de formación	24
II.5.1- Exponente d	25
II.5.2- Exponente dc	27

### **III- PRESIÓN DE FRACTURA 29**

III.1- Resistencia de la formación a la fractura	29
III.2- Métodos para predecir la presión de fractura	33
III.2.1- Método de Hubbert y Willis	34
III.2.2- Método de Pennebaker	35
III.2.3- Método de Eatón	37
III.2.4- Método de McPherson y Berry	38
III.2.5- Método de Salz	39
III.3- Presión de goteo	39
III.3.1- Verificación de la presión de fractura	42

### **IV- TUBERÍA DE REVESTIMIENTO 44**

IV.1- Propósito de la TR	44
IV.2- Tipos de TR	45
IV.2.1- TR conductora marina	45
IV.2.2- TR conductora	39
IV.2.3- TR superficial	46
IV.2.4- TR intermedia	47
IV.2.5- Liners	47
IV.2.6- TR de producción	48
IV.3- Proceso Mannesmann	48
IV.4- Los grados del acero	50
IV.5- Diámetro, espesor y peso nominal	51
IV.6- Conectores	52
IV.7- Presión de colapso	54
IV.7.1- Presión de colapso en el rango elástico	55
IV.7.2- Presión de colapso en el rango plástico	62

IV.7.3- Presión de colapso en el rango de transición	68
IV.7.4- Presión de colapso en el rango de cedencia	74
IV.7.5- Presión de colapso a través del método API	75
IV.8- Presión de estallido	78
IV.9- Esfuerzo de tensión	80
IV.10- Esfuerzos combinados	81
IV.10.1- Esfuerzo de tensión y presión de colapso	83

## **V-DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

**85**

V.1- Establecimiento de las profundidades de asentamiento	85
V.1.1-TR para la sección intermedia del pozo	85
V.1.2-TR superficial	87
V.1.3-TR conductora	89
V.1.4-TR de producción	89
V.2- Diámetros de TR en la sarta	89
V.3- Diseño de la TR superficial	90
V.3.1-Presión de colapso	90
V.3.2-Presión de estallido	92
V.3.3-Tensión	93
V.4- Diseño de la TR intermedia	94
V.4.1-Presión de colapso	94
V.4.2-Presión de estallido	96
V.4.3-Tensión	99
V.5- Diseño del liner de perforación	100
V.5.1-Presión de colapso	100
V.5.2-Presión de estallido	100
V.5.3-Tensión	101



V.6- Diseño de la TR de producción	101
V.6.1- Presión de colapso	101
V.6.2- Presión de estallido	102
V.6.3- Tensión	104
V.7- Diseño de la TR conductora	104
V.7.1- Presión de colapso	105
V.7.2- Presión de estallido	105
V.7.3- Compresión	106
<b>VI- CORROSIÓN</b>	<b>107</b>
VI.1- Reacción química del H <sub>2</sub> S	107
VI.1.1- Fenómeno de la corrosión	108
VI.2- Antecedentes sobre corrosión por CO <sub>2</sub>	108
VI.2.1- Reacción química del CO <sub>2</sub>	108
VI.2.2- Fenómeno de la corrosión por CO <sub>2</sub>	109
VI.3- Factores que influyen en la corrosión	109
VI.3.1- Resistencia o dureza de la tubería	109
VI.3.2- Limpieza del acero	110
VI.3.3- Ph del agua de formación	110
VI.3.4- Temperatura	111
VI.3.5- Presiones parciales	111
VI.4- Concentración de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> en diversos campos de México	112
<b>VII- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>113</b>
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>114</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>120</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>121</b>

## I INTRODUCCIÓN

El costo de la tubería de revestimiento (TR) de un pozo se estima que es aproximadamente del 20% del costo total del mismo. De modo que si en México el costo tentativo de un pozo en la región norte es de 10 millones de pesos y en la región marina de 350 millones de pesos entonces la adquisición de la TR cuando se perfora un pozo puede representar un gasto de entre 2 y 70 millones de pesos.

De ahí surge la necesidad de elegir las tuberías de revestimiento (TRS) que cumplan rigurosamente su función y que a la vez sean las más económicas. El objetivo es colocar las TRS que permitan lograr una perforación, operación y control del pozo de una forma segura y eficiente a la vez que se reducen al máximo posible los costos por adquisición de TR y por ende el costo total del pozo.

La responsabilidad de alcanzar dicho objetivo recae principalmente en el Ingeniero de Perforación quien debe de conocer la metodología del diseño de una TR así como sus propiedades mecánicas y la forma como éstas se ven afectadas dependiendo del material y el proceso de manufactura que se emplee. Y aún antes de esto es necesario conocer con la mayor precisión posible los gradientes de presión de formación y de fractura puesto que el diseño de la TR se hace a partir de ellos.

El objetivo de esta tesis es ofrecer a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Petrolera que se encuentren cursando la asignatura “Ingeniería de Pozos” material de estudio y consulta accesible que les ofrezca una opción adicional a las ya existentes y que ayude a la comprensión de los temas antes mencionados.

Las fórmulas están estandarizadas en sistema CGS. Las figuras y gráficas pueden estar en sistemas diferentes.

## II PRESIÓN DE FORMACIÓN

Cuando al perforar pozos petroleros se atraviesan formaciones porosas y permeables en el subsuelo éstas liberarán un volumen considerable de agua, aceite o gas, o fluir simultáneamente. Durante la perforación se aconseja controlar las presiones de los fluidos contenidos en las formaciones conocidas como “presión de formación” o “presión de poro” manteniendo la presión de la columna hidrostática del fluido de perforación por arriba de las presiones de formación pero por debajo de las presiones de fractura, que son las presiones a las cuales la roca pierde cohesión y se fractura pudiendo originar una pérdida de fluido de perforación. <sup>(1)</sup>

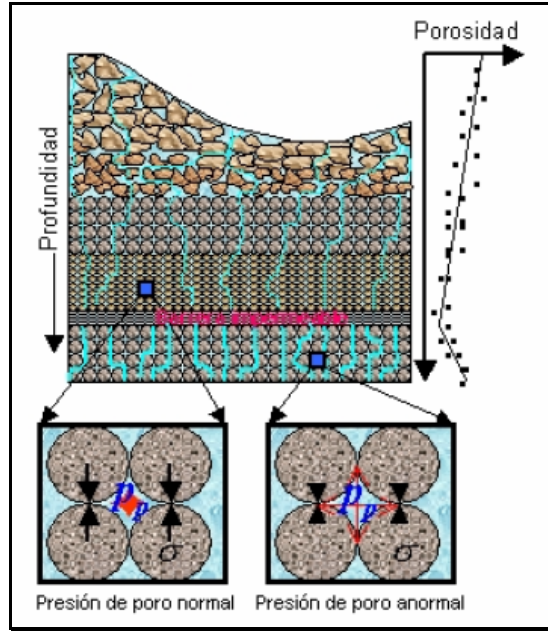
### II.1 Presión de formación normal

Para comprender la distribución de geopresiones en un área determinada es necesario analizar los procesos geológicos a los que ha estado sometida. Consideremos un ambiente sedimentario deltaico: el material detrítico que es acarreado por un río al mar, ya sea por suspensión o rodamiento es depositado en el delta del río, los sedimentos entonces no están consolidados ni compactados por lo que en conjunto tienen buena porosidad y buena permeabilidad. Por otro lado el agua que contienen los poros de estos sedimentos esta intercomunicada y a su vez está también comunicada con el agua del océano, de este modo la presión bajo el nivel del mar y bajo el nivel de las capas de sedimentos será igual a la presión de la columna hidrostática.

Aún al aumentar el número de capas de sedimentos al igual que la compactación y por ende disminuir la porosidad debido al reacomodo de los puntos de contacto de los detritos, la presión en cualquier punto entre la primera capa de sedimentos y el nivel del mar seguirá siendo igual a la presión que genere la columna hidrostática del agua nativa, siempre y cuando la compactación no altere en forma sustancial la permeabilidad. Es decir, aún cuando se reduzca el volumen de espacio poroso capaz de contener el fluido, la presión que se tiene dentro de los poros será igual a la presión que genere la columna hidrostática del agua nativa, siempre y cuando el fluido que ya no tenga lugar dentro del espacio poroso reducido encuentre una ruta de escape y tenga la posibilidad de migrar al océano, conservando así el equilibrio hidrostático. Cuando un sello geológico impida el equilibrio hidrostático se generará una *presión de formación anormal*.

---

<sup>(1)</sup> Ver Bibliografía



**Figura 1.1.** Se muestra en color rojo un sello geológico, por encima de éste se muestra agua comunicada entre los sedimentos, por debajo del sello el agua deja de estar comunicada y por efecto de compactación se genera una presión de formación anormal.<sup>(7)</sup>

Cuando la presión de formación es igual a la presión que genera la columna hidrostática de agua nativa se puede calcular mediante la ecuación:

$$P_{fn} = \rho_{sw} * D \tag{2.1}^*$$

En la línea de costa del Golfo de México la densidad del agua es igual a  $1.074 \left[ \frac{g}{cm^3} \right]$  <sup>(7)</sup>

## II.2 Presión de formación anormal

En muchos casos la presión de formación es mayor a la que correspondería por la profundidad a la que se ubica, en esos casos se le llama “presión de formación anormalmente alta” o en ocasiones simplemente “presión de formación anormal”. Con estos términos se identifican las presiones que son mayores a la presión de formación normal. Las presiones de formación que son menores a la presión de formación normal se identifican con el término de “presiones de formación anormalmente bajas”.

\*  
Ver el significado de las variables en la Nomenclatura

### II.3 Mecanismos generadores de presión de formación anormal

Las presiones de formación anormales ya sean bajas o altas se encuentran en todas las cuencas sedimentarias del mundo, y aunque las causas de estas presiones anormales aún no se conocen completamente se han identificado cuatro mecanismos generadores de presiones anormales los cuales son: efectos de compactación, efectos genéticos de la roca, efectos de densidad diferencial, y efectos de migración de fluidos.

#### II.3.1 Efectos de compactación

Al incrementarse la profundidad de sepultamiento de los clastos se incrementa también su temperatura y la del agua que contienen en sus espacios porosos. Ésta por lo tanto tenderá a dilatarse mientras que al mismo tiempo debido a que los clastos son sepultados cada vez a una profundidad mayor y que por ende tienen sobre ellos el peso de una cantidad más grande de sedimentos, los espacios porosos tienden a reducirse, así mientras el agua tiende a aumentar su volumen el espacio poroso que la contiene tiende a reducirse, en este caso se conservará la presión de formación normal, siempre y cuando el agua contenida en los espacios porosos encuentre una ruta permeable de escape.

De cualquier modo, si la ruta de flujo del agua es bloqueada o severamente restringida, el esfuerzo de sobrecarga que generan todos los sedimentos y los fluidos que contienen sobre la zona de interés causarán una presurización del agua contenida en los poros de la zona de interés por encima de la presión normal, mientras que el volumen del espacio poroso finalmente no será reducido como conforme a lo esperado por efecto del esfuerzo de sobrecarga. En otras palabras, una zona con presión de formación anormal atribuida a un efecto de compactación tiene una porosidad mayor a la que le correspondería a la profundidad a la que se encuentra debido a que al momento de llevarse a cabo la compactación de la formación porosa y permeable un sello geológico como lo pueden ser las lutitas o las evaporitas, impidió que el agua contenida en los poros escapara y conservara así el equilibrio hidrostático, y como el agua es prácticamente incompresible no se reducen los espacios porosos pero se represiona el agua generando así una presión de formación anormal.

El esfuerzo de sobrecarga que se genera como resultado de la acumulación de estratos con todo y sus fluidos y una densidad de roca promedio, cada uno sobre otro estrato a una profundidad de interés  $D$  se obtiene con la ecuación:

$$\sigma_{ob} = \int_0^{D_s} \rho_b dD \quad (2.2)$$

La densidad de la roca está relacionada con la densidad del fluido, la densidad del grano y la porosidad como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi \quad (2.3)$$

Es conveniente recordar que la densidad de la corteza terrestre es de  $3.5 \frac{g}{cm^3}$  y la densidad del fondo marino es de  $2.7 \frac{g}{cm^3}$  <sup>(9)</sup>. En términos de porosidad promedio se tiene:

$$\phi = \frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \quad (2.4)$$

En zonas de actividad petrolera generalmente se determina la variación de la densidad de la roca con respecto a la profundidad mediante el uso de registros geofísicos.

El cambio de la densidad de la roca con respecto a la profundidad de sepultamiento está relacionado principalmente con el cambio de la porosidad con respecto a la profundidad de sepultamiento. La densidad de las partículas minerales que componen las rocas sedimentarias no varían mucho, y al igual que la densidad del fluido es posible considerarlas con valores promedio constantes.

Si se cuenta con la densidad de la roca en cada estrato (o formación siendo que una formación es un estrato o conjunto de estratos con características litológicas y paleontológicas similares) al igual que con la densidad del fluido y del grano que se pueden considerar como promedio es posible obtener la porosidad promedio en cada punto donde se tiene la densidad de la roca. Y del mismo modo si se tuviera la porosidad promedio de un registro de porosidad sería posible graficar la porosidad contra la profundidad. El ajuste exponencial a esta tendencia está dado por la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_0 * e^{(-KD)} \quad (2.5)$$

En la cual la porosidad cero se obtiene de extrapolar la tendencia normal que se presenta la figura 2.2 hasta la profundidad cero. La K se obtiene de la ecuación anterior quedando de la siguiente forma:

$$K = \frac{\ln\left(\frac{\phi_0}{\phi_{D_T}}\right)}{D_T} \quad (2.6)$$

Donde la porosidad a la profundidad total se lee de la línea de tendencia normal. El denominador de la ecuación es la profundidad total hasta donde se tomó el registro.

El esfuerzo de sobrecarga vertical resultante de la carga geostática se puede obtener de una forma sencilla y a cualquier profundidad por medio de la expresión que se obtiene de sustituir la Ec. 2.3 en la Ec. 2.2, encontrando así la ecuación:

$$\sigma_{ob} = \int_0^{D_s} [\rho_g (1 - \phi) + \rho_f \phi] dD \quad (2.7)$$

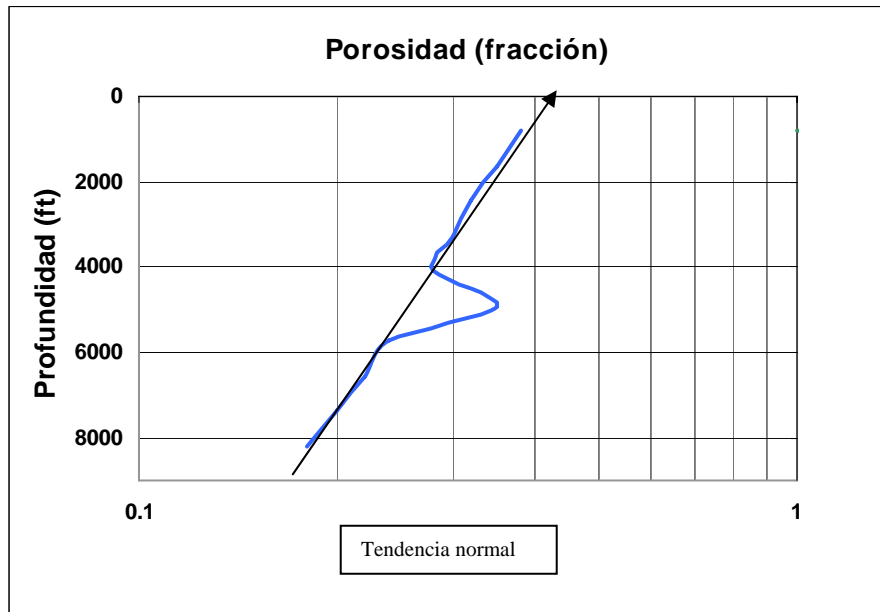


Figura 2.2. Perfil de Porosidad

En zonas costafuera la ecuación anterior debe integrarse en dos partes (1) de la superficie del mar al fondo del lecho marino y (2) de la superficie del suelo marino hasta la profundidad de los sedimentos de interés ( $D_s$ ), así aplicando el mismo concepto de esfuerzo de sobrecarga al tirante de agua y suponiendo que en el tirante la porosidad es de uno se tiene:

$$\sigma_{ob} = \int_0^{D_w} \rho_{sw} dD_w + \int_{D_w}^{D_s} [\rho_g - (\rho_g - \rho_f)\phi_0 e^{(-KD)}] dD \quad (2.8)$$

Integrando esta ecuación y sustituyendo (Ds-Dw) por D, que es la profundidad de interés en los sedimentos se tiene:

$$\sigma_{ob} = (\rho_{sw} D_w) + (\rho_g D) - \left( \frac{(\rho_g - \rho_f)\phi_0}{K} [1 - e^{(-KD)}] \right) \quad (2.9)$$

Esta ecuación se puede aplicar tal como esta si se cuenta con una densidad de grano promedio en todo el intervalo D. De no ser así, solo se deberá calcular el primer sumando una vez y los otros 2 tantas veces como intervalos de densidad de grano diferentes haya, y D será la profundidad media del intervalo correspondiente a la densidad de grano que se tiene.

La ecuación 2.9 permite evaluar el esfuerzo de sobrecarga en un punto luego de haber evaluado los parámetros de compactación  $\theta_0$  y K de un registro de porosidad. <sup>(1)</sup>

El esfuerzo de sobrecarga también puede evaluarse a partir de un registro de densidad, siendo necesario encontrar el esfuerzo que ejercen *todas* las formaciones que tiene arriba de forma independiente y luego sumándolas todas como lo muestra la siguiente ecuación<sup>(7)</sup>

$$\sigma_{ob} = \sum_{i=1}^n \rho_i * h_i \quad (2.10)$$

Así para calcular el esfuerzo de sobrecarga en forma secuencial es necesario contar con un registro de densidad.

Para calcular el esfuerzo de sobrecarga en forma puntual es necesario contar con un registro de porosidad para obtener los parámetros de compactación  $\phi_0$  y K. También es posible obtener un perfil de porosidades a partir del registro de densidad usando la ecuación 2.4 considerando que la densidad del grano y el fluido se mantienen constantes.



Si los parámetros de compactación en un campo son conocidos, podría obtenerse el esfuerzo de sobrecarga en forma puntual, necesitando solamente las densidades del grano y el fluido.

El cálculo del esfuerzo de sobrecarga vertical resultante de la carga geostática no siempre describe de forma adecuada el esfuerzo total de la roca a la profundidad de interés. Pueden presentarse esfuerzos compresivos originados por procesos geológicos diferentes a la sedimentación y que tienden a afectar la compactación de los sedimentos como lo pueden ser la presencia de domos salinos o actividad tectónica. Es decir, el cálculo del esfuerzo de sobrecarga tal como se ha descrito puede ser diferente al esfuerzo de sobrecarga real que existe a la profundidad de interés. Si existen esfuerzos compresivos laterales el esfuerzo de sobrecarga real puede ser un poco mayor al estimado. Los esfuerzos laterales no afectan mucho los cálculos ya que cuando son muy fuertes generalmente se ocasionan fracturas y de este modo se liberan los esfuerzos laterales y el esfuerzo de sobrecarga tenderá a aproximarse más al esfuerzo de sobrecarga vertical calculado.

### **II.3.2 Efectos genéticos de la roca**

La génesis de la roca ocurre cuando la mineralogía de las rocas se vuelve inestable como resultado de los procesos geológicos. La inestabilidad generalmente aparece en los puntos de contacto de los granos y los espacios porosos que se generan entre los mismos. Los cambios en presión y temperatura pueden originar la aparición de nuevos minerales o la modificación de la estructura cristalina de los minerales preexistentes.

Al referirnos a los procesos genéticos como mecanismos de presión de formación anormal nos referiremos principalmente a la compactación y a la cementación. Llamamos compactación a la disminución de volumen de una masa de materiales no consolidados debido a la compresión. Esta consolidación suele ser resultado del estrechamiento de los poros y a la pérdida de agua intersticial de los sedimentos, debido al incremento del peso de los depósitos suprayacentes. La cementación tiene lugar cuando se unen las partículas por los materiales precipitados procedentes de la circulación de fluidos. Cuando la génesis da lugar a la formación de capas de roca masiva se denomina litificación.

La densidad del agua intersticial (en los intersticios de la matriz de la roca) es considerablemente mayor al agua que se encuentra en los poros, de este modo debido a la compactación el agua intersticial es expulsada para convertirse en agua libre ésta tiende a incrementar su volumen y si la permeabilidad de la capa superior de sedimentos es lo suficientemente baja como para formar un

sello geológico (que obstruya la ruta de escape del agua intersticial liberada con volumen aumentado), entonces el proceso puede generar una presión de formación anormal. Es factible que el agua que es expulsada al final sea la que tiene menor contenido de sales, es por ello que se puede explicar la presencia del agua dulce que generalmente es encontrada en las zonas de presión de formación anormal.

Las arcillas tienen afinidad química por el agua dulce y de este modo las formaciones arcillosas en presencia de agua dulce son capaces de generar una presión de absorción. La intensidad del movimiento del agua estará regida por el potencial químico resultante del gradiente de salinidad y presión.

En ambientes de alta presión las arcillas también se pueden hidratar con agua salada de una formación infrayacente, lo cual implicaría que al agua salada a alta presión que se va quedando fuera de la capa de arcillas iría aumentando gradualmente su concentración de sales y eventualmente generando precipitaciones y generando una barrera impermeable hacia el exterior de la formación con presión de formación anormalmente alta.

La precipitación de los minerales en solución también genera barreras a la permeabilidad, tal es el caso del yeso:  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  el cual al perder agua se convierte en anhidrita  $\text{CaSO}_4$

La anhidrita es una roca que al igual que todas las evaporitas posee una permeabilidad que tiende a cero, generando una capa prácticamente impermeable, generalmente bajo las capas impermeables o sellos geológicos siempre se encuentran zonas de presión de formación anormal.

En formaciones de carbonatos, el agua libre en los poros contiene iones de carbono que tienen la particularidad de que poseen un grado de solubilidad muy parecido al grado de depositación y recristalización y al igual que en las formaciones detríticas si el agua represionada no encuentra una ruta de escape, debido a que las recristalizaciones las obstruyen, entonces se generará una presión de formación anormal.

### **II.3.3 Efectos de densidad diferencial**

Cuando los fluidos que están contenidos en los poros de una estructura geológica tienen una densidad significativamente menor a la densidad del agua nativa es posible encontrar presiones anormales en la parte superior de la estructura. Esto generalmente se presenta en pozos de gas de profundidad considerable. Cuando no se identifica este riesgo potencial es común que ocurran

descontroles de pozos que se perforan en areniscas ya conocidas, este tipo de presiones anormales se calculan aplicando conceptos de hidráulica, generalmente es necesario perforar la parte superior de la estructura con una densidad de lodo superior a la que se ocupa para perforar la zona de contacto gas/agua.

El procedimiento para calcular la presión de formación en la parte superior de una estructura que contiene gas es la siguiente:

- a) Se calcula la presión de formación normal ( $p_{fn}$ ) en la base de la estructura que contiene al gas. Esto se puede hacer considerando las densidades equivalentes del agua y sustituyendo en la ecuación 2.1, o mediante el uso de cualquier método de predicción de presión de formación.
- b) Se calcula la presión estática del gas ( $p_{eg}$ ). La densidad del gas promedio es de 0.09586

$$\left[ \frac{g}{cm^3} \right]^1$$

$$p_{eg} = \rho_{gas} * h_e \tag{2.11}$$

Ubicación Geográfica	Densidad equivalente de agua (g/cc)
Oeste de Texas	1.000
Línea de costa del Golfo de México	1.074
Mar del Norte	1.044
Malasia	1.021
Delta de Mackenzie	1.021
Oeste de África	1.021
Cuenca Anadarko	1.000
Montañas Rocallosas	1.007
California	1.014

**Tabla 2.1.** Gradientes de presión de diversas cuencas sedimentarias.

- c) La presión de formación anormal ( $p_{fa}$ ) que existente en la parte superior de la estructura que contiene al gas se obtiene mediante la aplicación de la ecuación:

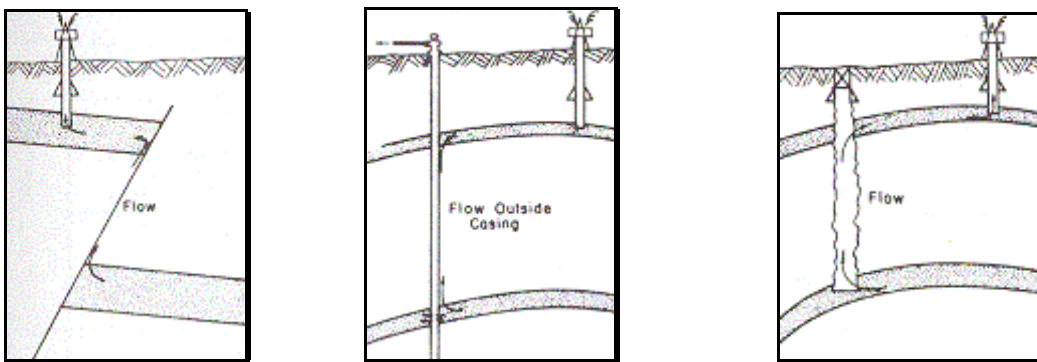
$$P_{fa} = P_{fn} - P_{eg} \quad (2.12)$$

d) La densidad del lodo necesaria para controlar esta  $p_{fa}$  es:

$$\rho_{LC} = \frac{P_{fa}}{h_{pa}} \quad (2.13)$$

### II.3.4 Efectos de migración de fluidos

El flujo de fluidos de formaciones profundas a formaciones someras causa presiones de formación anormales en estas últimas. Cuando esto ocurre se dice que la formación somera está *cargada*. Como se muestra en la figura 2.3 esto puede ocurrir de forma natural u ocasionada por el hombre. Muchos descontrolados severos han sido registrados cuando se encuentran formaciones cargadas de forma sorpresiva, esto ocurre de forma frecuente en campos maduros. Básicamente consiste en un “puente” que comunica la presión de formaciones profundas con las formaciones someras, esto puede ser a través de fallas, cementaciones o TRS dañadas o pozos abandonados de forma inadecuada.



**Figura 1.3.** Situaciones en las que el flujo vertical de fluidos genera una presión de formación anormal: a) a través de una falla en la que el polvo de falla no genera un sello efectivo, b) a través de las cementaciones o de tubería de revestimiento dañada, c) a través de pozos descontrolados que se abandonan de forma inadecuada.

#### II.4 Métodos para predecir la presión de formación

La presión de los fluidos que están contenidos dentro de los poros de las formaciones establece uno de los parámetros críticos que requiere un ingeniero de perforación para planear y perforar un pozo. El ingeniero debe determinar en primera instancia la existencia de presiones anormales en la trayectoria del pozo, y de existir debe definir la profundidad a la que se encuentran.

El conocimiento de la presión de formación es más útil cuando es por anticipado. La medición directa de la presión de formación es muy costosa y se puede realizar solo cuando el pozo ya ha sido perforado, este tipo de pruebas se realizan generalmente cuando se analiza la formación productora y aun así no se realiza a en todos los pozos de un campo. De este modo el ingeniero de perforación siempre tiene que evaluar la presión de formación a lo largo de toda la trayectoria del pozo por métodos indirectos.

La mayoría de los métodos que se emplean para detectar presiones anormales de formación se basan en el hecho de que las formaciones con presión de formación anormal tienden a presentar un grado menor de compactación que las formaciones a profundidades similares con presión de formación normal. De este modo cualquier parámetro que refleje cambios en la tendencia de porosidad puede emplearse para detectar presiones de formación anormal. Generalmente la porosidad o un parámetro dependiente de la porosidad es cuantificado y graficado en función de la profundidad.

Si las formaciones tienen presión de formación normal debe observarse una tendencia clara de decremento de la porosidad con respecto a la profundidad. Un cambio en esta tendencia puede ser una señal de la existencia de zonas de presión de formación anormal, la zona que se encuentra sobre la profundidad de presión de formación anormal es llamada zona de transición.

Un estudio del arte de los métodos para estimar la presión de formación antes de la perforación encontró que se han desarrollado 12 métodos diferentes en los últimos 40 años que son<sup>(5)</sup>

Debido a que algunos de ellos son variaciones de otros y a que en ocasiones requieren información que no es práctica, se tratarán a continuación los 3 métodos que están en negritas. Estos métodos requieren información de acceso relativamente fácil y por su precisión son los métodos más empleados en la industria petrolera.

Métodos directos por correlación gráfica:

- 1) **Hottman & Johnson actualizado por Owolabi**
- 2) Pennebaker & McClure

Métodos del esfuerzo vertical efectivo:

- 3) **Foster & Whallen o de Profundidad Equivalente**
- 4) Profundidad equivalente del esfuerzo medio
- 5) Bellotti & Giacca
- 6) Hart, Flemings & Deshpande
- 7) Bryant
- 8) Alixant & Desbrandes

Métodos del esfuerzo horizontal efectivo:

- 9) **Eaton**
- 10) Tendencias de compactación
- 11) Weakley
- 12) Rasmus & Gray Stephens

La predicción de la presión de formación antes de la perforación debe verificarse y calibrarse con el cálculo de la presión de formación durante la perforación, en este caso los métodos existentes son<sup>(7)</sup>.

- 1) Exponente d
- 2) Exponente dc

Para evaluar la presión de formación de los pozos exploratorios generalmente se cuenta sólo con la información sísmica y a partir de la cual es posible tratar los tiempos de tránsito para obtener registros de porosidad “sintéticos” además la información de los registros geofísicos de los pozos cercanos también debe ser tomada en cuenta.

Al perforar pozos de desarrollo debe considerarse para la determinación de la presión de formación la información de los registros geofísicos de los pozos vecinos así como los datos sísmicos, si es que se existen.

### II.4.1 Tendencia normal de compactación

Los métodos de Hottman y Jonhson, Foster y Wallen, y Eaton para evaluar la presión de formación emplean los datos de los registros de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación. Esto es debido a que las presiones de formación anormales generalmente se encuentran asociadas a la presencia de sellos geológicos. Para esto es fundamental seleccionar los intervalos de lutitas limpias como se indica a continuación<sup>(5)</sup>

A partir de un registro de litología como rayos gamma (RG) o potencial espontáneo (SP), trazar la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos del registro. Fig. 2.4.

Para cada lectura del registro RG o SP igual o mayor a la línea base de lutitas marcar la lectura de porosidad o de un parámetro dependiente de la porosidad como lo es el tiempo de tránsito y resistividad a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutita limpia en el que el o los registros a utilizar estarán proporcionando lecturas de la tendencia normal de compactación. Fig. 2.5.

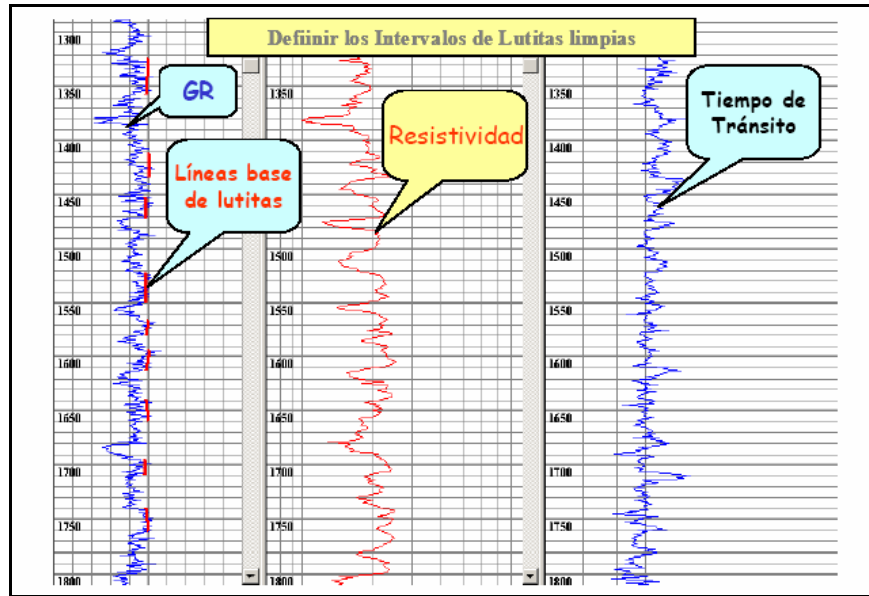


Fig. 2.4. Ejemplo de la determinación de la línea base de lutitas. (7)

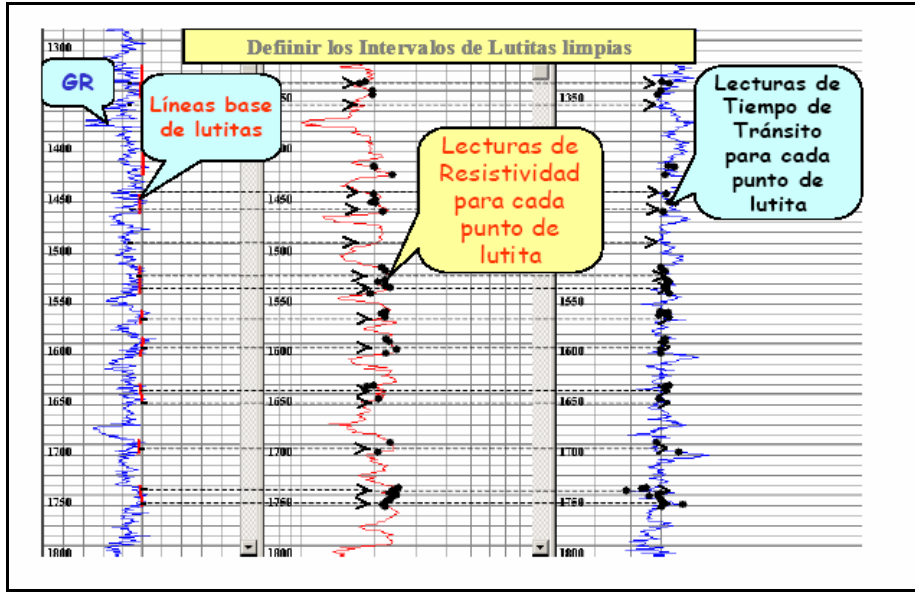


Fig. 2.5. Señalamiento de los puntos de los registros de resistividad y tiempo de tránsito de lutitas limpias (7)

Finalmente se traza una línea que une a todos los puntos en los que los registros eléctricos y sónicos están tomados a la profundidad a la que se encuentran las lutitas limpias que son las que definen la tendencia normal de compactación. Fig. 2.6.

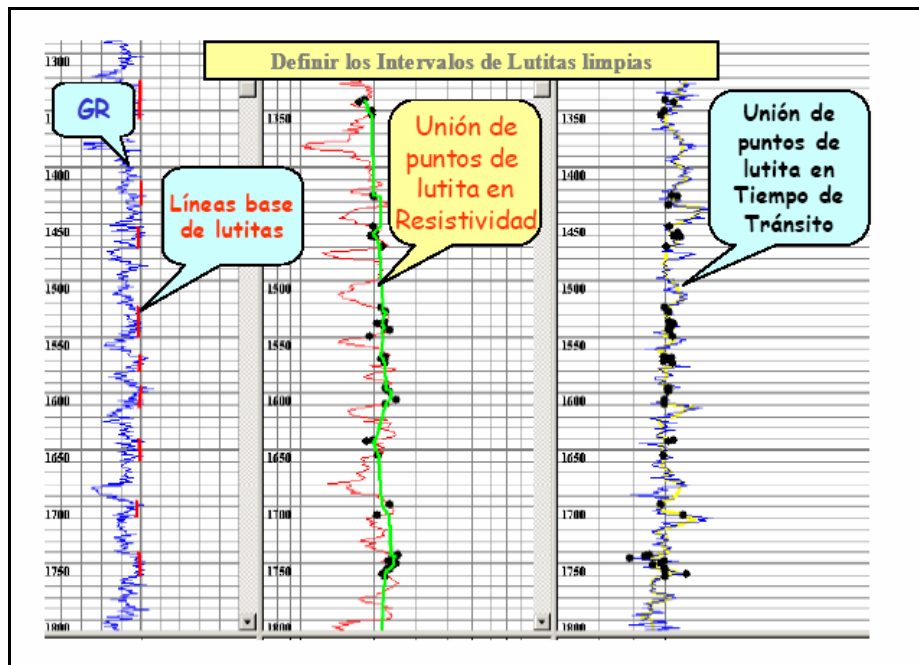


Fig. 2.6. Unión de los puntos del registro resistivo y sónico a la profundidad de las lutitas limpias. (7)



Finalmente lo que se busca es encontrar la tendencia de compactación de las capas de sedimentos a través de la estimación de la porosidad mediante el tiempo de tránsito y la resistividad y se consideran las lecturas en las lutitas porque además de que al tener muy baja permeabilidad pueden constituir sellos geológicos que pueden generar y a la vez verse alterados por la presencia de presiones de poro anormales en estos puntos las lecturas de los registros no se ven muy afectadas por el contenido de fluidos pues se sabe que las lutitas tienen afinidad por el agua dulce y sólo aceptan agua salada en un ambiente de muy alta presión. Además debido a su muy baja permeabilidad difícilmente experimentan intercambios de fluidos.

Es importante señalar que aunque el método de Hottman & Johnson y el de Eaton emplean datos de tiempo de tránsito o resistividad, el mismo método de Eaton así como el de Foster & Wallen requieren cálculos de esfuerzos de sobrecarga, por lo que también es necesario contar con registros de porosidad o densidad.

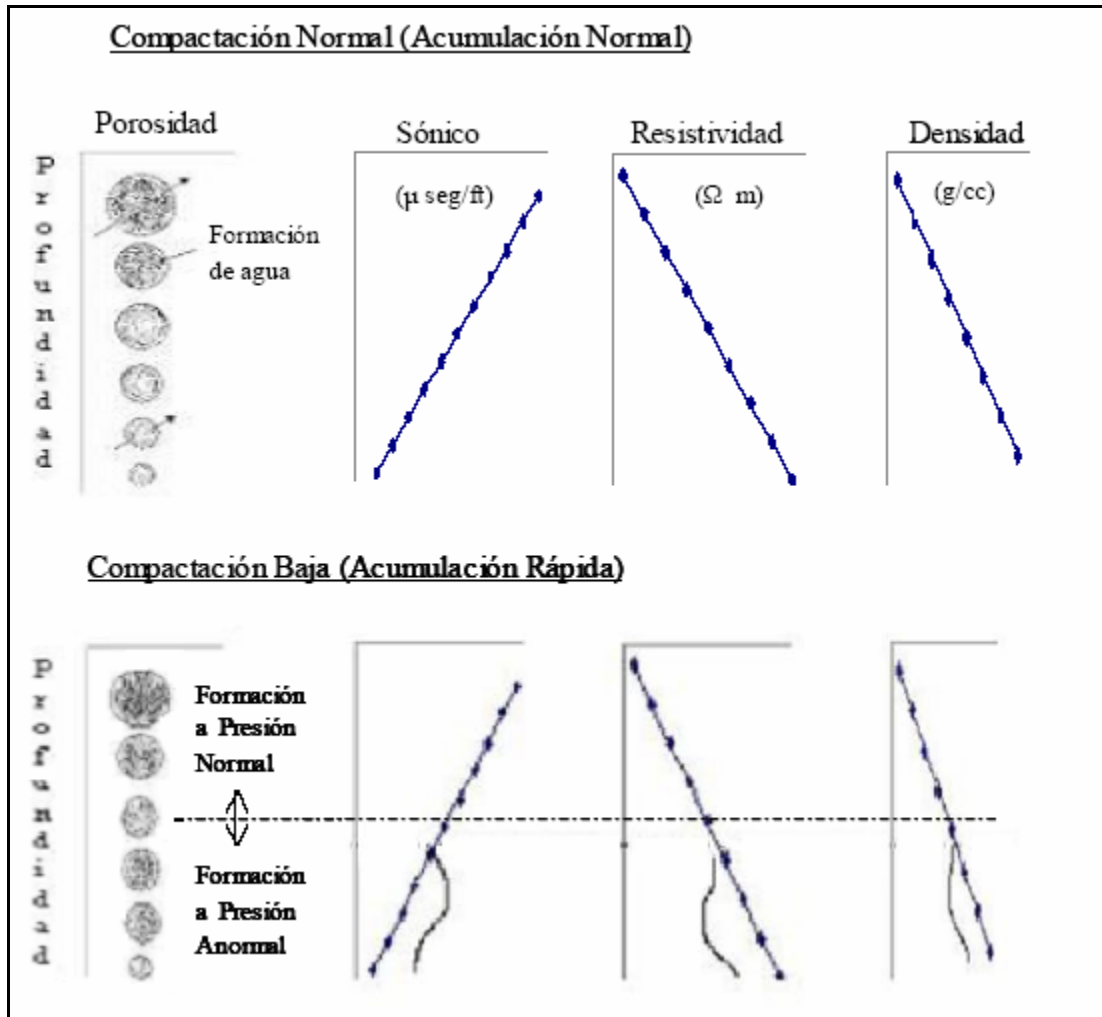


Fig. 2.7. Comportamiento de los indicadores de porosidad con respecto a la profundidad. (7)

II.4.2 Método de Hottman & Jonhson actualizado por Owolabi

El método de Hottman & Jonson (H&J) fue desarrollado en el año de 1965 usando valores de tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidos en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana. H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas en forma de gráficas cruzadas (crossplot) para la determinación de la presión de poro como se indica a continuación. <sup>(5) (7)</sup>

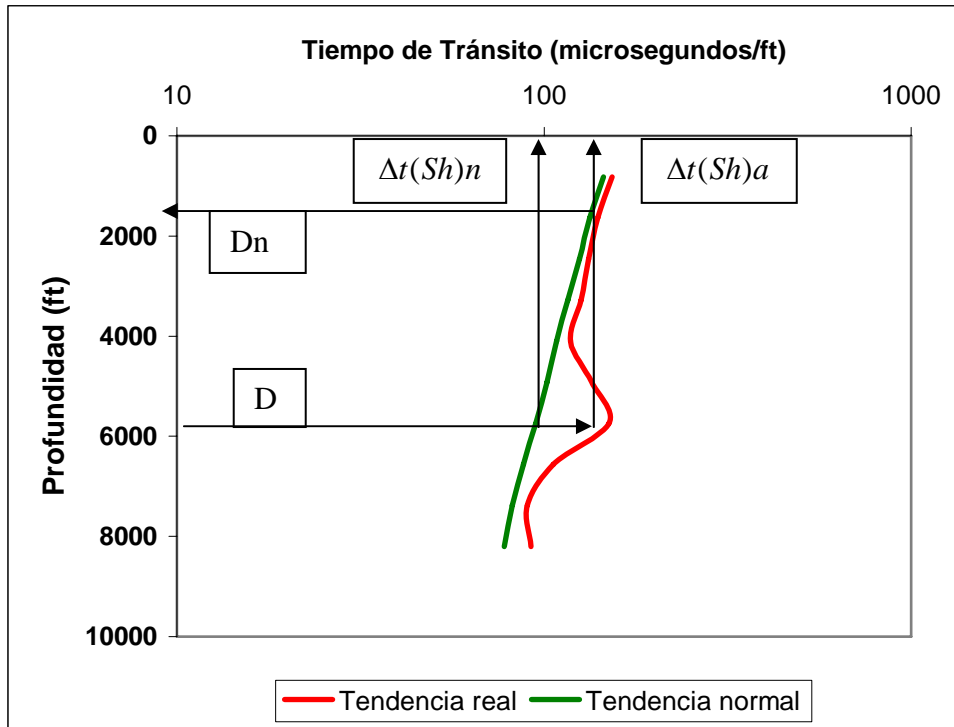


Fig. 2.8. Tendencia normal y tendencia real del tiempo de tránsito vs profundidad

- a) A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se grafica la profundidad contra el tiempo de tránsito o resistividad en la escala logarítmica.
- b) Se traza la línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total.
- c) A la profundidad de interés  $D$  se lee el valor del tiempo de tránsito o resistividad de la tendencia normal y de la tendencia real generada por los datos del registro.

- d) Si se empleó el registro de tiempo de tránsito se calcula la diferencia  $((\Delta t(Sh)a) - (\Delta t(Sh)n))$ . Y si se empleó el registro de resistividad se obtiene el cociente  $((R(Sh)n)/(R(Sh)a))$ , todo a la profundidad de interés.
- e) Con el valor obtenido en el punto anterior se entra a la correlación de H&J que corresponda dependiendo si se empleó el registro de tiempo de tránsito o resistividad, se lee el gradiente de presión y se multiplica por la profundidad de interés.

Owolabi y otros en 1990 ampliaron la correlación de H&J de la costa del Golfo en Texas y Louisiana a otras cuencas sedimentarias. <sup>(5)</sup>

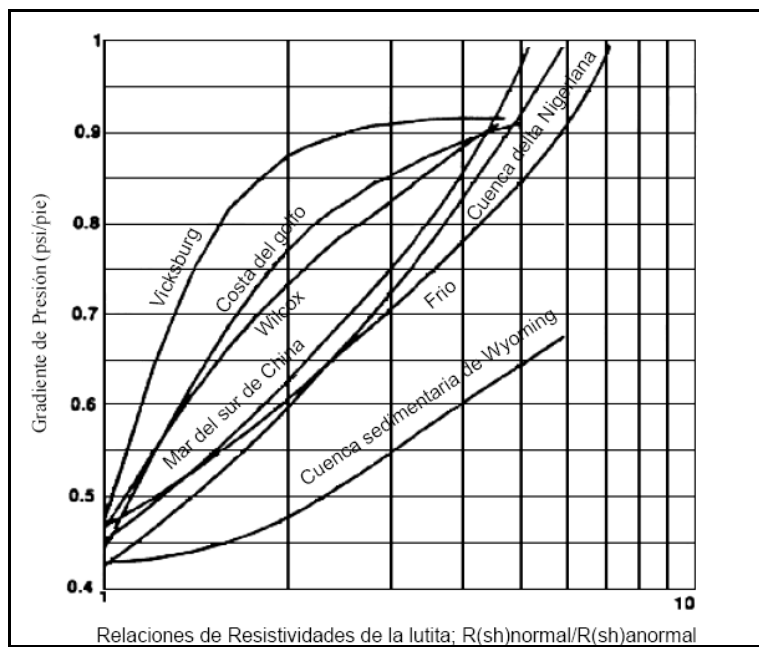


Fig. 2.9. Correlación de H&J para el registro de resistividad. <sup>(7)</sup>

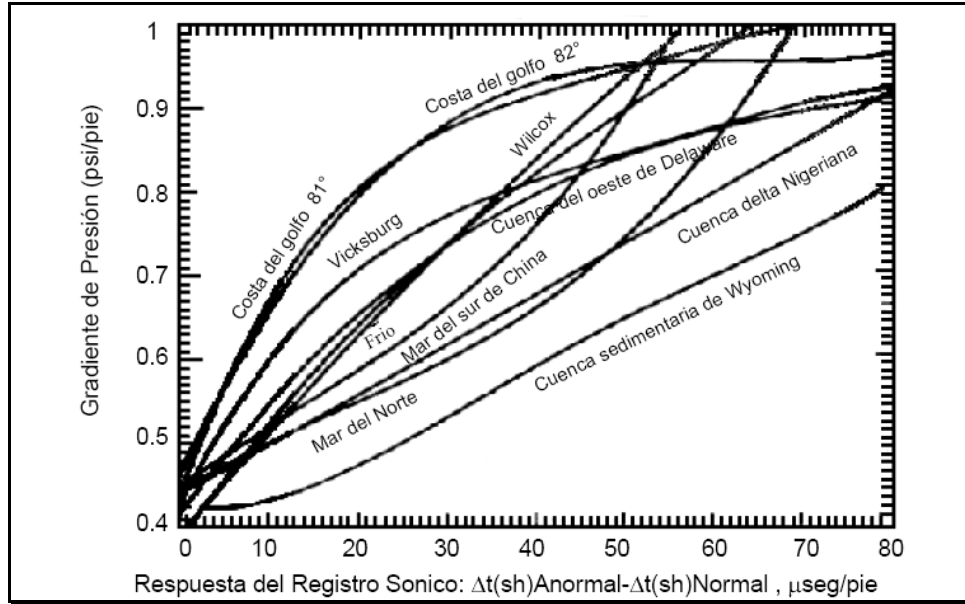


Fig. 2.10. Correlación de H&J para el registro de tiempo de tránsito. (7)

### II.4.3 Método de Foster & Wallen o de Profundidad Equivalente

El método de profundidad equivalente propuesto por Foster & Wallen (1966) está fundamentado en el principio de Terzagui (1936), el cual indica que el esfuerzo matricial vertical  $\sigma_z$  que es el esfuerzo que se registra en el contacto grano-grano de la matriz de la roca en sentido vertical es igual al esfuerzo de sobrecarga  $\sigma_{ob}$  menos la presión de formación  $P_f$ . (5)

La ecuación de Terzagui se define como:

$$\sigma_z = \sigma_{ob} - P_f \tag{2.14}$$

Despejando encontramos la presión de formación:

$$P_f = \sigma_{ob} - \sigma_z \tag{2.15}$$

Esta ecuación es válida para cualquier punto del perfil de geopresión de un pozo. Para resolver esta ecuación es necesario conocer dos de los tres términos que aparecen en ella, el esfuerzo de sobrecarga puede calcularse con la ecuación 2.9.

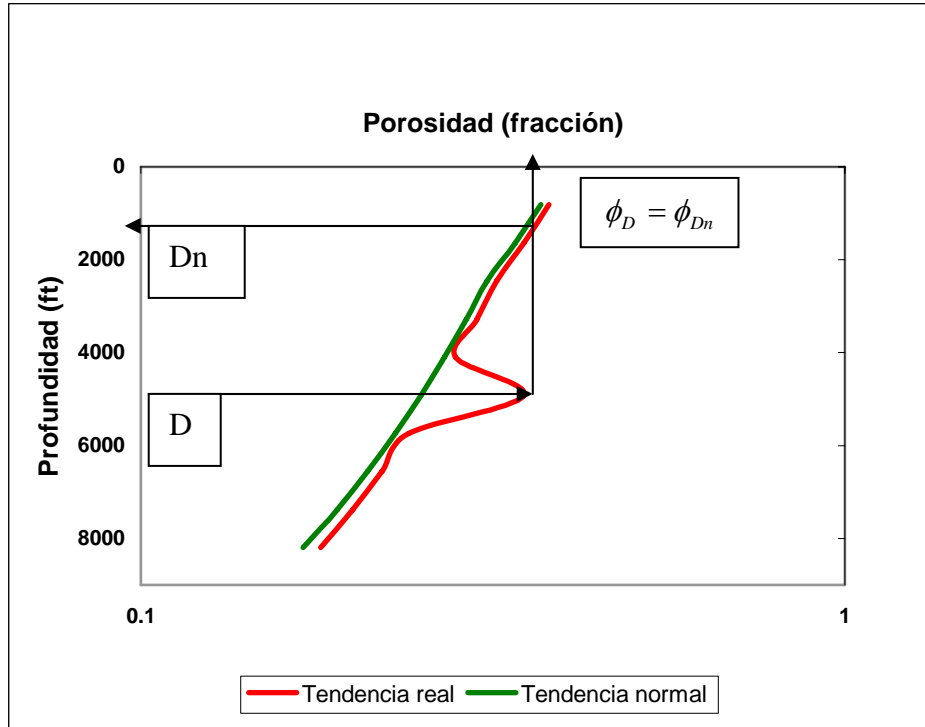


Fig. 2.11. Gráfica porosidad en escala logarítmica vs profundidad

El método de Foster y Wallen propone que formaciones similares con el mismo valor de porosidad están sometidas al mismo esfuerzo matricial. Y si se grafican los puntos de porosidad de lutitas limpias entonces se verifica el requerimiento de formaciones similares. De este modo también es posible incorporar el término de esfuerzo matricial a la ecuación 2.15 en las zonas de presión de formación anormal.

Aplicando la ecuación 2.15 a la profundidad de interés D obtenemos;

$$P_{fD} = \sigma_{obD} - \sigma_{ZD} \tag{2.16}$$

Y aplicando la ecuación 2.15 a la profundidad Dn obtenemos;

$$P_{fDn} = \sigma_{obDn} - \sigma_{ZDn} \tag{2.17}$$

Por la condición que el método propone se sabe que;

$$\sigma_{zD} = \sigma_{zDn} \quad (2.18)$$

Sustituyendo la ecuación 2.18 en la ecuación 2.17 obtenemos;

$$P_{fDn} = \sigma_{obDn} - \sigma_{zD} \quad (2.19)$$

Despejando  $\sigma_{zD}$  encontramos el esfuerzo matricial a la profundidad D;

$$\sigma_{zD} = \sigma_{obDn} - P_{fDn} \quad (2.20)$$

Sustituyendo la ecuación 2.20 en la ecuación 2.16 encontramos la presión de formación a la profundidad D, como,

$$P_{fD} = \sigma_{obD} - (\sigma_{obDn} - P_{fDn}) \quad (2.21)$$

Finalmente simplificando encontramos que,

$$P_{fD} = (\sigma_{obD} - \sigma_{obDn}) + P_{fDn} \quad (2.22)$$

De este modo la presión de formación anormal se puede obtener calculando el esfuerzo de sobrecarga a la profundidad de interés y tanto la presión de poro como el esfuerzo de sobrecarga de la formación similar con igual porosidad.

La estimación de la presión de formación se hace generalmente con base en la información de pozos vecinos en el caso de la perforación de pozos de desarrollo y con base en datos de sísmicos para pozos exploratorios.

Si se cuenta con datos sísmicos es posible encontrar las porosidades correspondientes si se conoce el tiempo de tránsito de la formación así como el tipo de formación y el tipo de fluido que contiene con la siguiente ecuación y despejando en ella la porosidad;<sup>(1)</sup>

$$\Delta t = \Delta t_{ma} (1 - \phi) + \Delta t_{fl} \phi \quad (2.23)$$

Así es posible graficar la porosidad contra la profundidad en sedimentos con profundidades menores a 2000 metros, y extrapolar para encontrar el valor de  $\phi_0$ . Se emplean profundidades menores a 2000 metros por que en ese intervalo generalmente no se encuentran presiones de formación anormal y se encontraría la tendencia normal de compactación.

Se sabe también que para la línea de costa del Golfo de México la siguiente ecuación es válida:

$$\Delta_{tma} = 50 + 180\phi \quad (2.24)$$

Entonces sustituyendo la Ec. (2.24) en la Ec. (2.23) y empleando la tabla (2.2) se obtienen las siguientes expresiones:

Si la formación contiene agua con 200,000 ppm de sal;

$$-180\phi^2 + 319\phi + (50 - \Delta_t) = 0 \quad (2.25)$$

Si la formación contiene aceite;

$$-180\phi^2 + 370\phi + (50 - \Delta_t) = 0 \quad (2.26)$$

Si la formación contiene gas;

$$-180\phi^2 + 757\phi + (50 - \Delta_t) = 0 \quad (2.27)$$

La ecuación (2.27) solo es válida si el gas se encuentra a condiciones estándar.

Cuando ya se ha encontrado  $\phi_0$  es posible encontrar K usando la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Ln} \left[ \frac{\Delta_t}{\phi_0 (\Delta_{tfl} - \Delta_{tma})} - \frac{\Delta_{tma}}{\phi_0 (\Delta_{tfl} - \Delta_{tma})} \right]}{D_T} = -K \quad (2.28)$$

Matriz del material	$\Delta_{tma} \left[ \frac{\mu S}{ft} \right]$
Dolomita	44
Calcita	46
Limolita	48
Anhidrita	50
Granito	50
Yeso	53
Cuarzo	56
Lutita	62 a 167
Sal	67
Arenisca	53 a 59
<b>Fluido en los poros</b>	
Agua destilada	218
Idem con 100,000 ppm	208
Idem con 200,000 ppm	189
Aceite	240
Metano	626 (válido a C.S.)
Aire	910 (válido a C.S.)

**Tabla 2.2.** Valores de tiempo de tránsito para diversos materiales.

#### II.4.4 Método de Eaton

Este método fue desarrollado en el año de 1975 y al igual que los métodos anteriores este método está basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de formación de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de formación con la magnitud de la desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada. El método se explica a continuación: <sup>(5)</sup>

- a) A partir de la unión de lecturas de puntos de lutitas limpias graficar profundidad contra el tiempo de tránsito o la resistividad. (Línea roja de la figura 2.8)



- b) Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde en la figura 2.8)
- c) A la profundidad de interés D leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal  $(\Delta t(Sh)n)$  y de la tendencia observada  $(\Delta t(Sh)a)$  y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado  $D_n$
- d) Calcular la presión de formación a la profundidad de interés D según el registro que se tenga con las siguientes ecuaciones: <sup>(7)</sup>

Sónico:

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - (\sigma_{ob(D)} - P_{f(Dn)}) * \left[ \frac{\Delta t(Sh)n}{\Delta t(Sh)a} \right]^{3.0} \quad (2.29)$$

Resistivo:

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - (\sigma_{ob(D)} - P_{f(Dn)}) * \left[ \frac{R(Sh)a}{R(Sh)n} \right]^{1.2} \quad (2.30)$$

Aún cuando este método se derivó del análisis de áreas geológicas diferentes a las de México es el método que por lo general genera los valores mejor aproximados a la presión de formación real.

## II.5 Métodos para verificar la presión de formación

Durante la perforación al pasar de zonas de presión normal a zonas de presión anormal las variaciones en las propiedades de las rocas y en el desempeño de la barrena generalmente proporcionan muchos indicadores indirectos de los cambios de presión de formación. Los parámetros relativos al desempeño de la barrena son monitoreados de forma continua y registrados en la superficie. Además muchas de las variables asociadas con el lodo de perforación y los recortes son monitoreados y analizados cuidadosamente por personal especializado. En el mejor de los casos los instrumentos empleados para monitorear el desempeño de la barrena y el lodo de perforación son colocados en una sola unidad de monitoreo de pozo. <sup>(5)</sup>

Desarrollos recientes en transmisión de información desde el subsuelo han permitido el registro continuo de varias propiedades de la formación mientras se perfora. Un servicio como este puede traer grandes beneficios al momento de estimar la presión de poro mientras se perfora.

Ocasionalmente la presión de la columna hidrostática del fluido de perforación puede llegar a ser menor a la presión de poro en zonas porosas y permeables, cuando esto ocurre es inevitable la presencia de un brote, es decir al flujo del fluido de la formación a través del pozo hacia la superficie. Cuando se inician las operaciones de control de pozo la presión al interior de la sarta de perforación proporciona información útil acerca de la presión de poro y que puede ser muy importante al calibrar los métodos de estimación indirecta de presión de poro. Las formaciones con poca permeabilidad aportaran pocos fluidos al pozo sin generar un brote pero del mismo modo pueden ser detectados en el análisis a los fluidos de perforación que se hacen en la superficie.

### **II.5.1 Exponente d:**

Los cambios en el comportamiento de la barrena pueden ser detectados con mediciones en la superficie. Comúnmente las mediciones incluyen: velocidad de penetración, peso sobre la barrena, revoluciones por minuto de la mesa rotaria y torque. Debido a que las propiedades del fluido y gasto de circulación afectan el ritmo de penetración también son monitoreadas frecuentemente. Además varias compañías están probando la medición de la vibración longitudinal de la sarta de perforación. (7)

La velocidad de penetración cambia significativamente dependiendo del tipo de formación. Así un registro de la velocidad de penetración frecuentemente es útil al momento de hacer correlaciones litológicas con formaciones de presión de formación conocida en pozos vecinos. Además la velocidad de penetración tiende a disminuir cuando aumenta la profundidad. De cualquier forma cuando se llega a una zona de transición de presión de formación normal a presión de formación anormal la tendencia normal de velocidad de penetración es alterada. En la parte superior de las formaciones de presión de formación anormal generalmente existe un sello de lutita o de algún otro tipo de formación limosa que tiene una dureza bastante elevada y que ocasiona que la velocidad de penetración sea menor a la normal. Justo debajo de estos sellos geológicos que pueden variar en espesor de unas decenas de pies a varios cientos se encuentran las zonas de presión anormal y en ellas la velocidad de penetración cambia nuevamente y se convierte en una velocidad de penetración anormalmente alta.

La razón por la cual la velocidad de penetración en las zonas de presión de formación anormalmente alta se incrementa es resultado del decremento de presión diferencial en el fondo del pozo, es decir la diferencia de que existe entre la presión que genera la columna hidrostática y la presión de formación se reduce. En menor grado es ocasionada por la disminución de resistencia que presenta la roca debido al incremento de porosidad y disminución de compactación.

Existen muchas otras variables además de la litología y presión de formación que afectan la velocidad de penetración de la barrena. Algunos parámetros adicionales son: (1) tipo de barrena, (2) diámetro de la barrena, (3) tamaño de las toberas de la barrena, (4) tiempo de uso de la barrena, (5) peso sobre la barrena, (6) revoluciones en la mesa rotaria, (7) tipo de lodo, (8) densidad del lodo, (9) viscosidad del lodo, (10) cantidad, tamaño, forma y distribución de los sólidos (11) presión en la bomba y (12) gasto de la bomba. Los cambios en estos parámetros pueden disfrazar el efecto que generan el cambio de litología y de presión de formación. De este modo resulta difícil detectar los cambios de presión de poro si sólo se utiliza la información de velocidad de penetración. Los cambios en la velocidad de penetración son difíciles de interpretar y deben ser analizados en conjunto con otros parámetros.

Se han propuesto modelos matemáticos del proceso de perforación rotatoria para relacionar las variables más importantes que afectan la velocidad de penetración. Uno de los primeros modelos que fue publicado es de Bingham en el año de 1965. La ecuación fue propuesta después de analizar una considerable cantidad de información de laboratorio y de campo. <sup>(5)</sup>

$$R = K \left( \frac{W}{D_b} \right)^{a_5} N \quad (2.31)$$

En 1966 Jorden y Shirley propusieron usar el modelo de Bingham para normalizar la velocidad de penetración R para los efectos que originan el peso en la barrena W, la velocidad de la mesa rotaria N, el diámetro de la barrena Db en el cálculo del exponente de perforabilidad (d) el cual se define como;

$$d = \frac{\log\left(12.36 \frac{R}{N}\right)}{\log\left(0.0056 \frac{W}{D_b}\right)} \quad (2.32)$$

La ecuación puede ser usada para detectar la transición de zonas de presión de formación normal a presión de formación anormal si la densidad del fluido de perforación es constante. El cálculo del exponente generalmente se realiza en zonas de lutita limpia y se omite su cálculo en zonas de presión de formación anormal. El exponente  $d$  tiende a aumentar con la profundidad. Después de encontrar zonas de presión anormal el exponente  $d$  aumenta con menor rapidez e incluso puede llegar a disminuir.

### II.5.2 Exponente $dc$

En 1971 Rehm y McClendon propusieron que se modificara el exponente  $d$  para corregir el efecto de los cambios en la densidad del lodo y del fluido de formación. Luego de realizar un estudio empírico se llegó a la siguiente ecuación:

$$dc = d \frac{\rho_n}{\rho_e} \quad (2.33)$$

Procedimiento para la obtención de la presión de formación mediante el uso del exponente  $dc$ ;

- a) Se calcula el exponente  $d$  y el exponente  $dc$  en las zonas de lutitas limpias
- b) Graficar el exponente  $dc$  vs la profundidad (Fig. 2.13).
- c) Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea roja en la fig 2.13).
- d) A la profundidad de interés  $D$  leer los valores del exponente  $dc$  y en la tendencia normal  $dc_n$ . Además, para el valor de  $dc$  hay que leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal  $D_n$ .
- e) Finalmente la presión de formación es calculada a la profundidad de interés  $D$  usando la fórmula de Eaton;

$$P_{f(D)} = \sigma_{ob(D)} - (\sigma_{ob(D)} - P_{f(D_n)}) * \left(\frac{dc}{dc_n}\right)^{1.2} \quad (2.34)$$

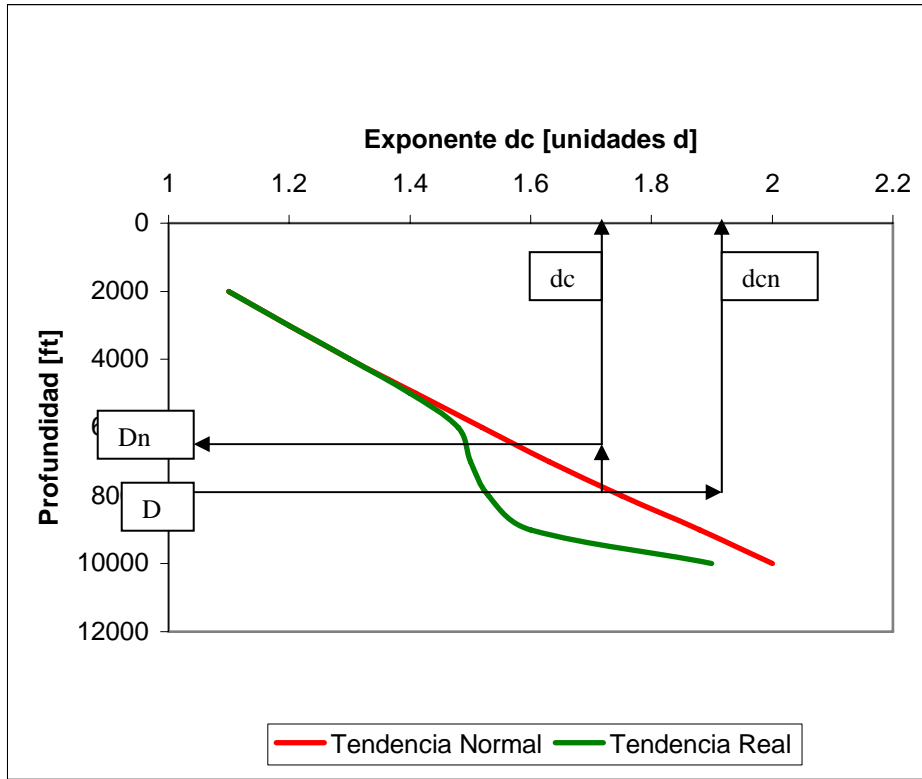


Fig.: 2.13. Gráfica del exponente  $dc$  vs profundidad.

### III PRESIÓN DE FRACTURA

Cuando se encuentran presiones de formación anormales la densidad del lodo de perforación debe incrementarse para mantener la presión de la columna hidrostática dentro del agujero por arriba de la presión de formación y así evitar el flujo de fluidos de la formación al interior del pozo. De cualquier modo al controlar las presiones de formación a profundidades mayores la densidad del lodo puede incrementarse al grado de fracturar o romper las formaciones más someras y más expuestas y que aún no cuentan con el revestimiento. Existe por lo tanto una densidad máxima de lodo que puede tolerarse en ciertos intervalos. Esto significa que existe una profundidad máxima que puede ser perforada de modo seguro en una zona de presión anormal sin que haya necesidad de cementar una TR. La planeación y perforación de un pozo requiere esencialmente el conocimiento de la presión a la que se fractura la roca a cada punto de profundidad.<sup>(1)</sup>

#### III.1 Resistencia de la formación a la fractura

Para entender los esfuerzos que existen en el subsuelo se analiza la figura 3.1. Uno de los estados del sistema de esfuerzos existentes en el subsuelo ocurren en sedimentos relativamente nuevos asentados en ambientes deposicionales deltaicos. Conforme las capas de sedimentos aumentan el esfuerzo matricial vertical  $\sigma_z$  aumenta también debido a que aumenta la carga en los contactos grano-grano, los sedimentos entonces tratan de expandirse lateralmente pero esta acción es limitada principalmente por la roca circundante. Esta tendencia origina esfuerzos matriciales horizontales que son transmitidos lateralmente a través de los puntos de contacto grano-grano. Si tomamos como esfuerzos principales aquellos que son paralelos a los planos x, y, z entonces la condición de los esfuerzos en el subsuelo puede definirse en términos de  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$ , y  $\sigma_z$ .

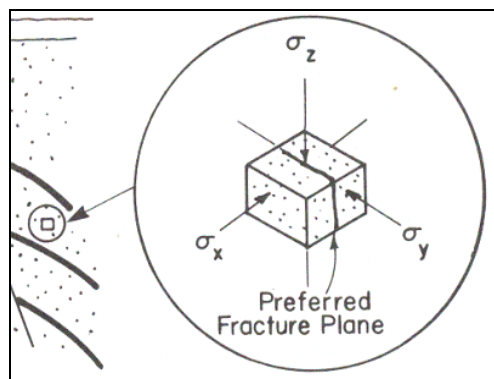


Fig. 3.1. Ejemplo de la distribución de esfuerzos en el subsuelo.

En regiones geológicas con sistemas de esfuerzos de poca intensidad como lo es una cuenca sedimentaria joven los esfuerzos matriciales horizontales  $\sigma_x, \sigma_y$  tienden a ser iguales y mucho menores a los esfuerzos matriciales verticales  $\sigma_z$ . Si se asume que los sedimentos se comportan elásticamente entonces la deformación  $\varepsilon$  puede ser expresada usando la ley de Hooke:

$$\varepsilon = \frac{F}{AE} \quad (3.1)$$

F es fuerza, E el módulo de Young y A es el área transversal, siendo que el esfuerzo es igual a fuerza entre área en una dirección definida el sistema de esfuerzos queda del siguiente modo:

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} - \mu \frac{\sigma_y}{E} - \mu \frac{\sigma_z}{E} \quad (3.2)$$

El módulo de Young de la elasticidad se define como, la razón entre el incremento de esfuerzo aplicado a un material y el cambio correspondiente a la deformación unitaria que experimenta en la dirección de aplicación del esfuerzo. Donde  $\mu$  es la relación de Poisson y es una constante que relaciona la elasticidad de un material en orientación perpendicular al esfuerzo aplicado.

$$E = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{deformación}} \quad (3.3)$$

$$\mu = \frac{\varepsilon_{\text{transversal}}}{\varepsilon_{\text{longitudinal}}} \quad (3.4)$$

Para roca comprimida como resultado de una prolongada sedimentación la deformación horizontal  $\varepsilon_x$  es esencialmente cero, y como los esfuerzos horizontales  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  son prácticamente iguales, entonces simplificando la ecuación (3.2) tenemos:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_H = \frac{\sigma_z * \mu}{1 - \mu} \quad (3.5)$$

Donde  $\sigma_H$  representa el esfuerzo horizontal promedio. Los valores de  $\mu$  encontrados en roca sedimentaria consolidada varía en un rango de 0.18 a 0.27, el esfuerzo matricial horizontal generalmente se encuentra en un rango de entre 22% y 37% del esfuerzo matricial vertical. Si la

roca no presenta un comportamiento elástico entonces el esfuerzo matricial vertical toma valores más altos.

La magnitud relativa de los esfuerzos verticales y horizontales puede ser inferida a partir de los patrones de fractura de cada región geológica en particular. En regiones geológicas como la costa del golfo de Louisiana donde se encuentran patrones de fallas normales, el esfuerzo matricial horizontal tiende a ser entre un 25% y 50% mas pequeño que el esfuerzo matricial vertical, en cambio en zonas como California donde es común encontrar plegamientos y fallas inversas el esfuerzo matricial horizontal tiende a ser entre 200% y 300% mayor al esfuerzo matricial vertical.

El fracturamiento hidráulico es un fenómeno bastante complejo. Los principios básicos de éste representados en una situación bastante simplificada consideramos:

- a) Una situación donde un fluido es no penetrante, es decir un fluido que fluye a través de la fractura que crea pero que no se introduce distancias considerables dentro del espacio poroso en el centro de una formación que consideramos no está sometida a ningún esfuerzo de tensión. Para que el fluido fracturante penetre en la cavidad es necesario que iguale la presión de formación del fluido que contiene la roca.

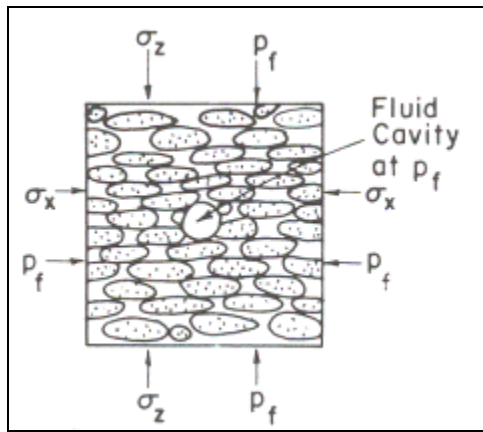
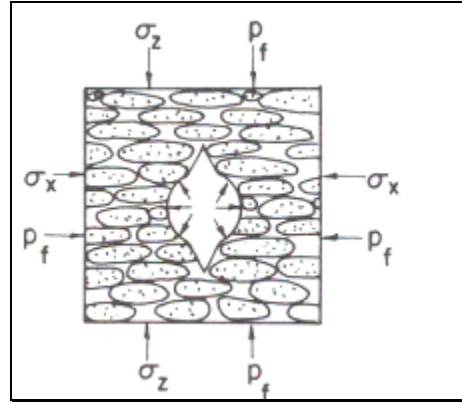


Fig. 3.2. La presión del fluido fracturante es igual a la presión de formación.

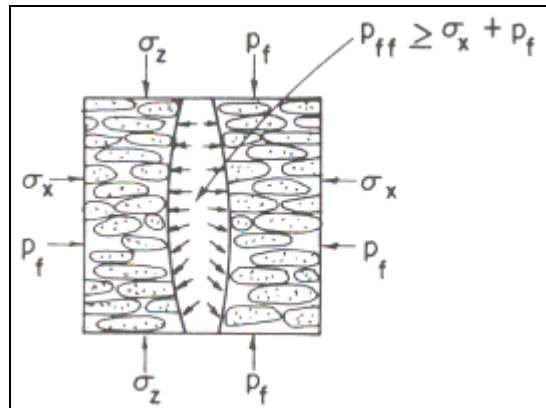
- b) Cuando el fluido fracturante comienza a exceder la presión de formación, la matriz de la roca empieza a experimentar compresión, y la compresión que genera el fluido fracturante sobre la matriz de la roca es mayor en la dirección del mínimo esfuerzo matricial.





**Fig. 3.3.** La presión del fluido fracturante supera a la presión de formación. (1)

- c) Cuando el fluido fracturante excede la resistencia que le presenta la suma de la presión de formación y el mínimo esfuerzo matricial se inicia una fractura que parte de la matriz de la roca y se propaga con orientación perpendicular al mínimo esfuerzo matricial, es decir la fractura se propaga en sentido vertical.



**Fig. 3.4.** La presión del fluido fracturante alcanza la presión de fractura de la roca.

Existen tratamientos matemáticos más rigurosos para estimar la presión de fractura y que consideran fluidos fracturantes penetrantes y no penetrantes. También se han desarrollado ecuaciones que analizan el fracturamiento de formaciones en pozos desviados donde los ejes del pozo no son paralelos a los esfuerzos principales. Desafortunadamente estas soluciones no han encontrado una aplicación amplia debido a que generalmente requieren de información no disponible acerca de la distribución de los esfuerzos principales y características de la formación.

### III.2 Métodos para predecir la presión de fractura

El conocimiento anticipado de la variación de la presión de fractura con respecto a la profundidad es tan importante como el de la presión de formación. Los métodos para determinar la presión de fractura al igual que la de formación se clasifican en:

- a) Predictivos
- b) Verificativo

En cuanto a los métodos predictivos un estudio del arte de los métodos para estimar la presión de fractura antes de la perforación encontró que se han desarrollado 23 métodos diferentes en los últimos 40 años que son: <sup>(6)</sup>

- a) Métodos del esfuerzo mínimo:

- 1) **Hubbert y Willis**
- 2) Matthews y Kelly
- 3) **Pennebaker**
- 4) **Eaton**
- 5) Christman
- 6) Pilkington
- 7) Daget y Parigot
- 8) Daines
- 9) Brennan y Annis
- 10) Zamora
- 11) Simmons y Rau
- 12) Singh y Emery
- 13) Holbrook, Maggiori y Hensley

- b) Métodos del esfuerzo Tangencial:

- 14) Hubbert y Willis
- 15) Haimson y Fairhurst
- 16) Belloti y Giacca
- 17) Anderson, Ingram y Zanier
- 18) Aadnoy y Larsen

- c) Métodos directos

- 19) Rocha y Bourgoyne
- 20) Barker y Wood
- 21) Breckels y Van Eekelen
- 22) **McPherson y Berry**
- 23) **Salz**

Al igual que en el caso del cálculo de la presión de formación muchos de ellos son variantes de sus predecesores o en otros casos son métodos que requieren información que no es de fácil acceso, por lo cual se presentarán los métodos que se encuentran en negritas y que son los métodos que contienen los principios fundamentales y como es el caso de Eaton ampliamente usados.

La planeación inicial de un pozo debe estar basada en la presión de formación así como la de fractura obtenida por algún método predictivo. Después de que se ha cementado una sección de TR la presión de fractura justo debajo de la zapata debe ser verificada antes de continuar la perforación hasta alcanzar la siguiente profundidad de asentamiento de TR. <sup>(6)</sup>

La estimación de la presión de fractura que se realiza antes de la TR en el pozo se basa en correlaciones empíricas. Debido a que la presión de fractura es afectada en gran medida por la presión de formación es imperativo aplicar un método de predicción de la presión de formación antes de utilizar un método de predicción de presión de fractura. Las correlaciones mas empleadas al calcular la presión de fractura se describen a continuación.

### III.2.1 Método de Hubbert y Willis

Hubbert y Willis introdujeron muchos de los principios fundamentales en el año de 1957 y que se siguen empleando hoy en día, la presión mínima que se requiere para crear una fractura es la necesaria para igualar la presión de formación más el esfuerzo matricial mínimo.

$$P_{ff} = \sigma_{\min} + P_f \quad (3.6)$$

Con base a estudios de laboratorio y usando el criterio de falla de Mohr, Hubbert y Willis concluyeron que las regiones con afallamiento normal como lo es la zona del golfo de México el mínimo esfuerzo matricial es el horizontal y éste representa entre un tercio y la mitad del esfuerzo matricial vertical  $\sigma_z$ .

Entonces:

$$P_{ff} = \frac{1}{3}\sigma_z + P_f \quad (3.6.1)$$

y:

$$P_{ff} = \frac{1}{2}\sigma_z + P_f \quad (3.6.2)$$

Se sabe que:

$$\sigma_z = \sigma_{ob} - P_f \quad (3.7)$$

Simplificando la mínima presión de fractura es;

$$P_{ff \min} = \frac{(\sigma_{ob} + 2P_f)}{3} \quad (3.8)$$

y la máxima presión de fractura es:

$$P_{ff \max} = \frac{\sigma_{ob} + P_f}{2} \quad (3.9)$$

Aunque este método proporciona una de las ecuaciones fundamentales para el cálculo de la presión de fractura (3.6) entrega valores de presión de fractura muy bajos por que el análisis de datos de formaciones someras derivó en la aplicación de esfuerzos matriciales horizontales que no son proporcionales a los encontrados en profundidades mayores.

### III.2.2 Método de Pennebaker

Al igual que otros autores Pennebaker en el año de 1968 se dio cuenta que la ecuación de Hubbert y Willis fallaba al asumir que el esfuerzo mínimo puede ser de entre un tercio y un medio del esfuerzo matricial vertical por que a profundidades grandes la compactación es mayor al igual que el esfuerzo matricial vertical. Por el contrario la elasticidad de la roca tiende a disminuir. De este modo corrige la Ec. (3.6) de Hubbert y Willis y reemplazando el mínimo esfuerzo matricial de entre un tercio y la mitad del esfuerzo matricial vertical con el esfuerzo efectivo. Esto se representa en la ecuación de Matthews y Kelly:

$$\sigma_{\min} = F_{\sigma} * \sigma_z \quad (3.10)$$

Y su aportación al igual que Matthews y Kelly e Christman consistió en una correlación que proporcionara una aproximación al esfuerzo matricial  $F_{\sigma}$ . Pennebaker correlacionó la profundidad con la relación de esfuerzo vertical.

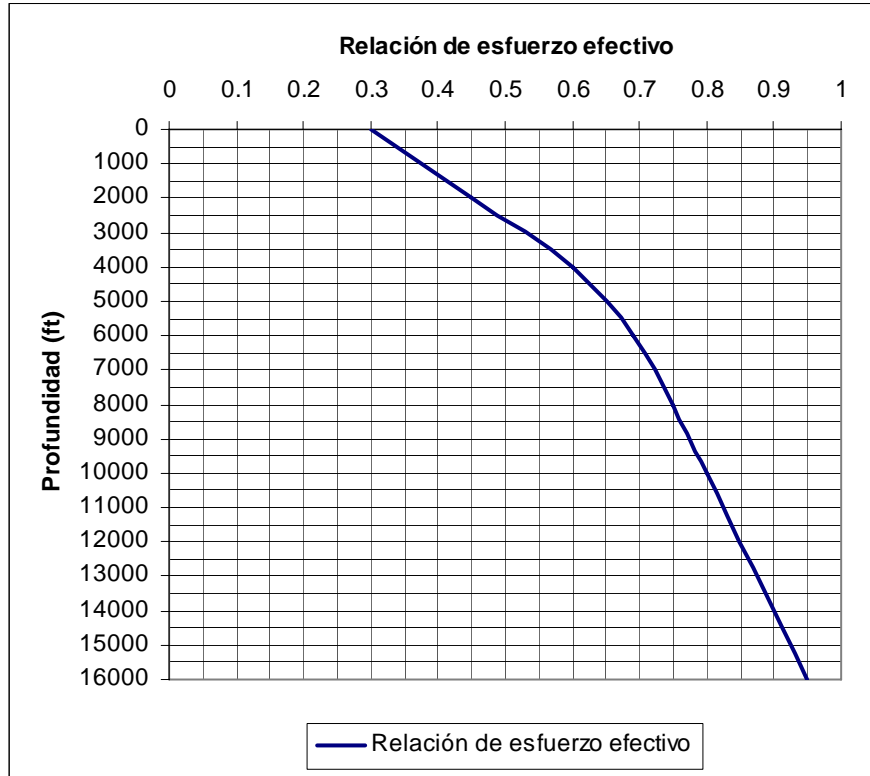


Fig. 3.5. Correlación de Pennebaker.

Sustituyendo la Ec. (3.7) en la (3.10) y ambas en la (3.6) se tiene:

$$P_{ff} = F_{\sigma}(\sigma_{ob} - P_f) + P_f \tag{3.11}$$

La limitante de este método radica en el hecho de que la relación de esfuerzo matricial efectivo se realizó con base a datos de la zona del Golfo de México de la región de Texas y podría no ser aplicable a otras regiones geológicas.

### III.2.3 Método de Eaton

La correlación de Eaton fue presentada en el año de 1969 y asume que la relación entre los esfuerzos horizontales y verticales esta correctamente representada por la ecuación (3.5) y calcula el esfuerzo matricial mínimo con base a la relación de Poisson y luego se fundamenta en la ecuación elemental de Hubbert y Willis (3.6). Las correlaciones se obtuvieron de datos de campo.

De este modo la presión de fractura es;

$$P_{ff} = \left[ \left( \frac{\mu}{1-\mu} \right) * [\sigma_{ob} - P_f] \right] + P_f \quad (3.12)$$

La relación de Poisson se puede aproximar en la zona del Golfo de México mediante la siguiente ecuación: <sup>(5)</sup>

$$\mu = 0.0645 * \ln\left(\frac{D}{30.48}\right) - 0.0673 \quad (3.13)$$

Y a partir del registro sísmico dipolar también puede calcularse del siguiente modo:

$$\mu = \frac{0.5 \left[ \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right]^2}{\left[ \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right]^2 - 1} \quad (3.14)$$

Donde  $t_s$  y  $t_c$  son los tiempos de tránsito de corte y compresional respectivamente.

Como este método está fundamentado en la suposición de la existencia de sedimentos bien compactados y es producto del análisis de la de la mecánica del medio aplicada a la obtención del esfuerzo matricial mínimo el cual finalmente se acopla a la ecuación de Hubbert y Willis proporciona resultados muy apegados a la realidad y que no está condicionado en su aplicación a ninguna área geológica en particular.

III.2.4 Método de McPherson y Berry

Debido a que con la profundidad aumenta la compactación de los sedimentos McPherson y Berry presentaron en el año de 1972 un método novedoso donde consideraron la densidad y el tiempo de tránsito de la roca para generar una aproximación entre el módulo elástico de la roca  $K_b$  y la presión de fractura de la misma. Utilizando la información de un registro sísmico y uno de densidad se calcula el módulo elástico<sup>(1)</sup>

$$K_b = 94.56 * 10^{10} * \frac{\rho_b}{\Delta t^2} \tag{3.15}$$

Luego se obtiene el índice de elasticidad;

$$\frac{K_b}{\sigma_{ob}} \tag{3.16}$$

Finalmente se entra con este índice a la correlación y se lee la presión de fractura:

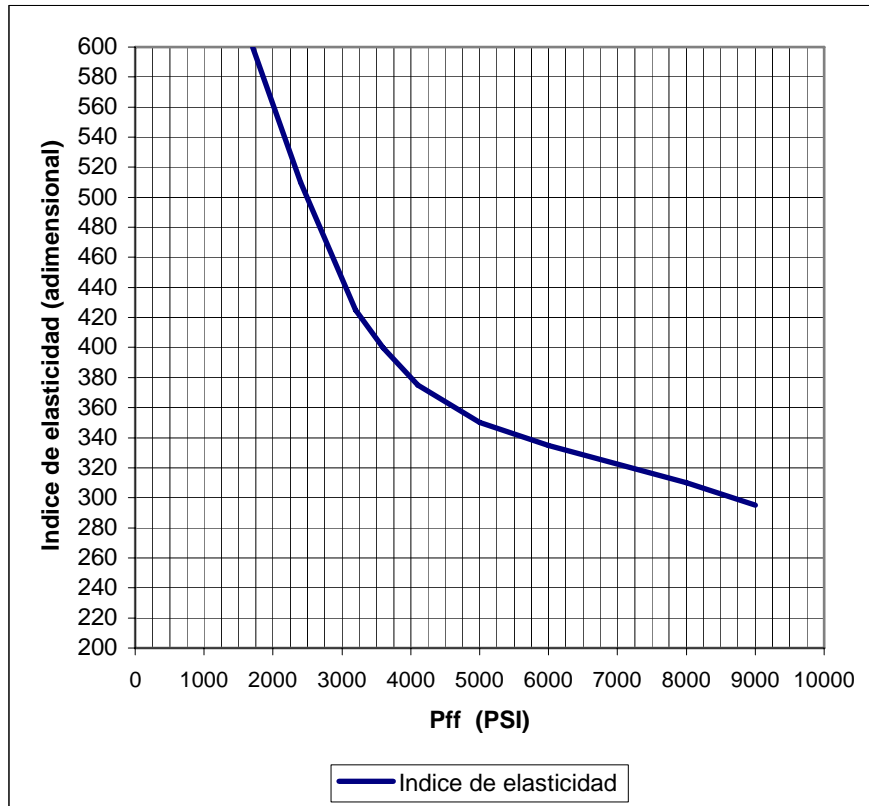


Fig. 2.5. Correlación de McPherson y Berry.

La limitante de este método radica en el hecho de que se desarrolló con base en datos de la zona del Golfo de México de la región de Louisiana y podría no ser aplicable a otras regiones geológicas.

### III.2.5 Método de Salz

Salz estaba interesado en predecir la propagación de las presiones de fractura en la formación Vicksburg en el sur de Texas a condiciones de yacimiento y después del agotamiento. Encontró que las presiones de fractura en areniscas no explotadas así como en las agotadas podía predecirse por medio de la ecuación que presentó en el año de 1972 y que relaciona la presión de fractura directamente con la presión de formación: <sup>(5)</sup>

$$P_{ff} = 1.34 * D * e^{(0.25 * GPf)} \quad (3.17)$$

El inconveniente de este método es que se ajustó para predecir formaciones al sur de Texas y podría no ser aplicable a otras regiones geológicas.

### III.3 Presión de goteo

Después de que se ha cementado una sección de TR, se realiza una “prueba de goteo” también llamada “prueba de *leakoff*” para verificar que la TR, la cementación, y las formaciones que se encuentran a mayor profundidad resistirán la presión que generará la columna hidrostática que se requiere para perforar hasta la profundidad a la que se cementará la siguiente sección de TR. <sup>(1)</sup>

En general esta prueba se realiza cerrando en la superficie el pozo con un preventor y bombeando al interior del pozo cerrado un gasto constante hasta que se alcanza una presión cercana a la de fractura o hasta que el pozo comienza a perder fluido de perforación causando así una disminución en la línea de tendencia de aumento de presión. En este caso la bomba es detenida por un intervalo de tiempo mínimo de 10 minutos para determinar el ritmo de caída de presión y el gasto de fluido que se pierde. La TR y el cemento son probados de este modo antes de continuar la perforación. Esta prueba también puede realizarse en formaciones que se sospecha pueden tener una presión de fractura menor a la que se predijo. En la zona del Golfo de México es una práctica común realizar esta prueba a la primera formación de arenisca que se encuentra bajo la última sección de TR cementada para calibrar el gradiente de fractura.



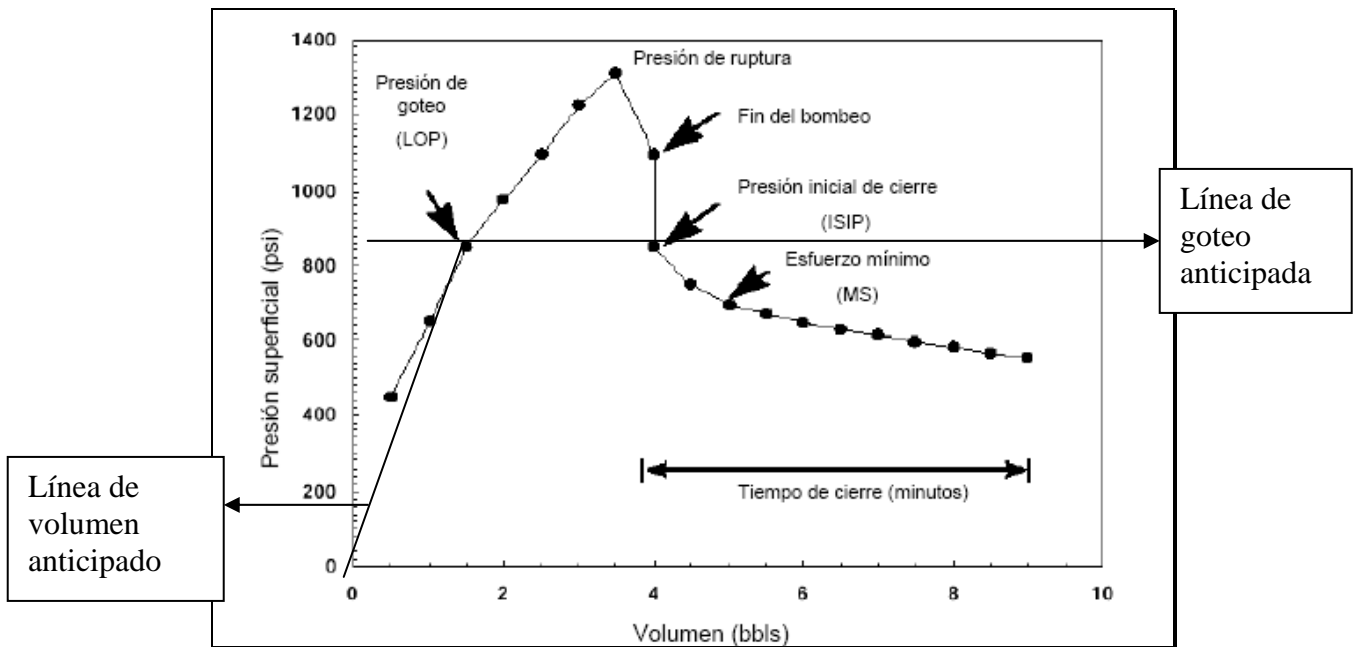


Fig. 3.6. Figura típica resultado de una prueba de goteo.

En la gráfica que se obtiene como resultado de una prueba de goteo se pueden identificar algunos puntos importantes: <sup>(5)</sup>

1. Presión de goteo (LOP)

Es el punto donde la tendencia lineal que existe en la relación volumen bombeado-aumento de presión comienza a desviarse, es el punto donde se comienza a abrir la fractura e inicia la admisión de fluidos al interior de la formación.

2. Presión de ruptura

Es el punto donde la presión disminuye significativamente mientras se bombea, indica un crecimiento acelerado e inestable de la fractura.

3. Presión inicial de cierre (ISIP).

Presión que se registra inmediatamente después de que se detuvo el bombeo.

4. Esfuerzo mínimo (MS)

Esfuerzo al que la fractura empieza a cerrarse. Es el mínimo esfuerzo matricial in situ. La disminución de la pendiente indica un menor ritmo de pérdida de fluido de perforación conforme la fractura se cierra.

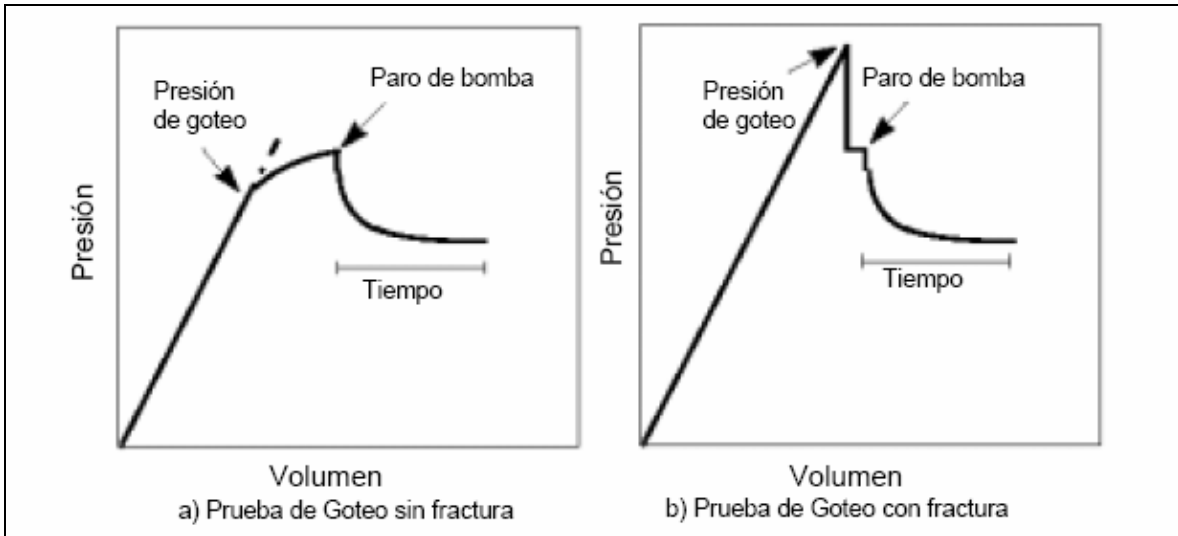


Fig. 2.7. Las pruebas de goteo pueden hacerse de dos formas distintas: a) sin fracturamiento b) con fracturamiento

La línea de goteo anticipada se obtiene con la siguiente expresión;

$$P_{Lo} = P_{ff} - \rho_{fl} D + \Delta P_{fr} \quad (3.18)$$

Donde se observa que la presión de goteo va a ser igual a la presión de fractura obtenida por métodos predictivos menos la presión de la columna hidrostática mas la pérdida por fricción en la tubería.

La línea de volumen anticipado se obtiene a partir de un análisis de las compresibilidades del sistema. Cuando se efectúa una prueba de goteo se deben obtener resultados iniciales apenas por debajo de la línea de volumen anticipado, esto se hace controlando el gasto de la bomba y conservándolo entre 0.25 y 1.5 barriles por minuto. Gastos diferentes pueden hacer difícil identificar la presión de goteo.

### III.3.1 Verificación de la presión de fractura

El procedimiento para obtener la presión de fractura a partir de una prueba de goteo se describe a continuación: <sup>(1)</sup>

- a) Se calcula la compresibilidad efectiva del sistema:

$$c_e = c_w f_w + c_o f_o + c_s f_s \quad (3.19)$$

Esto considerando las compresibilidades que se presentan en la tabla 3.1:

Componente	Compresibilidad $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]^{-1}$
Agua	$4.27 \times 10^{-8}$
Aceite	$7.11 \times 10^{-8}$
Sólidos	$2.845 \times 10^{-9}$

**Tabla 3.1.** Compresibilidades promedio para los componentes de un fluido de perforación.

- b) Se obtiene el volumen de fluido dentro del pozo:

$$V = \left[ \pi * IR_{TR}^2 * OR_{TP}^2 * D \right] + \left[ \pi * IR_{TP}^2 * D \right] + \left[ \pi * R_b^2 * h_f \right] \quad (3.20)$$

Lo cual equivale a calcular el volumen de fluido en el espacio anular mas el volumen dentro de la TP mas el volumen de fluido en el intervalo de agujero descubierto que se va a probar.

- c) La pendiente de la línea de volumen anticipado se calcula con la siguiente expresión:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{1}{V * c_e} \quad (3.21)$$

- d) La pérdida de presión por fricción se asume que es igual a la presión necesaria para iniciar la circulación del fluido aunque también puede calcularse:

$$\Delta P_{fr} = \frac{P_{ic} (ID_{TR} - OD_{TP})}{ID_{TP} + ID_{TR} - OD_{TP}} \quad (3.22)$$

Esta ecuación ya considera de modo implícito el esfuerzo cortante del fluido de perforación.

- e) Finalmente se obtiene la presión de fractura en función de la presión de goteo.

$$P_{ff} = P_{Lo} + \rho_{fl} D - \Delta P_{fr} \quad (3.23)$$

## IV TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El primer tubo sin costura se manufacturó en Alemania en el año de 1885 con el proceso de manufactura “Mannesmann” en una fábrica de herramientas especiales. Los tubos fabricados bajo ese proceso poseen una elevada resistencia a los ambientes de alta presión. El proceso se patentó y de este modo en el año de 1890 un conjunto de fábricas fundaron el grupo “Mannesmann A.G”  
(12)

Hoy en día los líderes fabricantes de tubería sin costura en el mercado son: el grupo “Tenaris” con sede en Holanda y la compañía francogermana “Vallourec-Mannesmann”. En México el grupo Tenaris se convirtió en el corporativo “Tenaris-TAMSA” en el año 2002.

Debido a la resistencia que tienen estos tubos en altas presiones poseen un amplio rango de aplicación en la industria petrolera, encontrando una de ellas en el recubrimiento de las paredes del pozo durante la perforación. En este caso la tubería sin costura toma el nombre de tubería de revestimiento (TR).

La TR es sometida a diferentes exigencias durante su propia colocación y cementación, además de las operaciones de perforación y producción, y sus cualidades más importantes son la resistencia al colapso, estallido y tensión. Acorde a esto el API ha definido los estándares mínimos de estas propiedades que cada tubo debe poseer en los boletines 5C2 1987 y 5C3 de 1989. En este capítulo se analizarán las características que se requieren de los tubos al momento de realizar el diseño de TR para un pozo. (2)

### IV.1 Propósito de la TR

En algunas etapas de la perforación de pozos petroleros surge la necesidad de recubrir las paredes del pozo con una tubería de acero de alta resistencia llamada tubería de revestimiento (TR) La TR sirve para múltiples propósitos durante la perforación y explotación del pozo, como son:

- a) Aislar los intervalos de roca con presión de formación anormal.
- b) Proteger los intervalos de roca donde el fluido de perforación iguala la presión de fractura de la roca.

- c) Mantiene el agujero abierto al evitar que las formaciones más débiles se colapsen y caigan al fondo del pozo.
- d) Protege a los acuíferos de agua potable de la contaminación al aislarlos de los fluidos de perforación y producción.
- e) Apoya a los equipos superficiales en el control de brotes.
- f) Es una vía segura a través de la cual se baja herramienta al pozo.
- g) Es un conducto resistente para el flujo de fluidos de perforación y de producción.

## IV.2 Tipos de TR

Al perforar un pozo se pueden encontrar condiciones subsuperficiales adversas como son: zonas de presión anormal, formaciones fracturadas o deleznales, y acumulaciones de sal.

Debido a esto, los pozos se perforan en varias etapas con el objetivo de aislar las zonas problemáticas antes de continuar la perforación hasta la profundidad de interés. Se requieren diferentes diámetros de TR en un arreglo telescópico antes de alcanzar la profundidad de interés. Convencionalmente se emplean 5 tipos de TR:

- 1) Conductora
- 2) Superficial
- 3) Intermedia
- 4) Liner
- 5) De Explotación

Estas TRs se asientan a diferentes profundidades y una o dos de ellas podrían ser omitidas dependiendo de las condiciones geológicas que se encuentren, también es posible colocar más de un liner o prescindir de él. En operaciones costafuera es preciso emplear una sexta TR: la conductora marina.

### IV.2.1 TR Conductora Marina

En instalaciones costafuera esta TR generalmente tiene un diámetro externo de entre 26 y 42 pulgadas y se baja desde el piso de perforación en la plataforma hasta el suelo marino con la finalidad de evitar el erosionamiento de las formaciones superficiales que pudieran quedar

expuestas a las corrientes marinas y para dar estabilidad al lecho marino hasta que la torre de perforación es asegurada.

#### IV.2.2 TR Conectora

Esta TR tiene una longitud de entre 40 y 500 pies costa dentro y de hasta 1000 pies aproximadamente costafuera. Generalmente tiene un diámetro de 20 pulgadas y es cementada en toda su longitud. Su principal función es proteger las formaciones no consolidadas y de este modo evita que caigan al pozo. También sostiene el peso de las TRS subsecuentes y el es punto de apoyo para el equipo superficial al menos hasta que la TR superficial es cementada. Cuando se esperan encontrar zonas de gas somero se instala un diverter.

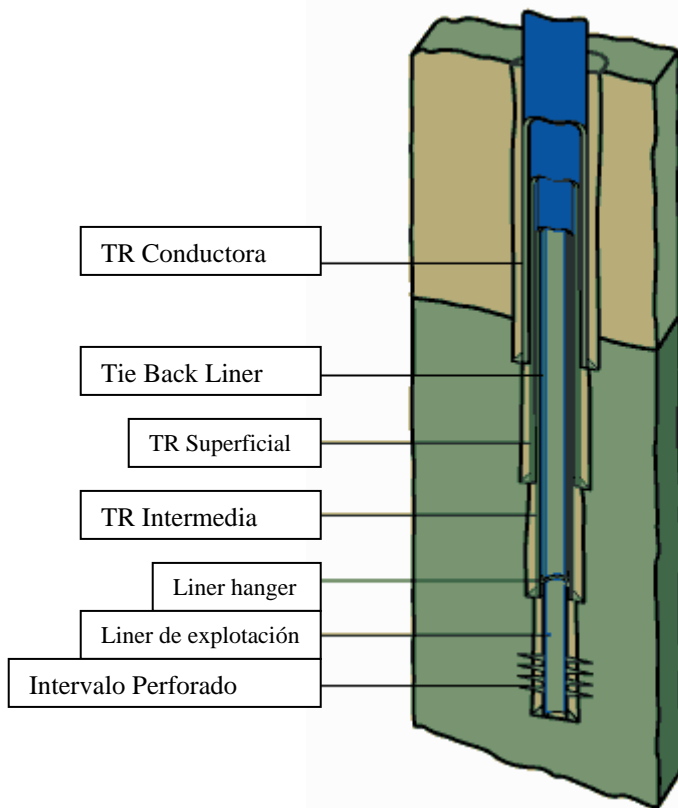


Fig. 4.1. Ejemplo de un arreglo de TRS. (15)

### IV.2.3 TR superficial

Las principales funciones de esta TR son: proteger formaciones no consolidadas, aislar acuíferos de agua potable y servir como base para la instalación de los preventores. Puede variar en longitudes de unos cuantos metros hasta 1500 metros y los diámetros varían entre 7 y 16 pulgadas. Se acostumbra cementarla con un traslape de la zapata de la TR anterior hasta la profundidad del efecto de brote.

### IV.2.4 TR intermedia

Esta TR tiene por objetivo proteger formaciones no consolidadas, evitar la pérdida de circulación en formaciones fracturadas, pero sobre todo proteger las formaciones a la profundidad donde es colocada de las altas presiones que generan las elevadas densidades de fluido de perforación que se emplean para controlar las presiones de formación anormales que generalmente se localizan a profundidades mayores. Su longitud varía entre los 2000 y 4500 metros, los diámetros varían entre las 7 y las 11  $\frac{3}{4}$  pulgadas. Se recomienda cementarla con un traslape mínimo de 300 metros.

### IV.2.5 Liners

Los liners (también se les llama tuberías cortas) son tuberías que no alcanzan la superficie pero que están suspendidos de una TR. generalmente se emplean para aislar zonas problemáticas o en la zona productora por razones económicas.

Los diferentes tipos de liners que se emplean actualmente son:

- a) Liner de perforación: Es una sección de TR que se suspende de una TR que generalmente es la superficial o la intermedia. Principalmente aísla zonas de presión de formación anormal y de pérdida de circulación. Tiene la ventaja de permitir la perforación de las zonas inferiores a las que aísla sin problema alguno.
- b) Liner de producción: Se coloca un liner de producción en vez de toda la TR de explotación en la zona de producción o de inyección. En este caso el liner forma parte de la terminación.



- c) Tie-Back liner (tubería complementaria): Es una sección de tubería que se conecta a otra tubería por la parte superior mediante un conector especial y se extiende hasta alcanzar la superficie. Este tipo de liner tiene muchas ventajas sobre otras técnicas cuando se desea continuar la perforación exploratoria por debajo del objetivo inicial.
- d) Scab liner (costra): Es una sección de TR utilizada para reparar un tramo de TR existente que presente algún tipo de daño. Puede ser cementada o sellada con empacadores en la parte superior e inferior.
- e) Scab Tie-Back liner (costra complementaria): Es una sección de TR que se extiende sobre un liner existente pero que no alcanza la superficie. Esta sección de TR generalmente es una tubería muy resistente que es cuidadosamente cementada. El objetivo más común en este caso es aislar zonas salinas en las partes más profundas de los pozos.

La mayor ventaja en el uso de los liners es que en vez de introducir una TR completa solo se coloca un tramo disminuyendo de este modo el costo total del revestimiento del pozo aunque se debe considerar también que su capacidad de soporte de peso de otras TRs es muy limitada, que existe la posibilidad de tener goteos a través del colgador y que deben tener una excelente cementación en el traslape.

#### **IV.2.6 TR de producción**

Se coloca donde se espera encontrar la zona productora excepto en los pozos con terminación en agujero descubierto. Provee mayor seguridad al revestir zonas ya revestidas que pudieron verse afectadas durante la perforación y además brinda la libertad de reparar e incluso de reemplazar la tubería de producción cuando ésta presenta algún daño. Esta TR generalmente se diseña de modo que soporte las altas presiones de la zona productora así como las presiones de las estimulaciones y terminaciones. Su diámetro externo varía entre 4 ½ y 9 5/8 de pulgadas, y es cementada varios cientos de metros por encima de la zona productora para evitar el pandeo y para brindar un buen soporte al equipo subsuperficial.

#### **IV.3 Proceso Mannesmann**

Las materias primas del proceso Mannesmann son el hierro y el carbón principalmente con una proporción estimada de 99.7% y 0.3% respectivamente. Aunque también es factible agregar

manganeso en pequeñas cantidades para incrementar la resistencia. El Instituto Americano del Petróleo (API) indica además que la cantidad de fósforo y azufre no deben exceder la proporción de 0.04% para el fósforo y 0.06% para el azufre.

La totalidad de las TRS de alta calidad (sin costura) que son producidas en todo el mundo se manufacturan bajo el proceso Mannesmann el cual fue desarrollado por los hermanos Max y Reinhard Mannesmann y consiste básicamente en calentar un bloque macizo de acero a 1300 °C aproximadamente y colocado entre dos rodadores que giran en el mismo sentido mientras es perforado en el centro con una barra que gira libremente. <sup>(11)</sup>



**Fig. 4.2.** Proceso Mannesmann “Rodamiento y Perforación” <sup>(11)</sup>

El tipo de tubo resultante de este proceso era poco comercial por lo que en 1890 se mejoro el proceso a modo de obtener tubos sin costura de longitudes grandes. Este consiste en empujar y sacar el cuerpo del tubo entre dos rodadores cónicos colocados uno sobre el otro que giran en sentido opuesto al movimiento del tubo. El cuerpo del tubo lleva dentro un mandril que es empujado o sacado siguiendo la dirección en la que se muevan los rodadores y que cuando es empujado genera también un movimiento giratorio. El proceso se repite hasta que el tubo obtiene el espesor deseado en la pared del tubo. Cuando los extremos no alcanzan las especificaciones requeridas deben ser cortados del cuerpo del tubo.

Algunas veces se aplica a los tubos un proceso térmico llamado “Templado del acero” el cual se cree fue descubierto en Toledo, España durante la edad media. El templado de la TR consiste en disminuir rápidamente la temperatura de un tubo a 900 °C sumergiéndolo en agua o aceite. Al aumentar la velocidad de enfriamiento se reduce el periodo de crecimiento de los cristales de los minerales de la aleación hierro-carbón y como consecuencia serán mas pequeños y habrá así una mayor superficie de contacto entre ellos, de este modo la aplicación de una fuerza al tubo se

distribuirá en un área mayor incrementando de esta forma la dureza del material aunque se vuelve mas frágil. En otras palabras: el tubo no se deformará o se abollará aunque se volverá más quebradizo.

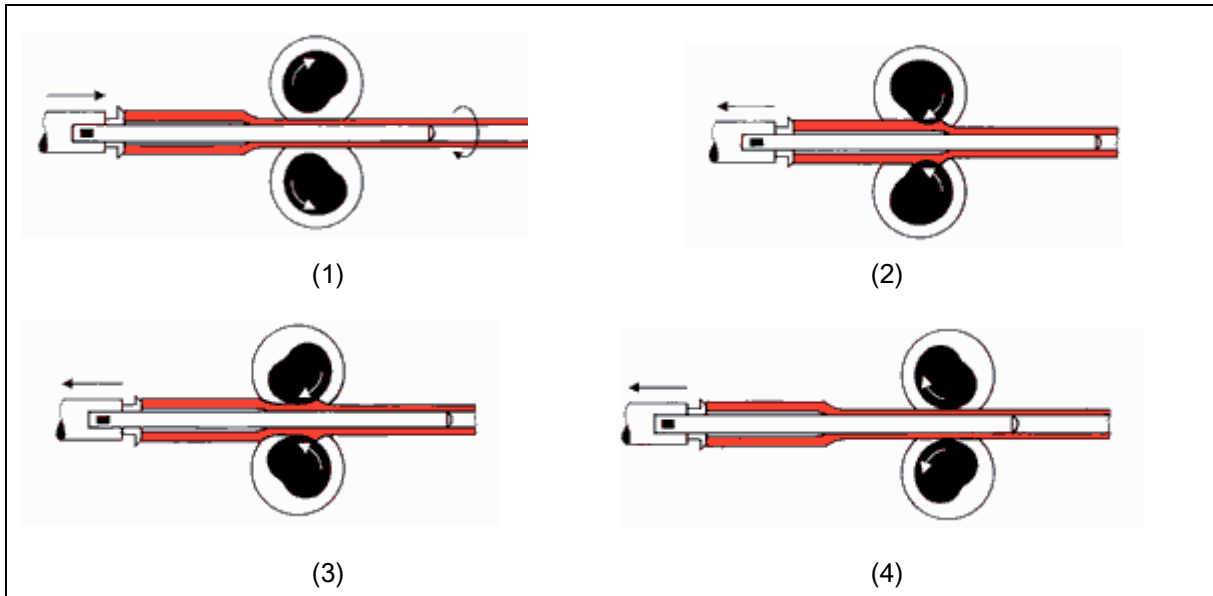


Fig. 4.3. Proceso Mannesmann "Rodamiento del Primer Colonizador" (11)

#### IV.4 Los grados del acero

Todas las TRS deben cumplir con la especificación 5CT(1992) del API y de este modo se han estandarizado las propiedades de la TR. Los estándares del API señalan que la TR debe tener un diámetro externo de entre 4.5 y 20 pulgadas. (2)

El API ha optado por clasificar las TRS de diferentes características con diferentes grados, el grado consiste en una letra seguida de un número. La letra se asignó de forma arbitraria y con el único fin de que cada grado fuera único, el número indica el mínimo esfuerzo de cedencia del acero en miles de PSI.

El esfuerzo mínimo de cedencia se define como el esfuerzo de tensión mínimo que se necesita para producir un elongamiento permanente del 0.5% de la longitud inicial. En el caso de la TR: P-110 el elongamiento permitido es del 0.6% de la longitud inicial.

Existen también los grados no API de acero, estos grados no cumplen con las especificaciones de la norma de estandarización “API SpEc. 5CT, 1992” estos grados se emplean cuando se requieren características especiales como son: elevado esfuerzo mínimo de cedencia, alta resistencia al colapso o al gas sulfídrico.

Grados API	Esfuerzo de cedencia (PSI)		Esfuerzo Mínimo de Ruptura (PSI)	Mínima Elongación % (Longitud del tubo)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
C-75	80,000	95,000	95,000	19.5
L-80	80,000	110,000	100,000	18.5
N-80	90,000	105,000	100,000	18.5
C-90	95,000	110,000	105,000	18.0
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	14.0

Tabla. 4.1: Grados de acero API. (2)

#### IV.5 Diámetro, espesor y peso nominal

El API marca una tolerancia de 0.75% en el diámetro externo de la TR y hasta del 12.5% en el espesor de la pared. En otras palabras al adquirir una TR es posible que ésta tenga un diámetro externo 0.75% más grande o más pequeño que el diámetro externo nominal especificado. También es posible que el espesor de la pared del tubo sea hasta 12.5% más pequeño del espesor nominal indicado. De esto se deriva el hecho de que el diámetro interno está en función del diámetro externo y del espesor de la pared que tenga cada tubo.

El peso nominal es el peso teórico por pie de una tubería de 20 pies de longitud y también está en función del diámetro externo y espesor de la pared del tubo. Se expresa como:

$$W_n = \frac{1.655(OD - t)t + 0.0112(OD^2)}{14.27} \tag{4.1}$$

#### IV.6 Conectores

Existen 4 tipos de conectores para TR reconocidos por el API: <sup>(1)</sup>

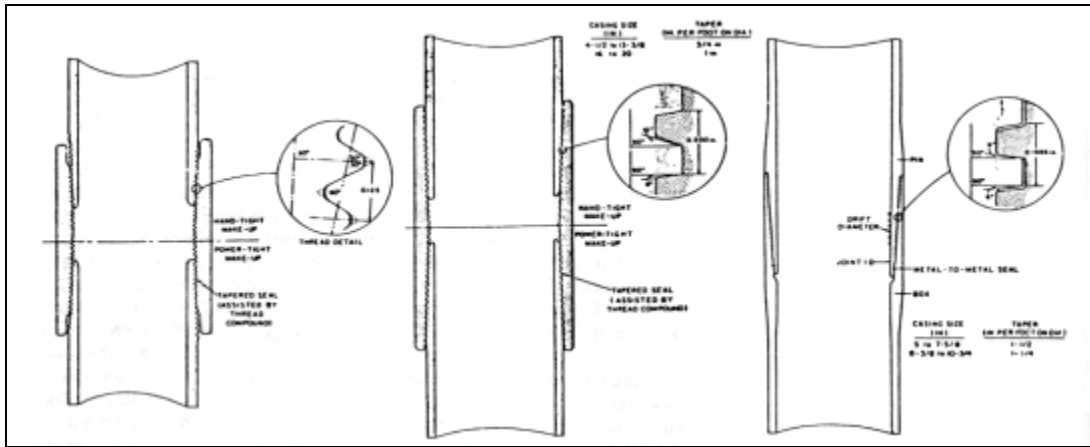
- 1) Conector de rosca corta y redondeada (CSG).
- 2) Conector de rosca larga y redondeada (LCSG).
- 3) Conector de rosca apoyada (BCSG).
- 4) Rosca en línea y sin Conector (XCSG).

Los conectores CSG y LCSG tienen el mismo diseño básico y la diferencia elemental entre ellos es que los conectores LCSG tienen una mayor resistencia a la tensión. Este tipo de conector es muy usado debido a que es confiable, de fácil manufactura y bajo costo. Los dientes de la rosca tienen crestas y valles redondeados en ángulos de 60 grados. Al ensamblar la conexión queda un pequeño espacio vacío entre las crestas y los valles los cuales deben ser rellenados para obtener un sello. Esta conexión no es recomendable cuando se deben manejar altas presiones internas.

El conector BCSG es similar al CSG y al LCSG. Se diferencia principalmente por que tiene roscas mas grandes y dentadas de forma cuadrada que permiten el enroscamiento y el desenroscamiento. Esta conexión también requiere de una sustancia sellante, por lo que no es recomendable cuando se requiere una conexión a prueba de fugas.

La rosca XCSG difiere de las otras conexiones API en que es un conector integral que se compone de cajas dentadas en la pared de la TR. La pared de la TR debe ser un poco mas gruesa en los extremos para elaborar en ellos las cajas dentadas. Debido a su naturaleza el diámetro externo de esta conexión es menor al de cualquier otra y por eso se recomienda cuando se opera en diámetros de pozo estrechos. El mecanismo de sello entre los piñones y las cajas de la rosca es metal-metal y por cierto requiere de un sistema de lubricación. Debido a que la rosca debe ser manufacturada con un elevado grado de perfección y a que la TR debe ser mas gruesa en los extremos este tipo de conector es uno de los mas caros del mercado.

Las conexiones generalmente se evalúan acorde con su eficiencia la cual se define como la resistencia a la tensión de la conexión dividida entre la resistencia a la tensión de la TR en la que se ensambla. Normalmente la eficiencia de la conexión BCSG es del 100% a diferencia de la CSG y la LCSG donde el diseño redondeado de las roscas y el erosionamiento en los extremos del tubo tienden a generar fallas en el conector y la rosca de modo similar al zipper que se rompe.



**Fig. 4.4.** Conectores API: a) Conector de rosca redondeada, b) Conector de rosca apoyada, c) Rosca en línea y sin conector. (1)

Además de los conectores API existen diversos tipos de conectores que ofrecen cualidades adicionales como:

- 1) Sistemas de limpieza de la conexión para no reducir el diámetro de operación.
- 2) Acabados suaves al interior de la TR para reducir la turbulencia.
- 3) Múltiples sistemas de sellos metal-metal para evitar el riesgo de fugas en ambientes de alta presión.
- 4) Conectores de diseño sencillo con la finalidad de fabricarlos en corto tiempo.
- 5) Elevada resistencia al torque y la compresión.
- 6) Sistemas de sellado que respaldan al sistema de sellado principal y alta resistencia a la corrosión.



**Fig. 4.5.** Conector Premium "Tenaris Blue" de alta resistencia a la tensión y la corrosión además de doble sistema de sellado. (13)

#### IV.7 Presión de colapso

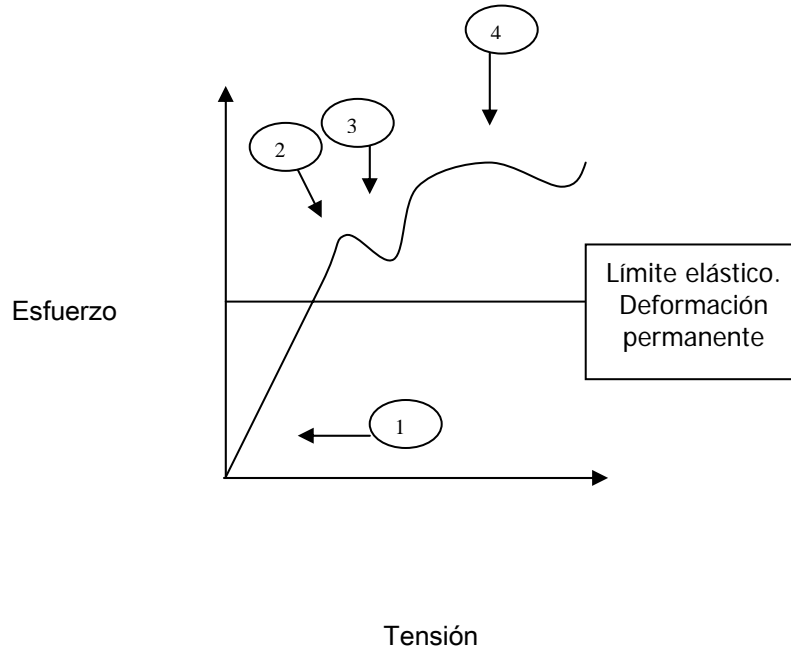
La presión de colapso se genera por la presión de la columna hidrostática en el exterior del tubo. La columna hidrostática es generalmente de fluido de perforación o de cemento. La TR también es expuesta a presiones de colapso severas cuando se perforan formaciones problemáticas como lo son arcillas y sal.(2)

La resistencia de la TR a la presión externa depende generalmente de una variedad de factores como lo son: longitud, diámetro, espesor de la pared, y propiedades físicas del material, punto de cedencia, límite elástico, relación de Poisson, etc.

Las TRs elaboradas de acero con material de comportamiento plástico idealizado pueden comportarse de 4 modos distintos al ser sometidas a una presión externa, estos son: elástico, plástico, de transición y excediendo la máxima resistencia de tensión del material. Cuando la deformación ocurre en el rango elástico o plástico ésta no es permanente.

Las TRS con una relación  $OD/t$  baja y con poca resistencia tienden a colapsarse en cuanto el material comienza a ceder bajo la acción de la presión externa. El material entra en el rango plástico y finalmente el colapso llega cuando entra en el rango de cedencia.

Las TRS con una relación  $OD/t$  alta y elevada resistencia se colapsan antes de alcanzar el rango de cedencia. La mayoría de las TRS tienden a colapsar en los rangos plástico y de transición. En este caso el colapso sobreviene como consecuencia de la repetida pérdida y recuperación de la redondez del tubo.



**Fig. 4.6.** Comportamiento elasto-plástico de la TR bajo presión de colapso. 1- Rango elástico, 2- Rango plástico, en esta zona se ubica el esfuerzo mínimo de cedencia ( $\sigma_y$ ), 3- Rango de transición, 4- Rango de cedencia. En (3) y (4) se encuentra el último esfuerzo mínimo de cedencia. ( $\sigma_u$ ).<sup>(2)</sup>

#### IV.7.1 Presión de colapso en el rango elástico

El fenómeno del colapso elástico fue analizado primeramente por Bresse (1859). La ecuación del colapso elástico está en función de la relación  $OD/t$  y de las constantes del material: relación de Poisson y módulo de Young.

La TR puede considerarse en equilibrio idealizado como un anillo comprimido de manera uniforme con una ligera deformación a su redondez.



De este modo el valor de la presión crítica es la presión necesaria para mantener el anillo en equilibrio y con la ligera deformación a su redondez. La línea punteada indica la forma redonda original del anillo y la línea continua representa al anillo deformado. Se asume también que los segmentos AD y GH son los ejes de simetría del anillo deformado. La fuerza longitudinal compresiva y su par resultante actuando en los extremos del segmento A'D' están representados por  $V_0$  y  $M_0$  respectivamente.  $p_0$  es la presión normal uniforme por unidad de longitud de la línea central del anillo y  $U_0$  es el desplazamiento radial de A'D'. El par se considera negativo cuando produce un decremento de la redondez inicial del tubo en A.

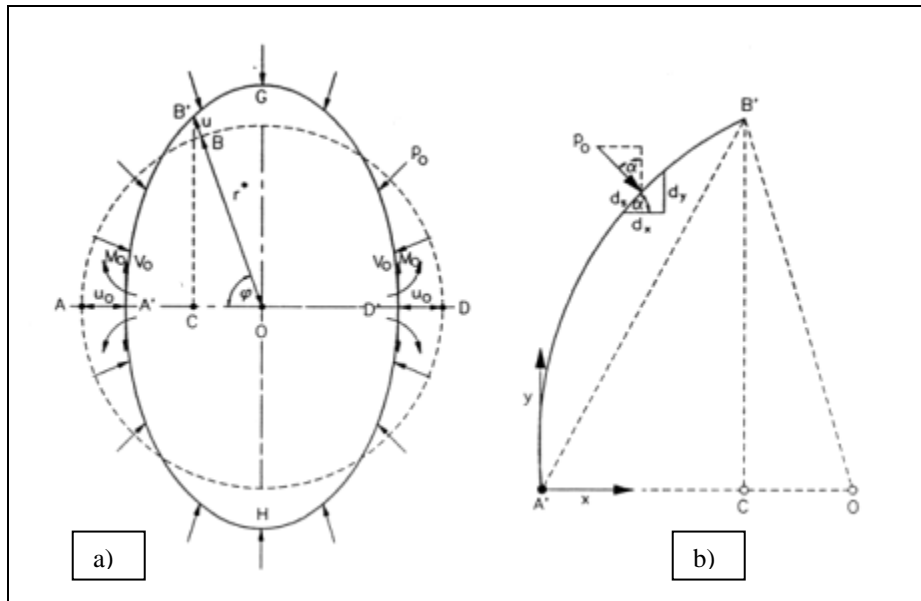


Fig 4.7. Tendencia de deformación de una TR de pared delgada debido a la presión externa. (2)

Denotando como  $r^*$  el radio inicial del anillo y  $U$  como la deformación radial en  $B'$ , la ecuación de curvatura en cualquier punto del arco  $A'B'$  puede tomar la expresión de Timoshenko (1961):

$$A'B'(\phi) = \frac{r^2 + 2(r')^2 - r^* r''}{(r^2 + (r')^2)^{3/2}} \quad (4.2)$$

donde:

$$r = r(\phi) = r^* + u(\phi) \quad (4.3)$$

Substituyendo la ecuación (4.3) en (4.2) y despreciando las cantidades pequeñas de orden mayor se tiene:

$$A'B'(\phi) = \frac{1}{r^*} - \frac{1}{(r^*)^2} - \frac{u''}{(r^*)^2} \quad (4.4)$$

De forma similar la ecuación de la curvatura en cualquier punto del arco AB es:

$$AB(\phi) = \frac{1}{r^*} \quad (4.5)$$

La ecuación para el momento en que el material se empieza a doblar como producto de la deformación es:

$$-(A'B') + (AB) = \frac{M}{EI} \quad (4.6)$$

Ahora substituyendo las ecuaciones (4.4) y (4.5) en (4.6) se obtiene la ecuación diferencial para el arco desviado A'B':

$$\frac{\partial^2 u}{\partial \phi^2} + u = \frac{M(r^*)^2}{EI} \quad (4.7)$$

La componente vertical de la fuerza  $V_0$  debida a la presión  $p_0$  puede ser expresada como:

$$V_0 = p_0(A'O) = p_0[r^* - (-u_0)] = p_0(r^* + u_0) \quad (4.8)$$

Y el par que actúa en el punto B' del anillo deformado es:

$$M = M_0 + V_0(A'C) - M_{p_0} \quad (4.9)$$

De la Fig. (4.7 b), las componentes verticales y horizontales de la fuerza  $p_o$  están dadas por:

$$V = \int p_o ds \cos \alpha \quad (4.10)$$

$$H = \int p_o ds \sin \alpha \quad (4.11)$$

Haciendo referencia a la fig (4.7 b) el par debido a la presión  $p_o$ , el  $M_{p_o}$  en cualquier punto del arco (A'B') puede expresarse como:

$$M_{p_o} = \int p_o ds \cos \alpha ((A'C) - x) + \int p_o ds \sin \alpha ((B'C) - y)$$

$$M_{p_o} = \int_{x=0}^{(A'C)} p_o ((A'C) - x) dx + \int_{y=0}^{(B'C)} p_o ((B'C) - y) dy$$

$$M_{p_o} = \frac{P_o}{2} (A'B')^2 \quad (4.12)$$

Sustituyendo la Ec. (4.12) y la primera igualdad de la Ec. (4.8) en (4.9) y aplicando la ley de los cosenos se obtiene:

$$M = M_o - \frac{P_o}{2} (OB'^2 - A'O^2) \quad (4.13)$$

Sustituyendo  $(OB') = r^* + u$  y  $(A'O) = r^* - u_o$  en la ec (4.13) e ignorando los cuadrados de las cantidades pequeñas  $u$  y  $u_o$ , el par de doblamiento es:

$$M = M_o - p_o r^* (u_o - u) \quad (4.14)$$

Finalmente sustituyendo la Ec. (4.14) en (3.7) se encuentra la expresión final de la ecuación diferencial del anillo deformado:

$$u''(\phi) + \left(1 + \frac{(r^*)^3 p_o}{EI}\right) u(\phi) = \frac{p_o (r^*)^3 u_o + (r^*)^2 M_o}{EI} \quad (4.15)$$

El valor crítico de la presión uniforme es obtenido integrando la Ec. (4.15) y usando la notación:

$$\Phi^2 = 1 + \frac{(r^*)^3 p_o}{EI} \quad (4.16)$$

Se llega a la solución general:

$$u(\phi) = C_1 \cos \Phi \phi + C_2 \sin \Phi \phi + \frac{p_o (r^*)^3 u_o + (r^*)^2 M_o}{EI + (r^*)^3 p_o} \quad (4.17)$$

Si se toman en cuenta las condiciones de frontera en la sección transversal A'B' del anillo deformado, se obtienen los valores extremos  $\left(0 \text{ y } \frac{\pi}{2}\right)$  cuando  $u'(0) = 0$  y  $u\left(\frac{\pi}{2}\right) = 0$  respectivamente. De la primera condición se deduce que:

$C_2 = 0$  y de la segunda se deduce que:

$$C_1 \Phi \sin \Phi \frac{\pi}{2} = 0 \quad (4.18)$$

En la medida en que  $C_1$  es diferente de cero se encuentra que:

$$\Phi \frac{\pi}{2} = 0 \quad (4.19)$$

Así la ecuación de los Eigen valores es:

$$\Phi \frac{\pi}{2} = n\pi \quad (4.20)$$

Lo cual conduce a:

$$\Phi = 2n \quad (n = 1, 2, 3, \dots) \quad (4.21)$$

Para  $n = 1$  se encuentra el valor mínimo que puede tomar la ecuación anterior y consecuentemente el mínimo valor de  $p_0$  para el cual el anillo deformado se conserva en estado estacionario. Si:

$$\Phi = 2 \quad \text{entonces :}$$

Definiendo el anillo como si tuviera el ancho de la unidad y espesor de pared  $t$ , I puede escribirse como:

$$p_{cr} = \frac{3EI}{(r^*)^3} \quad (4.22)$$

Sustituyendo la Ec. (4.23) en (4.22) y reemplazando  $r^*$  con  $\frac{OD}{2}$ , la ecuación para la presión crítica es:

$$I = \frac{t^3}{12} \quad (4.23)$$

$$p_{cr} = 2E \left( \frac{t}{OD} \right)^3 \quad (4.24)$$

La expresión de presión crítica para un anillo puede ser empleada también para determinar la resistencia a la deformación por presión externa uniforme de un tubo circular si se considera que el espesor de la pared es mucho menor que la longitud del tubo. Para encontrar la presión de colapso en el rango elástico es preciso incorporar la relación de Poisson. La ecuación de deformación acoplada a la teoría de elasticidad es:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}(\sigma_x - \mu\sigma_y) \quad (4.25)$$

Asumiendo que la resistencia radial es lo suficientemente alta como para resistir la deformación radial entonces:

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}(\sigma_y - \mu\sigma_x) \quad (4.26)$$

Y la deformación axial está dada por:

$$\sigma_y = \mu\sigma_x \quad (4.27)$$

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E}(1 - \mu^2) \quad (4.28)$$

donde:

$$E' = \frac{E}{1 - \mu^2} \quad (4.29)$$

Sustituyendo el miembro derecho de la Ec. (4.29) por el módulo de elasticidad en la Ec. (4.24) y expresando la relación diámetro externo como  $OD/t$  la ecuación para calcular la resistencia al colapso de tubos en el rango elástico es proporcionada por Bresse (1859).

$$p_{ce} = \frac{2E}{1-\mu^2} \left( \frac{t}{OD} \right)^3 \quad (4.30)$$

#### IV.7.2 Presión de colapso en el rango plástico

En el caso de los tubos que exhiben comportamiento plástico idealizado la superficie interna de la pared del tubo comienza a ceder al esfuerzo tangencial inducido por la presión externa. El punto de presión crítica externa se calcula usando la fórmula de Lamé (1965).

Previamente se asumió que el espesor de la pared del tubo era mucho más pequeño que el radio externo y de este modo era posible asumir que el esfuerzo era uniforme sobre todo el material. De cualquier modo en un cilindro con un espesor de pared delgado pero no despreciable la distribución de esfuerzos deja de ser uniforme sobre la pared del tubo.

Si se asume que tanto la sección transversal como la carga son simétricos al eje longitudinal los principales esfuerzos son radiales, tangenciales y axiales y de modo similar sus planos correspondientes son los planos principales.

Si se considera un anillo de pared delgada y un ángulo  $\Delta\theta$  en el centro del cilindro con los esfuerzos radiales, tangenciales y axiales representados por  $\sigma_r, \sigma_t, \sigma_a$  respectivamente actuando sobre el elemento a cualquier radio  $r$  sobre la pared delgada y  $(F_r + \Delta F_r)$  es la fuerza radial en el radio  $(r + \Delta r)$ . De este modo las fuerzas radiales y tangenciales pueden expresarse como en la Fig. 4.8:

Fuerza radial:

$$\Delta F_r = -\sigma_r r \Delta\theta \Delta z \quad (4.31)$$

$$\Delta F_{r+\Delta r} = (\sigma_r + \Delta\sigma_r)(r + \Delta r)\Delta\theta \Delta z \quad (4.32)$$

Fuerza tangencial:

$$2\Delta F_t = 2\sigma_t \sin \frac{\Delta\theta}{2} \Delta r \Delta z \quad (4.33)$$

Para ángulos pequeños de  $\Delta\theta$  se tiene que:

$$\sin\left(\frac{\Delta\theta}{2}\right) \approx \frac{\Delta\theta}{2}$$

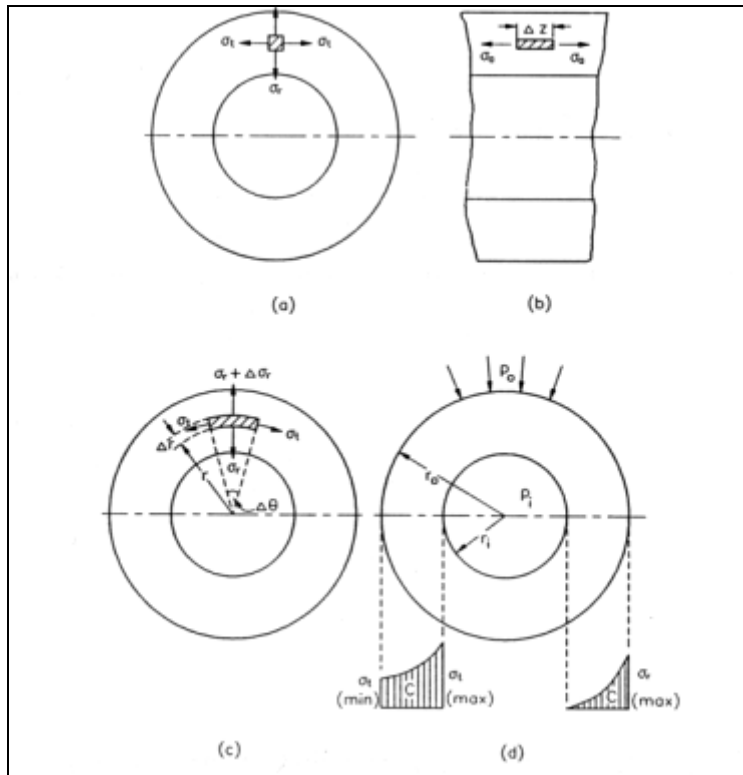


Fig. 4.8. Esfuerzos en una TR de espesor delgado sometida a presión externa. (2)

entonces:

$$2F_t = \sigma_t \Delta\theta \Delta r \Delta z \quad (4.34)$$



De las condiciones de equilibrio del elemento pequeño se tiene que:

$$\Delta F_{r+\Delta r} - \Delta F_r = \sigma_t \Delta \theta \Delta r \Delta z \quad (4.35)$$

Sustituyendo las Ecs. 4.31 y 4.32 en la 4.35 y despreciando los productos de cantidades pequeñas se tiene que:

$$r\Delta\sigma_r = (\sigma_t - \sigma_r)\Delta_r$$

agrupando:

$$\frac{r}{\Delta r} \Delta\sigma_r = \sigma_t - \sigma_r \quad (4.36)$$

En forma diferencial:

$$\frac{rd\sigma_r}{dr} = \sigma_t - \sigma_r \quad (4.37)$$

Si  $u$  es el desplazamiento radial, las ecuaciones de tensión debida a los esfuerzos principales  $\sigma_r$ ,  $\sigma_t$ , y  $\sigma_a$  (si se asumen positivos cuando el material se tensiona) se pueden expresar como:

$$\varepsilon_r = \frac{u(r + \Delta r) - ur}{\Delta r} = \frac{du}{dr} = \frac{1}{E} [\sigma_t - \mu(\sigma_t - \sigma_a)] \quad (4.38)$$

Para un cilindro largo, el esfuerzo debido a la carga simétrica puede considerarse:

$$\varepsilon_t = \frac{2\pi(r + u) - 2\pi r}{2\pi r} = \frac{u}{r} = \frac{1}{E} [\sigma_t - \mu(\sigma_a - \sigma_r)] \quad (4.39)$$

Para un cilindro largo, el esfuerzo debido a la carga simétrica puede considerarse:

$$\varepsilon_a = \frac{1}{E} [\sigma_a - \mu(\sigma_r - \sigma_t)] \quad (4.40)$$

El cual es constante por lo tanto:

$$\frac{d\varepsilon_a}{dr} = 0 = \frac{d\sigma_a}{dr} - \mu \left( \frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{d\sigma_t}{dr} \right) \quad (4.41)$$

Derivando la ecuación 4.39 respecto a r e igualando con la ecuación 4.37 y sustituyendo en la ecuación 4.41 para  $\frac{d\sigma_a}{dr}$  resulta:

$$(\sigma_r - \sigma_t) = r \left[ (1 - \mu) \frac{d\sigma_t}{dr} - \mu \frac{d\sigma_r}{dr} \right] \quad (4.42)$$

Sustituyendo la Ec. 4.37 en 4.42 se obtiene la siguiente ecuación:

$$r(1 - \mu) \frac{d\sigma_t}{dr} - r\mu \frac{d\sigma_r}{dr} + r \frac{d\sigma_r}{dr} = 0$$

$$r(1 - \mu) \left( \frac{d\sigma_t}{dr} + \frac{d\sigma_r}{dr} \right) = 0$$

De cualquier forma, como  $r(1 - \mu)$  es diferente de 0 entonces:

$$\sigma_t + \sigma_r = \text{cte, nombrado por conveniencia } 2K_1 \quad (4.43)$$

$$r(1 - \nu) \frac{d}{dr} (\sigma_t + \sigma_r) = 0 \quad (4.44)$$

Sustituyendo la ecuación 4.37 en la ecuación 4.44:

$$\frac{rd\sigma_r}{dr} = 2K_1 - 2\sigma_r \quad (4.45)$$

Igualando con  $K_1$  y multiplicando por  $r$  ambos lados se obtiene:

$$r^2 \frac{d\sigma_r}{dr} + 2\sigma_r r = 2K_1 r \quad (4.46)$$

agrupando:

$$\frac{d}{dr}(r^2 \sigma_r) = 2K_1 r \quad (4.47)$$

Finalmente las ecuaciones de Lamé se obtienen integrando ambos lados se tiene para el esfuerzo radial:

$$\sigma_r = K_1 + \frac{K_2}{r^2} \quad (4.48)$$

Y para el esfuerzo tangencial:

$$\sigma_t = K_1 - \frac{K_2}{r^2} \quad (4.49)$$

Los valores de las constantes  $K_1$  y  $K_2$  se determinan por las condiciones de frontera.

Siendo  $p_o$  la presión externa e  $IR$  y  $OR$  los radios interno y externo respectivamente entonces a partir del análisis de la Fig. 4.8 se tiene que:

$$-p_o = K_1 + \frac{K_2}{OR^2} \quad (4.50)$$

Combinando las ecs. 4.50 y 4.51 y resolviendo para  $K_1$  y  $K_2$  se tiene:

$$0 = K_1 + \frac{K_2}{IR^2} \quad (4.51)$$

$$K_1 = +p_o \left( \frac{OR^2}{IR^2 - OR^2} \right) \quad (4.52)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.52 y 4.53 en la ecuación 4.49 los esfuerzos radiales y tangenciales debidos a la presión externa  $p_o$  son:

$$K_2 = -p_o \left( \frac{OR^2 IR^2}{IR^2 - OR^2} \right) \quad (4.53)$$

El esfuerzo tangencial máximo  $\sigma_{t \max}$  ocurre en la superficie interna de la pared del tubo donde  $r = IR$ : (2)

$$\sigma_t = -\frac{p_o OR^2}{OR^2 - IR^2} \left[ 1 + \frac{IR^2}{r^2} \right] \quad (4.54)$$

$$\sigma_r = -\frac{p_o OR^2}{OR^2 - IR^2} \left[ 1 - \frac{IR^2}{r^2} \right] \quad (4.55)$$

$$\sigma_{t \max} = -p_o \left[ \frac{2OR^2}{OR^2 - IR^2} \right] \quad (4.56)$$

Luego, la presión de colapso plástico  $p_{cp}$  crítica en la cual la pared interna del tubo comienza a ceder es igual a:

$$p_{cp} = \frac{\sigma_{0.2}(OR^2 - IR^2)}{2OR^2} \quad (4.57)$$

La ecuación de presión de colapso crítica puede describirse en términos del diámetro nominal OD y del espesor de la pared del tubo  $t$  reemplazando IR y OR con  $\frac{OD}{2} - t$  y  $\frac{OD}{2}$  respectivamente. De este modo se llega a la forma más conocida de la ecuación de Lamé: (2)

$$p_{cp} = 2\sigma_{0.2} \frac{\left(\frac{OD}{t}\right) - 1}{\left(\frac{OD}{t}\right)^2} \quad (4.58)$$

La ecuación 4.58 predice la zona del tubo que falla en comportamiento plástico es como se muestra en la Fig. 4.9 la pared interna del tubo. Pueden existir casos en los cuales la pared externa del tubo que se comporta de modo elástico falle antes que la interna. (Mac Gregor 1948)

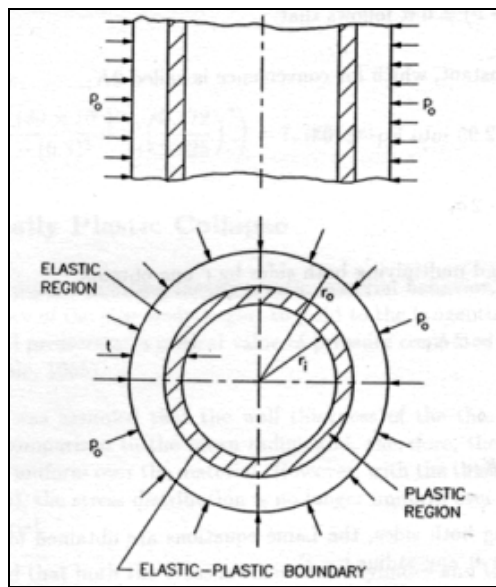


Fig. 4.9. Zonas plásticas y elásticas en una TR de pared delgada sometida a presión externa. (2)

#### IV.7.3 Presión de colapso en el rango de transición

El cálculo de la presión de colapso para los tubos que caen en el rango de transición representa un problema de inestabilidad. La predicción de la presión externa crítica ya no se puede fundamentar en el principio del módulo de Young por que la resistencia a la deformación ahora depende de una curva particular esfuerzo-tensión (Heize and Estergar, 1970). El módulo de Young E es reemplazado por el módulo tangencial  $E_t$ , como se muestra en la Fig. 4.10 a. De este modo la ecuación de colapso para el rango de transición es:

$$p_{ct} = \frac{2E_t}{1-\mu} \frac{1}{\left(\frac{OD}{t}\right)^3} \quad (4.59)$$

El cálculo de la presión de colapso crítica con esta ecuación deriva en la obtención de resultados por debajo de los obtenidos a través de medios experimentales. Heise y Estergar introdujeron el concepto de “módulo reducido” con el cual se obtienen resultados más realistas.

El módulo reducido  $E_r$ , está basado en la teoría de la deformación de Engesser y Von Karman (1952).

El desarrollo de la teoría requiere de las siguientes suposiciones:

- 1- Los desplazamientos son muy pequeños en comparación con las dimensiones transversales del tubo.
- 2- Las secciones transversales se mantienen planas y normales a la línea central después de la deformación.
- 3- Cualquier tipo de relación esfuerzo-tensión está dada por el diagrama de la Fig. 4.10 (a).
- 4- El plano de doblamiento es un plano de simetría de la sección del tubo.

Considerando que la sección en la Fig. 4.10 (b) existe una carga de compresión axial  $F_a$  de modo que la relación  $\sigma = \frac{F_a}{A}$  excede el límite de proporcionalidad. Un aumento en  $F_a$  lleva al tubo a una condición de “equilibrio inestable” en el cual el tubo comienza a deformarse. En cualquier sección transversal existirá un plano n-n Fig. 4.10 c) perpendicular al plano de deformación en el cual el esfuerzo en la sección transversal sigma antes de la deformación no se altera. A un lado del plano n-n, habrá una reducción de los esfuerzos longitudinales debido a los esfuerzos de doblamiento sobrepuestos asociados con la inversión de esfuerzos.

En el caso de la reducción de esfuerzos la ley de Hooke  $\sigma = E\varepsilon_x$  es aplicable por que la inversión de esfuerzos solo afecta a la porción elástica del esfuerzo. En un diagrama de esfuerzos (Fig. 4.10 c)) la concavidad (liberación de esfuerzos) está limitada por NA y la parte convexa (incremento de esfuerzos) por NB.

Haciendo referencia nuevamente a la figura 4.10 c), el equilibrio entre los esfuerzos internos y la carga externa  $F_a$  requiere que:

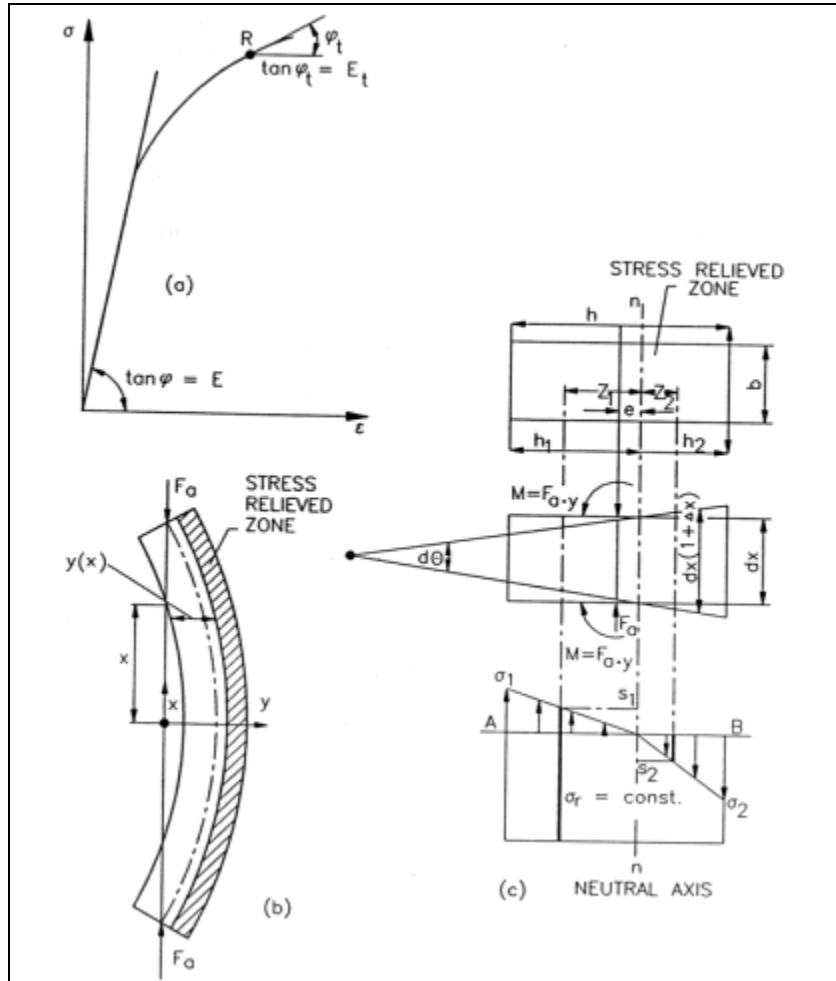


Fig. 4.10: Deformación de secciones grandes y su módulo de elasticidad correspondiente. (2)

$$\int_0^{h_1} s_1 dA - \int_0^{h_2} s_2 dA = 0 \quad (4.60)$$

Y:

$$\int_0^{h_1} s_1 (z_1 - \lambda) dA - \int_0^{h_2} s_2 (z_2 + \lambda) dA = F_a y = M$$

La deformación y es tomada respecto al eje del centroide como se ilustra en la Fig. 4.10 (b). A partir de la Fig. 4.10 (c) se puede inferir que:

$$s_1 = \frac{\sigma_1}{h_1} z_1 \quad y \quad s_2 = \frac{\sigma_2}{h_2} z_2$$

De forma similar:

$$\Delta dx = h_2 d\theta = \frac{\sigma_2 dx}{E}$$

Consecuentemente se tiene que:

$$\frac{d\theta}{dx} = \frac{\sigma_2}{Eh_2} = \frac{\sigma_1}{E_t h_1} \tag{4.61}$$

Y para deformaciones pequeñas:

$$\frac{d\theta}{dx} = \frac{d^2 y}{dx^2} \tag{4.62}$$

Combinando la Ec. 4.62 con la Ec. 4.61 se tiene:

$$\sigma_2 = Eh_2 \frac{d^2 y}{dx^2} \quad y \quad \sigma_1 = Eh_1 \frac{d^2 y}{dx^2}$$

Sustituyendo estas expresiones por  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  en la Ec. 4.60 se tiene:

$$E_t \frac{d^2 y}{dx^2} \int_0^{h_1} z_1 dA - E \frac{d^2 y}{dx^2} \int_0^{h_2} z_2 dA = 0$$

Que es igual a:

$$E_t S_1 - E S_2 = 0 \tag{4.63}$$



donde:

$S_1$  y  $S_2$  = Momentos estáticos de las áreas de la sección transversal a la izquierda y derecha del eje n-n respectivamente.

Para representar la sección de la tubería como una sección transversal rectangular, el espesor de la tubería es considerado de altura  $h$  y de longitud  $l$  (Fig. 4.10 (c)). Usando esta notación la ecuación 4.63 se reduce a:

$$Eh_1^2 = E_t h_2^2 \quad (4.64)$$

Como se muestra en la Fig. 4.10 c),  $h = h_1 + h_2$  de modo que los cambios en las áreas transversales ( $h_1 xl$ ) y ( $h_2 xl$ ) desde el eje neutral están dadas por:

$$h_1 = \frac{h\sqrt{E}}{\sqrt{E + \sqrt{E_t}}} \quad (4.65)$$

y:

$$h_2 = \frac{h\sqrt{E}}{\sqrt{E + \sqrt{E_t}}} \quad (4.66)$$

El momento de inercia de las secciones deformadas está dado por:

$$I_1 = \frac{bh_1^3}{3}, \quad I_2 = \frac{bh_2^3}{3}, \quad I = \frac{bh^3}{12}$$

Combinando las ecuaciones 4.65 y 4.66 y sustituyendo en el momento de inercia se puede definir un parámetro adicional:  $E_r$  (el módulo reducido):

$$E_r = \frac{4EE_t}{\left(\sqrt{E + \sqrt{E_t}}\right)^2} \quad (4.67)$$

De este modo la presión de colapso en el rango de transición puede definirse en función del módulo reducido:

$$P_{ct} = \frac{2E_r}{1-\mu^2} \frac{1}{\left(\frac{OD}{t}\right)^3} \quad (4.68)$$

Donde  $E_r$  es obtenido de la siguiente ecuación:

$$E_r = \sigma_t \left(1 - \mu^2\right) \left(\frac{OD}{t}\right)^2 \quad (4.69)$$

$\sigma_t$  = esfuerzo tangencial promedio para un valor particular de E. (2)

Sturm (1941) propuso emplear el módulo tangencial en vez del módulo efectivo con el fin de simplificar los cálculos. Su ecuación general para determinar la presión de colapso es:

$$P_{ct} = \frac{E_t}{1-\mu^2} \left(\frac{t}{OD}\right)^3 \quad (4.70)$$

La relación esfuerzo-tensión con el módulo tangencial puede aproximarse de tres modos distintos:

- a) Si el esfuerzo nominal promedio  $\sigma_n$  cae entre el límite de elasticidad  $\sigma_E$  y el límite de cedencia  $\sigma_y$  entonces la siguiente ecuación es aplicable:

$$E_t = E \left\{ 1 - (1 - \xi) \frac{\sigma_n - \sigma_E}{\sigma_y - \sigma_E} \right\} \quad (4.71)$$

- b) Si el esfuerzo nominal  $\sigma_n$  cae entre el punto de cedencia  $\sigma_y$  el esfuerzo ténsil  $\sigma_a$  entonces: (2)

$$E_t = \xi E \left\{ 1 - \frac{\sigma_n - \sigma_y}{\sigma_a - \sigma_y} \right\} \quad (4.72)$$

- c) Si el esfuerzo nominal promedio cae abajo del el límite de proporcionalidad  $\sigma_p$  y considerando que el esfuerzo total máximo  $\sigma_{max}$  cae arriba del límite de elasticidad debido a la excentricidad entonces la fórmula experimental toma la siguiente forma:

$$E_t = E \left\{ 1 - \frac{1}{4} \left( \frac{\sigma_{max} - \sigma_E}{\sigma_a - \sigma_n} \right)^2 \right\} \quad (4.73)$$

Acorde con los métodos descritos anteriormente para el cálculo de la presión de colapso en el rango de transición resulta evidente que se requiere de un conocimiento profundo de las relaciones esfuerzo-tensión del acero. Además ninguna de las ecuaciones toma en cuenta las variaciones en la relación de Poisson ni las imperfecciones en el cuerpo del tubo. Krug (1982) señala que por estas razones y debido a que la mayoría de las TRS se encuentran en este rango es más recomendable en la práctica utilizar ecuaciones empíricas simplificadas desde el principio.

#### IV.7.4 Presión de colapso en el rango de cedencia

La resistencia al colapso en el rango de cedencia se calcula usando la ecuación de Lamé. En esta ecuación la presión externa crítica se define con referencia al estado en que el esfuerzo tangencial alcanza el punto de cedencia de la pared interna del tubo. Aunque los análisis estadísticos de Krug (1982) indican que este modelo no es totalmente fidedigno sus resultados son aceptables debido a que el esfuerzo mínimo de cedencia es un factor decisivo. De cualquier forma nunca se introdujo ningún tipo de factor de corrección que considerara las deformaciones del material respecto a las especificaciones nominales.

$$P_{cc} = 70.3 * \left( 0.02844 * \sigma_y \frac{\left( \frac{0.394 * OD}{0.394 * t} \right)^{-1}}{\left( \frac{0.394 * OD}{0.394 * t} \right)^2} \right) \quad (4.74)$$

Donde:

$\sigma_y$  = Esfuerzo mínimo de cedencia para determinar el colapso elástico.

#### IV.7.5 Presión de colapso a través del método API

El cálculo de la presión de colapso de acuerdo con las ecuaciones API fueron presentadas en el boletín API 5C3 (1989) y sus resultados son más apegados a los análisis estadísticos de Krug (1982).

A partir del análisis de las ecuaciones para la obtención de la presión de colapso obtenidas en las secciones anteriores, ajustes a estadísticos en las propiedades de los tubos y 2500 pruebas de colapso en TRS de grados K-55, N-80 y P-110 se obtuvieron un conjunto de ecuaciones empíricas.

Donde primero se debe identificar el tipo de colapso que presentará cada tubo a partir de la relación que existe entre el diámetro externo y el espesor de la pared  $\left(\frac{OD}{t}\right)$ .

Después de encontrar el tipo de colapso que presentará la TR se ubica la ecuación empírica correspondiente, considerando que:

$$\sigma_{ya} = \sigma_y \left\{ \left[ 1 - 0.75 \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right) \right]^{0.5} - 0.5 \left( \frac{\sigma_a}{\sigma_y} \right) \right\} = \text{Esfuerzo mínimo de cedencia axial (4.75)}$$

y que para  $\sigma_a = 0$ ;  $\sigma_{ya} = \sigma_y$

Grado	Colapso de cedencia	Colapso plástico	Colapso de transición	Colapso elástico
H-40	16.40	27.01	42.64	
-50	15.24	25.63	38.83	
J-K-55 & D	14.81	25.01	37.21	
-60	14.44	24.42	35.73	
-70	13.85	23.38	33.17	
C-75 & E	13.60	22.91	32.05	
L-80 & N-80	13.38	22.47	31.02	
C-90	13.01	21.69	29.18	
C-95	12.85	21.33	28.36	
-100	12.70	21.00	27.60	
P-105	12.57	20.70	26.89	
P-110	12.44	20.41	26.22	
-120	12.21	19.88	25.01	
-125	12.11	19.63	24.46	
-130	12.02	19.40	23.94	
-135	11.92	19.18	23.44	
-140	11.84	18.97	22.98	
-150	11.67	18.57	22.11	
-155	11.59	18.37	21.70	
-160	11.52	18.19	21.32	
-170	11.37	17.82	20.60	
-180	11.23	17.47	19.93	

**Tabla. 4.2.** Relación OD/t y tipo de colapso para diversos tipos de TR. Los grados sin letra no son API pero se muestran con fines informativos. <sup>(2)</sup>

Colapso elástico:

$$P_{ce} = 70.3 * \frac{46.95 \times 10^6}{\frac{0.394 * OD}{0.394 * t} \left( \frac{0.394 * OD}{0.394 * t} - 1 \right)^2} \quad (4.76)$$

$$\text{Colapso plástico: } P_{cp} = 70.3 \left( 0.01422 * \sigma_{ya} \left( \frac{A}{\frac{0.394 * OD}{0.394 * t}} - B \right) - C \right) \quad (4.77)$$

Colapso transicional:

$$P_{ct} = 70.3 \left( 0.01422 * \sigma_{ya} \left( \frac{F}{0.394 * OD} - G \right) \right) \quad (4.78)$$

$$\text{Colapso de cedencia: } P_{cc} = 70.3 \left( 0.02844 * \sigma_{ya} \frac{\left( \frac{0.394 * OD}{0.394 * t} - 1 \right)}{\left( \frac{0.394 * OD}{0.394 * t} \right)^2} \right) \quad (4.79)$$

Si la carga axial es cero los parámetros empíricos pueden leerse directamente de la tabla:

Grado	A	B	C	F	G
H-40	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
-50	2.976	0.0515	1056	2.003	0.0347
J-K-55 & D	2.991	0.0541	1206	1.989	0.0360
-60	3.005	0.0566	1356	1.983	0.0373
-70	3.037	0.0617	1656	1.984	0.0403
C-75 & E	3.054	0.0642	1806	1.990	0.0418
L-80 & N-80	3.071	0.0667	1955	1.998	0.0434
C-90	3.106	0.0718	2254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2404	2.029	0.0482
-100	3.143	0.0768	2553	2.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2852	2.066	0.0532
-120	3.219	0.0870	3151	2.092	0.0565
-125	3.239	0.0895	3301	2.106	0.0582
-130	3.258	0.0920	3451	2.119	0.0599
-135	3.278	0.0946	3601	2.133	0.0615
-140	3.297	0.0971	3751	2.146	0.0632
-150	3.336	0.1021	4053	2.174	0.0666
-155	3.356	0.1047	4204	2.188	0.0683
-160	3.375	0.1072	4356	2.202	0.0700
-170	0.412	0.1123	4660	2.231	0.0734
-180	3.449	0.1173	4966	2.261	0.0769

**Tabla 4.3.** Parámetros empíricos usados en el cálculo de la presión de colapso sin carga axial. Los grados sin letra no son API pero se muestran con fines informativos. <sup>(2)</sup>

Los parámetros empíricos también se pueden calcular:

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} (0.01422 * \sigma_{ya}) + 0.21301 \times 10^{-10} (0.01422 * \sigma_{ya}^2) - 0.53132 \times 10^{-16} (0.01422 * \sigma_{ya}^3) \quad (4.80)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} (0.01422 * \sigma_{ya}) \quad (4.81)$$

$$C = -465.93 + 0.030867 (0.01422 * \sigma_{ya}) - 0.10483 \times 10^{-7} (0.01422 * \sigma_{ya}^2) + 0.36989 \times 10^{-13} (0.01422 * \sigma_{ya}^3) \quad (4.82)$$

$$F = \frac{\left[ 46.95 \times 10^6 \left( \frac{3 \frac{B}{A}}{2 + \frac{B}{A}} \right)^3 \right]}{\left[ (0.01422 * \sigma_{ya}) \left( \frac{3 \frac{B}{A}}{2 + \frac{B}{A}} - \frac{B}{A} \right) \left( 1 - \frac{3 \frac{B}{A}}{2 + \frac{B}{A}} \right)^2 \right]} \quad (4.83)$$

$$G = \frac{F * B}{A} \quad (4.84)$$

#### IV.8 Presión de estallido

La presión de estallido se origina por la columna de fluido que actúa en el interior de la tubería. La TR también se ve sometida a una presión de estallido cuando ocurre algún brote.

Si en un elemento cilíndrico con espesor delgado de modo que pueda considerarse como un anillo se elige un ángulo  $\Delta\theta$  a cualquier radio r mientras se tiene una carga axial constante, entonces las fuerzas radiales y tangenciales sobre el anillo son:

Fuerza radial:

$$Fr = p_i \Delta x IR \Delta \theta \quad (4.85)$$

Fuerza tangencial:

$$2Ft = 2\sigma_t \Delta x \Delta IR \quad (4.86)$$

De las condiciones de equilibrio a un elemento pequeño se obtiene: De las condiciones de equilibrio a un elemento pequeño se obtiene:

$$p_i \Delta x \Delta IR \Delta \theta = 2\sigma_t \text{sen} \frac{\Delta \theta}{2} \Delta x \Delta r \quad (4.87)$$

Para  $\Delta \theta$  pequeños el  $\text{sen} \left( \frac{\Delta \theta}{2} \right) \approx \frac{\Delta \theta}{2}$  por lo que la Ec. (4.87) se reduce a:

$$p_i = \frac{\sigma_t \Delta_r}{IR} \quad (4.88)$$

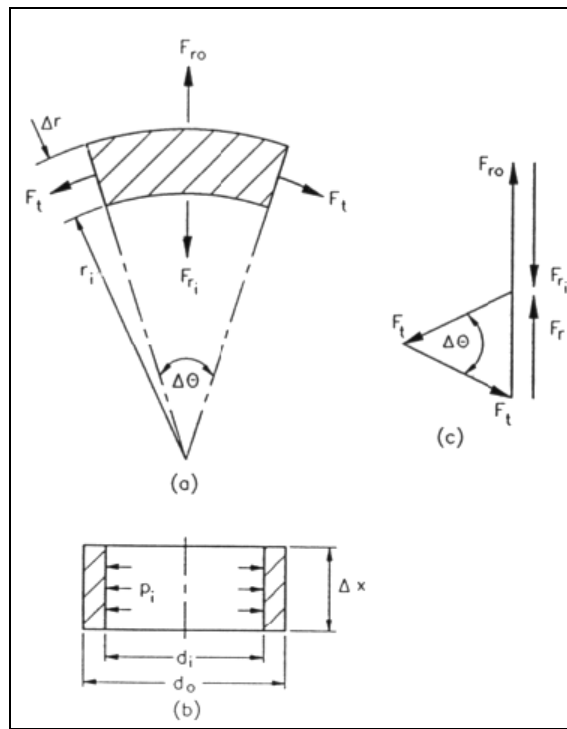


Fig. 4.11. Diagrama de cuerpo libre de un tubo con presión interna. (2)



Para un cilindro de pared delgada con una relación  $\frac{OD}{t}$  elevada y  $\sigma_t = \sigma_y$  la resistencia al estallido puede expresarse como:

$$p_b = 70.3 * \left( \frac{0.02844\sigma_y}{\frac{0.394 * OD}{0.394 * t}} \right) \quad (4.89)$$

El API se basa en esta ecuación para calcular la presión de estallido aunque agregó el factor 0.875 que asume el 12.5% de tolerancia que tiene el fabricante en el espesor nominal. De esta forma la presión de estallido es:

$$p_b = 61.51 * \frac{0.02844\sigma_y}{\frac{0.394 * OD}{0.394 * t}} \quad (4.90)$$

#### IV.9 Esfuerzo de tensión

Bajo esfuerzo axial la TR puede sufrir deformación elástica en la cual las propiedades metalúrgicas del material no se afectan y regresa a su forma original cuando el esfuerzo cesa, en el rango plástico la TR sufre deformación permanente y pérdida de resistencia. De este modo la carga axial nunca debe exceder el esfuerzo mínimo de cedencia de la TR ya sea durante su colocación u operación ya sea durante la perforación o producción.

La resistencia de la TR a la tensión se expresa como resistencia axial a la deformación ( $F_a$ ) y ésta es la mínima fuerza que se requiere para causar una deformación permanente en la TR.  $F_a$  puede calcularse a partir de un diagrama de cuerpo libre donde la fuerza axial  $F_a$  trata de levantar el tubo y separarlo de el área transversal  $A_s$ .

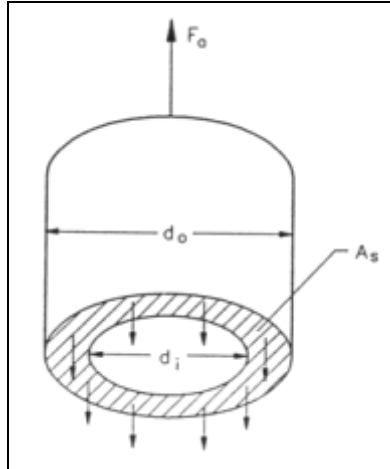


Fig. 4.12: Diagrama de cuerpo libre de un tubo sometido a fuerzas de tensión y reacción. (2)

Se tiene que:

$$F_a = \sigma_y A_s \quad (4.91)$$

Expandiendo la expresión anterior:

$$F_a = \frac{\pi}{4} \sigma_y (OD^2 - ID^2) \quad (4.92)$$

#### IV.10 Esfuerzos combinados

En un pozo los esfuerzos sobre la TR debidos a las presiones internas y externas inducen la aparición de esfuerzos tangenciales los cuales están siempre acompañados de esfuerzos axiales los cuales son predominantemente de tensión.

El efecto de los esfuerzos axiales sobre la presión interna o externa fue identificado primeramente por Holmquist y Nadai en 1939. de acuerdo con la teoría clásica de la distorsión de la energía la relación del efecto del esfuerzo axial esta dado por la siguiente ecuación:

$$(\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 = 2\sigma_y^2 \quad (4.93)$$

reagrupando:

$$(\sigma_t - \sigma_r)^2 - (\sigma_a - \sigma_r)(\sigma_t - \sigma_r) + (\sigma_a - \sigma_r)^2 = \sigma_y^2 \quad (4.94)$$

De otra manera:

$$\frac{3}{4}(\sigma_t - \sigma_r)^2 + \left( \sigma_a - \frac{\sigma_t - \sigma_r}{2} \right)^2 - \sigma_y^2 = 0 \quad (4.95)$$

Denotando  $\sigma_t - \sigma_r = x$  y  $\sigma_a - \frac{1}{2}(\sigma_t - \sigma_r) = y$  es posible expresar la relación entre los esfuerzos principales en la forma de la ecuación de una elipse, en este caso la elipse de plasticidad.

$$\frac{3}{4} \frac{x^2}{\sigma_y^2} + \frac{y^2}{\sigma_y^2} - 1 = 0 \quad (4.96)$$

Considerando que para cualquier radio  $r$  los esfuerzos radiales y tangenciales están dados por las ecuaciones fundamentadas en la ecuación de Lamé y presentadas por Timoshenko y Goodier en 1961:

$$\sigma_t = \frac{p_i IR^2 (OR^2 + r^2) - p_o OR^2 (IR^2 + r^2)}{r^2 (OR^2 - IR^2)} \quad (4.97)$$

$$\sigma_r = \frac{-p_i IR^2 (OR^2 - r^2) - p_o OR^2 (r^2 + IR^2)}{r^2 (OR^2 - IR^2)} \quad (4.98)$$

Cuando la TR es sometida a presiones internas o externas se genera un esfuerzo máximo en la pared interna del tubo. Si en la Ec. 4.98 se sustituye  $r = IR$  se encuentra que la relación de equilibrio es  $-\sigma_r = p_i$  de este modo sustituyendo en la Ec. 4.93 se tiene la ecuación cuadrática:

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right)\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right) + \left(\frac{(\sigma_a + p_i)^2}{\sigma_y^2}\right) - 1 = 0 \quad (4.99)$$

Resolviendo la ecuación anterior se tiene:

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4}\left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right)^2} + \frac{1}{2}\left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right) \quad (4.100)$$

La cual es conocida como la elipse de plasticidad. Si se considera  $\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}$  como positivo si la tubería está sometida a presión de estallido y negativo si está sometida a presión de colapso entonces se puede representar gráficamente como en la Fig. 4.13. En la gráfica se puede apreciar que a mayor esfuerzo de tensión se tiene mayor resistencia al estallido y menor al colapso. En contraste a mayor compresión mayor resistencia al colapso y menor resistencia al estallido. En la práctica la máxima presión de estallido se tiene en la superficie debido a que tiene el esfuerzo de tensión de su propio peso. La elipse de plasticidad se emplea generalmente para analizar el efecto del esfuerzo de tensión sobre la presión de colapso.

#### IV.10.1 Esfuerzo de tensión y presión de colapso

Sustituyendo  $r = IR$  en la ecuación 4.97 se tiene:

$$\sigma_t = \frac{p_i IR^2 (OR^2 + IR^2) - p_o OR^2 (IR^2 + IR^2)}{IR^2 (OR^2 - IR^2)} = \frac{p_i (OR^2 + IR^2) - 2p_o OR^2}{(OR^2 - IR^2)} \quad (4.101)$$

Simplificando se tiene:

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right) = \left(\frac{2OR^2}{OR^2 - IR^2}\right)\left(\frac{p_i - p_o}{\sigma_y}\right) \quad (4.102)$$

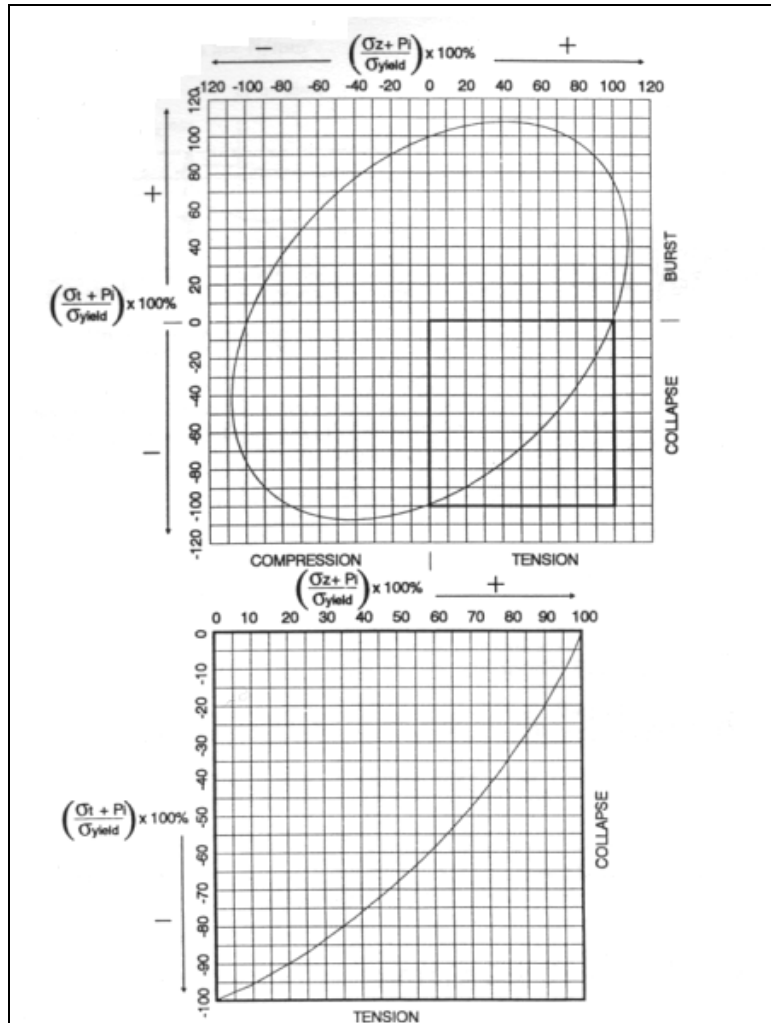


Fig. 4.13. Elipse de plasticidad. (2)

Igualando con la ecuación de la elipse de plasticidad: (2)

$$\left( \frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y} \right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y} \right)^2} + \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y} \right) = \left( \frac{2OR^2}{OR^2 - IR^2} \right) \left( \frac{p_i - p_o}{\sigma_y} \right) \quad (4.103)$$

Donde se debe despejar  $p_o$ . En algunos casos se considera  $\sigma_t$  como  $p_o$ .

## V DISEÑO DEL ASENTAMIENTO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El diseño de un programa de asentamiento de TR involucra la selección de las profundidades de asentamiento, el diámetro y grado del acero que permitirá la ejecución de una perforación segura y exitosa. Frecuentemente la selección de estos parámetros de diseño está controlada por factores como lo son: condiciones geológicas, número de secciones de TR, sistema artificial de producción que se instalará eventualmente y en ocasiones también regulaciones gubernamentales. <sup>(2)</sup>

El procedimiento de diseño se basa en el hecho de que la TR en el pozo debe soportar la presión de colapso, estallido, esfuerzo de tensión y problemas de corrosión principalmente. Para obtener el diseño más rentable las tuberías de revestimiento consisten de diferentes secciones de grados de acero, espesor y conectores. En ocasiones es posible hacer ahorros considerables con el uso de liners en vez de TRs completas de la superficie al fondo del pozo.

### V.1 Establecimiento de las profundidades de asentamiento

La selección del número de TRS y su correspondiente profundidad depende de las condiciones geológicas y de la protección a los acuíferos de agua dulce propicia para el consumo humano. Por ejemplo en algunas áreas se puede cementar una TR para aislar una zona de pérdida de circulación severa mientras que en otras puede colocarse para evitar problemas de pegadura de TP. En pozos profundos el objetivo primario es aislar las zonas de presión de formación anormal y formaciones salinas.

La selección de profundidades de asentamiento con la finalidad de aislar zonas de presión de formación anormal requiere e conocimiento de los gradientes de presión de formación y de fractura de las formaciones a perforar.

#### V.1.1 TR para la sección intermedia del pozo

El objetivo primordial que se busca alcanzar al colocar la TR intermedia es controlar las presiones de formación sin que la presión de la columna hidrostática fracture las formaciones someras. Una vez que las profundidades de asentamiento han sido establecidas es necesario revisar la presión diferencial a lo largo de toda la tubería para prevenir una pegadura al momento de perforar o de colocar la TR.

Al determinar las profundidades de asentamiento es práctica común emplear factores de seguridad en los gradientes de Geopresión de entre 4 y 7.5 g/cc (0.48 y 0.9 Lb/gal) de peso específico en la densidad de lodo equivalente.

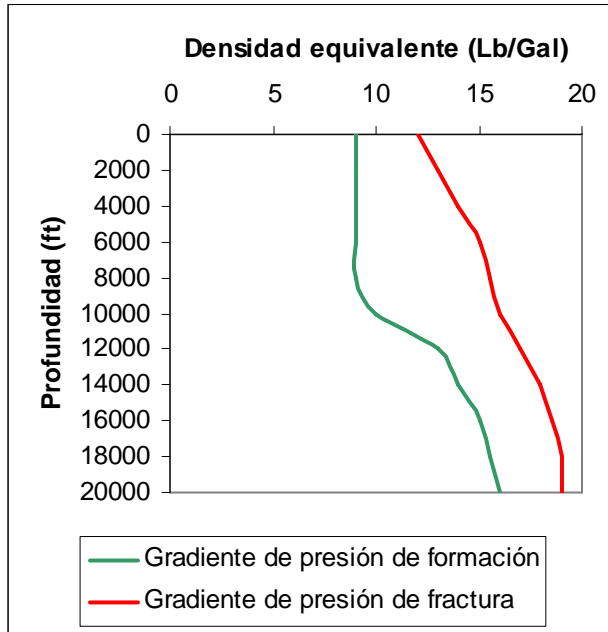


Fig. 5.1. Gradiante típico de Geopresiones.

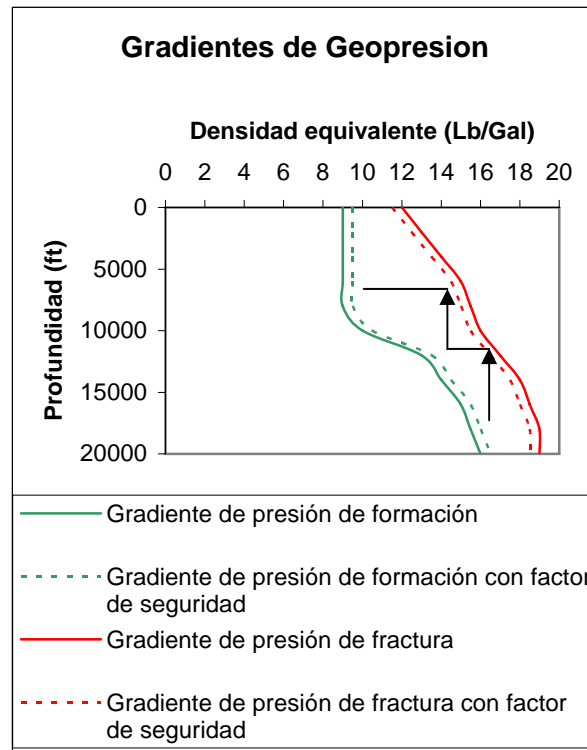


Fig. 5.2. Establecimiento de las profundidades de asentamiento.

El siguiente paso es revisar las posibles pegaduras de tubería. Cuando se coloca una TR las pegaduras tienden a ocurrir en las zonas de transición de presión de formación normal a presión de formación anormal. En las zonas de presión normal la presión diferencial debe estar dentro del rango de 140600 y 161690  $\frac{g}{cm^2}$  (2000 y 2300 PSI), en las zonas de presión anormal el rango de tolerancia es de entre 210900 y 231990  $\frac{g}{cm^2}$  (3000 y 3300 PSI). En caso de encontrar presiones diferenciales fuera de rango es necesario modificar la profundidad de asentamiento de la TR. La ecuación empleada para calcular la presión diferencial en una zona que pasa de presión de formación normal a presión de formación anormal es:

$$P_{dif} = D_{pfn} (\gamma_{fpfa} - P_{fn}) \quad (5.1)$$

Donde:

$$P_{dif} = \text{Presión Diferencial} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\gamma_{fpfa} = \text{Densidad del lodo al final de la zona de presión de formación anormal} \left[ \frac{g}{cm^3} \right]$$

$$D_{pfn} = \text{Profundidad a la que termina la presión de formación normal} [cm]$$

$$P_{fn} = \text{Presión de formación normal en } D_{pfn} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

Si la presión diferencial excede el límite señalado entonces con el objetivo de evitar una pegadura se debe corregir la profundidad de asentamiento de la TR intermedia a una más somera.

### V.1.2 TR superficial

La zapata de la TR superficial puede estar sometida a presiones altas de la columna hidrostática debido a que se busca controlar la presión de formación de las secciones más profundas del pozo con elevadas densidades en el lodo y de este modo se puede llegar a fracturar la formación que se encuentra bajo la zapata de la TR superficial aún sin revestir.

De este modo se hace necesario calcular la presión del efecto de brote bajo la zapata de la TR superficial y es preciso verificar que no sea mayor a la presión de fractura en el mismo punto.



$$Eb = G_{pf} D_i - G_{pf} (D_i - D_s) \quad (5.2)$$

Donde:

$D_s =$  Profundidad de la TR superficial (cm)

$D_i =$  Profundidad de la TR intermedia (cm)

$G_{pf} =$  Gradiente de presión de formación  $\left( \frac{g/cm^2}{cm} \right)$

$Eb =$  Efecto de brote  $\left( \frac{g}{cm^2} \right)$

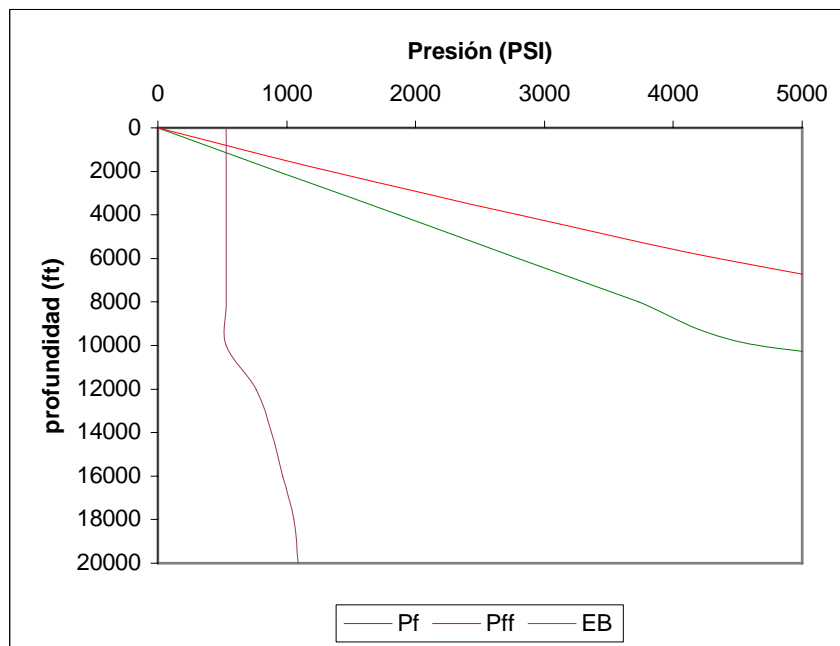


Fig. 5.3. Efecto de Brote típico.

Si la línea de efecto de brote interseca a la de presión de fractura a una profundidad igual o mayor a la que se piensa cementar la TR superficial entonces habrá que corregir la profundidad de asentamiento de la TR superficial a una mas profunda. En ocasiones las regulaciones gubernamentales indican que se debe colocar esta TR entre los 2000 y 5000 ft para proteger los acuíferos.

### V.1.3 TR conductora

La selección de la TR anterior a la superficial generalmente se define por los problemas durante la perforación y la protección de los acuíferos en profundidades someras. Generalmente se encuentran zonas de pérdida de circulación severa en el intervalo de 100 a 1000 ft y ese problema se resuelve recubriendo esas formaciones débiles con una tubería conductora. Esta TR también protege las formaciones no consolidadas y aísla bolsas de gas en profundidades someras.

### V.1.4 TR de producción

El tamaño del aparejo de producción juega un rol vital en la conducción de los hidrocarburos a la superficie de forma rentable. La TP de diámetros estrechos reduce considerablemente los volúmenes de producción debido a las altas pérdidas de presión que se registran debido a la fricción. Del mismo modo las terminaciones y reparaciones se vuelven complicadas y costosas, por ese motivo siempre son preferibles los diámetros amplios de TR de explotación y de aparejo de producción.

## V.2 Diámetros de TR en la sarta

La selección de los diámetros de TR generalmente está controlada por 3 factores:

- a) Diámetro del aparejo de producción
- b) Número de secciones de TR necesarias para alcanzar el objetivo
- c) Condiciones de perforación

La selección de las profundidades de asentamiento de las TRS por debajo de la TR intermedia depende principalmente del gradiente de fractura de las formaciones.

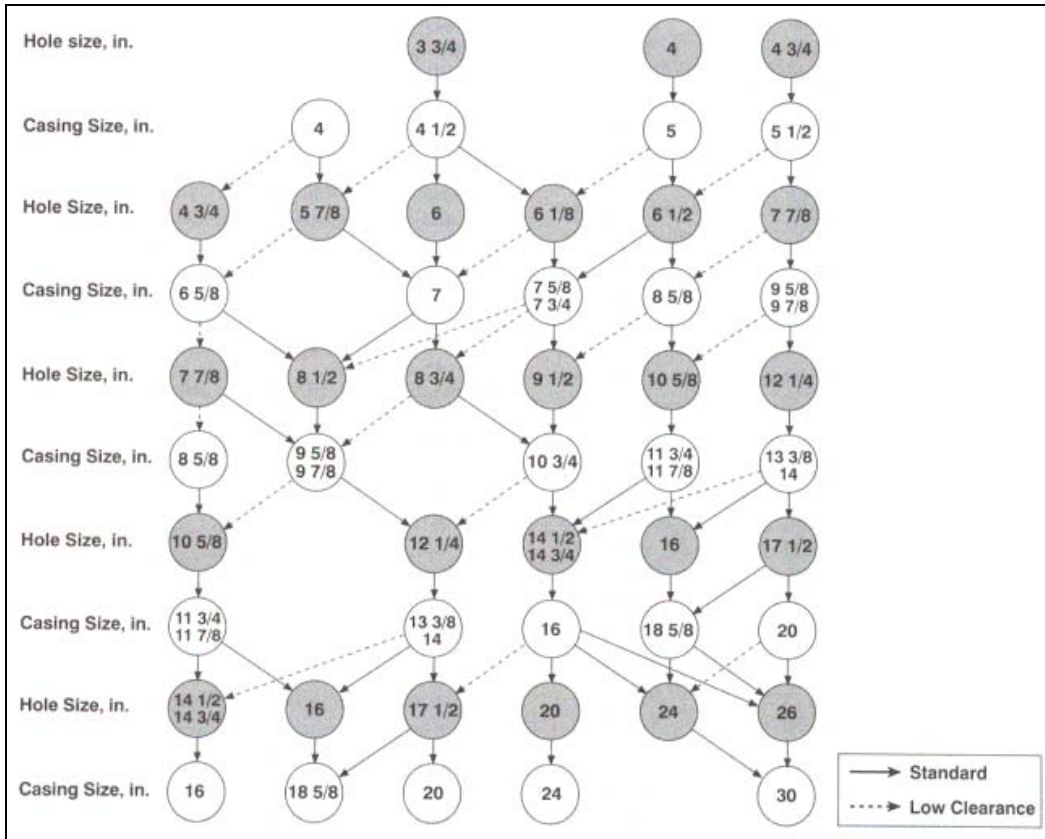


Fig. 5.4. Secuencia de diámetros de barrena y de TR. (3)

### V.3 Diseño de TR superficial

La TR superficial es cementada a una profundidad de 5000 pies y cementada de la zapata hasta la superficie. En la medida en que la TR es cementada hasta la superficie se evita el pandeo.

#### V.3.1 Presión de colapso

La presión de colapso se origina por la diferencia de presión que hay entre la superficie y la zapata de la TR a través del espacio anular. Las presiones de colapso más severas se encuentran si la TR se corre vacía o si se encuentran zonas de pérdida de circulación durante la perforación del siguiente intervalo.

En profundidades someras las pérdidas de circulación son bastante comunes, si la pérdida de circulación es completa (evacuación total) entonces la presión en el interior de la TR es cero.

A profundidades mayores nunca se ha registrado una evacuación total. El fluido de perforación baja se estabiliza a un nivel en el que la presión hidrostática se equilibra con la presión de formación de la zona de pérdida de circulación.

La TR superficial generalmente se cementa hasta la superficie por diversas razones, la más importante es que consolida las formaciones débiles y someras. El respaldo de cemento en la parte externa de la TR eleva la resistencia de ésta al colapso hasta en un 23%. Algunos diseñadores ignoran el efecto beneficioso del cemento y asumen que en el exterior de la TR solo hay fluido de perforación, esto para obtener un margen de seguridad adicional.

En términos generales las suposiciones que se hacen son:

- 1) La densidad del fluido de perforación se mantiene constante antes y después de correr la TR
- 2) La TR está completamente vacía
- 3) El factor de seguridad es de 0.85

$$\text{Presión de colapso en la superficie } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

$$\text{Presión de colapso en la zapata } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = \text{Presión externa-presión interna}$$

$$\text{Presión de colapso en la zapata } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = P_m - 0$$

Donde:

$$P_m = \text{Presión de la columna de fluido. } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right]$$

### V.3.2 Presión de estallido

El diseño para la presión de colapso asume un brote ocasionado por la presión de formación mientras se perfora la siguiente formación. Convencionalmente se considera un brote de gas para reproducir el escenario más severo posible. En profundidades someras se supone que el flujo de gas desplaza la columna de fluido de perforación por completo. En la superficie la presión del fluido es cero, consecuentemente la máxima presión de estallido se registra en la superficie y la mínima en la zapata.

La presión de estallido de la TR se calcula asumiendo que el fluido de perforación en el exterior de la TR pierde calidad en su densidad y que por lo tanto tiene la densidad de agua salada.

Las siguientes suposiciones se hacen en el diseño de TR para la presión de estallido:

- a) La presión de estallido en la zapata es igual a la presión de bombeo
- b) La TR esta llena de gas
- c) En la parte exterior de la TR solo hay agua salada
- d) El factor de seguridad para el estallido es de 1.1  $\left[ \frac{Lb}{Gal} \right]$

Presión de estallido en la zapata  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = \text{Presión de bombeo} - \text{presión externa}$

Presión de estallido en la zapata  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Presión de fractura} + \text{factor de seguridad}) - (\text{Presión de la columna hidrostática de agua salada})$

Presión de estallido en la superficie  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = \text{Presión interna} - \text{presión externa}$

Presión de estallido en la superficie  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Presión de bombeo} - Gpg * D) - (0)$

Donde:  $G_{pg}$  = gradiente de presión del gas = 0.0434  $\left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right]$

Cuando se tiene la información de los extremos de las rectas de las líneas de diseño y de colapso se grafican y se seleccionan las tuberías de revestimiento que cubren las necesidades tanto de colapso como de estallido desde un punto de vista rentable.

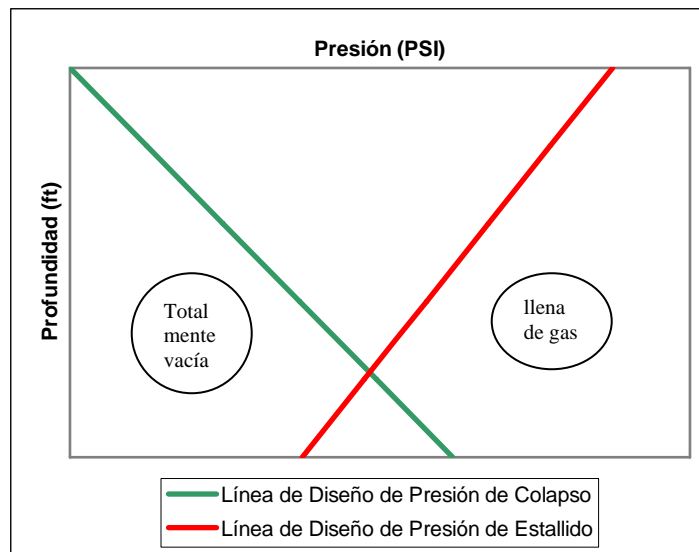


Fig. 5.5. Líneas de diseño para la presión de colapso y estallido de la TR superficial.

### V.3.3 Tensión

Las principales fuerzas de tensión que actúan sobre la TR son: el peso de la tubería, las fuerzas de doblamiento y las fuerzas de tensión acumuladas por cada sección. Para la TR superficial las fuerzas por doblamiento no se toman en cuenta.

Los efectos positivos de la fuerza de flotación en la parte posterior de la tubería han sido ignorados de modo que se considera como punto neutral la zapata.

Para el cálculo del esfuerzo de tensión se sugiere el llenado de una tabla:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Profundidad del intervalo (cm)	Grado y peso (g/cm)	Peso de flotación de la sección (g)	Peso de flotación acumulado (g)	Fuerzas de tensión acumuladas (g)	Tensión Total (g)	Factor de seguridad
		(1)*Wn*BF(=0.856)		$\frac{(W_n * 0.0022) * 3200}{453.6}$	(4)+(5)	$FS = \frac{\sigma_y}{Tensióntotal}$

Donde:

$$W_n = \text{Peso nominal (gf)}$$

$$BF = \text{Factor de boyancia}, FS = \text{Factor de seguridad}$$

$$\sigma_y = \text{Esfuerzo mínimo de cedencia (gf)}$$

#### V.4 Diseño de la TR intermedia

La TR intermedia es cementada parcialmente hasta la zapata. El diseño de esta TR es similar al diseño de la TR superficial excepto que algunas de las condiciones de diseño son en extremo severas. Los requerimientos de diseño deben satisfacer las necesidades a los problemas de pérdida de circulación, presión anormal y presiones diferenciales. Del mismo modo debido a que es una TR parcialmente cementada es necesario incluir el efecto de pandeo en los cálculos de diseño. Todos estos requerimientos elevan el costo de la TR intermedia.

Bajo la TR intermedia se coloca un liner lo cual hace que la TR intermedia también esté expuesta a las condiciones de perforación bajo el liner. El diseño de las presiones de colapso y estallido consideran al liner como parte integral de la TR intermedia.

##### V.4.1- Presión de colapso:

En el caso de la TR intermedia esta se encuentra sometida a la presión externa del fluido de perforación que se supone es de la máxima densidad que se va a emplear en el intervalo. A diferencia de la TR superficial aquí las pérdidas de circulación no son totales sino que el nivel cae a un punto donde se equilibra con la presión de formación el cual se asume de  $0.2022 \left[ \frac{gf}{cm^2} \right]$ .

El diseño para la presión de colapso hace las siguientes suposiciones:

- 1) La pérdida de circulación ocurre bajo la zapata del liner.
- 2) El nivel del fluido cae de  $h_a$  a  $h_{m_2}$
- 3) El gradiente de presión de formación en la zona de pérdida de circulación es de

$$0.2022 \left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right].$$

$h_{m_2} [cm]$  = Distancia del máximo nivel de fluido a la fractura que genera pérdida de circulación.

Donde  $h_a [cm]$  = Distancia de la superficie al máximo nivel de fluido.

$$\text{Presión de colapso en la superficie } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

$$\text{Presión de colapso en la zapata de la TR } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = \text{Presión externa} - \text{presión interna}$$

$$\text{Presión de colapso en } h_a \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Densidad del lodo en } h_a * h_a) - (0)$$

$$\text{Presión de colapso en la zapata de la TR } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Densidad del lodo en la zapata de la TR} * h_{tr}) - (\text{Densidad del lodo a la profundidad del liner} * h_{m_1})$$

Donde:

$h_{m_1} [cm]$  = Distancia entre la zapata de la TR y la parte superior de la columna de fluido.

$h_{m_1} [cm]$  = Profundidad de la zapata del liner -  $h_a$

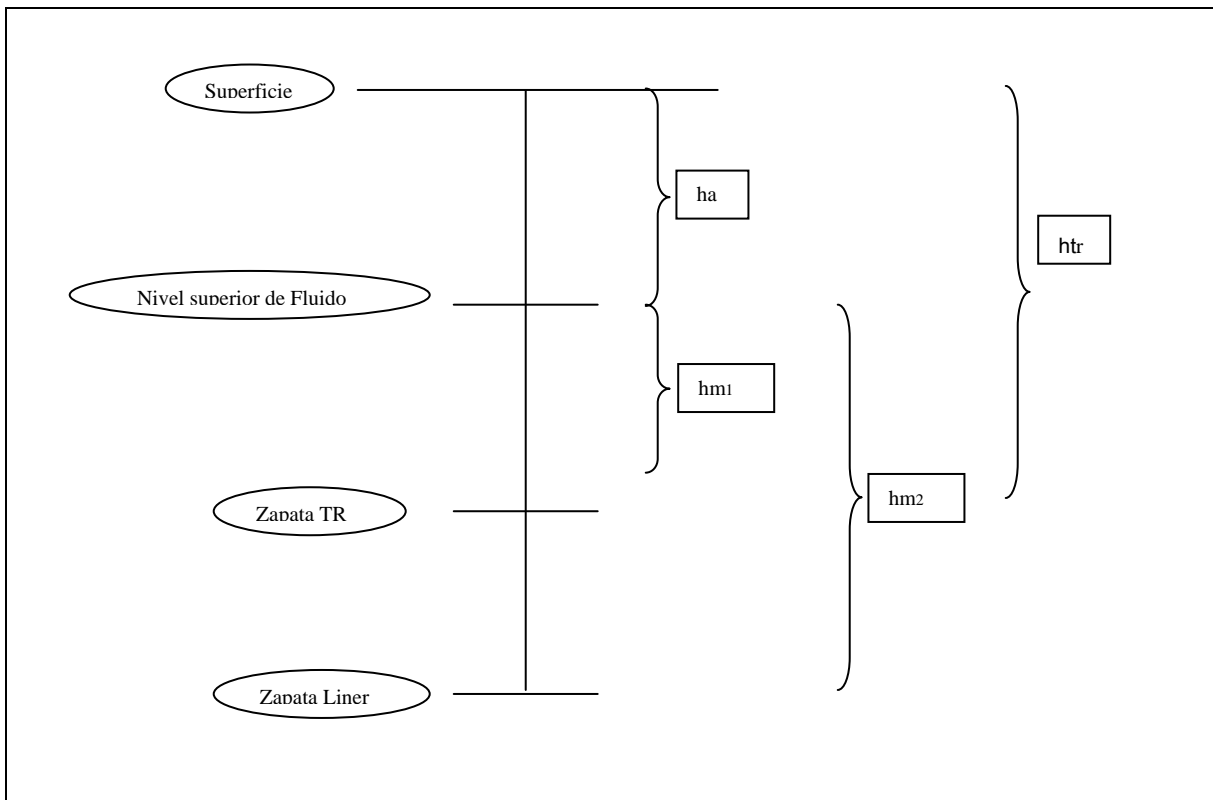


$hm_2 [cm]$ = Presión de formación / densidad del lodo a la profundidad de la zapata del liner.

$ha [cm]$ = Profundidad de la zapata del liner –  $hm_2$

En otras palabras:

$hm_1 [cm]$ = Profundidad de la zapata del liner – (profundidad de la zapata del liner – [presión de formación en la zapata del liner / densidad del lodo en la zapata del liner])



**Fig. 5.6.** Posición de las profundidades de referencia en el pozo. [cm]

#### V.4.2 Presión de estallido

El diseño de la TR intermedia para el colapso está basado en la suposición de que ocurra un brote de gas. Uno debe evitar diseñar TRS que tengan mayor resistencia a la presión que el equipo superficial (preventores, estranguladores, diverters) por que el equipo superficial se supone debe

resistir cualquier tipo de descontrol en el pozo. De este modo la presión de estallido del equipo subsuperficial generalmente se ajusta a la presión de operación del equipo superficial que puede ser de 5000, 10000, 15000 y 20000 PSI. La posición relativa del gas también es importante pues el gas que entra por la parte inferior es más demandante con la tubería que el gas que entra por la parte superior.

Al diseñar la TR intermedia se hacen las siguientes suposiciones:

- 1) La TR está parcialmente llena de gas
- 2) El gas entra por la parte inferior de la tubería
- 3) La presión de operación del equipo superficial es de 5000 PSI =  $351535 \left[ \frac{gf}{cm^2} \right]$

Entonces:

$$\text{Presión de estallido en la superficie} = 351535 \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 5000 \text{ PSI}$$

$$\text{Presión de estallido en la zapata de la TR} = \text{Presión interna} - \text{presión externa} \left[ \frac{gf}{cm^2} \right]$$

$$\text{Presión de estallido en la parte baja de la columna de fluido} \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (351535 + (\text{densidad del fluido de perforación a la profundidad de la zapata del liner} * \text{hm})) - (\text{Gpfn} * \text{hm})$$

$$\text{Presión de estallido en la zapata de la TR} \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (351535 + (\text{densidad del fluido de perforación a la profundidad de la zapata del liner} * \text{hm}) + (\text{Gpg} * \text{hgi})) - (\text{Gpfn} * \text{Dzl})$$

Las posiciones relativas del gas (hg) y el fluido (hm) pueden determinarse resolviendo simultáneamente las siguientes ecuaciones:

$$Dzl = hg + hm \quad \text{(a)}$$

$$351535 = \text{Presión de inyección en la zapata del liner} - ((Gpg \cdot hg) + (Gpm \cdot hm)) \quad \text{(b)}$$

Donde:

Dzl [cm] = Profundidad de la zapata del liner

hg [cm] = Altura de la columna de gas

hm [cm] = Altura de la columna de fluido

Presión de inyección en la zapata del liner  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = Pff$

Gpg  $\left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del gas}$

Gpm  $\left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del fluido}$

Longitud de la columna de gas medida desde la zapata del liner [cm] = hgi = Dzl – hm

Gpfn  $\left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión de formación normal.}$

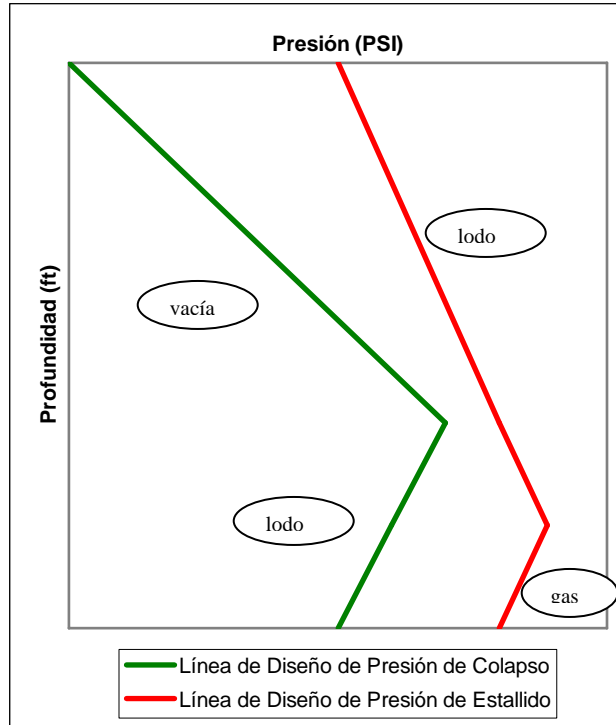


Fig. 5.7. Líneas características de diseño de presión de colapso y estallido para la TR intermedia.

### V.4.3 Tensión

El cálculo de la tensión es muy similar al de la TR superficial, solo que el sitio (6) lo ocupan las fuerzas de tensión ocasionadas por el doblamiento:

<b>(6)</b>
Tensión por doblamiento En cada sección (g)
$0.75 * OD * W_n * \Theta$

Donde:  $\Theta$  = ángulo de doblamiento (menor a 3 grados para evitar las patas de perro)

Es importante señalar que se debe calcular la tensión acumulada de todas las TRS con sus respectivas secciones (intermedia, superficial y conductora). El factor de seguridad de cada sección debe ser superior a 2, de lo contrario puede incurrir en una falla.

**V.5 Diseño del liner de perforación**

El liner de perforación y se cementa desde la zapata hasta la parte superior teniendo un traslape de 600 pies con la TR, el diseño para la presión de colapso y estallido aplica las mismas suposiciones que el diseño de la TR intermedia.

**V.5.1- Presión de colapso:**

Presión de colapso en el liner = Presión externa – presión interna

$$\text{Presión de colapso en la parte superior del liner } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (Gpmsl * hsl) - (Gpmil * (hsl - ha))$$

Donde:

$$Gpmsl \left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del lodo en la parte superior del liner}$$

$hsl [cm]$  = Profundidad de la parte superior del liner

$$Gpmil \left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del lodo en la parte inferior del liner}$$

$hil [cm]$  = profundidad de la parte inferior del liner

$$\text{Presión de colapso en la parte inferior del liner } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (Gpmsl * hil) - (Gpmil * hm_2)$$

**V.5.2 Presión de estallido**

Presión de estallido en la parte superior del liner = Presión interna – presión externa.

$$\text{Presión de estallido en la parte superior del liner } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (351535 + (Gpmil * hm) + Gpg * (hsl - hm)) - (Gpsw * hsl)$$

Donde:

$$G_{pg} \left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del gas}$$

$$G_{psw} \left[ \frac{gf/cm^2}{cm} \right] = \text{Gradiente de presión del agua salada}$$

Presión de estallido en la parte inferior del liner  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = P_{ff} - \text{presión de la columna hidrostática de agua salada}$

### V.5.3- Tensión:

Se utiliza un análisis de la tensión idéntico al de la TR superficial y aplicado solo al liner, es decir no se toma en cuenta la tensión de las otras TRS.

## V.6 Diseño de la TR de producción

La TR de producción es cementada parcialmente en la zapata

### V.6.1 Presión de colapso

El diseño de colapso está basado en la premisa de que el pozo se encuentra en su última fase de explotación y que el yacimiento ha llegado a una presión cercana a la de abandono. En esta fase de la explotación cualquier fuga de fluido puede originar la pérdida total del fluido que se encuentra entre la TP y la TR por daño a los empacadores.

Para el diseño de la TR de producción se hacen las siguientes suposiciones:

- 1) La TR se considera vacía
- 2) La densidad del fluido en el exterior de la TR es el mismo que el fluido que se empleó cuando se asentó la TR
- 3) El efecto benéfico del respaldo del cemento es ignorado

De acuerdo a las suposiciones mencionadas la presión de colapso se calcula del siguiente modo:

$$\text{Presión de colapso en la superficie } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

Presión de colapso en la zapata de la TR = Presión externa – presión interna

$$\text{Presión de colapso en la zapata de la TR } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Densidad del fluido de perforación en la zapata} * \text{profundidad de la zapata})$$

### V.6.2 Presión de estallido

En la mayoría de los casos la producción de los hidrocarburos es vía TP (tubería de producción) por lo que en condiciones ideales solo la sección de TR que está sobre la zapata estaría sujeta a una presión de estallido, de cualquier forma la TR debe ser capaz de soportar la presión de estallido si la TP falla y el diseño al igual que en los casos anteriores se hace en el peor escenario posible.

Para el diseño de la presión de colapso se realizan las siguientes suposiciones:

- 1) La presión en el fondo del pozo es igual a la presión de formación en el mismo punto y el fluido producido es gas
- 2) La TP tiene fugas de gas
- 3) La densidad del fluido entre la TP y la TR es igual a la del fluido de perforación que se empleó cuando se asentó la TR
- 4) La densidad del fluido en el exterior de la TR es igual a la de un lodo deteriorado, es decir muy similar a la del agua salada.

Con base en las suposiciones anteriores el diseño para la presión de colapso se muestra a continuación:

Presión de estallido = Presión interna – presión externa

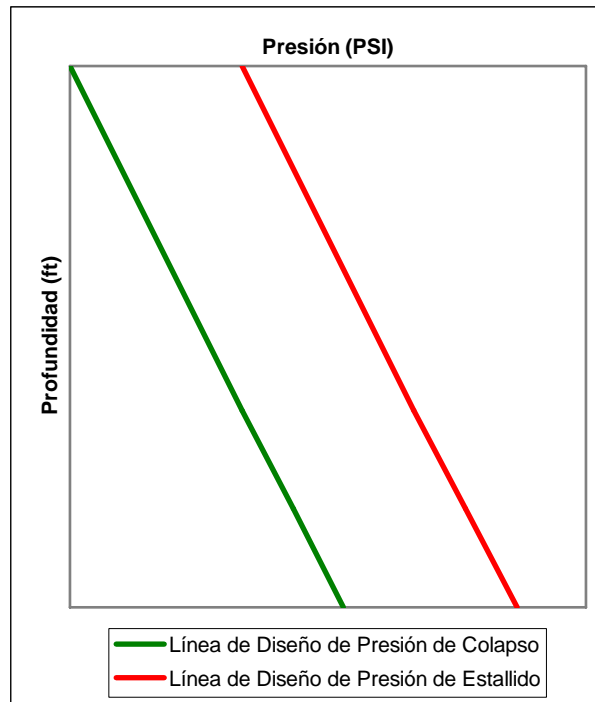
Presión de estallido en la superficie  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Presión de formación en el fondo del pozo} - \text{presión de la columna de gas sobre el fondo del pozo}) - (0)$

Presión de estallido en la zapata  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Presión de la columna hidrostática de fluido de perforación} + \text{presión de estallido en la superficie}) - (\text{presión de la columna hidrostática de agua salada})$



### V.6.3 Tensión

El análisis de la tensión es idéntico al análisis que se realiza a la TR superficial solo con la consideración de que se hace sólo para la TR de producción y a todas sus secciones.



**Fig. 5.7:** Líneas de diseño para las presiones de colapso y estallido de la TR de producción. (2)

### V.7 Diseño de la TR conductora

Esta TR se cementa desde la zapata hasta la superficie, además de diseñarse para el colapso, el estallido y la tensión debe considerarse también la compresión por que soporta el peso de otras TRS.

### V.7.1 Presión de colapso

El diseño para la presión de colapso hace las siguientes suposiciones:

- 1) Se tiene una pérdida total de fluido en el interior de la tubería
- 2) La densidad del fluido en el exterior de la tubería es igual al del fluido que había en el pozo cuando se corrió la TR

$$\text{Presión de colapso en la superficie } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

$$\text{Presión de colapso en la zapata } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = (\text{Presión hidrostática del lodo a la profundidad de la zapata}) - (0)$$

### 5.7.2 Presión de estallido

Al calcular la presión de estallido se asume que no existe gas en profundidades someras y que se tiene un brote de agua salada al perforar el siguiente intervalo. Al hacer el diseño por la presión de estallido se hacen las siguientes consideraciones:

- 1) la TR se llena de agua salada
- 2) en el exterior de la TR también existe agua salada
- 3)

$$\text{Presión de estallido en la superficie } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

Presión de estallido en la zapata = presión interna – presión externa

Presión de estallido en la zapata  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = [(\text{presión de formación en la zapata de la TR superficial}) - \text{presión hidrostática de la columna de agua salada entre la zapata de la TR conductora y la}$

zapata de la TR superficial)] – [presión hidrostática del agua salada de la superficie a la zapata de la TR conductora]

$$\text{Presión de estallido en la zapata } \left[ \frac{gf}{cm^2} \right] = 0$$

### V.7.3 Compresión

Al analizar la compresión de la TR conductora se asume que la resistencia a la tensión es igual a la resistencia a la compresión. Se busca encontrar un factor de seguridad de al menos 1.1

Esfuerzo compresivo  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]$  = Esfuerzo de flotación acumulado de la TR superficial + esfuerzo de flotación acumulado de la TR intermedia + esfuerzo de flotación acumulado del liner + esfuerzo de flotación acumulado de la TR de producción.

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\sigma_y \text{ de la TR conductora}}{\text{Esfuerzo compresivo}}$$

## VI CORROSIÓN

En las etapas de perforación, terminación y durante la vida productiva del pozo, los flujos de los hidrocarburos en la mayoría de los casos vienen acompañados de ácido sulfhídrico y/o bióxido de carbono, especialmente en los campos que se ubican en el sureste de la república mexicana, estos compuestos pueden estar presentes en pequeñas o altas concentraciones. <sup>(10)</sup>

En este capítulo tratará de la selección adecuada de las tuberías de revestimiento, que deberán de ser capaces de soportar estas condiciones.

Existen diferentes tipos de corrosión. Sin embargo, se hará énfasis en las comúnmente observadas en tuberías usadas para la perforación y terminación de pozos, así como para la conducción de fluidos, las cuales son:

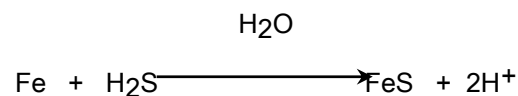
- a) Corrosión por ácido sulfhídrico (amarga)
- b) Corrosión por bióxido de carbono (dulce)

Estas presentan mecanismos químicos mecánicos diferentes y la forma de solución es distinta.

En términos generales la corrosión representa un costo importante para la industria, ya que se calcula que cada pocos segundos se disuelven 5 toneladas de acero en el mundo, En general, se calcula que su costo económico no es inferior al 2% del producto interno bruto.

### VI.1 Reacción química del H<sub>2</sub>S

El ataque a la tubería por la presencia del ácido sulfhídrico disuelto, es conocido como corrosión amarga. La reacción química es la siguiente:



El sulfuro de hierro que se produce de la reacción química, es el que se adhiere a la superficie del acero en forma de polvo negro o escama.

### VI.1.1 Fenómeno de la corrosión

El ácido sulfhídrico reacciona con el agua bajo condiciones de presión y temperatura especiales, las cuales generan la disociación de átomos de hidrógeno. Una vez separado el hidrógeno al nivel atómico, éste se introduce en el acero, iniciando su difusión a través del espesor del cuerpo del tubo.

La difusión del hidrógeno atómico puede continuar si no existe algo que lo detenga. En el acero se encuentran inclusiones no metálicas, tales como el sulfuro de manganeso (MnS), silicatos (SiO<sub>3</sub>)<sup>-2</sup> ó alumina (AL<sub>2</sub>O<sub>3</sub>); por lo que el hidrógeno atómico se detiene, y empieza a acumularse.

El hidrógeno molecular va aumentando de presión en los espacios intercristalinos del acero, dando origen a fisuras también intercristalinas.

Las fisuras intercristalinas se propagan uniéndose con otras generadas, originando fisuras escalonadas. Finalmente la separación del acero es por planos.

## VI.2 Antecedentes sobre corrosión por CO<sub>2</sub>

El ataque a la tubería por la presencia del bióxido de carbono es conocido como corrosión dulce. El primer caso histórico a nivel mundial de este problema está ubicado un pozo de gas en Texas, EUA, en 1947. Desde entonces se tiene un registro estadístico de que un pozo de cada cinco, tienen problemas con este tipo de corrosión, y se presenta en pozos de aceite, gas, y gas y condensado.

### VI.2.1 Reacción química del CO<sub>2</sub>

El bióxido de carbono está en una solubilidad equilibrada con el agua y los hidrocarburos. La concentración del CO<sub>2</sub> en el agua está determinada por la presión parcial del gas en contacto con el agua de formación. La reacción química por presencia del CO<sub>2</sub> es:



### VI.2.2 Fenómeno de la corrosión por CO<sub>2</sub>

La corrosión por efecto del bióxido de carbono ocurre cuando se presenta el mojamiento del acero por el agua de formación; es decir, cuando se incrementa el porcentaje, se espera que la posibilidad de corrosión se incremente. De tal manera que la composición química del agua representa un papel importante en este efecto corrosivo.

Cuando en el flujo de hidrocarburos del pozo se presenta la combinación de los compuestos del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, hacen que el efecto sea más corrosivo sobre el acero.

### VI.3 Factores que influyen en la corrosión

- a) Resistencia o dureza de la tubería.
- b) Limpieza del acero. (inclusiones y segregación central)
- c) Intensidad de esfuerzos aplicados.
- d) Concentración del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono.
- e) Ph de la solución. (Fluidos utilizados ó agua de la formación)
- f) Temperatura.
- g) Presiones parciales del H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

#### VI.3.1 Resistencia o dureza de la tubería

Investigaciones recientes han demostrado que aceros con esfuerzos de cedencia del orden de 90,000 PSI, son inmunes a los ambientes corrosivos.

### VI.3.2 Limpieza del acero

En el proceso de fabricación de la tubería sin costura, se utiliza un tratamiento basado en calcio y silicio, los cuales atrapan las inclusiones no metálicas (principalmente sulfuro de manganeso). De este modo las inclusiones toman una forma esférica tipo globular que impide la acumulación de hidrógeno.

La limpieza del acero es importante para lograr una homogeneidad microestructural, que se refleja en la consistencia de las propiedades mecánicas y en el aumento de la vida útil de la tubería en ambientes corrosivos.

Durante la solidificación del acero, algunos elementos químicos, tales como: S, P, Mn, Cr, tienden a concentrarse en el centro del material, para luego precipitarse y formar una zona más dura. Este fenómeno es denominado segregación central.

La zona de segregación central es de menor limpieza, pero durante el perforado y laminado de los bloques macizos para hacer el tubo, esta zona se redistribuye dando lugar a un material más homogéneo. En parte es por eso que el desempeño de la tubería sin costura es superior a tubos fabricados bajo otros sistemas para trabajar en ambientes amargos.

### VI.3.3 Ph del agua de formación

La función del pH es logarítmica  $pH = -\log(H^+)$ .

En una solución con un pH de 6, 5 y 4, ésta es más ácida entre 10, 100 y 1000 veces con respecto a un pH de 7.

En algunas intervenciones en los pozos se han utilizado fluidos ácidos como el (HCl) con un  $pH=1$ , para la limpieza de los intervalos, especialmente en formaciones carbonatadas. El manejo de estos productos deberá hacerse adecuadamente, puesto que algunas secciones de tuberías de revestimiento, producción, líneas de descarga y de conducción pudieran quedar contaminadas con estos productos, causando un daño severo a estas.

La solubilidad del  $FeCO_3$  decrece y hace que el pH aumente tendiendo a un valor neutro, efecto que protege a las tuberías.

#### VI.3.4 Temperatura

La norma NACE TM0177 recomienda por estudios de laboratorio que la corrosión por presencia del H<sub>2</sub>S se inicia a temperaturas cercanas a los 65 °C. Al incrementarse la temperatura, el fenómeno corrosivo reduce su intensidad debido a que se disminuye tanto la solubilidad del H<sub>2</sub>S en el agua de formación como la velocidad de reacción provocada por el ingreso del hidrógeno a la red metálica. Asimismo, la solubilidad del FeCO<sub>3</sub> decrece al incrementarse la temperatura.

Sin embargo, Neal Adams, recomienda que para evitar problemas de corrosión por efecto del H<sub>2</sub>S, se considere, los diseños de tuberías, hasta un rango de temperatura de 93 °C.

En México se tiene la experiencia de campo que registra el rompimiento de un aparejo de producción por efecto del H<sub>2</sub>S, a una temperatura cercana a los 100 °C.

El máximo ritmo de corrosión por efecto del CO<sub>2</sub> se presenta en el rango de temperaturas de 70 a 80 °C. Para temperaturas menores, la solubilidad del FeCO<sub>3</sub> con el agua de formación decrece, haciéndose cristalina y tiende a protegerla.

#### VI.3.5 Presiones parciales

Pueden obtenerse valores elevados de presiones parciales y por lo tanto, esperar altos niveles de corrosión y el usuario puede seleccionar un material especial. Sin embargo, la producción de agua puede ser baja con un pH neutro, entonces la corrosión será baja o nula.

Por el contrario, un pH ácido del agua de formación puede causar altos niveles de corrosión, aun cuando las presiones parciales sean bajas.

Por lo que una recomendación, antes de seleccionar el material, es conocer el pH y el porcentaje de Cl<sup>-</sup> del agua de formación, así como su temperatura durante los diferentes eventos.

Presión Parcial por H<sub>2</sub>S = (Presión en el pozo) \* (% mol de H<sub>2</sub>S)

Presión Parcial por CO<sub>2</sub> = (Presión en el pozo) \* (% mol de CO<sub>2</sub>)



	Presiones Parciales	Corrosión esperada
CO <sub>2</sub>	Mayores o iguales a 30 psi	Alta
	Entre 3 a 30 psi	Media
	Menores a 3 psi	No se presenta
H <sub>2</sub> S	Mayores a 1.5 psi	Alta
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media
	Menores a 0.05 psi	No se presenta

**Tabla 6.1.** Relación entre la corrosión y las presiones parciales de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

#### VI.4 Concentración de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en diversos pozos de México

Pozo	H <sub>2</sub> S (ppm)	CO <sub>2</sub> (ppm)
Bellota 118	84,400	39,500
Chinchorro 1	69,300	45,600
Chipilin 3	64,800	39,200
Palangre 1	57,600	28,900
Costero 1	62,200	51,300
Chirimoyo 3	78,600	65,400
Chirimoyo 11	87,500	56,100
Garambullo 1	61,800	231,200
Carmito 11	8,600	752,400
Campo Cantarell (promedio)	26,000	29,000
Kix 1	73,914	23,000
Citam 101	35,000	29,000

**Tabla 6.2.** Concentraciones de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en diversos pozos de México.

## VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ De entre los métodos de obtención indirecta de la presión de formación presentados se recomienda usar el método de Eaton por que es el que proporciona los resultados mas apegados a la realidad.
- ✓ El método de obtención indirecta de la presión de fractura aplicable a cualquier región geológica es el método de Eaton.
- ✓ Se debe tener cuidado con utilizar solamente los datos de los registros geofísicos en las lutitas limpias, de lo contrario se pueden obtener tendencias distorsionadas.
- ✓ En todo trabajo de perforación se debe calcular la presión de formación por métodos directos para calibrar el gradiente obtenido por métodos indirectos, es deseable también obtener la presión de goteo y la presión de fractura después de cementar cada TR.
- ✓ Es recomendable identificar las formaciones almacenadoras de gas para evitar brotes a causa de la presión diferencial.
- ✓ El personal de perforación debe estar atento durante todo el proceso puesto que se puede presentar un descontrol repentino debido a los efectos de migración de fluidos
- ✓ La selección de TRS en un asentamiento debe de ser la más económica posible pero sin comprometer la seguridad del personal y el equipo
- ✓ Siempre es preferible llegar a la zona productora con diámetros de TR amplios
- ✓ Se debe de tener cuidado cuando se emplean diámetros estrechos para la perforación a través de las TRS, se puede ocasionar una pegadura.
- ✓ Por motivos de eficiencia no se recomienda utilizar más de 3 secciones de tubería diferente para cada diámetro de TR asentada.
- ✓ Elaborar un análisis de todos los factores que influyen en la corrosión de la TR para cada pozo.

**NOMENCLATURA**

$A_s =$  Area transversal  $[cm^2]$

$a_5 =$  Exponente de peso sobre la barrena [adi mensional]

$A, B, C, F, G =$  Parametros empiricos del metodo API para la resistencia al colapso

$c_e =$  Compresibilidad efectiva  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]^{-1}$

$c_o =$  Compresibilidad del aceite  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]^{-1}$

$c_s =$  Compresibilidad de los sólidos  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]^{-1}$

$c_w =$  Compresibilidad del agua  $\left[ \frac{gf}{cm^2} \right]^{-1}$

$d =$  Exponente de perforabilidad [Unidades d]

$D =$  Profundidad de interés desde la superficie terrestre o suelo marino [cm]

$D =$  Profundidad [cm]

$dc =$  Exponente de perforabilidad modificado [Unidades d]

$dc_n =$  Exponente de perforabilidad modificado normal [Unidades d]

$D_b =$  Diámetro de la barrena [cm]

$D_n =$  Profundidad normal [cm]

$\frac{dp}{dv} =$  Pendiente de la línea de volumen anticipado  $\left[ \frac{\frac{g}{cm^2}}{cm^3} \right]$

$D_s =$  Profundidad de los sedimentos de interés [cm]

$D_T =$  Profundidad total [cm]

$D_w =$  Profundidad del tirante de agua [cm]

$E =$  Módulo de Young  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$E_r =$  Módulo reducido  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$E_t =$  Módulo tangencial  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$F =$  Fuerza [g]

$F_a =$  Fuerza axial [g]

$F_r =$  Fuerza radial [g]

$F_t =$  Fuerza tangencial [g]

$F_{\sigma}$  = Relación de esfuerzo efectivo [fracción]

$f_o$  = Fracción de aceite

$f_s$  = Fracción de sólidos

$f_w$  = Fracción de agua

$GP_f$  = Gradiente de presión de formación  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$   
 $cm$

$h_e$  = Espesor de la formación que contiene al gas [cm]

$h_f$  = Altura de la formación descubierta [cm]

$h_i$  = Espesor de la formación  $i$  [cm]

$h_{pa}$  = Distancia desde la superficie hasta la parte superior de la estructura que contiene al gas [cm]

$I$  = Momento de inercia del tubo [cm]

$ID_{TP}$  = Diámetro interno de la TP [cm]

$ID_{TR}$  = Diámetro interno de la TR [cm]

$IR$  = Radio Interno de la TR [cm]

$IR_{TP}$  = Radio interno de la TP [cm]

$IR_{TR}$  = Radio interno de la TR [cm]

$K$  = Const ante de declinación de la porosidad [cm<sup>-1</sup>]

$K$  = Const ante de proporcionalidad

$K_b$  = Módulo elástico de la roca  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$K_1$  y  $K_2$  = Const antes de la ecuación de Lamé

$\lambda$  = Profundidad medida [cm]

$M$  = Momento de de doblado debido a la deformación [cm - gf]

$M_0$  = Momento de de doblado debido a la deformación en  $O$  [cm - gf]

$M_{p_0}$  = Momento de de doblado debido a la deformación por unidad de longitud [cm - gf]

$N$  = Velocidad de la mesa rotaria  $\left[ \frac{rad}{s} \right]$

$OD_{TP}$  = Diámetro externo de la TP [cm]

$OD$  = Diámetro externo de la TR [cm]

$OR$  = Diametro externo de la TR [cm]

$OR_{TP}$  = Radio externo de la TP [cm]

$p_b$  = Presion de estallido  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$$p_{cc} = P \text{ presión de colapso en rango de cedencia } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$p_{ct} = P \text{ presión de colapso en la zona de transición } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$p_{cp} = P \text{ presión de colapso plástico } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$p_{ce} = P \text{ presión de colapso elástico } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{eg} = P \text{ presión estática del gas } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_f = P \text{ presión de formación } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{fa} = P \text{ presión de formación anormal } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{f(D)} = P \text{ presión de formación a la profundidad de interés } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$p_{cr} = P \text{ presión de colapso del anillo } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{f(Dn)} = P \text{ presión de formación a la profundidad normal } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{fn} = P \text{ presión de formación normal } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{ic} = P \text{ presión de inicio de circulación } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_i = P \text{ presión interna } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{Lo} = P \text{ presión de goteo } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{ff} = P \text{ presión de fractura } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{ff \max} = P \text{ presión máxima de fractura } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$P_{ff \min} = P \text{ presión mínima de fractura } \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$R = \text{Velocidad de penetración} \left[ \frac{\text{cm}}{\text{s}} \right]$$

$$r = \text{radio del anillo} [\text{cm}]$$

$$r = \text{radio donde se presenta el esfuerzo} [\text{cm}]$$

$$r^* = \text{radio del anillo antes de la deformación} [\text{cm}]$$

$$R(\text{sh})a = \text{Resistividad de la tendencia anormal de lutita limpia} [\Omega]$$

$$R_b = \text{Radio de la barrena} [\text{cm}]$$

$$R(\text{sh})n = \text{Resistividad de la tendencia normal de lutita limpia} [\Omega]$$

$$S_1 \text{ y } S_2 = \text{Momentos estaticos} [\text{cm} - \text{gf}]$$

$$t = \text{espesor de la pared de la TR} [\text{cm}]$$

$$V = \text{Volumen de fluido dentro del pozo} [\text{cm}^3]$$

$$W = \text{Peso sobre la barrena} [\text{g}]$$

$$W_n = \text{Peso nominal} \left[ \frac{\text{g}}{\text{cm}} \right]$$

### Caracteres griegos y latinos

$$\Delta P_{fr} = \text{Caida de presión por fricción} \left[ \frac{\text{g}}{\text{cm}^2} \right]$$

$$\Delta t = \text{Tiempo de tránsito} \left[ \frac{\mu\text{s}}{\text{ft}} \right]$$

$$\Delta t_c = \text{Tiempo de tránsito compresional} \left[ \frac{\mu\text{s}}{\text{ft}} \right]$$

$$\Delta t_s = \text{Tiempo de tránsito de corte} \left[ \frac{\mu\text{s}}{\text{ft}} \right]$$

$$\varepsilon = \text{Deformación} [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_a = \text{Deformación axial} [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_r = \text{Deformación radial} [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_t = \text{Deformación tangencial} [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_x = \text{Deformación en el eje } x [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_y = \text{Deformación en el eje } y [\text{adimensional}]$$

$$\varepsilon_z = \text{Deformación en el eje } z [\text{adimensional}]$$

$$\phi = \text{Ángulo de deformación} [\text{Rad}]$$

$$\phi = \text{Porosidad} [\text{fracción}]$$

$$\phi_0 = \text{Porosidad a la profundidad cero} [\text{fracción}]$$

$$\phi_{DT} = \text{Porosidad a la profundidad total} [\text{fracción}]$$

$$\Phi^2 = 1 + \frac{(r^*)^3 P_o}{EI} \text{ Por Definición}$$

$\mu =$  Relación de Poisson [adimensional]

$\rho_b =$  Densidad de la roca  $\left[ \frac{g}{cm^3} \right]$

$\rho_e =$  Densidad equivalente del lodo que circula en la barrena  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_{fl} =$  Densidad del fluido de perforación  $\left[ \frac{g}{cm^3} \right]$

$\rho_{gas} =$  Densidad del gas  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_g =$  Densidad de grano  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_i =$  Densidad de la formación  $i$   $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_{LC} =$  Densidad de lodo necesaria para controlar una Pfa  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_n =$  Densidad del fluido de formación  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\rho_{sw} =$  Densidad del agua salada  $\left[ \frac{g}{cc} \right]$

$\sigma_{0.2} =$  Esfuerzo ténsil necesario para producir una elongación del 0.2% en la longitud del tubo  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_H =$  Esfuerzo horizontal  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_a =$  Esfuerzo axial  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_{min} =$  Esfuerzo matricial menor  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_n =$  Esfuerzo nominal promedio  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_{ob} =$  Esfuerzo de sobrecarga  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_{ob(D)} =$  Esfuerzo de sobrecarga a la profundidad de interés  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_{ob(Dn)} =$  Esfuerzo de sobrecarga a la profundidad normal  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$\sigma_p =$  Limite de proporcionalidad  $\left[ \frac{g}{cm^2} \right]$

$$\sigma_r = \text{Esfuerzo en direccion radial} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_t = \text{Esfuerzo tan gencial} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_y = \text{Esfuerzo en direccion } y \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_y = \text{Esfuerzo de cedencia} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_{ya} = \text{Esfuerzo de cedencia axial} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_u = \text{Ultimo esfuerzo de cedencia} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_z = \text{Esfuerzo en direccion } z \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_Z = \text{Esfuerzo matricial vertical} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_{Z(D)} = \text{Esfuerzo matricial vertical a la profundidad de interés} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\sigma_{Z(D_n)} = \text{Esfuerzo matricial vertical a la profundidad normal} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\xi = \text{Modulo de Young correspondiente a } E_t \text{ en el punto de cedencia} \left[ \frac{g}{cm^2} \right]$$

$$\Delta t = \text{Tiempo de tránsito en la roca} \left[ \frac{\mu s}{ft} \right]$$

$$\Delta t_{fl} = \text{Tiempo de tránsito en el fluido de la roca} \left[ \frac{\mu s}{ft} \right]$$

$$\Delta t_{ma} = \text{Tiempo de tránsito en la matriz de la roca} \left[ \frac{\mu s}{ft} \right]$$

$$\Delta t(Sh)a = \text{Tiempo de tránsito de la tendencia anormal en lutitas limpias} \left[ \frac{\mu s}{ft} \right]$$

$$\Delta t(Sh)n = \text{Tiempo de tránsito de la tendencia normal en lutitas limpias} \left[ \frac{\mu s}{ft} \right]$$



## BIBLIOGRAFÍA

### Libros:

- 1) **Bourgoyne Adam**, *Applied Drilling Engineering*. Editorial: SPE 1986
- 2) **Rahman-Chilingarian**, *Casing Design theory and practice*. Editorial: Elsevier 1995
- 3) **Economides Michael**, *Petroleum Well Construction*. Editorial: Willey 1998
- 4) **Timoshenko S**, *Elementos de resistencia de materiales*. Editorial: Montaner y Simón 1979

### Guías:

- 5) **Bowers Glenn**, *Estado del arte en la estimación de la presión de poro*. Editado por: Knowledge Systems Inc para la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEMEX, traducción del Instituto Mexicano del Petróleo 1999
- 6) **Bowers Glenn**, *Estado del arte en la estimación de la presión de fractura*. Editado por: Knowledge Systems Inc para la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEMEX, traducción del Instituto Mexicano del petróleo 1999
- 7) **Gerencia de Ingeniería PEMEX**, *Guía para la predicción de Geopresiones*. UPMP 1999
- 8) **Gerencia de Ingeniería PEMEX**, *Guía de diseño para el asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento*. UPMP 1999

### Notas:

- 9) **Castillo Tejero Carlos**, *Notas de Geología de Yacimientos Petroleros 1*. UNAM.

### Presentaciones:

- 10) **David Hernández Morales**, *Corrosión en tuberías. Factores a considerar para el diseño y selección de tuberías*. Presentación de Tenaris-Tamsa (Servicios Técnicos Petroleros) en la Facultad de Ingeniería de la UNAM 2003

### Páginas web:

- 11) [http://www.mannesmann-archiv.de/englisch/faq\\_01.html](http://www.mannesmann-archiv.de/englisch/faq_01.html)
- 12) <http://www.tenaris.com>
- 13) <http://www.tenaris.com/en/connections/blue/>
- 14) <http://www.tenaris.com/archivos/documents/2003/532.pdf>
- 15) <http://www.slb.com>

## ANEXOS

Tablas del mínimo rendimiento de las propiedades mecánicas de la tubería de acero sin costura comercial.

Los datos que se muestran en la tabla de la referencia (14) son válidos si los tubos no tienen carga axial ni deformaciones de ninguna índole.

### Factores de conversión

$$BBL * 158983 = cm^3$$

$$\frac{\frac{g}{cm^2}}{cm^3} = 2264.44 \frac{PSI}{BBL}$$

$$\frac{\frac{g}{cm^2}}{cm} = 2.3 \frac{PSI}{ft}$$

$$PSI * 70.3 = \frac{g}{cm^2}$$

$$1[cm] = 0.394[in]$$

$$\frac{g}{cm^2} * 0.0142233 = PSI$$