



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

# APUNTES DE TERMINACIÓN DE POZOS

TESIS PROFESIONAL  
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
LILIA SIMONA GONZÁLEZ MAYA

DIRECTOR DE TESIS: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO.



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA,

2005



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1056

**SRITA. LILIA SIMONA GONZÁLEZ MAYA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Martín Terrazas Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**APUNTES DE TERMINACIÓN DE POZOS**

- I PRINCIPIOS DE TERMINACIÓN DE POZOS**
- II DETERMINACIÓN DE LAS FUERZAS APLICADAS Y SUS EFECTOS A LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN**
- III DISEÑO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN**
- IV ESTIMULACIÓN DE POZOS**
- V ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN**

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

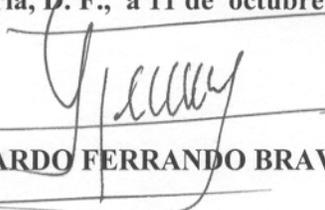
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

**Cd. Universitaria, D. F., a 11 de octubre de 2004**

EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

**GFB\*JAGC\*gtg**  


**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DIVISIÓN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“APUNTES DE TERMINACIÓN DE POZOS”**

Tesis presentada por:

**González Maya Lilia Simona**

Dirigida por:

**Ing. Martín Terrazas Romero.**

**Jurado:**

Presidente: M.I. José Ángel Gómez Cabrera

Vocal: M.I. Martín Terrazas Romero

Secretario: M.C. Jaime Ortiz Ramírez

1er. Suplente: Ing. Martín Carlos Velásquez Franco

2do. Suplente: Ing. Cristina Aviles Alcantara

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature above it. The signatures are: 1. José Ángel Gómez Cabrera (President), 2. Martín Terrazas Romero (Vocal), 3. Jaime Ortiz Ramírez (Secretary), 4. Martín Carlos Velásquez Franco (1st Suplente), and 5. Cristina Aviles Alcantara (2nd Suplente). The signatures are written in black ink and are somewhat stylized.

Ciudad Universitaria, México, D.F.

Febrero del 2005

---

---

*Dios mío, ayúdame a terminar mi carrera, . . .*

*San. Juditas Tadeo no permitas que repruebe el examen ya que tú eres el santo de los casos difíciles, . . .*

*Santo Domingo Savio, a ti me encomiendo ya que eres el santo de los estudiantes, no permitas que nada se interponga en la culminación de mi carrera e ilumíname con un poco de tu sabiduría para que me vaya bien en la escuela. . .*

*Dios mío concédeme la salud y la unión de mi familia ya que son el mayor tesoro. . .*

*En tus manos me pongo, no me desampares, cúbreme en tu manto sagrado y escóndeme en tus llagas, no permitas que él mal se apodere de mí. . .*

*Gracias por escuchar mis oraciones, por darme alegrías, por ser mi consuelo, por acompañarme, por amarme, por protegerme en mi camino, por un día de vida y una noche que soñar, gracias por pertenecerte,. . .*

*Eternamente agradecida, Simona.*

L. S. G. M.

---

---

---

---

*“ ... Concédeme, señor, una buena digestión y, si puedes, algo también que digerir.*

*“... Concédeme la salud del cuerpo, y el buen sentido que se necesita para conservarla. Concédeme también un espíritu sano que sepa escoger lo que es bueno, pero que no se asuste a la vista del pecado, para que pueda poner de nuevo todo en orden.*

*“...Concédeme una mente que nunca sepa lo que es el aburrimiento, y no permitas jamás que me preocupe demasiado de esa criaturilla tan presuntuosa que se llama “yo”.*

*“... Concédeme finalmente, señor, el divino sentido del humor. Dame la gracia de saber reír una broma, a fin de poder disfrutar algo de la vida y ayudar a que también la disfruten los demás. Amén.*

*Santo Tomás Moro    año.1525*

---

---

# **Agradecimientos**

---

---

**Al Ing. José Ángel Gómez Cabrera:**

*Gracias Ingeniero por su valioso interés, apoyo, dedicación, esfuerzo y experiencia enfocados al desarrollo y conclusión de este trabajo; por haberme ayudado a cumplir la meta más grande de mi vida, el ser Ingeniero Petrolero. Mi más sincero agradecimiento.*

**A mi Director de Tesis el Ing. Martín Terrazas Romero:**

*Por el apoyo en la elaboración y conclusión de este proyecto, gracias.*

**A mis Sinodales:**

**M.I. José Ángel Gómez Cabrera**

**M.I. Martín Terrazas Romero**

**M.C. Jaime Ortiz Ramírez**

**Ing. Martín Carlos Velásquez Franco**

**Ing. Cristina Aviles Alcantara**

*Por dedicarme un espacio, darme su tiempo en la realización de éste proyecto, ya que sus consejos y observaciones hicieron que éste trabajo mejorara.*

**A mis Profesores:**

*Que me dirigieron y estuvieron siempre pendientes de mí durante mi formación como profesionista, que compartieron sus conocimientos, experiencias y anécdotas.*

**A LA UNIVERSIDAD.**

*Gracias amada Universidad por recibirme, por darme la oportunidad de superarme en la vida, ya que tú forjas a los mejores profesionista del país, permitiendo que yo sea parte de ese selecto grupo y por respaldar con tu nombre mi profesión.*

*¡¡ Orgullosamente hecha en la U.N.A.M.!!*

**A MI FACULTAD:**

*Por todo el conocimiento que encontré en sus aulas, por todos esos momentos felices; todas aquellas anécdotas que están en mi memoria y son parte de mi vida.*

---

---

## **Agradecimientos**

---

---

### **A DIOS NUESTRO SEÑOR, SAN JUDAS TADEO Y A SANTO DOMINGO SAVIO.**

*Por estar conmigo en los momentos más difíciles de mi vida, en mis angustias, en mi soledad, en mis alegrías, por ayudarme a salir adelante y demostrarme que siempre cuento contigo, con tus Santos y Ángeles que me protegen en todo momento.*

### **A MI MADRE.**

*A ti te debo todo lo que soy, todo lo que tengo; he llegado aquí por tu fuerza de voluntad e infinito amor, te doy las gracias por ser mi madre y mi padre, gracias por tu interés tus cuidados, tus consejos, tu protección, tú me cuidaste en mis enfermedades, siempre has estado en mis alegrías, en mis tristezas y angustias; cuando más me sentía sola y sin fuerzas, inmersa en la gran desesperación, siempre estas allí, con voz enérgica y recia diciéndome -¿Qué necesitas hija?, Cuenta conmigo, ¡¡Aquí esta tú mamá, no estas sola!! -. Gracias por habernos sacado adelante en tu pobreza, padeciendo el hambre de tus hijos, en nuestra decadencia, porque de la nada sacaste a un profesionalista. De corazón gracias madre, siempre en deuda contigo.*

### **A MI PADRE.**

*Al Ing. Héctor González Martínez, en donde quiera que te encuentres te agradezco por casarte con mi madre, ser su esposo, el haberme concebido y darme tu apellido, mírame padre, he aquí tu hija, ha concluido la licenciatura de Ingeniero petrolero por su voluntad; dedico este trabajo en tu memoria. ¡Descansa en paz! ✚*

### **A MI HERMANO HÉCTOR.**

*Hermano eres grande de nobleza, de carácter fuerte, sabio en tus decisiones, gracias por ser mi amigo de la infancia y adolescencia, por apoyarme, por quererme, por estar conmigo en las buenas y en las malas. Te quiero hermanito.*

### **A MI HERMANA YULIANA LOURDES.**

*A mi hermanita, a la más pequeñita de mis niñas, ingenua e inocente, traviesa y alegre, que detrás de sus ojos esconde una gran sabiduría, te doy las gracias por quererme, por tu apoyo, por darme a veces uno que otro jalón de orejas. Te quiero pollito.*

---

---

# **Agradecimientos**

---

---

## **A MI HERMANO CARLOS ALBERTO.**

*Gracias por quererme hermanito, te quiero mucho, eres el bebe de la casa pero el más grandote de todos nosotros, gracias por ser mi amigo y disfrutar la vida. Te quiero mucho hermanito.*

## **A MI HERMANA SANDRA LORENA.**

*Sandra, por compartir nuestra infancia, gracias; te deseo lo mejor y que encuentres lo que anhelas.*

## **A MI FAMILIA.**

*Gracias familia por estar unida, por no enojarnos entre nosotros, por estar alegres y no temer a la adversidad, siempre apoyándonos y caminar hombro con hombro, gracias por que cada uno se cuida, y el que se cuida, cuida a la familia.*

## **ABUELITA REYNALDA ORTEGA.**

*Gracias abuelita por querer mucho a mi mamá, salvarla de todos los infortunios, darle educación e inculcarle esos valores que nos transmitió a nosotros. Sigue cuidando de ella y de nosotros. Descansa en paz donde quiera que te encuentres. ✚*

## **A MIS AMIGOS DEL ANEXO DE INGENIERÍA.**

*Les doy las gracias a ustedes que me brindaron su amistad sincera e incondicional en los momentos más duros, han estado presentes, me han apoyado, de todo corazón gracias por estar conmigo en las buenas y en las malas; me han demostrado que la amistad existe, los quiero mucho, Ing. Homero Contreras Alonso y Noemí Díaz Martínez. Siempre contarán conmigo.*

## **A MIS AMIGOS DEL CCH.**

*Gracias amigos por seguir contando con ustedes después de mucho tiempo, por el cariño, apoyo y comprensión que siempre me han demostrado, Gerardo Caballero y Rocío Rosete. Los quiero mucho.*

---

---

# ***Agradecimientos***

---

---

## **A MIS AMIGOS.**

*Les doy las gracias a todos los que compartieron una etapa muy importante en mi vida, vivimos muchas alegrías, pocas tristezas, me brindaron su amistad sincera en especial:*

*José Pablo (Batman), Saúl Tintor, Eduardo de la Cruz, Edgar Balderas, Vladimir, Francisco Ávila, Rafael, Fernando, Ángel y a la banda papirrin así como a los Ingenieros: Luis Brito, Gabriel González, Oscar Castillo, Alberto Chávez, Johann Dieter, Antonio León, Rey David, Francisco, Gerardo Velásquez, Alejandro Cortes, Luis y Víctor; agradezco su amistad y la de muchos otros más.*

## **A LAS PERSONAS QUE TRABAJAN EN LA FACULTAD DE INGENIERÍA.**

*A Don Panchito, de la biblioteca (Sra. Victoria Pallordo, Srita. Verónica, Cecilia Flores, Juana Ramírez), a Don Hugo (Tortas) y a su mamá (Sra. Guille), Coca, a mis cuates de las fotocopias amarillas (Mauricio (pelos necios) y Luis), a los chavos de los jugos (José Reyes, Miguel Vega (Bolillín), Aurelio Landeros y José Manuel (picho)); y a todas aquellas personas que de alguna u otra forma me apoyaron y estuvieron conmigo en especial a todo el personal de la biblioteca del edificio principal así como al personal de servicios escolares; por ser tan amables y darme un espacio en su vida regalándome siempre una sonrisa, con cariño gracias.*

## **SIMONA.**

*¡¡¡Sí, se pudo!!!*

*¡¡¡Sí, se pudo!!!*

*¡¡¡Sí, se pudo!!!*

*Simona te felicito, porque llegaste a donde tú querías, por tu buen humor, tu carácter, tu fuerza de voluntad, tu buena disposición, por hacer cosas que tal vez otras personas no harían, lo lograste, felicidades.*

*Atentamente Simona.*

---

---

---

---

# APUNTES DE TERMINACIÓN DE POZOS

CONTENIDO	PÁGINA
INTRODUCCIÓN	1
I PRINCIPIOS DE TERMINACIÓN DE POZOS.	3
1.1 ANTECEDENTES.	5
1.1.1 Definición de terminación de pozos.	5
1.1.2 Historia de la terminación de pozos.	6
1.2 TIPOS DE TERMINACIÓN.	7
1.2.1 Diferencia entre los diseños de terminación.	8
1.2.2 Importancia del diámetro de la tubería de producción.	19
1.2.3 Introducción a la estimulación de pozos.	21
II DETERMINACIÓN DE LAS FUERZAS APLICADAS Y SUS EFECTOS A LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN.	27
2.1 PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS.	29
2.1.1 Propiedades.	30
2.1.2 Fuerzas de diseño de las tuberías.	43
2.2 EFECTO DE LA COMBINACIÓN DE DIFERENTES FUERZAS.	53
2.2.1 Combinación Colapso – Tensión.	55
2.2.2 Combinación Ruptura – Compresión.	55
2.2.3 Combinación Ruptura – Tensión.	56
2.2.4 Aplicaciones del criterio Triaxial.	58

---

---

<b>2.3 FUERZAS APLICADAS A LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN.</b>	61
2.3.1 Fuerzas térmicas.	61
2.3.2 Fuerzas externas y fuerzas internas.	62
2.3.3 Fuerzas mecánicas.	63
<b>2.4 CAMBIOS EN LA LONGITUD DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.</b>	67
2.4.1 Efecto de Pistoneó.	71
2.4.2 Efecto de Baloneó.	85
2.4.3 Efecto Buckling.	97
2.4.4 Efecto de Temperatura.	107
2.4.5 Combinación de efectos.	119
<b>2.5 TÓPICOS ESPECIALES.</b>	133
2.5.1 Colapso.	133
2.5.2 Corrosión.	135
<b>III DISEÑO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN.</b>	147
<b>3.1 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.</b>	149
3.1.1 Índice de productividad.	150
3.1.2 Caídas de presión en tuberías.	163
3.1.3 Determinación del diámetro óptimo del aparejo.	174
<b>3.2 DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.</b>	181
3.2.1 Diseño por criterio de cargas máximas.	181
3.2.2 Aplicación del criterio triaxial.	214
<b>3.3 DISPAROS DE PRODUCCIÓN.</b>	224
3.3.1 Fluidos de Terminación y su control.	224

---

---

3.3.2	<b>Tipos de disparos.</b>	236
3.3.3	<b>Medición del desempeño de los disparos.</b>	243
3.4	<b>TIPOS DE TERMINACIÓN.</b>	256
3.4.1	<b>Terminación sencilla selectiva.</b>	257
3.4.2	<b>Terminación con aparejo de bombeo neumático.</b>	257
3.4.3	<b>Terminación con aparejo de bombeo mecánico.</b>	260
3.4.4	<b>Terminación con aparejo electrocentrífugo.</b>	266
3.4.5	<b>Otros tipos de terminación.</b>	270
IV	<b>ESTIMULACIÓN DE POZOS.</b>	275
4.1	<b>ESTIMULACIÓN REACTIVA Y NO REACTIVA.</b>	280
4.1.1	<b>Estimulación reactiva.</b>	283
4.1.2	<b>Estimulación no reactiva.</b>	290
4.2	<b>FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.</b>	300
V	<b>ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN.</b>	323
5.1	<b>ELABORACIÓN DEL PROGRAMA.</b>	325
5.1.1	<b>Equipos a utilizar.</b>	330
5.1.2	<b>Diseño de las tuberías de producción.</b>	338
5.1.3	<b>Análisis de esfuerzos de la tubería de explotación.</b>	341
5.1.4	<b>Diseño de los disparos.</b>	343
5.1.5	<b>Programa de operaciones.</b>	346

---

---

---

---

<b>APENDICE 1.</b> Ecuaciones de coeficientes empíricas.	349
<b>APENDICE 2.</b> Tabla. Características geométricas y mecánicas de la tubería de revestimiento y tubería de producción.	351
<b>APENDICE 3.</b> Comportamiento de los diferentes grados de acero con la temperatura.	352
<b>CONCLUSIONES.</b>	353
<b>NOMENCLATURA.</b>	355
<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	369

## INTRODUCCIÓN

La palabra petróleo significa aceite de piedra. Se trata de un compuesto de hidrocarburos, básicamente de carbono e hidrógeno, que en su forma natural se encuentra en estado sólido, líquido y gaseoso. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”.

Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad.

Una vez que se ha concluido la perforación de un pozo petrolero, se inicia la etapa de terminación del mismo, la cual se requiere una serie de diseños y servicios de apoyo.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida del pozo, contando con la introducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.

El diseñar, seleccionar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación y/o reparación. En un diseño hay que tomar en cuenta el ángulo del pozo, los fluidos de perforación, peso, velocidad de rotaria y otros procedimientos de operación.

Los componentes del sistema de producción de un pozo pueden ser agrupados dentro del Índice de Productividad. El papel que juega el diseño de producción del pozo está encaminado

---

---

a maximizar su productividad de una manera efectiva en relación a los costos. El entendimiento y medición de las variables que controlan el Índice de Productividad llega a ser imperativo.

En la parte de la tecnología de disparo se basa en desarrollos derivados de la industria de armamentos, donde el objetivo es hacer orificios en un blanco utilizando proyectiles penetrantes que provocan un daño de considerables dimensiones. En forma ideal, las descargas de las pistolas o cañones producen orificios en el revestidor de acero y en el cemento, que penetran una cierta distancia dentro de las formaciones sin dañar la capacidad de un yacimiento de producir hidrocarburos.

Sin embargo, aún con la tecnología actual, estos objetivos resultan mutuamente excluyentes, puesto que se sabe que los disparos producen daños en las rocas del yacimiento. Gran parte de los esfuerzos de la industria petrolera están destinados a optimizar los disparos y minimizar o eliminar el daño provocado por los mismos.

Uno de los retos actuales de la industria de explotación de petróleo en México es el mantenimiento de la producción. Actualmente para lograr este mantenimiento se disponen de las estimulaciones de pozos así como de los fracturamientos hidráulicos, como herramientas que nos permiten lograr mantener e incrementar la productividad de los pozos.

Antes de realizar operaciones con equipos, es importante tomar en cuenta factores que pueden retrasar la ejecución de las mismas, además de provocar accidentes, si no se realizan de acuerdo con un programa de ejecución avalado por personal de la empresa y de la compañía prestadora de servicio.

Las operaciones con equipos suelen ser la culminación de una serie de actividades, en las que participan de manera importante las siguientes personas: el ingeniero petrolero, el supervisor de la empresa, el supervisor de la compañía prestadora de servicios, el especialista en herramientas y el personal de seguridad, entre otros.

# CAPÍTULO I



## PRINCIPIOS DE TERMINACIÓN DE POZOS



---

---

## I PRINCIPIOS DE TERMINACIÓN DE POZOS.

### 1.1 ANTECEDENTES.

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponando, si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que ésta se realice debe de hacerse un análisis nodal para determinar qué aparejos de producción deben de utilizarse para producir el pozo de acuerdo a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismo de empuje etc.). En la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación, a partir de: muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

#### 1.1.1 Definición de terminación de pozos.

Terminación de Pozos.- Es el sistema de procesos y/o accesorios que se instalan dentro del pozo con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de las formaciones a la superficie o viceversa.

El propósito primordial de la terminación de un pozo es prepararlo y acondicionarlo con el fin de obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, empleando las técnicas e introduciendo los equipos adecuados para las características del yacimiento.

**Un fluido empacador** es un fluido que ocupa el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento; desde el empacador, hasta el cabezal de tuberías. La diferencia entre los **fluidos de terminación** y los fluidos empacadores es que los primeros están frente del intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador permanece en el espacio anular durante la vida productiva del pozo, en algunos casos un mismo fluido cumple las dos funciones.

### 1.1.2 Historia de la terminación de pozos.

La técnica de terminación de pozos inicio en los años veinte, la terminación consistía en colocar una tubería roscable de 7", en un inicio esta tubería también fue utilizada para perforar.

La técnica de cementación de tuberías se desarrollo entre los años de 1920 - 1930. Las primeras terminaciones se realizaron en agujero descubierto, teniendo como principal desventaja la limitación en el control de fluido del yacimiento, sin embargo es el tipo de terminación más económica.

Posteriormente se desarrollaron las terminaciones entubadas con tubería cementada, en estos casos el flujo de fluido se estableció a través de la creación de hoyos o perforaciones.

Comparando este tipo de terminaciones se puede determinar que las terminaciones con tubería cementada son más susceptibles al daño a la formación, que las terminadas en agujero descubierto.

#### **Terminaciones en agujero descubierto.**

Anteriormente se terminaban los pozos en agujero sin revestir. Ahora esta práctica se ha abandonado, efectuándose solamente en yacimientos con baja presión en una zona productora donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande. Estas terminaciones son recomendables para formaciones calizas.

#### **Terminaciones con tuberías de revestimiento perforada.**

Actualmente es el mejor procedimiento para terminar un pozo, ya que ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias al mismo tiempo, efectuando los disparos productores en las paredes de las tuberías de revestimiento de explotación convencionales y cortas "liners", por medio de pistolas de chorro de distintos tipos, accionadas con equipos de cable eléctrico, ajustando las profundidades con registros especiales.

La preparación del pozo consiste en seleccionar un diseño adecuado de tuberías de revestimiento que se introducen y cementan, de acuerdo al programa elaborado para cubrir las profundidades de los tramos productores. Posteriormente se prepara el pozo con el aparejo de producción seleccionado para su explotación.

## 1.2 TIPOS DE TERMINACIÓN.

Para diseñar una adecuada terminación de pozos es necesario contar con la siguiente información:

- Columna geológica y características de la formación.
  - Muestras de canal.
  - Núcleos.
  - Pruebas de formación.
  - Problemas del pozo (pérdidas, altas presiones, etc.)
- Características petrofísicas de la formación productora.
  - Composición mineralógica.
  - Porosidad.
  - Permeabilidad.
  - Presión capilar.
  - Edad geológica.
- Características de los fluidos.
  - Composición.
  - Saturación.
  - Viscosidad.
  - Densidad.
  - Presión y temperatura.
  - Fluidos corrosivos.
  - Asfaltenos.
- Problemas del pozo.
  - Pérdidas de circulación.
  - Manifestaciones.
  - Zonas de derrumbes.
  - Zonas de lutitas hidratables.
  - Zonas de gasificaciones.

En el sistema petrolero existen dos clases de terminación:

- Terminación de explotación (T.E).

Se le denomina así al acondicionamiento del primer pozo perforado en una nueva estructura posiblemente productora de hidrocarburos.

- Terminación de desarrollo (T.D.).

Se le llama así al acondicionamiento de los demás pozos perforados a diferentes profundidades después del primero, en una nueva estructura o en otras ya probadas, productoras de aceite y gas.

Estas dos clases de terminación, pueden llevarse a cabo de diversas formas.

- **Terminaciones en agujero descubierto:**

- Sencilla.

Este tipo de terminación se realiza cuando a formación productora no es deleznable y no hay problemas con contactos de gas y/o de agua.

- **Terminación en agujero ademado:**

- Sencilla.
- Sencilla selectiva.
- Doble.
- Doble selectiva.

### 1.2.1 Diferencia entre los diseños de terminación.

- **Terminación sencilla con T.P. franca en agujero descubierto.**

Ventajas.

- Es rápida y menos costosa que cualquier otra.
- El tiempo de operación es menor comparado con los otros tipos.
- Se pueden obtener grandes gastos de producción.
- Es favorable para aceites viscosos.

Desventajas

- La T.R. esta en contacto con los fluidos de la formación.
- Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la T.R.
- No se pueden efectuar estimulaciones, cuando la presión sea mayor a la resistencia de la T.R. (Ver la Figura I.1)

- **Terminación sencilla con T.P., empacador y accesorios en agujero descubierto (AD).**

Ventajas.

- La presión y los fluidos de la formación no afectan la T.R.
- En estimulaciones se puede usar presiones mayores.
- Si se requiere alto gasto se puede abrir la válvula de circulación.

Desventajas

- Mayor tiempo y costo para la terminación.
- Más accesorios requeridos.
- En aceites viscosos mayor dificultad de explotación.
- Si hay incrustaciones se reduce más rápido el área de flujo.

(Ver la Figura I.2)

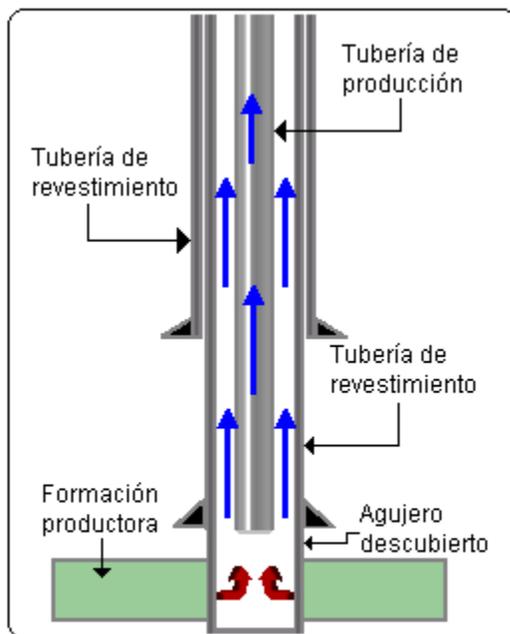


Figura I.1. Terminación sencilla con TP franca en agujero descubierto.

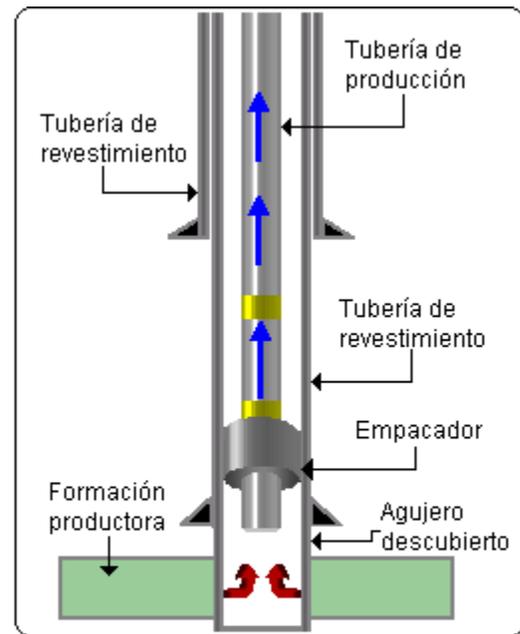


Figura I.2. Terminación sencilla con TP, empacador y accesorios en agujero descubierto (AD).

- **Terminación sencilla con T.R. Y T.P. franca.**

Ventajas.

- Es rápida y menos costosa que cualquier otra.

- El tiempo de operación es menor, comparado con los otros tipos.
- Se pueden obtener gastos de producción grandes.
- Es favorable para aceites viscosos.

#### Desventajas

- La T.R. esta en contacto con los fluidos de la formación.
- Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas en la T.R.
- No se pueden efectuar estimulaciones, cuando la presión sea mayor a la resistencia de la T.R.
- Aquí se requiere disparar la T.R.
- Posible daño por los disparos.

(Ver la Figura I.3)

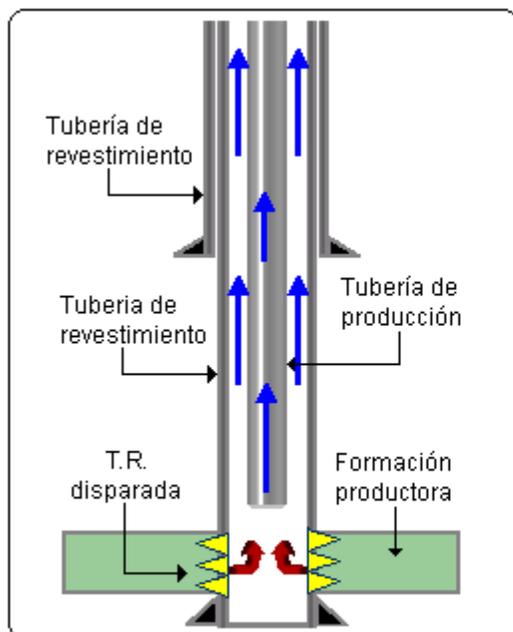


Figura I.3. Terminación sencilla con TR y Tubería de Producción franca.

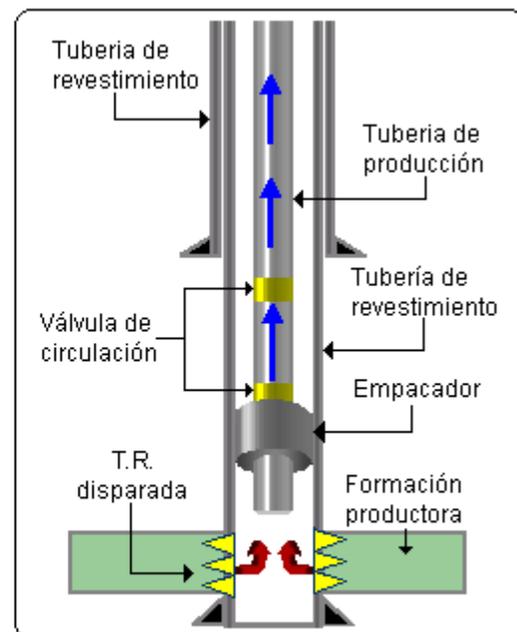


Figura I.4. Terminación sencilla con TR, TP, empacador y accesorios.

- **Terminación sencilla con tubería de revestimiento, tubería de producción, empacador y accesorios.**

#### Ventajas.

- La presión y los fluidos de la formación no afectan la T.R.

- En estimulaciones se puede usar presiones mayores.
- Si se requiere gasto alto se puede abrir la válvula de circulación.

#### Desventajas

- Mayor tiempo y costo para la terminación.
- Más accesorios requeridos.
- En aceites viscosos mayor dificultad de explotación.
- Si hay incrustaciones se reduce más rápido el área de flujo.
- Aquí se requiere disparar la T.R.
- Posible daño por los disparos.

(Ver la Figura I.4)

- **Terminación sencilla selectiva con dos empacadores Y T.R.**

#### Ventajas.

- Se pueden explotar dos intervalos productores simultáneamente.
- Recomendable para pozos de difícil acceso.

#### Desventajas

- Mayor tiempo en la terminación debido a las herramientas que se deben introducir.
- Los disparos deben hacerse con el fluido de perforación y conexiones provisionales.
- Mayor costo.

(Ver la Figura I.5)

- **Terminación doble con dos T.P's. y dos empacadores.**

#### Ventajas.

- Se pueden explotar simultáneamente dos intervalos en forma independiente.
- Si se desea se puede cerrar la producción de alguno de los intervalos.

#### Desventajas.

- Mayor tiempo en la terminación.
- Se tiene que disparar con fluido de perforación.

- Se tienen conexiones superficiales provisionales hasta tener los dos intervalos listos.
- Mayor problema de inducción.

(Ver la Figura I.6)

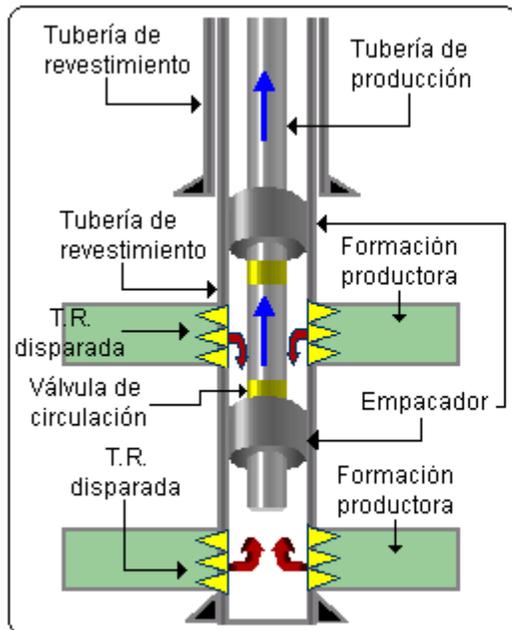


Figura I.5. Terminación sencilla selectiva con dos empacadores y TR.

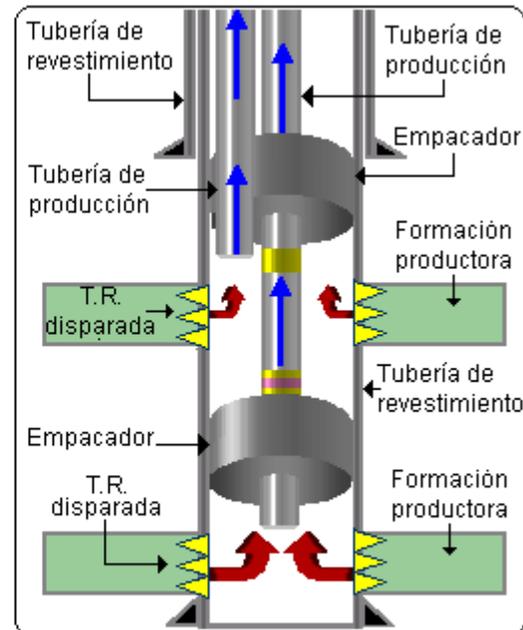


Figura I.6. Terminación doble con dos TP's y dos empacadores.

### Terminación doble selectiva con dos T.P., empacador doble y dos sencillos.

#### Ventajas

- Se puede explotar simultáneamente más de un intervalo.
- Se puede abandonar temporalmente algún intervalo por presencia de gas o fluidos indeseables.
- Se puede escoger el intervalo a explotar.

#### Desventajas

- Mayor tiempo en la terminación del pozo.
- Más costosa.
- Se requiere experiencia amplia de campo para realizar este trabajo.

(Ver la Figura I.7)

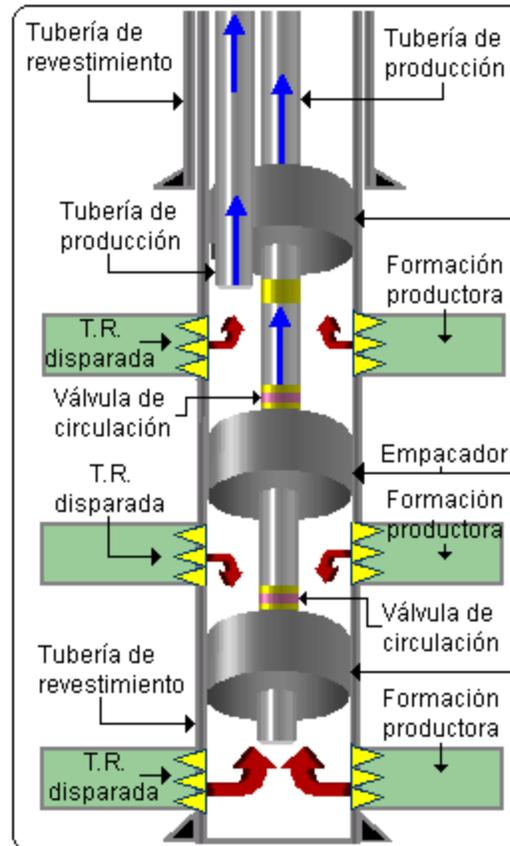


Figura I.7. Terminación doble selectiva con 2 TP's, empacador doble y 2 empacadores sencillos.

### Terminación con bombeo electrocentrífugo.

Los sistemas artificiales de producción cobran importancia cuando el ritmo de producción de los campos petroleros entra en su fase de declinación, y su combinación con los métodos de mantenimiento de presión, como la inyección de agua, favorecen la recuperación de hidrocarburos del yacimiento a corto plazo. Uno de estos sistemas es el bombeo eléctrico, que se aplica exitosamente cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas – líquido.

El sistema de bombeo opera sumergido en el fluido del pozo y suspendido en el extremo inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de la zona de disparos. El equipo subsuperficial está constituido por: motor eléctrico, protector, bomba centrífuga, cable y opcionalmente un separador de gas. Las partes superficiales son: cabezal, tablero de

control, cable superficial y transformador. La integración de todos estos componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la boca del pozo. (Ver la Figura I.8)

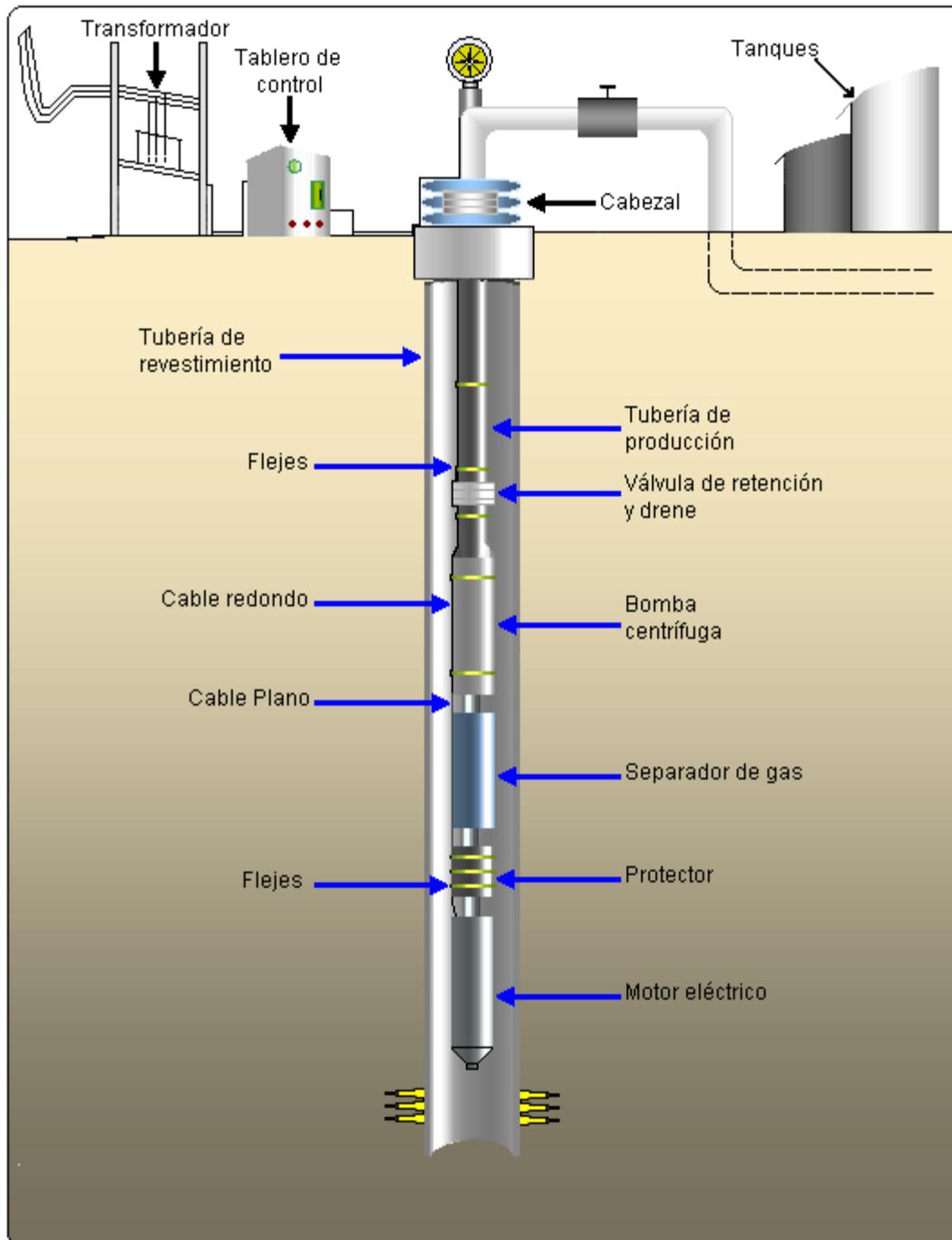


Figura I.8. Distribución de los componentes del Aparejo de Bombeo Electrocentrifugo.

---

---

**Terminación con bombeo neumático.**

Este aparejo es un diseño artificial de explotación, empleando en pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para elevar y hacer llegar el aceite a la batería de separación.

El método de elevación con gas está basado en la energía del gas comprimido en el espacio anular, siendo éste la fuerza principal que hace elevar el aceite. Para incrementar la producción en los pozos, el bombeo neumático se efectúa de diferentes maneras, siendo estas:

- La perforación de un orificio en la tubería de producción.
- Perforación y colocación de insertos de orificios en la tubería de producción.
- Válvulas de inyección de gas montadas en mandriles para tubería de producción.
- Bombeo neumático de flujo continuo.
- Bombeo neumático de flujo intermitente.

Existen tres tipos de válvulas más utilizadas:

- Operada por presión (balanceada).
- Operada por presión (desbalanceada).
- De flujo continuo.

Los tipos de aparejos de bombeo neumático son los siguientes:

- Aparejo de bombeo neumático sencillo.
- Aparejo de bombeo neumático sencillo selectivo.
- Aparejo de bombeo neumático doble-terminación.
- Aparejo de bombeo neumático doble-selectivo.

**Instalación abierta:**

El aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre la T.P. y la T.R. y los fluidos contenidos en la T.P. son desplazados. Esto permite la comunicación entre la T.P. y la T.R. de modo que esta instalación queda restringida a pozos con buenas características y que presentan un nivel alto de fluido que forme un sello o un tapón. Normalmente esto puede involucrar exclusivamente a pozos que se exploten con bombeo neumático continuo. (Ver Figura I.9)

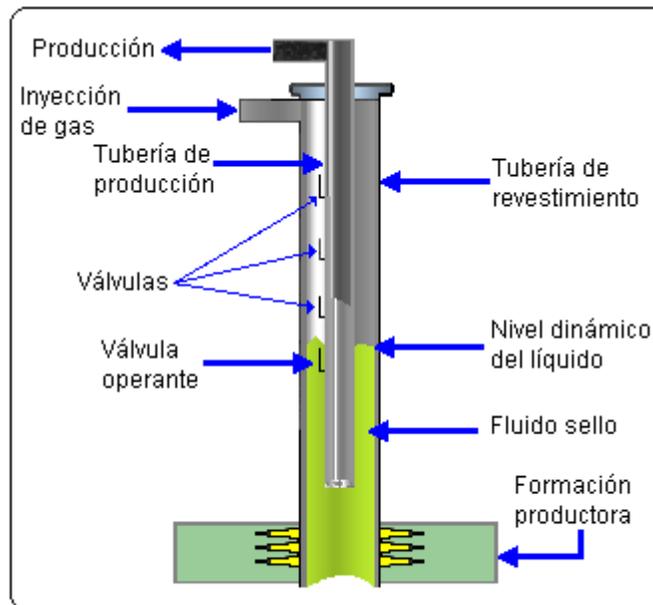


Figura I.9. Bombeo neumático Instalación abierta

### Instalación semicerrada:

Es similar a la instalación abierta excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislamiento entre la T.P. y la T.R. Este tipo de instalación puede utilizarse tanto para bombeo neumático continuo como intermitente. Para el caso del último; el empacador aísla la formación de la presión que se tenga de la T.R. Sin embargo, esta instalación permite que la presión del gas en la T.P. actúe contra la formación. (Ver la Figura I.10)

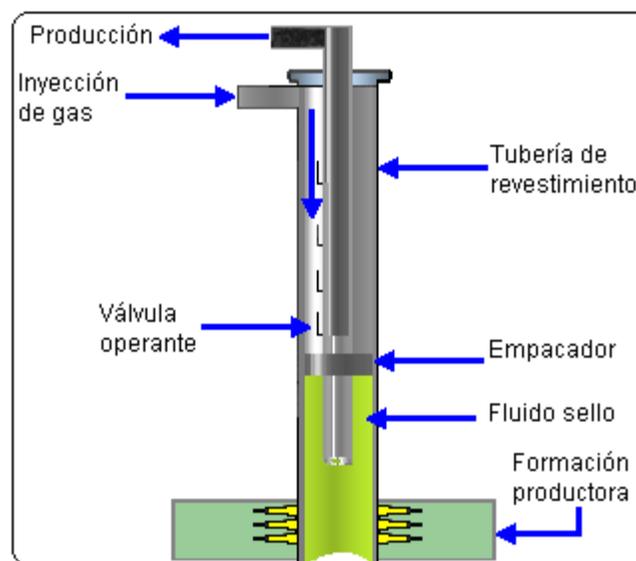


Figura I.10. Bombeo neumático Instalación semicerrada.

### Instalación cerrada:

Es similar a la instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la T.P. aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, se puede colocar inmediatamente debajo de la válvula operante. La válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actué en contra de la formación. (Ver la Figura I.11)

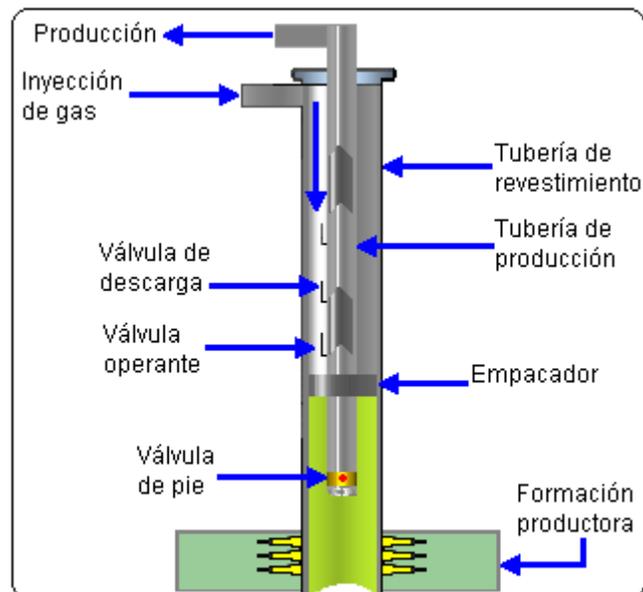


Figura I.11. Bombeo neumático Instalación cerrada

### Terminación con bombeo mecánico

Este sistema artificial de producción es generalmente el último de los sistemas que se utilizan en la vida productiva de un pozo, ya que después de tener una primera etapa de vida fluyente y si las condiciones de presión y de índice de productividad son las adecuadas seguirá en orden de explotación el sistema de bombeo electricocentrífugo, posteriormente el sistema de bombeo hidráulico, continuando con el sistema de bombeo neumático y terminando con el sistema artificial de bombeo mecánico. (Ver la Figura I.12)

Las clases de unidades de bombeo mecánico son:

- Clase I.
- Clase III.
- Unidad Mark II.

Las partes principales del aparejo son: la bomba superficial, varillas de succión, unidad superficial, reductor de engranes, motor principal y las partes principales de la bomba son: barril de la bomba, válvula viajera, embolo y válvula de pie.

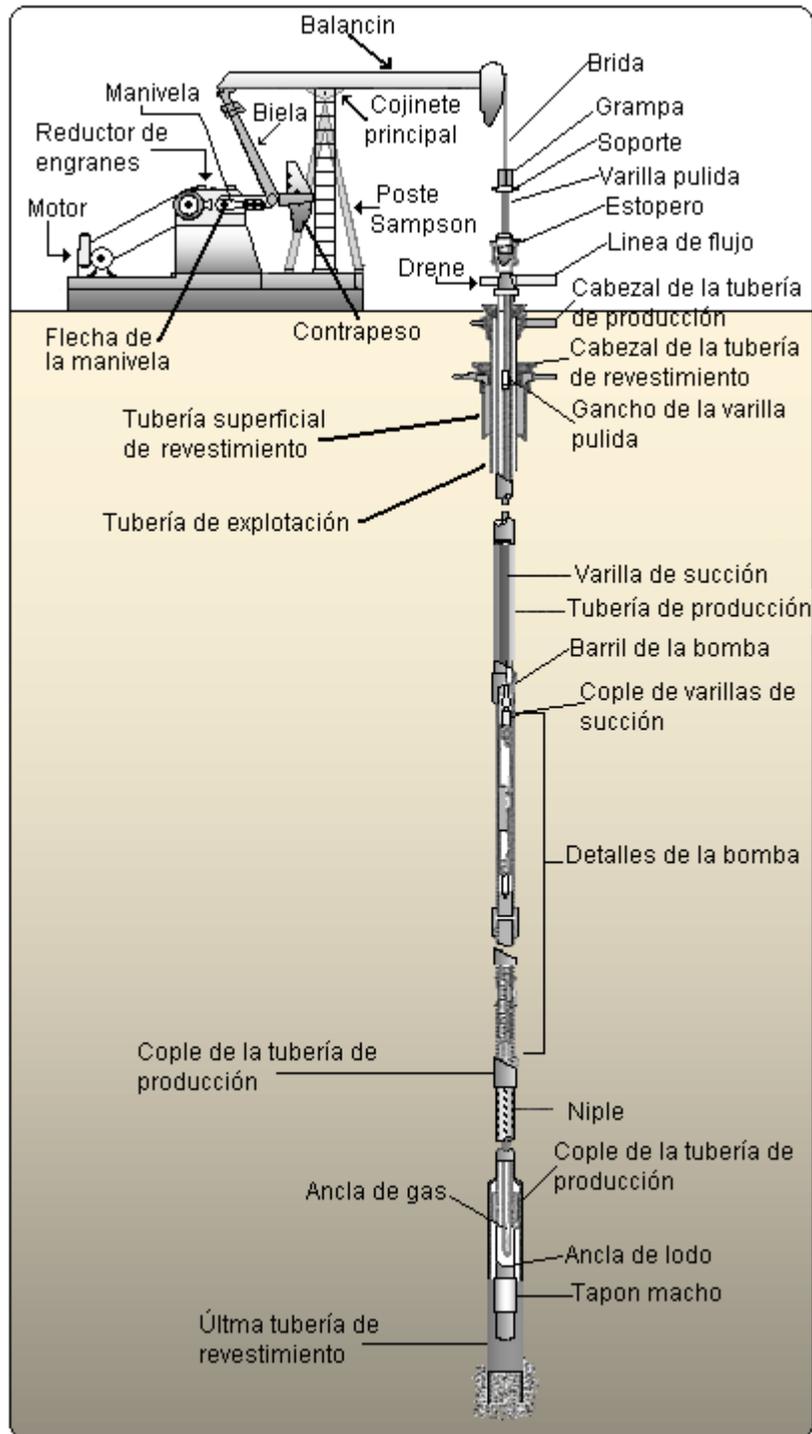


Figura I.12. Sistema de Bombeo Mecánico.

En la selección del tipo de terminación se va a definir de acuerdo a las características del yacimiento con el fin de permitir obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

- En agujero descubierto o entubado.
- Aparejos de producción múltiples o sencillos.
- Terminación múltiple.

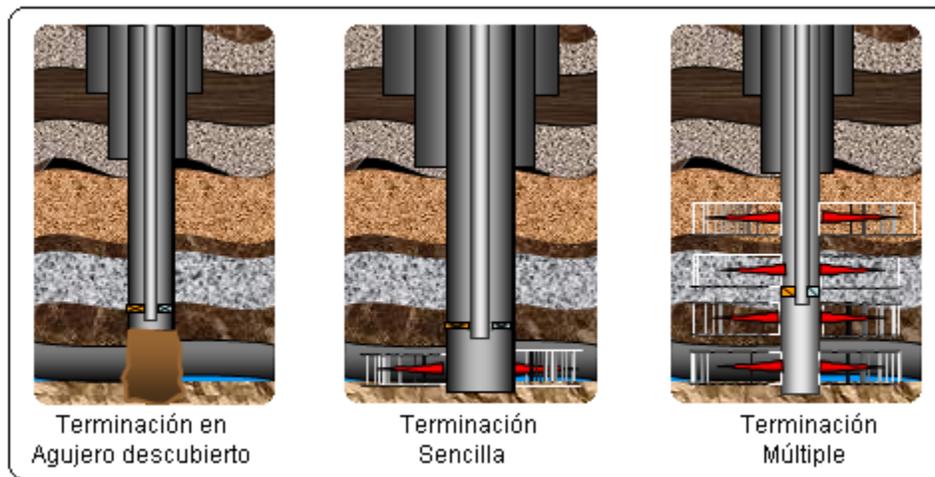


Figura I.13. Tipos de terminación de pozos.

### 1.2.2 Importancia del diámetro de la tubería de producción.

En la industria petrolera, como en cualquier otra rama de la ingeniería, el estudio y desarrollo de proyectos se realiza considerando dos aspectos fundamentales: el técnico y el económico, siendo generalmente el último la limitante del primero, aunque en ocasiones sucede lo contrario.

Para alcanzar el grado óptimo, en algún proyecto considerando, debe buscarse que el sistema en cuestión opere con la máxima eficiencia el mayor tiempo posible y con los mínimos gastos de inversión, operación y mantenimiento.

Para alcanzar la máxima eficiencia en la operación de un ducto, es necesario predecir los rangos de presión en los puntos de descarga de la línea. Estas presiones pueden ser determinadas por medio de cálculos hidráulicos.

La obtención del diámetro óptimo de una línea representa sólo un paso en la optimización de una línea o de un sistema de tuberías, según sea el caso.

Frecuentemente, en la práctica, el valor de la longitud es grande, por lo que es más difícil mantener constante al mismo tiempo la longitud, la presión corriente abajo del estrangulador y la presión de descarga de la compresora y poder obtener el diámetro, para el gasto de flujo dado. En este caso la solución es la instalación de estación de compresión intermedia, de tal manera que el diámetro de la tubería se mantenga dentro de los rangos comerciales, por lo que la longitud se convierte en la distancia entre las estaciones de compresión.

Es conveniente aclarar que los gastos en equipo de compresión aumentan a medida que el diámetro de la línea disminuye y los gastos en tuberías disminuyen en proporción directa a la reducción del mismo, esto se observa en las siguientes 2 relaciones. Ver la Figura I.14

$$\$ \text{ Com} \propto \frac{1}{\text{diámetro}}$$

$$\$ \text{ Tub} \propto \text{diámetro}$$

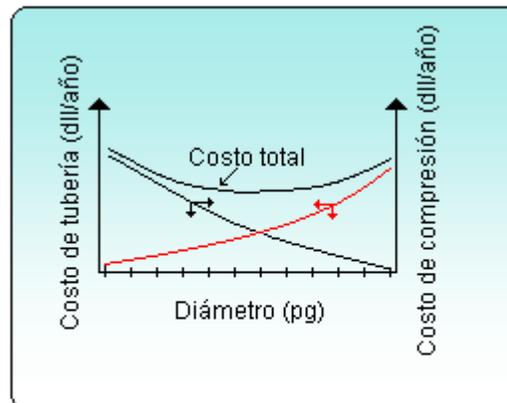


Figura I.14. Comportamiento cualitativo de los costos de compresión y tubería.

Así, se observa que el problema requiere de un equilibrio económico entre los gastos por equipo de compresión y los de tubería, sujetos a la restricción técnica que implica la ecuación de flujo.

De esta manera se concluye que el diseño económico, de una línea de conducción de gas natural, es la determinación de los valores de diámetro, longitud, la presión corriente abajo del estrangulador y la presión de descarga de la compresora que minimizan el costo de transporte y satisfacen la ecuación de flujo.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados, pues, si es pequeño, restringirá la producción; por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable, además se incrementara el costo total del pozo, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.

El diámetro del aparejo es determinado mediante un análisis nodal, el cual estudia simultáneamente el comportamiento de flujo en el pozo (outflow) y el IPR (inflow performance relationship); el punto de intersección de estas curvas es el punto de solución o punto de flujo natural, y determina el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo.

### 1.2.3 Introducción a la estimulación de pozos.

¿Que es el daño a la formación?

- El daño a la formación se refiere a la pérdida o disminución de productividad del yacimiento y está normalmente asociado a:

- Invasión de fluidos.
- Migración de finos.
- Precipitados.
- Formación de emulsiones en el yacimiento.

A continuación se muestra la siguiente expresión:

$$Q \propto k h \Delta P / \ln(r_e / r_w + S) \quad 1.1$$

Esta pérdida de productividad esta expresada como un factor de daño **S (Skin)**.

$$Q \propto \frac{k h \Delta P}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad 1.2$$

---

---

Donde  $Q$  es el gasto,  $k$  es la permeabilidad,  $h$  es el espesor neto de la formación,  $\Delta P$  es la diferencial de presión,  $r_e$  es el radio de drene,  $r_w$  es el radio del pozo y  $S$  es un factor de daño. Estas dos expresiones se explicarán en el capítulo III.

El daño es removido mediante una estimulación:

Estimulación {  
Acidificaciones.  
Surfactantes (no ácidas).  
Fracturamientos Hidráulicos.

Debido a que los yacimientos se fueron encontrando más profundos, la presión de éstos aumenta así como los problemas asociados con la producción como colgamiento de líquidos, y la necesidad de realizar estimulaciones a mayores presiones etc. Debido a esto los aparejos de producción se comenzaron a utilizar.

Una **estimulación de un pozo** se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo (o de este a la formación, en pozos inyectoros).

Una **acidificación matricial** consiste en la inyección de una solución ácida a través de los poros (ya sea porosidad intergranular, cavernosa o por fracturas naturales) de la formación, a una presión mayor que la del yacimiento, pero menor que la de fractura.

La reducción de permeabilidad (daño) cerca del pozo, se remueve ampliando los espacios de los poros y/o disolviendo las partículas que taponan esos espacios.

La inyección de ácido a través de fracturas de ocurrencia natural en algunas formaciones, es considerada como acidificación matricial, aunque algunos autores la identifican como inyección de ácido a través de fisuras naturales.

La solución ácida para el tratamiento debe ser elegida por su habilidad para disolver los minerales de la formación y/o los sólidos extraños de los fluidos de control que se hayan filtrado a la formación.

El volumen total de fluidos a bombear durante la operación normalmente consiste de un volumen inicial para el acondicionamiento de la formación, el volumen correspondiente de solución ácida para el tratamiento, y finalmente un volumen de desplazamiento adecuado. La magnitud y composición de cada uno de esos tres volúmenes, deben ser diseñadas cuidadosamente para cada caso.

Se utiliza para remover daños someros (del orden de algunas pulgadas a partir de la pared del pozo), debido a que el ácido sólo puede alcanzar, con capacidad de reacción, una distancia corta. Se utiliza tanto en formaciones carbonatadas (calizas y dolomías) como en areniscas, siempre y cuando la permeabilidad de la formación dañada sea tal que ésta acepte matricialmente un gasto.

Cuando el daño es muy profundo o la baja permeabilidad es una propiedad original de la formación, se opta mejor por una operación de fracturamiento hidráulico o ácido, a fin de “puntear” la zona dañada y crear canales de flujo de alta conductividad.

Un tratamiento de **fracturamiento** consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

- 1) Presiones de inyección en pozos.
- 2) Pérdidas de circulación.
- 3) Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas)

El propósito fundamental de un fracturamiento es mejorar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que vence la resistencia de la roca.

Existen tres casos clásicos en donde un fracturamiento hidráulico puede dar beneficios:

1. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura será equivalente a ampliar el diámetro del pozo.
2. Formaciones invadidas y dañadas por fluido de perforación y terminación.
3. Formaciones con fracturas naturales no comunicadas, en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.





# CAPÍTULO II



## DETERMINACIÓN DE LAS FUERZAS APLICADAS Y SUS EFECTOS A LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN



---

---

## II DETERMINACIÓN DE LAS FUERZAS APLICADAS Y SUS EFECTOS A LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN.

En este capítulo se hace una breve explicación de una forma práctica para diseñar aparejos de producción a usarse en la terminación o el mantenimiento de pozos, que considere las cargas generadas por presión interna, colapso, tensión y la combinación de estos esfuerzos, que indique como cuantificar los esfuerzos que originan movimiento en el aparejo de producción (Pistón, Ballooning, Buckling y Temperatura), con la finalidad de seleccionar la tubería de menor costo que soporte tanto las cargas a que será sometida como la presencia de fluidos corrosivos.

### 2.1 PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS.

**La resistencia de un tubo** se puede definir como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

El término “**falla**” se entiende como sinónimo de “fractura”. Sin embargo, estudio de la mecánica de materiales este no es el significado usual del término. Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado. En el caso de las tuberías colocadas en un pozo, si éstas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe de entender la situación como una condición de falla.

Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga. Con ello propicia la deformación del tubo. Las cargas a que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales y mecánicas.

Las principales fallas de las tuberías son básicamente COLAPSO, TENSIÓN, ESTALLAMIENTO Y CORROSIÓN. El tratamiento de cada una de las fallas simplifica el estudio y análisis del comportamiento de la resistencia de los materiales.

**La capacidad de resistencia de una tubería** se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas.

- **Resistencia a la Tensión:** es la presión que soporta la T.R. al ser jalada sin salirse del margen de seguridad.
- **Resistencia al Colapso:** es la presión que soporta la T.R. al ser sometida por una fuerza ejercida exteriormente sin generar deformaciones.
- **Resistencia Interna:** es la presión que soporta la T.R. internamente sin generar deformación.
- **Resistencia a la Compresión:** Es la presión a la que se somete una T.R. al ser comprimida (al cargarle peso).

**Tubería de revestimiento:** La tubería de revestimiento es definida como una tubular con un rango de diámetro exterior que va desde 4" hasta 20". El API (American Petroleum Institute) a adoptado una designación de grado a la tubería de revestimiento definiendo, la característica del esfuerzo de cedencia de la tubería.

El código del grado consiste en una letra seguida de un número, la letra designada por el API fue seleccionada arbitrariamente para proporcionar una asignación única para cada grado de acero que fue adoptada como estándar, el número de la asignación representa el mínimo esfuerzo a la cedencia del acero en miles de  $\text{lb/pg}^2$ .

### 2.1.1 Propiedades.

#### **Propiedades de las Tuberías y de las Juntas.**

El esfuerzo de torsión en las juntas esta en función de las siguientes variables:

- Esfuerzo de acero.
- Tamaño de conexión.
- Forma de la rosca.
- Carga.
- Coeficiente de fricción.

### Clases de tuberías de producción.

Existen varias clases, estas son:

- Clase Nueva: se presenta en sus datos de tensión, torsión y presión de colapso e interna.
- Clase Premium: esta basada en una tubería que tiene un uso uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80%.
- Clase 2: esta tubería que tiene un mínimo de espesor de pared del 80%.
- Clase 3: esta clase de tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 55% con todo el uso de un solo lado.

Se recomienda que los datos como el grado, peso nominal y rosca de la tubería sean grabadas en la base del piñón.

En el API se clasifica como estándar a:

}	Tubería de producción
	1.0" < X < 4.5"
}	Tubería de revestimiento
	4.5 " < X < 20"

La tubería es clasificada de acuerdo a cinco propiedades:

- La fabricación.
- Grado de acero.
- Tipo de juntas.
- Rango de longitud.
- Espesor de pared y peso.

Grado de acero.

- La mayoría de las tuberías casi sin excepción son fabricadas con el 3 % al carbón con pequeñas cantidades de magnesio.
- Normalmente para que la tubería resista más esfuerzos se somete a un proceso de temple.

- El API ha designado que en el grado del acero se utilice para definir el esfuerzo de cedencia de la tubería. Esta designación consiste en que después de la letra el número que la sigue define el mínimo esfuerzo de cedencia del acero, en miles de lb/pg<sup>2</sup>; Por ejemplo P-110.

### El esfuerzo de cedencia

Definido por el API es el esfuerzo de tensión mínimo requerido para producir una elongación por unidad de longitud de 0.005 sobre una prueba en una muestra en laboratorio cercana al límite elástico.

### Ejemplo:

Una tubería de revestimiento de grado de acero N - 80, tiene un esfuerzo a la cedencia de 80,000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$N - 80 = 80,000 \text{ lb/pg}^2$$

### Ley de Hook's

Si una barra de longitud L es sometida a una fuerza de tensión P, se observará (dentro de la región elástica), una deformación longitudinal  $\delta$ , que es proporcional a la fuerza aplicada P e inversamente proporcional al área de la sección transversal de dicha barra.

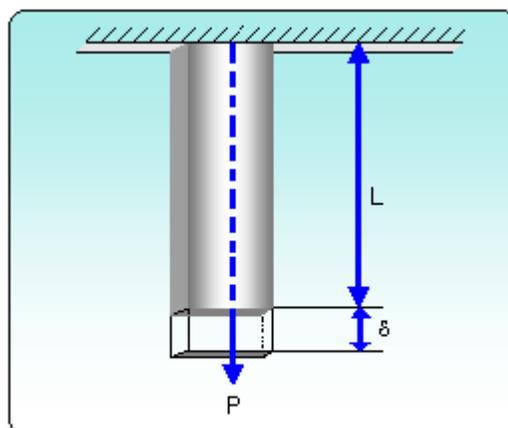


Figura II.1. Representación de la Ley de Hooke.

$$\delta \propto \frac{PL}{As},$$

Introduciendo una constante de proporcionalidad E característica de cada material llamado módulo de elasticidad ó modulo de Young y debe obtenerse experimentalmente.

Tipo de roca	Modulo de Young
Caliza y dolomia	8.0 a 13.0
Arenisca Dura	5.0 a 7.5
Arenisca media	2.0 a 4.0
Arenisca suave	0.5 a 1.5

Tabla II.1. Valores de “E” que pueden usarse para diferentes formaciones.

Tenemos:

$$\frac{P}{As} = E \frac{\delta}{L} \rightarrow \delta = \frac{PL}{E As}$$

Despejando el módulo de Young:

$$E = \frac{PL}{\delta As} \tag{2.1}$$

El esfuerzo axial unitario, esta definido por:

$$\sigma = \frac{P}{As} \tag{2.2}$$

La deformación axial unitaria ó elongación axial adimensional esta definido por:

$$\varepsilon = \frac{\delta}{L} \tag{2.3}$$

Por lo que el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial, obteniéndose:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \tag{2.4}$$

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. Esta Ley es aplicable solamente en la región elástica (0A).

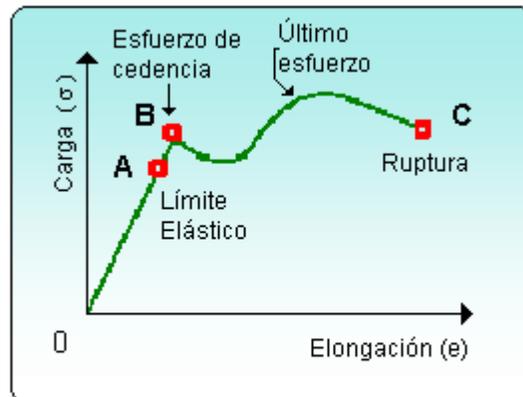


Figura II.2. Comportamiento del acero bajo cargas.

El punto B define el esfuerzo de cedencia del material. Es importante no excederse de este valor durante las corridas de TR's, y operaciones para prevenir fallas del tubular.

La Ley de Hooke's no es aplicable de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la región causan deformaciones plásticas y permanentes.

**Ejemplo**

Un ejemplo del esfuerzo a la cedencia en donde se hicieron pruebas de tensión realizadas a una tubería de revestimiento de 16", N - 80 de 84 lb/pie; pozo Zaap 7D.

No. Colada	Espesor (pg) Nominal (0.495)	Fluencia (lb/pg <sup>2</sup> ) mín.= 80,000	Resistencia (lb/pg <sup>2</sup> ) mín.= 110,000
96650	0.484	84,348	122,042
96995	0.523	87,478	125,029
97893	0.508	81,077	119,766
96503	0.547	86,197	121,615
96535	0.539	84,064	116,068
96570	0.583	86,197	125,029
96621	0.547	83,068	120,619
96881	0.524	85,628	118,628

Tabla II.2.

**Distribución del esfuerzo de cedencia.**

TR de 13 3/8" TAC - 95 de 72 lb/pie.

Media = 113,041 lb/pg<sup>2</sup> Desviación estándar = 4,664 n = 70

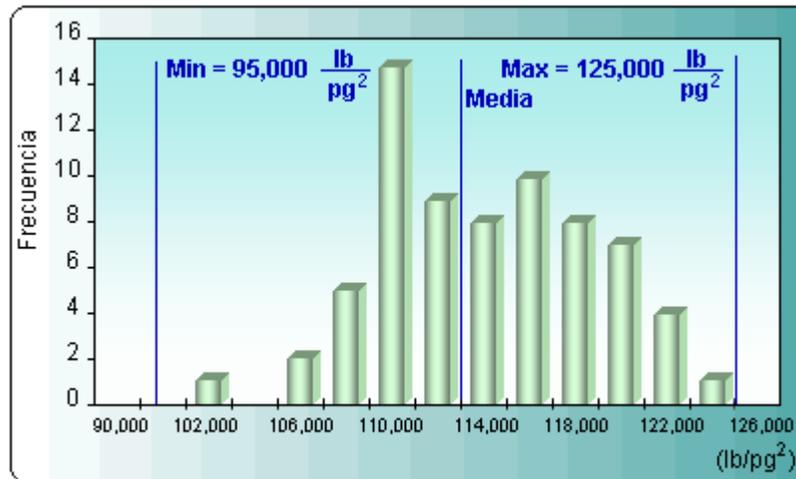


Figura II.3. Distribución del esfuerzo de cedencia.

**Distribución del espesor del cuerpo.**

TR 13 3/8" TAC - 95 de 72 lb/pie

Media = 13.61 mm Desviación estándar = 0.281 n = 710

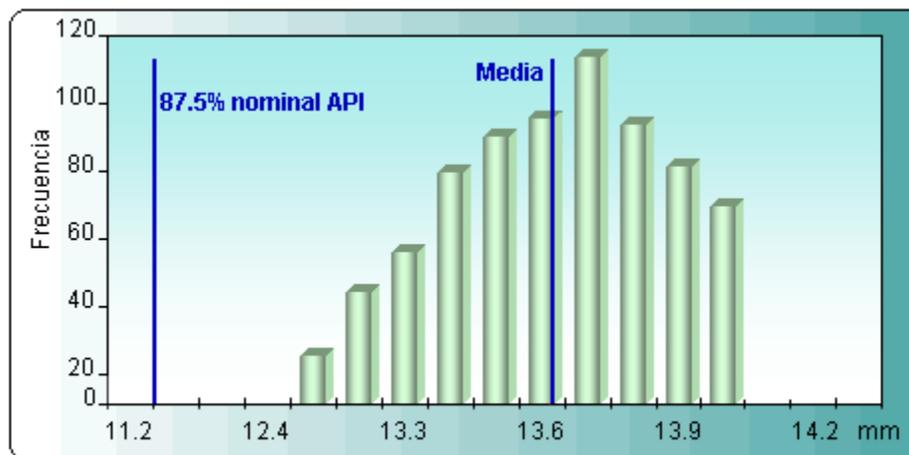


Figura II.4. Distribución del espesor del cuerpo.

**Tensión**

La fuerza de tensión  $F_T$ , tiende a jalar parte de la tubería que es resistida por la fuerza del espesor de la propia tubería, la cual externa una contra fuerza:

$$F_T = Y_p A_s \quad 2.5$$

$$F_T = 0.7854 Y_p (D^2 - d^2) \quad 2.6$$

$$F_T = \pi Y_p (D t - t^2) \quad 2.7$$

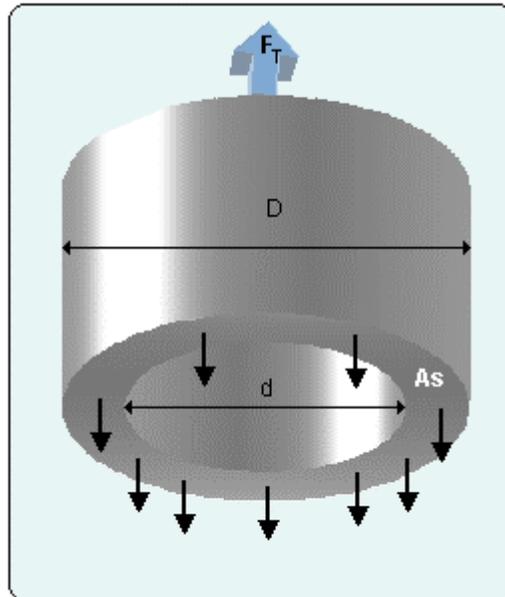


Figura II.5. Tensión aplicada sobre un tubo.

### Presión Interna

La presión de estallamiento dada por el API, está basada en la ecuación de Barlow. Donde utiliza el 87.5% del valor al considera el mínimo espesor de pared permisible.

$$P_i = \frac{2\sigma_s t}{d}$$

De tal manera que el API permite una tolerancia máxima permisible del espesor de la pared del tubo de menos el 12.5 %.

### Colapso

Fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. El colapso en función de su magnitud se clasifica en: elástico, plástico, de transición, fractura.



Figura II.6. Colapso de una tubería

	<b>Colapso Elástico</b>	<b>Colapso Transición</b>	<b>Colapso Plástico</b>	<b>Colapso Cedencia</b>
<b>Grado</b>	<b>Rango D/t</b>	<b>Rango D/t</b>	<b>Rango D/t</b>	<b>Rango d/t</b>
H-40	** 42.64	27.01-42.64	16.40-27.01	16.40 y menores
H-50	** 38.83	25.63-38.83	15.24-25.63	15.24 y menores
J-K-55 y D	** 37.21	25.01-37.21	14.81-25.01	14.81 y menores
-60	** 35.73	24.42-35.73	14.44-24.42	14.44 y menores
-70	** 33.17	23.38-33.17	13.85-23.38	13.85 y menores
C-75 y E	** 32.05	22.91-32.05	13.60-22.91	13.60 y menores
L-80 y N-80	** 31.02	22.47-31.02	13.38-22.47	13.38 y menores
-90	** 29.18	21.69-29.18	13.01-21.69	13.01 y menores
C-95	** 28.36	21.33-28.36	12.85-21.33	12.85 y menores
-100	** 27.60	21.00-27.60	12.70-21.00	12.70 y menores
P-105	** 26.89	20.70-26.89	12.57-20.70	12.57 y menores
P-110	** 26.22	20.41-26.22	12.44-20.41	12.44 y menores
-120	** 25.01	19.88-25.01	12.21-19.88	12.21 y menores
-125	** 24.46	19.63-24.46	12.11-19.63	12.11 y menores

-130	** 23.94	19.40-23.94	12.02-19.40	12.02 y menores
-135	** 23.44	19.18-23.44	11.94-19.18	11.94 y menores
-140	** 22.98	18.97-22.98	11.84-18.97	11.84 y menores
-150	** 22.11	18.57-22.11	11.67-18.57	11.67 y menores
-155	** 21.70	18.37-21.70	11.59-18.37	11.59 y menores
-160	** 21.32	18.19-21.32	11.52-18.19	11.52 y menores
-170	** 20.60	17.82-20.60	11.37-17.82	11.37 y menores
-180	** 19.93	17.47-19.93	11.23-17.47	11.23 y menores
** y más grande				

Tabla II.3. Rangos de (D/t) para las distintas presiones de colapso cuando la región de esfuerzo axial es igual a cero.

### Tubería para alto colapso

Son importantes dos factores para la tubería de alto colapso.

1. Aspecto Geométrico.
2. Propiedades químicas y mecánicas.
  - La geometría de la tubería debe de cumplir con los requerimientos para una tubería API, especialmente aquellas tuberías con una alta relación D/t mayor 13.
  - Una tubería con bajo espesor y alta ovalidad, son factores que se combinan para favorecer al colapso.
  - El espesor del cuerpo es el factor de gran importancia en el colapso, debido a la relación directa con la capacidad mecánica del tubo, por lo que durante la fabricación de la tubería se lamina con el espesor nominal y máximo.

**Redondez:** la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo (valor absoluto), se denomina redondez.

**Ovalidad:** la diferencia entre el diámetro exterior mínimo y máximo, medido alrededor de una misma sección transversal, expresada en porcentaje con respecto al diámetro medio, es llamada ovalidad (valor relativo).

Ovalidad no significa una forma oval de la sección transversal, sino la irregularidad del diámetro en esa sección. Entre más redonda sea una sección transversal, la distribución de los esfuerzos aplicados desde el exterior será más uniforme (efecto de arco) y por lo tanto habrá un mejor equilibrio que permita una mayor resistencia mecánica de la tubería.

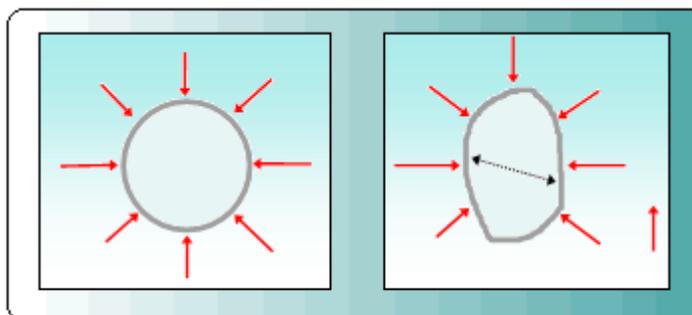


Figura II.7. Redondez y ovalidad de una sección transversal.

La tubería de alto colapso se lamina con la mínima ovalidad posible, realizando una continúa medición en línea del diámetro exterior por sección y longitudinal, así como la redondez (máximos y mínimos), por medio de un medidor automático por emisión de rayos laser a la salida del calibrador, incrementándose la frecuencia física de medición.

Hoy en día se garantizan los valores de resistencia al colapso, a través de una cámara de presión que permiten realizar pruebas de colapso de tuberías desde 13 3/8” con una longitud de 8 veces el diámetro bajo esfuerzos axial cero.

**Rangos de tubería de revestimiento:**

El API utiliza tres rangos para tubería de revestimiento, siendo los siguientes:

Rango	Longitud (pies)	Longitud (m)
1	16-25	4.88-7.62
2	25-34	7.62-10.36
3	34-48	10.36-14.63

Tabla II.4. Rangos de Tubería de Revestimiento.

El rango tres es utilizado comúnmente en las tuberías de revestimiento, debido a que se reduce el número de conexiones durante las introducciones. El uso del rango 2 de la Tabla II.5. es utilizado para los ajustes de las sartas.

**El API utiliza tres rangos para tubería de producción, siendo los siguientes:**

Rango	Longitud (pies)	Longitud (m)
1	20-24	6.10-7.32
2	28-32	8.53-9.75
3	38-42	11.58-12.80

Tabla II.5. Rangos de Tubería de Producción.

### Diámetro de la tubería de revestimiento.

El API permite las siguientes tolerancias en el diámetro exterior:

Diámetro exterior de la tubería	Tolerancia
menores a 4 1/2" de 4 1/2" a mayores	más, menos 0.031 pg +1%, -0.5% del diámetro nominal

Tabla II.6. Tolerancias en el diámetro exterior de la tubería de revestimiento.

### Dimensiones del drift.

**Drift:** Es lo que el fabricante recomienda como diámetro interior garantizado (o diámetro de trabajo).

Diámetro	Peso Unitario (lb/pie)	Longitud del mandril	Diámetro del mandril
13 3/8"	72.0	12"	12.250"
11 3/4"	42.0	12"	11.000"
11 3/4"	60.0	12"	10.625"
11 3/4"	65.0	12"	10.625"
10 3/4"	45.5	12"	9.875"
10 3/4"	55.5	12"	9.625"
9 5/8"	40.0	12"	8.750"
9 5/8"	48.4	12"	8.375"

9 5/8"	53.5	12"	8.500"
8 5/8"	32.0	6"	7.875"
8 5/8"	40.0	6"	7.625"
7 3/4"	46.1	6"	6.500"
7"	23.0	6"	6.250"
7"	32.0	6"	6.000"

Tabla II.7. Dimensiones del Drift.

Grupo	Grado	Tipo	Fluencia (lb/pg <sup>2</sup> )		Resistencia (lb/pg <sup>2</sup> )	Dureza HRC	Espesor de pared (pg)	Var. Dureza HCR
			Mínima	Máxima				
1	H-40		40,000	80,000	60,000	-		
	J-55		55,000	80,000	75,000	-		
	K-55		55,000	80,000	95,000	-		
	N-80		80,000	110,000	100,000	-		
2	M-65		65,000	85,000	85,000	22		
	L-80	1	80,000	95,000	95,000	23		
	L-80	9Cr	80,000	95,000	95,000	23		
	L-80	13Cr	80,000	95,000	95,000	23		
	C-90	1.2	90,000	105,000	100,000	25.4	0.500 ó <	3.0
	C-90	1.2	90,000	105,000	100,000	25.4	0.501-0.749	4.0
	C-90	1.2	90,000	105,000	100,000	25.4	0.750-0.999	5.0
	C-90	1.2	90,000	105,000	100,000	25.4	1.000 ó >	6.0
	C-95		95,000	110,000	105,000	-		
	T-95	1.2	95,000	110,000	105,000	25.4	0.500 ó <	3.0
	T-95	1.2	95,000	110,000	105,000	25.4	0.501-0.749	4.0
	T-95	1.2	95,000	110,000	105,000	25.4	0.750-0.999	5.0
3	P-110		110,000	140,000	125,000	-		
4	Q-125	1-4	125,000	150,000	135,000	-	0.5000 ó <	3.0
	Q-125	1-4	125,000	150,000	135,000	-	0.501-0.749	4.0
	Q-125	1-4	125,000	150,000	135,000	-	0.750 ó >	5.0

Tabla II.8.

**Anisotropía:** Es un cuerpo que no posee iguales propiedades en todas sus direcciones.

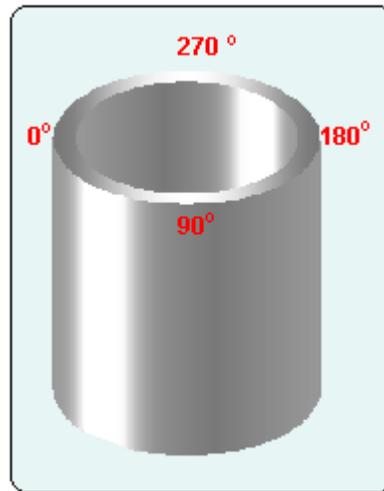


Figura II.8. Anisotropía.

Resultados obtenidos en pruebas de laboratorio realizadas en COMIMSA (1323-IT/97-035), a una TR de 11 3/4" TRC - 95.

No. Colada	Posición	Fluencia (lb/pg <sup>2</sup> )	Resistencia (lb/pg <sup>2</sup> )
		mín.=95,000	mín.=105,000
98366	0°	101,480	116,865
	90°	100,740	115,782
	180°	98,395	115,376
	270°	101,408	116,291
98369	0°	96,505	110,277
	90°	95,421	112,364
	180°	97,424	112,235
	270°	95,269	106,609

Tabla II.9

El acero es un material elástico hasta ciertos límites, pues si una carga de tensión es aplicada, sufrirá una deformación; si esta carga es retirada, el acero recuperara su forma original. Sin embargo, si se excede el límite elástico, la estructura del acero cambia y no regresará a sus condiciones originales una vez que el esfuerzo es removido. Este comportamiento es conocido

como “plástico”. Si se aplica mayor carga, el acero se deforma y fallará. Este fenómeno es representado en la Figura II.9.

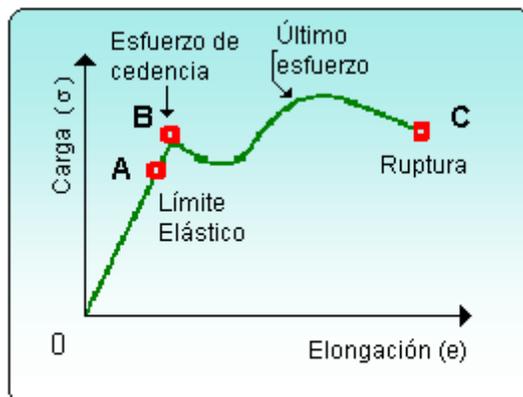


Figura II.9. Comportamiento del acero bajo cargas.

Las condiciones de carga más severas en la tubería de producción ocurren durante los siguientes eventos:

- Introducción y recuperación del aparejo (Intervenciones).
- Inducciones.
- Pruebas de admisión.
- Estimulaciones.
- Fracturamientos.
- Control del pozo (reparación).
- Disparos e inicio de producción.

El aparejo de producción está sujeto a varios esfuerzos; por lo tanto, las cargas como resistencia a la presión interna, colapso y tensión de la tubería, deben ser conocidas bajo diferentes condiciones para un diseño apropiado.

### 2.1.2 Fuerzas de diseño de las tuberías.

#### Factores de diseño.

En el diseño de tubulares, los efectos de carga son separados de la resistencia de la tubería por un multiplicador arbitrario conocido como factor de seguridad, cuya función es tener un

respaldo en el diseño, debido a la incertidumbre al determinar las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a corrosión y desgaste.

La magnitud del factor de seguridad se basa generalmente en experiencias anteriores, pues existe poca documentación sobre su origen o impacto. Las compañías emplean diferentes factores de seguridad al diseñar tubulares.

El factor de seguridad es definido como la relación entre la resistencia del tubo y la magnitud de la carga aplicada. Por ejemplo, el factor de seguridad para la presión interna es el siguiente:

$$FS = \frac{\text{Resistencia a la presión interna}}{\text{Presión interna}}$$

En la actualidad no existe un estándar mundialmente aceptado para los factores de diseño; sin embargo, las variaciones están dentro de una banda relativamente pequeña, esto se muestra en la Tabla II.10.

CONDICIONES DE CARGA	RANGO	MÁS COMÚN	RECOMENDADO
Presión interna	1.0 – 1.35	1.125	1.125
Colapso	0.85 – 1.50	1.125	1.125
Tensión junta	1.50 – 2.0	1.80	1.80
Tensión cuerpo	1.30 – 2.0	1.80	1.80

Tabla II.10. Factores de Diseño típicos de la Industria.

Las propiedades mecánicas más importantes de un tubo de producción son: resistencia a la presión interna, colapso y tensión. Estas propiedades pueden estar actuando tanto de manera independiente como combinada.

El problema de diseño de sartas de tubería de producción consiste en seleccionar las tuberías del peso y grado más económico, que pueden soportar sin falla, los esfuerzos a los que estarán sujetas.

Los grados de acero de la tubería son identificados con letras y números, los cuales indican características del acero. En cada grado de API el número designa el esfuerzo de cedencia, así por ejemplo la P - 110, puede soportar un esfuerzo de 110,000 lb/pg<sup>2</sup> con una elongación menor al 0.5%.

### **Uniaxial**

Este efecto asume que no hay carga axial (tensión o compresión) en la tubería al mismo tiempo que una carga de presión interna o colapso es aplicada. La presión interna, colapso y tensión bajo una sola carga son definidas como sigue:

#### **Presión interna**

Es la cantidad de presión aplicada dentro del tubo, misma que es soportada por la pared interna (ver la Figura II.10). La resistencia del cuerpo del tubo a este efecto es calculada con la fórmula de presión de cedencia interna (API Boletín 5C3, 1985).

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2 Y_P * t}{D} \right) \quad 2.8$$

La ecuación 2.8 calcula la presión interna, en la cual el esfuerzo tangencial en la pared interior alcanza el esfuerzo de cedencia del material. El factor de 0.875 corresponde al 87.5% del total debido a la tolerancia permitida del fabricante en el espesor de la pared, la cual es igual 12.5%. El resultado de esta ecuación debe ser redondeado a 10 lb/pg<sup>2</sup> para obtener el mismo valor que en las tablas (API Boletín 5C2).

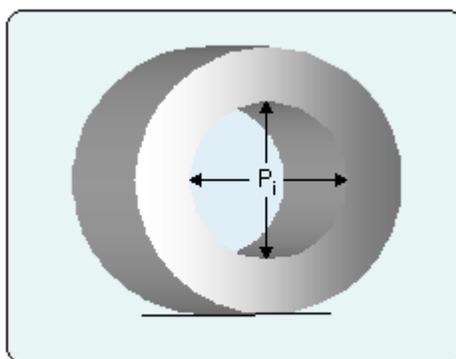


Figura II.10. Presión sobre la pared interna de la tubería.

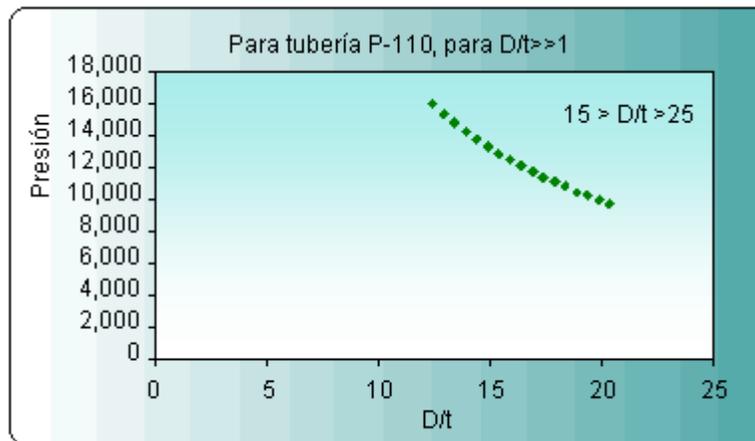


Figura II.11

**Ejemplo:**

Calcular la presión interna de una tubería K-55 y 133 lb<sub>f</sub>/ft, con un espesor de pared de 0.635 pg y un diámetro de 20 pg.

**Solución:**

Esta tubería tiene un esfuerzo de cedencia mínimo de 55,000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2 Y_p * t}{D} \right)$$

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2 (55,000 \text{ psi}) * 0.635 \text{ pg}}{20 \text{ pg}} \right) \rightarrow P_i = 3,055 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

**Tensión**

La resistencia del cuerpo de un tubo en tensión es calculada empleando el diagrama de cuerpo libre mostrada en la Figura II.12. La fuerza ( $F_1$ ) tiende a separar la tubería pero lo impide la resistencia de las paredes del tubo, las cuales ejercen una contra fuerza. Esto es matemáticamente representado por:

$$T = Y_p \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \tag{2.9}$$

La ecuación 2.9 es conocida como la fórmula de la resistencia a la cedencia del tubo (API Boletín 5C3, 1985). Tensión (T) es la resistencia axial del cuerpo del tubo, y es el producto del área de la sección transversal y el esfuerzo de cedencia del material ( $Y_p$ ). Ésta es la fuerza mínima que causaría una deformación permanente.

En la tensión, el efecto más crítico se presenta cuando se corre el aparejo de producción y durante su recuperación, para alguna intervención. Esto se complica cuando se dificulta el desenchufe de los sellos multi-v o al desanclar el empacador integral.

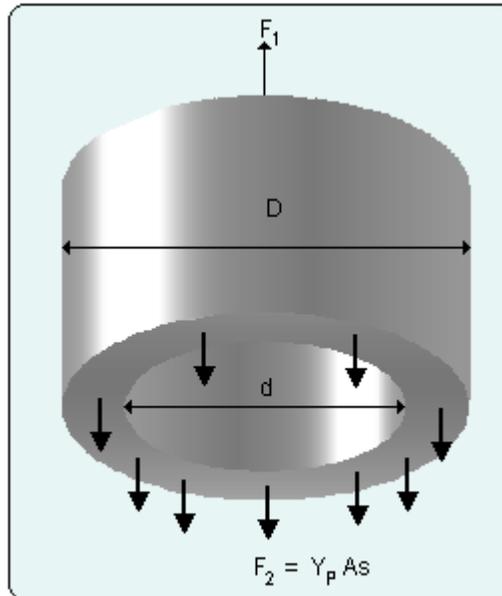


Figura II.12. Tensión aplicada sobre un tubo.

### Ejemplo:

Calcular la Tensión de una tubería K-55 y 133 lb<sub>f</sub>/ft, con un espesor de pared de 0.635 pg y un diámetro de 20 pg.

### Solución:

Esta tubería tiene un esfuerzo de cedencia mínimo de 55,000 lb/pg<sup>2</sup>.

$$t = \frac{D - d}{2}$$

$$d = D - 2t \rightarrow d = 20 \text{ pg} - 2(0.635 \text{ pg}) \rightarrow d = 18.73 \text{ pg}$$

Calcular el área de la sección transversal

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2)$$

$$A_s = \frac{\pi}{4} ((20 \text{ pg})^2 - (18.73 \text{ pg})^2) \rightarrow A_s = 38.63 \text{ pg}^2$$

$$T = Y_p \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2)$$

$$T = 55,000 \text{ psi} * 38.63 \text{ pg}^2 \rightarrow T = 2,124,730 \text{ lb}_f$$

## Colapso

El colapso es definido como la fuerza generada para aplastar un tubo por efecto resultante de fuerzas externas. Este fenómeno es mucho más complejo que el que se presenta en una tubería sometida a presión interna. Un ejemplo de colapso se muestra en la Figura II.13 y la Figura II.6.



Figura II.13. Colapso de aparejo de producción.

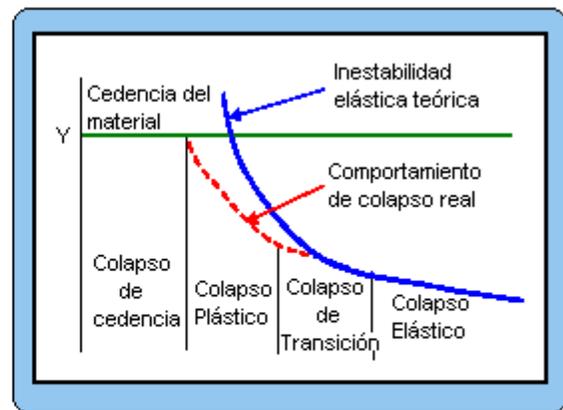


Figura II.14. Modos de falla al colapso en función de  $D/t$ .

Cuando la tubería de revestimiento esta expuesta a una presión externa mucho mayor que la interna se dice que la tubería esta expuesta a una presión de colapso.

El esfuerzo de colapso es primordialmente una función del esfuerzo de cedencia del material, de su relación de espesor  $D/t$  y de su esfericidad.

En el colapso, las condiciones mas criticas pueden presentarse cuando la tubería se encuentra vacía y en el espacio anular se ejerce una presión, de manera que se pueda colapsar el aparejo. La resistencia al colapso es una función de la resistencia a la cedencia del material y su relación de diámetro y espesor ( $D/t$ ).

La resistencia al colapso, de acuerdo con el API boletín 5C3 (1985) consiste de cuatro regímenes de colapso, que se determina con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación D/t, y son definidos según el tipo de falla:

1. Colapso de cedencia.
2. Colapso plástico.
3. Colapso de transición.
4. Colapso elástico.

La Figura II.14 muestra los cuatro tipos de falla en función de la resistencia al colapso y la relación D/t.

Colapso de cedencia. No es un colapso verdadero. Para tuberías con una relación D/t < 15, el esfuerzo tangencial excederá la resistencia a la cedencia del material antes de que una falla de inestabilidad de colapso ocurra. Este fenómeno es matemáticamente representado por:

$$P_{cc} = 2Y_P \left[ \frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right] \tag{2.10}$$

$$\frac{D}{t} = \frac{\sqrt{(A - 2)^2 + 8 \left( B + \frac{C}{Y_P} \right)} + (A - 2)}{2 \left( B + \frac{C}{Y_P} \right)} \tag{2.11}$$

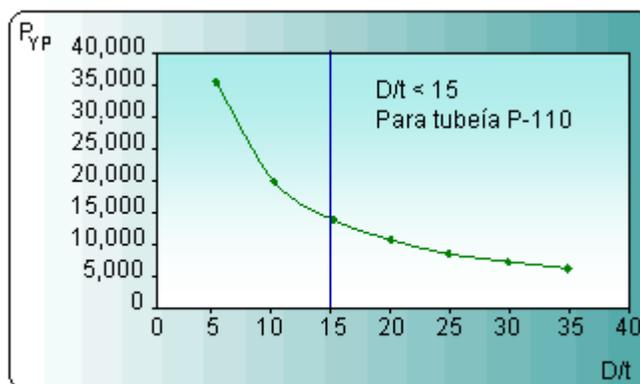


Figura II.15. Colapso de cedencia

Colapso plástico. No existe una expresión analítica para expresar este tipo de colapso; sin embargo, una ecuación fue desarrollada a partir de 2,488 pruebas. Por tanto, la mínima presión de colapso en rango plástico puede ser estimada por la siguiente ecuación:

$$P_{cp} = Y_p \left[ \frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C \quad 2.12$$

$$\frac{D}{t} = \frac{Y_p(A - F)}{C + Y_p(B - G)} \quad 2.13$$

Las ecuaciones de los coeficientes empíricos A, B y C se muestran en el Apéndice 1.

Colapso de transición. La mínima presión de colapso en la zona de transición entre la falla plástica y la elástica es descrita por:

$$P_{ct} = Y_p \left[ \frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right] \quad 2.14$$

Para la relación  $\frac{D}{t}$  se obtiene con la ecuación 2.13 si  $\sigma_z = 0$

Las ecuaciones de los coeficientes empíricos F y G se muestran en el Apéndice 1.

Colapso elástico. Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica. Este criterio es independiente de la resistencia a la cedencia y es aplicable a espesores de pared delgados ( $D/t > 25$ ). La presión de colapso mínima para el rango elástico de colapso se obtiene como sigue:

$$P_{ce} = \frac{46.95 \times 10^6}{\left(\frac{D}{t}\right) \left[\left(\frac{D}{t} - 1\right)\right]^2} \quad 2.15$$

$$\frac{D}{t} = \frac{2 + \frac{B}{A}}{3 \left(\frac{B}{A}\right)} \quad 2.16$$

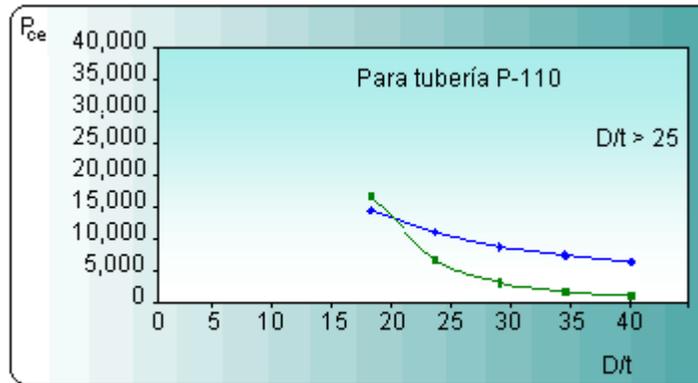


Figura II.16. Colapso elástico.

**Ejemplo:**

Calcular la presión al colapso de una tubería K-55 y 133 lb<sub>f</sub>/ft, con un espesor de pared de 0.635 pg y un diámetro de 20 pg.

**Solución:**

$$\left(\frac{D}{t}\right) = \left(\frac{20 \text{ pg}}{0.635 \text{ pg}}\right) \rightarrow \left(\frac{D}{t}\right) = 31.496$$

Ver la Tabla II.3 y de acuerdo al rango de la relación de D/t se determina el tipo de presión al colapso.

$$P_{ct} = Y_p \left[ \frac{F}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G \right]$$

Las ecuaciones de los coeficientes empíricos F y G, así como los valores se muestran en el Apéndice 1.

$$P_{ct} = 55,000 \text{ psi} \left[ \frac{1.989}{(31.496)} - 0.036 \right] \rightarrow P_{ct} = 1,493 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

La Figura II.17 presenta los límites para cada tipo de colapso en función del grado de acero y la relación diámetro-espesor. Puede utilizarse para determinar el tipo de colapso a emplear en un caso específico. Conforme se incrementa el espesor de pared, la relación diámetro-espesor se reduce y el colapso se mueve de elástico a cedencia, pasando por plástico y de transición.

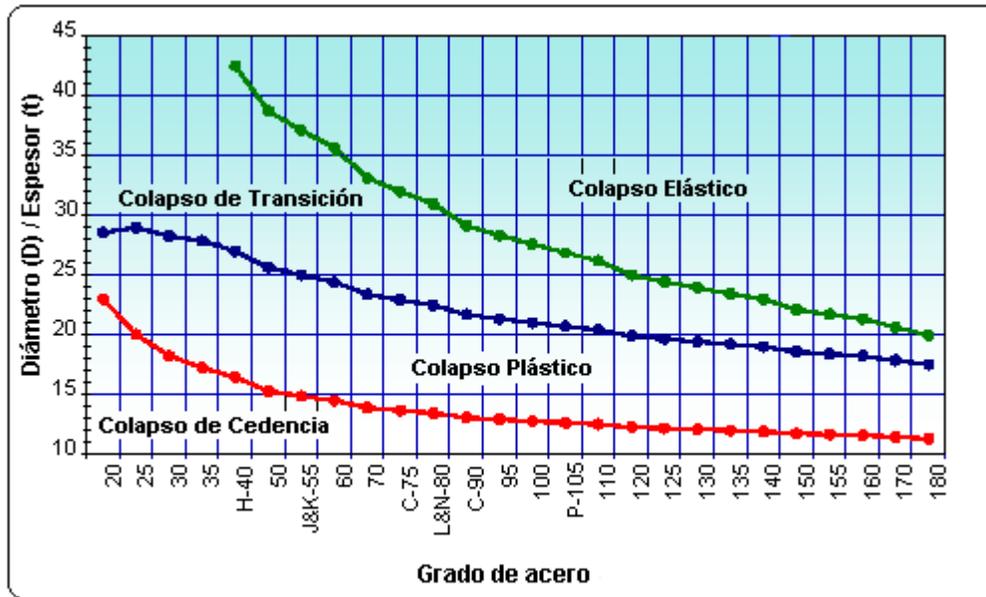


Figura II.17. Regiones de los diferentes tipos de colapso.

Todas las ecuaciones utilizadas para calcular las diferentes resistencias de las tuberías, consideran la aplicación de esfuerzos axiales.

La realidad es diferente, ya que la tubería siempre estará expuesta a una combinación de esfuerzos. El concepto fundamental para el diseño de tuberías establece: “Si cualquier esfuerzo aplicado a la pared de la tubería excede el esfuerzo de cedencia del material, se presentará una condición de falla “.

Si la tubería esta sujeta a presión interna ( $P_i$ ) y externa ( $P_o$ )

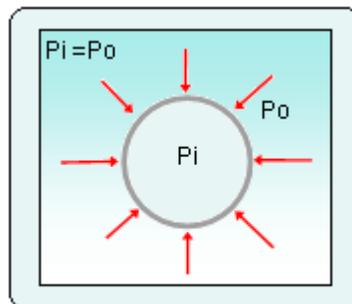


Figura II.18.

Si la tubería esta sujeta a presión interna ( $P_i$ ) y externa ( $P_o$ ) el equivalente de presión externa ( $P_e$ ) es calculado con la siguiente relación:

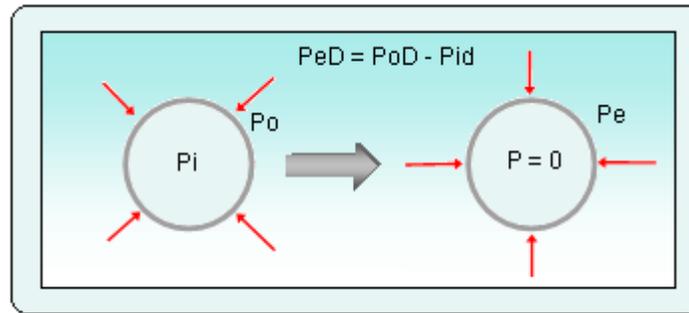


Figura II.19. Equivalencia de presiones.

Fuerza axial de cedencia T

La fuerza axial de cedencia es determinada por el esfuerzo de cedencia de la tubería (ver la ecuación 2.9):

$$T = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)Y_P$$

## 2.2 EFECTO DE LA COMBINACIÓN DE DIFERENTES FUERZAS.

Efectos combinados:

- No son simplemente la suma de ellos.
- La teoría aplicada para el cálculo de dichos esfuerzos es la de Hencky-Von Mises.

### Biaxial

El **análisis uniaxial** considera que no existen cargas axiales (tensión o compresión) en la tubería simultáneamente con las de colapso o presión interna. Sin embargo, en condiciones reales, la tubería de producción estará bajo la acción combinada de las presiones interna, externa y tensión debido al propio peso de la tubería.

El **efecto biaxial** considera el cambio en la resistencia al colapso y presión interna debido a la tensión o compresión del aparejo. Esto es representado por el criterio biaxial usado en el boletín API 5C3, el cual está dado matemáticamente por:

$$Y_e = Y_P \left[ \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{\sigma_z}{Y_P} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_z}{Y_P} \right] \tag{2.17}$$

Donde  $Y_e$  es la resistencia a la cedencia efectiva (en otras palabras, es la resistencia remanente

de la pared del tubo para las condiciones de carga dadas) y  $\sigma_z$  representa el esfuerzo axial de la tubería flotada, el cual está dado por:

$$\sigma_z = \frac{T}{A_s} \quad 2.18$$

Para el cálculo de colapso o presión interna bajo carga axial, se emplea la ecuación correspondiente. Para el caso del colapso, se selecciona la fórmula dependiendo del tipo de colapso en análisis, el cual determina con la Figura II.17.

En estas ecuaciones se emplea la resistencia a la cedencia efectiva ( $Y_e$ ), en lugar de la cedencia original del tubo ( $Y_P$ ). Para determinar los coeficientes empíricos A, B, C, F y G, y también se emplea  $Y_e$ .

Los efectos relevantes obtenidos en la ecuación 2.17 son los siguientes:

- La tensión reduce la resistencia al colapso.
- La tensión incrementa la resistencia a la presión interna.
- La compresión reduce la resistencia a la presión interna.
- La compresión incrementa la resistencia al colapso.

Gráfica de esfuerzos biaxiales con factores de seguridad ver el ejemplo de la Figura II.20.

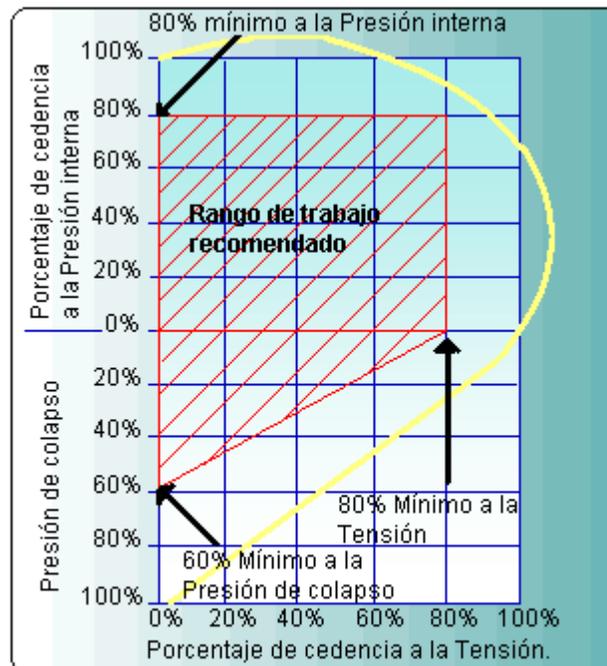


Figura II.20. Relación entre cargas y efectos combinados.

### 2.2.1 Combinación Colapso – Tensión.

En cierto punto de la sarta de tuberías, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos: tiende a causar falla en la tubería por efecto de deformación longitudinal y reduce la resistencia al colapso de la tubería.

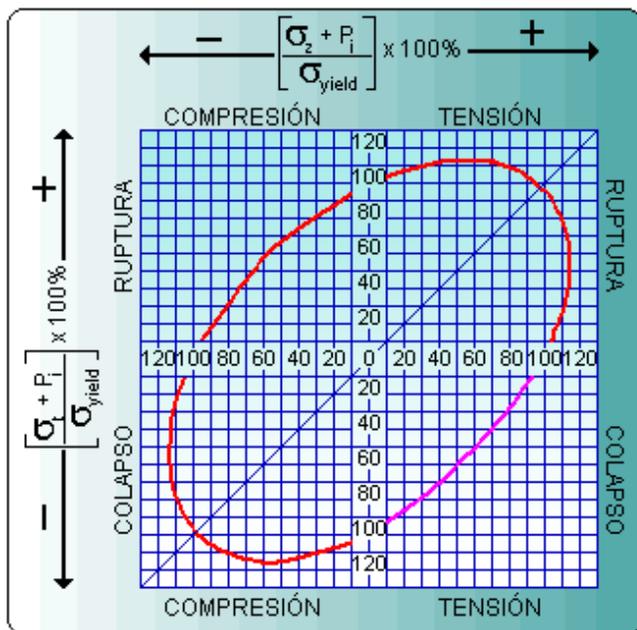


Figura II.21. Elipse de plasticidad.

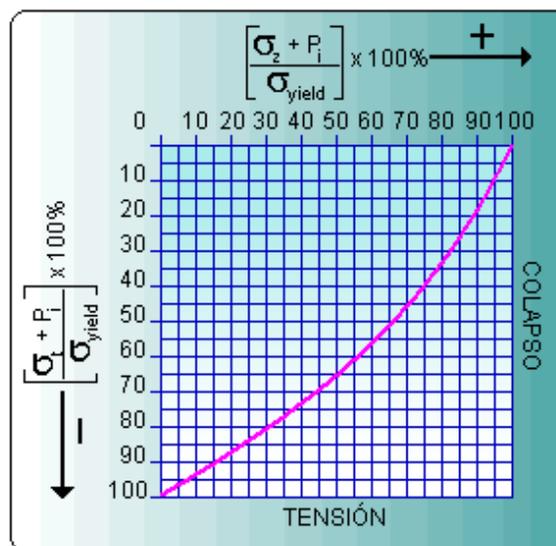


Figura II.22. Relación del Colapso Vs Tensión.

### 2.2.2 Combinación Ruptura – Compresión.

Durante la entrada de fluido de la formación a la tubería de revestimiento, así como en operaciones tales como cementaciones forzadas y fracturamientos, la tubería esta sujeta a presiones internas altas, por ello es necesario tomar en cuenta este factor al llevar a cabo el diseño de sarta de tubería.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento, se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero se calcula a partir de la fórmula de Barlow:

$$P_i = \frac{2\sigma_s t}{d}$$

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo que excede al esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería. Este tipo de falla sucede con un

esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura, es por ello propicio sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el mínimo esfuerzo de cedencia ( $Y_P$ ) en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible (0.875 t) tomando en cuenta esto, la fórmula de Barlow queda (ecuación 2.8):

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2 Y_P * t}{D} \right)$$

- Las cargas combinadas de ruptura y compresión corresponden al cuadrante a mano izquierda superior de la envolvente de diseño (Ver la Figura II.21).
- Ésta es la región donde el análisis triaxial es más crítico porque la confianza sobre el criterio uniaxial no podría predecir posibles fallas severas.
- Para altas cargas de ruptura (ejemplo: altos esfuerzos tangenciales) y compresión moderada, una falla de ruptura puede ocurrir en una presión diferencial menor que la presión de ruptura de acuerdo a los boletines o recomendaciones API.
- Para altas cargas de compresión y ruptura moderada, el modo de falla es permanente (ejemplo: deformación plástica debido a pandeo helicoidal).
- Esta carga combinada típicamente ocurre cuando una alta presión interna es experimentada (debido a una fuga de tubería o un incremento de la presión anular) después que la temperatura de revestidor ha sido incrementada debido a la producción.
- La temperatura incrementa en la porción no cementada del revestidor causada por el gradiente geotérmico el cual puede resultar en un significativo incremento en la compresión y el pandeo.
- El incremento en la presión interna también resulta en un incremento del pandeo.

(Ver la Figura II.23)

### 2.2.3 Combinación Ruptura – Tensión.

- Las cargas combinadas de ruptura y tensión corresponde al cuadrante a mano derecha superior de la envolvente de diseño (Ver la Figura II.21).
- Ésta es la región donde la confianza sobre el criterio uniaxial sólo puede resultar en un diseño en el cual es más conservador de lo necesario.

- Para altas cargas de ruptura y tensión moderada, una falla de ruptura no ocurrirá sino hasta que la presión de ruptura API ha sido excedida.
- Como la tensión se aproxima al límite elástico, una falla puede ocurrir en una presión diferencial menor que el valor del API.
- Para alta tensión y moderada carga de ruptura, la cedencia del cuerpo de la tubería no ocurrirá hasta una tensión mayor que la resistencia uniaxial es alcanzada.

Tomando la ventaja del incremento en la resistencia a la ruptura en presencia de tensión, representa una buena oportunidad para el ingeniero de diseño, ahorrar dinero mientras mantiene la integridad del pozo. Similarmente el diseñador permite que las cargas estén entre las resistencias de tensión uniaxial y triaxial.

(Ver la Figura II.24)

La elipse de esfuerzos biaxiales relaciona la tensión con la presión interna y de colapso.

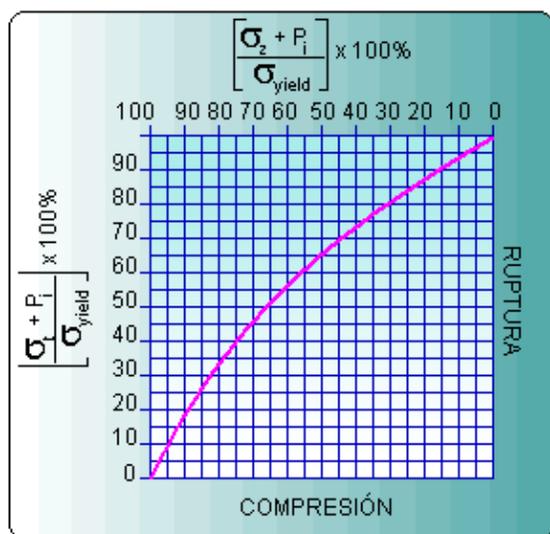


Figura II.23. Relación de Ruptura Vs Compresión.

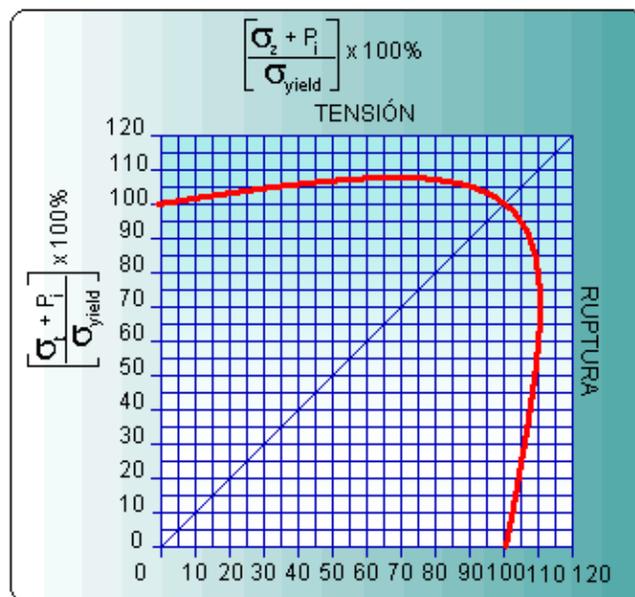


Figura II.24. Relación de Ruptura Vs Tensión.

	<b>COLAPSO</b>	<b>PRESIÓN INTERNA</b>
<b>TENSIÓN</b>	Reduce	Aumenta
<b>COMPRESIÓN</b>	Aumenta	Reduce

### 2.2.4 Aplicaciones del criterio Triaxial.

#### Triaxial

El esfuerzo triaxial no es un esfuerzo verdadero, es un valor teórico de la resultante de esfuerzos en tres dimensiones el cual es comparado con el criterio uniaxial de falla.

\*Si el esfuerzo triaxial excede al esfuerzo de cedencia del material se presentará la falla.

El diseño triaxial considera que en cada elemento de acero en la tubería actúan tres esfuerzos sobre su superficie; estos son: el esfuerzo axial, radial y tangencial. Esto se representa esquemáticamente en la Figura II.25. La única diferencia entre el concepto triaxial y el biaxial es que el segundo considera el esfuerzo radial igual a cero.

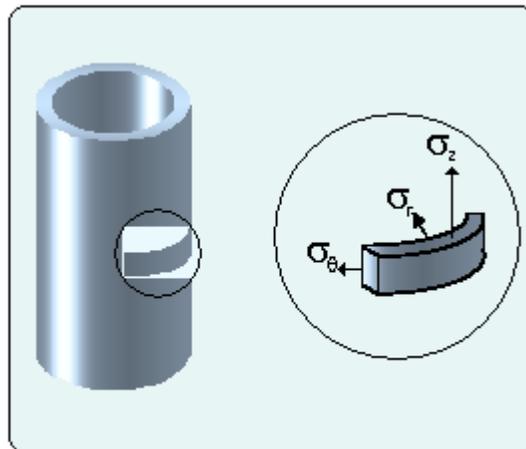


Figura II.25. Componente axial, radial y tangencial.

El concepto de esfuerzos biaxiales y triaxiales se deriva de la teoría de distorsión de energía, la cual se representa matemáticamente por la siguiente relación:

$$2Y_p^2 = (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \quad 2.19$$

Esta relación también es conocida como la ecuación de Von Mises o la ecuación triaxial. Simplificando y reagrupando la ecuación 2.19, tenemos:

$$\left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} \left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right)^2} + \frac{1}{2} \left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right) \quad 2.20$$

Para un modo de falla de colapso por cedencia, el esfuerzo tangencial se representa matemáticamente por:

$$\sigma_t = \frac{P_i(r_e^2 + r_i^2) - 2P_o r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \quad 2.21$$

Sustituyendo la ecuación 2.21 en el término de la izquierda y arreglándolo tenemos:

$$\left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right) = \left( \frac{2D^2}{D^2 - d^2} \right) \left( \frac{P_i - P_c}{Y_p} \right) \quad 2.22$$

Esta es la ecuación que representa la elipse de plasticidad mostrada en la Figura II.26. El signo a emplear ( $\pm$ ) en el primer término de la ecuación 2.20 depende del cuadrante en análisis; esto es, para colapso-tensión y presión interna-compresión, se utiliza signo negativo (-), para los dos casos restantes, signo positivo (+).

### Ejemplo:

Calcular la presión de colapso nominal considerando que la tubería esta sujeta a una tensión axial se 40,000 lb/pg<sup>2</sup> y a una presión interna de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. La tubería de revestimiento es de 5.5 pg, N – 80 y 26 lb/pie, con un espesor de pared de 0.476 pg.

$$t = \frac{D - d}{2} \rightarrow d = D - 2t$$

$$d = 5.5 \text{ pg} - 2(0.476 \text{ pg}) \rightarrow d = 4.548 \text{ pg}$$

$$\left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right) = \left( \frac{2D^2}{D^2 - d^2} \right) \left( \frac{P_i - P_c}{Y_p} \right)$$

$$\left( \frac{\sigma_t + P_i}{Y_p} \right) = \left( \frac{2(5.5)^2}{(5.5)^2 - (4.548)^2} \right) \left( \frac{P_i - P_c}{80,000} \right) \rightarrow \left( \frac{\sigma_t - P_i}{Y_p} \right) = \left( \frac{P_i - P_c}{12,649} \right)$$

Resolviendo el término  $\left( \frac{\sigma_z + P_i}{Y_p} \right)$  de la ecuación 2.20 tenemos:

$$\left( \frac{\sigma_z + P_i}{Y_p} \right) = \frac{40,000 + 10,000}{80,000} = 0.625$$

Sustituyendo los términos anteriores en la ecuación 2.20 tenemos:

$$\left( \frac{10,000 - P_c}{12,649} \right) = \pm \sqrt{1 - 0.75(0.625)^2} + 0.5(0.625)$$

Considerando el signo en este escenario con respecto a lo mencionado (Colapso - Tensión) es el signo negativo.

$$\left( \frac{10,000 - P_c}{12,649} \right) = -0.5284$$

$$P_c = 10,000 + 0.5284(12,649)$$

$$P_c = 16,684 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Si } P_i = 0 \text{ y } \sigma_z = 0$$

La ecuación 2.20 se reduce a la ecuación 2.10

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

$$P_{cc} = 2 \left( 80,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) \left[ \frac{\left( \frac{5.5 \text{ pg}}{0.476 \text{ pg}} \right) - 1}{\left( \frac{5.5 \text{ pg}}{0.476 \text{ pg}} \right)^2} \right]$$

$$P_{cc} = 12,649 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Por lo tanto la presión de colapso que resistirá esta tubería es de 16,684 lb/pg<sup>2</sup>; esto es, considerando que se tendrá una presión interna de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>. Se puede observar que si la presión interna es eliminada, la presión de colapso se reduce considerablemente.

La Figura II.27 muestra la comparación de los conceptos uniaxiales y triaxiales. Como se puede observar, el colapso y la presión interna se reducen cuando el acero se encuentra en tensión y compresión respectivamente.

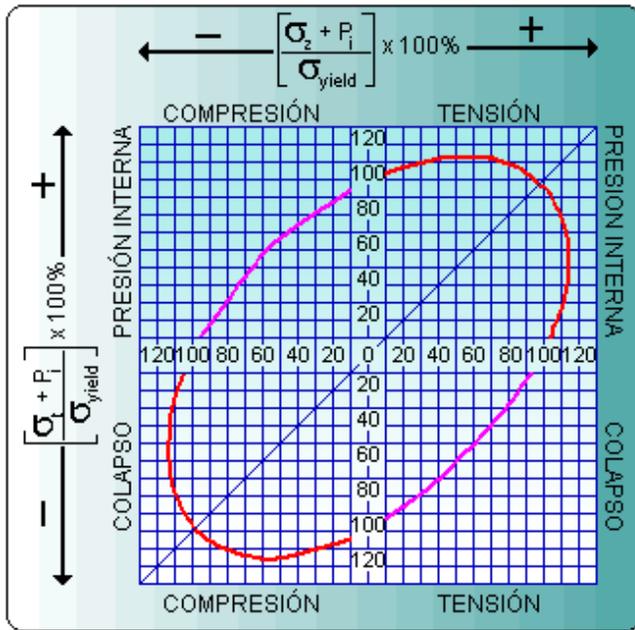


Figura II.26. Elipse de plasticidad.

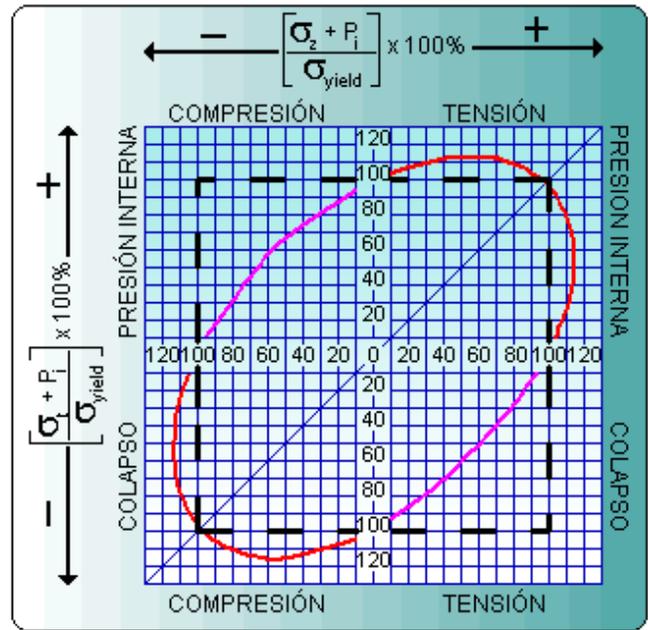


Figura II.27. Comparación de esfuerzos uniaxiales y triaxiales.

### 2.3 FUERZAS APLICADAS A LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN.

Para evaluar el diseño de una tubería es necesario conocer los esfuerzos a los que está sometida. Estos esfuerzos están presentes en la introducción de tubería, durante trabajos de cementación, operaciones de perforación, durante trabajos de reparación y en la vida productiva del pozo.

Los esfuerzos sobre la tubería son:

- Esfuerzos de presión.
- Esfuerzos mecánicos.
- Esfuerzos de térmicos.

#### 2.3.1 Fuerzas térmicas.

Un cambio de temperatura debido a la producción de hidrocarburos o inyección de fluidos causa cambios en la longitud del aparejo de producción. Este cambio de longitud es directamente proporcional al coeficiente de expansión del acero.

$$\Delta F_T = \alpha E A_s \Delta T$$

2.23

Donde:

$\Delta F_T$  = Fuerza incremental resultante del cambio de temperatura lbs<sub>f</sub>.

$\alpha$  = Coeficiente de expansión térmica ( $6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$ )

E = Modulo de Young ( $30 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$ )

As = Área transversal de la tubería pg<sup>2</sup>.

$\Delta T$  = Cambio de temperatura sobre la longitud libre °F.

### 2.3.2 Fuerzas externas y fuerzas internas.

Esfuerzos de presión los cuales son producidos por:

- Fluidos dentro del Tubería de revestimiento.
- Cemento y fluidos fuera del Tubería de revestimiento.
- Presiones impuestas en superficie durante operaciones de perforación y reparación.
- Presiones impuestas en superficie por las formaciones durante la perforación y producción.

### Pruebas de presión

Los efectos que causa una prueba de presión cuando, por alguna razón, el aparejo de producción se encuentra cerrado (válvula de tormenta cerrada, arena, incrustaciones, material extraño, etc.).

La Figura II.28 presenta esquemáticamente un aparejo de producción tapado y sometido a presión. Este fenómeno induce una fuerza de tensión considerable en la tubería, la cual puede ser determinada como sigue.

$$T = P_{st} A_i \quad 2.24$$

La presión sobre el tapón ( $P_{st}$ ) es la presión en la superficie más la diferencial hidrostática debida a la densidad de los fluidos que se encuentran sobre y debajo del tapón. Cuando la densidad de estos es la misma, la diferencial es cero.

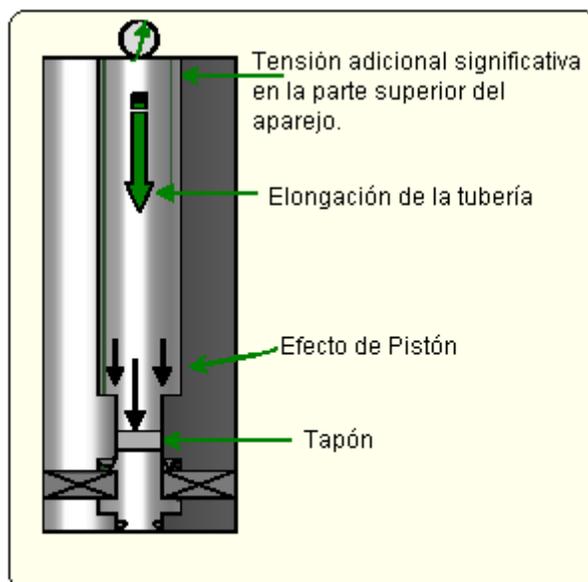


Figura II.28. Efecto de prueba de presión en un aparejo tapado.

### 2.3.3 Fuerzas mecánicas.

Esfuerzos mecánicos los cuales son asociados con el manejo de la tubería y son producidos por:

- Cargas a empacadores durante la terminación y reparación.
- Manejo de cargas.
- El choque de las cargas durante la introducción de tubería.
- Cambios por la resultante de la expansión térmica.

### Condiciones de operación en la selección del empacador.

1. Diferencial de presiones.
2. Cargas axiales.

1. Diferencial de presiones.

El empacador de producción se somete a presión diferencial durante las operaciones de terminación y reparación del pozo. La estimación de estas presiones es fundamental para la selección adecuada de estas herramientas. Aquí se mostrará como determinar la diferencial de presión durante las operaciones de inducción, prueba de admisión, estimulación y fracturamiento.

### **Inducción**

Durante la inducción se desplaza el fluido de terminación o producido por el yacimiento por nitrógeno, por lo regular este proceso se realiza con el auxilio de la tubería flexible. (Ver la Figura II.29.) La presión diferencial ( $\Delta P_{Emp}$ ) es calculada con la ecuación 2.27 la cual es la diferencia entre la presión sobre el empacador,  $P_{SE}$  (ecuación 2.25) y la presión debajo del empacador  $P_{BE}$  (ecuación 2.26).

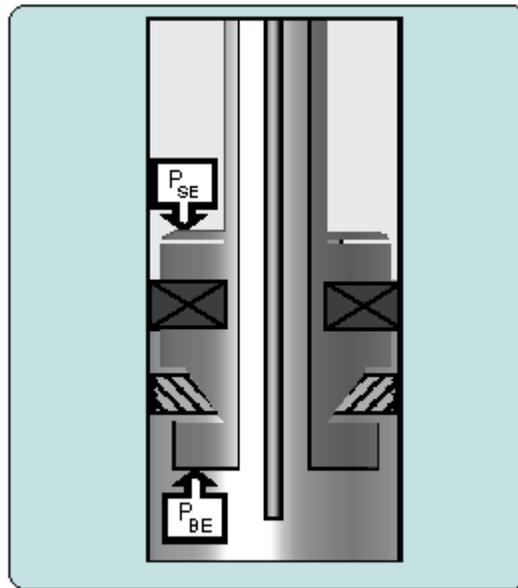


Figura II.29. Diferencial de presión durante la inducción.

$$P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{VE} + P_{TR} \quad 2.25$$

$$P_{BE} = 1.422 * \rho_{N2} * D_{VE} + P_{fN} + P_{TP} \quad 2.26$$

$$\Delta P_{Emp} = P_{SE} - P_{BE} \quad 2.27$$

Para fines prácticos se recomienda despreciar las pérdidas por fricción ( $P_{fN}$ ) y considerar una densidad promedio de nitrógeno de 0.2 gr/cc. También se puede considerar el aparejo de producción completamente vacío.

### **Prueba de admisión**

La prueba de admisión se realiza mediante el represionamiento del sistema con la finalidad de conocer el valor de la presión a la que la formación cede a la admisión de fluido; esto es

esquemáticamente representado en la Figura II.30. La diferencial de presión ( $P_{Emp}$ ) se obtiene con las ecuaciones 2.28 y 2.29.

$$P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{VE} + P_{TR} \tag{2.28}$$

$$P_{BE} = 1.422 * \rho_{ft} * D_{VE} + P_{bba} - P_{ft} \tag{2.29}$$

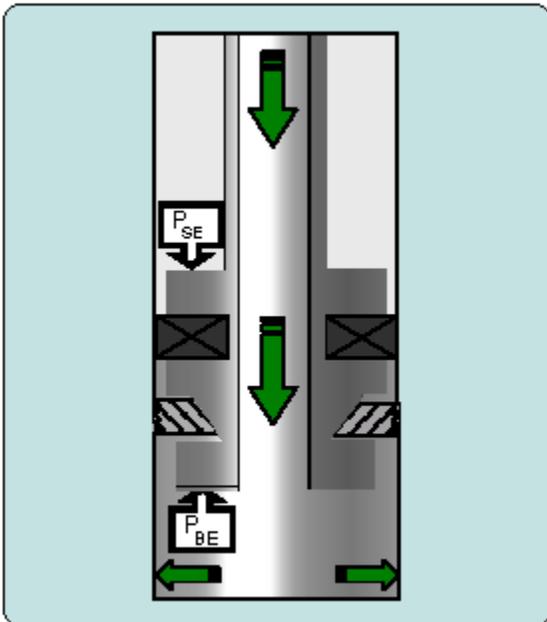


Figura II.30. Diferencial de presión durante la prueba de admisión.

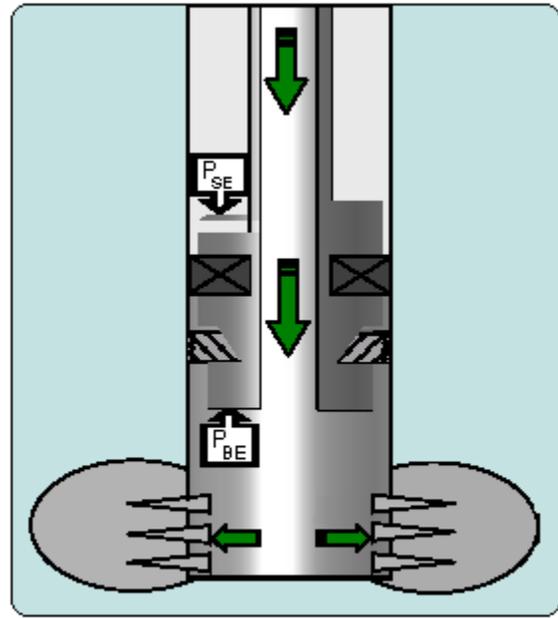


Figura II.31. Condiciones durante la estimulación o fracturamiento

### **Estimulación / Fracturamiento**

Las operaciones de estimulación o fracturamiento involucran la inyección de los fluidos con el objetivo general de mejorar las condiciones de conductividad (ver la Figura II.31). Estas operaciones generan una diferencial de presión en el empacador de producción, la misma que puede determinarse con las ecuaciones 2.27, 2.30 y 2.31.

$$P_{BE} = 1.422 * \rho_{finy} * D_{VE} + P_{bba} - P_{finy} \tag{2.30}$$

$$P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{VE} + P_{TR} \tag{2.31}$$

#### 2. Cargas axiales.

Otro parámetro a determinar para la selección correcta de los empacadores de producción son las cargas axiales. A continuación se ilustrará cuando se presentan, así como el origen de las mismas.

Durante las operaciones de terminación y mantenimiento de los pozos (inducción, prueba de admisión, estimulación y fracturamiento), así como durante su vida productiva, la tubería de producción se somete a diferentes condiciones de presión y a cambios de temperatura, esto genera esfuerzos en el acero los cuales se reflejan en la contracción y elongación del mismo, causando un movimiento neto del aparejo de producción.

Este movimiento origina tensión o compresión en el empacador, mismas que reducen su resistencia a la presión diferencial.

En algunos casos estas cargas son tan elevadas que causan la falla del empacador. Por lo tanto es substancial la determinación de los esfuerzos axiales a que será sometido el empacador.

Es importante mencionar que se revisarán tanto los efectos que generan el movimiento de la tubería de producción, como sus consecuencias (elongación o contracción) en las diferentes operaciones.

Los efectos que generan este fenómeno son: Ballooning (expansión), Pistón, Buckling (pandeo) y Temperatura. Estos son representados esquemáticamente en la Figura II.32.

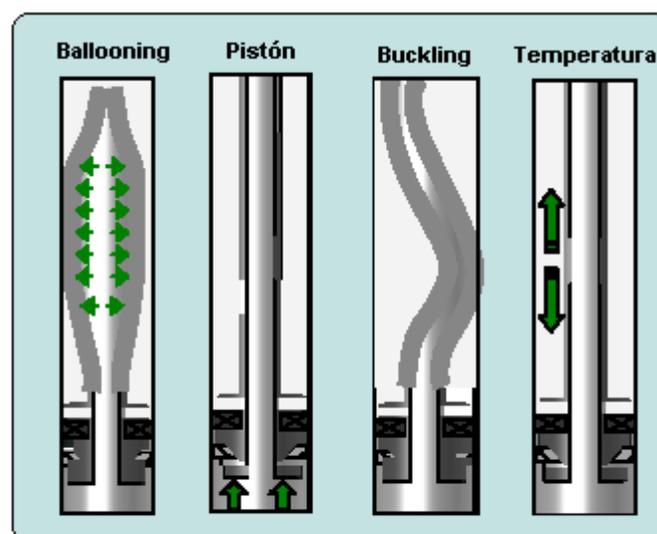


Figura II.32. Efectos que causan movimiento del aparejo de producción .

---

---

Ballooning (expansión): Este efecto es generado por la presión radial ejercida sobre la tubería; esto tiende a incrementar el diámetro con un consecuente acortamiento de longitud de aparejo. El efecto contrario (mayor presión afuera de la tubería) produce una elongación en el aparejo.

Pistón: Este efecto es producido por la aplicación de presión sobre una área expuesta, el cual puede causar elongación si la diferencial de presión es mayor arriba del empacador o contracción si la diferencial es mayor bajo del empacador, lo cual significa que esta presión está actuando en la sección transversal de los sellos multi-v o zapata guía e intenta comprimir el aparejo de producción.

Buckling (pandeo): Al igual que el efecto Pistón, Buckling es el resultado de la diferencial de presión que se tiene dentro y fuera del aparejo, misma que actúa en una sección transversal. Sin embargo, este efecto aparece en el momento que se inicia a doblar o pandear el aparejo de producción.

#### **2.4 CAMBIOS EN LA LONGITUD DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.**

El cambio de longitud del aparejo, originado por cambios de presión y temperatura, puede ser positivo o negativo y generar grandes esfuerzos en la tubería y/o empacador cuando éste no permite el libre movimiento de la tubería. Esto sucede cuando se realizan operaciones durante la terminación, explotación y mantenimiento del pozo, tales como: inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos o durante la producción del pozo.

Cuando la tubería tiene movimiento libre, su acortamiento puede ser tal que la longitud de los sellos o juntas de expansión sea insuficiente, lo que generaría que las unidades de sellos multi-v se salgan del empacador generando un serio problema de comunicación; en el caso de las juntas de expansión, éstas ocasionarían un esfuerzo de tensión considerable sobre el empacador.

También se debe considerar el alargamiento del aparejo durante la producción del pozo, pues la transferencia de calor de los fluidos del yacimiento a la tubería causa elongación de la misma, lo que provoca una carga sobre el empacador, o hasta una deformación del aparejo de

producción.

Por lo anterior, se debe diseñar el aparejo de producción considerando todos los cambios de presión y temperatura que se pudiesen presentar, con la finalidad de considerar los movimientos y cambios de esfuerzos de la tubería, y así evitar un problema serio.

Los efectos que producen estos movimientos netos del aparejo de producción son los siguientes:

- Pistón.
- Ballooning.
- Buckling.
- Temperatura.

A continuación se revisarán a detalle cada uno de estos efectos. Cabe mencionar que las ecuaciones que se presentan aplican a pozos verticales, aparejos de producción de un solo diámetro y un solo fluido en el espacio anular, pues el propósito es conocer el principio fundamental de los diferentes efectos, así como las ecuaciones que modelan el fenómeno para la realización de cálculos simplificados. Sin embargo, para la simulación del comportamiento del aparejo en pozos desviados, aparejos con diferentes diámetros de tubería, etc., se requiere de un software para proponer una alternativa efectiva y económica.

Durante las operaciones de cementación forzada, inyección, estimulación, fracturamiento, producción y cierre de pozos; provocan cambios de presión y temperatura, los cuales tienen un efecto sobre el aparejo de producción.

Cuando se tiene un aparejo de producción anclado al empacador, que no permite el movimiento, los cambios de presión y temperatura producen esfuerzos en el aparejo de producción (tubing ó TP) como el empacador, los cuales pueden provocar daños permanentes.

El cálculo de las elongaciones y contracciones de la tubería de producción (TP), permitirá definir la longitud de sellos necesaria o en su caso, determinar los esfuerzos en la TP y el empacador.

1. Efecto por Temperatura.

2. Efecto por Pistón.
3. Efecto por Ballooning (Aglobamiento).
4. Efecto por Buckling (Pandeo o Flambeo).
5. Efecto por fricción.

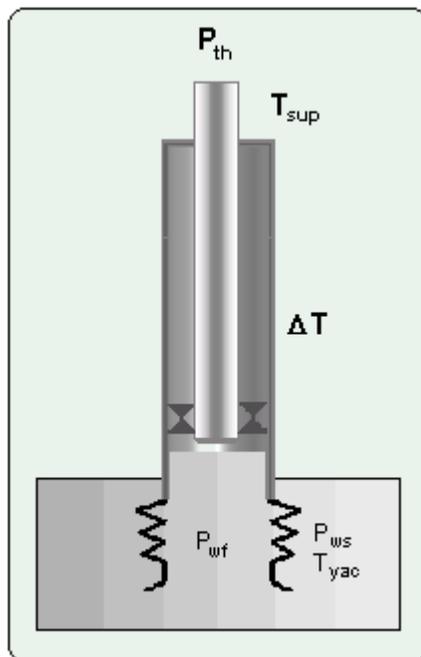


Figura II.33. Efecto Temperatura.

### Consideraciones de diseño.

**Factor de flotación.** Es un factor muy importante que se debe de tomar en cuenta en los diseños de sartas o aparejos, ya que nos reduce el peso total de la tubería y se puede determinar con la siguiente formula:

$$F_b = 1 - \frac{\rho_c}{\rho_{\text{acero}}} \quad 2.32$$

Donde:

$F_b$  = Factor flotación, adimensional.

$\rho_c$  = Densidad de fluido de control y/o terminación, lb/gal ó gr/cc. (ppg= lb/gal)

$\rho_{\text{ac}}$  = Densidad del acero en 65.5 lb/gal o 7.85 gr/cm<sup>3</sup>.

**Presión del yacimiento:** Es la presión con la cual aporta la formación productora los hidrocarburos a través del sistema de producción, y es necesario conocer para identificar el tipo de aparejo de producción a utilizar.

Este parámetro puede obtenerse de las curvas de análisis de variación de presión:

- Índice de Producción.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Presión de trabajo.

### Procedimiento para el peso del aparejo de producción dentro del pozo:

1. Obtención del factor de flotación,  $F_b$  de la ecuación 2.32:

$$F_b = 1 - \frac{\rho_c}{\rho_{\text{acero}}}$$

2. Determinación del peso del aparejo de producción dentro de pozo, el cual puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$W_{\text{tbgb}} = W_{\text{tbgaire}} * F_b \quad 2.33$$

Donde:

$W_{\text{tbgb}}$  = peso de la tubería de producción flotada, lbs o ton.

$W_{\text{tbgaire}}$  = peso de la tubería de producción en el aire, lbs o ton.

### Procedimiento de diseño del aparejo de producción:

En este apartado sólo se mencionarán las consideraciones más importantes que se toman en cuenta para el diseño de un aparejo de producción, dentro de éstas se consideran las siguientes:

$W_{\text{ntbg}}$  = peso nominal de la tubería de producción, lb/pie.

$R_{\text{tbg}_t}$  = resistencia a la tensión de la tubería, lbs.

$R_{\text{tbg}_c}$  = resistencia al colapso de la tubería, lb/pg<sup>2</sup>.

$W_{\text{atbg}}$  = peso ajustado de la tubería + conexión, lb/pie.

$Y_{\text{P}_{\text{tbg}}}$  = punto de cedencia promedio de la tubería, lb/pg<sup>2</sup>.

MOP = margen de seguridad por tensión, lbs

FSPC = factor de seguridad al colapso (1.125).

FSPI = factor de seguridad al estallamiento (1.3).

El procedimiento incluye:

- Diseño por tensión.

$$L = \frac{0.9(R_{tbg_t}) - MOP}{W_{n_{tbg}} (F_b)} \quad 2.34$$

- Por efecto de colapso.

$$z_2 + RY + R2 - 1 = 0 \quad 2.35$$

Donde:

$$R = \frac{Wap}{As (Y_{tbg})} \quad 2.36$$

$$z = \frac{R_{ct_{tbg}}}{R_{cst_{tbg}}} \quad 2.37$$

Tal que:

$Wap$  = tensión aplicada a la tubería sobre el punto de interés, lbs o ton

$As$  = área transversal se la tubería,  $pg^2$

$R_{ct_{tbg}}$  = resistencia al colapso bajo tensión,  $lb/pg^2$ .

$R_{cst_{tbg}}$  = resistencia al colapso sin tensión,  $lb/pg^2$ .

#### 2.4.1 Efecto de Pistoneó.

El efecto de Pistón se basa en la ley de Hooke, y se debe a la diferencial de presión actuando sobre la diferencial de área entre la tubería de producción y el mandril del empacador. Este efecto provoca un acortamiento, si la presión diferencial es mayor en el interior de la tubería y un alargamiento, si la presión es mayor en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de revestimiento.

La ley de Hooke establece que el cambio en longitud es directamente proporcional a la fuerza aplicada. Esta es representada matemáticamente por:

$$\Delta L_{LH} = \frac{L \Delta F}{E As} \quad 2.38$$

Donde:

$$\Delta F_p = (A_p - A_i)\Delta P_i - (A_p - A_o)\Delta P_o \quad 2.39$$

El modulo de elasticidad (E) para el acero es  $30 \times 10^6$  lb/pg<sup>2</sup>. La Figura II.34 presenta la definición de los términos de la ecuación 2.39.

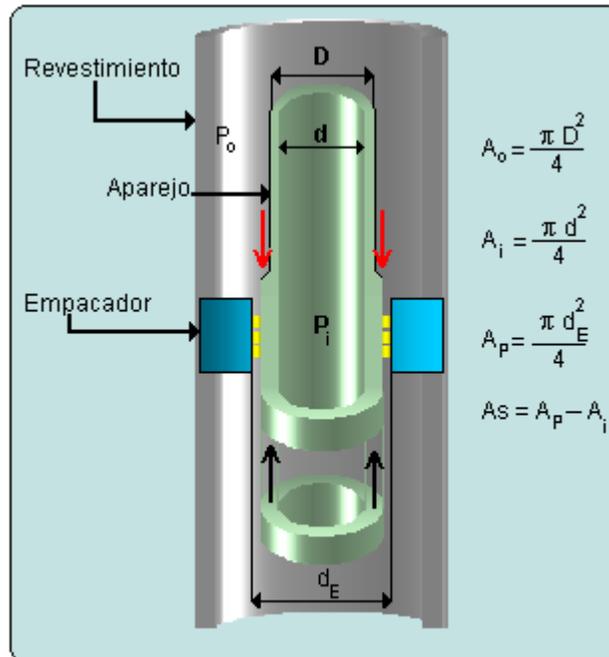


Figura II.34. Representación esquemática del efecto pistón.

Al existir diferencias de presiones entre la T.P. y el E.A., se forma un efecto de pistón y la presión en la T.P. es mayor que la del E.A.

Por lo que, se deduce:

- Una fuerza generada externamente, es decir, el efecto ocurre y puede o no afectar a la T.P.
- El efecto **PISTÓN** depende de las condiciones mecánicas del pozo.

Por lo tanto, el efecto **PISTÓN** es una fuerza externa aplicada.

Entonces, analizaremos:

**Caso1.**

(+)  $\uparrow F = P_i (A_P - A_i)$

(-)  $\downarrow F = P_o (A_P - A_o)$

(Presión exterior o E. A)

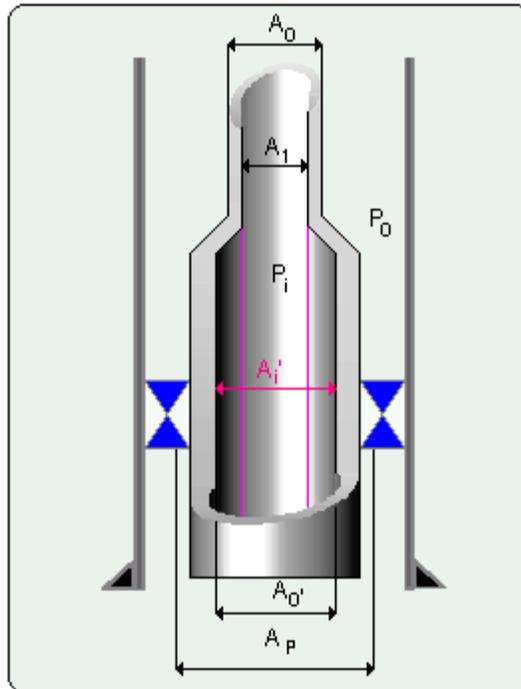


Figura II.35.

**Caso 2.**

(+)  $\uparrow F = P_i (A_P - A_i') + P_o (A_o - A_P)$

(-)  $\downarrow F = P_i (A_i - A_i')$

(Presión interior)

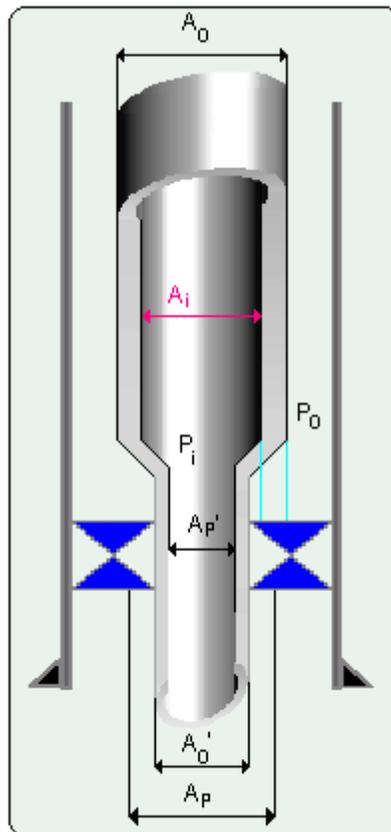


Figura II.36. Caso 2.

Tal que:

$$F_P = \uparrow F - \downarrow F$$

$$F_P = [P_i(A_P - A_i') + P_o(A_o - A_P)] - [P_i(A_i - A_i')]$$

$$F_P = P_i A_P - P_i A_i' + P_o(A_o - A_P) - P_i A_i + P_i A_i'$$

$$F_P = P_i A_P + P_o(A_o - A_P) - P_i A_i$$

$$F_P = P_i(A_P - A_i) + P_o(A_o - A_P)$$

$$F_P = P_i(A_P - A_i) - P_o(A_P - A_o)$$

Si  $P_i = P_o$

$$F_P = \uparrow F - \downarrow F$$

$$F_P = [P_i(A_P - A_i)] - [P_o(A_P - A_o)]$$

$$F_P = P_i A_P - P_i A_i - P_i A_P + P_i A_o$$

$$F_P = P_i(-A_i + A_o)$$

$$F_P = P_i(A_o - A_i)$$

$$As = (A_o - A_i)$$

$$F_P = P_i As$$

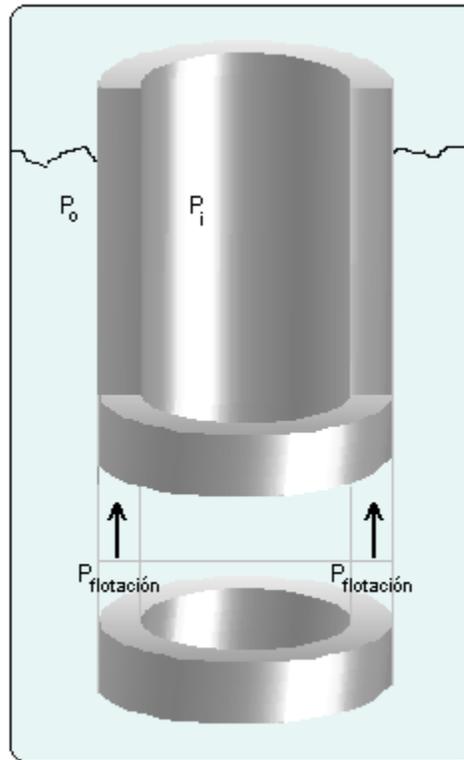


Figura II.37.

Por lo cual; considerando el efecto de flotación, se tiene:

$$F_{\text{flotación}} = \rho_f V_T = \rho_f \left( \frac{W_T}{\rho_s} \right)$$

$$\underbrace{\hspace{1.5cm}}_{AsL}$$

$$F_{\text{flotación}} = \rho_f L A_s$$

$$P_i = \rho L$$

$$F_{\text{flotación}} = P_i A_s \quad 2.40$$

Por lo tanto, el **efecto de flotación** está incluido en el **efecto de Pistón**. Entonces, para determinar la fuerza por **efecto de Pistón** será:

$$\Delta F_p = \uparrow F - \downarrow F$$

$$\Delta F_p = \Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o) \quad 2.41$$

Los cambios dados por eventos intermedios por **efecto Pistón** no interesan, solamente se tomarán en cuenta el estado inicial y final de los eventos. Entonces, la **condición inicial** es con respecto a la **terminación** del pozo.

Tal que:

$\Delta P_i$  = cambio de presión en T.P.

$$\Delta P_i = P_{\text{tbfinal}} - P_{\text{tbinitial}}$$

$\Delta P_o$  = cambio de presión en E.A.

$$\Delta P_o = P_{\text{csgfinal}} - P_{\text{csginitial}}$$

Si la T.P. está anclada, no existen cambios de esfuerzos por **efecto de Pistón**. Tomando en cuenta la "Ley de Hooke", tenemos:

$$\Delta L_{LH} = \frac{F L}{E A_s} \quad 2.42$$

$$\therefore \Delta L_p = -\frac{L}{E A_s} [\Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o)] \quad 2.43$$

$$\Delta L_p = -\frac{L}{E A_s} [\Delta F_p] \quad 2.44$$

Si:

	SIGNO	EFEECTO	FUERZA
$\Delta L_P$	+	Elongación	Tensión
	-	Contracción	Compresión

(Si la tubería se mueve)

**Ejemplo**

L = 10,000 pies, TP @  $2\frac{3}{8}$  pg, 4.6 lb/pie con 6 pies de unidad e sello, empacador permanente @ 2.75 pg (d), fluido de terminación: 10 lb/gal,  $\downarrow F_{PKR} = 5,000$  lbs<sub>f</sub> de peso sobre el empacador (PKR).

Evento: Producción de aceite API = 70°

$P_{th} = 100$  lb/pg<sup>2</sup> (Presión en la cabeza del pozo)

$P_{csg} = 1000$  lb/pg<sup>2</sup>

$\rho_{femp} = 10$  lb/gal (fluido empacante)

- a) Determinar el **Efecto Pistón**
- b) Obtener el diagrama de (T -C)

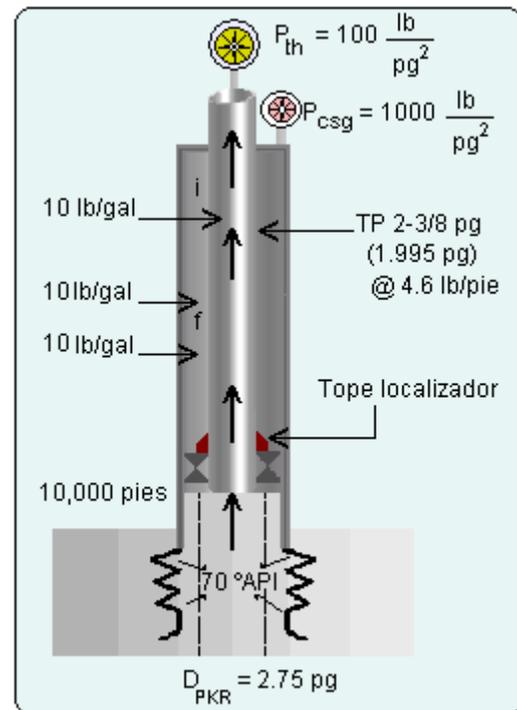


Figura II.38.

**Solución a:**

Condiciones iniciales	Condiciones finales
TP = $\rho_{term}$	TP = $\rho_o$
CSG = $\rho_{term}$	CSG = $\rho_{emp}$

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_S} [\Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)]$$

$$\Delta F_P = \Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)$$

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_S} [\Delta F_P]$$

$${}^\circ \text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{{}^\circ \text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = \frac{141.5}{70 {}^\circ \text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = 0.70$$

$$\rho_o = \gamma_o * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 0.70 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 5.85 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

Para obtener el diámetro interno de la T.P.  $2 \frac{3}{8}$  consultar la tabla del Apéndice 2.

$$D_{TP} = 2.375 \text{ pg}; W_n = 4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}$$

∴ El diámetro interno de la T.P. es  $d = 1.995 \text{ pg}$ .

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4} (2.375 \text{ pg}^2 - 1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

$$A_P = \frac{\pi}{4} (d_E^2) \rightarrow A_P = \frac{\pi}{4} (2.75 \text{ pg}^2) \rightarrow A_P = 5.94 \text{ pg}^2$$

$$A_i = \frac{\pi}{4} (d^2) \rightarrow A_i = \frac{\pi}{4} (1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_i = 3.125 \text{ pg}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (D^2) \rightarrow A_o = \frac{\pi}{4} (2.375 \text{ pg}^2) \rightarrow A_o = 4.43 \text{ pg}^2$$

Condición Inicial

$$P_{\text{tb}g1} = 0.052 * \rho_{\text{term}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{csg}1} = 0.052 * \rho_{\text{emp}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tb}g1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{csg}1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{tb}g1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg}1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición final

$$P_{tbg2} = P_{th} + 0.052 * \rho_o * Prof$$

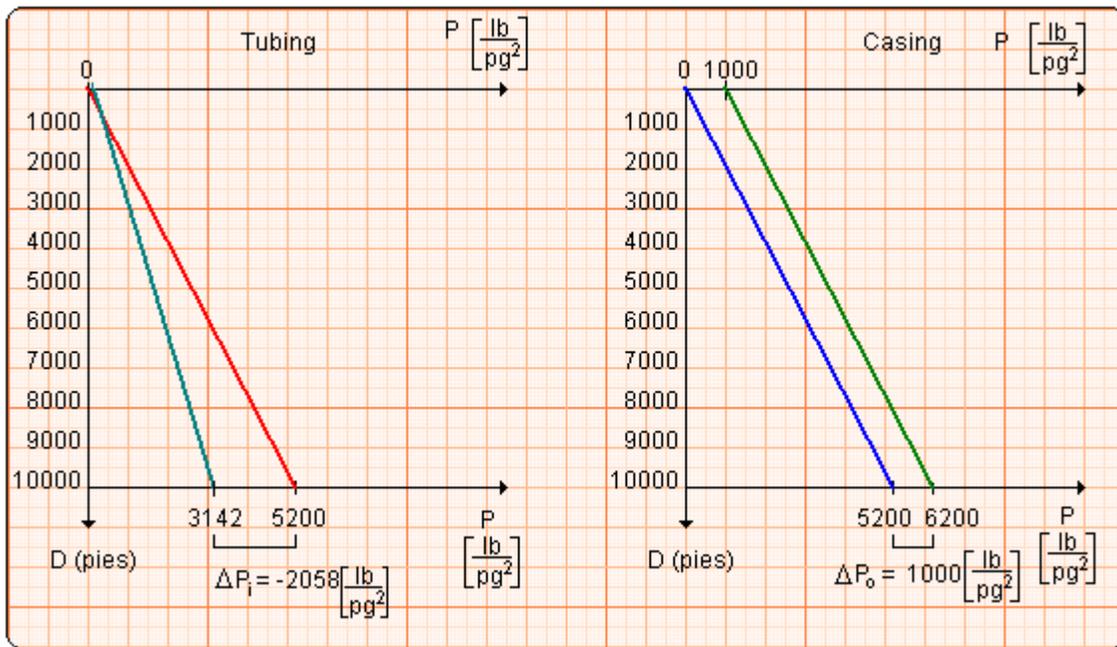
$$P_{csg2} = P_{csg} + 0.052 * \rho_{emp} * Prof$$

$$P_{tbg2} = 100 \frac{lb}{pg^2} + 0.052 * 5.85 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{csg2} = 1,000 \frac{lb}{pg^2} + 0.052 * 10 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{tbg2} = 3,142 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg2} = 6,200 \frac{lb}{pg^2}$$



Gráfica II.1

$$\Delta P_i = P_{tbg2} - P_{tbg1}$$

$$\Delta P_o = P_{csg2} - P_{csg1}$$

$$\Delta P_i = 3,142 \frac{lb}{pg^2} - 5,200 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_o = 6,200 \frac{lb}{pg^2} - 5,200 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_i = -2,058 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_o = 1,000 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta F_p = \Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o)$$

$$\Delta F_p = -2058 \frac{lb}{pg^2} (5.93 pg^2 - 3.125 pg^2) - 1000 \frac{lb}{pg^2} (5.93 pg^2 - 4.43 pg^2)$$

$$\Delta F_p = -7,300 lb_f$$

Tal que:

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_s} [\Delta F_P]$$

$$\Delta L_P = -\frac{10,000 \text{ pies}}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) (1.304 \text{ pg}^2)} [-7,300 \text{ lbs}_f]$$

$$\Delta L_P = 1.86 \text{ pies} \quad @ (+) \text{ Elongación} \rightarrow \text{Tensión}$$

	<b>SIGNO</b>	<b>EFECTO</b>	<b>FUERZA</b>
$\Delta L_P$	+	Elongación	Tensión
	-	Contracción	Compresión

Pero la tubería no se mueve, por lo que se traduce

$$W_{op} = W_{PKR} + \Delta F_P$$

$$W_{op} = -5,000 \text{ lb}_f + (-7,301 \text{ lb}_f)$$

$$W_{op} = -12,300 \text{ lb}_f$$

Se concluye:

- Fuerza existente en el empacador.
- Movimiento del aparejo de producción es nula.

### Solución b:

Finalmente representamos el diagrama de **Tensión – Compresión**, se obtiene:

$$1. \quad W_{tbgaire} = W_n * L$$

$$W_{tbgaire} = \left(4.6 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}}\right) * 10,000 \text{ pies}$$

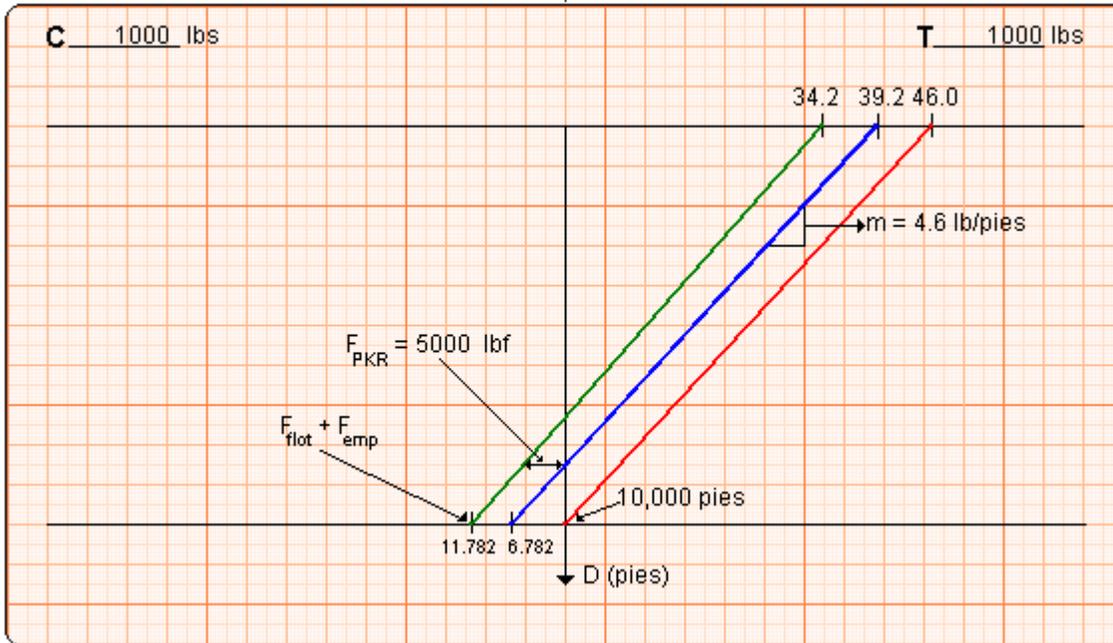
$$W_{tbgaire} = 46,000 \text{ lbs}$$

$$2. W_{tbflotada} = W_{tbgaire} - F_{flotación}$$

$$F_{flotación} = P_i * A_s$$

$$F_{flotación} = 5,200 \frac{lb}{pg^2} * 1.304 pg^2 \rightarrow F_{flotación} = 6,782 lbs_f$$

$$W_{tbflotada} = 46,000 lbs_f - 6782 lbs_f \rightarrow W_{tbflotada} = 39,218 lbs_f$$



Gráfica II.2

$$3. T = W_{tbflotada} - \downarrow F_{PKR}$$

$$T = 39,218 lbs_f - 5,000 lbs_f \rightarrow T = 34,218 lbs_f$$

**Ejemplo**

L = 10,000 pies, TP @  $2\frac{3}{8}$  pg, 4.6  $\frac{lb}{pie}$  con 6 pies de unidad e sello, empacador permanente @

2.75 pg (ID), fluido de terminación: 10 lb/gal,  $\downarrow F_{PKR} = 5,000 lbs_f$  de peso sobre el empacador (PKR).

Evento: Estimulación

$P_{th} = 4000 lb/pg^2$  (Presión en la cabeza del pozo)

$$P_{csg} = 1000 \text{ lb/pg}^2$$

$$\rho_{\text{ácido}} = 9.16 \text{ lb/gal (ácido)}$$

$$\rho_{\text{femp}} = 10 \text{ lb/gal (fluido empacante)}$$

$$\rho_{\text{fterm}} = 10 \text{ lb/gal (fluido de terminación)}$$

- a) Determinar el **efecto Pistón**
- b) Obtener el diagrama de (T - C)

**Solución:**

- a) Determinar el **efecto Pistón**

Condiciones iniciales	Condiciones finales
TP = $\rho_{\text{term}}$	TP = $\rho_{\text{ácido}}$
CSG = $\rho_{\text{term}}$	CSG = $\rho_{\text{emp}}$

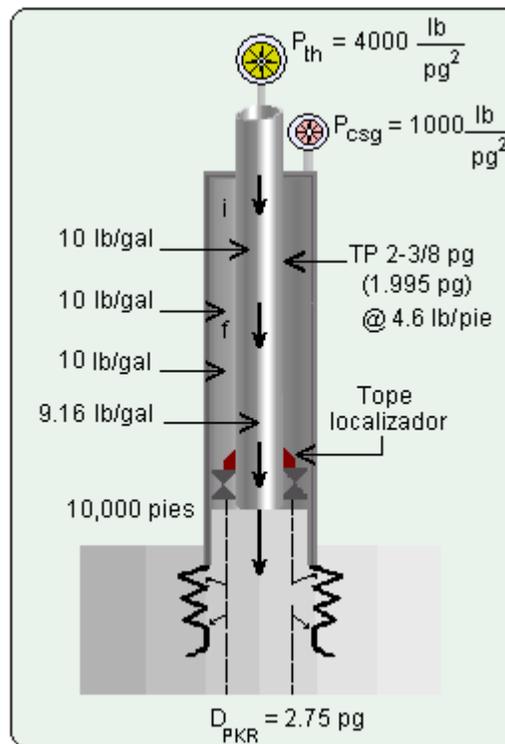


Figura II.39.

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_s} [\Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)]$$

$$\Delta F_P = \Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)$$

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_s} [\Delta F_P]$$

Para obtener el diámetro interno de la TP  $2\frac{3}{8}$  consultar la tabla del Apéndice 2.

$$D_{TP} = 2.375 \text{ pg}; W_n = 4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}$$

∴ El diámetro interno de la T.P. es  $d = 1.995 \text{ pg}$ .

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4} (2.375 \text{ pg}^2 - 1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

$$A_P = \frac{\pi}{4} (d_E^2) \rightarrow A_P = \frac{\pi}{4} (2.75 \text{ pg}^2) \rightarrow A_P = 5.94 \text{ pg}^2$$

$$A_i = \frac{\pi}{4} (d^2) \rightarrow A_i = \frac{\pi}{4} (1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_i = 3.125 \text{ pg}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (D^2) \rightarrow A_o = \frac{\pi}{4} (2.375 \text{ pg}^2) \rightarrow A_o = 4.43 \text{ pg}^2$$

Condición Inicial

$$P_{\text{tbg1}} = 0.052 * \rho_{\text{term}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{csg1}} = 0.052 * \rho_{\text{term}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tbg1}} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{csg1}} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{tbg1}} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg1}} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición Final

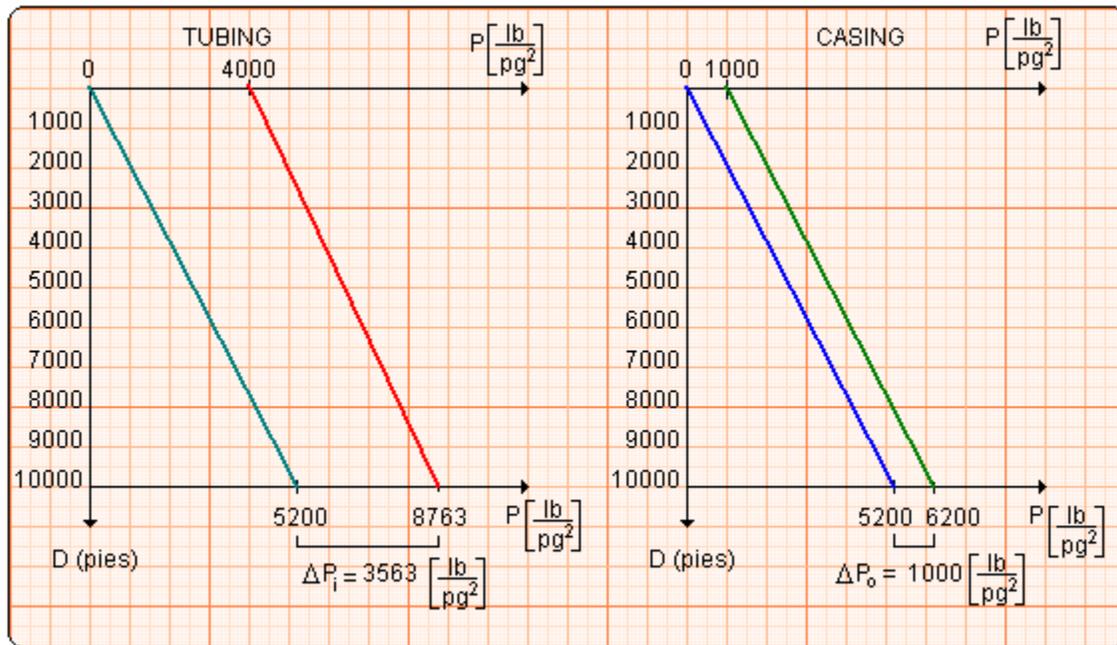
$$P_{\text{tbg2}} = P_{\text{th}} + 0.052 * \rho_{\text{aci}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{csg2}} = P_{\text{csg}} + 0.052 * \rho_{\text{emp}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 4,000 \text{ psi} + 0.052 * 9.16 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies} \quad P_{\text{csg2}} = 1,000 \text{ psi} + 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 8763.2 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg2}} = 6,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$



Gráfica II.3.

$$\Delta P_i = P_{tbg2} - P_{tbg1}$$

$$\Delta P_i = 8,763 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_i = 3,563 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_o = P_{csg2} - P_{csg1}$$

$$\Delta P_o = 6,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_o = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta F_p = \Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o)$$

$$\Delta F_p = 3,563 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (5.93 \text{ pg}^2 - 3.125 \text{ pg}^2) - 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (5.93 \text{ pg}^2 - 4.43 \text{ pg}^2)$$

$$\Delta F_p = 8,516 \text{ lbs}_f$$

Tal que:

$$\Delta L_p = - \frac{L}{E A_s} [\Delta F_p]$$

$$\Delta L_p = - \frac{10,000 \text{ pies}}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) (1.304 \text{ pg}^2)} [8,516 \text{ lbs}_f]$$

$$\Delta L_p = -2.18 \text{ pies } @ (-) \text{ Contracción } \rightarrow \text{ Compresión}$$

Así que:

$$\Delta L_{\text{eff}} = -\frac{L}{E A_s} F_{\text{eff}}$$

∴ La fuerza efectiva,  $F_{\text{eff}}$

$$F_{\text{eff}} = \Delta F_P - \downarrow F_{\text{emp}}$$

$$F_{\text{eff}} = 8,516 \text{ lbs}_f - 5,000 \text{ lbs}_f \rightarrow F_{\text{eff}} = 3,516 \text{ lbs}_f$$

$$\Delta L_{\text{eff}} = -\frac{10,000 \text{ pies}}{(30 \times 10^6 \text{ psi})(1.304 \text{ pg}^2)} [3,516 \text{ lbs}_f] \rightarrow \Delta L_{\text{eff}} \cong -0.90 \text{ pies}$$

$\Delta L_P \cong -0.90 \text{ pies}$  @ (-) Contracción → Compresión

Al que:

	SIGNO	EFEECTO	FUERZA
$\Delta L_P$	+	Elongación	Tensión
	-	Contracción	Compresión

**Solución:**

b) Obtener el diagrama de (T -C)

Finalmente representamos el diagrama de **Tensión – Compresión**, se obtiene:

$$1. W_{\text{tbgaire}} = W_n * L$$

$$W_{\text{tbgaire}} = \left( 4.6 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies}$$

$$W_{\text{tbgaire}} = 46,000 \text{ lbs}$$

$$2. W_{\text{tbflotada}} = W_{\text{tbgaire}} - F_{\text{flotación}}$$

$$F_{\text{flotación}} = P_i * A_s$$

$$F_{\text{flotación}} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 1.304 \text{ pg}^2 \rightarrow F_{\text{flotación}} = 6,782 \text{ lbs}_f$$

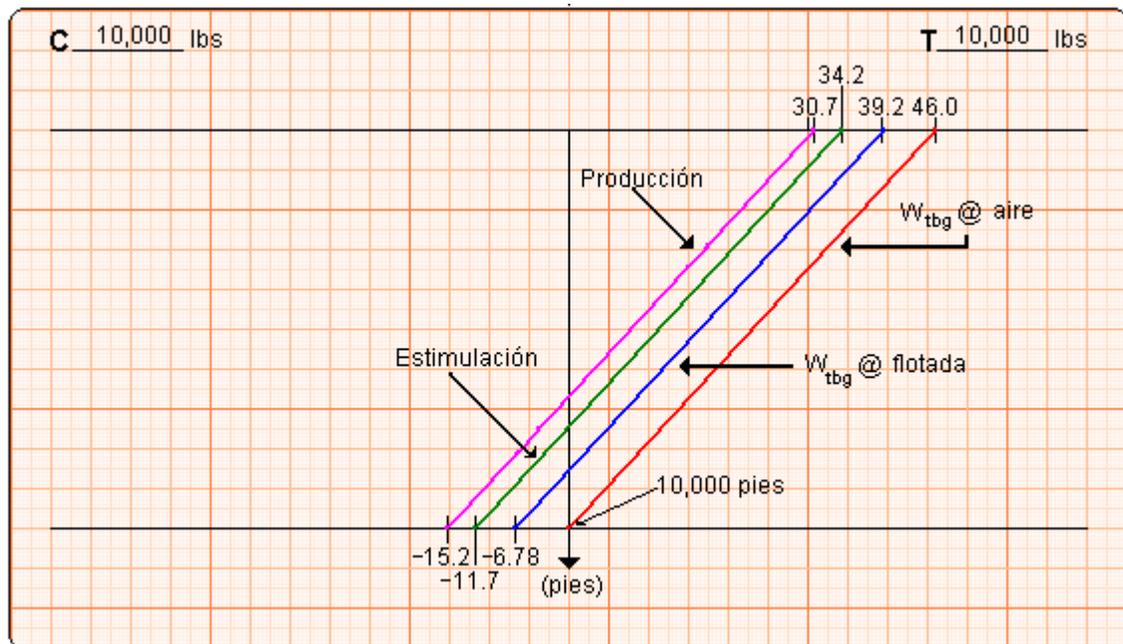
$$W_{\text{tbflotada}} = 46,000 \text{ lbs}_f - 6,782 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{\text{tbflotada}} = 39,218 \text{ lbs}_f$$

3.  $T = W_{tbgflotada} - \downarrow F_{PKR}$  **(Estimulación)**

$T = 39,218 \text{ lbs}_f - 5,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T = 34,218 \text{ lbs}_f$

4.  $T_1 = T - F_{eff}$  **(Producción)**

$T_1 = 34,218 \text{ lbs}_f - 35,16 \text{ lbs}_f \rightarrow T_1 = 30,702 \text{ lbs}_f$



**2.4.2 Efecto de Baloneó.**

Ballooning (expansión)

Cuando la presión interna en un aparejo de producción es mayor que la presión externa, los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión (aglobamiento) del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo.

Cuando la presión externa es mayor que la presión interna, se presenta el efecto contrario y se produce una elongación de la tubería. Este efecto puede ser estimado con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_B = \frac{\mu L^2}{E} \left( \frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a - \frac{1+2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) + \frac{2L\mu}{E} \left( \frac{\Delta P_{ia} - R^2 \Delta P_{oa}}{R^2 - 1} \right) \quad 2.45$$

Considerando una relación de Poisson igual a 0.3, el cual es un valor muy aproximado para el acero, y despreciando las pérdidas por fricción ( $\delta$ ), la ecuación 2.45 se reduce a:

$$\Delta L_B = \frac{0.3L^2}{E} \left( \frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a}{R^2 - 1} \right) + \frac{0.6L}{E} \left( \frac{\Delta P_{ia} - R^2 \Delta P_{oa}}{R^2 - 1} \right) \quad 2.46$$

El primer término de la ecuación 2.46 representa el efecto debido al cambio de densidad de los fluidos, el segundo término considera el cambio de presión en superficie tanto en el espacio anular como en el interior del aparejo.

La ecuación 2.46 puede emplearse para tener una buena idea del efecto de Ballooning sobre el cambio de longitud del aparejo de producción.

### Efecto por Ballooning (aglobamiento)

Es el efecto de *expansión por presión interna*, cuando esta es mayor que la del E.A. El efecto de **Ballooning** produce una elongación y/o contracción en el aparejo de producción.

Analizando:

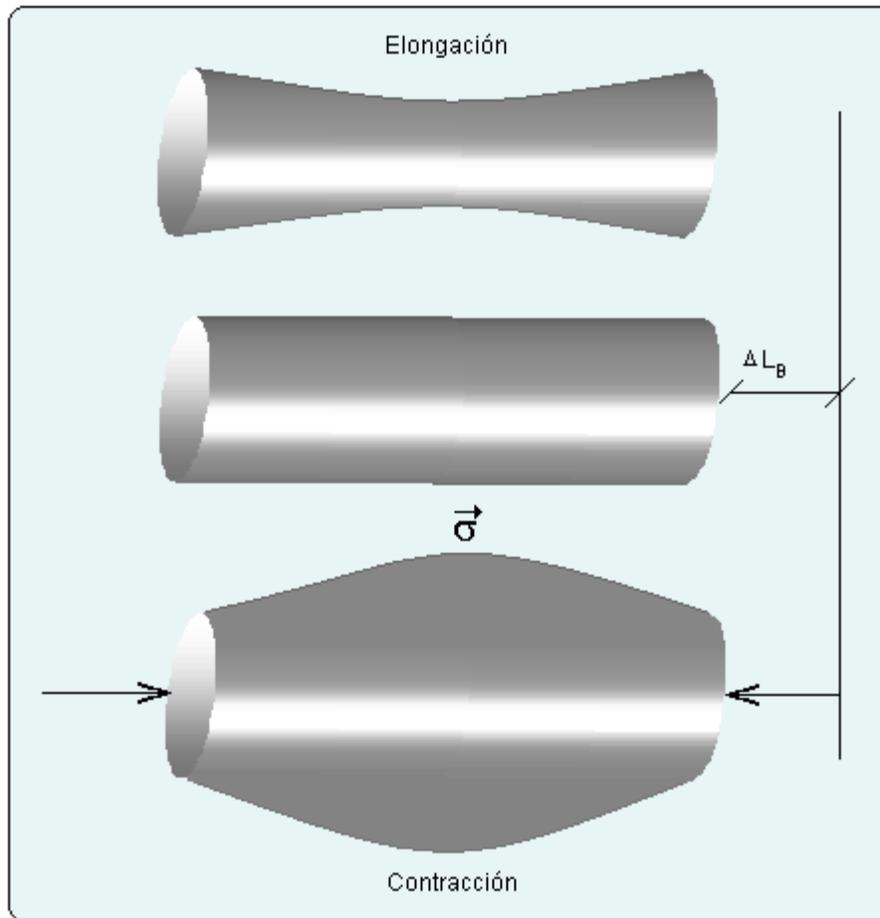


Figura II.40. Efecto por Ballooning (aglobamiento).

Partiendo la Ley de Hooke en tres dimensiones

$$\frac{\Delta z}{z} = \frac{1}{E} [\Delta\sigma_z - \mu(\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_\theta)] \tag{2.47}$$

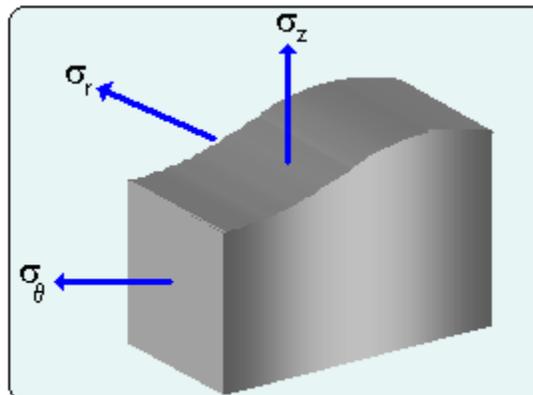


Figura II.41. Dirección de las fuerzas

Donde:

$\mu$  = relación de Poisson = 0.3 @ tubería de acero.

$\sigma$  = esfuerzo en las direcciones r,  $\theta$ , y z.

Utilizando a Lamé:

$$\sigma_r = \frac{-P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_o r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad 2.48$$

$$\sigma_\theta = \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 + r^2) - P_o r_o^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \quad 2.49$$

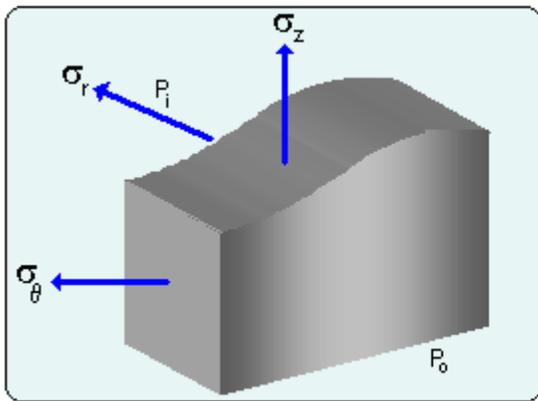


Figura II.42.

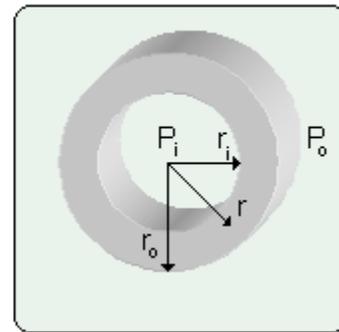


Figura II.43.

Observación en la tubería:

SIGNO	FUERZA
-	Tensión
+	Compresión

Si consideramos:

- **Caso 1:** Si el aparato de producción (T.P.) esta libre.

$$\Delta\sigma_z \rightarrow 0$$

Se reduce a:

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{1}{E} \mu (\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_\theta)$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{1}{E} \mu \left[ \left( \frac{-P_i r_i^2 (r_o^2 - r^2) - P_o r_o^2 (r^2 - r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right) + \left( \frac{P_i r_i^2 (r_o^2 + r^2) - P_o r_o^2 (r^2 + r_i^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right) \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{1}{E} \mu \left[ \frac{-P_i r_i^2 r_o^2 + P_i r_i^2 r^2 - P_o r_o^2 r^2 + P_o r_o^2 r_i^2 + P_i r_i^2 r_o^2 + P_i r_i^2 r^2 - P_o r_o^2 r^2 - P_o r_o^2 r_i^2}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{1}{E} \mu \left[ \frac{2P_i r_i^2 r^2 - 2P_o r_o^2 r^2}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{1}{E} \mu \left[ \frac{2(P_i r_i^2 r^2 - P_o r_o^2 r^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{r^2 (P_i r_i^2 - P_o r_o^2)}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{(P_i r_i^2 - P_o r_o^2)}{(r_o^2 - r_i^2)} \right] \tag{2.50}$$

Si consideramos la siguiente relación:

$$R = \frac{r_o}{r_i} = \frac{D}{d} \tag{2.51}$$

⇓

$$r_o = R r_i \tag{2.52}$$

Sustituyendo (2.52) en (2.50); se tiene:

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{(P_i r_i^2 - P_o R^2 r_i^2)}{(R^2 r_i^2 - r_i^2)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{r_i^2 (P_i - P_o R^2)}{r_i^2 (R^2 - 1)} \right]$$

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{(P_i - P_o R^2)}{(R^2 - 1)} \right]$$

Tomando en cuenta la condición inicial y final, se tendrá:

$$\frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{(\Delta P_i - \Delta P_o R^2)}{(R^2 - 1)} \right] \tag{2.53}$$

∴ Integrando en forma definida la ecuación 2.53 dentro de los límites:  $0 \leq z \leq L$ ; obteniéndose:

$$\int_0^L \frac{\Delta z}{z} = -\frac{2}{E} \mu \left[ \frac{(\Delta P_i - \Delta P_o R^2)}{(R^2 - 1)} \right]$$

$$\Rightarrow \Delta L_B = -\frac{2L\mu}{E} \left[ \frac{\Delta P_i - \Delta P_o R^2}{R^2 - 1} \right] \tag{2.54}$$

Donde:

$$\Delta P_{ia} = P_{tbg2avg} - P_{tbg1avg} \tag{2.55}$$

$$\Delta P_{oa} = P_{csg2avg} - P_{csg1avg} \tag{2.56}$$

Entonces, por efecto de **Ballooning**; tenemos:

	<b>SIGNO</b>	<b>EFECTO</b>	<b>FUERZA</b>
$\Delta L_B$	+	Elongación	Compresión
	-	Contracción	Tensión

- **Caso 2:** La T.P. esta sujeta @ **cabezal mas empacador.**

$$\frac{\Delta z}{z} \rightarrow 0$$

Se obtiene:

$$\frac{\Delta z}{z} = \frac{1}{E} [\Delta \sigma_z - \mu(\Delta \sigma_r + \Delta \sigma_\theta)]$$

$$0 = \frac{1}{E} [\Delta \sigma_z - \mu(\Delta \sigma_r + \Delta \sigma_\theta)]$$

Donde:

$$\Delta \sigma_z = \frac{\Delta F}{As}$$

&

$$\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_\theta = 2 \left[ \frac{(P_i r_i^2 - P_o r_o^2)}{(r_o^2 - r_i^2)} \right]$$

∴

$$A_i = \pi * r_i^2 \tag{2.57}$$

$$A_o = \pi * r_o^2 \tag{2.58}$$

$$A_s = A_o - A_i \tag{2.59}$$

Obtenemos:

$$0 = \Delta\sigma_z - \mu(\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_\theta)$$

Tal que:

$$\Delta\sigma_z = \mu(\Delta\sigma_r + \Delta\sigma_\theta)$$

↓

$$\frac{\Delta F}{A_s} = \mu \left[ -2 \left( \frac{P_i r_i^2 - P_o r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \right) \right]$$

⇒

$$\frac{\Delta F}{A_o - A_i} = -2\mu \left[ \frac{P_i \left( \frac{A_i}{\pi} \right) - P_o \left( \frac{A_o}{\pi} \right)}{\frac{A_o}{\pi} - \frac{A_i}{\pi}} \right]$$

$$\frac{\Delta F}{A_o - A_i} = -2\mu \left( \frac{P_i A_i - P_o A_o}{A_o - A_i} \right)$$

$$\Delta F_B = -2\mu(P_i A_i - P_o A_o)$$

Tomando en cuenta las condiciones **inicial y final**; tenemos:

$$\Delta F_B = -2\mu(\Delta P_{ia} A_i - \Delta P_{oa} A_o) \tag{2.60}$$

Condición inicial

$$P_{tbg1} = 0.052 * \rho_f * Prof \tag{2.61}$$

$$P_{csg1} = 0.052 * \rho_f * Prof \tag{2.62}$$

Condición final

$$P_{tbg2} = P_{th} + 0.052 * \rho_f * Prof \quad 2.63$$

$$P_{csg2} = P_{csg} + 0.052 * \rho_f * Prof \quad 2.64$$

$$P_{tbg1avg} = \frac{P_{tbg1} + 0}{2} \quad 2.65$$

$$P_{csg1avg} = \frac{P_{csg1} + 0}{2} \quad 2.66$$

$$P_{tbg2avg} = \frac{P_{tbg2} + P_{Th}}{2} \quad 2.67$$

$$P_{csg2avg} = \frac{P_{csg2} + P_{csg}}{2} \quad 2.68$$

Tal que:

	SIGNO	FUERZA
ΔF	-	Tensión
	+	Compresión

**Ejemplo**

TP @  $2\frac{3}{8}$  pg (1.995 pg) 4.6  $\frac{lb}{pie}$

L = 10,000 pies

↓F<sub>PKR</sub> = 6,000 lbs<sub>f</sub> de peso sobre el empacador

Empacador permanente @ 2.75 pg (d<sub>E</sub>)

P<sub>i</sub> = 3000 lb/pg<sup>2</sup>

P<sub>csg</sub> = 0 lb/pg<sup>2</sup>

- a) Determinar el **Efecto Ballooning**
- b) Obtener el diagrama de (T - C)

**Solución:**

a) Determinar el efecto **Ballooning**

Si, utilizamos la ley de Hooke:

$$\Delta L_{LH} = \frac{F L}{E A_s}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4}(2.375 \text{ pg}^2 - 1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

$$\Delta L_{LH} = \frac{10,000 \text{ pies}}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)} 6,000 \text{ lbs}_f \rightarrow \Delta L_{LH} \cong 1.53 \text{ pies}$$

$\Delta L_{LH} \cong 1.53 \text{ pies @ (+)} \rightarrow$  Elongación

$$\Delta L_B = -\frac{2L \mu}{E} \left[ \frac{\Delta P_{ia} - \Delta P_{oa} R^2}{R^2 - 1} \right]$$

Condiciones iniciales	Condiciones finales
TP = $\rho_{term}$	TP = $\rho_{term}$
CSG = $\rho_{term}$	CSG = $\rho_{term}$

Condición Inicial

$$P_{tbg1} = 0.052 * \rho_{term} * Prof$$

$$P_{csg1} = 0.052 * \rho_{term} * Prof$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{csg1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{tbg1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{csg1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición Final

$$P_{tbg2} = P_{th} + 0.052 * \rho_{term} * Prof$$

$$P_{csg2} = P_{csg} + 0.052 * \rho_{term} * Prof$$

$$P_{tbg2} = 3,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{csg2} = 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{tbg2} = 8,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{csg2} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición inicial

$$P_{tbg1avg} = \frac{P_{tbg1} + 0}{2}$$

$$P_{tbg1avg} = \frac{5,200 \frac{lb}{pg^2} + 0 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{tbg1avg} = 2,600 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg1avg} = \frac{P_{csg1} + 0}{2}$$

$$P_{csg1avg} = \frac{5,200 \frac{lb}{pg^2} + 0 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{csg1avg} = 2,600 \frac{lb}{pg^2}$$

Condición final

$$P_{tbg2avg} = \frac{P_{tbg2} + P_{th}}{2}$$

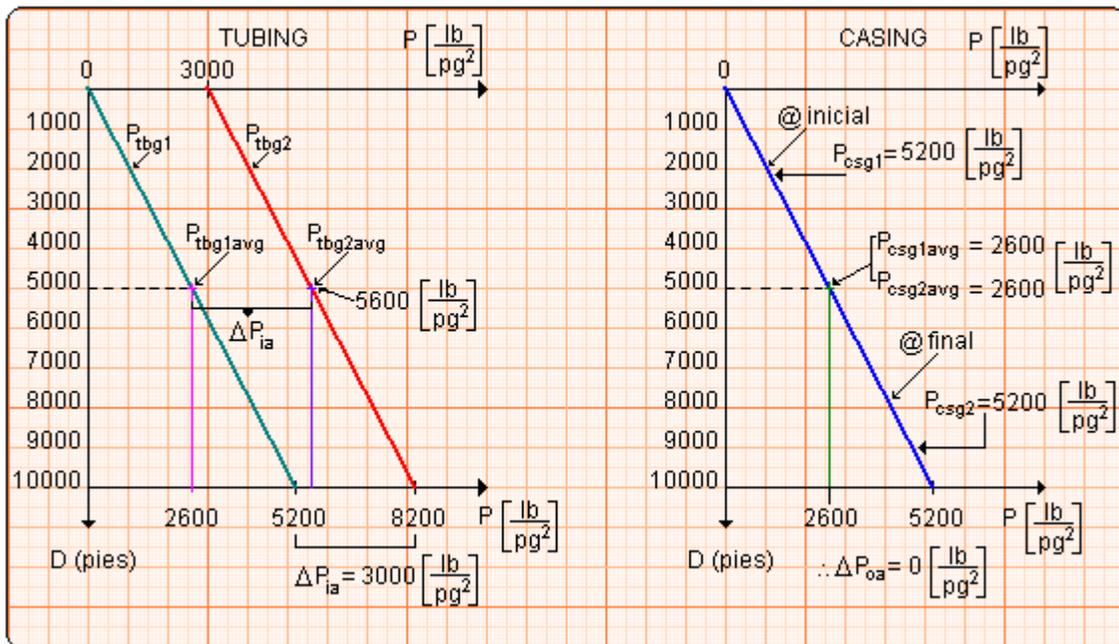
$$P_{tbg2avg} = \frac{8,200 \frac{lb}{pg^2} + 3,000 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{tbg2avg} = 5,600 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg2avg} = \frac{P_{csg2} + P_{csg}}{2}$$

$$P_{csg2avg} = \frac{5,200 \frac{lb}{pg^2} + 0 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{csg2avg} = 2,600 \frac{lb}{pg^2}$$



$$\Delta P_{ia} = P_{tbg2avg} - P_{tbg1avg}$$

$$\Delta P_{ia} = 5,600 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 2,600 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_{ia} = 3,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_{oa} = P_{csg2avg} - P_{csg1avg}$$

$$\Delta P_{oa} = 2,600 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 2,600 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_{oa} = 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$R = \frac{D}{d}$$

$$R = \frac{2.375 \text{ pg}}{1.995 \text{ pg}} \rightarrow R = 1.190$$

$$\Delta L_B = -\frac{2L \mu}{E} \left[ \frac{\Delta P_{ia} - \Delta P_{oa} R^2}{R^2 - 1} \right]$$

$$\Delta L_B = -\frac{2(10,000 \text{ pies})0.3 \text{ cp}}{30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \left[ \frac{3,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - \left(0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (1.190)^2\right)}{(1.190)^2 - 1} \right]$$

$$\Delta L_B \cong -1.44 \text{ pies @ Contracción} \rightarrow \text{Tensión}$$

Al que:

	SIGNO	EFECTO	FUERZA
$\Delta L_B$	+	Elongación	Compresión
	-	Contracción	Tensión
Si esta fija la tubería			

Entonces:

$$\Delta F_B = -2\mu[\Delta P_{ia} A_i - \Delta P_{oa} A_o]$$

$$A_i = \frac{\pi}{4}(d^2) \rightarrow A_i = \frac{\pi}{4}(1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_i = 3.125 \text{ pg}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4}(D^2) \rightarrow A_o = \frac{\pi}{4}(2.375 \text{ pg}^2) \rightarrow A_o = 4.43 \text{ pg}^2$$

$$\Delta F_B = -2(0.3 \text{ cp}) \left[ 3,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (3.125 \text{ pg}^2) - 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (4.43 \text{ pg}^2) \right]$$

$$\Delta F_B = -5627 \text{ lbs}_f$$

Por lo que, la **fuerza real** sobre el empacador es:

$$F_{\text{PKRreal}} = \downarrow F_{\text{PKR}} + \Delta F_B$$

$$F_{\text{PKRreal}} = 6,000 \text{ lbs}_f + (-5,627 \text{ lbs}_f) \rightarrow F_{\text{PKRreal}} = 373 \text{ lbs}_f$$

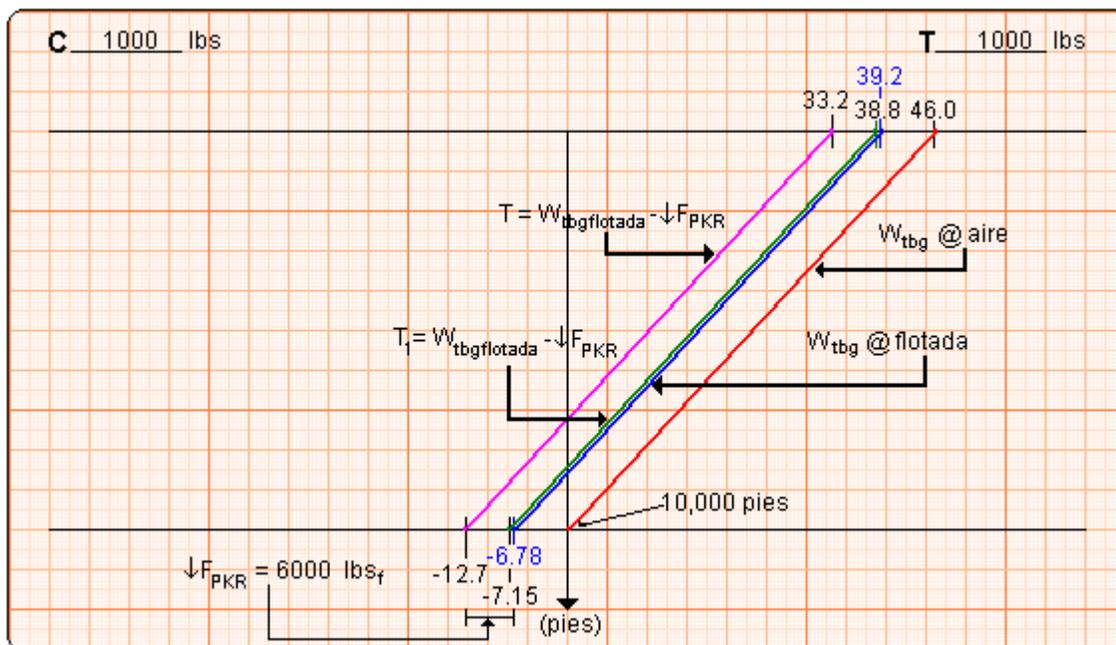
b) Obtener el diagrama de (T - C)

Finalmente, representando las cargas axiales existentes en un diagrama de **Tensión - Compresión**, se muestra a continuación:

$$1. W_{\text{tbgaire}} = Wn * L$$

$$W_{\text{tbgaire}} = \left( 4.6 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies}$$

$$W_{\text{tbgaire}} = 46,000 \text{ lbs}$$



Gráfica II.6

$$2. W_{\text{tbgflotada}} = W_{\text{tbgaire}} - F_{\text{flotación}}$$

$$F_{\text{flotación}} = P_i * A_s$$

$$F_{\text{flotación}} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 1.304 \text{ pg}^2 \rightarrow F_{\text{flotación}} = 6,782 \text{ lbs}_f$$

$$W_{\text{tbgflotada}} = 46,000 \text{ lbs}_f - 6,782 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{\text{tbgflotada}} = 39,218 \text{ lbs}_f$$

$$3. T = W_{\text{tbgflotada}} - \downarrow F_{\text{PKR}}$$

$$T = 39,218 \text{ lbs}_f - 6,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T = 33,218 \text{ lbs}_f$$

$$4. T_1 = W_{\text{tbgflotada}} - \downarrow F_{\text{PKRreal}}$$

$$T_1 = 39,218 \text{ lbs}_f - 373 \text{ lbs}_f \rightarrow T_1 = 38,845 \text{ lbs}_f$$

### 2.4.3 Efecto Buckling.

#### Buckling (pandeo).

A este efecto se le llama así debido a la forma que adquiere el aparejo cuando se presenta el fenómeno, y tiene lugar cuando hay un incremento de presión en el interior de la tubería de producción, la cual actúa en el área transversal de la parte inferior de un aparejo que tiene movimiento libre; es decir, los sellos multi-v se pueden mover a través del área pulida del empacador.

Este efecto acorta el aparejo de producción y el pandeo se produce del punto neutro hacia abajo. En este fenómeno, el punto neutro no es donde no existe ni tensión ni compresión, sino donde el esfuerzo axial es igual al esfuerzo tangencial y radial, es decir, el valor de los tres esfuerzos es igual, y se determina con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{F_f}{w} \tag{2.69}$$

En donde n es la distancia del fondo de la tubería al punto neutro y  $F_f$  es conocida como fuerza ficticia, la cual es determinada como sigue:

$$F_f = A_p(P_i - P_o) \tag{2.70}$$

La sarta de perforación no sufrirá pandeo si la fuerza ficticia es negativa o cero. El cambio de longitud provocado por Buckling se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_b = -\frac{r^2 A_P^2 (\Delta P_{ia} - \Delta P_{oa})^2}{8EI(w_s + w_i + w_o)} \quad 2.71$$

Donde I es el momento de inercia dado por:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad 2.72$$

Donde  $w_i$ ,  $w_o$  son el peso del fluido en el interior y espacio anular respectivamente

$$w_i = \rho_i * A_i \quad 2.73$$

$$w_o = \rho_a * A_a \quad 2.74$$

El pandeo helicoidal es importante, ya que puede ocasionar deformación permanente del aparejo.

Efecto por Buckling (pandeo),  $\Delta L_b$ .

- Buckling **Mecánico**
- Buckling **Hidráulico**

Dicho efecto **Buckling** es producido en un aparejo de producción conectado (o anclado) a un empacador, por una diferencia de presiones, la mayor, dentro del aparejo de producción y la menor fuera de ella, y aun cuando es una **deformación horizontal** en diferentes puntos de la tubería, al final resulta elongación y/o contracción en el aparejo. Este efecto está muy relacionado con los diámetros que se tengan de T.P. y T.R.

Se tiene:

$$\Delta L_{bmech} = \Delta L_{LH} + \Delta L_b \quad 2.75$$

Por lo que;

$$\Delta L_{LH} = -\frac{FL}{E A_s} @ \text{Ley de Hooke} \quad 2.76$$

Y por **efecto de pandeo mecánico** o **Buckling mecánico**:

$$\Delta L_b = -\frac{r^2 F^2}{96 E I w} \quad 2.77$$

Donde:

$$r = \frac{d_{csg} - D_{tbg}}{2}, \text{ pg (claro radial)} \quad 2.78$$

F = Fuerza aplicada sobre el empacador, lbs<sub>f</sub>

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4), \text{ pg (momento de inercia a la tubería)}$$

$$E = 30 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$$

w = peso efectivo tubular en el fluido @ condiciones finales

⇓

$$w = w_s + w_i - w_o \quad 2.79$$

Tal que;

$$w_s = \frac{Wn}{12}, \left[ \frac{\text{lbs/pie}}{12} \right], \left[ \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right] \quad 2.80$$

$$w_i = \frac{\rho_i}{231} A_i, \left[ \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right] \quad 2.81$$

$$\rho_i = [\text{lb/gal}]$$

$$A_i = [\text{pg}^2]$$

$$w_o = \frac{\rho_o}{231} A_o, \left[ \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right] \quad 2.82$$

$$\rho_o = [\text{lb/gal}]$$

$$A_o = [\text{pg}^2]$$

⇒

$$A_i = 0.7854 * (d)^2$$

$$A_o = 0.7854 * (D)^2$$

$$A_s = 0.7854(D^2 - d^2)$$

### Ejemplo

L = 10,000 pies

TP @  $2\frac{3}{8}$  pg (1.995 pg)  $4.6\frac{\text{lb}}{\text{pie}}$ ,  $A_s = 1.304 \text{ pg}^2$

TR @  $7\frac{5}{8}$  pg ( $d_{\text{CSG}} = 6.765 \text{ pg}$ )

$\downarrow F_{\text{PKR}} = 10,000 \text{ lbs}_f$  de peso sobre el empacador

$\rho_f = 10 \text{ lb/gal}$

- Determinando el **efecto Buckling mecánico**.
- Estimar la longitud que va a estar el pandeo, será:
- Determinar la profundidad donde se localiza dicho efecto.
- Construir el diagrama de cargas axiales (**Tensión - Compresión**).
- Determinar el punto neutro por efecto de pandeo, d.

### Solución:

- Determinar el **efecto Buckling mecánico**.

Utilizando:

$$\Delta L_{\text{LH}} = -\frac{F_{\text{PKR}} L}{E A_s}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4}(2.375 \text{ pg}^2 - 1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

$$\Delta L_{\text{LH}} = \frac{10,000 \text{ pies}}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) 1.304 \text{ pg}^2} 10,000 \text{ lbs} \rightarrow \Delta L_{\text{LH}} \cong -2.56 \text{ pies}$$

$\therefore$  Se presenta un pandeo de tipo mecánico, al cargar 10,000 lbs sobre el empacador (**realmente dicha carga - no se presenta**).

Entonces, calculando  $\Delta L_b$  por efecto de **Buckling mecánico**; será:

$$\Delta L_{\text{bm}} = \Delta L_{\text{LH}} + \Delta L_b$$

$$\Delta L_{\text{LH}} = -\frac{LF}{E A_s}, \quad \Delta L_b = -\frac{r^2 F^2}{96 E I w}$$

$$\Delta L_{LH} \cong -2.56 \text{ pies}$$

$$w = w_s + w_i - w_o$$

$$w_s = \frac{Wn}{12}, \quad w_i = \frac{\rho_i}{231} A_i, \quad w_o = \frac{\rho_o}{231} A_o$$

$$w_s = \frac{4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}}{12} \rightarrow w_s = 0.383 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w_i = \frac{10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (3.125 \text{ pg}^2) \rightarrow w_i = 0.135 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w_o = \frac{10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (4.43 \text{ pg}^2) \rightarrow w_o = 0.191 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w = 0.383 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} + 0.135 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} - 0.192 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w = 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

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

$$I = \frac{\pi}{64} ((2.375 \text{ pg})^4 - (1.995 \text{ pg})^4) \rightarrow I = 0.784 \text{ pg}^4$$

$$r = \frac{d_{\text{csg}} - D_{\text{tbg}}}{2}$$

$$r = \frac{6.765 \text{ pg} - 2.375 \text{ pg}}{2} \rightarrow r = 2.195 \text{ pg}$$

$$\Delta L_b = -\frac{r^2 F^2}{96 E I w}$$

$$\Delta L_b = - \frac{(2.195 \text{ pg})^2 (10,000 \text{ lbs})^2}{96 \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (0.784 \text{ pg}^4) \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)} \rightarrow \Delta L_b = -0.653 \text{ pies}$$

∴

$$\Delta L_{bm} = \Delta L_{LH} + \Delta L_b$$

$$\Delta L_{bm} = -2.56 \text{ pies} + (-0.653 \text{ pies}) \rightarrow \Delta L_{bm} = -3.217 \text{ pies}$$

$$\Delta L_{bm} = -3.217 \text{ pies} \quad @ \text{ Efecto de Buckling mecánico}$$

Si:

$$\Delta L_{total} = -3.217 \text{ pies} \quad @ \quad F = ?$$

$$\Delta L_{total} = \Delta L_{LH} + \Delta L_b$$

$$a\Delta F^2 + b\Delta F + c = 0$$

$$\Delta L_{LH} = - \left( \frac{L}{E A s} \right) \Delta F_b - \left( \frac{r^2}{96 E I w} \right) \Delta F_b^2$$

$$\Delta L_{LH} = - \left( \frac{10,000 \text{ pies}}{\left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (1.304 \text{ pg}^2)} \right) \Delta F_b - \left( \frac{(2.195 \text{ pg})^2}{96 \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (0.784 \text{ pg}^4) \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)} \right) \Delta F_b^2$$

$$-2.56 \text{ pies} = - (2.55 \times 10^{-4}) \Delta F_b - (6.52 \times 10^{-9}) \Delta F_b^2$$

$$- (6.52 \times 10^{-9}) \Delta F_b^2 - (2.55 \times 10^{-4}) \Delta F_b = -2.56 \text{ pies}$$

$$(6.52 \times 10^{-9}) \Delta F_b^2 + (2.55 \times 10^{-4}) \Delta F_b - 2.56 \text{ pies} = 0$$

$$\Delta F_b = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

$$\Delta F_b = 8,270 \text{ lbs}_f$$

**Solución:**

b) Estimar la longitud que va a estar el pandeo, será:

$$d_p = \frac{F}{12 w} \text{ pies}$$

$$d_p = \frac{10,000 \text{ lbs}}{12 \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)} \rightarrow d_p = 2,549 \text{ pies}$$

**Solución:**

c) Determinar la profundidad donde se localiza dicho efecto, es:

$$D_d = L - d$$

$$D_d = 10,000 \text{ pies} - 2,549 \text{ pies}$$

$$D_d = 7,451 \text{ pies}$$

**Solución:**

d) Obtener el diagrama de (T - C)

Finalmente representamos el diagrama de **Tensión – Compresión**, se obtiene:

$$1. W_{\text{tbgaire}} = Wn * L$$

$$W_{\text{tbgaire}} = \left( 4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies}$$

$$W_{\text{tbgaire}} = 46,000 \text{ lb}$$

$$2. W_{\text{tbgflotada}} = W_{\text{tbgaire}} - F_{\text{flotación}}$$

$$F_{\text{flotación}} = P_i * A_s$$

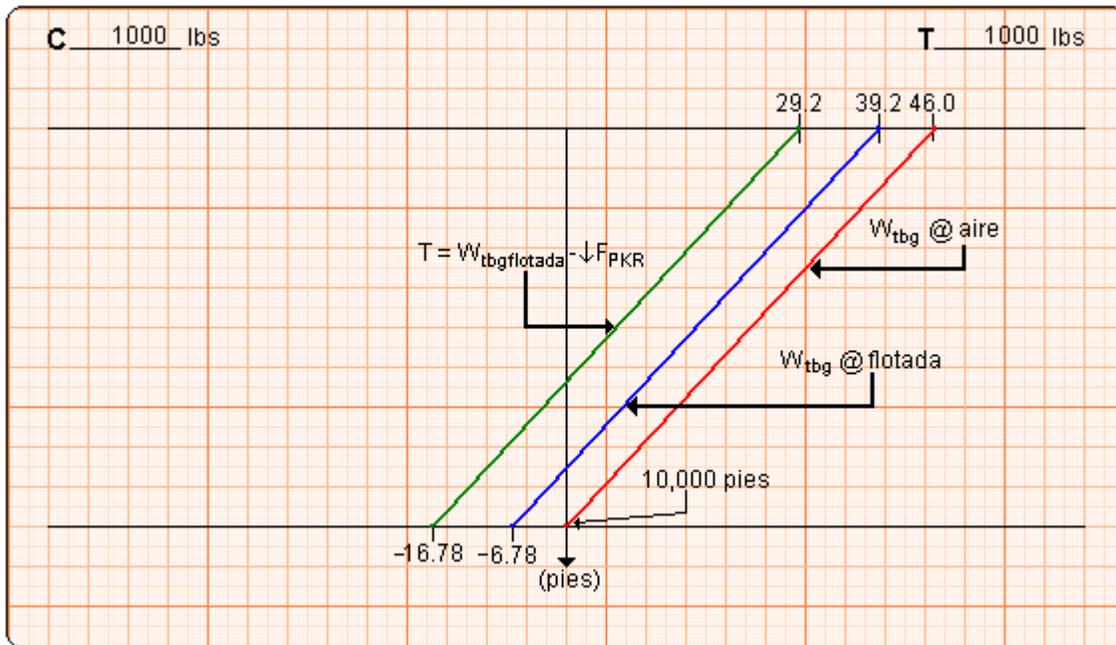
$$P_i = 0.052 * \rho * \text{Prof}$$

$$P_i = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_i = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$F_{\text{flotación}} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 1.304 \text{ pg}^2 \rightarrow F_{\text{flotación}} = 6,782 \text{ lbs}_f$$

$$W_{\text{tbgflotada}} = 46,000 \text{ lbs}_f - 6,782 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{\text{tbgflotada}} = 39,218 \text{ lbs}_f$$



Gráfica II.7

$$3. \quad T = W_{tbgflotada} - \downarrow F_{PKR}$$

$$T = 39,218 \text{ lbs}_f - 10,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T = 29,218 \text{ lbs}_f$$

**Solución:**

e) Determinar el **punto neutro** por efecto de **pandeo, d**.

Utilizando:

$$d_n = \frac{F}{12 w} \text{ pies}$$

$$d_n = \frac{10,000 \text{ lb}}{12 \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)}$$

$$d_n = 2,549 \text{ pies}$$

∴ La profundidad donde se localiza dicho efecto, es:

$$D_d = L - d_p$$

$$D_d = 10,000 \text{ pies} - 2,549 \text{ pies}$$

$$D_d = 7,451 \text{ pies}$$

$$(T - C) = P_o A_o - P_i A_i$$

	SIGNO	FUERZA
$(T - C) = P_o A_o - P_i A_i$	+	Compresión
	-	Tensión

Se tiene:

$$1. (T - C)_{sup} = P_{csg} A_o - P_{th} A_i$$

$$(T - C)_{sup} = 0 \frac{lb}{pg^2} (4.43 pg^2) - 0 \frac{lb}{pg^2} (3.126 pg^2) \rightarrow (T - C)_{sup} = 0 lbs_f$$

$$(T - C)_{sup} = 0 lbs_f @ \text{ En la superficie sin ningún tratamiento.}$$

Ahora:

$$2. (T - C)_{fon} = P_{csg1} A_o - P_{tbg1} A_i$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * \rho * Prof$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * 10 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies} \rightarrow P_{tbg1} = 5,200 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg1} = 0.052 * \rho * Prof$$

$$P_{csg1} = 0.052 * 10 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies} \rightarrow P_{csg1} = 5,200 \frac{lb}{pg^2}$$

Por lo que resumiendo (T - C):

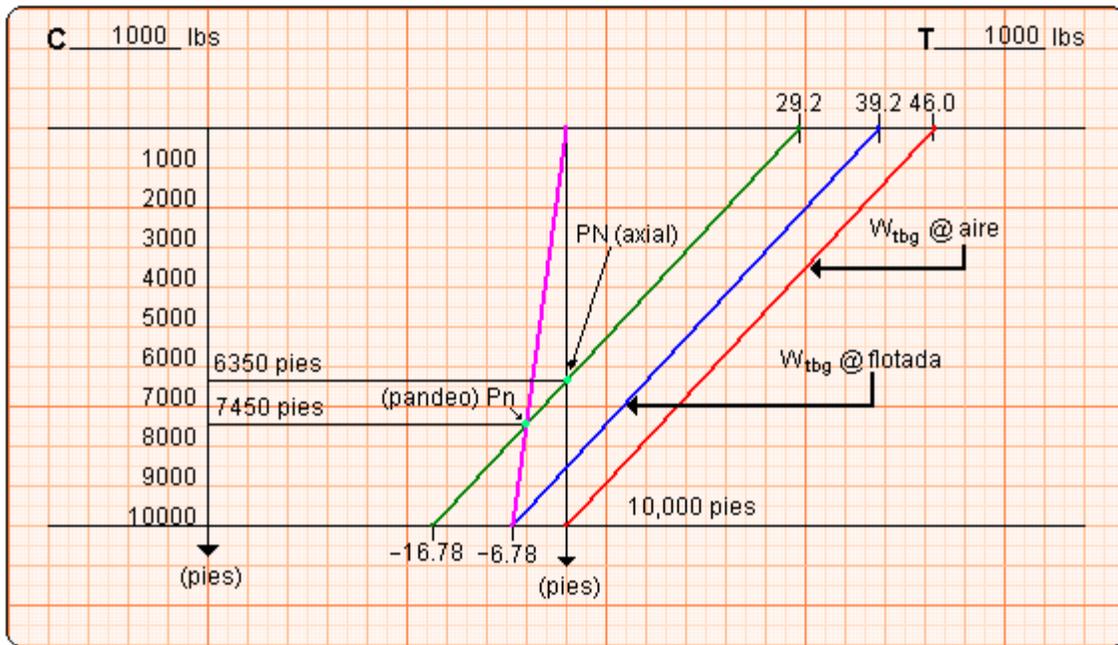
Superficie =	0 lbs <sub>f</sub>	@	0 pies
Fondo =	6,781 lbs <sub>f</sub>	@	10,000 pies

1. Tal que la intercepción esta dada por:

$$T_1 - \frac{W_{aire}}{L} D_d = - \frac{(T - C)_f}{L} D_d \rightarrow 29,218 lbs_f - \frac{46,000 lbs_f}{10,000 \text{ pies}} D_d = - \frac{(6782 lbs_f)}{10,000 \text{ pies}} D_d$$

$$29,218 lbs_f - 4.6 \frac{lbs_f}{pies} D_d = - 0.6782 D_d \rightarrow 3.9218 D_d = 29,218 lbs_f$$

$$D_d = \frac{29,218 lbs_f}{3.9218} \rightarrow D_d = 7,450 \text{ pies}$$



Gráfica II.8.

• **Buckling HIDRÁULICO (pandeo hidráulico)**

Se da por la caída de presión interna y externa, ejercida sobre las paredes del tubo, esto genera que se tenga una fuerza y ello existirá cuando:

	<b>SIGNO</b>	<b>Existe</b>	<b>EFECTO</b>
$F_f = A_p(P_i - P_o)$	+	€	Buckling HIDRÁULICO
	-	∄	Buckling HIDRÁULICO

Por lo tanto:

$$F_f = A_p (P_i - P_o)$$

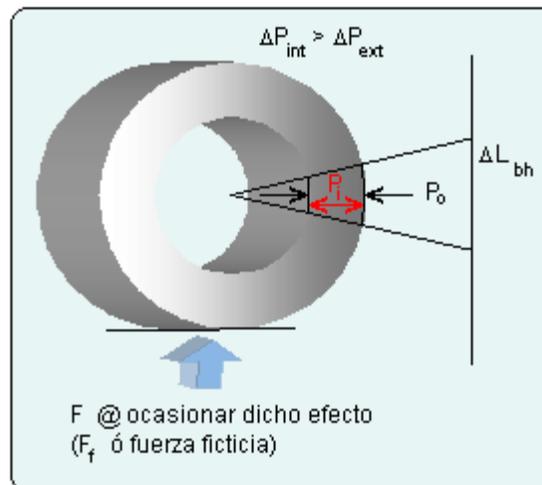


Figura II.44.

Tal que:

$$\Delta L_{bh} = -\frac{r^2 F_f^2}{96 E I w}$$

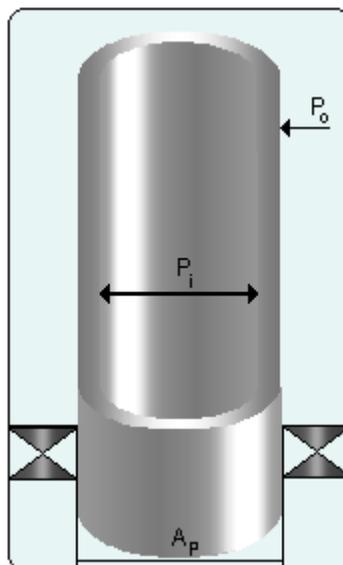


Figura II.45.

#### 2.4.4 Efecto de Temperatura.

El efecto de la temperatura produce un cambio de longitud de la sarta de producción. Ésta se contrae cuando existe inyección de fluidos a temperatura de superficie, en el caso de calentamiento del aparejo de producción, ya sea por las condiciones de producción o por la inyección de fluidos calientes, se genera una elongación. Lo anterior sucede siempre y cuando se tenga un movimiento libre de los sellos multi-v, de lo contrario se producen fuerzas sobre el empacador.

El cambio de longitud por este efecto es calculando mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T \quad 2.83$$

En donde  $\beta$  es el coeficiente de expansión térmica del acero ( $12.42 \times 10^{-6} / ^\circ C$ ) y  $\Delta T$  es el cambio promedio de la temperatura.

#### Efecto por temperatura, $\Delta L_T$ .

Los cambios térmicos pueden producir mayores efectos que los producidos por los cambios de presión. El acero es un excelente conductor térmico y la tierra es un pobre conductor térmico. La ecuación que resuelve la elongación y la contracción es determinada a partir de:

$$\delta_x = dx \beta \Delta T \quad 2.84$$

Donde:

$dx$  = longitud del elemento.

$\Delta T$  = cambio de temperatura.

$\beta$  = coeficiente de expansión térmica del material.

Si:

$$\delta_x \begin{cases} + \rightarrow \text{elongación} \\ - \rightarrow \text{contracción} \end{cases}$$

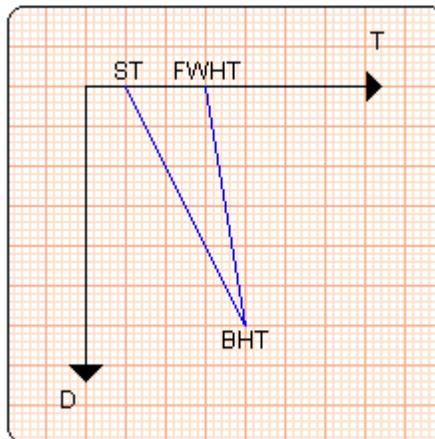
Normalmente para tuberías de acero es:

$$\beta = 6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}$$

Por lo tanto:

$$\Delta L_T = \sum_0^L \delta_x = \int_0^L \beta f(\Delta T) dx \tag{2.85}$$

Si consideramos un perfil de temperatura:



Gráfica II.9.

Es posible considerar un comportamiento lineal de gradiente de temperatura.

Entonces:

$$T_{ini} = \frac{BHT + ST}{2} \quad 2.86$$

$$T_{fin} = \frac{BHT + FWHT}{2} \quad 2.87$$

Pero;

$$T_{ini} = \left( \frac{BHT - ST}{L} \right) x + ST \quad @ \text{ Cualquier profundidad} \quad 2.88$$

Tal que:

$$T_{fin} = \left( \frac{BHT - FWHT}{L} \right) x + FWHT \quad 2.89$$

∴

$$f(\Delta T) = T_{fin} - T_{ini} \quad 2.90$$

$$f(\Delta T) = \underbrace{\left( \frac{BHT - FWHT}{L} \right)}_A x + FWHT - \underbrace{\left( \frac{BHT - ST}{L} \right)}_B x - ST \quad 2.91$$

$$f(\Delta T) = Ax + FWHT - Bx - ST \quad 2.92$$

Esto implica, sustituyendo:

$$\Delta L_T = \int_0^L \beta f(\Delta T) dx$$

$$\Delta L_T = \int_0^L \beta (Ax + FWHT - Bx - ST) dx$$

$$\Delta L_T = \beta \left[ A \int_0^L x dx + FWHT \int_0^L dx - B \int_0^L x dx - ST \int_0^L dx \right]$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ A \left[ \frac{x^2}{2} \right]_0^L + FWHT [x]_0^L - B \left[ \frac{x^2}{2} \right]_0^L - ST [x]_0^L \right\}$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ A \left[ \frac{L^2}{2} \right] + FWHT [L] - B \left[ \frac{L^2}{2} \right] - ST [L] \right\}$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \left( \frac{BHT - FWHT}{L} \right) \left( \frac{L^2}{2} \right) + FWHT(L) - \left( \frac{BHT - ST}{L} \right) \left( \frac{L^2}{2} \right) - ST(L) \right\}$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \left( \frac{BHT - FWHT}{2} \right) L + FWHT(L) - \left( \frac{BHT - ST}{L} \right) L - ST(L) \right\}$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \left( \frac{BHT}{2} \right) L - \left( \frac{FWHT}{2} \right) L + FWHT(L) - \left( \frac{BHT}{L} \right) L + \left( \frac{ST}{2} \right) L - ST(L) \right\}$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \left( \frac{FWHT}{2} \right) L - \left( \frac{ST}{2} \right) L \right\}$$

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST] \text{ @ Efecto por TEMPERATURA}$$

Ahora, haciendo la consideración de las ecuaciones 2.86 y 2.87:

$$T_{avg1} = \frac{ST + BHT}{2}$$

$$T_{avg2} = \frac{FWHT + BHT}{2}$$

Tal que;

$$\Delta T_{avg} = T_{avg2} - T_{avg1} \tag{2.93}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT + BHT}{2} - \frac{ST + BHT}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT}{2} + \frac{BHT}{2} - \frac{ST}{2} - \frac{BHT}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT}{2} - \frac{ST}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{1}{2} (FWHT - ST) \tag{2.94}$$

Sustituyendo, se tiene;

$$\Delta L_T = \int_0^L \beta \Delta T_{avg} dx$$

$$\Delta L_T = \beta \int_0^L \frac{1}{2} (FWHT - ST) dx$$

$$\Delta L_T = \beta \left[ \frac{1}{2} (FWHT - ST) \int_0^L dx \right]$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \frac{1}{2} (FWHT - ST) [x]_0^L \right\}$$

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST] \tag{2.95}$$

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{avg} \tag{2.96}$$

@ Efecto por TEMPERATURA

Aplicando la **Ley de Hooke** tenemos:

$$\Delta L = \frac{FL}{E As}$$

Donde:

$\Delta L$  = pies,  $F$  = lbs<sub>f</sub>,  $L$  = pies,  $E$  = lb/pg<sup>2</sup>,  $As$  = pg<sup>2</sup>

Por lo cual, despejando  $F$ ;

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T E As}{L} \tag{2.97}$$

$$\Delta F_T = 207 \Delta T_{avg} As \tag{2.98}$$

Donde:

El área transversal:

$$As = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2)$$

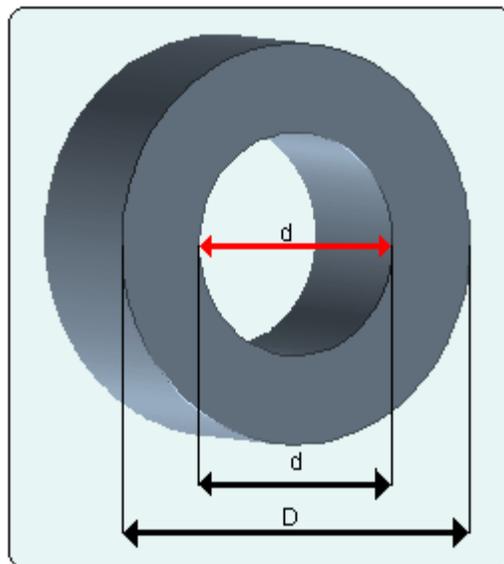


Figura II.46. Área transversal

**Ejemplo**

$$TP = 2 \frac{3}{8} \text{pg}, Wn_{\text{tbg}} = 4.6 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}}, T_{\text{sup}} = 60^\circ\text{F}, \text{FWHT} = 100^\circ\text{F}, L = 10,00 \text{pies}, \uparrow F = 5,000 \text{lbs}_f$$

- Encontrar  $\Delta L_T$  por efecto de temperatura.
- Determinar la  $\Delta F_T$  por efecto de temperatura.
- Hacer el diagrama compresión y tensión D (C - T)

**Solución:**

- Encontrar  $\Delta L_T$  por efecto de temperatura.

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [\text{FWHT} - \text{ST}]$$

$$\Delta L_T = \frac{\left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)(10,000 \text{pies})}{2} [100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = 1.38 \text{pies} \quad (+ \rightarrow \text{ELONGACIÓN})$$

ó

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{\text{avg}}, \Delta T_{\text{avg}} = \frac{1}{2}(\text{FWHT} - \text{ST})$$

$$\Delta T_{\text{avg}} = \frac{1}{2}(100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F})$$

$$\Delta T_{\text{avg}} = 20^\circ\text{F}$$

$$\Delta L_T = \left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)[20^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = 1.38 \text{pies}$$

**Solución:**

- Determinar la  $\Delta F_T$  por efecto de temperatura.

Considerando la **ley de Hooke** y despejando  $\Delta F_T$ ; tenemos:

$$\Delta F_T = \frac{E A_s}{L} \Delta L_T$$

Donde:

$$E = 30 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$$

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2)$$

Para encontrar el diámetro interior de la tubería (d) ó el diámetro exterior de la tubería (D) lo localizamos uno de estos valores por tablas que se encuentran del Apéndice 2.

$$A_s = 0.7864((2.375)^2 - (1.995)^2)$$

$$A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

Finalmente:

$$\Delta F_T = \left[ \frac{\left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (1.304 \text{ pg}^2)}{10,000 \text{ pies}} \right] 1.38 \text{ pies}$$

∴

$$\Delta F_T \cong 5,400 \text{ lbs}_f \rightarrow \text{(compresión)}$$

ó

$$\Delta F_T = 207 \Delta T_{\text{avg}} A_s$$

$$\Delta F_T = 207 \left( \frac{100^\circ \text{F} - 60^\circ \text{F}}{2} \right) 1.304 \text{ pg}^2$$

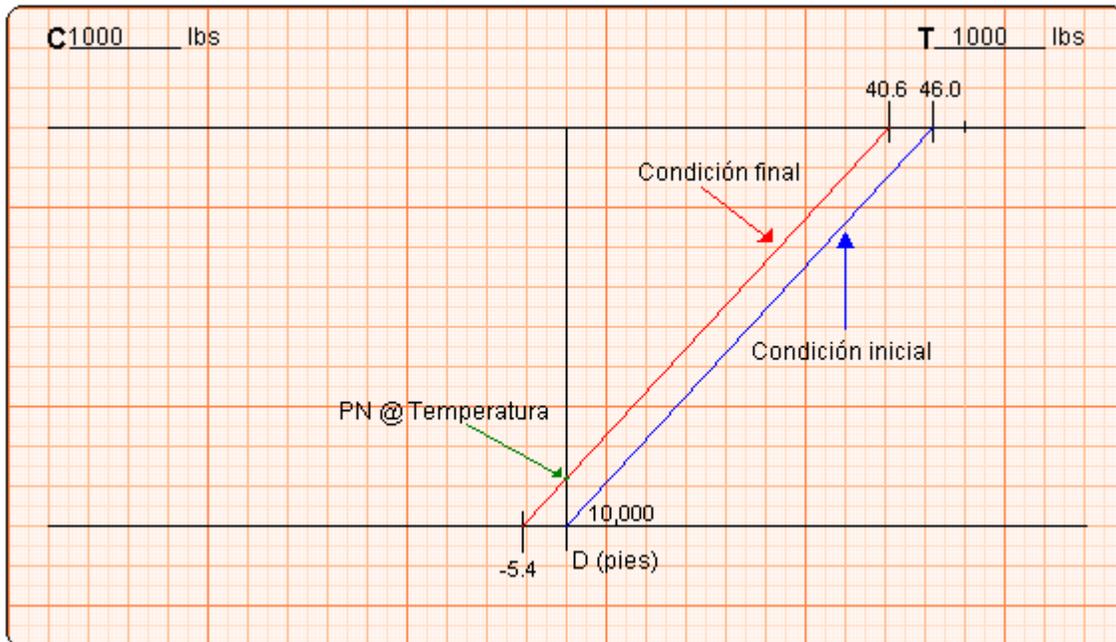
$$\therefore \Delta F_T \cong 5,400 \text{ lbs}_f \rightarrow \text{(compresión)}$$

**Observación:**

	<b>SIGNO</b>	<b>EFECTO</b>	<b>FUERZA</b>
$\Delta L_T$	+	Elongación	Compresión
	-	Contracción	Tensión

**Solución:**

c). Hacer el diagrama compresión y tensión D (C - T)



Gráfica II.10

1. Por lo tanto, el peso de la tubería de producción en el aire, es:

$$W_{\text{tbgaire}} = Wn * L$$

$$W_{\text{tbgaire}} = \left( 4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies} \rightarrow W_{\text{tbgaire}} = 46,000 \text{ lbs}$$

2.  $T_T = W_{\text{tbgaire}} - \Delta F_T$

$$T_T = 46000 \text{ lbs}_f - 5400 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 40,600 \text{ lbs}_f$$

3.

$$T_T = \Delta F_T - \uparrow F$$

$$T_T = 5,400 \text{ lbs}_f - 5,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 400 \text{ lbs}_f$$

$$T_T = 46,000 \text{ lbs}_f - 400 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 45,600 \text{ lbs}_f$$

4.

Si:

Anclamos la tubería de producción con 5,000 lbs<sub>f</sub>; se tiene:

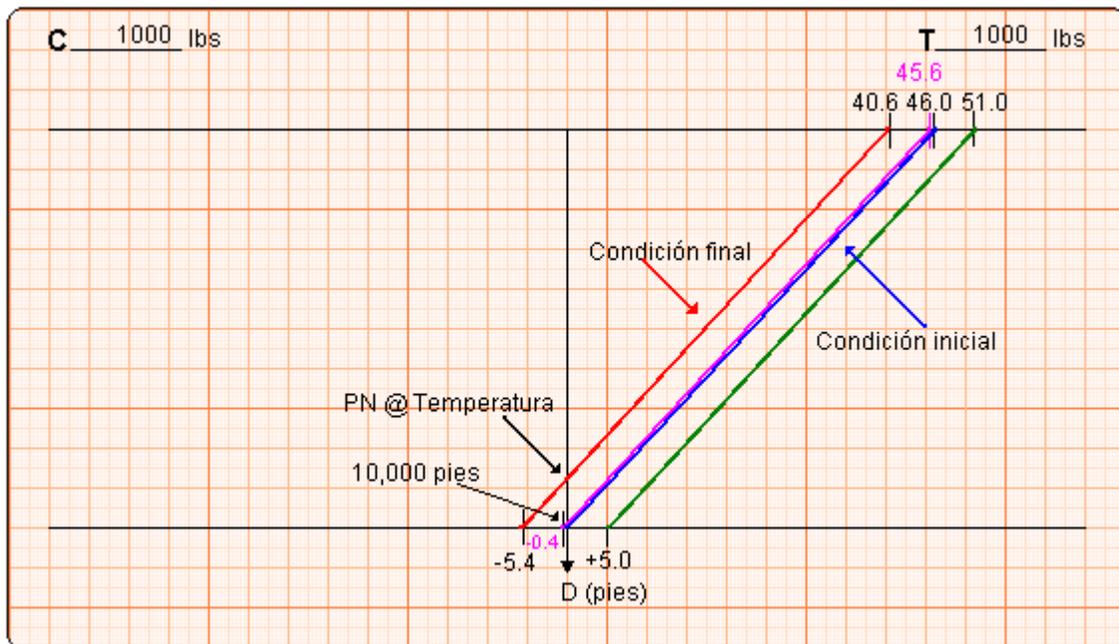
$$F_{emp} \uparrow = 5,000 \text{ lbs}_f$$

Tal que:

$$T = W_{tbgaire} + F_{emp} \uparrow$$

$$T = 46,000 \text{ lbs}_f + 5,000 \text{ lbs}_f$$

$$T = 51,000 \text{ lbs}_f$$



Gráfica II.11.

5. Ahora, si:

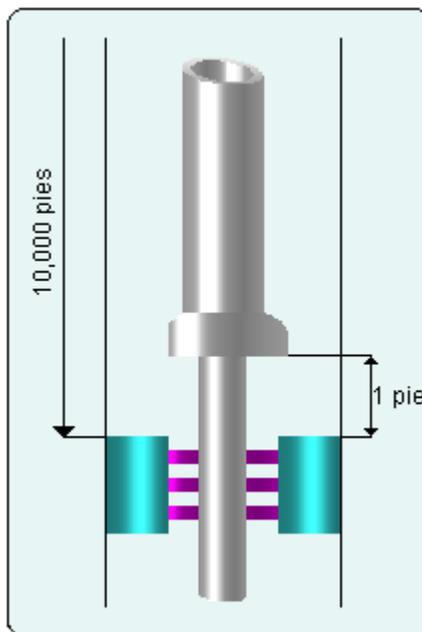


Figura II.47.

$$\Delta L_{total} = \Delta L_T - \Delta L_{ext-pulida} \rightarrow \Delta L_{total} = 1.38 \text{ pies} - 1 \text{ pie} \rightarrow \Delta L_{total} = 0.38 \text{ pies}$$

Tal que:

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T E A_s}{L}$$

$$\Delta F_T = \frac{(0.38 \text{ pies}) \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{psi} \right) (1.304 \text{ pg}^2)}{10,000 \text{ pies}} \rightarrow \Delta F_T \cong 1,500 \text{ lbs}_f$$

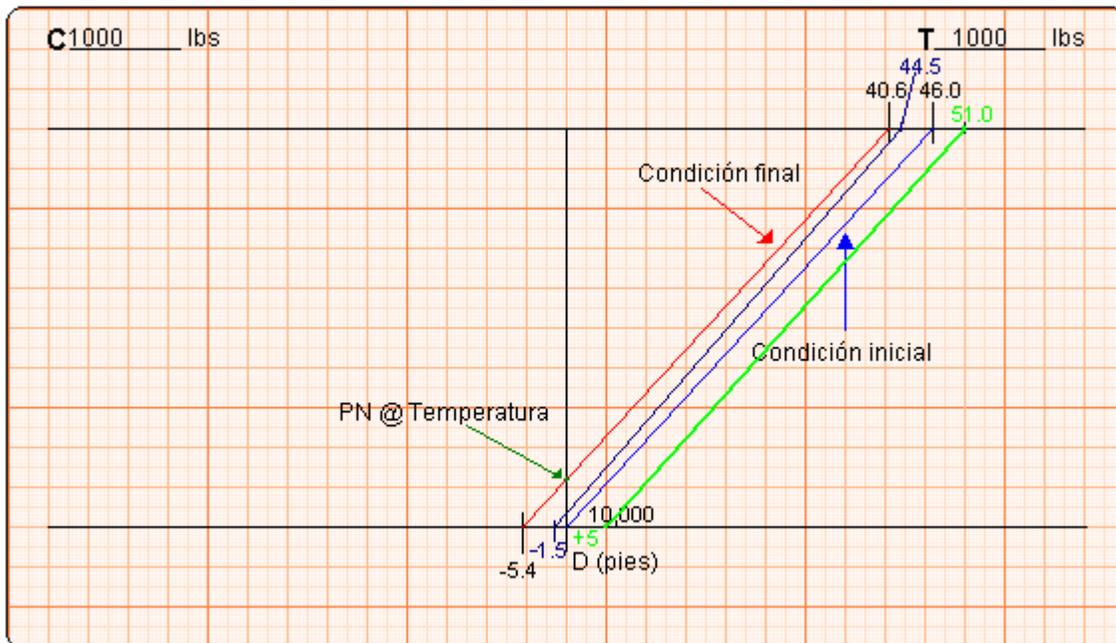
6. Por lo que:

$$T_T = W_{tbgair} - \Delta F_T$$

$$T_T = 46,000 \text{ lbs}_f - 1,500 \text{ lbs}_f$$

$$T_T = 44,500 \text{ lbs}_f \rightarrow \Delta F_T \cong 1,500 \text{ lbs}_f$$

Por lo que:



Gráfica II.12

**Ejemplo: Análisis**

$$T_{sup} = 60 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$FWHT = 100 \text{ }^\circ\text{F}$$

a) Determinar el **Efecto Temperatura  $\Delta L_T$**

**Solución:**

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST]$$

$$\Delta L_T = \frac{\left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ F}\right)(10,000 \text{ pies})}{2} [100 \text{ }^\circ F - 60 \text{ }^\circ F] \rightarrow \Delta L_T = 1.38 \text{ pies}$$

El efecto de Temperatura es considerada una fuerza interna generada (esto es independiente del estado mecánico del pozo).

Ahora para determinar  $\Delta F_T$ , si existe cambio por diferentes diámetros, tal que:

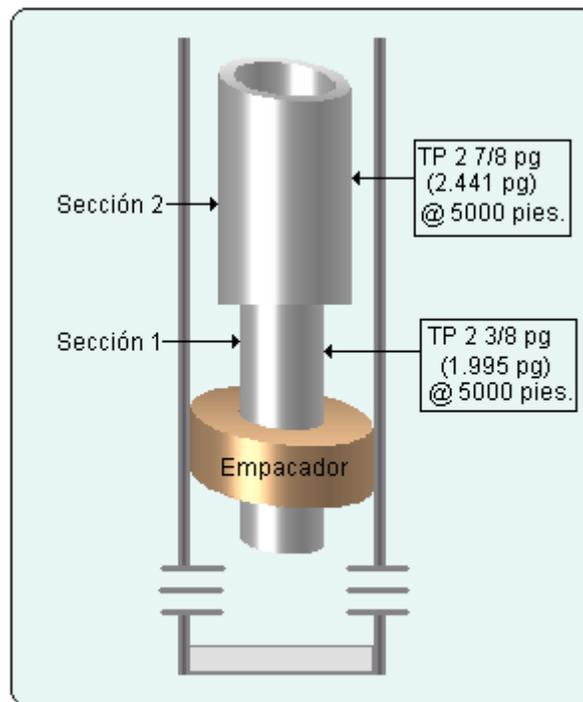


Figura II.48.

$$\Delta L = \frac{FL}{E As} \rightarrow \Delta L_T = \Delta L_{T1} + \Delta L_{T2} \rightarrow \Delta L_T = \frac{\Delta F_T}{E} \left( \frac{L_1}{As_1} + \frac{L_2}{As_2} \right)$$

$$1.38 \text{ pies} = \frac{\Delta F_T}{30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}} \left( \frac{5,000 \text{ pies}}{1.304 \text{ pg}^2} + \frac{5,000 \text{ pies}}{1.812 \text{ pg}^2} \right)$$

$$\Delta F_T (2.1979 \times 10^{-4}) = 1.38 \text{ pies} \rightarrow \Delta F_T = \frac{1.38 \text{ pies}}{2.1979 \times 10^{-4}} \rightarrow \Delta F_T = 6,279 \text{ lbs}_f$$

**Análisis:**

$$1. \text{ Con } TP = 2\frac{3}{8} \text{ pg}$$

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST]$$

$$\Delta L_T = \frac{\left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)(5,000 \text{ pies})}{2} [100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F}] \rightarrow \Delta L_T = 0.69 \text{ pies}$$

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T E A_s}{L}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4} (2.375 \text{ pg}^2 - 1.995 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

$$\Delta F_T = \frac{(0.38 \text{ pies}) \left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) (1.304 \text{ pg}^2)}{5,000 \text{ pies}} \rightarrow \Delta F_T \cong 5400 \text{ lbs}_f$$

$$2. \text{ Con } TP = 2\frac{7}{8} \text{ pg}$$

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST]$$

$$\Delta L_T = \frac{\left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)(5,000 \text{ pies})}{2} [100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F}] \rightarrow \Delta L_T = 0.69 \text{ pies}$$

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T E A_s}{L}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4} (2.875 \text{ pg}^2 - 2.441 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.812 \text{ pg}^2$$

$$\Delta F_T = \frac{(0.38 \text{ pies}) \left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) (1.812 \text{ pg}^2)}{5,000 \text{ pies}} \rightarrow \Delta F_T = 7,500 \text{ lbs}_f$$

$$\text{Con TP combinada } TP = 2\frac{3}{8} \text{ pg} - TP = 2\frac{7}{8} \text{ pg}$$

$$\therefore \Delta F_T = 6,279 \text{ lbs}_f$$

Por lo que se resume con respecto al esfuerzo por efecto de Temperatura:

	SIGNO	EFECTO	FUERZA
$\Delta L_T$	+	Elongación	Compresión
	-	Contracción	Tensión

**2.4.5 Combinación de efectos.**

Longitud de sellos multi - v

Cuando se diseña una terminación con el aparejo de producción libre al movimiento, se requiere introducir una longitud de sellos multi-v que permita absorber las elongaciones y contracciones generadas en la tubería. Esta longitud se obtiene sumando algebraicamente el total de los efectos previamente revisados e ilustrados en la Figura II.49. El cambio de longitud total se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_{Total} = \Delta L_T + \Delta L_B + \Delta L_P + \Delta L_b \tag{2.99}$$

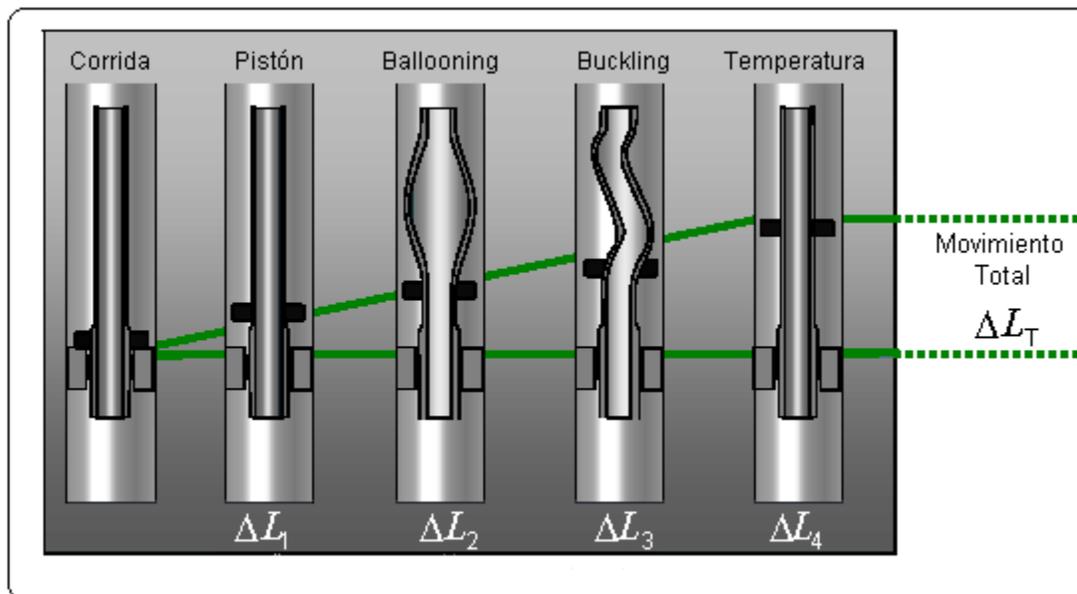


Figura II.49. Movimiento neto del aparejo.

Una vez que se conoce el cambio total de longitud, se selecciona tanto la cantidad de sellos como la longitud inicial entre el tope localizador y el empacador.

La ecuación 2.99 también puede emplearse para determinar la cantidad y posición de las juntas de expansión. Una práctica común de compensación de posibles acortamientos de aparejo de producción, como resultado de los cambios de presión y temperatura durante las diferentes intervenciones, es aplicar una carga sobre el empacador. El cambio de longitud dejada sobre el empacador se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_b = \frac{L}{E A_s} F + \frac{r^2}{8 E I_w} F^2 \quad 2.100$$

En la relación anterior, el primer término es el incremento de longitud por efecto de pistón y el segundo por alabeo helicoidal.

La selección adecuada de la tubería de producción se determina calculando las presiones a que será sometida tanto en el espacio anular (revestimiento - aparejo de producción) como en el interior. Estas presiones son el efecto de las diferentes operaciones que se planeen realizar en la etapa de terminación y durante la vida productiva del pozo.

Respecto a la tensión, se tiene que considerar el peso de la tubería y los efectos generados por los cambios de presión y temperatura, los cuales producen esfuerzos de tensión o compresión, dependiendo del sistema empacador - aparejo de producción.

### Ejemplo:

$L = 10,000$  pies

**TP @**  $2\frac{7}{8}$  pg,  $6.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}$ ,

$D = 2.875$  pg,  $d = 2.441$  pg

**Terminación: Aceite 30 °API** (fluido)

**Evento: Cementación forzada**

**TR @**  $7$ pg,  $32 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}$ ,  $D_{\text{csg}} = 7$ pg,

$d_{\text{csg}} = 6.094$ pg

$d_{\text{PKR}} = 3.25$ pg

$$\rho_{\text{cemento}} = 15 \text{ lb/gal}$$

$$P_{\text{th}} = 5,000 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{\text{csg}} = 1,000 \text{ lb/pg}^2$$

Al realizar dicha operación se tendrá un enfriamiento sobre la sarta ó aparejo de producción (**producción**).

$$\Delta T_{\text{avg}} = -20 \text{ }^\circ\text{F}$$

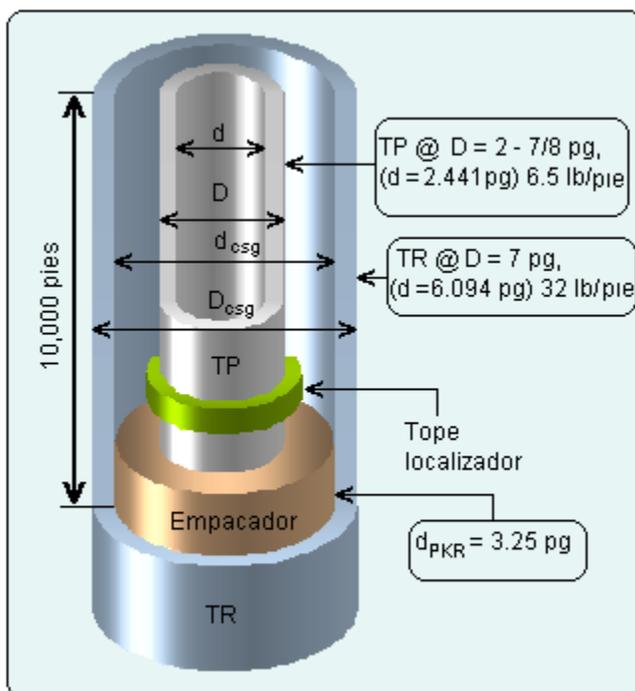


Figura II.50.

### Procedimiento de cálculo propuesto:

- a) Efecto de Temperatura.
- b) Efecto de Pistón.
- c) Efecto de Ballooning.
- d) Efecto de Buckling.
  1. Buckling mecánico.
  2. Buckling hidráulico.
- e) Determinar la longitud de sello.
- f) Determinar el diagrama de cargas axiales (**Tensión - Compresión**) será:
- g) Determinar la profundidad donde se localizan dichos efectos
- h) Determinar la resistencia del aparejo de producción.

**Solución:**

a) Efecto de Temperatura.

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{avg}$$

$$\Delta T_{avg} = -20 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$\Delta L_T = \left( 6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}} \right) [-20 \text{ } ^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = -1.38 \text{ pies}$$

$$\Delta L_T = -1.38 \text{ pies @ Contracción por enfriamiento (- } \rightarrow \text{ TENSIÓN)}$$

**Solución:**

b) Efecto de Pistón.

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_s} [\Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)]$$

$$\Delta F_P = \Delta P_i (A_P - A_i) - \Delta P_o (A_P - A_o)$$

$$\Delta L_P = -\frac{L}{E A_s} [\Delta F_P]$$

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^\circ\text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = \frac{141.5}{30^\circ\text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = 0.876$$

$$\rho_o = \gamma_o * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 0.876 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4} (2.875 \text{ pg}^2 - 2.441 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.812 \text{ pg}^2$$

$$A_P = \frac{\pi}{4} (d_E^2) \rightarrow A_P = \frac{\pi}{4} (3.25 \text{ pg}^2) \rightarrow A_P = 8.295 \text{ pg}^2$$

$$A_i = \frac{\pi}{4} (d^2) \rightarrow A_i = \frac{\pi}{4} (2.441 \text{ pg}^2) \rightarrow A_i = 4.6798 \text{ pg}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4} (D^2) \rightarrow A_o = \frac{\pi}{4} (2.875 \text{ pg}^2) \rightarrow A_o = 6.491 \text{ pg}^2$$

Condición Inicial

$$P_{tbg1} = 0.052 * \rho_o * Prof$$

$$P_{csg1} = 0.052 * \rho_o * Prof$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * 7.3 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{csg1} = 0.052 * 7.3 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{tbg1} = 3,796 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg1} = 3,796 \frac{lb}{pg^2}$$

Condición Final

$$P_{tbg2} = P_{th} + 0.052 * \rho_{cmt} * Prof$$

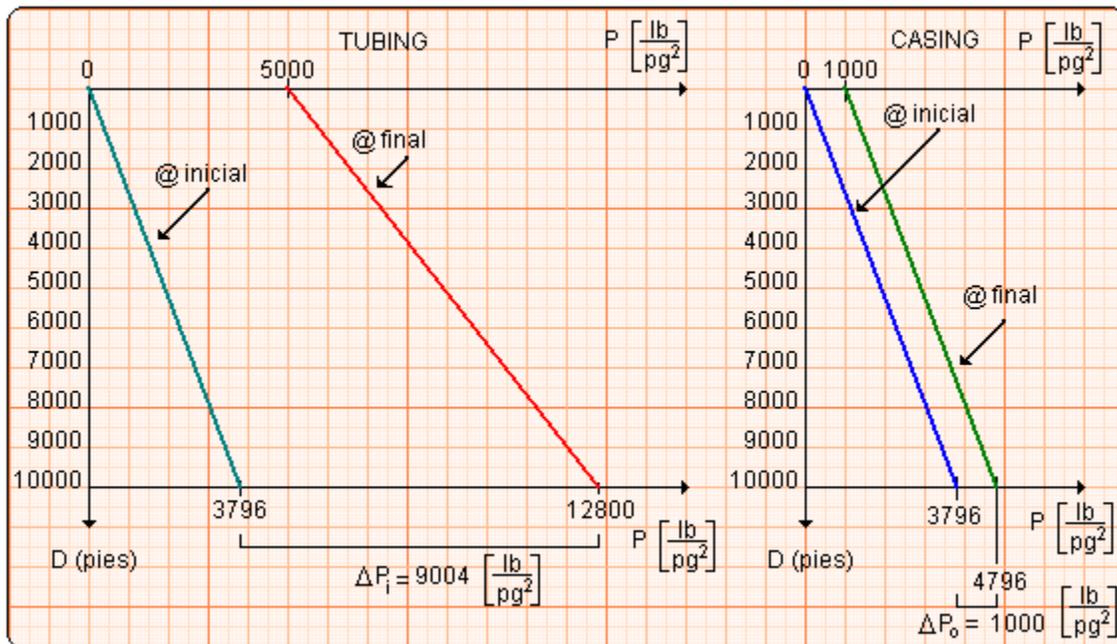
$$P_{csg2} = P_{csg} + 0.052 * \rho_o * Prof$$

$$P_{tbg2} = 5,000 \frac{lb}{pg^2} + 0.052 * 15 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{csg2} = 1,000 \frac{lb}{pg^2} + 0.052 * 7.3 \frac{lb}{gal} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{tbg2} = 12,800 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg2} = 4,796 \frac{lb}{pg^2}$$



Gráfica II.13

$$\Delta P_i = P_{tbg2} - P_{tbg1}$$

$$\Delta P_o = P_{csg2} - P_{csg1}$$

$$\Delta P_i = 12,800 \frac{lb}{pg^2} - 3,796 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_o = 4,796 \frac{lb}{pg^2} - 3,796 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_i = 9,004 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_o = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta F_p = \Delta P_i (A_p - A_i) - \Delta P_o (A_p - A_o)$$

$$\Delta F_p = 9,004 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (8.296 \text{ pg}^2 - 4.68 \text{ pg}^2) - 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (8.296 \text{ pg}^2 - 6.492 \text{ pg}^2)$$

$$\Delta F_p = 30,754 \text{ lb}_f$$

Tal que:

$$\Delta L_p = -\frac{L}{E A_s} [\Delta F_p]$$

$$\Delta L_p = -\frac{10,000 \text{ pies}}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) (1.812 \text{ pg}^2)} [30,754 \text{ lbs}_f]$$

$$\Delta L_p = -5.65 \text{ pies} \quad @ (-) \text{ Contracción} \rightarrow \text{Compresión}$$

	SIGNO	EFEECTO	FUERZA
$\Delta L_p$	+	Elongación	Tensión
	-	Contracción	Compresión

**Solución:**

c) Efecto de Ballooning.

$$\Delta L_B = -\frac{2L\mu}{E} \left[ \frac{\Delta P_{ia} - \Delta P_{oa} R^2}{R^2 - 1} \right]$$

$$^\circ \text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^\circ \text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = \frac{141.5}{30^\circ \text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = 0.876$$

$$\rho_o = \gamma_o * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 0.876 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

$$A_s = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2) \rightarrow A_s = \frac{\pi}{4}(2.875 \text{ pg}^2 - 2.441 \text{ pg}^2) \rightarrow A_s = 1.812 \text{ pg}^2$$

$$A_p = \frac{\pi}{4}(d_E^2) \rightarrow A_p = \frac{\pi}{4}(3.25 \text{ pg}^2) \rightarrow A_p = 8.295 \text{ pg}^2$$

$$A_i = \frac{\pi}{4}(d^2) \rightarrow A_i = \frac{\pi}{4}(2.441 \text{ pg}^2) \rightarrow A_i = 4.6798 \text{ pg}^2$$

$$A_o = \frac{\pi}{4}(D^2) \rightarrow A_o = \frac{\pi}{4}(2.875 \text{ pg}^2)$$

$$A_o = 6.491 \text{ pg}^2$$

Condición Inicial

$$P_{\text{tbg1}} = 0.052 * \rho_o * \text{Prof}$$

$$P_{\text{csg1}} = 0.052 * \rho_o * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tbg1}} = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{csg1}} = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{tbg1}} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg1}} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición Final

$$P_{\text{tbg2}} = P_{\text{th}} + 0.052 * \rho_{\text{cmt}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{csg2}} = P_{\text{csg}} + 0.052 * \rho_o * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 15 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{csg2}} = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg2}} = 4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición inicial

$$P_{\text{tbg1avg}} = \frac{P_{\text{tbg1}} + 0}{2}$$

$$P_{\text{csg1avg}} = \frac{P_{\text{csg1}} + 0}{2}$$

$$P_{\text{tbg1avg}} = \frac{3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{2}$$

$$P_{\text{csg1avg}} = \frac{3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{2}$$

$$P_{\text{tbg1avg}} = 1,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg1avg}} = 1,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición final

$$P_{tbg2avg} = \frac{P_{tbg2} + P_{th}}{2}$$

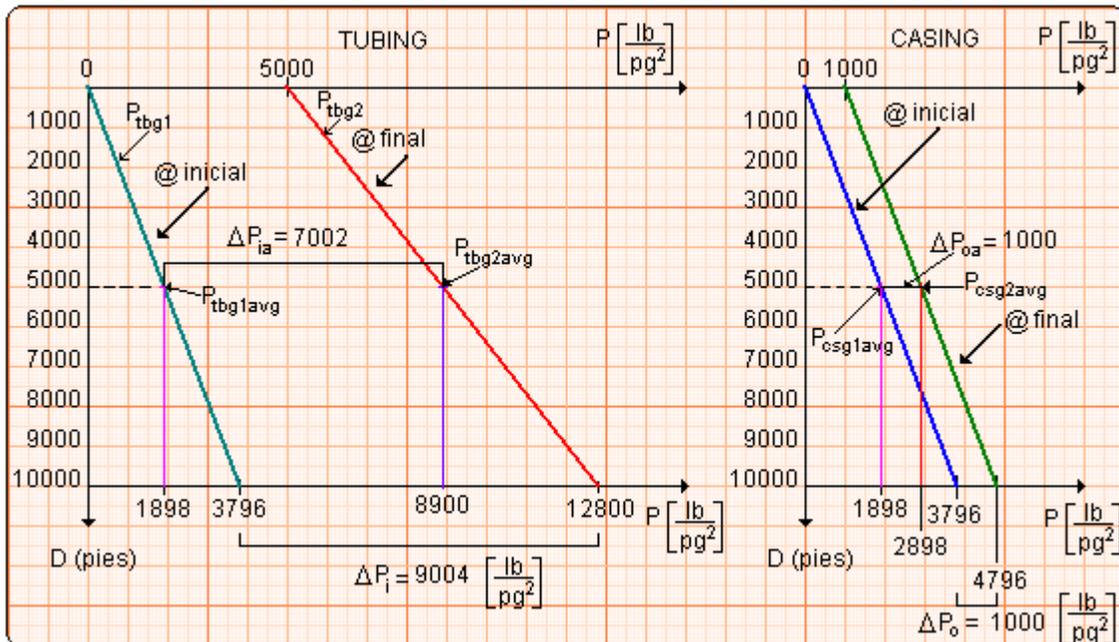
$$P_{csg2avg} = \frac{P_{csg2} + P_{csg}}{2}$$

$$P_{tbg2avg} = \frac{12,800 \frac{lb}{pg^2} + 5,000 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{csg2avg} = \frac{4,796 \frac{lb}{pg^2} + 1,000 \frac{lb}{pg^2}}{2}$$

$$P_{tbg2avg} = 8,900 \frac{lb}{pg^2}$$

$$P_{csg2avg} = 2,898 \frac{lb}{pg^2}$$



Gráfica II.14

$$\Delta P_{ia} = P_{tbg2avg} - P_{tbg1avg}$$

$$\Delta P_{oa} = P_{csg2avg} - P_{csg1avg}$$

$$\Delta P_{ia} = 8,900 \frac{lb}{pg^2} - 1,898 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_{oa} = 2,898 \frac{lb}{pg^2} - 1,898 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_{ia} = 7,002 \frac{lb}{pg^2}$$

$$\Delta P_{oa} = 1,000 \frac{lb}{pg^2}$$

$$R = \frac{D}{d}$$

$$R = \frac{2.875 pg}{2.441 pg}$$

$$R = 1.178$$

$$\Delta L_B = -\frac{2L\mu}{E} \left[ \frac{\Delta P_{ia} - \Delta P_{oa} R^2}{R^2 - 1} \right]$$

$$\Delta L_B = -\frac{2(10,000 \text{ pies})0.3 \text{ cp}}{30 \times 10^6 \text{ psi}} \left[ \frac{7,002 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - \left(1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (1.178)^2\right)}{(1.178)^2 - 1} \right]$$

$$\Delta L_B \cong -2.89 \text{ pies @ Contracción} \rightarrow \text{Tensión}$$

Al que:

	SIGNO	EFECTO	FUERZA
$\Delta L_B$	+	Elongación	Compresión
	-	Contracción	Tensión

**Solución:**

d) Efecto de Buckling.

1. Buckling mecánico.

$$\Delta L_{bm} = \Delta L_{LH} + \Delta L_b$$

$$\Delta L_{LH} = -\frac{F_{PKR} L}{E A_s}$$

Como no existe la  $\downarrow F_{PKR} = 0 \text{ lbs}_f$  por lo tanto no hay efecto mecánico.

**Solución:**

2. Buckling hidráulico.

$$\Delta L_{bHYD} = -\frac{r^2 F_f^2}{96 E I w}$$

$$w = w_s + w_i - w_o$$

$$w_s = \frac{Wn}{12}, \quad w_i = \frac{\rho_i}{231} A_i, \quad w_o = \frac{\rho_o}{231} A_o$$

$$w_s = \frac{6.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}}{12} \rightarrow w_s = 0.542 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w_i = \frac{15 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (4.679 \text{ pg}^2) \rightarrow w_i = 0.303 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w_o = \frac{7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (6.491 \text{ pg}^2) \rightarrow w_o = 0.205 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w = 0.542 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} + 0.304 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} - 0.205 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \rightarrow w = 0.640 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

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

$$I = \frac{\pi}{64} ((2.875 \text{ pg})^4 - (2.441 \text{ pg})^4) \rightarrow I = 1.611 \text{ pg}^4$$

$$r = \frac{d_{\text{csg}} - D_{\text{tbg}}}{2}$$

$$r = \frac{6.094 \text{ pg} - 2.875 \text{ pg}}{2}$$

$$r = 1.6095 \text{ pg}$$

Tal que, determinando la fuerza ficticia  $F_f$ ; a partir de:

$$F_f = A_p (\Delta P_i - \Delta P_o)$$

$$F_f = 8.295 \text{ pg}^2 \left( 9,004 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)$$

$$F_f \cong 66,394 \text{ lbs}_f$$

$$\Delta L_{\text{bHYD}} = - \frac{r^2 F_f^2}{96 E I w}$$

$$\Delta L_{\text{bHYD}} = - \frac{(1.6095 \text{ pg})^2 (66,394 \text{ lb})^2}{96 \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (1.611 \text{ pg}^4) \left( 0.640 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)} \rightarrow \Delta L_{\text{bHYD}} = - 3.84 \text{ pies}$$

**Solución:**

e) Determinar la longitud de sello.

$$\Delta L_{total} = \Delta L_T + \Delta L_B + \Delta L_P + \Delta L_{bmech} + \Delta L_{bHYD}$$

$$\Delta L_{total} = -1.38 \text{ pies} - 2.89 \text{ pies} - 5.65 \text{ pies} + 0 \text{ pies} - 3.84 \text{ pies}$$

$$\Delta L_{total} = -13.76 \text{ pies}$$

La distancia de sellos esta dada por la Figura II.51:

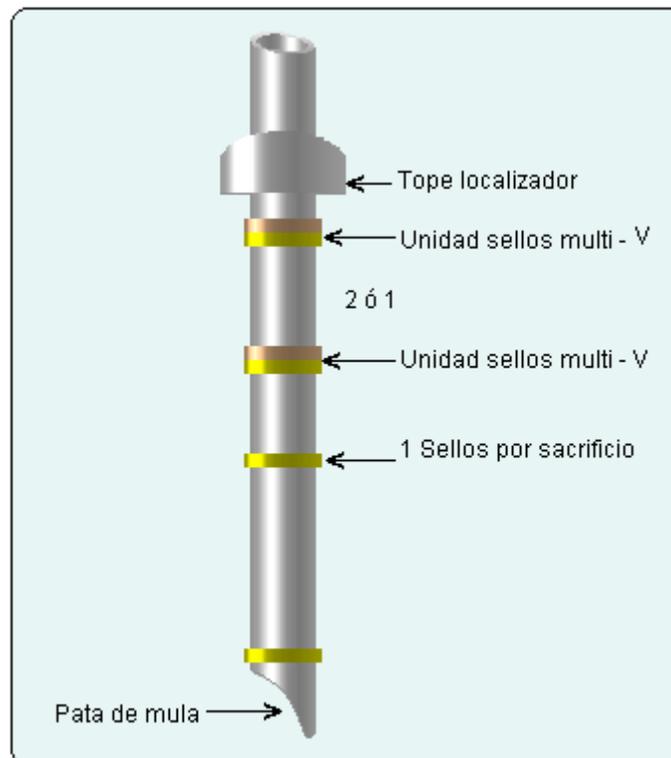


Figura II.51.

Concluyendo, para ello se requiere un mínimo de 20 pies de longitud de sellos.

**RESUMIENDO:**

EFEECTO	SIGNO	$\Delta L$ (pies)	FUERZA
Temperatura	-	1.38	No existe
Ballooning	-	2.89	No existe
Pistón	-	5.65	Si existe
Buckling	-	3.84	No existe

**Solución:**

f) Determinar el diagrama de Cargas axiales (**Tensión - Compresión**) será:  
 Finalmente representamos el diagrama de **Tensión – Compresión**, se obtiene:

1.  $W_{tbgaire} = Wn * L$

$$W_{tbgaire} = \left( 6.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies}$$

$$W_{tbgaire} = 65,000 \text{ lbs}$$

2.  $W_{tbgflotada} = W_{tbgaire} - F_{flotación}$

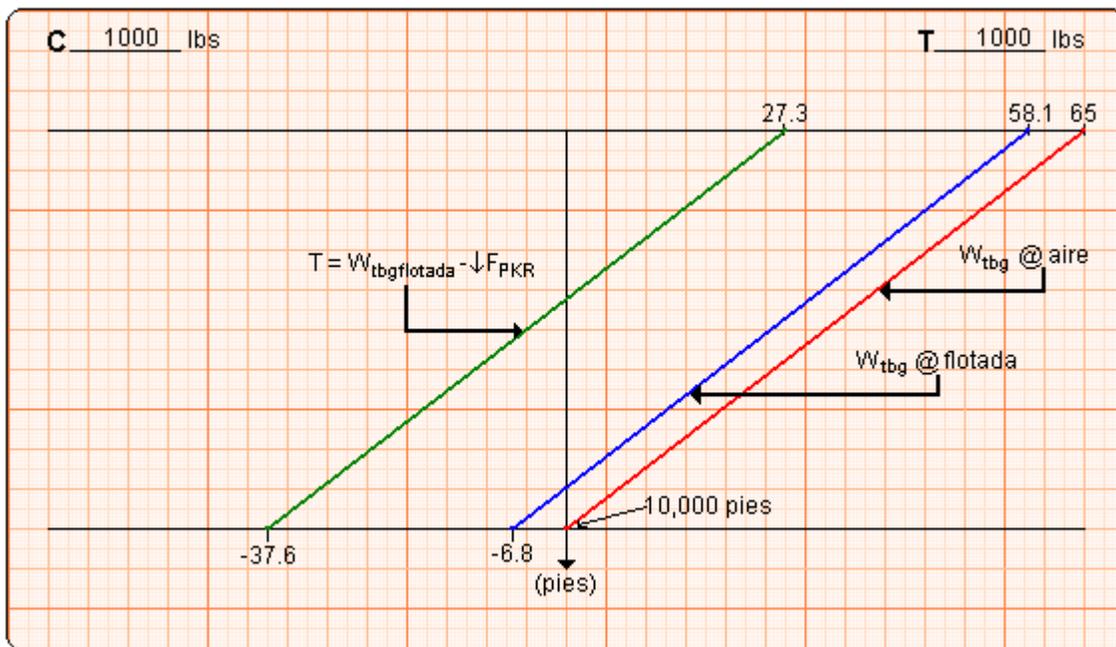
$$F_{flotación} = P_i * A_s$$

$$P_i = 0.052 * \rho_o * Prof$$

$$P_i = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies} \rightarrow P_i = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$F_{flotación} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 1.8112 \text{ pg}^2 \rightarrow F_{flotación} = 6,878 \text{ lbs}_f$$

$$W_{tbgflotada} = 65,000 \text{ lbs}_f - 6,878 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{tbgflotada} = 58,122 \text{ lbs}_f$$



$$3. T = W_{\text{tbgflotada}} - \downarrow F_{\text{PKR}}$$

Como la  $\downarrow F_{\text{PKR}} = 0 \text{ lbs}_f$ , entonces tomamos el valor de la fuerza del efecto Pistón.

$$\Delta F_p = 30,754 \text{ lbs}_f$$

$$T = 58,122 \text{ lbs}_f - 30,754 \text{ lbs}_f$$

$$T = 27,368 \text{ lbs}_f$$

**Solución:**

g) Determinar la profundidad donde se localizan dichos efectos

$$(T - C) = P_o A_o - P_i A_i$$

	SIGNO	FUERZA
$(T - C) = P_o A_o - P_i A_i$	+	Compresión
	-	Tensión

Se tiene:

$$1. (T - C)_{\text{sup}} = P_{\text{csg}} A_o - P_{\text{th}} A_i$$

$$(T - C)_{\text{sup}} = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (6.492 \text{ pg}^2) - 5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (4.68 \text{ pg}^2)$$

$$(T - C)_{\text{sup}} = 16,907 \text{ lbs}_f$$

$$(T - C)_{\text{sup}} = 16,907 \text{ lbs}_f$$

Ahora:

$$2. (T - C)_{\text{fon}} = P_{\text{csg1}} A_o - P_{\text{tbg1}} A_i$$

$$(T - C)_{\text{fon}} = 4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (6.492 \text{ pg}^2) - 12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (4.68 \text{ pg}^2)$$

$$(T - C)_{\text{fon}} = (31,136 \text{ lbs}_f) - (59,904 \text{ lbs}_f)$$

$$(T - C)_{\text{fon}} \cong -28,768 \text{ lbs}_f$$

Por lo que resumiendo:

$(T - C)$

Superficie =	16,907 lbs <sub>f</sub>	@	10,000 pies
Fondo =	-28,768 lbs <sub>f</sub>	@	10,000 pies

3. Tal que la intercepción esta dada por:

$$T_1 - \frac{W_{aire}}{L} D_d = - \frac{(T - C)_f}{L} D_d$$

$$27,368 \text{ lbs}_f - \frac{65,000 \text{ lbs}_f}{10,000 \text{ pies}} D_d = -(-16,907 \text{ lbs}_f) + \frac{((-28,768 \text{ lbs}_f) + (-16,907 \text{ lbs}_f))}{10,000 \text{ pies}} D_d$$

$$27,368 \text{ lbs}_f - 6.5 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d = 16,907 \text{ lbs}_f + 1.1861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d$$

$$-6.5 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d - 1.1861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d = 16,907 \text{ lbs}_f - 27,368 \text{ lbs}_f$$

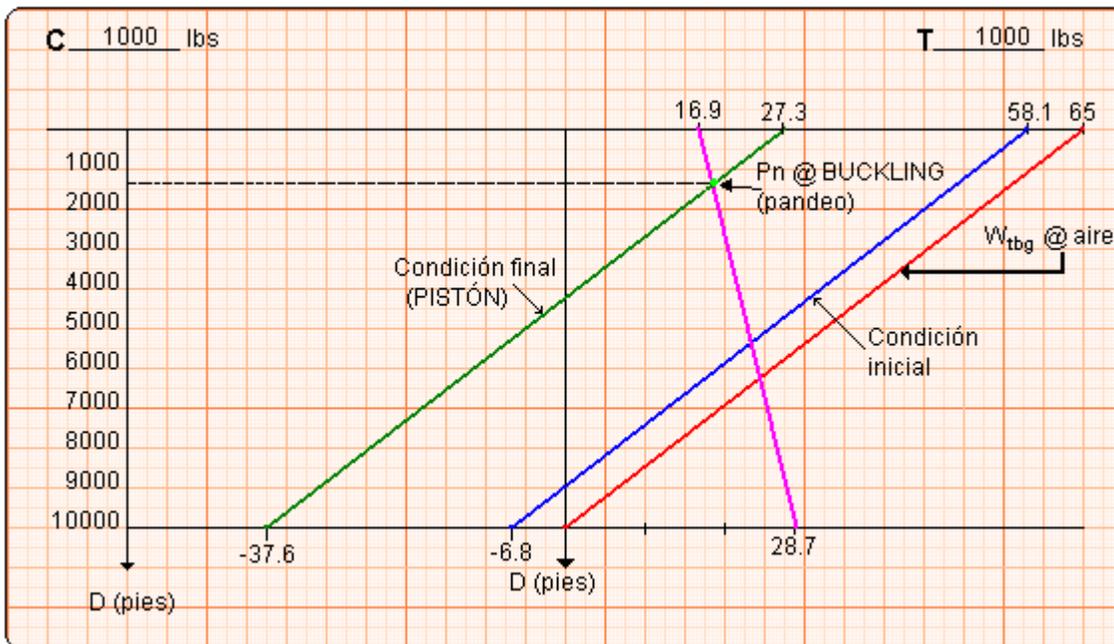
$$-7.6861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pie}} D_d = -10,461 \text{ lbs}_f \rightarrow D = \frac{-10,461 \text{ lbs}_f}{-7.6861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}}} \rightarrow D = 1,361 \text{ pies}$$

**Solución:**

h) Determinar la resistencia del aparato de producción.

$$\sigma_{tbg} = \frac{W_{tbgaire} - F_{flotación} - \uparrow F}{As}$$

$$\sigma_{tbg} = \frac{65,000 \text{ lbs}_f - 6,878 \text{ lbs}_f - 30,754 \text{ lbs}_f}{1.812 \text{ pg}^2} \rightarrow \sigma_{tbg} \cong 15,104 \text{ psi}$$



Gráfica II.16

---

---

## 2.5 TÓPICOS ESPECIALES.

### 2.5.1 Colapso.

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de una tubería por una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.

La resistencia a la falla por colapso de una tubería ha sido estudiada ampliamente. En primera instancia, es una de las causas más comunes de falla en las tuberías colocadas en un pozo y en segundo término es un proceso de falla más complejo de predecir. La falla al colapso depende de diversos factores propios de la naturaleza de fabricación del tubo.

Factores que afectan la resistencia al colapso:

- Relación de rigidez,  $(D/t)$ .
- Esfuerzo de cedencia API.
- Forma de la curva del esfuerzo/deformación.
- Ovalidad.
- Esfuerzo residual.
- Excentricidad.

Para tuberías de acero al carbono de baja aleación que han sido revenidos y templados (Quenched y Tempered) y enderezados con rotación en caliente (alivio de esfuerzos) la primera de estos dos tratamientos cubren el 95 % de la resistencia al colapso.

Muchos fabricantes comercializan revestimientos de “alto colapso”, ellos han escalonado un desempeño en las propiedades del colapso que exceden las resistencias calculadas usando la fórmula del boletín API 5C3. Este desempeño mejorado es logrado principalmente por el uso de mejores prácticas de fabricación y estrictos programas de aseguramiento de calidad, para reducir la ovalidad, es esfuerzo residual y la excentricidad.

Los revestidores de alto colapso fueron desarrollados para el uso en las secciones más profundas de pozos de alta presión. El uso de revestidores de alto colapso ha ganado una

amplia aceptación en la industria, pero su uso permanece controversial entre algunos operadores; desafortunadamente.

La resistencia al colapso, de acuerdo con el API boletín 5C3 (1985) consiste de cuatro regímenes de colapso, que se determina con base en la resistencia a la cedencia del material y a la relación  $D/t$ , y son definidos según el tipo de falla:

1. Colapso de cedencia.
2. Colapso plástico.
3. Colapso de transición.
4. Colapso elástico.

La Figura II.14 muestra los cuatro tipos de falla en función de la resistencia al colapso y la relación  $D/t$ .

### **Efecto de imperfecciones.**

Dentro de los factores que influyen en la resistencia al colapso de las tuberías. Está el aspecto geométrico. Las imperfecciones generadas en el proceso de fabricación dan como resultado el tener un tubo con cierto porcentaje de ovalidad y excentricidad; es decir, no existen tuberías con diámetro y espesor constantes. Por lo que se tiene que medir el efecto que estas imperfecciones tienen en la resistencia al colapso del tubo.

### **Desgaste máximo permisible para colapso.**

En la perforación de pozos desviados ocurren desgastes severos en la superficie interior de la tubería de revestimiento al estar sujeta a grandes flexiones, lo cual afecta las funciones del tubo; especialmente la resistencia al colapso se ve deteriorada por el desgaste; por lo cual, debe tomarse en cuenta en el proceso de diseño.

El desgaste máximo permisible para colapso se basa en una determinación del espesor mínimo de pared que, cuando usa las fórmulas para colapso del Boletín API 5C3, preserva el factor de seguridad de colapso mínimo permisible. No se da ninguna consideración a la geometría particular del desgaste y la posible influencia resultante sobre la resistencia al colapso. El

---

---

desgaste se trata como si fuese uniformemente distribuido alrededor de la circunferencia interna de la T.R. Los grados de T.R. denominados “de alto colapso” se evalúan con los mismos métodos usados para grados API estándares de la misma fuerza de cedencia mínima.

El desempeño de alto colapso, donde se use, normalmente es el resultado de propiedades geométricas excepcionales (tales como muy baja excentricidad, forma oval y variación del espesor de pared), y entonces se asume que la resistencia mejorada al colapso está comprometida como consecuencia del desgaste.

### 2.5.2 Corrosión.

#### **Agentes de corrosión.**

La corrosión puede ser definida como la alteración y degradación del material por su medio ambiente y los principales agentes que afectan a las tuberías son gases disueltos (el oxígeno, dióxido de carbono e hidrógeno sulfuroso), sales disueltas (cloros, carbonatos y sulfatos) y ácidos.

La mayoría de los procesos de corrosión envuelven reacciones electro-químicas, el incremento de la conductividad puede dar como resultado altas velocidades de corrosión y los principales factores son:

- El pH.
- La temperatura.
- La velocidad de flujo.
- Heterogeneidad.
- Altos esfuerzos.

La corrosión deteriora el acero, lo cual reduce drásticamente las propiedades mecánicas de la tubería. Por lo tanto, es fundamental detectar ambientes agresivos que propician este fenómeno para seleccionar correctamente el acero por emplear, y así prevenir el deterioro del tubo, pues si esto ocurre, estaría en riesgo la integridad del pozo; además, se tendría que programar una intervención con el costo, riesgo y pérdida de producción que esto involucra. Por lo tanto, el objetivo de la selección apropiada del acero es disponer de un aparejo con la resistencia

necesaria a la corrosión a un costo mínimo. Algunos de los parámetros más importantes por considerar para determinar la naturaleza del ambiente en el pozo y con esto el nivel de corrosión en el sistema son los siguientes:

- Presión parcial del  $H_2S$ .
- Presión parcial del  $CO_2$ .
- Efecto de la temperatura sobre la resistencia del acero y la corrosión.

La corrosión puede ocurrir durante la vida productiva del pozo reduciendo el espesor de la tubería, produciendo pérdida de acero en ciertos lugares o picaduras (pitting). Este fenómeno se incrementa conforme aumenta la concentración de agentes corrosivos, tales como: oxígeno, ácido sulfhídrico (corrosión amarga) y bióxido de carbono (corrosión dulce).

### Presión parcial del $H_2S$ .

El ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) es un componente extremadamente problemático. Entre otros efectos, es sumamente agresivo al acero, específicamente sobre aquellos de alta resistencia, pues produce una falla catastrófica por fragilización (sulfide stress cracking). Este fenómeno se acentúa conforme se incrementa el esfuerzo de la tubería (tensión) y la presencia de agua, pues el  $H_2S$  reacciona con ésta produciendo disociación de átomos de hidrógeno, los cuales se introducen en el acero incrementando la presión en los espacios intergranulares y generando fisuras. Este fenómeno se presenta esquemáticamente en la Figura II.52.

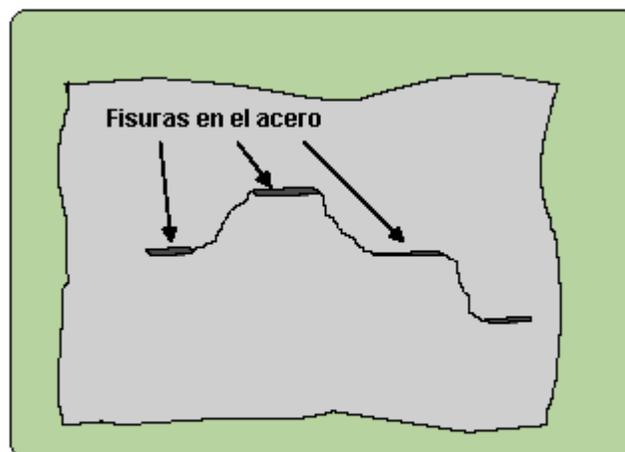


Figura II.52. Fisuras intergranulares generadas por el  $H_2S$ .

La presión parcial del H<sub>2</sub>S se estima con la siguiente relación:

$$P_{\text{parcial H}_2\text{S}} = P * \% \text{mol H}_2\text{S} \tag{2.101}$$

Donde P es la presión a la profundidad de interés durante la producción del pozo. Este dato es bien conocido por el ingeniero de producción o puede ser determinado con correlaciones de flujo multifásico.

La Figura II.53 (NACE MR175) puede ser empleada para determinar si el ambiente que tenemos es propicio al fenómeno de fragilización (sulfide stress cracking) en un sistema monofásico. Si las condiciones existentes caen dentro de la región de fragilización, tiene que realizarse un análisis más detallado para seleccionar la tubería; de lo contrario, cualquier tipo de acero puede ser empleado.

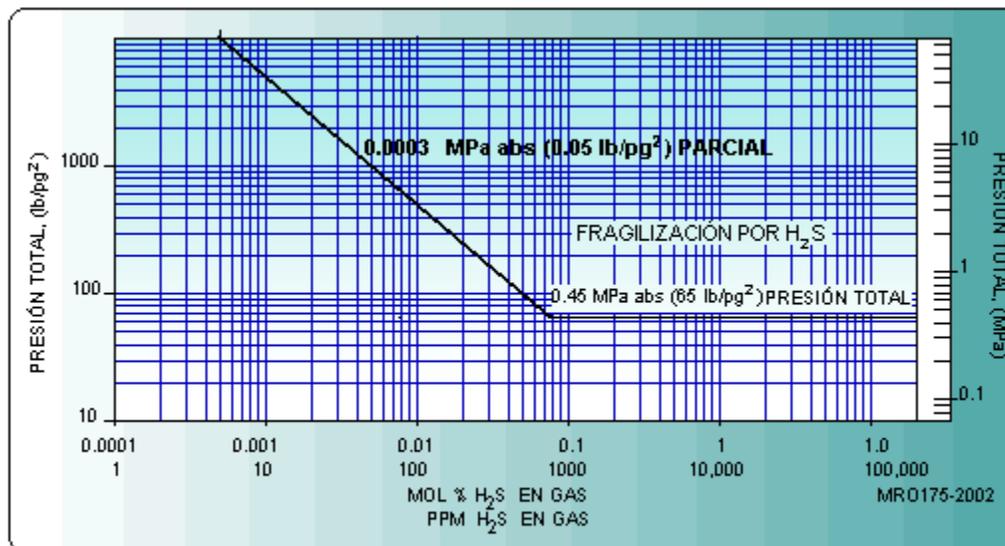


Figura II.53. Determinación de ambientes propicios a la fragilización por H<sub>2</sub>S.

### Presión parcial del CO<sub>2</sub>.

El bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es otra sustancia que genera serios problemas de corrosión. Este fenómeno es conocido como corrosión dulce y ocurre cuando el agua de formación tiene contacto directo con el acero, por lo cual esto es crítico en pozos con alto corte de agua. En este proceso, la composición química del agua de formación juega un papel muy importante.

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. Es estimada con la siguiente relación:

$$P_{\text{parcial}} \text{CO}_2 = P * \% \text{mol CO}_2 \tag{2.102}$$

Cuando hay presencia de los dos compuestos, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, el ambiente en el sistema será más corrosivo. Para estos casos, se debe calcular la presión parcial de ambos y determinar el nivel de corrosión esperada empleando la Tabla II.11, así como el material requerido para ese ambiente con la Figura II.54.

	PRESIONES PARCIALES	CORROSION ESPERADA	ACERO RECOMENDADO
CO <sub>2</sub>	Mayores o iguales a 30 lb/pg <sup>2</sup> .	Alta	TRC - 95
	Entre 3 y 30 lb/pg <sup>2</sup> .	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 3 lb/pg <sup>2</sup> .	No se presenta	Cualquier grado
H <sub>2</sub> S	Mayores a 1.5 lb/pg <sup>2</sup> .	Alta	TRC - 95
	Entre 0.05 y 1.5 lb/pg <sup>2</sup> .	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 0.05 lb/pg <sup>2</sup> .	No se presenta	Cualquier grado

Tabla II.11. Nivel de corrosión esperada.

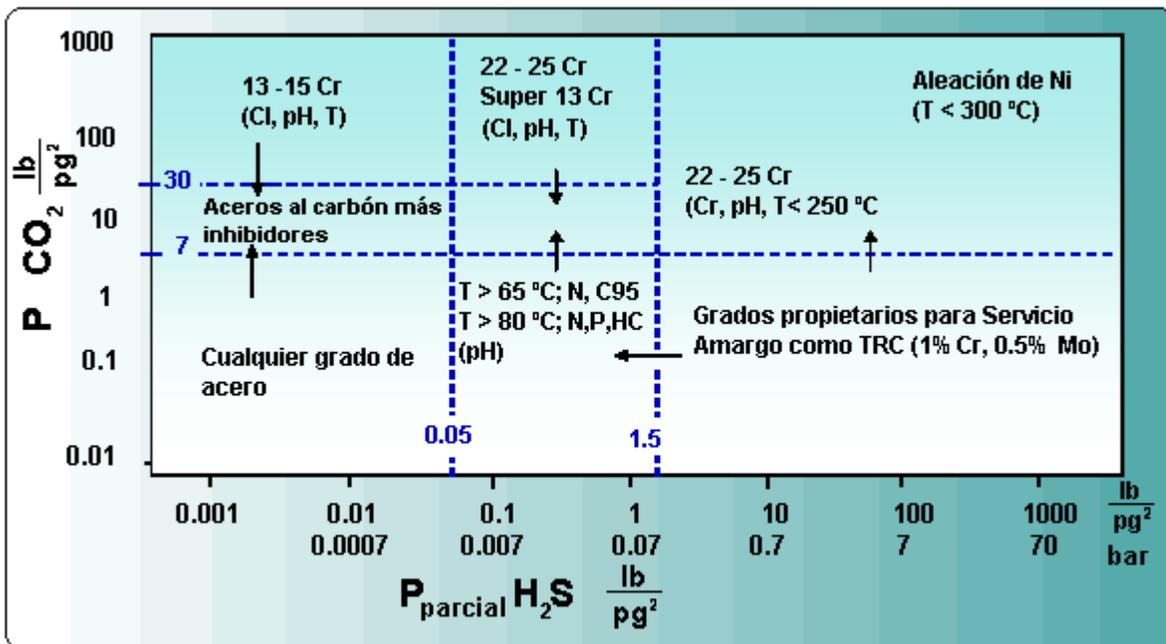


Figura II.54. Determinación del material requerido

### Efecto de la temperatura sobre la resistencia del acero y la corrosión.

El incremento de temperatura produce una disminución en la resistencia a la cedencia de los tubulares; por tanto, un factor de corrección por temperatura tiene que ser aplicado para obtener un valor de cedencia más adecuado.

A diferencia de los factores de seguridad, los de corrección por temperatura son determinados con un análisis más adecuado. Dichos factores deben ser proporcionados por los fabricantes de los tubos.

La Tabla II.12 presenta los factores de corrección por temperatura obtenidos por TAMSA para una tubería TAC-140. Estos factores cambian para los diferentes aceros. Para obtener los factores de otras tuberías, consulte el Apéndice 3.

TEMPERATURA (°C)	FACTOR DE REDUCCIÓN
20	1.00
100	0.94
125	0.94
150	0.94
175	0.97
200	0.89
300	0.83
400	0.83

Tabla II.12. Factores de corrección por temperatura para una tubería TAC – 140.

Este factor es multiplicado por la cedencia de fabricación del tubo antes de aplicar el factor de seguridad.

La Figura II.55 muestra el comportamiento del acero con respecto a la temperatura para un acero TAC-140.

El otro fenómeno causado por la temperatura es el efecto de corrosión. La norma NACE indica que el H<sub>2</sub>S incrementa su ataque al acero a temperaturas cercanas a 65 °C. A temperaturas

mayores, el efecto es menor debido a que disminuye la solubilidad del ácido sulfhídrico en el agua, y con esto la velocidad de reacción generada por el hidrógeno. Sin embargo, experiencias en pozos petroleros han indicado que la corrosión por sulfhídrico ocurre hasta a los 100 °C.

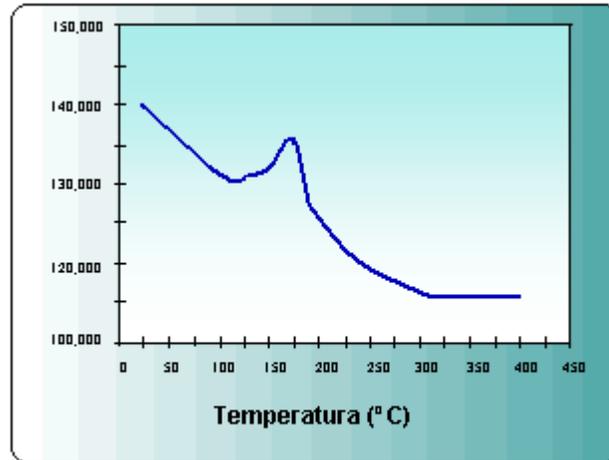


Figura II.55. Comportamiento del acero TAC - 140 con la temperatura.

El fenómeno por corrosión debido al bióxido de carbono tiene un comportamiento similar al del sulfhídrico con relación a la temperatura. El máximo ritmo de corrosión se presenta a temperaturas entre 70 °C y 80 °C. Este comportamiento se ilustra en la Figura II.56.

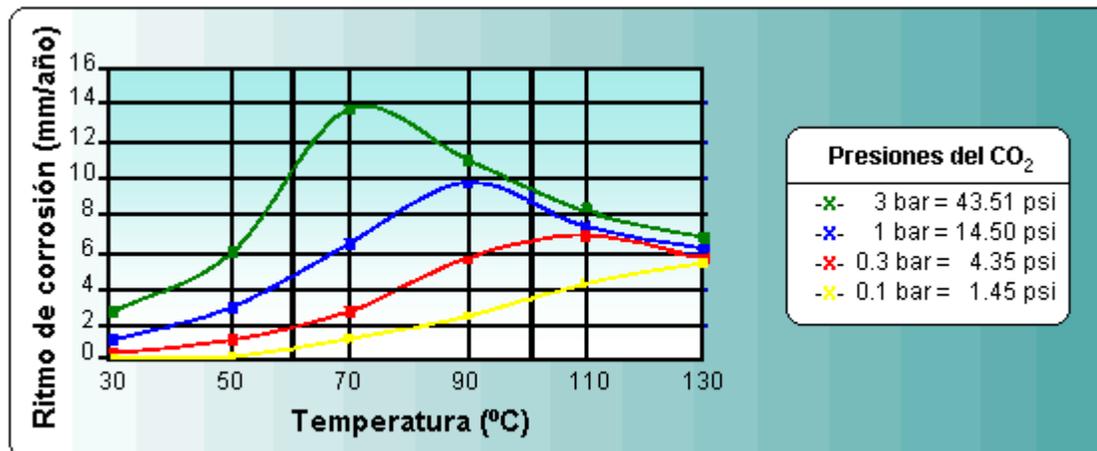


Figura II.56. Efecto de la temperatura sobre la corrosión por CO<sub>2</sub>.

Es importante considerar estos efectos para hacer una selección adecuada de la tubería de producción a un costo mínimo, pues cuando el ambiente corrosivo no es muy severo, puede ser

conveniente colocar tubería especial para corrosión únicamente a partir de la profundidad donde se alcancen los 100 °C a la superficie.

**Fuerza hidráulica,  $F_a$ ;**

$$F_a = (A_P - A_i)P_i - (A_P - A_0)P_0 \quad @ \quad \text{Fuerza hidráulica ejercida en el fondo}$$

$$F_f^* = F_f + F_{PKR}$$

&

$$F_a^* = F_a + F_{PKR}$$

Donde:

$F_f^*$  → Fuerza Buckling total

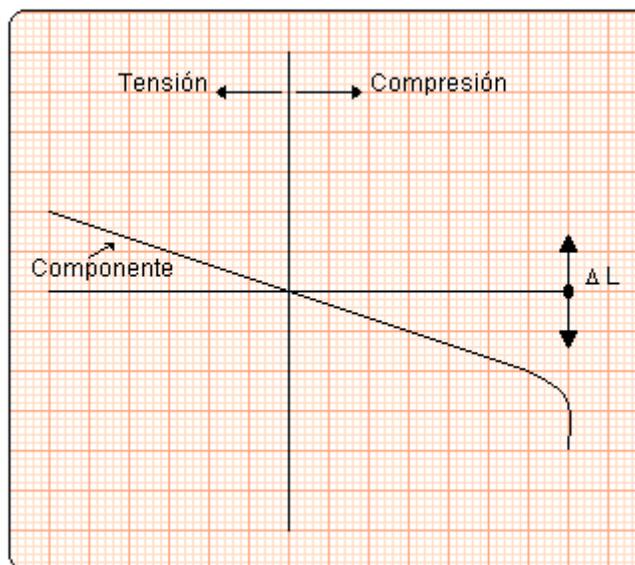
$F_f$  → Fuerza ficticia

$F_{PKR}$  → Fuerza aplicada a través del aparejo de producción (T.P.) al empacador (PKR)

$F_a^*$  → Tensión en la T.P. arriba del PKR

$F_a$  → Fuerza hidráulica

Por lo que, podremos obtener un gráfico del siguiente tipo:



Gráfica II.17.

Por lo que;

$$\Delta L' = -\frac{L}{E A s} F_f^* - \frac{r^2}{96 E I w} (F_f^*)^2$$

$$\Delta L = \Delta L' + \Delta L'_{total}$$

Ahora, determinando la **fuerza efectiva por Buckling total**,  $F_f^*$ ;

$$a(F_f^*)^2 + b(F_f^*) + c = 0$$

Para resolver dicha ecuación anterior, utilizaremos la ecuación general por ser un trinomio cuadrado perfecto; por lo que:

$$F_f^* = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

$$F_f^* = F_f + F_{PKR}$$

$$F_{PKR} = F_f^* - F_f$$

Construyendo el diagrama de Carga Axial (**T-C**);

$$T = Wn * L_{tbg} - F_a^*$$

**DEFORMACIÓN PERMANENTE** de la tubería de producción

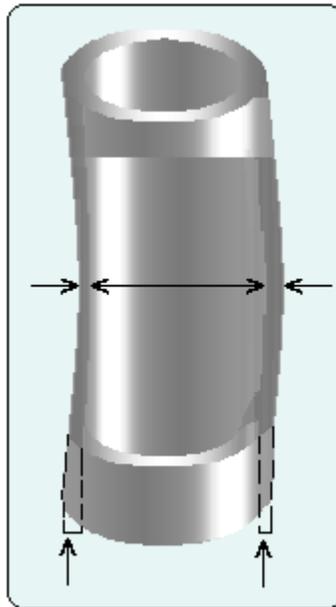


Figura II.57.

**Esfuerzo externo, ( $S_o$ )**

$$S_o = \sqrt{3 \left[ \frac{(P_i - P_o)}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[ \frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a \pm \sigma_b \right]^2} \leq S_{tbg} \quad 2.103$$

**Esfuerzo interno, ( $S_i$ )**

$$S_i = \sqrt{3 \left[ \frac{R^2 (P_i - P_o)}{R^2 - 1} \right]^2 + \left[ \frac{P_i - R^2 P_o}{R^2 - 1} + \sigma_a \pm \frac{\sigma_b}{R} \right]^2} \leq S_{tbg} \quad 2.104$$

Donde:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{As} \quad 2.105$$

$$\sigma_b = \frac{D^* r}{4l} F_f \quad 2.106$$

Nomenclatura

$P_i$  y  $P_o$  finales

$$R = \frac{D}{d} \quad \text{ó}$$

$$R^2 = \frac{A_o}{A_i} \quad 2.107$$

$$r = \frac{d_{csg} - D_{tbg}}{2}$$

$$F_a^* = F_a + F_{PKR} \quad 2.108$$

$$As = 0.7854(D^2 - d^2)$$

$D$  = diámetro exterior de la tubería de producción

$$l = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$$

$F_f^*$  = fuerza Buckling total

$$F_a = (A_p - A_i)P_i - (A_p - A_o)P_o \quad 2.109$$

$$A_p = 0.7854 * (d_E)^2$$

$$A_i = 0.7854 * (d)^2$$

$$A_o = 0.7854 * (D)^2$$

$F_{PKR}$  = fuerza aplicada TP al empacador (PKR)

$$F_f = A_P(\Delta P_i - \Delta P_o) \quad 2.110$$

Tomar:

$$\sigma_b \& \frac{\sigma_b}{R}$$

$$\sigma_b \& \frac{\sigma_b}{R} \rightarrow \text{Máximo valor de } S_o, S_i$$









### III DISEÑO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN.

Los aparejos de producción es el medio por el cual se transporta los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de los condiciones del yacimiento como: fluyente, bombeo neumático, bombeo mecánico, bombeo electro-centrifugo y bombeo hidráulico.

Debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a que es sometido durante las operaciones de terminación y mantenimiento, tales como inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, etc., así como durante la vida productiva del pozo.

Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención de un pozo ya sea en una terminación y/o reparación.

#### 3.1 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.

El diámetro del aparejo de producción debe ser tal que permita transportar los gastos de producción esperados, pues, si es pequeño, restringirá la producción, por el contrario, si es demasiado grande, el flujo puede ser intermitente o inestable, además se incrementará el costo del pozo total, pues la geometría de las tuberías de revestimiento dependen directamente del tamaño del aparejo de producción.

#### **Presión del yacimiento.**

Es la presión con la cual aporta la formación productora los hidrocarburos a través del sistema de producción, y es necesario conocer para identificar el tipo de aparejo de producción a utilizar.

Este parámetro puede obtenerse de las curvas de análisis de variación de presión:

- Índice de Producción.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Presión de trabajo.

**Presión de fondo fluyendo:** se define como la presión que se encuentra en el fondo del pozo cuando se encuentra produciendo ( $P_{wf}$ ).

**Presión de fondo estática:** se define como la presión que se encuentra en el fondo del pozo cuando se encuentra sin producción ( $P_{ws}$ ).

**Presión de saturación:** es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases ( $P_b$ ).

### 3.1.1 Índice de productividad.

#### Ley de Darcy.

Henry Darcy, investigando el fenómeno de flujo de agua a través de filtros de arena, estableció la relación existente entre el gasto y la presión por medio de la ley de Darcy. Dicha ley establece, que la creación de una diferencial de presión  $\Delta P$ , a lo largo de un empaque de arena de longitud  $L$ , resulta en un gasto constante dado por:

$$q = CA \frac{\Delta P}{L} \quad 3.1$$

Con la expresión anterior, Darcy modela el fenómeno de flujo a nivel microscópico en el yacimiento, en términos de cantidades microscópicas determinadas en laboratorio, sentado así las bases para los cálculos de la ingeniería de yacimientos.

Más tarde otros investigadores repitieron el experimento de Darcy con algunas modificaciones, tales como las de hacer fluir a través del empaque, diferentes líquidos y variar la posición del aparato. Con esto último, se pudo cuantificar el efecto que tiene sobre la relación gasto-presión, el ángulo de inclinación, la viscosidad y densidad del fluido, obteniendo la siguiente relación:

$$q = CA \left[ \frac{\Delta P}{\rho g} + L \operatorname{sen} \frac{\alpha}{L} \right] \quad 3.2$$

En las ecuaciones 3.1 y 3.2,  $C$  es una constante de proporcionalidad que indica tanto el carácter del fluido como del medio poroso. Fue en 1934, cuando Wycoff, Botset, Muskat y Meros separaron la constante  $C$  en sus dos factores independientes, “viscosidad y permeabilidad”, expresando los efectos del fluido y de la roca.

Considerando los factores que determinan la constante C y a la velocidad de flujo v, como la relación del gasto entre el área de la sección transversal perpendicular del flujo, es decir  $v = \frac{q}{A}$

la ley de Darcy puede expresarse como:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad 3.3$$

$$q = vA$$

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad 3.4$$

Donde la permeabilidad absoluta k, es una medida de la facilidad con la cual un fluido que satura el 100% pasa a través de un medio poroso bajo condiciones laminares. Para flujo de más de una fase es conveniente el uso de la permeabilidad relativa, definida como la relación de la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta, es decir  $k_{rf} = k_f/k$ , con  $k_f$ =permeabilidad efectiva.

### Geometría de flujo.

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La definición de la frontera interna define la geometría de flujo en las cercanías del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de las caídas de presión ocurren en ese lugar.

En la Figura III.1 se muestran las geometrías de flujo que pueden esperarse en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial cilíndrico es probablemente el más representativo. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal y bilineal).

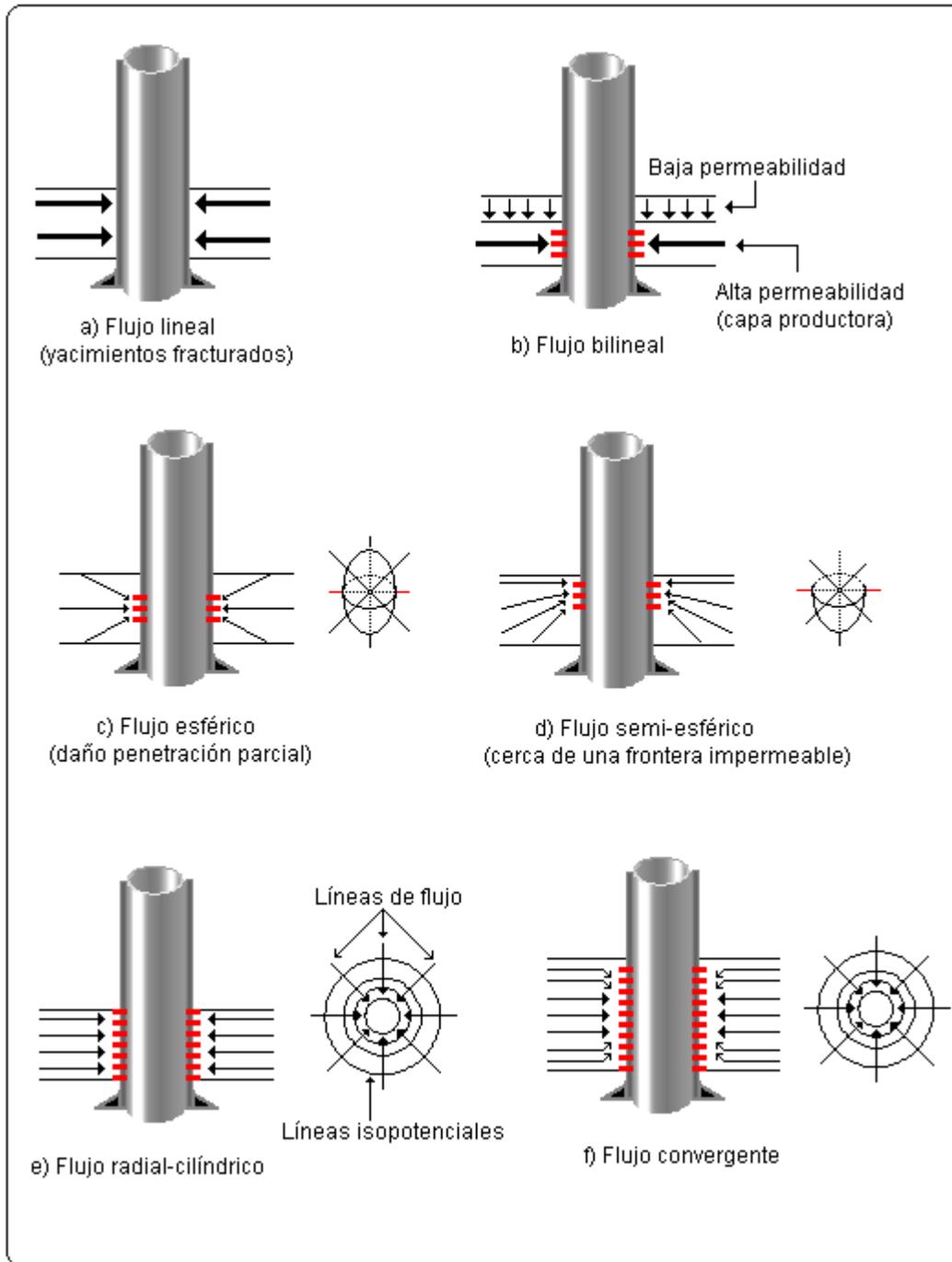


Figura III.1. Geometrías de flujo encontradas en los pozos petroleros.

**Flujo lineal.**

Para flujo lineal, considerando un área de flujo constante, la ecuación 3.5 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L ver la Figura III.2.

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k}{\mu} dP = -\frac{q}{A} \int_0^L dL \quad 3.5$$

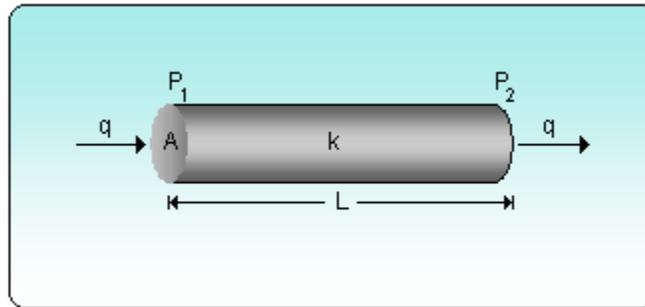


Figura III.2. Geometría de flujo lineal.

Si se considera que  $k$ ,  $\mu$  y  $q$  son independientes de la presión, o que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la ecuación 3.5 quedaría:

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q\mu}{A} \int_0^L dL \quad 3.6$$

$$q = \frac{kA}{\mu L} (P_1 - P_2) \quad 3.7$$

$$q = \frac{1.127 \times 10^{-3} k A}{\mu} (P_1 - P_2)$$

### Flujo radial.

Para el caso de flujo radial de aceite la ecuación de Darcy puede ser expresada por:

$$v = \frac{k}{\mu_o} \frac{dP}{dr}$$

$$v = \frac{q_o B_o}{2\pi r h} \quad 3.8$$

En donde el término  $q_o B_o$  representa al gasto de aceite que pasa a través del área  $A = 2\pi r h$  a condiciones de yacimiento.

Para resolver la ecuación 3.8, solo resta establecer la condición de frontera externa. Al abrir un pozo a producción después de un periodo inicial con presiones y gastos transitorios, la frontera

externa empieza a afectar la producción. En la práctica, se consideran dos condiciones de frontera externa:

- Frontera externa a presión constante: representa la frontera a lo largo de la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. Esta condición, generalmente es causada por la afluencia de agua proveniente de un acuífero asociado.
- Frontera externa cerrada: representa la frontera a lo largo de la cual no penetran fluidos al área de drenaje. Las fronteras sin flujo, típicamente resultan de barreras geológicas tales como fallas y cambios de facies.

Para el caso de flujo estacionario, considerando condiciones ideales de flujo, esto es, un pozo sin revestimiento que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible en flujo radial y bajo condiciones laminares ver la Figura III.3, la solución de la ecuación 3.8 esta dada por:

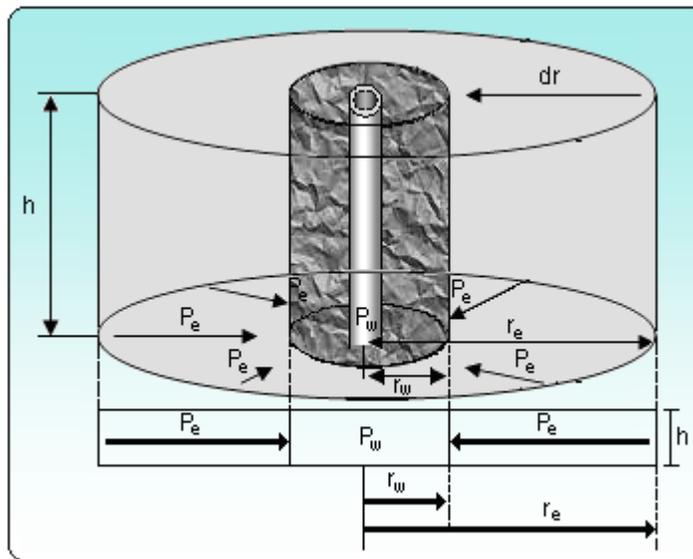


Figura III.3. Sistema de flujo radial.

$$q_o B_o = \frac{2 \pi r h k_o}{\mu_o} \left( \frac{dP}{dr} \right) \tag{3.9}$$

$$2 \pi h \int_{P_w}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dP = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \tag{3.10}$$

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad 3.11$$

### Flujo Pseudo-estacionario.

Cuando se alcanza la estabilización, en el caso de frontera a presión constante, al flujo se le conoce como flujo en estado estacionario. Los pozos que producen bajo condiciones de flujo estacionario no experimentan agotamiento de presión, ya que la presión del yacimiento permanece constante.

Por otro lado, al flujo estabilizado, bajo la condición de frontera cerrada, se le conoce como flujo en estado pseudoestacionario. Al contrario del flujo estacionario, el flujo pseudoestacionario resulta en un agotamiento de la presión de pozos productores, como consecuencia de la declinación de la presión del yacimiento.

### Comportamiento en Pozos de Aceite - Bajosaturado.

Los pozos de aceite bajosaturado, se caracterizan porque su producción se efectúa a presiones de fondo a mayores que la presión de saturación del aceite, por lo que el flujo del yacimiento al pozo se efectúa en fase líquida. Idealmente se puede suponer que el aceite es ligeramente compresible.

La relación de afluencia que describe el flujo del líquido incompresible o ligeramente compresible, es la del comportamiento lineal.

### Comportamiento en Pozos de Aceite Saturado.

Una vez que la presión de fondo fluyendo alcanza la presión de saturación del aceite, es decir  $P_{wf} = P_b$ , el gas disuelto empieza a liberarse y acumularse cerca del pozo. A medida que se continúa la explotación, la saturación de gas libre en el yacimiento se incrementa, hasta que alcanza la saturación crítica, por lo que ahora la corriente de fluido es heterogénea, debido que el gas empieza a fluir junto con el aceite. Ahora el flujo que se tiene es el de un fluido altamente compresible, por lo que la ecuación de Darcy no es mayormente aplicable dado que esta solo contempla el flujo del líquido incompresible.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. **El potencial** es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe de compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la T.P. y la L.D., permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

### Curva IP.

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión ( $P_{ws} - P_{wf}$ ) en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J; desde un punto de vista práctico, el índice de productividad es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación productora; si la producción q esta en bl/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/pg<sup>2</sup>, el IP se define como (ver la ecuación 3.5):

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 3.12$$

A menos que se indique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más producción de agua).

Es práctica común evaluar el índice de productividad (J) durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento éste sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo.

Sin embargo se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad (J) será constante. Para un yacimiento con empuje por gas

en solución, en el cual la  $P_{wf}$  sea menor que la  $P_b$ , el  $J$  cambiara en función de la recuperación acumulada.

En la Figura III.4 se muestran en las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento de un pozo. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo menores a  $P_b$  el comportamiento observa la tendencia de línea B. al depresionarse el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D.

En relación a la misma Figura III.4, cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación la pendiente de la recta es constante y entonces:  $J = IP$  (línea A). Cuando  $P_{wf} < P_b$  se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B, C y D). El gasto teórico que se obtendría de un pozo cuando  $P_{wf} = 0$  se conoce como  $q_{m\acute{a}x}$ .

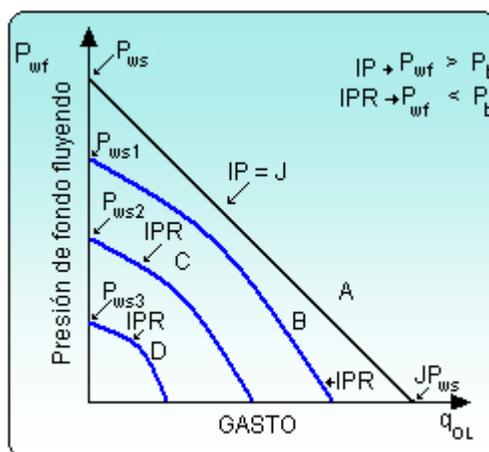


Figura III.4. Índice de Productividad.

Si tomamos en cuenta la ecuación para flujo radial de un líquido homogéneo de pozo, compresibilidad que esta contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, se tiene la formula:

$$q_o = \frac{0.00708 * 2 k h (P_e - P_{wf})}{\beta_o \mu_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \tag{3.13}$$

Si el valor de  $IP$  del pozo se toma constante, independientemente de la producción actual del pozo se puede escribir la ecuación 3.5 de la siguiente manera:

$$q_o = J\Delta P$$

3.14

En donde  $\Delta P$  es el abatimiento de presión. Así, es evidente que la relación entre  $q_o$  y  $\Delta P$  es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente  $J$ .

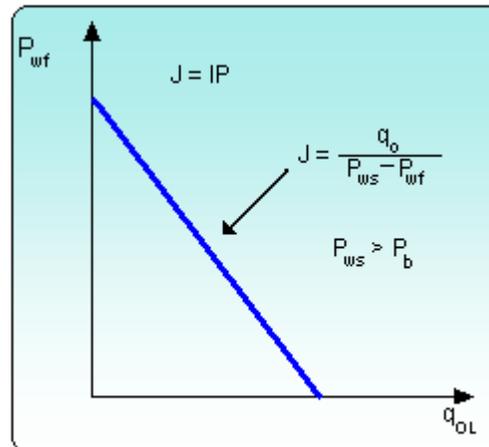


Figura III.5 . Índice de Productividad.

En la Figura III.5 se representa el comportamiento de la IP.

### Curvas de IPR.

Por lo tanto, en la ecuación de Índice de Productividad se describen las variables que controlan y afectan el comportamiento de un pozo y mediante su manipulación a través del diseño optimizado, puede realizarse diversos escenarios de producción del pozo.

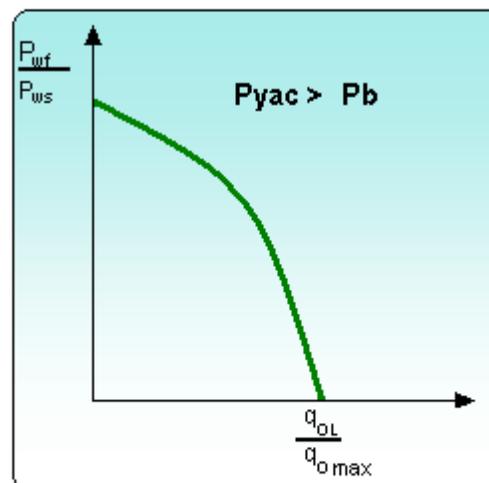


Figura III.6. Representación de la ecuación de Vogel.

**Vogel (1968)** propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales.

$$\frac{q_o}{q_{o_{\max}}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad 3.15$$

La ecuación 3.15 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo (EF) es igual a 1. (Ver Figura III.6)

En esencia la ecuación Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

Para utilizar la correlación de Vogel se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática. Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel se le conoce como curva de IPR.

### **Eficiencia de flujo.**

La eficiencia de flujo depende de la variación de las condiciones naturales de la formación; cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo con una EF = 1.0; en general esto no es común.

$$EF = \frac{\Delta P_{\text{ideal}}}{\Delta P_{\text{real}}}$$

$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 3.16$$

EF = 1 no hay daño      S = 0

EF > 1 el pozo está estimulado.

$EF < 1$  hay daño (se obtiene menos gasto).

Por medio de la eficiencia de flujo (EF), la cual involucra condiciones ideales (no hay daño en el pozo) y condiciones reales (daño en el pozo), podemos determinar la productividad de un pozo por medio de dos métodos:

- Standing.
- Harrison.

### IPR Generalizada.

$$P_{yac} > P_b$$

En los yacimientos de aceite se puede presentar el caso en el que la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo, pero dadas las condiciones de flujo, la presión de fondo fluyendo puede ser menor o mayor que la presión de saturación. Para estos casos es necesario poder establecer el comportamiento de afluencia generalizado que contemple las dos etapas de flujo: en una fase y en dos fases.

#### Caso 1: $P_{wf} > P_b$

- a) Calcular el índice de productividad

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

- b) calcular  $q_b$

$$q_b = J(P_{ws} - P_b) \quad 3.17$$

- c) calcular a  $q_c$

$$q_c = \frac{q_b}{1.8((P_{ws} - P_b)/P_b)} \quad 3.18$$

$q_c =$  **Gasto critico**

d) Para cualquier  $q_o$   $P_{wf} > P_b$

$$q_o = J(P_{ws} - P_{wf}) \quad 3.19$$

e) Para cualquier  $P_{wf} < P_b$

$$q_o = q_c \left( 1.8 \left( \frac{P_{ws}}{P_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad 3.20$$

**Caso 2:  $P_{wf} < P_b$**

a) Calcular a  $q_c$

$$q_c = \frac{q_o}{\left( 1.8 \left( \frac{P_{ws}}{P_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)} \quad 3.21$$

b) Calcular  $q_o$   $P_{wf} < P_b$

$$q_o = q_c \left( 1.8 \left( \frac{P_{ws}}{P_b} \right) - 0.8 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)$$

c) calcular a  $q_b$

$$q_b = 1.8 q_c \left( \frac{P_{ws} - P_b}{P_b} \right) \quad 3.22$$

d) Calcular J

$$J = \frac{q_b}{P_{ws} - P_b}$$

e) Para cualquier  $q_o$   $P_{wf} > P_b$

$$q_o = J(P_{ws} - P_{wf}) \quad 3.23$$

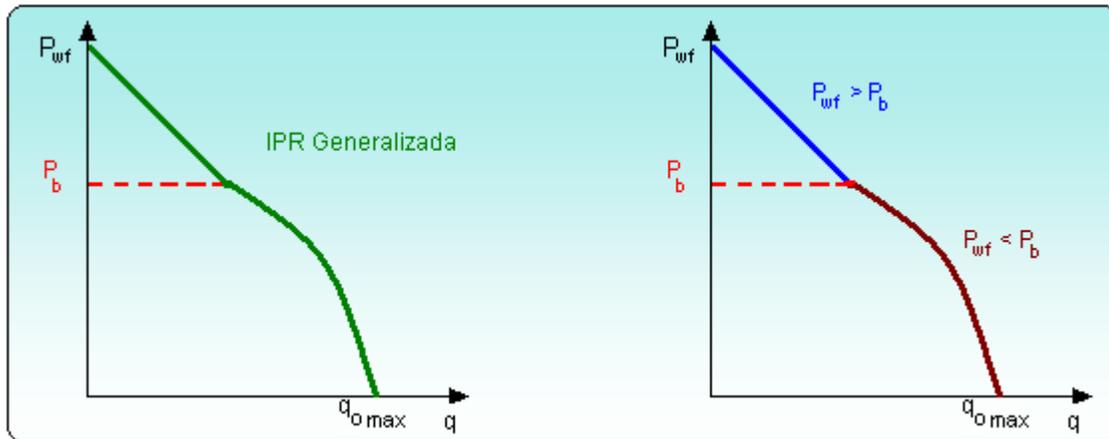


Figura III.7. Representación del comportamiento de la IPR Generalizada.

### IPR's futuras.

En el estudio técnico-económico de un pozo, es de gran importancia la predicción de los gastos de producción.

Esto impone la necesidad de poder predecir el comportamiento del pozo, de tal forma, que se pueda planear la vida productora del pozo, para de esta forma poder determinar entre otras cosas, el momento en el que se debe instalar un sistema artificial de producción, y evaluar cada uno de estos sistemas para elegir el ideal para el pozo, y además convenir apropiadamente las ventas de crudo a futuro.

Lo anterior, originó el desarrollo de diferentes métodos que permiten establecer el IPR del pozo a un tiempo futuro.

1. Método de Fetkovich.
2. Método de Fetkovich-Vogel. (ECKMIER).
3. Método de Standing.
4. Método de Couto-Golan.
5. Método de Pívor Point.
  - Numérico.
  - Analítico.
  - Grafico.

### 3.1.2 Caídas de presión en tuberías.

#### Flujo en tuberías.

Una vez que los fluidos del yacimiento alcanzan el pozo, éstos deberán iniciar un recorrido a través de las tuberías, ya sea en tuberías en posición vertical, horizontal o inclinada, o bien bajo condiciones de flujo multifásico o flujo de una fase. Independientemente de la forma en la que se efectúe el transporte de los fluidos a través de tuberías, al igual que en el flujo dentro del yacimiento, se requiere de una cierta cantidad de energía para pasar de un lugar a otro, y que es necesario cuantificar.

El gradiente de presión total se representa de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a \quad 3.24$$

Donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \text{Gradiente de presión por elevación.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a = \text{Gradiente de presión por aceleración.}$$

El estudio de **flujo multifásico en tuberías horizontales** data desde mediados del siglo XIX, pero ha sido en los últimos años cuando se le ha dedicado especial interés y atención.

La comprensión de los mecanismos y características del flujo de dos o más fases, en una sección del sistema de producción, tiene como finalidad optimizar el diseño de la sección en particular y del sistema en general, para obtener la máxima producción con las menores pérdidas de energía.

La capacidad de flujo de un sistema integral de producción, está en función de parámetros tales como: longitud y diámetros de tubería, grado de inclinación, regímenes de flujo, propiedades de los fluidos, condiciones de presión y temperatura, etc., con los que se determinan las pérdidas de presión de las mezclas de fluidos desde el radio de drene del pozo hasta la batería de separación.

Numerosos autores han presentado métodos experimentales de cálculo, conocidos también como correlaciones para evaluar el gradiente de presión en tuberías horizontales:

- Correlación de Bertuzzi, Tek y Poettmann.
- Correlación de Eaton, Andrews y Knowles.
- Correlación de Beggs y Brill.
- Correlación de Dukler.

Para flujo horizontal, el gradiente de presión debido al cambio de elevación es igual a cero por lo que la ecuación 3.24 se reduce a:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a \quad 3.25$$

En el flujo de fluidos a través de tuberías, existen tres problemas a resolver:

- Cálculo de la presión desconocida  $P_1$  ó  $P_2$ .
- Cálculo del gasto.
- Cálculo del diámetro.

Cuando **el flujo es vertical** las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente presión debido a la misma generalmente se desprecia, quedando la ecuación 3.24 de la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \quad 3.26$$

Si se grafican caídas de presión por T.P. contra el gasto del líquido, considerando el diámetro de la tubería y la relación de gas – aceite constantes, se obtendrá una curva semejante a la representada en la Figura III.8. En esta curva se observa que las caídas de presión disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan.

Lo anterior se debe a que a altos gastos de líquido las caídas de presión se originan principalmente por la fricción, dado que la velocidad de la mezcla es alta. Conforme disminuye el gasto del líquido, la velocidad de la mezcla también disminuye, por lo que las caídas de presión por fricción van disminuyendo, hasta que la caída de presión total alcanza un valor mínimo. Después de este valor, la velocidad del líquido y la capacidad de arrastre del gas van disminuyendo, provocando que las pérdidas de presión se deban principalmente al efecto de colgamiento y el correspondiente aumento en la densidad de la mezcla, hasta llegar un flujo inestable.

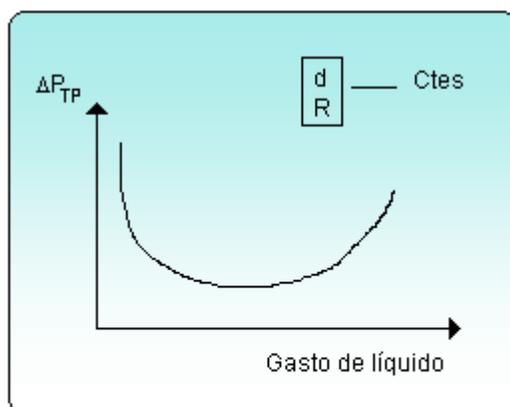


Figura III.8 Representación cualitativa de las caídas de presión por T.P. con la variación del gasto líquido.

Si ahora se hace una gráfica de las caídas de presión por T.P. contra el diámetro de la tubería, manteniendo los gastos de gas y líquido constantes, se observa que conforme va aumentando el diámetro de la tubería las caídas de presión van disminuyendo hasta un valor mínimo, después del cual se incrementan notablemente.

Aquí, para diámetros grandes de T.P. la velocidad del líquido con respecto a la velocidad del gas es menor, por lo que el resbalamiento entre las fases y el consecuente colgamiento del líquido provocan las mayores pérdidas de presión. Al ir disminuyendo el diámetro de la tubería,

los efectos anteriores se van reduciendo hasta que para diámetros pequeños las velocidades del líquido y del gas van aumentando, sólo que ésta lo hace en menor proporción que aquélla, debido a la compresibilidad del gas. En esta etapa las pérdidas de presión se deben principalmente a la fricción. Ver la Figura III.9.

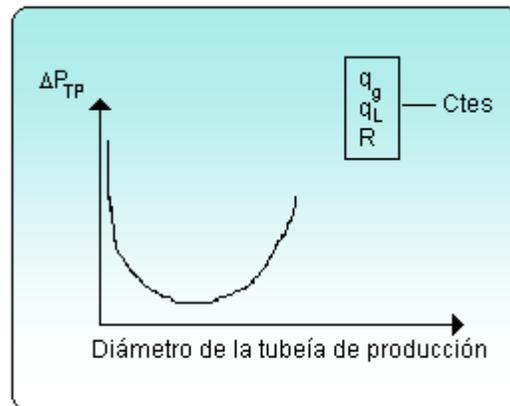


Figura III.9. Representación cualitativa de las caídas de presión por TP con la variación de diámetro.

El estudio del flujo de fluidos en tuberías se ha realizado desde hace muchos años, y consiste, en general, en analizar el comportamiento de presión en una tubería de longitud y diámetros determinados, cuando está pasando a través de ésta una cantidad de fluido.

### Número de Reynolds.

Reynolds, efectuó una serie de experimentos relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, en donde observó que a velocidades bajas, las líneas de flujo eran paralelas, y a medida que la velocidad se incrementaba hasta alcanzar un cierto valor, al cual llamó velocidad crítica, las líneas de flujo empezaban a ondularse y romperse en forma brusca y difusa. A velocidades mayores que la crítica, notó que el flujo era en completo desorden. Con lo anterior, estableció dos regímenes de flujo, el laminar y el turbulento, y uno crítico entre los dos.

El **flujo laminar**, también conocido como flujo viscoso, es el que existe a velocidades menores que la crítica, y se caracteriza por el movimiento del fluido en forma de capas cilíndricas de una manera ordenada. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta ser cero en la pared de la tubería.

Por su parte, el **flujo turbulento** se desarrolla a velocidades mayores que la crítica. En este régimen, el movimiento de las partículas de fluido es irregular e indeterminado, en direcciones transversales a la dirección principal de flujo. A pesar de turbulencia, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como “capa periférica”, o “subcapa laminar”.

En la zona comprendida entre los dos regímenes de flujo, denominada crítica, el régimen de flujo es impredecible, pudiendo ser laminar, turbulento o de transición, dependiendo de muchas condiciones, con posibilidad de variación.

Así mismo, Reynolds demostró que el régimen de flujo en tuberías, depende del diámetro de la tubería, de la densidad y de la viscosidad del fluido, y de la velocidad del flujo. El valor numérico de la combinación adimensional de las cuatro variables anteriores es el conocido número de Reynolds ( $N_{Re}$ ), y puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. Donde el número de Reynolds, está definido como:

$$N_{Re} = \frac{\rho v d}{\mu} \quad 3.27$$

Para cuestiones técnicas, el régimen de flujo esta determinado por los siguientes rangos del número de Reynolds:

$$N_{Re} < 2300 \text{ Flujo laminar}$$

$$2300 \leq N_{Re} < 3100 \text{ Flujo crítico}$$

$$N_{Re} > 3100 \text{ Flujo turbulento}$$

Otros conceptos importantes en la determinación de las caídas de presión en el flujo de fluidos a través de tuberías son la rugosidad de la tubería y el factor de fricción.

Las pérdidas de presión por fricción, en conductos circulares de diámetro constante, han sido determinadas experimentalmente por varios investigadores.

Darcy, Weisbach y otros en 1857, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación, expresada en unidades consistentes:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad 3.28$$

Una ecuación similar fue establecida posteriormente por Fanning, quien obtuvo valores de  $f$  cuatro veces menores que los de Darcy. Esta diferencia se debe al radio hidráulico en lugar de diámetro de la tubería a formular su correlación.

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c R_h} \quad 3.29$$

$$R_h = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$$

$$R_h = \frac{(\pi d^2/4)}{\pi d}$$

$$R_h = \frac{d}{4} \quad 3.30$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f v^2 \rho}{g_c d}$$

El valor del factor de fricción ( $f$ ) es función de la rugosidad de la tubería ( $\varepsilon$ ) y del número de Reynolds ( $N_{Re}$ ) esto es:

$$f = f(\varepsilon, N_{Re})$$

### Rugosidad.

La rugosidad ( $\varepsilon$ ) de una tubería, es una característica de superficie, la cual esta constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción.

En el laboratorio, la determinación de la rugosidad se lleva a cabo a partir de la relación del área con respecto ala longitud de superficie de contacto con e fluido.

Actualmente, se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media ( $\varepsilon$ ) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo.

Los valores más comúnmente empleado en la industria son:

<b>Tubería</b>	<b>Rugosidad [<math>\epsilon</math>] (<math>\mu\text{g}</math>)</b>
Tubería estriada.	0.00006
Tubería de perforación o producción.	0.0006
Tuberías de escurrimiento.	0.0007
Tuberías galvanizadas.	0.006

Tabla III.1 Valor de la rugosidad para los diferentes tipos de tuberías.

### **Caídas de presión por fricción.**

La determinación de las caídas de presión por fricción en las diferentes secciones del pozo se basa principalmente en las leyes que rigen la mecánica de los fluidos y la aplicación de las siguientes leyes físicas de la dinámica de fluidos:

- Ecuación de Energía o Ley de la Conservación de Energía.
- Ecuación de Continuidad o Ley de la Conservación de Masa.
- Ecuación de Momento o la aplicación de la Segunda Ley de Newton.

Por lo tanto, las ecuaciones que describen el comportamiento de flujo del fluido de perforación son obtenidas a partir de la aplicación de las leyes anteriores, en combinación con el modelo reológico o de flujo del fluido y la correspondiente ecuación de estado.

En la rama de la perforación de pozos, los modelos reológicos comúnmente empleados son:

- Modelo Plástico de Bingham.
- Modelo de Ley de Potencias.
- Modelo de Ley de Potencias Modificado.

<b>“MODELO DE BINGHAM”</b>		
<b>PARAMETRO</b>	<b>INTERIOR DE LA TUBERIA</b>	<b>ESPACIO ANULAR</b>
Velocidad de flujo (pies/min) (V)	$V = 24.51 \frac{q}{d^2}$	$V = 24.51 \frac{q}{D_a^2 - D^2}$
Velocidad crítica (pies/min) (V <sub>c</sub> )	$V_c = \frac{7.78 \mu_p + 7.78(\mu_p^2 + 102 d^2 P_c \rho)^{1/2}}{\rho d}$	$V_c = \frac{7.78 \mu_p + 7.78 [\mu_p^2 + 77.2 (D_a - D)^2 P_c \rho]^{1/2}}{\rho (D_a - D)}$
ΔP en flujo laminar (V ≤ V <sub>c</sub> ) (lb/pg <sup>2</sup> )	$\Delta P_{fL} = \frac{\mu_p L V}{27,439 D^2} + \frac{P_c L}{68.6 d}$	$\Delta P_{fL} = \frac{\mu_p L V}{18293 (D_a - D)^2} + \frac{P_c L}{61 (D_a - D)}$
ΔP en flujo turbulento (V > V <sub>c</sub> ) (lb/pg <sup>2</sup> )	$\Delta P_{fT} = \frac{f L \rho V^2}{3,396 d}$	$\Delta P_{fT} = \frac{f L \rho V^2}{3,396 (D_a - D)}$
Factor de fricción (f)	$f = \frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}}$	$f = \frac{0.079}{N_{Re}^{0.25}}$
Numero de Reynolds (N <sub>Re</sub> )	$N_{Re} = 129 \left( \frac{d V \rho}{\mu_p} \right)$	$N_{Re} = 129 \left( \frac{(D_a - D) V \rho}{\mu_p} \right)$

Tabla III.2. Modelo de Bingham.

<b>“MODELO LEY DE POTENCIAS”</b>		
<b>PARAMETRO</b>	<b>INTERIOR DE LA TUBERIA</b>	<b>ESPACIO ANULAR</b>
Velocidad de flujo (pies/min) (V)	$V = 24.51 \frac{q}{d^2}$	$V = 24.51 \frac{q}{D_a^2 - D^2}$
Número de Reynolds del flujo (N <sub>Re</sub> )	$N_{Re} = \left[ \left( \frac{n}{3n+1} \right) \left( \frac{2.5 d}{V} \right) \right]^n \left( \frac{\rho V^2}{2.326 K} \right)$	$N_{Re} = \left[ \frac{1.25 (D_a - D)}{V} \left( \frac{n}{2n+1} \right) \right]^n \frac{\rho V^2}{1.55 K}$
Número de Reynolds crítico (laminar-transición) N <sub>Rec<sub>L-t</sub></sub>	$N_{Rec_{L-t}} = 3470 - 1370 n$	$N_{Rec_{L-t}} = 3470 - 1370 n$
Número de Reynolds crítico (transición - turbulento) N <sub>Rec<sub>t-T</sub></sub>	$N_{Rec_{t-T}} = 4270 - 1370 n$	$N_{Rec_{t-T}} = 4270 - 1370 n$

$\Delta P$ en flujo laminar $\text{lb/pg}^2$ $(N_{Re} \leq N_{Rec_{L-t}})$	$\Delta P_{fL} = \left[ \left( \frac{3n+1}{4n} \right) \left( \frac{1.6 V}{d} \right) \right]^n \left( \frac{KL}{91.46 d} \right)$	$\Delta P_{fL} = \left[ \left( \frac{2n+1}{3n} \right) \left( \frac{2.4 V}{D_a - D} \right) \right]^n \left( \frac{KL}{91.46 (D_a - D)} \right)$
$\Delta P$ en flujo transición o turbulento $\text{lb/pg}^2$ $(N_{Re} > N_{Rec_{t-T}})$	$\Delta P_{f_{t-T}} = \frac{f \rho V^2 L}{3,396 d}$	$\Delta P_{f_{t-T}} = \frac{f L V^2 \rho}{3,396 (D_a - D)}$
Factor de fricción de transición ( $f_t$ ) $N_{Rec_{L-t}} < N_{Re} \leq N_{Rec_{t-T}}$	$f_t = f_L + \left( \frac{N_{Re} - N_{Rec_{L-t}}}{800} \right) (f_T - f_L)$	$f_t = f_L + \left( \frac{N_{Re} - N_{Rec_{L-t}}}{800} \right) (f_T - f_L)$
Factor de fricción laminar ( $f_L$ )	$f_L = \frac{16}{N_{Re}}$	$f_L = \frac{24}{N_{Re}}$
Factor de fricción turbulento ( $f_T$ ) $(N_{Re} \leq N_{Rec_{t-T}})$	$f_T = \frac{a}{N_{Re}^b}$	$f_T = \frac{a}{N_{Re}^b}$
Constante a	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$
Constante b	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$

Tabla III.3. Modelo ley de potencias.

"MODELO LEY DE POTENCIAS CON PUNTO DE CEDENCIA"		
PARAMETRO	INTERIOR DE LA TUBERIA	ESPACIO ANULAR
Velocidad de flujo (pies/min) (V)	$V = 24.51 \frac{q}{d^2}$	$V = 24.51 \frac{q}{D_a^2 - D^2}$
Velocidad de corte equivalente ( $V_e$ ) (rpm)	$V_e = 0.939 \frac{GV}{d^2}$	$V_e = 0.939 \frac{GV}{(D_a^2 - D^2)d^2}$
Factor geométrico (G)	$G = \left[ \frac{3n+1}{4n} \right] 8.13 n (0.123)^{1/n}$	$G = \left[ \frac{(3-c)n+1}{(4-c)n} \right] \left[ 1 + \frac{c}{2} \right] 8.13 n (0.123)^{1/n}$
Constante c		$c = 1 - (1 - \alpha^x)^{1/x}$
Constante x		$x = 0.37 (n)^{-0.14}$

Constante $\alpha$		$\alpha = \frac{D}{D_a}$
Lectura Fann equivalente (lb/100 pie <sup>2</sup> )	$\theta = \theta_0 + K' V_e^n$	$\theta = \theta_0 + K' V_e^n$
Número de Reynolds del flujo ( $N_{Re}$ )	$N_{Re} = \frac{\rho V^2}{(2.479)\theta}$	$N_{Re} = \frac{\rho V^2}{(2.479)\theta}$
Número de Reynolds crítico (laminar-transición) $N_{Rec_{L-t}}$	$N_{Rec_{L-t}} = 3470 - 1370 n$	$N_{Rec_{L-t}} = 3470 - 1370 n$
Número de Reynolds crítico (transición - turbulento) $N_{Rec_{t-T}}$	$N_{Rec_{t-T}} = 4270 - 1370 n$	$N_{Rec_{t-T}} = 4270 - 1370 n$
$\Delta P$ en flujo laminar (lb/pg <sup>2</sup> ) ( $N_{Re} \leq N_{Rec_{L-t}}$ )	$\Delta P_{fL} = \frac{\theta L}{85.74 d}$	$\Delta P_{fL} = \frac{\theta L}{85.74 (D_a - D)}$
$\Delta P$ en flujo transición o turbulento (lb/pg <sup>2</sup> ) ( $N_{Re} > N_{Rec_{t-T}}$ )	$\Delta P_{fIT} = \frac{f L V^2 \rho}{3,396 d}$	$\Delta P_{fIT} = \frac{f L V^2 \rho}{3,396 (D_a - D)}$
Factor de fricción de transición ( $f_t$ )	$f_t = f_L + \left( \frac{N_{Re} - N_{Rec_{L-t}}}{800} \right) (f_T - f_L)$	$f_t = f_L + \left( \frac{N_{Re} - N_{Rec_{L-t}}}{800} \right) (f_T - f_L)$
Factor de fricción laminar ( $f_L$ )	$f_L = \frac{16}{N_{Re}}$	$f_L = \frac{24}{N_{Re}}$
Factor de fricción turbulento ( $f_T$ )	$f_T = \frac{a}{N_{Re}^b}$	$f_T = \frac{a}{N_{Re}^b}$
Constante a	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$	$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$
Constante b	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$

Tabla III.4. Modelo ley de potencias con punto de cedencia.

**Donde:**

- a            Constante
- b            Constante
- c            Constante

---



---

D	Diámetro exterior	pg
$D_a$	Diámetro del agujero	pg
d	Diámetro interior	pg
f	Factor de fricción	
$f_L$	Factor de fricción laminar	
$f_t$	Factor de fricción de transición	
$f_T$	Factor de fricción turbulento	
G	Factor geométrico	
k	Índice de consistencia	
L	Longitud	m
$N_{Re}$	Número de Reynolds	
$N_{Rec}$	Número de Reynolds crítico	
$N_{Rec_{L-t}}$	Número de Reynolds crítico (Laminar - transición)	
$N_{Rec_{t-T}}$	Número de Reynolds crítico (transición - Turbulento)	
n	Índice de comportamiento de flujo	
$P_c$	Punto de cedencia	lb/100 pies <sup>2</sup>
q	Gasto	GPM
V	Velocidad de flujo	pies/min
$V_c$	Velocidad crítica	pies/min
$V_e$	Velocidad de corte	rpm
X	Constante	
$\alpha$	Constante	
$\theta$	Lectura Fann equivalente	lb/100 pie <sup>2</sup>
$\Delta P_{fL}$	Caída de presión en flujo laminar	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{fT}$	Caída de presión en flujo turbulento	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{ft}$	Caída de presión en flujo de transición o turbulento	lb/pg <sup>2</sup>
$\mu_P$	Viscosidad plástica	cp
$\rho$	Densidad	gr/cm <sup>3</sup>

---



---

### 3.1.3 Determinación del diámetro óptimo del aparejo.

#### **Análisis nodal.**

El **análisis nodal** se define como una herramienta de sistema de aproximación a la optimización del pozo y se emplea para evaluar un sistema completo de producción, analizando todos los elementos del sistema en conjunto (Análisis del comportamiento de la presión en el sistema).

#### **Los objetivos del análisis nodal son:**

1. Determinar el gasto al que producirá un pozo, considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación.
2. Determinar las condiciones de flujo a las que un pozo se agotará.
3. Determinar el momento apropiado para la instalación de un sistema artificial de producción y asistir en la selección óptima del sistema.
4. Optimizar el sistema para producir el gasto objetivo económicamente.
5. Verifica cada componente del sistema para determinar si esta restringiendo innecesariamente la producción.
6. Permitir a los ingenieros el rápido reconocimiento de la forma de incrementar el gasto de producción.

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de análisis nodal es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte, y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo.

Desde la perspectiva de evaluación esto es posible; sin embargo, en condiciones de diseño, sin restricciones económicas, es factible dimensionar el sistema de producción en su conjunto para obtener la capacidad de transporte requerida, o bien, la capacidad de transporte idónea, teniendo como limitante tan solo la capacidad de afluencia del yacimiento del pozo.

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores mediante un equipo artificial de producción.

La determinación del diámetro o diámetros nominales, por donde fluirá la producción de un pozo se realiza mediante el uso de la técnica de análisis nodal. Sin importar la condición de flujo (natural o artificial), el análisis nodal permite obtener las mejores condiciones de flujo tanto en producción como en ahorro de energía. Así se alarga la vida productiva de un pozo.

La selección del diámetro de la tubería de producción consiste en efectuar un análisis hidráulico para una variedad de condiciones de producción (cambios de tamaños de tubería, gastos de producción, presiones de separación, etc). Bajo un criterio de explotación predeterminado permite obtener, el tamaño del aparejo de producción, mediante el cual éste genera la máxima producción posible, con el mayor ahorro de presión en cada una de las etapas de flujo por el que incurren los hidrocarburos.

Este tipo de estudios se realizan con programa específicos que contiene todas las herramientas de cálculo para evaluar las condiciones de flujo en la vecindad del pozo (IPR's), el flujo multifásico en las tuberías, tanto en el interior del pozo, como en la línea de descarga, la predicción del comportamiento PVT de los fluidos producidos y hasta el comportamiento del abatimiento de presión en los estranguladores. Su uso es de gran interés por la integración de los diferentes elementos del pozo.

Detrás de la aplicación de esta técnica, existe todo un trabajo previo de investigación para determinar que modelo matemático es el más apropiado para caracterizar el flujo de fluidos a través del yacimiento, así como la correlación del flujo multifásico que mejor representa el flujo en la tubería de producción, el estrangulador y la línea de descarga.

Una vez cumplido la anterior, la determinación del diámetro adecuado de la tubería de producción puede obtenerse aplicando secuencialmente los siguientes pasos:

1. Determinación de los diámetros factibles de selección.
2. Determinación de las sartas máximas para cada tubería o arreglo de tuberías seleccionadas.
3. Determinación del diámetro con el máximo gasto.
4. Determinación del gasto óptimo, considerando todo el sistema de producción.

### Determinación de diámetros factibles de selección.

Como base, se determina la curva de comportamiento de afluencia al pozo (IPR). Posteriormente, las curvas del comportamiento de flujo de las diferentes tuberías de producción o diferentes arreglos de tuberías de producción. Graficando cada curva en la gráfica IPR previamente obtenida, se genera un gráfica como la Figura III.10.

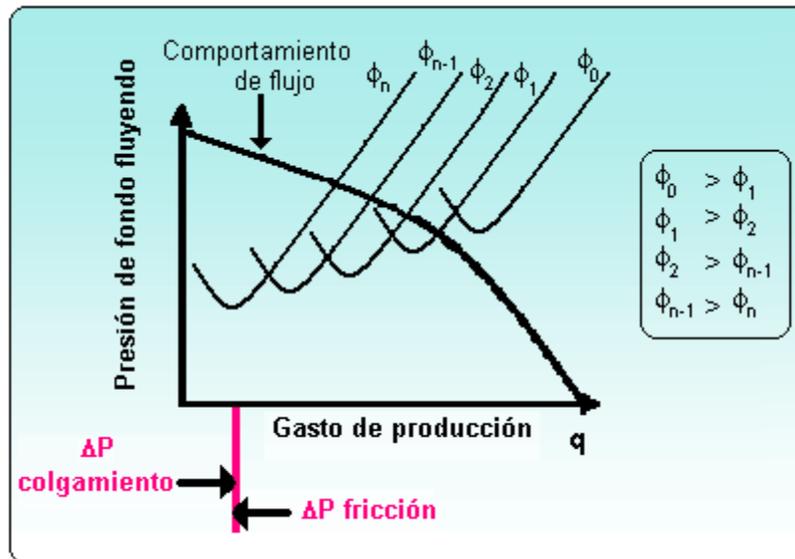


Figura III.10. Gráfica de selección de diámetros.

De esta gráfica se seleccionan los diámetros de flujo que estén por debajo de la curva de IPR, para los cuales la energía del yacimiento es la suficiente para que los fluidos lleguen a la superficie.

### Gastos máximos para cada tubería seleccionada.

Se debe graficar el gasto contra la presión en la cabeza del pozo ( $P_{th}$ ). Considerando constantes el diámetro de la línea de descarga y se obtiene una gráfica como la mostrada en la Figura III.11.

Obsérvese que la disminución del gasto en algunos diámetros, se debe principalmente a efectos de colgamiento de las fases.

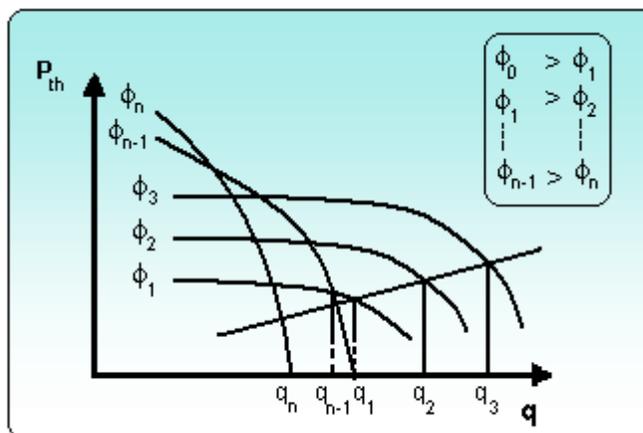


Figura III.11. Gráfica para obtener gastos máximos

**Determinación del diámetro con el máximo gasto.**

Se grafican los diámetros de tubería contra los gastos máximos. Se tiene una gráfica similar a la Figura III.12.

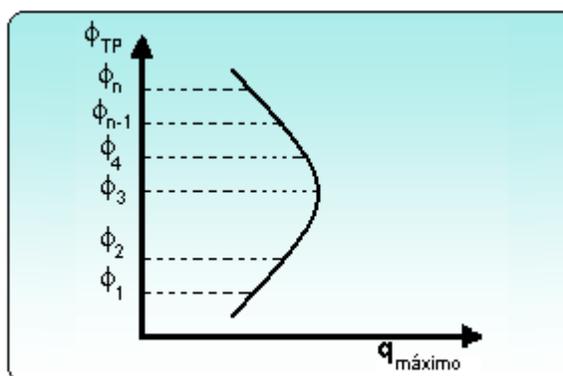


Figura III.12. Gráfica para obtener diámetro.

En la gráfica, el diámetro con mayor gasto es el  $\phi_4$ . Sin embargo, si la diferencia con  $\phi_3$  no es significativa, es recomendable seleccionar  $\phi_3$ , debido a que puede proporcionar una mayor vida fluyente.

**Gasto óptimo.**

Finalmente, para determinar el gasto óptimo de la tubería seleccionada, considerando todos los elementos del sistema, se aplica el análisis nodal. Se toman como nodo de solución la cabeza del pozo y se evalúan para distintos gastos. Se calculan las caídas de presión en el sistema. Los valores de  $P_{wf}$ ,  $P_{th}$ ,  $P_e$ , se grafican contra los gastos considerados. Generan el

clásico juego de curvas que matemáticamente representan al sistema para un tiempo dado en la vida productiva del pozo y del yacimiento.

En la Figura III.13  $P_s$  es constante. La presión del yacimiento  $P_{ws}$  es casi constante para un cierto periodo. La presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  varía con el gasto. La presión en la línea de descarga ( $P_e$ ) aumenta linealmente con el gasto.  $P_{th}$  indica las caídas de presión en las tuberías de producción.

La curva  $P_{th}$  indica la caída de presión en la tubería de producción. El comportamiento del flujo por la tubería vertical, por su importancia es necesario analizar algunos otros aspectos, para relacionar el gasto de producción con la RGL (Relación Gas-Líquido) supone constante la última, mientras varía el gasto del líquido y muestra que: “para cualquier diámetro y profundidad de tubería dados, hay un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción”.

Es de esperarse, sin embargo, que la declinación de la presión del yacimiento permitirá un incremento de la RGL (Relación Gas-Líquido), que en principio beneficiará la producción de fluidos, pero después su continuo aumento, podría llegar a producir pérdidas por fricción paulatinamente mayores.

La distancia entre una curva y otra indica la caída de presión en los elementos que representan. Así la distancia mínima entre  $P_{th}$  y  $P_{wf}$  significa la misma caída de presión entre el fondo y la cabeza del pozo. Esta diferencia depende, de las características del sistema roca – fluidos y de las eficiencias de la terminación.

Cuando  $P_{th}$  es igual a  $P_e$ , se tiene el gasto máximo correspondiente al flujo franco, sin estrangulador. Se aprecia también que al ir utilizando estranguladores con diámetros menores, disminuye el gasto y aumenta la presión en la boca del pozo, hasta alcanzar un valor máximo, indicando por  $\phi_3$ . La reducción posterior del diámetro abate la  $P_{th}$  y el gasto, al incrementar las pérdidas de presión en la tubería vertical, con el riesgo de provocar la “muerte del pozo”.

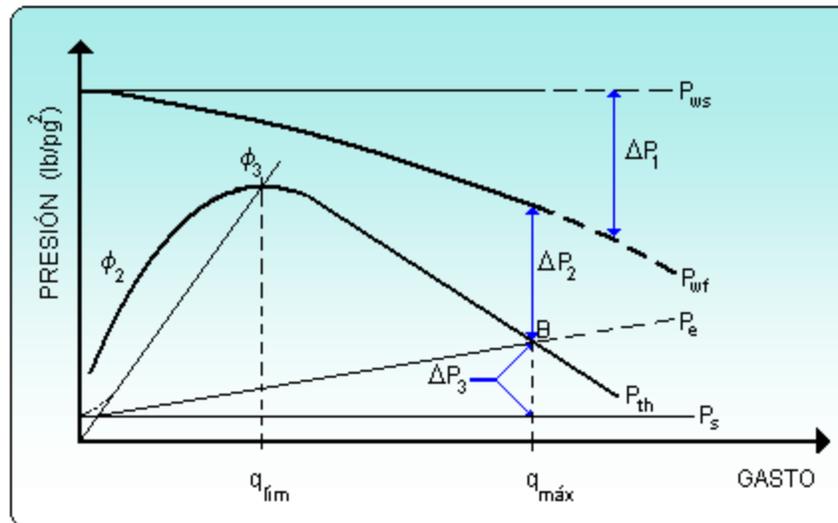


Figura III.13. Análisis nodal en aparejos de producción.

Todo este proceso requiere de un estudio más profundo y siempre respaldado por programas de cómputo especializados, los cuales permitirán desarrollar éste y otros procesos relacionados de manera eficaz. El analista podrá invertir el mayor de su tiempo en el ensayo, análisis e interpretación de todas o cada una de las variables que intervienen.

$P_{ws}$  = presión estática del yacimiento  $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)$ .

$P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo  $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)$ .

$P_{th}$  = presión en la cabeza en el pozo  $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)$ .

$P_e$  = presión en la línea de descarga  $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)$ .

$P_s$  = presión en el separador  $\left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)$ .

$q_{máx}$  = gasto máximo (BPD).

$q_{ópt}$  = gasto óptimo (BPD).

La determinación del diámetro óptimo del aparejo de producción la realiza el ingeniero de producción. En la Figura III.14 es importante, pues en ella se muestran los gastos que limitan el flujo estable. Un pozo que produzca con un gasto menor generalmente estará operando con “cabeceo”, o flujo inestable. Las condiciones para obtener flujo estable deben ser tales que al agregar a la curva anterior la curva IPR se obtenga un resultado semejante al de la Figura III.15.

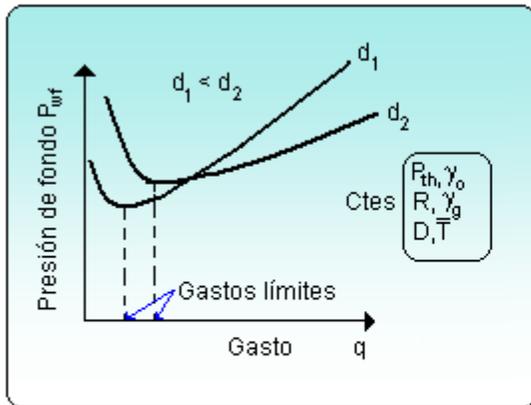


Figura III.14. Curvas típicas de gasto Vs  $P_{wf}$  para diferentes diámetros de T.P.

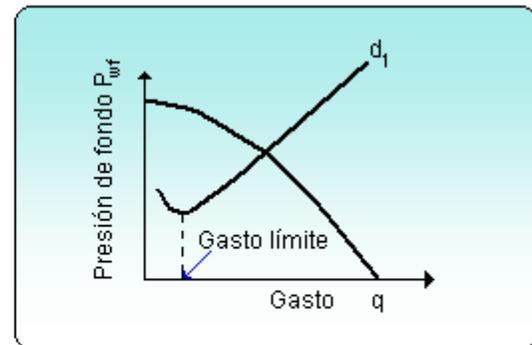


Figura III.15. Gráfica típica de condiciones de flujo estable.

La Figura III.16 muestra la condición, en la cual la curva de flujo por la T.P. corta a la IPR en dos puntos. En la posición 2, a la derecha del gasto límite el flujo será estable, mientras que el flujo en la posición 1, no ocurrirá, a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable o “cabeceo”; esto originaría un cambio en la curva del flujo por la T.P.

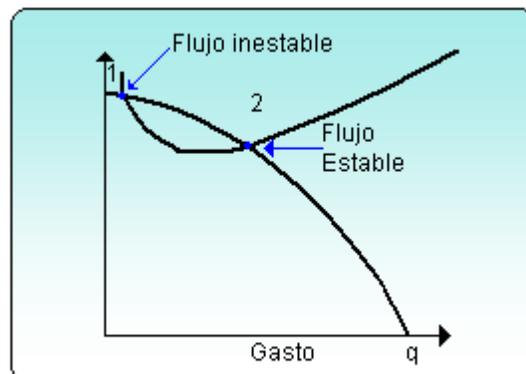


Figura III.16. Pozo fluyente en la posición 2

### 3.2 DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.

Desarrollar una forma práctica para diseñar aparejos de producción a usarse en la terminación o el mantenimiento de pozos, que considere de las cargas generadas por presión interna, colapso, tensión y la combinación de estos esfuerzos, que indique como cuantificar los esfuerzos que originan movimiento en el aparejo de producción (Pistón, Ballooning, Buckling y Temperatura), con la finalidad de seleccionar la tubería de menor costo que soporte tanto las cargas a que será sometida como la presencia de fluidos corrosivos.

Las secciones de tubería que se localiza a mayor profundidad se exponen a mayores presiones externas y menores cargas axiales, contrariamente los tramos superficiales soportan mayores cargas axiales y menores presiones de colapso. En la actualidad existen varios procedimientos empleados para el diseño de tubería, entre los cuales están:

- Método analítico.
- Método gráfico.
- Carga máxima.

Del procedimiento analítico existen dos variantes, una que emplea la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales y la otra que utiliza una ecuación de corrección a la resistencia al colapso; en realidad aplican el mismo concepto, pero de manera diferente.

El método gráfico es también empleado, sin embargo, se pueden cometer errores al efectuar el diseño por lo que su uso ha disminuido, su principal ventaja era el hecho en que de una manera rápida se obtenían los diseños.

El procedimiento que aplica el concepto de carga máxima, que actualmente es uno de los más usados; el diseño de sartas de tuberías requiere de ciertas suposiciones básicas de acuerdo a las condiciones esperadas, para producir el diseño más económico.

#### 3.2.1 Diseño por criterio de cargas máximas.

El procedimiento de diseño de sartas de tuberías de revestimiento empleando el concepto de “**carga máxima**”, toma en cuenta: condiciones de brote, pérdidas de circulación, efecto de

esfuerzo biaxial y factores de diseño. Por supuesto que una tubería de explotación está expuesta a soportar cargas diferentes a las que se exponen las tuberías superficiales e intermedias, por lo que el diseño de cada una de éstas difiere en las cargas a las que están expuestas.

1. Diseño por presión interna.
  - a) Línea de carga máxima por presión interna.
  - b) Línea de carga de presión interna resultante.
  - c) Línea de diseño por presión interna.
2. Diseño por presión de colapso.
  - a) Línea de carga máxima por presión de colapso.
  - b) Línea de carga resultante.
  - c) Línea de diseño a la presión de colapso.
3. Diseño por tensión.
  - a) Línea de carga por tensión.
  - b) Línea de diseño por tensión.

### **Diseño por Presión Interna.**

- a) Línea de carga máxima por presión interna.

Para evaluar la carga de presión interna, primero se deben definir los valores límite de presión interna en el fondo y en superficie, que se presentaran en el pozo. El límite de **presión interna en superficie** es definido generalmente igual al rango de presión de trabajo de las conexiones superficiales de control.

La **presión interna de fondo** máxima, considerada como una presión de inyección, es igual al gradiente de fractura al nivel de la zapata de la tubería más un factor de seguridad de  $0.12 \text{ gr/cm}^3$ .

Con los puntos determinados se obtiene la carga máxima por presión interna. Dado que la carga máxima ocurre cuando los puntos extremos son satisfechos simultáneamente, esta carga se presenta sólo bajo condiciones de un brote, con la existencia de más de un fluido en el pozo.

Sí el gas es considerado en la cima, su interpretación gráfica sería como se muestra en la línea 1 de la Figura III.17, si se invierte la posición de los fluidos quedaría como se muestra en la línea 2 de la misma figura.

Es evidente que la carga ejercida por la línea 2 es mayor que la de la línea 1, por lo tanto; la configuración definida por la línea 2 (el lodo de control en la cima y gas en el fondo) constituye la línea de carga máxima por presión interna.

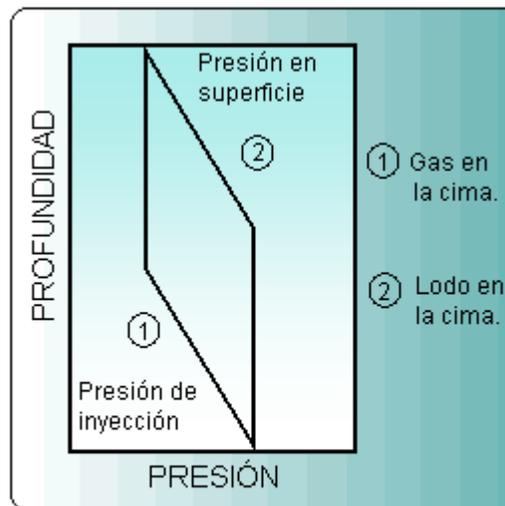


Figura III.17. Carga por presión interna relativa a la posición de los fluidos dentro del agujero.

Para determinar la longitud de las columnas de lodo y gas, se resuelve el siguiente sistema de ecuaciones:

$$D = x + y \quad 3.31$$

$$P_{iny} = P_s + 0.1 \cdot \rho_m \cdot x + 0.1 \cdot \rho_g \cdot y \quad 3.32$$

$$P_{iny} = 0.1 \cdot (G_F + FS) \cdot D \quad 3.33$$

Donde **D** es la profundidad total, **x** es la longitud de la columna de lodo y **y** la longitud de la columna de gas; todos en (m). **P<sub>iny</sub>** representa la presión de inyección, y **P<sub>s</sub>** la presión en superficie; ambos en kg/cm<sup>2</sup>. **ρ<sub>m</sub>** es la densidad del lodo, **ρ<sub>g</sub>** es la densidad del gas, y **G<sub>F</sub>** es el gradiente de fractura; en (gr/cm<sup>3</sup>). Finalmente **FS** es un factor de seguridad (0.12 gr/cm<sup>3</sup>).

$$y = \frac{0.1[G_F + FS] * D - P_s - 0.1 * \rho_m * D}{0.1 * [\rho_g - \rho_m]} \quad 3.34$$

$$x = D - y \quad 3.35$$

$$P_i = P_s + 0.1 * x * \rho_m \quad 3.36$$

Con la solución de estas ecuaciones se determina la longitud de las columnas de fluido respectivas, y se obtiene la línea de carga máxima por presión interna, tal como se ilustra en la Figura III.18.

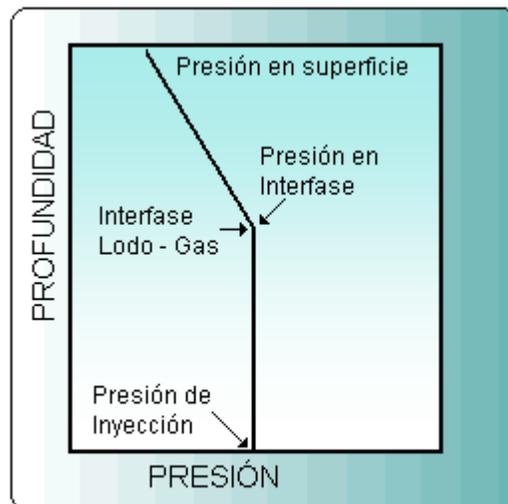


Figura III.18. Línea de Carga Máxima por Presión Interna.

b) Línea de carga de presión interna resultante.

Este procedimiento supone cargas de respaldo, y para el diseño a la presión interna se considera que en el caso más crítico, en la parte externa de la tubería, se ejercerá una presión debida al fluido de formación igual al gradiente del agua salada (densidad = 1.07 gr/cm<sup>3</sup>), conocida como línea de respaldo (Figura III.19).

Al restar, a cada profundidad, la línea de respaldo a la línea de carga máxima por presión interna, se obtendrá la línea de carga de presión interna resultante (ver Figura III.19).

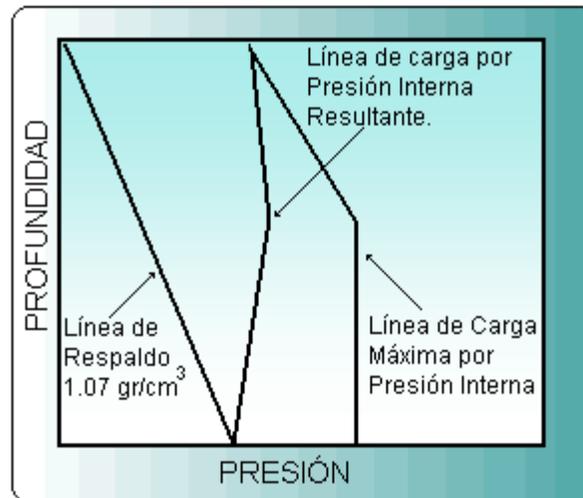


Figura III.19. Línea de carga por Presión interna Resultante.

c) Línea de diseño por presión interna.

Finalmente a la línea de carga de presión interna resultante se le aplica un factor de diseño de 1.125 y se obtiene la línea de diseño por Presión Interna (Figura III.20).

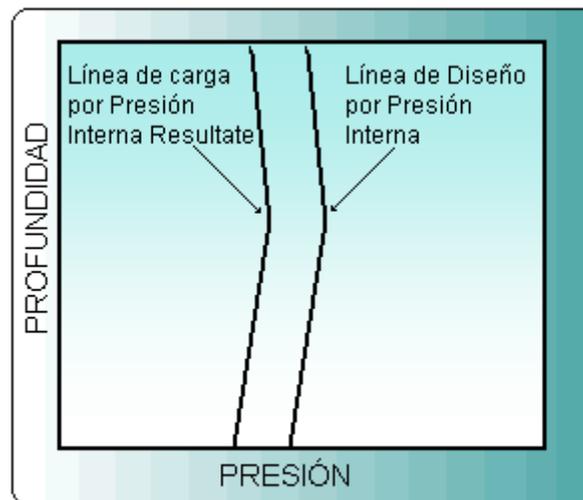


Figura III.20. Línea de Diseño por Presión Interna.

Una vez determinada la línea de diseño se está en condiciones de seleccionar entre las tuberías disponibles, y de preferencia de acuerdo con arreglos tipo para cada campo ó área, las tuberías que tengan características iguales o mayores a las requeridas por la línea de diseño.

Se grafica la resistencia a la presión interna de las tuberías y su intersección con la línea de diseño determinará la longitud de la sección, este procedimiento se repite hasta alcanzar la profundidad deseada (Figura III.21).

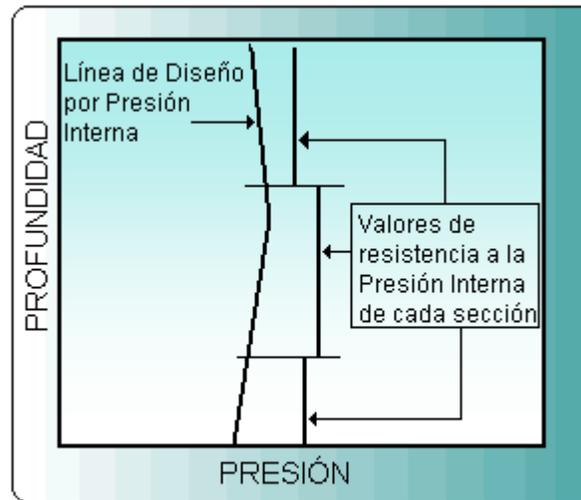


Figura III.21. Diseño por Presión Interna.

Se recomienda manejar un máximo de tres secciones, ya que un número mayor representa dificultades logísticas y para su introducción.

Al terminar ésta fase, el diseñador tendrá los pesos, grados y longitudes de cada sección de la tubería de revestimiento que cumplen con las cargas de presión interna. Este diseño tentativo es revisado a continuación para el diseño por presión de colapso.

### Diseño por presión de colapso.

- a) Línea de carga máxima por presión de colapso.

La carga por colapso para la tubería de revestimiento intermedia es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera a la densidad del lodo máxima a utilizar en la perforación del intervalo, que es generalmente cuando se procede a bajar la sarta de la tubería de revestimiento. El perfil de presión que genera esta columna de lodo se muestra en la Figura III.22, como línea de carga máxima de colapso.

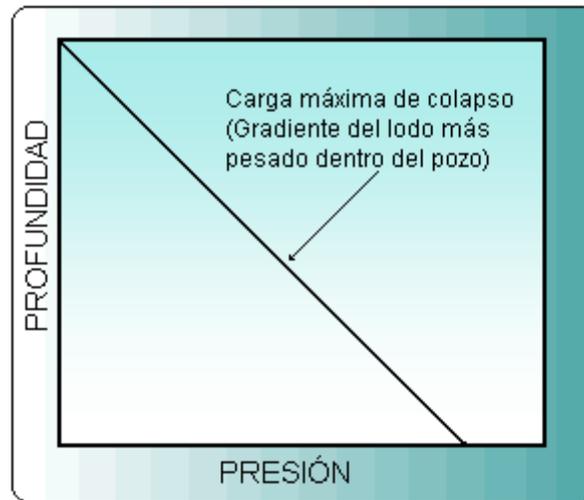


Figura III.22. Línea de Carga Máxima de Colapso.

b) Línea de carga resultante.

La máxima carga de colapso ocurrirá cuando se presente una pérdida de circulación, y el nivel del lodo en el interior de la tubería de revestimiento disminuya, quedando vacía.

Por otro lado, es poco probable que la presión hidrostática ejercida en la zapata de la tubería de revestimiento intermedia por la reducción en la columna, sea menor que la ejercida por una columna llena de agua salada. Por lo tanto, al restar a la línea de carga máxima de colapso este respaldo, se obtiene una línea de carga de colapso resultante, como muestra la Figura III.23.

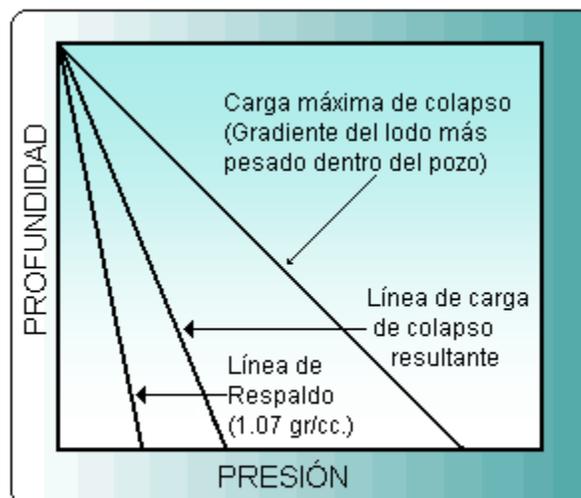


Figura III.23. Línea de Carga Resultante por Colapso.

c) Línea de diseño a la presión de colapso.

Aplicando un factor de diseño de 1.125 para el colapso, resulta en la línea de diseño por presión de colapso ilustrada en la Figura III.24.

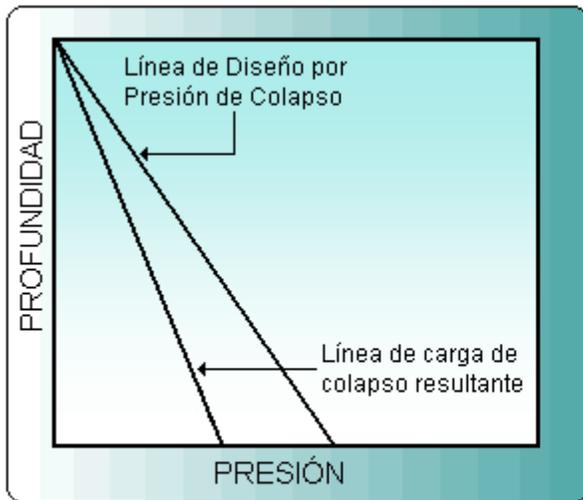


Figura III.24. Línea de Diseño por Presión de Colapso.

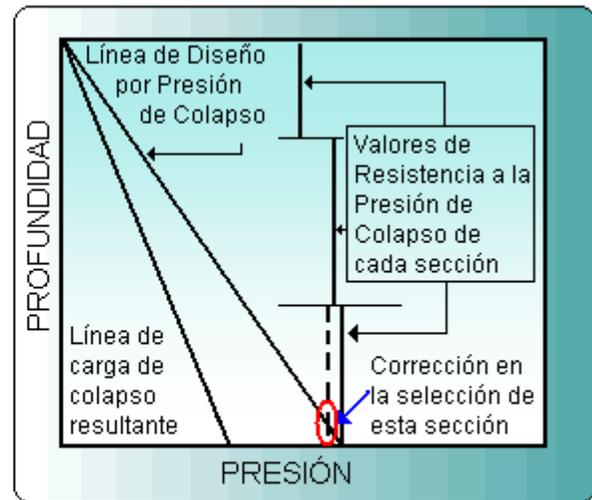


Figura III.25. Diseño por Presión de Colapso.

Finalmente se compara la resistencia a la presión de colapso de cada sección de tubería, seleccionada previamente en el diseño por presión interna, con la línea de diseño al colapso verificando que estas resistencias no intercepten la línea de diseño por presión de colapso, es decir que las resistencias de las tuberías seleccionadas sean mayores que los valores proyectados por la línea de diseño. En caso de que no se cumpla esta condición de carga por presión de colapso, se deberán seleccionar tuberías de mayor capacidad, las cuales implícitamente cumplirán además con la condición de carga por presión interna.

### Diseño por tensión.

a) Línea de carga por tensión.

Conociendo los pesos, grados y longitudes de las secciones que se obtuvieron en los diseños por presión interna y por colapso, se puede determinar la carga por tensión. Para este fin debemos hacer un balance de fuerzas que incluya la de flotación, que se interpreta como la reducción del peso de la sarta de tubería de revestimiento cuando se corre en algún líquido, a diferencia de cuando se corre en el aire. La flotación también se puede expresar como la

resultante de fuerzas que actúa sobre todas las áreas expuestas de la sarta, es decir sobre los extremos y hombros de cada sección de tubería.

La Figura III.26 muestra las fuerzas actuando en cada área expuesta de una sarta de tubería de revestimiento, conformada por tres secciones. En este caso, si la fuerza es compresiva se considera negativa, y si es de tensión se toma como positiva. Por otro lado, las fuerzas actuando sobre las áreas de los hombros de los coples son despreciables para propósitos prácticos en el diseño de tuberías de revestimiento.

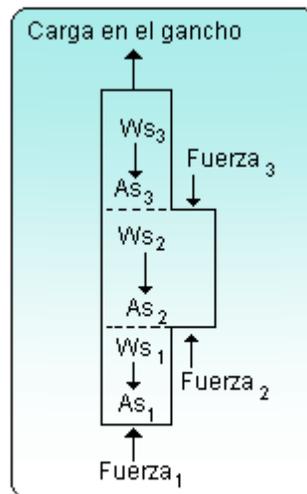


Figura III.26. Diagrama de Fuerzas.

Por lo anterior, el diseño por tensión se lleva a cabo desde el fondo hasta la superficie, y los puntos de interés son los cambios de peso entre secciones de tubería, de esta manera se tiene:

$$T_f = 6.45 * L * G_1 * As_1 \quad 3.37$$

Donde  $T_f$  es la fuerza de flotación, en kg,  $L$  es la profundidad de asentamiento de la TR, en (m),  $G_1$  es el gradiente del fluido empleado, en  $(\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m})$ , y  $As_1$  es el área de la sección transversal de la primera tubería, en  $(\text{pg}^2)$ .

La ecuación 3.34 aplica para el fondo del pozo, cuando la tubería se encuentra en compresión debido a las fuerzas de empuje a que esta sujeta. Para la primera sección de tubería la tensión  $T_1$  se obtiene de:

$$T_1 = -T_f + W_{s1} \quad 3.38$$

Donde el peso de la sección 1 ( $W_{s1}$ ), en kg, estará dado por:

$$W_{s1} = 1.4913 * L_{s1} * P_u \quad 3.39$$

Donde  $L_{s1}$ , es la longitud de la sección 1, en (m), y  $P_u$  es el peso unitario de la tubería, en (lb/pie). Sí consideramos que se utilizará más de una sección de tubería, entonces se presentará una diferencia de área entre las secciones transversales de cada sección, por lo que dependiendo del sentido, ascendente o descendente de la fuerza, se sumara o restará de la tensión aplicada en la siguiente sección, como muestra la Figura III.27, y se calculará como sigue:

$$T_{1'} = T_1 \pm 6.45 * (L - L_{s1}) * G_1 * [As_1 - As_2] \quad 3.40$$

Por lo que la tensión para la siguiente sección se obtendrá a partir de:

$$T_2 = \pm T_{1'} + W_{s2} \quad 3.41$$

Y para la siguiente sección se procede de la misma manera:

$$T_{2'} = T_2 \pm 6.45 * (L - (L_{s1} + L_{s2})) * G_1 * [As_2 - As_3] \quad 3.42$$

Y la tensión para la sección 3:

$$T_3 = \pm T_{2'} + W_{s3} \quad 3.43$$

Con los valores obtenidos es posible construir la línea de carga por tensión Figura III.27.

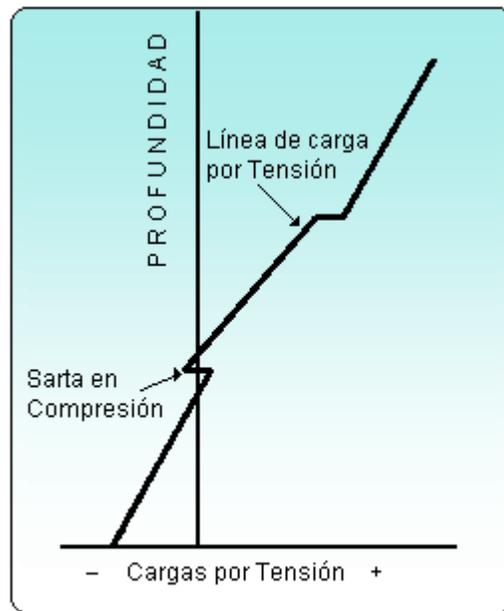


Figura III.27. Línea de carga por Tensión

Es de notar que, más de una sección de la sarta de la tubería de revestimiento puede encontrarse en compresión.

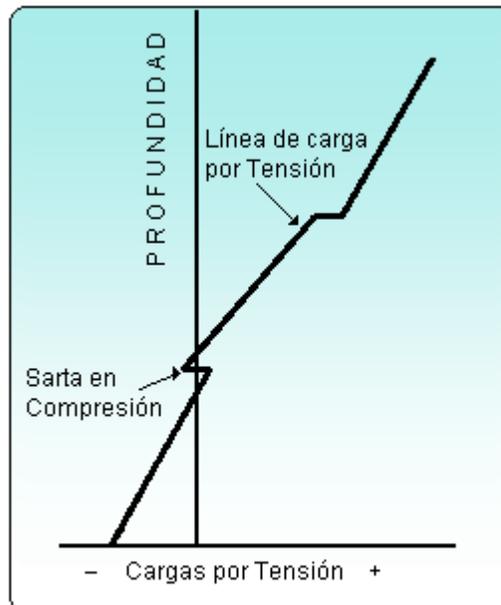


Figura III.27. Línea de carga por Tensión

b) Línea de diseño por tensión.

A continuación se procede a obtener la línea de diseño por tensión, para lo cual se emplea un factor de diseño. Para este caso existen dos opciones, uno como factor de seguridad de 1.6 o una carga adicional de 25,000 kg como valor de sobre-jalón en caso de que se requiera tensionar la tubería por un atrapamiento.

En cualquier caso se debe utilizar el que resulte mayor. La representación gráfica de ésta combinación de factores de diseño se muestra en la Figura III.28 indicada como línea de diseño por tensión.

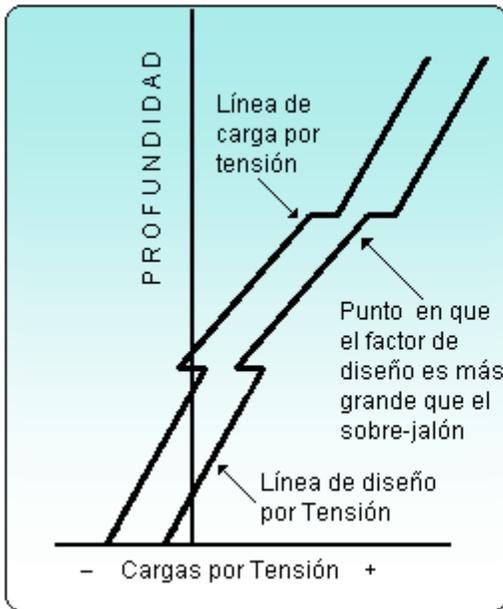


Figura III.28 Línea de Diseño por Tensión

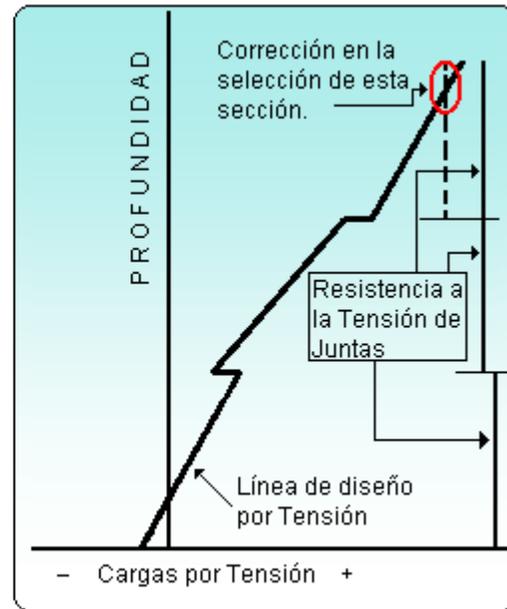


Figura III.29. Diseño por Tensión.

**Efectos Biaxiales.**

Al concluir el diseño por presión interna, presión de colapso y tensión, han quedado definidos los pesos, grados y longitudes de cada sección; sólo resta determinar las modificaciones en la resistencia por presión interna y por colapso causada por la carga biaxial.

Estas modificaciones pueden obtenerse usando la elipse de Holmquist y Nadai, la cual se resume en la Tabla III.5:

	COLAPSO	PRESIÓN INTERNA
TENSIÓN	Reduce	Aumenta
COMPRESIÓN	Aumenta	Reduce

Tabla III.5 Efectos Biaxiales

De acuerdo con lo anterior, el efecto más crítico es la reducción de la resistencia a la presión de colapso. Por lo tanto es conveniente evaluar esta reducción, y en su caso corregir la línea de diseño por presión de colapso, empleando el siguiente proceso:

1. Se calcula el parámetro X:

$$X = (2.205) * \frac{T}{Y_p * A_s} \tag{3.44}$$

2. Con el valor de X, se obtiene el valor de Y:

$$Y = [1 - 0.75 * X^2]^{1/2} - 0.5 * X \quad 3.45$$

3. Se efectúa la corrección a la resistencia a la presión de colapso por efecto de la tensión, ( $R_{cc}$  en lb/pg<sup>2</sup>):

$$R_{cc} = (0.07032) * R_c * Y \quad 3.46$$

Donde T es la tensión aplicada en la sección correspondiente, en (kg),  $Y_p$  es el esfuerzo mínimo de cedencia del grado de acero, en (lb/pg<sup>2</sup>),  $A_s$  es el área de la sección transversal correspondiente, en (pg<sup>2</sup>),  $R_c$  es la resistencia nominal al colapso de la tubería previamente seleccionada, en (lb/pg<sup>2</sup>), y X y Y son parámetros adimensionales.

4. Para cada sección

Para cada sección de tubería se corregirá, por carga axial, la resistencia a la presión de colapso y se verificará que el factor de diseño por presión de colapso ( $F_{dc}$ ) cumple con la siguiente condición:

$$F_{dc} = \frac{R_{cc}}{P_{cr}} \geq 1.125 \quad 3.47$$

Donde  $P_{cr}$  es la presión de colapso resultante. Gráficamente, con los valores corregidos, se puede construir una nueva línea de resistencias a la presión de colapso corregidas de cada sección, y en el caso de que alguna sección intercepte las líneas de diseño, se deberá reducir la longitud de ésta a la profundidad de intersección, ó se elegirá otra tubería de mayor resistencia.

### Consideraciones adicionales.

El diseño de la T.R. intermedia sigue todos los procedimientos descritos anteriormente. A continuación se enuncian las consideraciones adicionales para las tuberías de revestimiento superficial y de explotación.

**Diseño por Presión interna.**

Para determinar la línea de diseño a la presión interna se deben considerar lo siguientes puntos:

- Para el control de un brote se procede con circulación normal, y al gas metano como fluido invasor.
- En el punto crítico del brote, toda la tubería se considera llena de gas.
- El respaldo será la presión de formación normal del área.
- El efecto del cemento se considera despreciable, (ver Figura III.30).

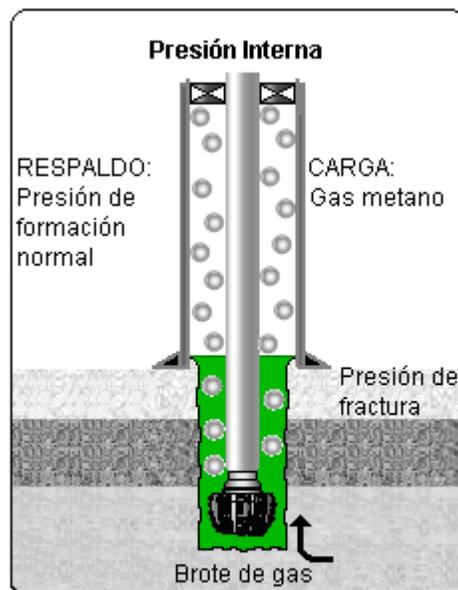


Figura III.30. Consideraciones de diseño por Presión Interna para T.R. superficial.

En la Figura III.31 se ilustran las líneas de carga máxima, la resultante y la línea de diseño a la presión interna para la T.R. superficial.

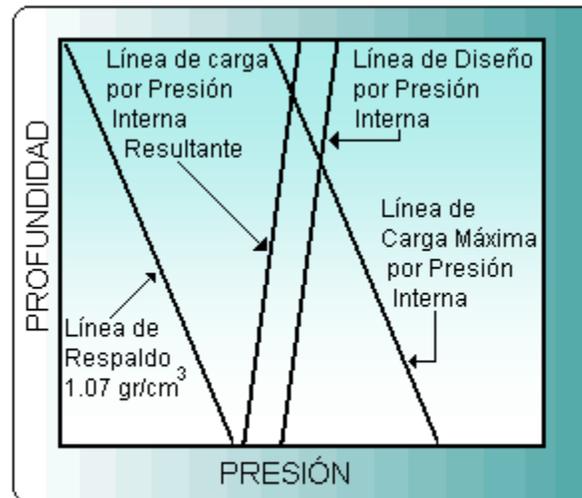


Figura III.31. Diseño por Presión Interna T.R. superficial.

### Diseño por Presión de Colapso.

Para el diseño por Presión de Colapso se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se considera una pérdida de circulación (Figura III.32), quedando la columna del fluido de perforación a una profundidad (nivel) equivalente a la zapata de la T.R. superficial.

La línea de diseño se construirá aplicando el factor de diseño correspondiente, de la misma manera que para la tubería intermedia.

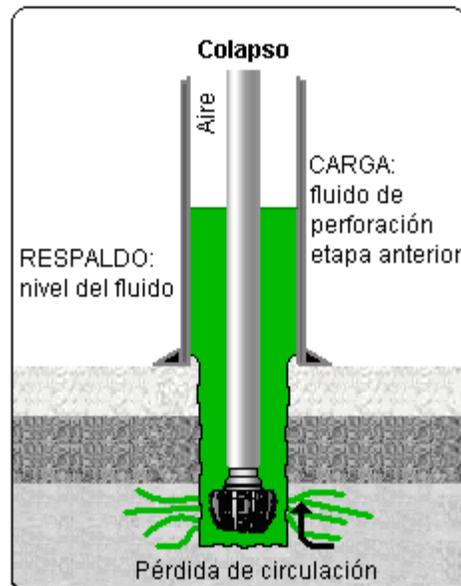


Figura III.32. Consideraciones de diseño por Presión de Colapso para T.R. superficial.

De acuerdo a esto se gráfica la línea de diseño a la presión de colapso, como se muestra en la Figura III.33.

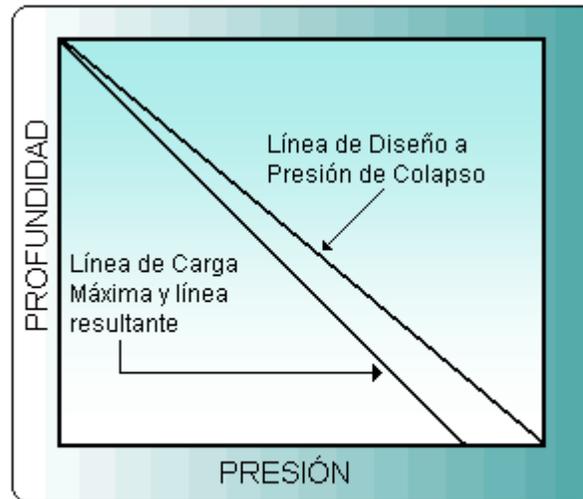


Figura III.33. Diseño por Presión de Colapso para T.R. superficial.

### Tubería de Revestimiento Intermedia tipo Liner.

- Diseño por Presión Interna.

En caso de incluir en el programa del pozo una T.R. Intermedia, tipo liner, el diseño se modificará solamente en el análisis a la presión interna. Como la presión de inyección y el peso del lodo serán mayores en la siguiente etapa, después del liner, estos valores deberán utilizarse para el diseño de la tubería de revestimiento intermedia, así como para el diseño del propio liner; es decir, la línea de diseño a la presión interna se empleará para diseñar la tubería de revestimiento intermedia y el liner para presión interna.

### Tubería de revestimiento de explotación.

- Presión interna.

La presión interna a la que estarán sujetas las tuberías de revestimiento de explotación será la máxima que se espera tener en la perforación, terminación y producción del pozo. Esta presión puede originarse por un descontrol o control del pozo o por tratamiento que se realicen al mismo.

Para el diseño a presión interna, se deberá considerar la máxima presión actuante dentro de la tubería, con el respaldo por la presión de formación y la resultante multiplicada por el factor de diseño (Figura III.34).

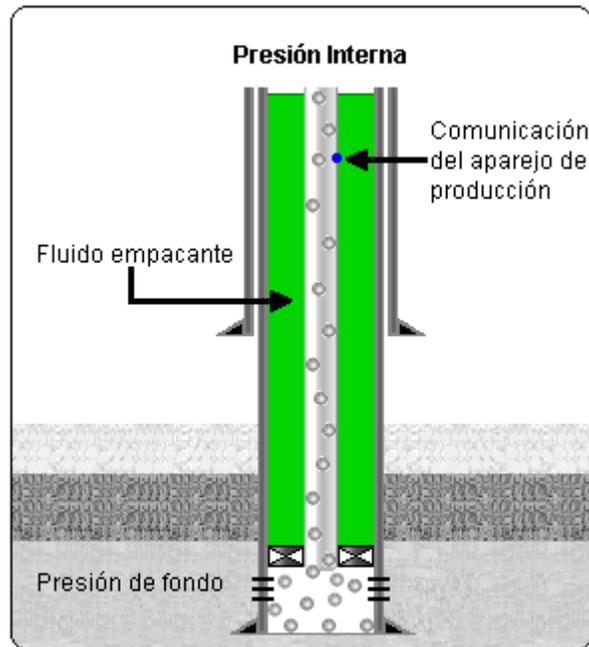


Figura III.34. Consideraciones de diseño por Presión Interna para T.R. de explotación.

- Diseño por presión de colapso.

Dentro de la clasificación de tuberías de revestimiento, ésta es quizá la única que podría quedar totalmente vacía, debido a un desplazamiento total del fluido del pozo sin ninguna aportación o la declinación del yacimiento.

Para el diseño al colapso, la tubería deberá considerarse totalmente vacía y actuando en el espacio anular la suma de la presión hidrostática de los fluidos contenidos; multiplicados por el factor de diseño (Figura III.35).

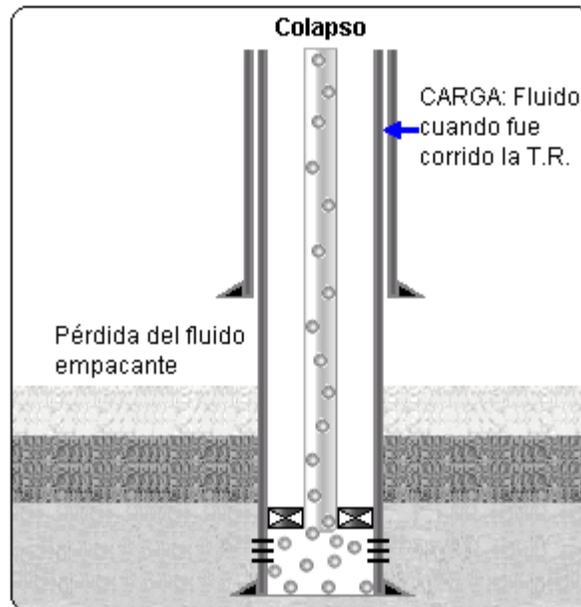


Figura III.35. Consideraciones de diseño por Presión de Colapso para T.R. de explotación.

### Arreglos de Pozos Tipo.

Cualquier reducción en el costo de tuberías de revestimiento puede generar ahorros sustanciales en el costo total de los pozos. Por tanto se establece que para uno o varios campos en desarrollo, donde las condiciones geológicas (litología, geología estructural), lo permitan, es recomendable tipificar los arreglos de tuberías para disminuir el número de combinaciones diámetro-grado-conexión, que faciliten la logística y reduzcan el costo de manejo y custodia (sí es el caso) de la tubería de revestimiento.

Para esto se recomienda:

- Identificar los arreglos históricos de tuberías, empleados en los campos o áreas a tipificar.
- Revisar las condiciones geológicas y de presiones de formación de los campos o áreas a estudiar.
- Establecer condiciones de trabajo similares, dentro de los campos o áreas, en donde sea factible emplear tuberías de características semejantes.
- Proponer arreglos tipo para los campos o áreas, y evaluar su costo-beneficio para definir la factibilidad de su implementación.

## Perfiles de presión externa.

### Perfil de presión externa de Agua de mezcla de lodo y cemento.

El perfil de presión externa “Agua de mezcla de lodo y cemento” se basa en la densidad del lodo desde el colgador al TOC, y la densidad agua de mezcla para cemento desde el TOC hasta la zapata.

$$P(Z) = \gamma_m * Z \quad Z < Z_{TOC} \quad 3.48$$

$$P(Z) = \gamma_m * Z_{TOC} + \gamma_{cem}(Z - Z_{TOC}) \quad Z > Z_{TOC} \quad 3.49$$

Este perfil de presión es continuo con la profundidad.

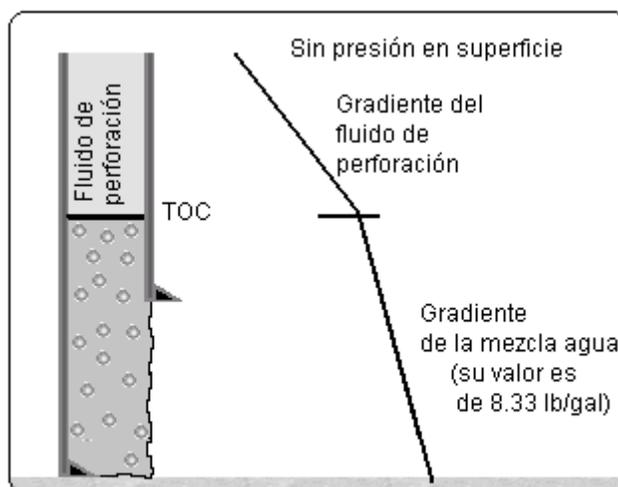


Figura III.36. Perfil de presión externa de agua de mezcla de lodo y cemento.

## Zonas permeables.

### Cemento pobre desactivado.

Este perfil de presión externa se basa en los datos de las zonas permeables, densidad de lodo, TOC, densidad del agua de mezcla del cemento.

Las zonas permeables en las fórmulas del perfil de presión externa son aquellas que yacen entre las profundidades de la zapata para las sartas actual y anterior. Si no se especifican

zonas permeables dentro de este intervalo, el perfil zonas permeables es idéntico al perfil “Agua de mezcla de lodo y cemento”.

$$P(Z) = \gamma_m * Z \quad Z < Z_{TOC} \quad 3.50$$

$$P(Z) = \gamma_m * Z_{TOC} + [P_f(Z_{ft}) - \gamma_m Z_{TOC}](Z - Z_{TOC}) \quad Z_{TOC} < Z < Z_{ft} \quad 3.51$$

$$P(Z) = P_f(Z) \quad Z_{ft} < Z < Z_{fb} \quad 3.52$$

$$P(Z) = P_f(Z_{fb}) + \gamma_{cem} (Z - Z_{fb}) \quad Z > Z_{fb} \quad 3.53$$

$$P_f(Z) = P_{ft} + (P_{fb} - P_{ft})(Z - Z_{ft}) / (Z_{fb} - Z_{ft}) \quad 3.54$$

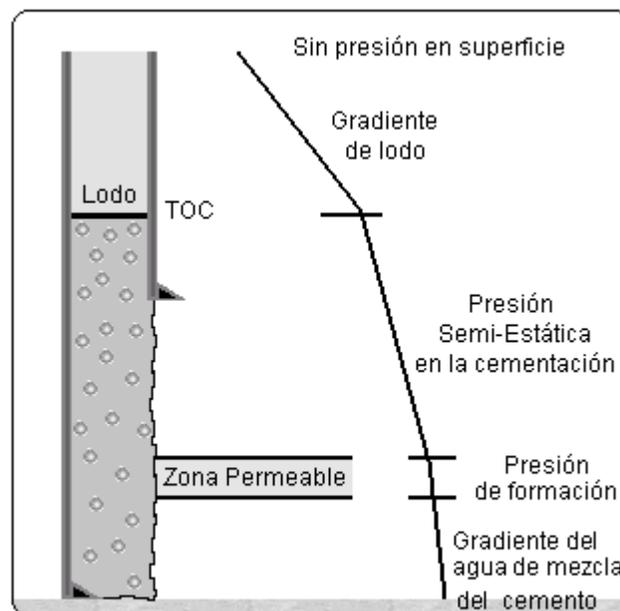


Figura III.37. Zona permeable-perfil de presión externa-buena cementación.

### Cemento pobre activado-zona de alta presión.

Este perfil de presión externa se basa en los datos de las zonas permeables, densidad del lodo, TOC, densidad del agua de mezcla del cemento. Este perfil se usa cuando las zonas permeables tienen una presión más alta que la de las formaciones aledañas.

Las zonas permeables consideradas en esta fórmula de perfil de presión externa son aquellas que yacen entre las profundidades de la zapata para las sargas actual y anterior. Si, no se

especifican zonas permeables dentro de este intervalo, el perfil “zonas permeables” es idéntico al perfil “agua de mezcla de lodo y cemento”.

$$P(Z) = P(Z_{tf}) + \gamma_{cem}(Z_{TOC} - Z_{ft}) + \gamma_m(Z - Z_{TOC}) \quad Z < Z_{TOC} \quad 3.55$$

$$P(Z) = P(Z_{tf}) + \gamma_{cem}(Z - Z_{ft}) \quad Z_{TOC} < Z < Z_{ft} \quad 3.56$$

$$P(Z) = P_f(Z) \quad Z_{ft} < Z < Z_{fb} \quad 3.57$$

$$P(Z) = P_f(Z_{fb}) + \gamma_{cem}(Z - Z_{fb}) \quad Z > Z_{fb} \quad 3.58$$

Este perfil de presión es continuo con la profundidad.

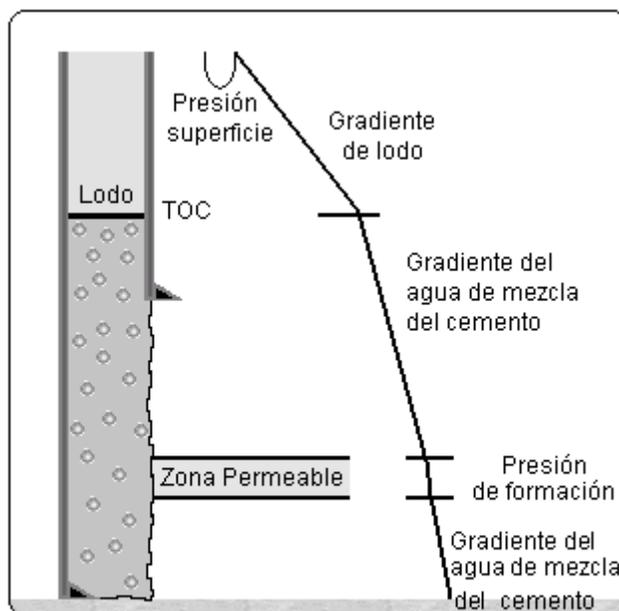


Figura III.38. Zona permeable-perfil de presión externa-cemento pobre (zona de alta presión).

**Cemento pobre activado-zona de baja presión.**

Este perfil de presión externa se basa en los datos de las zonas permeables, densidad de lodo, TOC, densidad del agua de mezcla del cemento. Este perfil se usa cuando las zonas permeables tienen una presión menor que la de las formaciones aledañas.

Las zonas permeables consideradas en la fórmula del perfil de presión externa son aquellas que yacen entre las profundidades de la zapata para las sartas actual y anterior. Si no se

especifican zonas permeables dentro de este intervalo, el perfil “zonas permeables” es idéntico al perfil “Agua de mezcla de lodo y cemento”.

$$P(Z) = 0 \quad Z < Z_{md} \quad 3.59$$

$$P(Z) = P_f(Z_{ft}) + \gamma_{cem}(Z_{TOC} - Z_{ft}) + \gamma_m(Z - Z_{TOC}) \quad Z_{md} < Z < Z_{TOC} \quad 3.60$$

$$P(Z) = P_f(Z_{ft}) + \gamma_{cem}(Z - Z_{ft}) \quad Z_{TOC} < Z < Z_{ft} \quad 3.61$$

$$P(Z) = P_f(Z) \quad Z_{ft} < Z < Z_{fb} \quad 3.62$$

$$P(Z) = P_f(Z_{fb}) + \gamma_{cem}(Z - Z_{fb}) \quad Z > Z_{fb} \quad 3.63$$

En donde la caída de lodo es definida como:

$$Z_{md} = Z_{TOC} - \frac{[P_f(Z_{ft}) + \gamma_{cem}(Z_{TOC} - Z_{ft})]}{\gamma_m} \quad 3.64$$

Este perfil de presión es continuo con la profundidad.

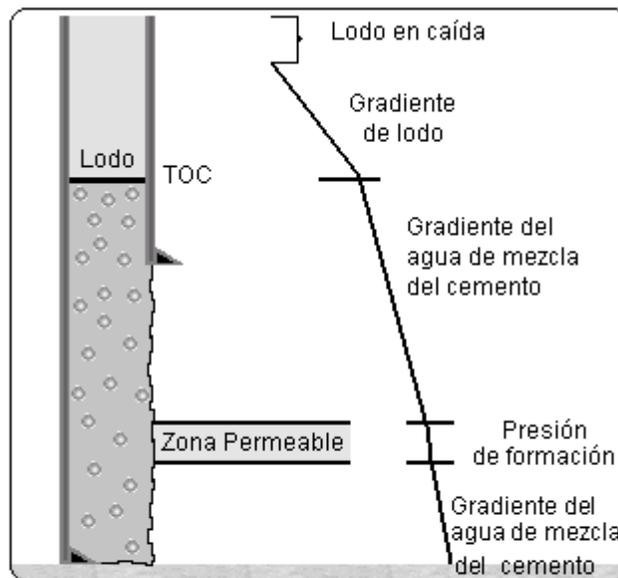


Figura III.39. Zona permeable-Perfil de presión externa-cemento pobre (Zona de baja presión).

**Presión de poro mínima de la formación.**

**TOC dentro de la zapata previa.**

Este perfil de presión externa se basa en los datos de las zonas permeables, densidad de lodo, TOC y densidad del agua de mezcla del cemento. Para usar este perfil, el TOC debe estar dentro de la T.R. anterior. Este perfil sólo está disponible como criterios de estallido para sartas de T.R. (no liners).

El perfil externo presión de poro mínima de la formación siempre usa un perfil de presión que refleja el EMW correspondiente al gradiente mínimo de presión de poro en el intervalo de agujero descubierto (el intervalo por debajo de la profundidad de la zapata anterior, aplicado desde la profundidad de la zapata anterior o el TOC actual).

$$P(Z) = \gamma_m * Z \quad Z < Z_{TOC} \quad 3.65$$

$$P(Z) = \gamma_m * Z_{TOC} + \gamma_{cem}(Z - Z_{TOC}) \quad Z_s > Z > Z_{TOC} \quad 3.66$$

$$P(Z) = \gamma_{em} * Z \quad Z < Z_s \quad 3.67$$

Este perfil de presión no es continuo con la profundidad; esto es discontinuo en la zapata previa.

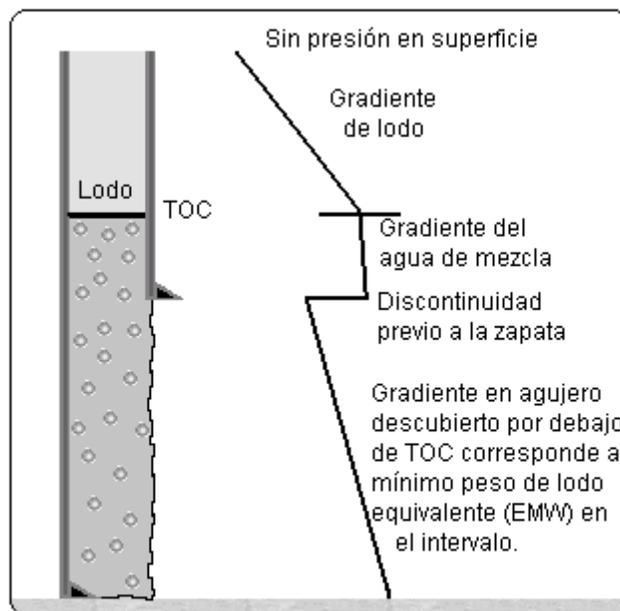


Figura III.40. Presión de poro en agujero descubierto- Perfil de presión externa-TOC dentro de la zapata previa.

**TOC en agujero descubierto (con y sin caída de lodo activado).**

Este perfil de presión externa se basa en lo especificado sobre el perfil de poro, densidad de lodo, TOC y densidad del agua de mezcla del cemento. Este perfil asume que el TOC está en agujero descubierto. Este perfil solo está disponible como criterio de estallido para sartas de T.R. (no liners).

El perfil externo “Presión de poro mínima de la formación” siempre usa un perfil de presión que refleja el EMW correspondiente a gradiente mínimo de presión de poro en el intervalo de agujero descubierto (el intervalo debajo de la profundidad de la zapata anterior, aplicado desde la profundidad de la zapata anterior o el TOC actual).

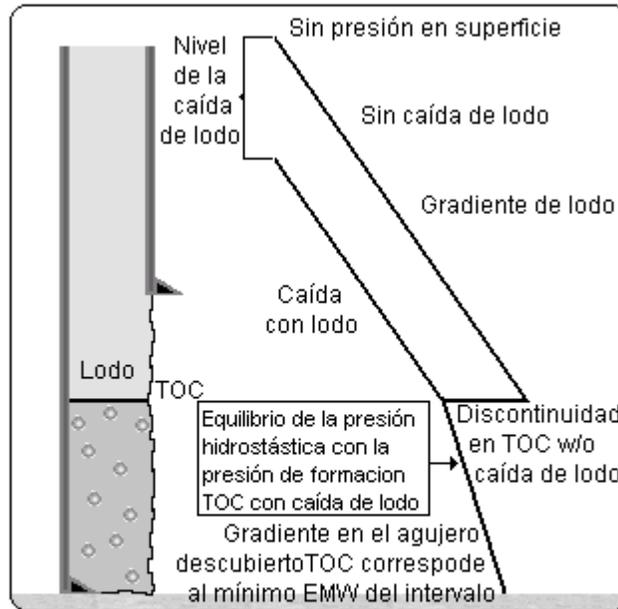


Figura III.41. Presión de poro en agujero descubierto- Perfil de presión externa-TOC bajo la zapata previa (con y sin caída de lodo).

• **TOC por debajo de la zapata previa sin caída de lodo**

$$P(Z) = \gamma_m * Z \quad Z < Z_{TOC} \quad 3.68$$

$$P(Z) = \gamma_{em} * Z \quad Z > Z_{TOC} \quad 3.69$$

Este perfil de presión no es continuo con la profundidad; es discontinuo en la cima del cemento.

• **TOC por debajo de la zapata previa con caída de lodo**

$$P(Z) = 0 \quad Z < Z_{md} \quad 3.70$$

$$P(Z) = \gamma_{em} * Z_{TOC} + \gamma_m(Z - Z_{TOC}) \quad Z_{md} < Z < Z_{TOC} \quad 3.71$$

$$P(Z) = \gamma_{em} * Z \quad Z_{TOC} < Z \quad 3.72$$

Donde la profundidad de la caída de lodo  $Z_{md}$  es definida como:

$$Z_{md} = Z_{TOC} - \frac{\gamma_{em} * Z_{TOC}}{\gamma_m} \tag{3.73}$$

Este perfil de presión es continuo con la profundidad.

**Gradiente de fluido (con presión de poro).**

Este perfil de presión externa se construye desde la densidad de lodo arriba del TOC, un gradiente de fluido desde el TOC hasta la zapata anterior (cuando aplique), y en agujero descubierto, el gradiente del fluido por debajo del TOC o perfil de presión de poro. Éste es el único perfil de presión externa disponible para sartas de amarre.

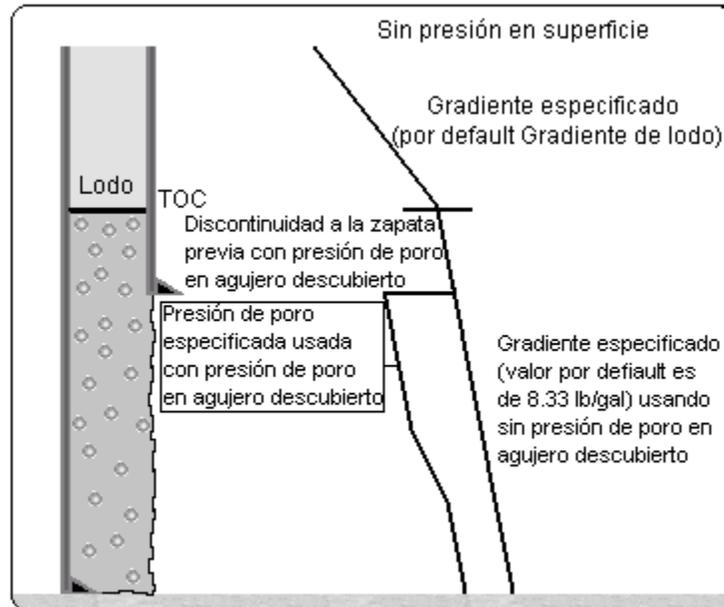


Figura III.42. Encima / por debajo de TOC-Perfil presión externa - con y sin presión de poro.

- **Con la presión de poro especificada en agujero descubierto.**

$$P(Z) = \gamma_m * Z \tag{3.74} \quad Z < Z_{TOC}$$

$$P(Z) = \gamma_m * Z_{TOC} + \gamma_{cem}(Z - Z_{TOC}) \tag{3.75} \quad Z_s > Z > Z_{TOC}$$

$$P(Z) = P_{spec}(Z) \tag{3.76} \quad Z > Z_s$$

La distribución de esta presión externa puede ser discontinua en  $Z_s$ , dependiendo en  $P_{spec}(Z)$ .

- **Con el Gradiente de presión de poro especificada en agujero descubierto.**

$$P(Z) = \gamma_m * Z \quad Z < Z_{\text{TOC}} \quad 3.77$$

$$P(Z) = \gamma_m * Z_{\text{TOC}} + \gamma_{\text{pp}}(Z - Z_{\text{TOC}}) \quad Z_s > Z > Z_{\text{TOC}} \quad 3.78$$

Esta distribución de presión es continua.

### Brote de gas/aceite limitado.

Este caso de carga de perforación crea un perfil de presión interna que simula las presiones máximas impuestas en la sarta actual mientras saca un brote de gas a superficie.

Este criterio de estallido de “brote límite” es menos conservador que el caso de carga “Desplazamiento total para gas”. Sólo aplica para el diseño de estallido.

El perfil de presión interna se determina basado en la especificación del volumen e intensidad del brote a la profundidad de brote, donde la intensidad del brote es la diferencia entre el EMW para el intervalo de brote y la densidad del lodo en el intervalo de agujero descubierto desde donde evoluciona el brote de gas.

Normalmente está limitado por la presión de fractura en la zapata arriba de la TD del agujero descubierto.

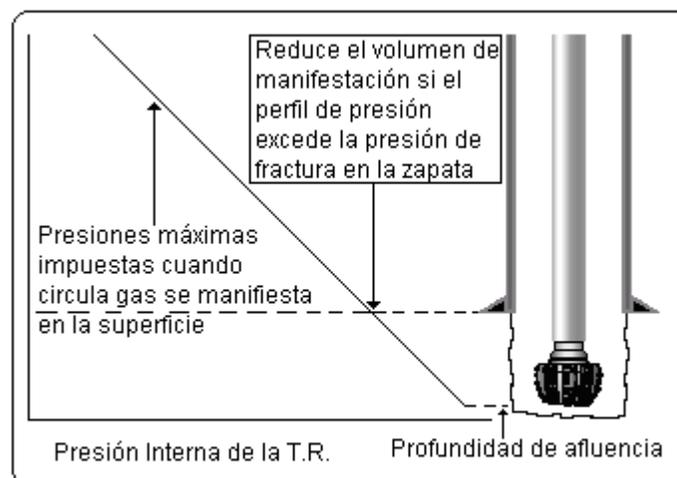


Figura III.43. Estallido ( perforación); brote de gas.

### Desplazamiento/ evacuación total a gas.

Este caso de carga de perforación modela el desplazamiento del lodo de perforación en la T.R. por gas. Sólo aplica al diseño de estallido. Por default, la columna de gas se extiende desde la profundidad de la zapata (sobre el TD del agujero descubierto) hasta el cabezal, pero se puede especificar la profundidad de la interfase gas/lodo, donde la columna de lodo esta en la cima de la columna de gas.

Este caso de carga representa una condición de cierre de pozo seguido de un gran brote, y comúnmente se usa como un criterio de estallido de peor caso para T.R. (intermedia) protectora y superficial. Algunas veces se describe como la “presión superficial máxima anticipada” o MAS. La fórmula carga y caso de carga es consistente con los denominados principios de diseño de T.R, para “carga máxima”.

El perfil de presión interna se basa en una densidad de lodo, un gradiente de gas y la presión de poro en la profundidad de afluencia. Normalmente está limitado por la presión de fractura en la zapata arriba del TD del agujero descubierto.

$$P(Z) = P_f - \gamma_g * Z$$

3.79

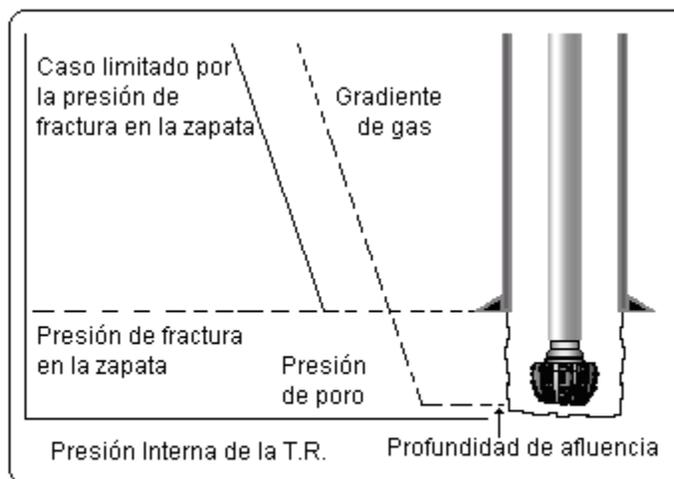


Figura III.44. Estallido (perforación); desplazamiento de gas.

### Pérdida de retornos con agua.

Este caso de carga de perforación modela una condición de pérdida total o parcial del control de un pozo submarino donde, después de un evento de brote y una subsiguiente pérdida de circulación en la zapata arriba del TD del agujero descubierto, el agua de mar (normalmente) es

desplazado hacia abajo del anular de la T.R.-sarta de perforación en un intento de evitar un deterioro adicional del control hidrostático del pozo, a una condición de fractura la zapata y el gas a superficie, al mantener el nivel del fluido lo más alto posible en el anular. Sólo aplica al diseño de estallido.

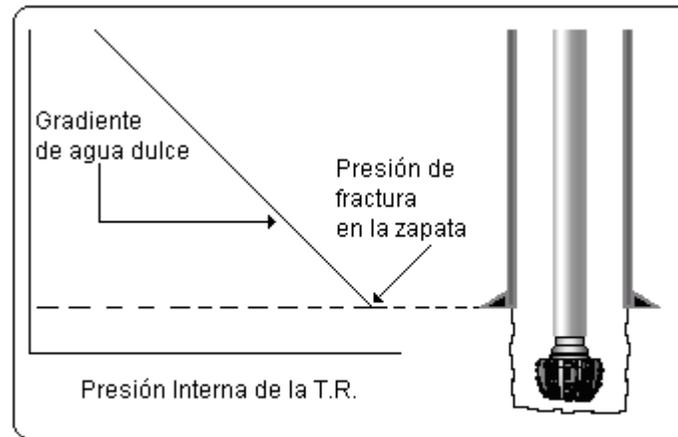


Figura III.45. Estallido (perforación) pérdida de retorno con agua.

El perfil de presión interna se determina a partir de la presión de fractura en la zapata arriba del TD del agujero descubierto, y en una combinación de densidades de agua y lodo basados en un nivel de lodo en el anular con agua de mar en la cima.

$$P(Z) = P_{\text{frac}} + \gamma_{\text{agua}}(Z - Z_{\text{zapata}}) \quad Z < Z_{\text{zapata}} \quad 3.80$$

### Cementación.

El perfil de presión externa para este caso de carga de perforación es auto descrito, modelando la presión diferencial debido a las altas densidades de las lechadas de avance y de amarre en el exterior de la T.R., desde el TOC hasta la zapata inmediatamente después que el cemento es desplazado. No está afectado por selecciones de perfil de presión externa. Este caso de carga sólo aplica al diseño de colapso.

Si se utiliza un fluido de desplazamiento con una densidad menor al valor de la sarta actual para lado en la zapata (por ejemplo, agua de mar), el agregar cargas de colapso por arriba y por debajo del TOC.

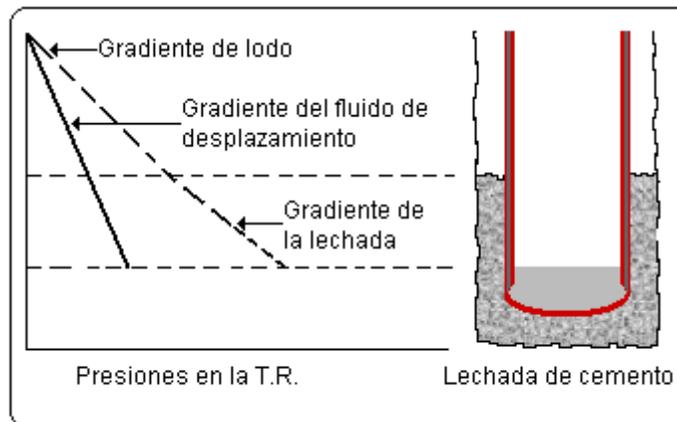


Figura III.46. Colapso (perforación) cementación.

**Pérdida de retorno con caída de lodo.**

En este caso de carga de perforación modela la evacuación de la T.R. debido a pérdida de circulación. Solo aplica al diseño de colapso.

El perfil de presión interna corresponde a una caída de lodo que puede ocurrir debido a la perforación debajo de la zapata.

Esta caída de lodo se calcula asumiendo que la columna hidrostática de lodo en el hoyo se equilibra con una presión de poro especificada a una profundidad especificada.

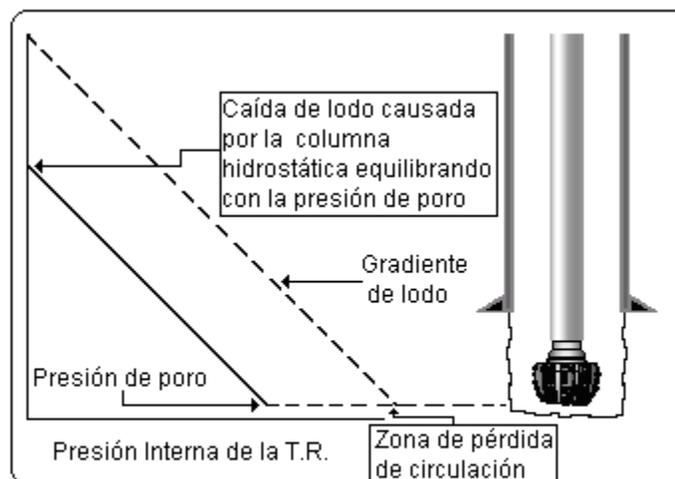


Figura III.47. Colapso (perforación) pérdida de retorno con caída de lodo.

La profundidad por default corresponde a la profundidad con una presión de poro que resulta en más reducido EMW en la sección de agujero descubierto. Para prospectos donde existe incertidumbre acerca del perfil de presión de poro, normalmente se usa un gradiente de presión normal o de agua de mar para calcular la profundidad de la caída del lodo.

$$P(Z) = 0 \quad Z < Z_{md} \quad 3.81$$

$$P(Z) = P_f + \gamma_m(Z - Z_{lc}) \quad Z_{md} < Z < Z_{lc} \quad 3.82$$

$$Z_{md} = Z_{lc} - \frac{P_f}{\gamma_m} \quad 3.83$$

### Prueba de presión.

Este caso de carga de perforación genera un perfil de presión interna basado en la densidad del lodo, presión aplicada en el cabezal y una opción para especificar una profundidad de tapón diferente a la profundidad de la zapata para la sarta actual. Si se especifica una profundidad alterna del tapón, la presión aplicada sólo se observa arriba de esa profundidad. Este caso de carga sólo aplica al diseño de estallido.

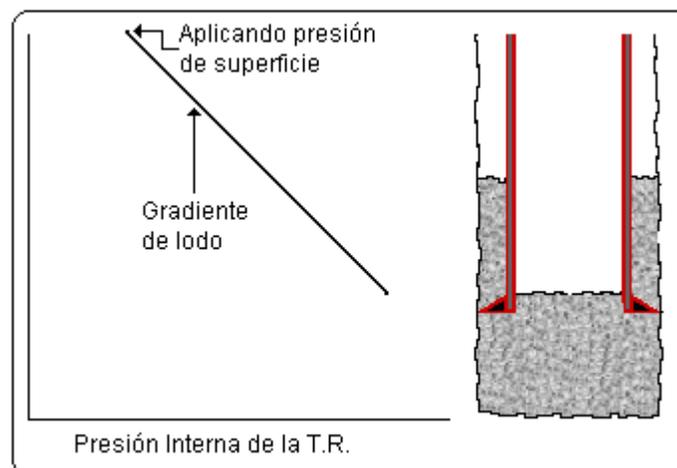


Figura III.48. Estallido (perforación) Prueba de presión.

$$P(Z) = P_s + \gamma_m * Z \quad 3.84$$

## Cargas de producción.

### Fuga en tubería.

En este caso de carga de producción sólo aplica al diseño de estallido y modela una presión superficial aplicada a la cima del anular de producción como consecuencia de fuga en la tubería cerca del cabezal. El perfil de presión interna se basa en los datos de gravedad (del gas) del fluido producido (en yacimiento), o en gradiente (de gas/aceite) y presión en yacimiento (esto es, presión de poro en la profundidad de disparos).

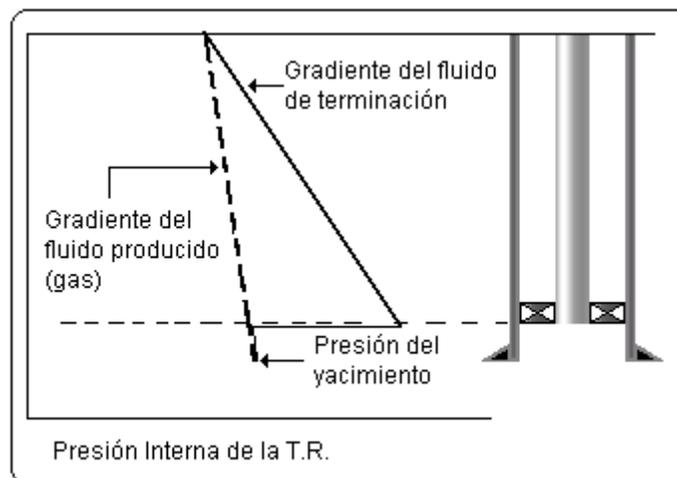


Figura III.49. Estallido (perforación) fuga en Tubería.

Arriba del empacador de producción, el perfil de presión interna se basa en una presión superficial igual a la presión de yacimiento menos la presión hidrostática del fluido producido (desde el cabezal hasta la profundidad de disparos) aplicada a la densidad del fluido del empacador. Desde el empacador de producción hasta la profundidad de disparos, el perfil de presión interna corresponde a éste que se desarrollaría para un desplazamiento total de esta sección hasta el fluido producido (esto es, presión del yacimiento menos la presión hidrostática del fluido producido desde el empacador hasta la profundidad de disparos). Desde la profundidad de disparos hasta el TD del pozo, el perfil de presión interna se basa en presión de yacimiento aplicada a la densidad del fluido del empacador seleccionado.

$$P(Z) = P_{yac} - \gamma_g * Z_{yac} + \gamma_m * Z$$

3.85

### Goteo superficial de estimulación.

Este caso de carga de producción sólo aplica al diseño de estallido y modela una presión de inyección aplicada a la cima del anular de producción como consecuencia de un goteo en tubería cerca del cabezal durante la inyección.

El perfil de presión interna se basa en datos de gravedad (del gas) del fluido producido (en yacimiento), o el gradiente (gas/aceite) y presión de inyección.

Arriba del empacador de producción, el perfil de presión interna se basa en una presión de inyección del cabezal. Se aplica a la densidad de fluido del empacador. Debajo del empacador de producción, el perfil de presión interna corresponde a éste al cual se desarrollaría para una presión de inyección de cabezal y desplazamiento desde el cabezal hasta la zapata del fluido de inyección.

### Inyección hacia debajo de tubería de revestimiento.

Este caso de carga de producción modela el perfil de presión interna resultante de una operación de inyección abajo de la T.R. Las pérdidas de presión por fricción se ignoran. Sólo aplica al diseño de estallido.

$$P(Z) = P_s + \gamma_m * Z$$

3.86

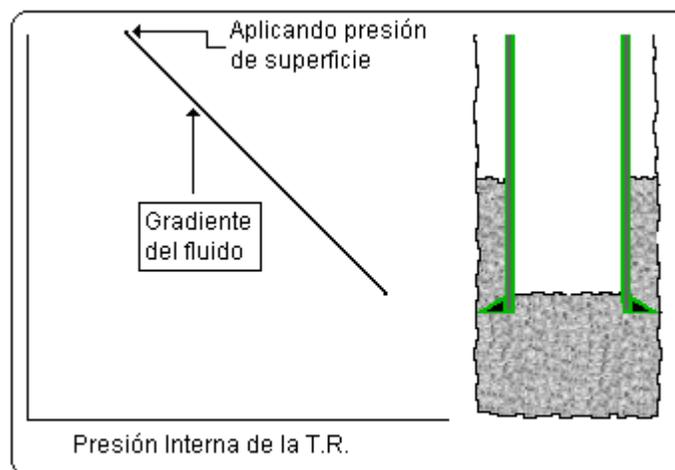


Figura III.50. Estallido (producción) Inyección hacia abajo de la tubería de revestimiento.

---

---

**Cargas de colapso.****Cargas de perforación.****Evacuación total o parcial a aire.**

En este caso de carga debe ser considerado si perfora con aire o espuma. También se puede considerar para T.R. conductor o superficial donde se encuentra gas somero. Este caso de carga representaría todo el lodo que se desplaza hacia fuera del agujero del pozo (a través del desviador) antes de que la formación se puntee.

**Evacuación total hacia presión atmosférica.**

Este caso de carga de producción modela evacuación total de la T.R. debido a una pérdida completa del fluido del empacador o de reparación dentro de la formación, un gran abatimiento de una baja permeabilidad o una zona de producción de baja presión o por operaciones de bombeo neumático de gas. Sólo aplica al diseño de colapso.

El perfil de presión interna corresponde a la columna de aire cuyo perfil de densidad se calcula con un factor de compresibilidad dependiente de temperatura y de presión. A pesar de la similitud de este caso de carga con el caso de carga de colapso de perforación de evacuación total/parcial, se incluye para representar los efectos de temperatura de producción de peor caso.

**Arriba/abajo del empacador.**

Este caso de carga de producción representa una combinación de los perfiles de presión interna arriba y debajo del empacador que pueden ocurrir durante diferentes operaciones. Sólo aplica al diseño de colapso.

Arriba del empacador durante la operación, se asume que la T.R. nunca verá presiones totalmente evacuadas que puedan ocurrir debajo del empacador ya que el anular de producción nunca está en comunicación de presión con los disparos abiertos. En este caso, el perfil de presión interna consiste en un gradiente hidrostático debido a densidad del fluido del empacador arriba del empacador y un perfil totalmente evacuado debajo.

Sin embargo, durante operaciones de reparación o de terminación donde el fluido de reparación o del empacador queda expuesto a una zona agotada, puede ocurrir una caída de fluido correspondiente a la cabeza hidrostática del fluido equilibrándose con la presión agotada en los disparos.

Este segundo escenario se modela al especificar una presión reducida en los disparos y permitiendo que el fluido caiga arriba del empacador.

Este caso de carga utiliza presiones de colapso de peor caso desde ambos escenarios (esto es, evacuación parcial arriba del empacador y evacuación total debajo) y representa una alternativa menos severa para evacuación total.

### 3.2.2 Aplicación del criterio triaxial.

El esfuerzo trivial no es un esfuerzo verdadero. Es una manera de comparar un estado de esfuerzo tridimensional generalizado a un criterio de falla uniaxial (la fuerza de cedencia). El esfuerzo triaxial muchas veces se denomina como el esfuerzo equivalente Von Mises (VME).

Si el esfuerzo axial excede la fuerza de cedencia, se indica una falla de cedencia. El factor de seguridad triaxial es la relación de la fuerza de cedencia del material al esfuerzo triaxial.

$$\sigma_T = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2] \quad 3.87$$

A fin de determinar la resistencia de las tuberías con este modelo triaxial, se realizan las siguientes consideraciones, lo que algunos han llamado procedimiento de NORMALIZACIÓN:

$$\sigma_T = 1/\sqrt{2} [(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2]^{1/2} \geq Y_p \quad 3.88$$

El esfuerzo tangencial y radial es calculado usando las ecuaciones de Lamé para espesores de pared cilíndricas.

$$\sigma_\theta = \frac{r_i^2 + r_o^2 r_o^2 / r^2}{r_o^2 - r_i^2} P_i - \frac{r_o^2 + r_i^2 r_o^2 / r^2}{r_o^2 - r_i^2} P_o \quad 3.89$$

$$\sigma_r = \frac{r_i^2 - r_i^2 r_o^2 / r^2}{r_o^2 - r_i^2} P_i - \frac{r_o^2 - r_i^2 r_o^2 / r^2}{r_o^2 - r_i^2} P_o \quad 3.90$$

$$\sigma_T = \sqrt{(f_1 * f_2)^2 + f_3^2} \quad 3.91$$

$$f_1 = \left(\frac{r_i}{r}\right)^2 \frac{\sqrt{3}}{2} (P_o - P_i) \quad 3.92$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{(D/t) - 1} \quad 3.93$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \quad 3.94$$

$$W_1 = \frac{r_o^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad 3.95$$

$$W_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} f_2 \quad 3.96$$

$$W_3 = \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \quad 3.97$$

1. Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por colapso:

- Suponer la **No** existencia de presión por el interior de la tubería.

Si consideramos:

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \quad P_i = 0$$

- Simplificar en términos de presión externa la ecuación del modelo triaxial.

Tenemos de las ecuaciones 3.91, 3.92, 3.93 y 3.94:

$$\sigma_T = \sqrt{(f_1 * f_2)^2 + f_3^2}$$

$$f_1 = \left(\frac{r_i}{r}\right)^2 \frac{\sqrt{3}}{2} (P_o - P_i)$$

Donde:

$$\left(\frac{r_i}{r}\right)^2 = 1, P_i = 0$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{(D/t) - 1}$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2}$$

- Resolver la ecuación cuadrática resultante.

Aplicando condiciones de frontera:

$$f_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} P_o$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{(D/t) - 1}$$

$$f_3 = \sigma_z + \frac{r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2}$$

Como

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \quad P_i = 0$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \sqrt{(f_1 * f_2)^2 + f_3^2} \right)^2$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2 + \left( \sigma_z + \frac{r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \right)^2$$

Sea de las ecuaciones 3.95, 3.92:

$$W_1 = \frac{r_o^2}{r_o^2 - r_i^2}$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2 + (\sigma_z + W_1 P_o)^2$$

$$(\sigma_z + W_1 P_o)^2 = \sigma_{yp}^2 - \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2$$

$$\sqrt{(\sigma_z + W_1 P_o)^2} = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2}$$

$$\sigma_z + W_1 P_o = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2}$$

$$\sigma_z = -W_1 P_o \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left( \frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 \right)^2} \quad 3.98$$

El resultado de lo anterior (ecuación 3.98) representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al colapso para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del tercer y cuarto cuadrante de la gráfica. Es decir la parte positiva de las presiones resultantes. (Ver la Figura III.51)

2. Para evaluar la capacidad de resistencia a la falla por estallamiento:

- Suponer la NO existencia de presión por el exterior de la tubería.

Si consideramos:

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \quad P_o = 0$$

- Simplificar en términos de presión interna la ecuación del modelo triaxial. Resolver la ecuación cuadrática resultante.

Si consideramos las ecuaciones 3.91, 3.92, 3.93 Y 3.94 para:

$$\sigma_T = \sqrt{(f_1 * f_2)^2 + f_3^2}$$

$$f_1 = \left( \frac{r_i}{r} \right)^2 \frac{\sqrt{3}}{2} (P_o - P_i)$$

Donde:

$$\left(\frac{r_i}{r}\right)^2 = 1, P_o = 0$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{(D/t) - 1}$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2}$$

Aplicando las condiciones de frontera

$$f_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} (-P_i)$$

$$f_2 = \frac{1}{2} \frac{(D/t)^2}{(D/t) - 1}$$

$$f_3 = \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2}$$

Como:

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \quad P_o = 0$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \sqrt{(f_1 * f_2)^2 + f_3^2} \right)^2$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \frac{\sqrt{3}}{2} (-P_i) f_2 \right)^2 + \left( \sigma_z - \frac{r_i^2 P_i}{r_o^2 - r_i^2} \right)^2$$

Sea la ecuación 3.97.

$$W_3 = \frac{r_i^2}{r_o^2 - r_i^2}$$

$$\sigma_{yp}^2 = \left( \frac{\sqrt{3}}{2} (-P_i) f_2 \right)^2 + (\sigma_z - W_3 P_i)^2$$

$$(\sigma_z - W_3 P_i)^2 = \sigma_{yp}^2 - \left( \frac{\sqrt{3}}{2} (-P_i) f_2 \right)^2$$

$$\sqrt{(\sigma_z - W_3 P_i)^2} = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} (-P_i) f_2\right)^2}$$

$$\sigma_z - W_3 P_i = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2\right)^2}$$

$$\sigma_z = W_3 P_i \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2\right)^2}$$

3.99

El resultado de lo anterior representa en forma gráfica una elipse cuyo contorno simboliza la resistencia al estallamiento para las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Para fines prácticos se utiliza la región del primer y segundo cuadrante de la gráfica.

Es decir, la parte positiva de las presiones resultantes. (Ver la Figura III.51)

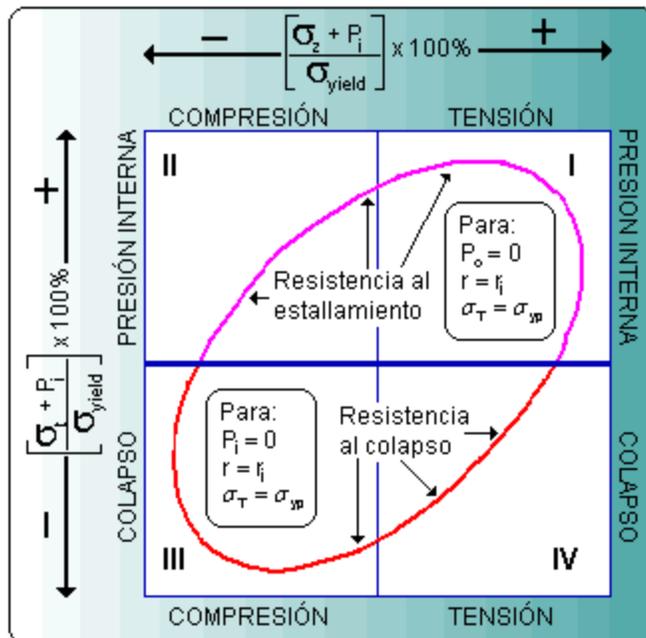


Figura III.51. Resistencia a la falla por estallamiento y Resistencia a la falla por colapso.

### 3. Representación triaxial:

En forma convencional representar las dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primer y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallamiento. Y la segunda curva, que representa la resistencia al colapso, colocarla en el tercer y cuarto cuadrante. (Ver la figura III.51)

El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallamiento a las diferentes condiciones de esfuerzo axial.

Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse.

Un punto de interés en la elipse es representado a presión "0" sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión ver la Figura III.52.

Comparamos ambas ecuaciones 3.98 y 3.99

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \text{ cuando } P_i = 0$$

$$\sigma_z = -W_1 P_o \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2\right)^2}$$

$$\sigma_T = \sigma_{yp} \quad r = r_i \text{ cuando } P_o = 0$$

$$\sigma_z = W_3 P_i \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2\right)^2}$$

De las ecuaciones 3.98 y 3.99

Para  $P_o = 0$

$$\sigma_z = -W_1 P_o \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2\right)^2}$$

$$-W_1 P_o = 0$$

$$\frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2 = 0$$

$$\sigma_z = \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2}$$

$$\sigma_z = \pm \sigma_{yp}$$

Para  $P_i = 0$

$$\sigma_z = W_3 P_i \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2\right)^2}$$

$$W_3 P_i = 0$$

$$-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2 = 0$$

$$\sigma_z = \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2}$$

$$\sigma_z = \pm \sigma_{yp}$$

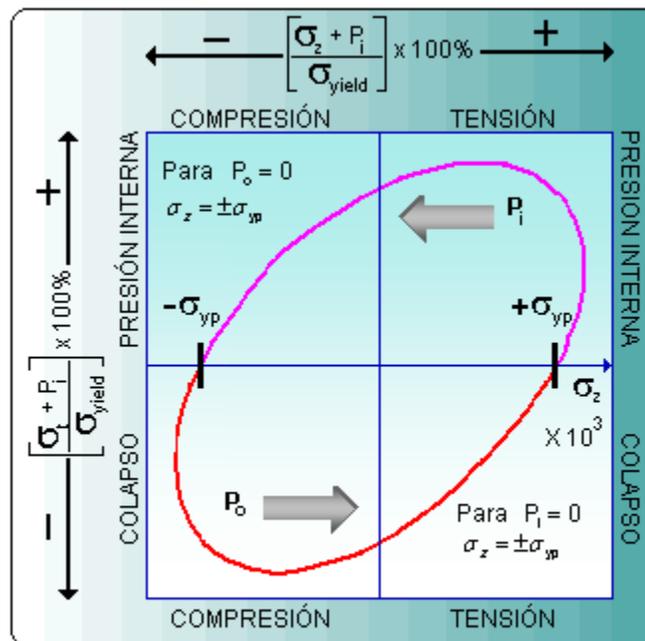


Figura III.52. La resistencia a la tensión cuando las presiones son "0".

Las siguientes consideraciones deben tomarse en cuenta para el uso adecuado del modelo triaxial mostrado en la siguiente Figura III.53:

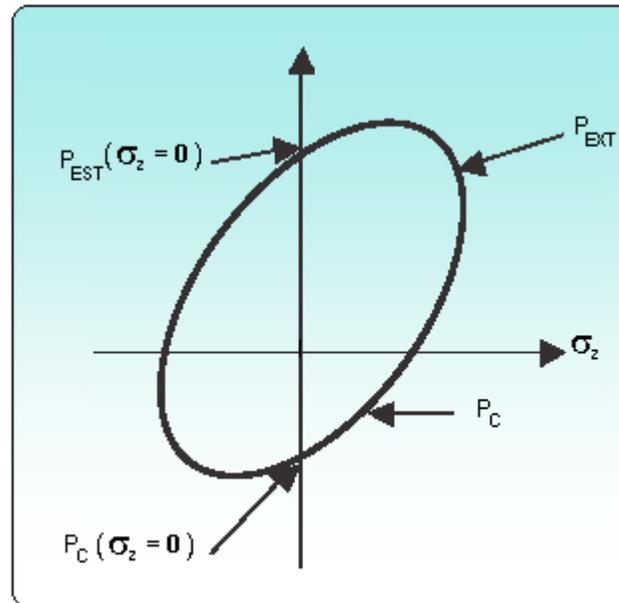


Figura III.53. Representación del modelo triaxial normalizado.

- El modelo representa la resistencia de los materiales en tuberías con una delgadez  $> 15$ . Esto significa que prácticamente está dirigida a diámetros de la tubería menores de  $7\frac{5}{8}$ ", en virtud de suponer la aplicación de la teoría clásica de la elasticidad, y que en las relaciones de delgadez  $< 15$  NO se ha justificado.
- Se debe evaluar una elipse por cada grado de tubería que se utilice.

Para  $\sigma_z = 0$  cuando  $P_i = 0$  de la ecuación 3.96

$$W_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} f_2$$

$$-W_1 P_o \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(\frac{\sqrt{3}}{2} P_o f_2\right)^2} = \sigma_z$$

$$-W_1 P_o \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - (W_2 P_o)^2} = 0$$

$$W_1 P_o = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - (W_2 P_o)^2}$$

$$(W_1 P_o)^2 = \left(\sqrt{\sigma_{yp}^2 - (W_2 P_o)^2}\right)^2$$

$$(W_1 P_o)^2 = \sigma_{yp}^2 - (W_2 P_o)^2$$

$$\sigma_{yp}^2 = (W_1 P_o)^2 + (W_2 P_o)^2$$

$$\sigma_{yp}^2 = W_1^2 P_o^2 + W_2^2 P_o^2$$

$$\sigma_{yp}^2 = P_o^2 (W_1^2 + W_2^2)$$

$$P_o^2 = \frac{\sigma_{yp}^2}{W_1^2 + W_2^2}$$

$$P_o = \pm \sqrt{\frac{\sigma_{yp}^2}{W_1^2 + W_2^2}}$$

3.100

Para  $\sigma_z = 0$  cuando  $P_o = 0$

$$W_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} f_2$$

$$\sigma_z = W_3 P_i \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - \left(-\frac{\sqrt{3}}{2} P_i f_2\right)^2}$$

$$W_3 P_i \pm \sqrt{\sigma_{yp}^2 - (-W_2 P_i)^2} = 0$$

$$W_3 P_i = \sqrt{\sigma_{yp}^2 - (-W_2 P_i)^2}$$

$$(W_3 P_i)^2 = \left(\sqrt{\sigma_{yp}^2 - (-W_2 P_i)^2}\right)^2$$

$$(W_3 P_i)^2 = \sigma_{yp}^2 - (-W_2 P_i)^2$$

$$(W_3 P_i)^2 + (-W_2 P_i)^2 = \sigma_{yp}^2$$

$$W_3^2 P_i^2 + W_2^2 P_i^2 = \sigma_{yp}^2$$

$$P_i^2 (W_3^2 + W_2^2) = \sigma_{yp}^2$$

$$P_i^2 = \frac{\sigma_{yp}^2}{W_3^2 + W_2^2}$$

$$P_i = \pm \sqrt{\frac{\sigma_{yp}^2}{W_3^2 + W_2^2}}$$

3.101

Representar en forma simultánea, tanto la elipse que representa la resistencia del material, como la trayectoria de cargas de presión Vs carga axial, para cualitativamente observar las condiciones de trabajo de una tubería. Es decir, toda condición de carga fuera del contorno de la elipse se dice que está propiciando una condición de falla en la tubería.

Una forma clara de entender el concepto de falla, y reconocer el límite de resistencia de las tuberías, puede establecerse mediante un gráfico en el que se integra el modelo del API, así como el modelo biaxial (incorporada en el modelo API) y el modelo triaxial.

### 3.3 DISPAROS DE PRODUCCIÓN.

Una de las operaciones más importantes durante la terminación de un pozo es la de **disparos de producción**, pues la producción de hidrocarburos depende en gran parte de su diseño y ejecución. Seleccionar el sistema de disparos más adecuado en una terminación, la cuál considera los parámetros más importantes que determinan una mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo.

La culminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, la cual consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.

La correcta selección del sistema de disparos es de importancia relevante ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales que implican altos costos.

En la actualidad, la tecnología en la construcción de cargas y sistemas de disparos ha evolucionado rápidamente, y es posible encontrar en el mercado un gran número de opciones y proveedores.

#### 3.3.1 Fluidos de Terminación y su control.

**El fluido de terminación** es aquel en el que se realiza la operación de disparar el pozo y se hace producir (estará en contacto con la formación). Este fluido debe cumplir con la función de

no afectar (o hacerlo lo mínimo posible) la formación productora y mantener el control del pozo. Es el puente entre el fluido de perforación y el fluido de estimulación.

Cuando es requerido proteger especialmente la zona productora, se emplea un fluido que actúa como fluido de perforación y fluido de terminación. El concepto conocido como “drill-in” describe al fluido que es específicamente formulado para perforar la última etapa.

**Fluido de control:** es el fluido circulatorio que se utiliza en la última etapa de la perforación y al inicio de la etapa de terminación, éste fluido está en contacto con el yacimiento productor por lo tanto debe minimizar el daño al yacimiento productor en cuanto a su permeabilidad y porosidad, si es el fluido idóneo no se requiere hacer una reparación; el fluido está formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al contacto con los contaminantes liberados en la formación perforada son controlados mediante análisis continuos.

#### **Fluidos de control utilizados en la terminación.**

Las propiedades físico-químicas de los fluidos limpios libres de sólidos dependen de su composición química. Para elegir el tipo correcto del fluido limpio libre de sólidos, se consideran las interacciones potenciales del fluido de terminación o de reparación con sólidos, agua y gases de la formación. Las salmueras son fluidos con bajos contenidos de sólidos dispersos, debido a las sales que contienen estas se encuentran solubles en el medio acuoso; por lo tanto una salmuera se define como la mezcla de agua con sales monovalentes y divalentes.

- Fluidos a base de sales ionizadas.

Son fluidos a base de sales ionizadas en medios acuosos sin llegar a la saturación, están constituidos por soluciones químicas especiales que dan alta densidad, son corrosivos y no contienen sólidos. Se pueden preparar con densidades de 1.02 hasta 1.5 gr/cm<sup>3</sup>.

La variación de densidad depende del tipo de sales ver la tabla de III.6. Estos fluidos no deben dañar al yacimiento productor así como no deben afectar su permeabilidad y porosidad, por esta razón se han empleado sistemas a base de sales ionizadas en medios acuosos por su fácil remoción, por simple lavado con agua con lo cual se puede recuperar su permeabilidad sin dañar la porosidad.

Esta razón hace que no se pueda emplear fluidos bentoníticos densificados con barita debido a que estos ocasionan daños permanentes a las formaciones productoras. El empleo de sistemas iónicos a base de sales requiere del uso de inhibidores de corrosión para proteger aparejos, tuberías, válvulas, equipos de producción, etc.

- Fluidos de cloruros de sodio.

Esta solución se utiliza como fluido empacador, la corrosión que puede causar este fluido se evita aumentando el pH, mediante sosa cáustica, cal y cromato. En el campo se adicionaba a estos fluidos sales de cromo, actualmente es prohibida su aplicación debido a su carácter contaminante y tóxico.

- Fluidos de cloruro de sodio-soda ASH (CAL).

Este fluido es obtenido de esta mezcla, es de baja corrosión y se logran obtener densidades hasta de  $1.28 \text{ gr/cm}^3$ . El fluido a base de cloruro de sodio, sosa y cal denominados ASH (cal) requiere de un buen inhibidor de corrosión con un pH mayor de 7 (9 - 10) el exceso de hidróxido de sodio (NaOH) y cal provoca incrustaciones en las tuberías de producción reduciendo sus diámetros y por lo tanto afecta la producción.

- Fluidos de cloruro de calcio.

Son fluidos de alta densidad y de baja corrosión, obtenidos densidades hasta de  $1.47 \text{ gr/cm}^3$ , son normalmente formuladas a la temperatura de cristalización, es la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una o más de sus sales.

Los fluidos a base de salmueras no saturadas o saturadas de cloruro de calcio imparten al agua un pH ácido el cual requiere su neutralización con materiales elaborados altamente alcalinos,

---

---

sosa y cal hidratada, éste tipo de sales se recomienda para elaborar salmueras con densidades de  $1.40 \text{ gr/cm}^3$ , en caso de manejarse la sobresaturación se alcanzarán densidades mayores de  $1.40 \text{ gr/cm}^3$  en el cuál se requiere de materiales viscosificantes que impida el asentamiento de las partículas de sal distribuida homogéneamente en la salmuera. Éste tipo de sistema de fluidos es recomendable cuando existe la posibilidad de encontrar en el yacimiento  $\text{H}_2\text{S}$ .

Los problemas de incompatibilidad más comunes incluyen:

- Producción de incrustaciones de la relación de una salmuera divalente con dióxido de carbono disuelto.
- Precipitación de cloruro de sodio del agua de la formación cuando está expuesta a ciertas salmueras.
- Precipitación de compuestos de hierro de la formación resultante de interacción con hierro soluble en el fluido de terminación.
- Reacción de arcillas de la formación con salmuera clara.

Los siguientes ensayos de laboratorio deben realizarse para evaluar la compatibilidad de un fluido claro con una formación:

- Retorno de permeabilidad.
- Análisis del agua de la formación.
- Mineralogía de la formación.
- Compatibilidad sal muera/agua.

En general el uso de fluidos limpios es el de mejorar los sistemas para optimizar la terminación e incrementar la producción y prolongar la vida del pozo al evitar el daño que se genera en la formación productora al utilizar fluidos sólidos.

Los sistemas libres de sólidos tienen diferentes aplicaciones durante la terminación de pozos productores de gas o aceite cuando se usan como:

- Fluidos de terminación.
- Fluidos de reparación.
- Fluidos para controlar presiones anormales.

- Fluido de empaque.
- Fluido de perforación únicamente para la zona productora.

Existe una amplia variedad de fluidos libres de sólidos y de acuerdo a la formulación, es la densidad que proporcionan en la siguiente Tabla III.6 se ilustra lo anterior:

<b>Sistema</b>	<b>Gravedad especifica gr/cm<sup>3</sup>.</b>
Agua dulce filtrada	1.00
Cloruro de potasio	1.16
Cloruro de sodio	1.19
Cloruro de calcio	1.39
Bromuro de sodio	1.52
Bromuro de calcio	1.70
Cloruro de calcio/bromuro de calcio	1.81
Bromuro de calcio/ bromuro de zinc	2.42
Bromuro de zinc	2.50

Tabla III.6. Densidad de fluidos libres de sólidos.

### **Ventajas de fluidos limpios.**

- No daña la formación productora.
- El retorno a la permeabilidad es excelente.
- Se mezclan a la densidad deseada.
- Tienen tasas de corrosión bajas.
- Son estables a las condiciones del pozo.
- Compatibles con los aditivos químicos.
- No están clasificados como dañinos a la salud o al medio ambiente.

### **Uso de fluidos adecuados.**

La producción y la vida de los pozos petroleros pueden mejorarse mediante la aplicación de fluidos y técnicas de terminación apropiadas, de acuerdo a las características de las formaciones.

Los fluidos de terminación se diseñan para controlar la presión, facilitar las operaciones de molienda/limpieza y proteger la formación productora, mientras se hacen los trabajos correspondientes.

Actualmente, la industria considera los fluidos de terminación, más ventajosos a las salmueras libres de sólidos porque protegen la formación productora y proveen un amplio rango de densidades para controlar las presiones de formación sin usar sustancias dañinas como la “barita”.

Los fluidos de terminación se usan por su capacidad para controlar la presión de la formación y reducir o eliminar ciertos tipos de daños a la formación. Los dos tipos básicos de sistemas de terminación son los sistemas de fluidos sin sólidos y los sistemas mejorados por sólidos.

Un sistema de fluidos sin sólidos es el sistema preferido de terminación porque sus características protegen las formaciones. Además, los sistemas de fluidos sin sólidos sirven como excelentes fluidos de empaque que pueden facilitar las operaciones de reparación.

Los sistemas de fluidos sin sólidos son soluciones de diversas sales que se clasifican en dos grupos principales: monovalentes y divalentes. En la Tabla III.7 se detallan las soluciones monovalentes y divalentes.

<b>Soluciones Monovalentes</b>	<b>Soluciones Divalentes</b>
Cloruro de sodio	Cloruro de calcio
Bromuro de sodio	Bromuro de calcio
Formiato de sodio	Bromuro de zinc
Cloruro de potasio	
Bromuro de potasio	
Formiato de potasio	
Formiato de cesio	

Tabla III.7. Soluciones monovalentes y divalentes.

---

---

Usualmente se emplean salmueras como fluidos de terminación. Ejemplos: cloruro de amonio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, bromuro de calcio, formiatos, haluros, etc.

Criterios de selección:

- Densidad requerida para controlar el pozo.
- Temperatura de cristalización.
- Compatibilidad química entre fluido y formación.

Una salmuera al incremento de la temperatura disminuye la densidad y con el aumento de la presión aumenta la densidad.

En los análisis PVT se ha determinado el comportamiento de la densidad de las salmueras en el fondo del pozo; esta información permite calcular en forma precisa la densidad en la superficie que considerando el gradiente hidráulico deseado para el control de la presión de formación en el fondo del pozo.

Al realizar trabajos con los fluidos de terminación se tendrá la necesidad de manejar y relacionar cuatro de sus propiedades fundamentales:

- Densidad.
- Viscosidad.
- pH.
- Gelatinosidad.
- Cristalización de salmueras.
- Turbidez.

### **Densidad.**

Es la medida de la cantidad de materia (masa) por unidad de volumen. En el uso de salmueras limpias es posible tener un amplio rango de densidades (de 1.01 a 2.40 gr/cm<sup>3</sup>) escogiendo las sales adecuadas a disolver. Esta propiedad es importante ya que gracias a su correcto uso se logra el control del pozo manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la

presión de formación. En el campo se determina por medio de la balanza convencional, proporcionándolo en lb/gal, lb/ft<sup>3</sup>, gr/cm<sup>3</sup>).

### **Viscosidad.**

Se define como la resistencia interna que ofrece un fluido al flujo. Todos los fluidos no newtonianos incluyendo los utilizados en la terminación tienen características de flujo no lineales, requiriendo de parámetros como: viscosidad plástica, punto de cedencia, etc.

La viscosidad normal de las salmueras es función de la concentración y naturaleza de sales disueltas y la temperatura; ésta propiedad se puede modificar con el uso de un aditivo viscosificante como el hidroxietilcelulosa o polímero, proporcionando la capacidad para mantener los sólidos en suspensión hasta la superficie. La medida rutinaria y cualitativa de viscosidad se hace con el embudo Marsh. La medida cuantitativa se determina a través del viscosímetro de lectura directa, reportándose en centipoises.

### **pH.**

Es el logaritmo de la inversa de la concentración de iones de hidrógeno. También se conoce como la medida o alcalinidad de un fluido pH. La escala para determinar la acidez o alcalinidad de un fluido es de 1 a 14, siendo el 7 el punto neutro, debajo de este valor se consideran ácidos y arriba del valor alcalino.

El pH de las salmueras con densidad cercana a 1.39 gr/cc es casi neutro y disminuye progresivamente con el aumento de la densidad.

Es uno de los factores en la corrosión; las salmueras que contienen Bromuro de Zinc tienen el pH más bajo, las que contienen cloruro son más corrosivas y se puede disminuir agregando inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno y/o bactericidas.

Al preparar un fluido base agua, el conjunto de sustancias produce reacciones químicas que conforman a un fluido ácido o alcalino; influye en forma determinante en la resistencia del gel, en el control de corrosión, en el inchamiento de las arcillas y en pérdidas de filtración.

**Gelatinosidad.**

Conocida también como esfuerzo gel. Es la medida de las fuerzas de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas; estas fuerzas de atracción difieren del valor del punto de cedencia son dependientes del tiempo y se rompen después de que el flujo se a iniciado a su vez el rango de esfuerzos gel se relaciona con el punto de cedencia, el esfuerzo gel es necesario para mantener los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes de la tubería e inclusive sostener el material inerte en suspensión.

Se determina con el viscosímetro rotacional, se reporta en  $\text{lb}_f/100 \text{ ft}^2$ .

**Cristalización de salmueras.**

Es la temperatura a la cual un sólido empezará a precipitarse de la solución también se conoce como la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una o más de sus sales, a esta temperatura de la sal menos soluble se vuelve insoluble y precipita.

En el uso de salmueras generalmente especifica la temperatura más baja para prevenir la cristalización de sólidos de sal; si los cristales de sal se asientan en las presas la densidad de la salmuera bombeada al pozo será muy baja para contener las presiones de la formación; una salmuera con temperatura de cristalización muy baja incrementa el costo del fluido significativamente, mientras que una de densidad alta menos costosa con temperatura de cristalización muy baja puede incrementar costos debido a la pérdida de tiempo al cristalizarse el fluido en la bomba, líneas y presas de almacenamiento.

**Turbidez.**

La turbidez de un fluido es una medida de la luz dispersada por las partículas suspendidas en el fluido, se mide con un nefelómetro y se expresa en NTU.

**Limitaciones.**

Son aquellas que provocan fallas en el sistema, en relación con un fluido para el tratamiento, hay dos clases de limitaciones:

- Las que establece el comportamiento de la formación y su interacción con el fluido.

- Las relacionadas con el fluido mismo cómo son: en su preparación, transportación, conservación y almacenamiento para su reutilización.

Las limitaciones que ofrece la formación para su aplicación se mencionan a continuación en la Tabla III.8.

Limitación	Control
Reducción de la permeabilidad	Reducir la pérdida de fluido (invasión de filtrado)
Presión de la formación (alta o baja)	Selección adecuada de la densidad del fluido.
Contenido de arcilla	Minimizar la hidratación de arcillas con aditivo adecuado electrolítico
Perdida de circulación en la formación (la fracturada o no fracturada)	Reducir la pérdida del fluido con un agente adecuado.
Sensibilidad de la formación (cambios en la humectación)	Utilizar aditivos humectantes.
Compactibilidad del fluido de la formación con el fluido utilizado para el reacondicionamiento (emulsiones, formación de depósitos)	

Tabla III.8. Limitaciones en la formación.

### Tipos de fluidos.

Los fluidos de terminación y reparación pueden clasificarse de acuerdo en su constituyente principal en fluidos:

- Base agua.
- Base aceite.
- **Base agua.**
  - Salmueras.
  - ✓ Sódicas.

- ✓ Cállicas.
- ✓ Con polímeros y densificantes.
  - Fluido bentonítico
  - Fluido ben-pol-at
  - Fluido cromolignosulfonato emulsionado.
  - Agua dulce.
  - Espumas.
- **Base aceite.**
  - Emulsión inversa.
  - Emulsión directa.

A continuación se presentan en la Tabla III.9, las características especiales de estos fluidos de terminación y reparación de pozos.

Tipo de fluido	Aditivos empleados en su elaboración	Al añadirse al fluido presenta	Tipo de operación empleada	Observaciones
<b>BASE AGUA</b>				
Espumas	Espumantes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Baja viscosidad.</li> <li>• Baja densidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Como fluido de limpieza de pozos.</li> <li>• Desarenamiento de pozos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Son afectados por la profundidad y temperatura por lo tanto no pueden emplearse en pozos mayores de 3000 m.</li> <li>• No controlan la presión de formación.</li> </ul>
Salmueras			Utilizados como fluidos de control y limpieza.	Causan menor daño a la formación productora.
Salmueras sódicas	Densificante (cloruro de sodio)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentan muy poco la densidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se utiliza como fluido de control de pozos.</li> <li>• También se utiliza para la introducción de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nulo poder de arrastre por no contener sólidos en suspensión.</li> </ul>

			bombeo neumático por no contener sólidos en suspensión.	•Son muy corrosivos.
Salmuera cálcica	Densificante (cloruro de calcio)	Poco aumento en la viscosidad	Se emplea como fluido de control y limpieza	•No dañan las formaciones. •Son corrosivos.
Salmuera con polímeros y densificantes	•Densificante •Viscosificante (polímeros)	•Viscosidad y gelatinosidad. •Incremento en la densidad.	En operaciones de limpieza con gran poder de arrastre.	•Son muy costosos por la adición de polímeros. •Causan problema de generación de espuma.
Fluido bentonítico	•Viscosificante (bentonita) •Densificante (cloruros)	Alto poder de arrastre y suspensión de sólidos.	•Ideal en limpieza se pozos. •Molienda (cemento y fierro). •Control de pozos.	No es recomendable utilizarse a temperaturas mayores de 180 °C debido a que aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.
Fluido bentonita-polímero-alta temperatura (ben-pol-at)	Viscosificantes (bentonita y polímeros)	Proporciona estabilidad al polímero para aumentar la tolerancia a las altas temperaturas.	Se utilizan como fluido de control y limpieza de pozos profundos.	•Filtrado bajo que forma un enjarre fino y permeable que evita la invasión del agua de filtrado a la formación productora.
Fluido cromolignosulfonato emulsionado (CLSE)	•Viscosificantes (bentonita). •Emulsificantes (lignosulfonatos, cromolignitos y diesel)	Que el fluido sea estable a altas presiones y temperaturas.	•Se utiliza como fluido de control y limpieza. •También en la terminación de pozos.	•Es muy costoso. •El filtrado de agua daña a la formación.
Agua dulce	No contiene. Es agua sin sales y sin otros elementos		•Ideal como fluidos de control en zonas de baja presión. •Para efectuar	•Hidrata fácilmente a las lutitas arcillosas dañando a las formaciones

			operaciones de cable y línea de acero.	productoras.
<b>FLUIDOS BASE ACEITE</b>				
Aceite (emulsión inversa)	Emulsificantes (jabón o detergentes)	Proporciona al fluido que sea estable a altas temperaturas y no dañen la formación.	Control y limpieza de pozos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Por su rango de densidades 0.92 a 2.20 gr/cm<sup>3</sup> se manejan en pozos depresionados así como en pozos de altas presiones.</li> <li>• Estable a altas temperaturas por arriba de 200 °C</li> </ul>
Fluidos de baja densidad (emulsión directa)	Emulsificante (nalcomex)	Proporción al fluido alta viscosidad y estabilidad a altas temperaturas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En pozos depresionados.</li> <li>• Como fluidos de control y limpieza.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estable a temperatura de 180 °C.</li> <li>• No se contamina con cemento.</li> </ul>

Tabla III.9. Características especiales de los fluidos de terminación y reparación de pozos.

**Un fluido empacador** es un fluido que ocupa el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento desde el empacador, hasta el cabezal de tuberías. La diferencia entre los **fluidos de terminación** y los **fluidos empacadores** es que los primeros están frente del intervalo productor al momento del disparo y el fluido empacador permanece en el espacio anular durante la vida productiva del pozo, en algunos casos un mismo fluido cumple las dos funciones.

### 3.3.2 Tipos de disparos.

#### Disparos de bala.

Las pistolas de bala de 3 1/2" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencias a la compresión inferior a 6000 lb/pg<sup>2</sup>, los disparos con bala de 3 1/4" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior 2000 lb/pg<sup>2</sup>. La velocidad y energía cuando el claro excede de 0.5 pg y la pérdida en la penetración con un claro de 1 pg. Es

---

---

aproximadamente el 25 % de la penetración con un claro de 0.5 pg y con un claro de 2 pg la pérdida es de 30%. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

### **Disparo a chorro.**

El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo original el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa.

El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. Con una presión estimada de 5 millones de lb/pg<sup>2</sup>.

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, lo cual puede generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o posiblemente ningún disparo.

Los disparos a chorro convencionales a través de tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento.

Existen pistolas a chorro para correrse a través de la tubería de producción, incluyendo pistolas encapsuladas o sea las desintegrables o de rosario, pistolas con cargas giratorias, con cargas soportadas en alambre y con cargadores tubulares y pistolas con cargadores de pared delgada o desechable, la ventaja que presentan es que su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo.

Las pistolas desechables o desintegrables con cargador hueco de pared delgada, evitan el resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan

dentro de ella, también eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración.

### **Pistolas hidráulicas.**

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg<sup>2</sup>. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

### **Cortadores mecánicos.**

Se han usado cuchillas y herramientas de molienda para abrir ranuras o ventanas para comunicar el fondo del pozo con la formación. Para controlar la producción de arena en algunas áreas se emplea como procedimiento estándar la apertura de una ventana en la tubería de revestimiento, el escariamiento y el empacamiento con grava.

### **Tipo de pistola y carga.**

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente y puede ser bajado con cable y/o con tubería.

- Pistolas bajadas con cable.
- Pistolas bajadas con tubería.

### **Pistolas bajadas con cable.**

El sistema de **Disparo Bajado con Cable (DBC)** puede usarse antes de introducir la tubería de producción, o después de introducir la T.P.

La ventaja de efectuar el disparo previo a la introducción del aparejo es que se pueden emplear pistolas de diámetro más grande, generando un disparo más profundo.

Los componentes explosivos son montados en un portacargas el cuál puede ser un tubo, una lámina ó un alambre.

Los portacargas se clasifican en:

- Recuperables (no expuestas).
- Semidesechables (expuestas).
- Desechables (expuestas).



Figura III.54. Pistolas usadas a través de tubería.

**Recuperables:** En los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo.

En este sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cuál lo hace más adecuado para ambientes hostiles. Ver la Figura III.55.

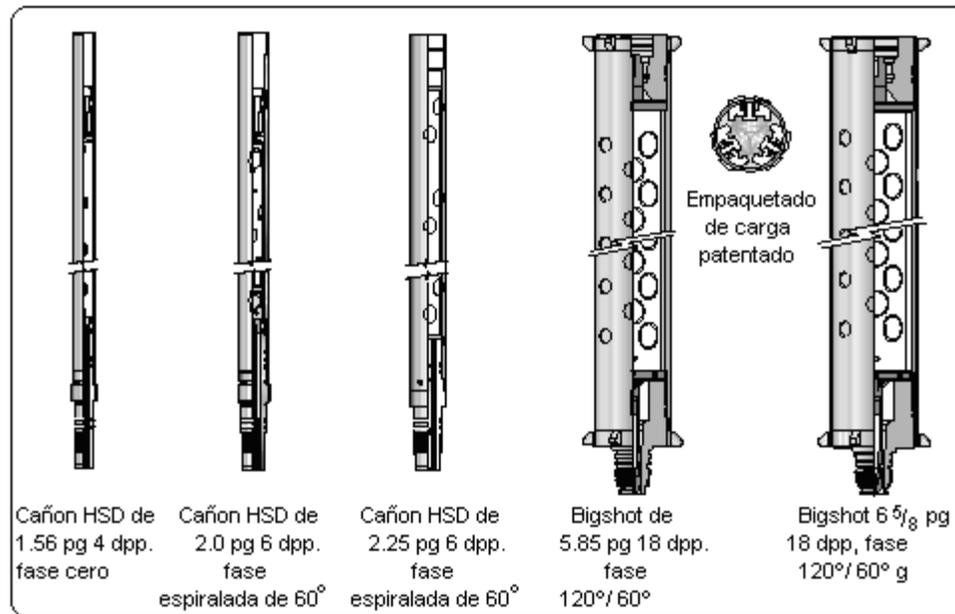


Figura III.55. Sistemas recuperables entubados

**Desechables:** En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura.

Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración.

La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones.

#### **Semidesechable:**

Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el portacargas. La Figura III.56 ilustra los diferentes sistemas mencionados:

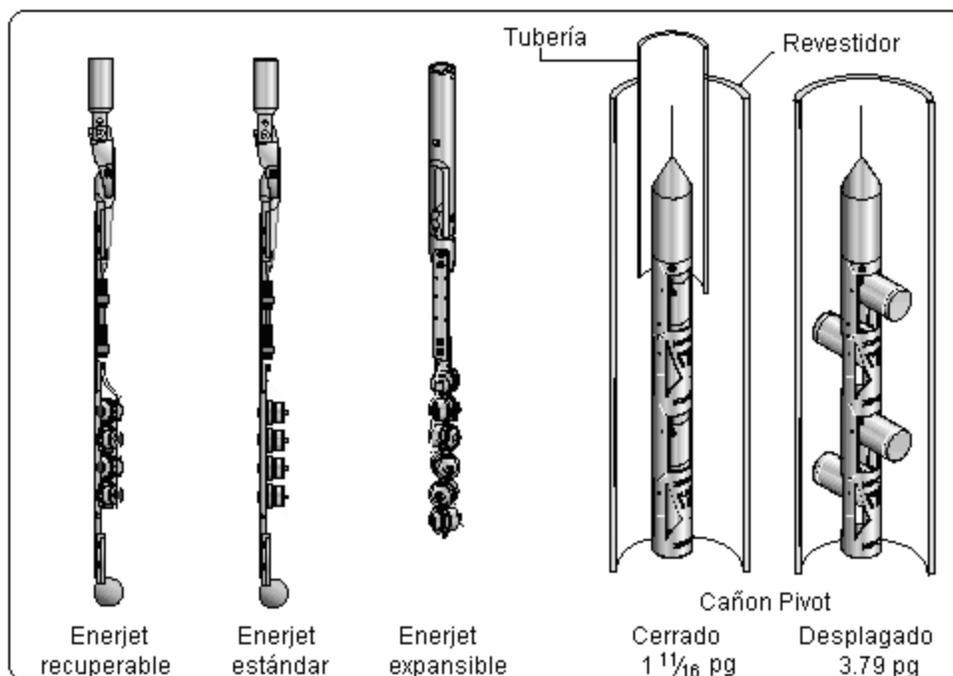


Figura III.56. Cañones desechables y semidesechables.

### Pistolas bajadas con tubería.

En el sistema de **Disparo Bajado con Tubería (DBT)**, la pistola es bajada al intervalo de interés con tubería de trabajo.

A diferencia de las pistolas bajadas con cable, en este sistema solo se utilizan portacargas entubados, además la operación de disparos puede ser efectuada en una sola corrida, lo cual favorece la técnica de disparos bajo balance.

El objetivo fundamental del sistema **DBT** es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo.

Este sistema también es recomendado (si las condiciones mecánicas lo permiten) cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, esto con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo.



Figura III.57. Pistola estándar para tubería de revestimiento.

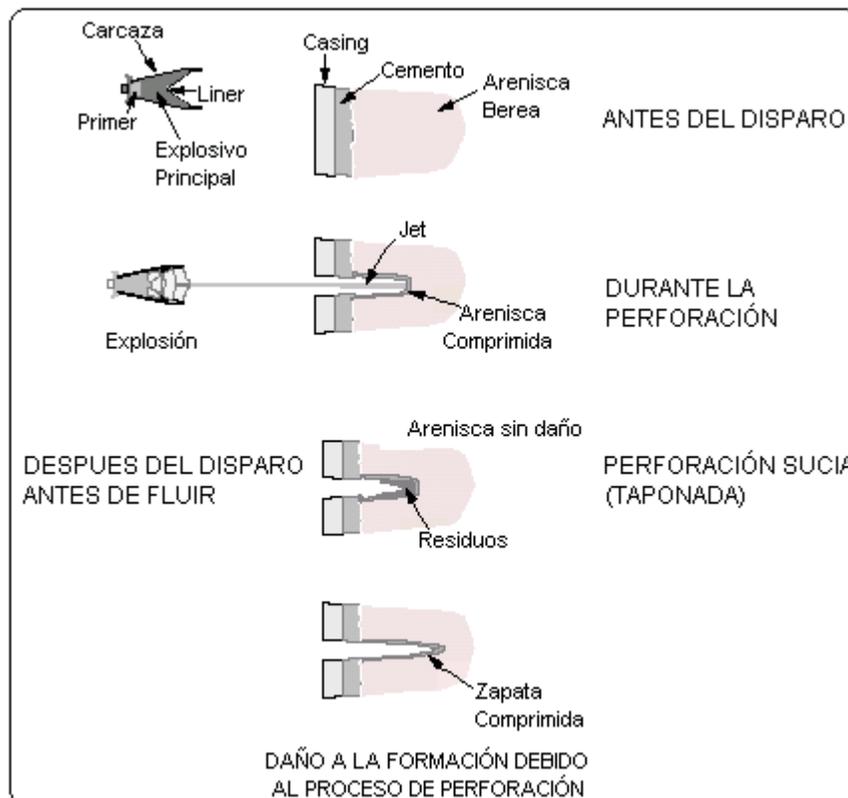


Figura III.58. Daño a la formación por el disparo.

### 3.3.3 Medición del desempeño de los disparos.

#### Explosivos.

Las cargas para perforar la tubería dependen de los explosivos para generar la energía necesaria y tener una penetración efectiva de la tubería de revestimiento, cemento y formación. Por esto, el desempeño de la carga está relacionado directamente con el desempeño del explosivo.

Debido a su enorme relación energía-peso se prefieren los explosivos sobre otra fuente de energía. Los explosivos actúan rápidamente, son confiables y pueden ser almacenados por largos periodos de tiempo. Además, se manejan con seguridad tomando las precauciones debidas.

#### Tipos y características.

Los explosivos de acuerdo a su velocidad de reacción pueden clasificarse en **ALTOS** y **BAJOS**.

Explosivos Bajos	Explosivos Altos
Velocidad de reacción 330 – 1500 m/s	Velocidad de reacción > 1500 m/s
Sensibles al calor o (iniciados por flama o chispa)	Iniciadores por calor o percusión

Los explosivos altos que se usan más comúnmente en la perforación de tuberías son:

- Azida de plomo, Tacot, RDX, HMX, HNS, HTX y PYX.

En los estopines eléctricos se usan

- La Azida de plomo y el Tacot.

En los cordones detonantes, fulminantes y cargas se usan.

- El RDX, HMX, HNS, HTX y PYX

#### Sensitividad

**La sensitividad** es una medida de la energía mínima, presión o potencia requerida para iniciar un explosivo y nos refleja la facilidad con la que puede iniciarse.

**Sensitividad al impacto** es la altura mínima de la cuál puede dejarse caer un peso sobre el explosivo para que detone.

**Sensitividad a la chispa** es la cantidad de energía que debe tener una chispa para detonar un explosivo.

### Estabilidad.

**La estabilidad** se refiere a la habilidad de un explosivo para perdurar por largos periodos de tiempo o para soportar altas temperaturas sin descomponerse. Los explosivos usados en los disparos deben tener una alta estabilidad para que puedan ser almacenados por un tiempo razonable y que puedan operar efectivamente después de exponerse a las temperaturas del pozo.

La Figura III.59 muestra la gráfica que ilustra la estabilidad de algunos explosivos en función de la temperatura y el tiempo.

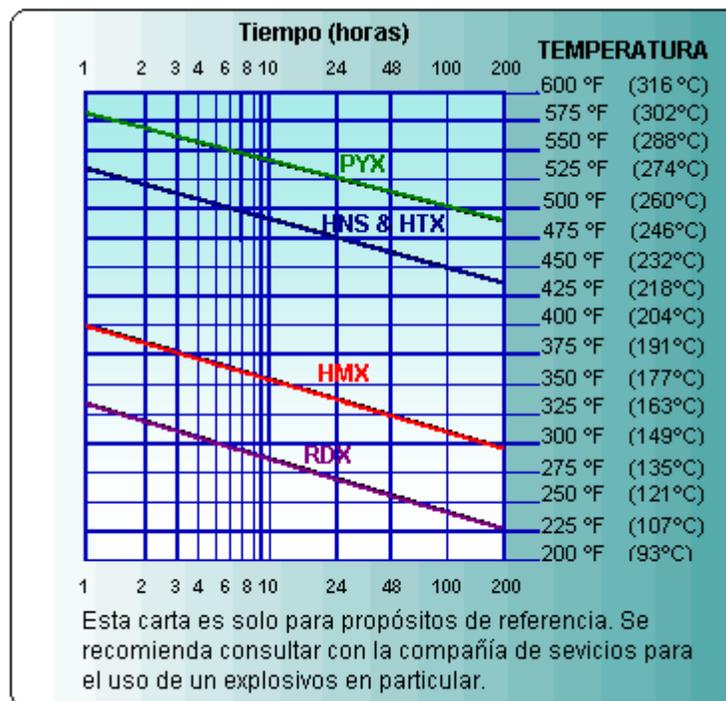


Figura III.59. Estabilidad de los explosivos.

**Factores que afectan la productividad de un pozo.**

El índice de productividad nos permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad 3.12$$

El índice de productividad (J) de una zona puede ser difícil de determinar, por lo tanto el efecto del diseño del sistema de disparo como son la penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, etc. pueden ser evaluados usando la Relación de Productividad.

$$RP = \frac{\text{Producción de una zona entubada y disparada}}{\text{Producción de la misma zona en agujero abierto}}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

**Factores geométricos del disparo.**

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los Factores Geométricos. Éstos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración.

- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: Penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drenaje. La Figura III.60 ilustra los factores geométricos del sistema de disparo.

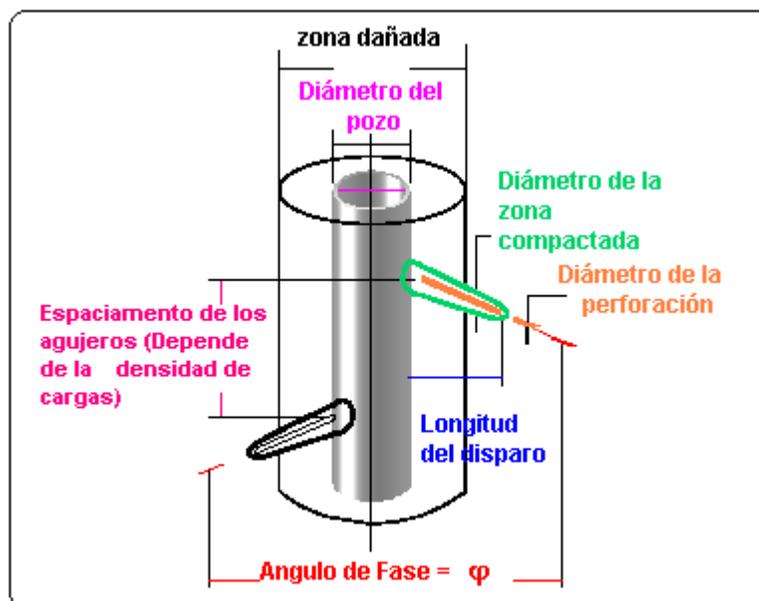


Figura III.60. Factores geométricos del sistema de disparos

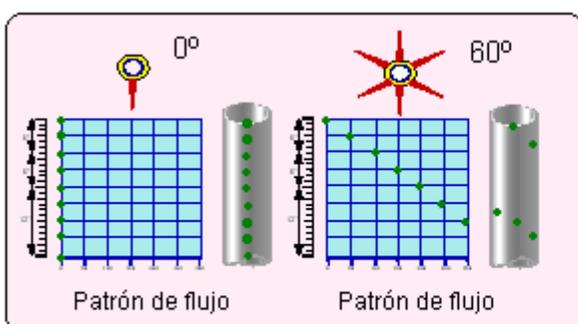


Figura III.61. Patrón de agujero para pistolas fase 0° y 60°.

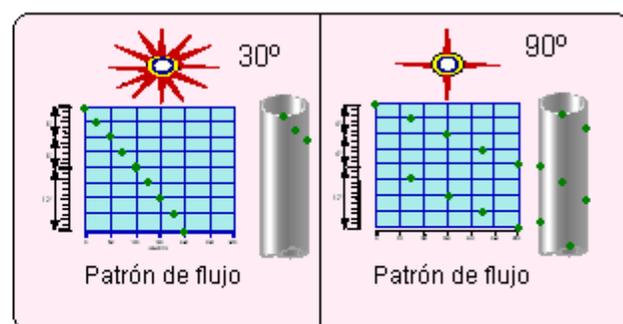


Figura III.62. Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°

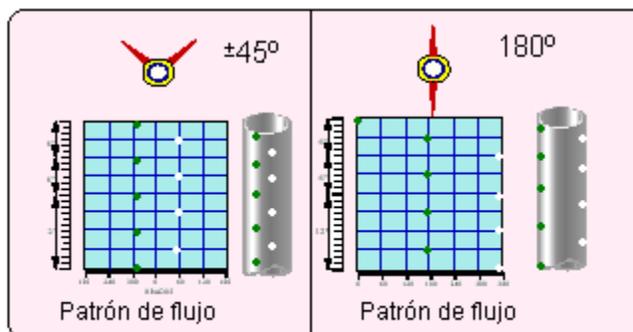


Figura III.63. Patrón de agujero para pistolas fase / + 45° y 180°.

Efecto de la penetración y densidad de carga en la RP.

Como puede apreciarse en la gráfica de la Figura III.64, el efecto de la penetración y la densidad de cargas son muy pronunciados en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad.

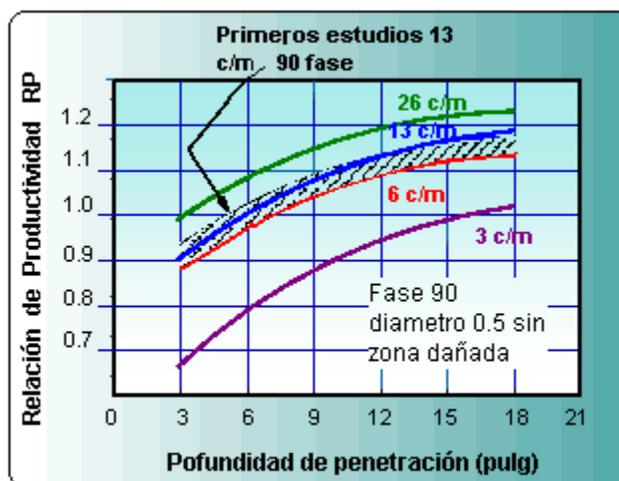


Figura III.64. Efecto de la penetración y densidad en la RP.

La densidad de cargas influye también en la **Relación de Productividad (RP)** observando que para una densidad de 3 cargas/m es necesaria una penetración de 16 pulgadas para obtener una RP de 1.0 mientras que para una densidad de 13 c/m se necesitan sólo 6 pulgadas.

La gráfica supone un pozo sin daño, para el caso más real de un pozo con una zona de daño debida al fluido de perforación, la penetración más allá de la zona de daño es relevante para mejorar la RP.

### Efecto de la Fase en la RP.

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La Figura III.65 muestra una reducción de un 10 – 12 % en la RP para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración.

Suponiendo que se use un sistema de 0° de fase, con una penetración de 6 pulgadas, se obtiene una RP de 0.9 de la gráfica, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una RP de 1.02; esto representa una diferencia del 11% en la RP.

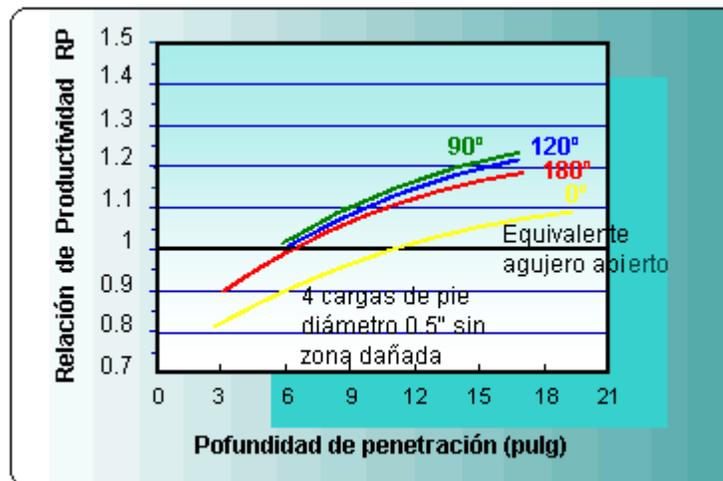


Figura III.65. Efecto de la fase en la RP.

### **Presión diferencial al momento del disparo.**

El modo en que el pozo es terminado ejerce una gran influencia en su productividad. Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

- Sobre-balance  $\rightarrow P_{\text{hidrostática}} > P_{\text{formación}}$
- Bajo-balance  $\rightarrow P_{\text{hidrostática}} < P_{\text{formación}}$

**El objetivo de una terminación Sobre-Balanceada** es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas. Después de dejar fluir el pozo, es posible que aún se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial Bajo-Balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación.

Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpieza.

Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR.

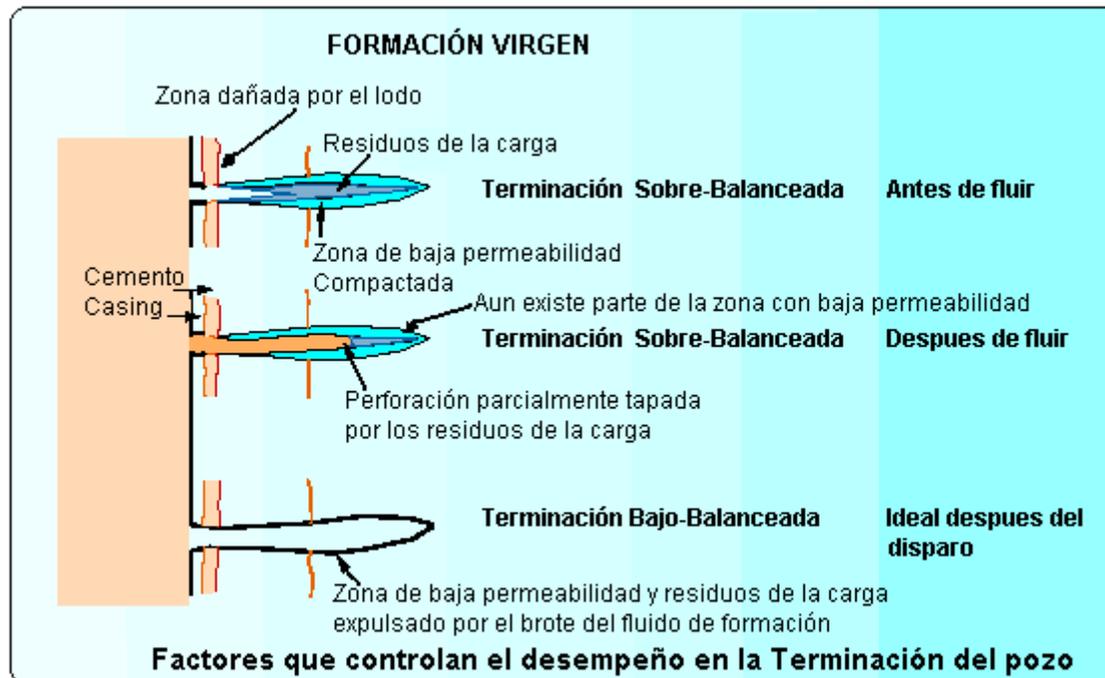


Figura III.66. Efecto de la fase en la Relación de Productividad (RP).

Debido a lo antes mencionado, para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se deberán considerar los factores siguientes:

- Grado de consolidación de la formación.
- Permeabilidad de la formación.
- Fluido en los poros.
- Presión de colapso de las tuberías y equipo.

- Grado de invasión del fluido de perforación.
- Tipo de cemento.

La magnitud de la presión diferencial negativa dependerá básicamente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación.
- El tipo de fluido.

### **Procedimiento para la estimación de la presión diferencial Bajo-Balanceada en arenas.**

Para determinar la presión Bajo-Balanceada que contrarreste el efecto skin, es importante clasificar la formación en: Consolidada ó No Consolidada. Una forma de lograr esto es mediante el análisis de la respuesta de los registros de densidad ó sónico en las lutitas limpias adyacentes a la zona productora.

Una formación consolidada tiene los granos de arena suficientemente cementados o compactados para permanecer intactos. Estos granos no fluirán, aún si se tiene un flujo turbulento en los espacios de los poros.

Una arena se considera **consolidada** si se tienen lutitas adyacentes (arriba y/o abajo) compactas con tiempos de tránsito  $\Delta t \leq 100 \mu\text{seg/pie}$  obtenido de un registro sónico. Si se tiene un registro de densidad, las arenas se consideran consolidadas si la densidad volumétrica  $\rho_b \geq 2.4 \text{ grs/cm}^3$  en las lutitas limpias adyacentes.

Una formación No Consolidada es una arena pobremente cementada o compactada de tal manera que los granos pueden fluir al haber movimiento de fluidos a través de la formación.

Una arena se considera **No Consolidada** cuando las lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito mayor de  $100 \mu\text{seg/pie}$  o una densidad menor a  $2.4 \text{ grs/cm}^3$ .

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está relacionado directamente con su compactación.

El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo.

### **Formación consolidada.**

Si la formación es consolidada, se deberá encontrar un punto medio entre una presión Bajo-Balanceada mínima y una máxima:

1. Determinación de la presión Bajo-Balanceada máxima ( $\Delta P_{\max}$ ). Hay dos maneras de encontrar la presión diferencial máxima:
  - a. Ya que la formación está consolidada, el flujo de arena no es problema por lo que es posible disparar con la mayor presión diferencial que pueda ser soportada por el elemento o accesorio del pozo que tenga el menor rango de presión: Límite de presión de colapso del casing o tubería, presión diferencial en el empacador u otro accesorio. Para el caso de casing o tubería nueva, el límite de presión será de un 80% de su presión de colapso para tener un factor de seguridad de un 20%. Para sartas usadas, el factor de seguridad deberá ser mayor de acuerdo a sus condiciones. La mayoría de los empacadores recuperables y herramientas de fondo tienen un límite seguro de presión diferencial de  $5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ .
  - b. La resistencia compresiva de formación puede ser usada también para calcular la  $\Delta P_{\max}$ . De acuerdo a pruebas hechas en laboratorio con núcleos de formación, no hay movimiento en la matriz de formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación. El esfuerzo efectivo es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Por lo tanto, la presión de poro mínima es igual a la presión de sobrecarga menos 1.7 veces la resistencia compresiva. Esto significa que la presión Bajo-Balanceada máxima es la presión de formación menos la presión de poro mínima.

$$\sigma_e = \sigma_{sob} - P_P \quad 3.102$$

$$\sigma_e < 1.7 * R_c \quad 3.103$$

$$P_{Pmin} = \sigma_{sob} - 1.7 * R_c$$

$$\Delta P_{max} = P_{fD} - P_{Pmin} \quad 3.104$$

## 2. Determinación de la presión Bajo-Balanceada mínima ( $\Delta P_{min}$ )

En base a estudios estadísticos se ha llegado a establecer un rango de valores mínimos para yacimientos de arenas, estos valores se encuentran en la Tabla III.10, como se observa en esta tabla, el valor de  $\Delta P$  depende de 2 factores:

- La permeabilidad de la formación.
- El fluido contenido (aceite o gas).

Arena con aceite:

$$\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad 3.105$$

Arena con gas:

$$\Delta P_{min} = \frac{2500}{K^{0.17}} \quad 3.106$$

## 3. Determinación del punto medio de presión $\Delta P_{med}$ .

Una vez determinado  $\Delta P_{máx}$  y  $\Delta P_{mín}$  en los pasos anteriores, se determina el punto medio de presión y la presión diferencial Bajo-Balanceada  $\Delta P$  de la manera siguiente:

$$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{max} + \Delta P_{mín}}{2} \quad 3.107$$

- Si los registros indican una invasión somera y/o se usó cemento con baja pérdida de agua,  $\Delta P$  estará entre  $\Delta P_{mín}$  y el punto medio.

- b. Si los registros indican una invasión de media a profunda y/o se usó cemento de media a alta pérdida de agua,  $\Delta P$  estará entre el punto medio y  $\Delta P_{\text{máx.}}$

Si la presión diferencial calculada ( $\Delta P$ ) está fuera de los rangos mostrados en la Tabla III.10., ajustar el valor de la presión al mínimo o máximo. Una vez que se obtiene la presión diferencial requerida para efectuar el disparo, se calcula la presión hidrostática a la profundidad del intervalo productor al momento del disparo.

$$P_h = P_f - \Delta P \quad 3.108$$

La densidad requerida para generar la presión hidrostática de la ecuación 5.8 es calculada como sigue:

$$\rho_b = \frac{P_h}{1.4228 * D_v} \quad 3.109$$

FLUIDO PERMEABILIDAD	Presión diferencial a favor de la formación ( $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ )	
	Aceite	Gas
ALTA K > 100 md	200 - 500	1000 - 2000
BAJA K < 100 md	1000 - 2000	2000 - 5000

Tabla III.10 Presión diferencial previa al disparo

La presión hidrostática de una columna de fluido es:

$$P_h = 1.4228 * D_v * \rho_f \quad 3.110$$

En el caso de no contar con el dato de la presión de formación puede calcularse en base al lodo de perforación usado para controlar la zona de interés suponiendo:

$$P_f \leq P_{hl} \quad 3.111$$

$$P_{hl} = 1.4228 * D_v * \rho_l$$

3.112

En la Tabla III.10 se observa que para zonas de baja permeabilidad se requieren presiones diferenciales más altas para forzar a los fluidos a través de los poros. De igual forma, en una zona de gas debido a que éste tiene una mayor compresibilidad no se expande tan fácilmente como el aceite después de ser comprimido durante la perforación.

### Arenas No Consolidadas

Las gráficas de las Figuras III.67 y III.68 relacionan la máxima presión diferencial con el tiempo de tránsito  $\Delta t$  o la densidad  $\rho_b$  de las lutitas adyacentes para arenas No Consolidadas. Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación, es posible determinar la  $\Delta P_{m\acute{a}x}$  para formaciones No Consolidadas esto es empleando el mismo procedimiento que se utiliza para arenas consolidadas, el cual consiste en restar la presión de poro mínima para generar movimiento de arena, de la presión de la formación.



Figura III.67. Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro sónico.

Sin embargo, si no se tiene la resistencia compresiva de la formación, el siguiente procedimiento puede ser empleado.

1. Escoja la  $\Delta P_{m\acute{a}x}$ . Presión diferencial máxima en arena No Consolidadas con aceite:

$$\Delta P_{\max} = 3600 - 20 \Delta t \text{ (psi)} \quad 3.113$$

$$\Delta P_{\max} = 2340 \rho_b - 4000 \text{ (psi)} \quad 3.114$$

$$\Delta P_{\max} = 4750 - 25 \Delta t \text{ (psi)} \quad 3.115$$

$$\Delta P_{\max} = 2900 \rho_b - 4700 \text{ (psi)} \quad 3.116$$

2. Escoja la  $\Delta P_{\min}$ . Usando la permeabilidad de la formación, determina la  $\Delta P_{\min}$  mediante las ecuaciones 3.105 y 3.106 para zonas de aceite y gas respectivamente.
  
3. Determine la presión del punto medio. Siga el mismo procedimiento establecido para arenas consolidadas.

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{(\Delta P_{\max} + \Delta P_{\min})}{2}$$

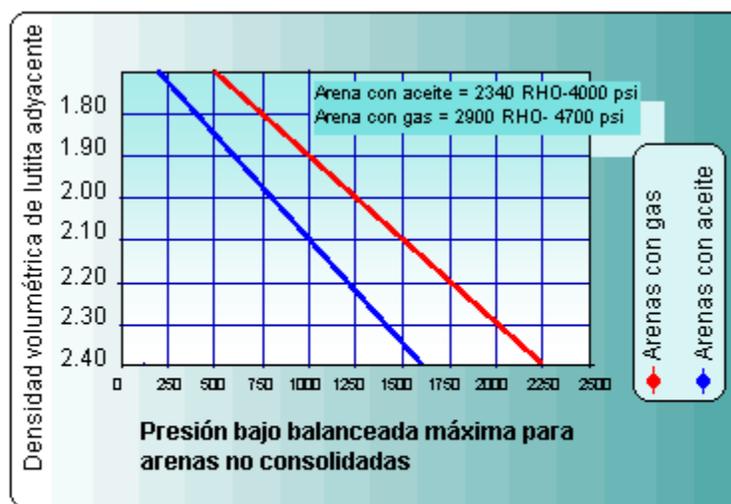


Figura III.68. Gráfico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro de densidad.

Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajobalanceada en carbonatos. Para el caso de formaciones de carbonatos, no se dispone de un estudio estadístico riguroso ni de experimentos de laboratorio. En algunos países como Venezuela, se ha trabajado con rangos de presiones diferenciales entre 1,500 y 3,500 lb/pg<sup>2</sup>, sin que se presenten problemas de derrumbe.

En México se han efectuado trabajos con pistolas bajadas con tubería (DBT) con resultados diferentes. La presión diferencial aplicada al momento del disparo ha variado en general entre 1,000 y 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. Sin embargo existen casos en los que se han tenido problemas de derrumbe aplicando presiones muy diferentes (7000 lb/pg<sup>2</sup> en un caso y 1000 lb/pg<sup>2</sup> en otro). En ambos pozos la formación disparada era caliza tipo mudstone con muy baja porosidad.

Debido a lo anterior es recomendable realizar un estudio más profundo cuando se determine la  $\Delta P_{\text{máx}}$  aplicable; en donde  $\Delta P_{\text{máx}}$  es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe.

### 3.4 TIPOS DE TERMINACIÓN.

Se entiende por terminación de un pozo petrolero a las actividades encaminadas a explotar los yacimientos, a través de las tuberías de revestimiento de explotación, contando con la inducción, anclaje y empacamiento del aparejo de producción para dejarlo produciendo por el método más conveniente.

Básicamente una terminación consiste en establecer en forma controlada y segura la comunicación entre el yacimiento y la superficie, cuidando de proteger las tuberías de revestimiento que representan la vida del pozo, aprovechando así óptimamente la energía del yacimiento.

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción como bombeo mecánico, neumático, electrocentrífugo u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Los pozos productores de petróleo durante su vida productiva pueden clasificarse como fluyentes o de bombeo. Los pozos fluyentes son aquéllos en el que el aceite es expulsado del yacimiento y llega a la superficie por su propia energía natural, que puede ser por empuje hidráulico, de gas disuelto, o algún otro mecanismo.

Dentro de la industria petrolera, los sistemas artificiales de producción para pozos petroleros tienen una importancia indiscutible, ya que en México como en otros países productores de petróleo, se utilizan sistemas artificiales de producción para mantener su ritmo de producción.

Los sistemas artificiales de producción suministran energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie, así como producir la mayor cantidad de fluido por día, con un mínimo de gasto económico.

### 3.4.1 Terminación sencilla selectiva.

El diseño de este aparejo estará sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a programas futuros de intervención del pozo y de su estado mecánico. Este aparejo consta de un empacador permanente inferior, junta de seguridad y dos válvulas de circulación. Los fluidos que aporta pueden combinarse selectivamente; explotando simultáneamente los dos intervalos o aislando uno de ellos.

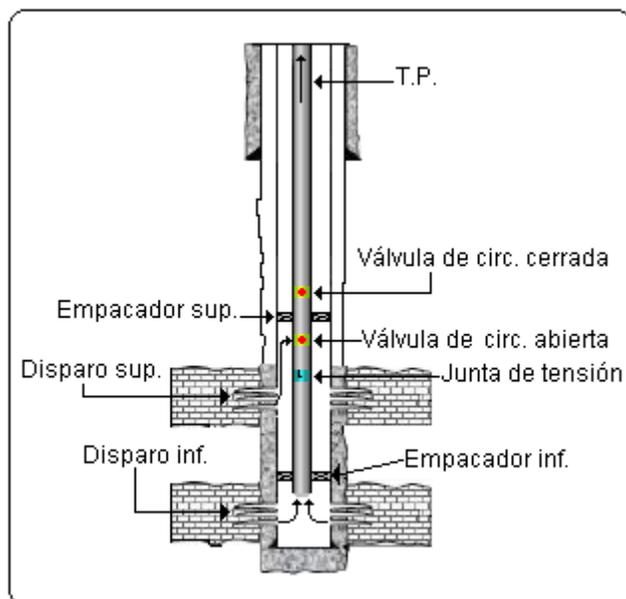


Figura III.69. Aparejo fluyente sencillo selectivo.

### 3.4.2 Terminación con aparejo de bombeo neumático.

**El bombeo neumático** es un medio de levantamiento de fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, el cual se hace por medio de inyección de gas a una presión relativamente alta a

---

---

través del espacio anular. El gas pasa a la T.P. a través de válvulas conectadas en uno o más puntos de inyección. El bombeo neumático se lleva a cabo por uno de los métodos siguientes:

- Bombeo continuo.
- Bombeo intermitente.

### **Bombeo neumático continuo.**

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la T.P. para aerar o aligerar la columna de fluidos, hasta el punto en que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado.

Para realizar esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie. Este método se utiliza en pozos con alto IP y presión de fondo fluyendo relativamente alta (columna hidrostática del orden de 50% o más en relación a la profundidad del pozo).

El diámetro interior de la T.P. rige la cantidad de flujo, siempre y cuando el IP, la  $P_{wf}$ , el volumen y la presión del gas de inyección, así como las condiciones mecánicas, sean las ideales.

### **Clasificación de las instalaciones de bombeo neumático.**

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con bombeo neumático continuo o intermitente.

Las válvulas están diseñadas de modo que funciones como orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, dependiendo de la presión en la T.P.; o bien, pueden tener un asiento amplio y suministrar un volumen de gas rápidamente a la T.P. para desplazar el bache de líquido para el caso de bombeo neumático intermitente.

Las características del pozo, el tipo de terminación, así como la posible producción de arenas y la conificación de agua y/o gas son condiciones de vital importancia que influyen en el diseño de una instalación.

Para determinar el tipo de instalación inicial a utilizar, se debe decidir en función del comportamiento futuro del pozo, incluyendo el decremento de la  $P_{wf}$  y del IP. Existen tres tipos de instalación de bombeo neumático.

- Abierta.
- Semicerrada.
- Cerrada.

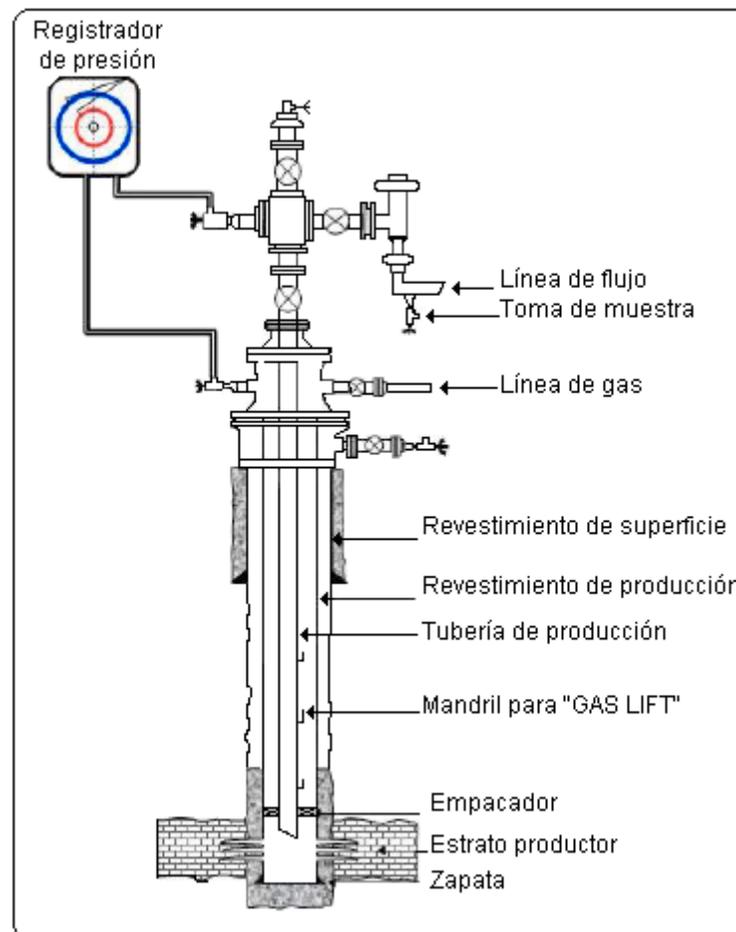


Figura III.70. Terminación con bombeo neumático.

### Instalación abierta:

Se usa solamente tubería de producción dentro de la tubería de revestimiento, empleándose en pozos de alta producción y explotándose por el espacio anular o por la tubería de producción indistintamente. Esto no es recomendable por los daños que causa a la tubería de revestimiento y a las conexiones superficiales.

**Instalación semicerrada:**

Se utiliza tubería de producción y un empacador para aislar el espacio anular. Es el diseño más común en la explotación de hidrocarburos empleado en nuestro país, lo cual permite aprovechar óptimamente la energía del yacimiento, protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a que son sometidos, explotándose solamente por el interior de la tubería de producción.

**Instalación cerrada:**

Este diseño es similar al anterior, la única diferencia es la instalación de una válvula de retención alojada en un niple de asiento, seleccionando su distribución en el aparejo. Este accesorio permite el paso de los fluidos en una sola dirección.

**3.4.3 Terminación con aparejo de bombeo mecánico.**

El bombeo mecánico es un sistema artificial de producción en el cual el movimiento del equipo de bombeo subsuperficial se origina en la superficie y se transmite a la bomba por medio de una sarta de varillas de succión.

Debido a que se usa una bomba de émbolo, el movimiento de las varillas produce un vacío en el interior del barril de trabajo, ocasionado por la salida parcial del émbolo, haciendo que el líquido penetre al barril de trabajo a través de la válvula de pie ocupando el espacio vacío.

El desplazamiento de líquido y su descarga a través de la válvula viajera y de la tubería de descarga, se produce haciendo entrar nuevamente el émbolo. Este es el sistema más ampliamente usado en pozos someros y de profundidad media.

El bombeo mecánico, al igual que los demás sistemas artificiales de producción, presenta ventajas y desventajas. Entre las ventajas se tiene que es de fácil diseño, las unidades pueden ser cambiadas a otros pozos, se adapta a agujeros reducidos, es flexible, ya que puede manejar diferentes gastos de acuerdo a la capacidad del pozo según vaya declinando su producción, levanta aceites viscosos y de altas temperaturas.

Entre las desventajas se tiene el problema que ocasiona la alta producción de sólidos, el no adaptarse a grandes profundidades, y el resultar pesado y estorboso en operaciones costa afuera.

### **Partes principales del aparejo de bombeo mecánico.**

- **Bomba superficial.**

Es utilizada para admitir el fluido de la formación al interior de la T.P. y llevarlo hasta la superficie. Consta de cuatro elementos que son: el barril, el émbolo, la válvula viajera, y la válvula de pie. El fluido en el émbolo causa que la válvula viajera cierre y el fluido sea desplazado de la tubería a la superficie, el movimiento de dicho émbolo causa el decremento de la presión en la válvula de pie lo que la abre para admitir fluido de la formación.

Las bombas para pozos pueden ser clasificadas en bombas de tubería de producción en la cual el barril se conecta a la tubería y bombas de inserción la cual se corre dentro del pozo como una unidad completa a través de la tubería de producción.

- **Varillas de succión.**

Trasmiten el movimiento de la varilla pulida (ascendente o descendente) hasta el émbolo de la bomba (transmisión de la potencia del motor principal al émbolo de la bomba).

- **Sarta de varillas de succión.**

La función de la sarta de varillas es transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia, a la bomba subsuperficial. También incluye, si es necesario, la sarta de tubería de producción, dentro de la que opera las varillas de succión y la cual conduce hasta la superficie a los fluidos bombeados. El máximo esfuerzo de trabajo para las varillas depende de su composición química y propiedades mecánicas.

- **Unidad superficial.**

Su función es transmitir el movimiento giratorio de la flecha del motor principal a un movimiento de forma recíproca en la varilla de succión; tiene un freno para detener la unidad en cualquier posición.

El enlace entre la varilla de succión y el equipo superficial es la varilla pulida, la varilla pulida pasa a través de un estopero y el fluido que ha sido elevado llega a la línea de flujo a través de una conexión tipo “T”, el diseño adecuado de esta sarta permitirá que en los viajes de varilla pulida se reduzcan las pérdidas por fricción innecesarias.

El balancín es sostenido en su centro de gravedad por el poste maestro. El movimiento es transmitido por la biela que a su vez es movido por el cigüeñal.

Prácticamente todo el trabajo de elevación de fluido por la bomba de succión se lleva a cabo durante el movimiento hacia arriba de la bomba, en este momento se impone un alto torque, para su reducción se utiliza el efecto de contrabalanceo determinado por los pesos de contrabalanceo que son usados para compensar el peso de las varillas de succión y del fluido extraído.

- **Reductor de engranes.**

Reduce la velocidad de la flecha del motor principal a una velocidad de bombeo adecuado. Está conformado por una flecha de entrada corta y una flecha de salida larga o manivela.

- **Motor principal.**

Proporciona la potencia necesaria para impulsar a la bomba en el fondo del pozo para que los fluidos puedan ser transportados hasta la superficie; puede ser de combustión interna (generalmente de gas natural o de diesel) o eléctrico, las ventajas que representa el uso de cada motor depende de la disponibilidad del combustible y de los costos que represente.

### **Partes principales de la bomba.**

- **Barril de la bomba.**

- **Válvula viajera.**

Sigue el movimiento de la sarta de varillas de succión, permitiendo por medio del movimiento de la sarta la entrada del fluido dentro de la columna de producción.

- **Émbolo.**

Puede ser de dos tipos principalmente de metal a metal.

- De metal a metal, los cuales se fabrican con superficie lisa o ranurada. En este tipo de émbolo es posible bombear aceites de baja o alta viscosidad. Son usados a profundidades mayores de 7000 pies.
- Empaque suave, los cuales son resistentes a la corrosión y se utilizan frecuentemente para profundidades menores de 5000 pies. Se clasifican a su vez en copas y anillos.

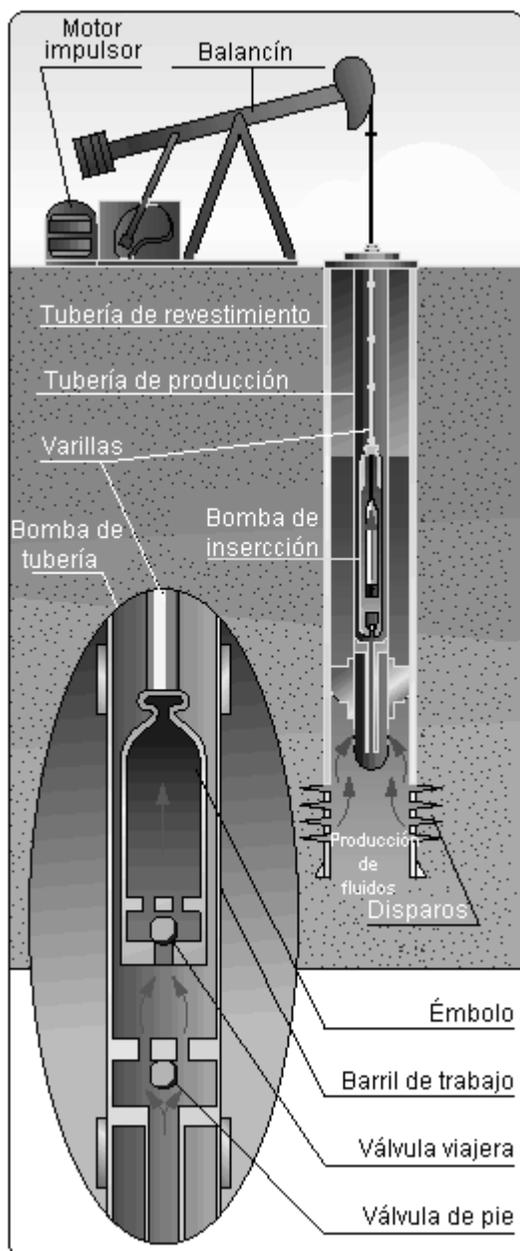


Figura III.71. Unidad de Bombeo Mecánico.

- **Válvula de pie.**

Es una válvula fija de canica y asiento colocada en el extremo inferior del barril de la bomba, a diferencia de la válvula viajera esta no se mueve.

### Ciclo de bombeo.

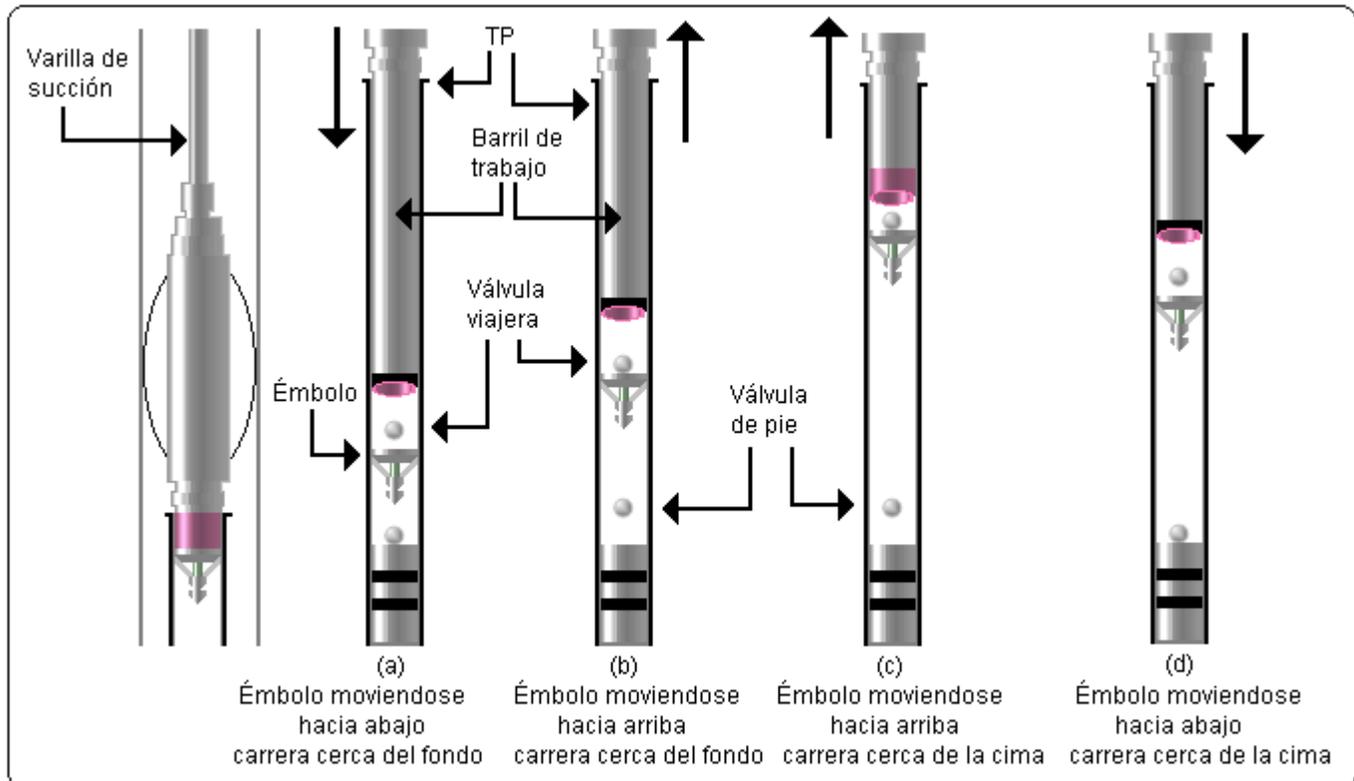


Figura III.72. Ciclo de bombeo.

1. Al principio el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera descendente; el fluido pasa por el barril de la bomba a través de la válvula viajera abierta, mientras el peso de la columna de fluido dentro de la tubería de producción es soportado por la válvula de pie que se encuentra cerrada.
2. El émbolo se mueve hacia arriba, cerca del fondo de la carrera ascendente. La válvula viajera se cierra y la válvula de pie está abierta admitiendo la producción del pozo.
3. El émbolo se mueve hacia arriba, cerca de la parte superior de la carrera ascendente. La válvula viajera está cerrada y la válvula de pie está abierta, admitiendo la producción del pozo.

4. El émbolo se mueve hacia abajo, cerca de la parte superior de la carrera descendente. La válvula de pie esta cerrada a causa del incremento de presión resultante de la compresión de los fluidos en el volumen existente entre las válvulas viajera y de pie. La válvula viajera está abierta.

Cuando el émbolo llega al fondo de la carrera descendente, el ciclo de bombeo se repite.

### **Carrera efectiva del émbolo.**

El volumen de aceite manejado durante cada carrera del émbolo no depende de la longitud de carrera de la varilla pulida, sino de un movimiento relativo del émbolo en el barril de trabajo. Este movimiento es conocido como la carrera efectiva del émbolo y difiere significativamente de la carrera de la varilla pulida. Es el tiempo durante el que el émbolo desplaza fluidos del barril hacia la tubería de producción (carrera ascendente).

### **Clases de unidades de Bombeo Mecánico.**

- **Clase I.**

Este tipo de unidades tiene el reductor de engranes colocado en la parte trasera con apoyo a la mitad del balancín, se conoce también como Unidad Convencional. Ha sido el tipo de unidad más usado en los campos petroleros; puede tener contrapesos rotativos o contrapesos en el extremo del balancín, la rotación de dichos contrapesos hace que el balancín pivotee en el eje de rodamiento central moviendo la varilla pulida hacia arriba y hacia abajo produciendo un efecto de contrapeso.

El esfuerzo del motor principal es aplicado en el extremo del balancín y la resistencia de la carga del pozo esta aplicada en el extremo opuesto del balancín.

- **Clase III.**

Este tipo de unidad tiene el reductor de engranes colocado al frente; el esfuerzo del motor principal y la resistencia de la carga del pozo se aplican al mismo extremo del balancín con relación al apoyo que se encuentra al otro extremo.

- **Unidad Mark II.**

Se conoce también como unidad con montaje frontal. El compensador está colocado directamente encima del reductor y se desplaza cerca de la cabeza del balancín lo que produce una carrera ascendente y descendente de  $195^\circ$  y  $165^\circ$ , la carrera ascendente reduce la aceleración cuando la carga es máxima con lo que se reduce la carga máxima en la varilla pulida.

Además se obtiene una ventaja mecánica al levantar la carga y el factor máximo de torque se disminuye. Los contrapesos son colocados en forma descentrada en la manivela lo que produce que al principio de la carrera ascendente retarda el torque del pozo y al inicio de la carrera descendente el torque de contrabalanceo queda adelantado.

- **Unidad Aerobalanceada.**

Esta unidad se emplea principalmente para bombeo profundo, en bombeo de altos volúmenes con carreras largas y en bombeo de crudos pesados entre otros.

#### 3.4.4 Terminación con aparejo electrocentrífugo.

El bombeo electrocentrífugo sumergido, también conocido como bombeo eléctrico desde, su primera aplicación para un pozo petrolero en 1929, ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económico. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de casos industriales en los que es ampliamente aceptado.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor.

Es decir; un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

El aparejo de bombeo electrocentrífugo trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. Su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos.

Anteriormente, para el diseño del aparejo de bombeo eléctrico se consideraba como único requisito, que la bomba debía colocarse por debajo del nivel dinámico del fluido en el pozo, de tal manera que estuviera garantizada la alimentación continua de líquidos en la succión de la bomba, previniendo posibles variaciones en las condiciones del pozo.

Además, se suponía la existencia del flujo de una sola fase líquida en la tubería de producción, determinando las pérdidas de presión por la fricción con la fórmula de Hazen.

Estas suposiciones, aún hoy son válidas para pozos productores de agua o para aquéllos con altas relaciones agua-aceite y volúmenes despreciables de gas.

Más adelante, el procedimiento de diseño evolucionó con la operación de métodos para determinar caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico; entonces, también se utilizaron correlaciones para el cálculo de propiedades PVT de los fluidos.

Lo anterior, permitió efectuar la selección del equipo de bombeo con mejor aproximación, para pozos en los que existe una cantidad importante de gas que se produce con los líquidos.

En estos casos se tomaron en cuenta con los efectos del gas que se libera en la tubería de producción conforme se reduce la presión, durante el viaje ascendente de los hidrocarburos hacia la superficie; de manera que, determinar la variación de la densidad de la mezcla a

---

---

presiones inferiores a la de burbujeo, condujo a diseños en los que las dimensiones del motor y de la bomba fueron hasta 50% menores, respecto a las obtenidas con las suposiciones mencionadas anteriormente.

En la actualidad, el diseño ha mejorado, incorporando en los cálculos la consideración de que el volumen y propiedades físicas de la mezcla, varían constantemente en el interior de la bomba; lo cual se traduce en reducciones importantes de su capacidad volumétrica, desde la presión de succión hasta la de descarga.

Consecuentemente las dimensiones del motor y de la bomba son aún menores, para lograr una operación más eficiente del sistema, para obtener en la superficie el gasto de líquidos deseado, manteniendo la presión necesaria en la cabeza del pozo.

### **Descripción del equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido.**

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituido en el fondo del pozo por los componentes motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor. Las partes superficiales son: cabezal, cable superficial, tablero de control, transformador.

Se incluyen todos los accesorios necesarios para asegurar una buena operación, como son: separador de gas, flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable.

### **Componentes subsuperficiales.**

- **Motor eléctrico.**

El motor eléctrico es colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño es compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes.

- **Protector.**

Se localiza entre el motor y la bomba esta diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo.

- **Separador de gas.**

Es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bombas normalmente se coloca entre esta y el protector sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

- **Bomba electrocentrífuga sumergible.**

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo.

### **Equipo superficial.**

- **Tablero de control.**

Por medio del tablero de control se controla la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo, dependiendo del control que se quiera tener se seleccionarán los dispositivos adecuados.

- **Transformador.**

Se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo.

- **Caja de viento o de unión.**

Se instala por seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, ya que el gas puede llegar por el cable superficial hasta la instalación eléctrica del tablero.

- **Bola colgadora.**

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Funciona sosteniendo la tubería de producción y permitiendo el paso de los tres conductores del cable, proporcionando

el sello necesario en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

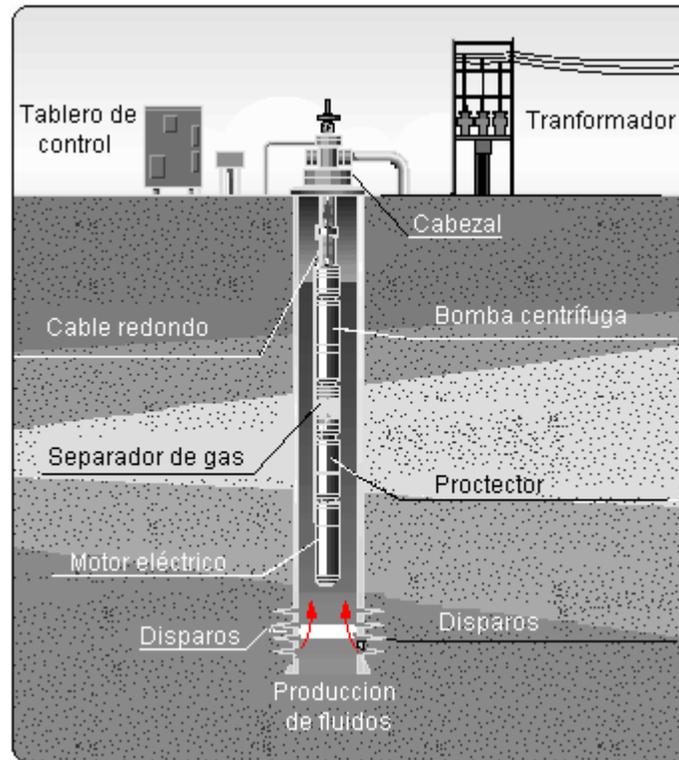


Figura III.73. Bombeo Electrocentrifugo.

### 3.4.5 Otros tipos de terminación.

La decisión que se haya tomado en el tipo de terminación de un pozo petrolero, tendrá influencia en la vida productiva actual del mismo, ya que son esenciales los datos del comportamiento mecánico del intervalo productor bajo la acción de esfuerzos in-situ que van cambiando gradualmente durante el agotamiento o caída de presión del yacimiento, y estos esfuerzos no son bien conocidos.

Dependiendo de los accesorios con que vaya provista la tubería de producción será el tipo de aparejo, siendo los más comunes los siguientes

- **Pozo fluyendo por T.P. franca.**

Propiamente es la tubería de producción colgada y situada a determinada profundidad sobre el intervalo productor (Ver la Figura III.74).

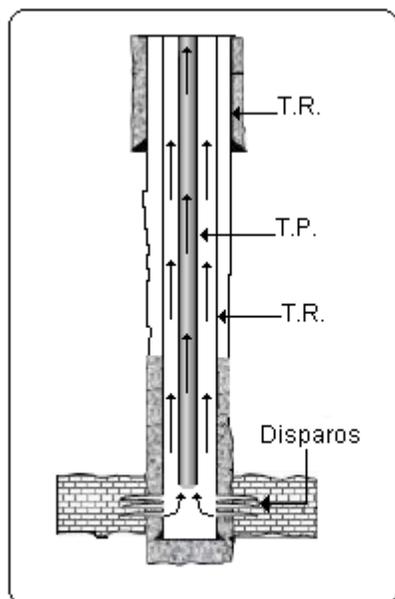


Figura III.74. Pozo flujoabierto con T.P. franca.

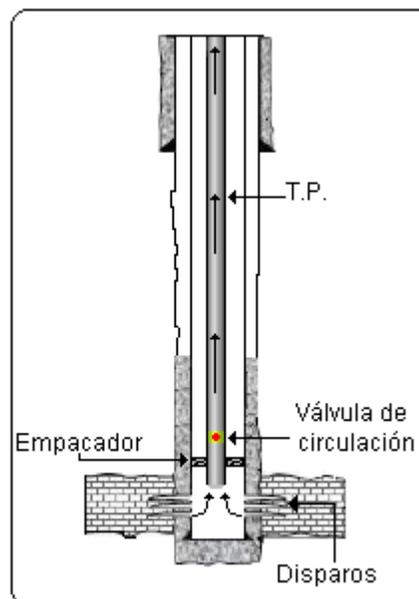


Figura III.75. Pozo flujoabierto con empacador.

Los fluidos que aporte pueden explotarse por dentro y fuera de la T.P., aunque no es recomendable que produzca por el espacio anular, ya que el interior de la T.R. se expone a daños por fricción y corrosión.

- **Pozo flujoabierto con empacador.**

Está formado por un empacador recuperable o permanente, una válvula de circulación y la tubería de producción (Ver la Figura III.75).

El flujo y presión del aceite y gas se controlan por medio de un estrangulador instalado en el árbol de válvulas.

- **Aparejo flujoabierto doble.**

Está formado por dos empacadores: uno permanente inferior y otro recuperable de doble terminación superior; una junta de seguridad; dos válvulas de circulación y dos tuberías de producción. Se denomina sarta larga (S.L.) a la sección por donde aporta fluidos el intervalo inferior y sarta corta (S.C.) por donde fluirán el aceite y gas del intervalo superior. Las tuberías pueden seleccionarse de igual o diferentes diámetros.

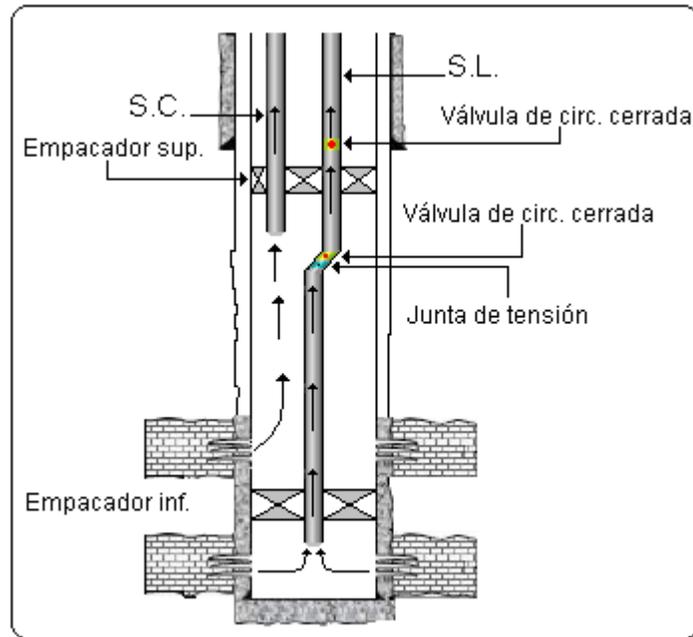


Figura III.76. Aparejo fluyente doble.

- **Aparejo fluyente doble selectivo.**

Este tipo de aparejo utiliza tres empaadores: dos permanentes, uno inferior y otro intermedio y uno superior recuperable de doble terminación. Como accesorios: una junta de seguridad y tres válvulas de circulación con dos tuberías de producción de igual o diferente diámetro.

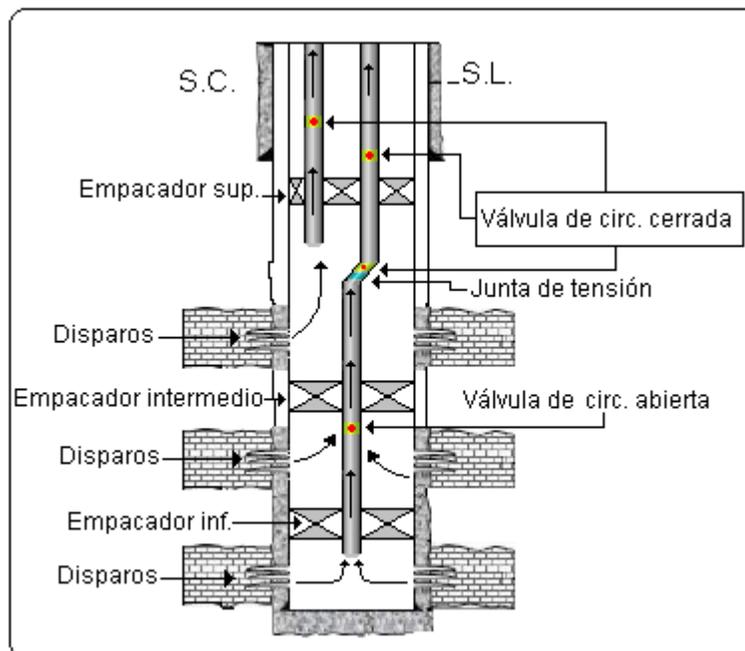
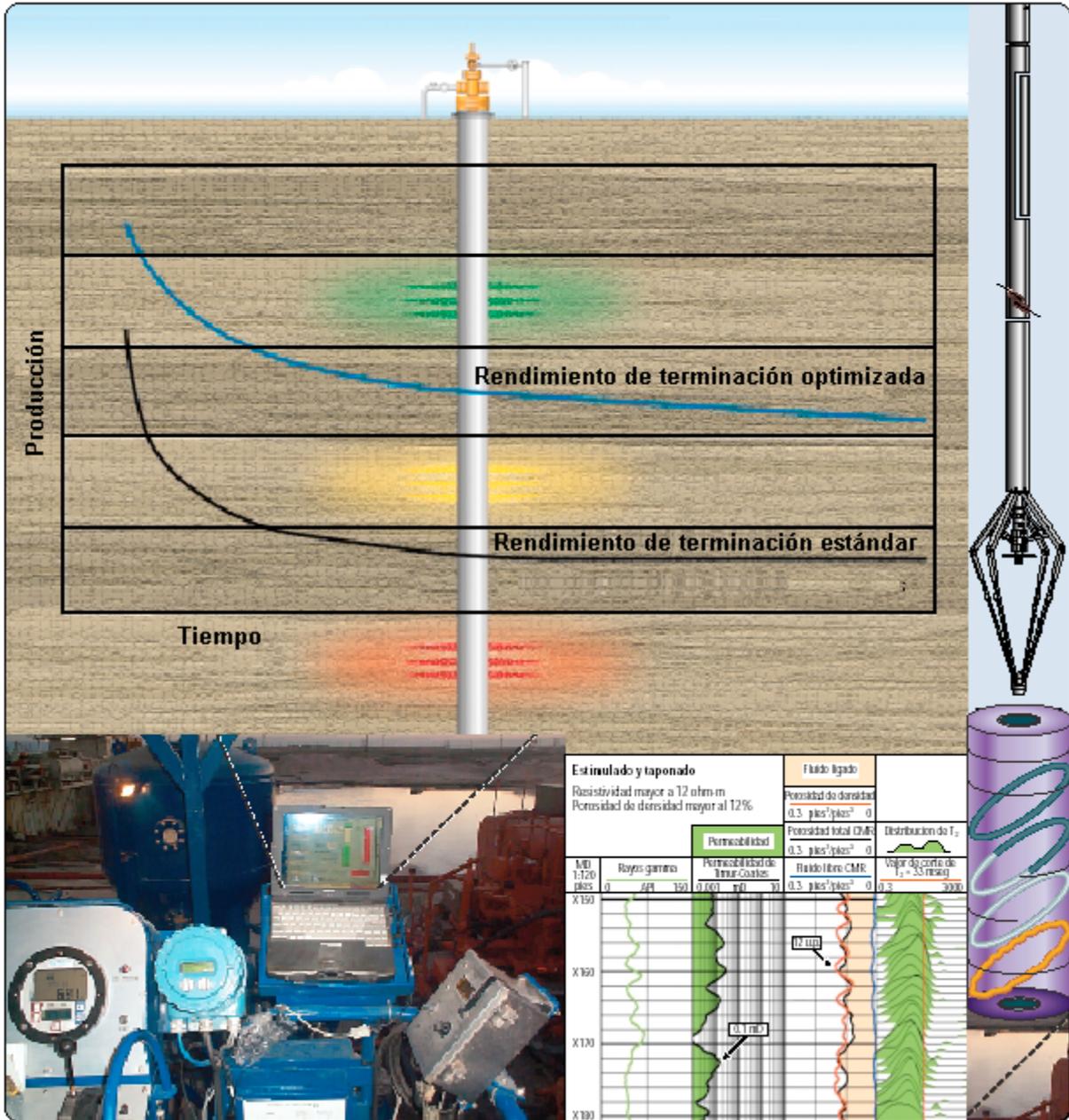


Figura III.77. Aparejo fluyente doble selectivo.

Por la sarta larga (S.L.) desalojan los fluidos de los intervalos inferior e intermedio y por la sarta corta (S.C.) descargarán los fluidos del intervalo superior. En cualquier tipo de aparejo fluyente seleccionado, los empacadores de producción son el elemento de sello cuya finalidad principal es la de aislar el ó los intervalos abiertos entre sí, además de evitar la comunicación entre las tuberías de producción y las de revestimiento.



# CAPÍTULO IV



# ESTIMULACIÓN DE POZOS



## IV ESTIMULACIÓN DE POZOS.

La estimulación de pozos es una de las actividades más importantes en el mantenimiento de la producción de los pozos petroleros, ésta consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación de pozos, o por otros factores durante la vida productiva del pozo.

**Una estimulación** es el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento o incremento de la producción de aceite y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo con sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños mas adecuados en forma rápida y con mayor certidumbre.

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) utilizando ácido clorhídrico (HCl) a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha utilizado Ácido Fluorhídrico ( HF) o más recientemente, a través de Fracturamientos hidráulicos.

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia revela que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico.

Muchos de estos pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no - ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción,

---

---

por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis de gabinete.

La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores importantes que deben considerarse para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo candidato a estimular.

**Daño a la Formación:** El daño a la formación es la pérdida de productividad (o inyectabilidad) parcial o total, natural o inducida, de un pozo, resultado del contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

#### **Origen del Daño.**

El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo. El proceso de la perforación del pozo es el primer y quizá el más importante origen del daño, el cual se agrava con las operaciones de cementación de tuberías de revestimiento, las operaciones de terminación y reparación de pozos e incluso por las operaciones de estimulación. La fuente de daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

#### **Tipos de daño.**

Independientemente del origen o la naturaleza del daño, este afecta el patrón de flujo natural de los fluidos en la formación. Los daños que tradicionalmente conocemos, presentes en el sistema roca-fluidos, los podemos agrupar en tres tipos básicos:

- **Daño a la permeabilidad absoluta.**

En este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación ya sea por:

- La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
- Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
- Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos o parafinas).
- Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos.

- **Cambios en la permeabilidad relativa.**

Los cambios resultan frecuentemente en una reducción al fluido de producción deseado, éstos se deben a cambios a la mojabilidad al aceite en una formación productora de hidrocarburos mojada al agua y/o por cambios en la saturación de fluidos, debido a tratamientos previos, por un trabajo de reparación, etc.

- **Alteración de la viscosidad.**

El incremento de la viscosidad del fluido puede ser debido a la formación de emulsiones, polímeros, etc. y esto dificulta el flujo de fluidos.

### Representación del daño.

La Figura IV.1 describe las condiciones de la vecindad del agujero, donde  $r_x$  y  $k_x$  representan la penetración del daño y la permeabilidad de la zona afectada respectivamente,  $k_x$  es diferente a la permeabilidad de la formación en la zona virgen, representada con la permeabilidad  $k$ .

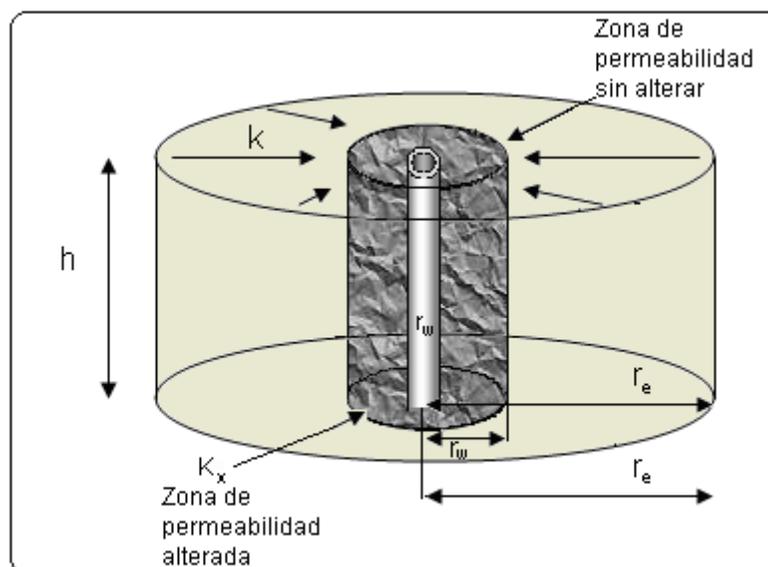


Figura IV.1. Representación esquemática de una zona dañada.

El factor de daño ( $S$ ) está dado por la ecuación 4.1

$$S = \left[ \frac{k}{k_x} - 1 \right] \ln \frac{r_x}{r_w} \quad 4.1$$

En general el efecto de daño (S) implica:

$S = 0$  no existe daño, por lo que  $k_x = k$ .

$S > 0$  existe daño, por lo que  $k > k_x$

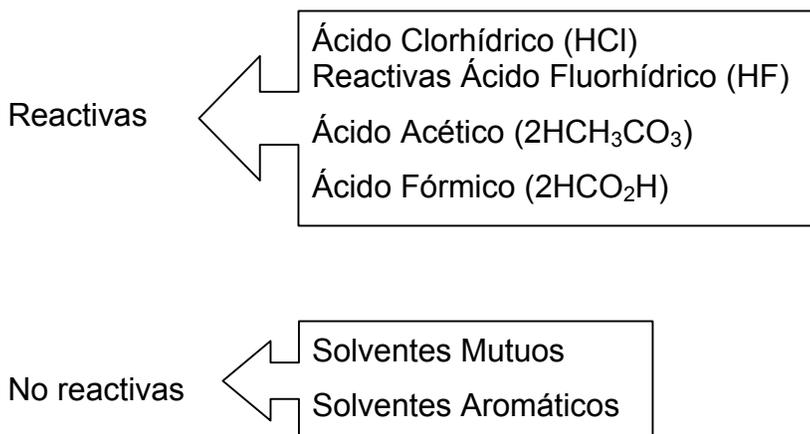
$S < 0$  el pozo esta estimulado  $k < k_x$

#### 4.1 ESTIMULACIÓN REACTIVA Y NO REACTIVA.

La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatadas o en areniscas. Durante la etapa de perforación y terminación del pozo diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado original provocando daños que resultan en una caída de presión y por consiguiente en una disminución en la producción de hidrocarburos.

Además, en estas etapas o durante la vida productiva del pozo pueden presentarse condiciones como cambios de mojabilidad, bloqueos por agua, presencia de compuestos orgánicos, mezclas complejas de orgánicos e inorgánicos, presencia de arcillas y finos o sludge, entre otras, que provocan la presencia de cualquiera de los mecanismos de daños ya mencionados.

En función del elemento básico que la constituye se pueden clasificar de la siguiente manera:



La remoción efectiva del daño por permeabilidad absoluta involucra la disolución o dispersión/disolución de material físico el cual provoca la restricción en la permeabilidad. Si el material de daño es soluble en ácido, un fluido base ácido puede ser efectivo en disolver y remover el material.

---

---

Tanto las formaciones carbonatadas como las areniscas pueden acidificarse, sin embargo la efectividad de su tratamiento siempre estará directamente relacionado a como el tratamiento seleccionado elimina el daño.

Cuando el daño consiste de parafinas y asfáltenos, debe usarse solventes orgánicos como solvente base para ayudar a disolver el material y así restaurar la permeabilidad.

Cuando incrustaciones o sólidos solubles en ácido, son cubiertas con aceite, el uso de solventes colocados como precolchón antes de la etapa de ácido, es útil para limpiar la superficie y permitir mas directamente la reacción del ácido. El ácido nunca debe usarse solo en un intento para remover depósitos de asfáltenos o parafinas.

### **Aditivos.**

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

- a. Inhibidores de corrosión.
- b. Surfactantes.
- c. Solventes mutuos.
- d. Aditivos de control de fierro.
- e. Agentes divergentes.
- f. Gas.

- a. Inhibidores de corrosión

Típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.

### b. Surfactantes

Los surfactantes son comunes en todos los tratamientos ácidos y ellos son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas; las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: La desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento. En un tratamiento ácido en arenas, especialmente, la incompatibilidad de inhibidores de corrosión y surfactantes aniónicos puede ser un problema si no se manejan apropiadamente.

### c. Solventes mutuos

Los solventes mutuos o mutuales como el Etilen Glicol Mono Butil Ether ( EGMBE) o materiales similares, son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos se desarrollaron hace algunos años para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver mas allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo.

Debido a sus propiedades, tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan solventes mutuos. Los solventes mutuos para ser efectivos, deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento.

### d. Aditivos de control de fierro

Muchas formaciones contienen Siderita, hematita y otros minerales ricos en fierro, además del fierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por lo tanto los agentes secuestrantes de fierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos. La química de los componentes de incrustaciones de fierro es más compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de fierro en la formación, ferroso y férrico (este último de mayor riesgo, y el primero que se forma

en las estimulaciones); en solución, la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de hierro, que puede verse incrementada substancialmente por corrosión, o por contacto de magnetita o de hematita.

Mientras el ácido no está gastado su pH es 0 ó cercano a 0, en estas circunstancias ningún ión de hierro precipitará; sin embargo, a medida que el ácido se va gastando, su pH tiende a subir, y arriba de 2 ó más, los problemas con precipitación de hierro existen y agravan el problema en el fondo, (el ferroso empieza a precipitar en pH de 5 y el férrico empieza a precipitar con pH de 2.5 y totalmente con pH de 3.5) por lo anterior es importante contar con los secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción tan rápido como sea posible.

#### e. Agentes divergentes

El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento matricial ya sea en carbonatos o en areniscas. La desviación en un tratamiento puede ser complementada utilizando desviadores mecánicos como empaques, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espuma e incremento en el ritmo de inyección por debajo de la presión de fractura.

#### f. Gas

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador. Existe una técnica patentada por J. L. Gidley (“El futuro de las acidificaciones” – JPT 230) que reporta ventajas de usar bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), como un precolchón por delante del ácido, en tratamientos de zonas de aceite.

#### 4.1.1 Estimulación reactiva.

La acidificación matricial consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones menores a la presión de fractura de la roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y

---

---

eliminar obstrucciones en el mismo, también se utiliza para estimular la productividad del pozo, con el mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

En el caso de la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el elemento básico.

### **Ácido.**

Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y en unión, cuando están en solución en agua. Los iones hidrógeno son elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Entre mas completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrógeno y su unión, mayor poder de disolución tendrá el ácido y este será un ácido fuerte.

En la estimulación reactiva se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes, para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, dónde y cuándo se llevan a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y el diseño de una acidificación matricial. Este estudio se basa en el estudio de estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción.

### **Ácido clorhídrico (HCl).**

El ácido clorhídrico es el más utilizado para la estimulación de pozos, es una solución de hidrócloro en forma de gas en agua y se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar y esto le da la condición de ácido fuerte.

Su amplio uso es debido a esta propiedad ya que es el ácido que permite el mayor volumen de roca calcárea disuelta, dando como resultado productos de reacción soluble en agua.

La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad que puede ocasionar daño a las tuberías del pozo y al equipo de acero. Esta acción agresiva del ácido clorhídrico restringe su aplicabilidad a altas temperaturas, del orden de 300 °F.

---

---

**Ácido fluorhídrico (HF).**

El ácido fluorhídrico es el único ácido que permite la disolución de minerales sílicos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo, etc. a causa de la mayor área superficial de las arcillas, el HF reacciona perfectamente con estos minerales. Además de atacar estos compuestos de sílice, el HF también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación, lo cual deberá evitarse en todo lo posible.

Estas reacciones del HF con los carbonatos hacen que este ácido sea de uso exclusivo en formaciones sílicas, sus aplicaciones se restringen principalmente a la remoción de daños ocasionados por las arcillas.

**Ácido orgánico.**

Las principales virtudes de los ácidos orgánicos son su menor corrosividad y más fácil inhibición a altas temperaturas, se usan principalmente en operaciones que requieren un alto o largo tiempo de contacto del ácido con la tubería; por ejemplo como fluido de perforación (disparos), o cuando es inevitable su contacto con partes de aluminio o cromo.

Son considerados ácidos mucho más débiles que el ácido clorhídrico, pero pueden ser utilizados en forma individual o en conjunto con el mismo.

**Ácido acético.**

Este ácido fue el primero de tipo orgánico empleado en la estimulación de pozos. Su característica principal es que es un ácido débil. Es fácil y seguro de inhibir, por lo que es utilizado como fluido de limpieza o de terminación antes del disparo, casos donde se tiene tiempos de exposición prolongados con las tuberías., el ácido acético reacciona con las rocas calcáreas.

**Ácido fórmico.**

Es el menos caro de los ácidos orgánicos, pero más caro que el HCl en la base al costo por volumen de roca disuelta. Es mas fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el HCl. La corrosión con este ácido es uniforme y difícil de inhibir. En aplicaciones a

---

---

alta temperatura su costo, comparado con el de HCl, es casi el mismo, debido a la mayor concentración del inhibidor requerido para el HCl.

### **Aditivos.**

Todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren de un acondicionamiento para ser empleados con seguridad y evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación o con los fluidos. Los aditivos deben de seleccionarse para las condiciones de cada pozo por cuanto a tipo y a concentración de los mismos. Algunos de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo, son similares a aquellos recomendados por la API.

## **ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN CARBONATOS.**

### **Estimulaciones reactivas utilizando ácido clorhídrico (HCl).**

Como se mencionó anteriormente las estimulaciones matriciales en cualquier formación pueden ser reactivas o no reactivas. Para las formaciones de carbonatos los tipos de ácido que pueden usarse son:

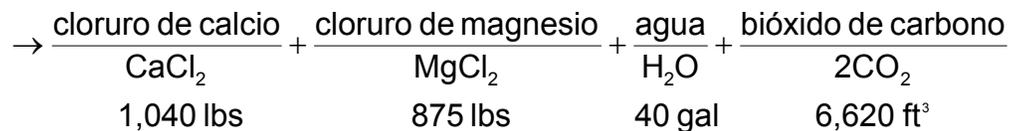
- Ácido clorhídrico (HCl).
- Ácidos orgánicos (acético y fórmico)

Este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones calizas o en dolomitas, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido.

La acidificación matricial en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en formaciones areniscas, esto es debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en calizas como en dolomitas son solubles en el ácido gastado.

La Figura IV.2, muestra la capacidad de disolución del HCl a varias concentraciones, en caliza y dolomita. Basado en gran cantidad de volúmenes calculados y por la experiencia de campo, la



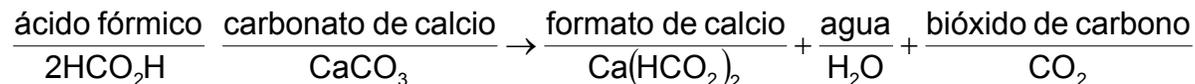
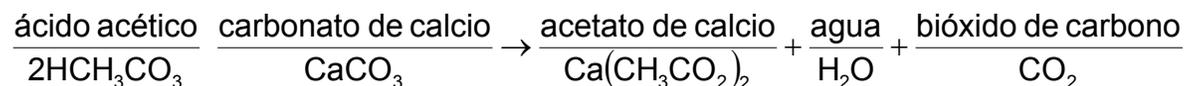


### Estimulaciones reactivas utilizando ácidos orgánicos.

El ácido acético y el ácido fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCl. Son mucho más débiles que el HCl y por lo tanto reaccionarán más lentamente con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración mas profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones.

El ácido acético reacciona más lentamente que el fórmico. Un 10% de solución de ácido acético disolverá la caliza tanto como un 6% de solución de HCl. Un 10% de solución de ácido fórmico disolverá la caliza tanto como un 8% de solución de HCl.

La reacción química de estos ácidos con la caliza es la siguiente:



### Factores que afectan la reacción del ácido con los carbonatos.

Existen algunos factores que influyen en el efecto de reacción del ácido con las formaciones, entre los más importantes:

- a. Relación volumen – área contacto.

A mayor superficie de roca expuesta por unidad de volumen de ácido, éste se gastará más rápido.

b. Presión.

Arriba de 750 lb/pg<sup>2</sup> la presión tiene un menor efecto en la reacción del ácido con rocas calcáreas que la mayoría de los otros factores, por debajo de ese valor la reacción se acelera, como se observa en la Figura IV.3.

c. Temperatura.

A medida que la temperatura se incrementa, el ácido reaccionará más rápido con el material calcáreo.

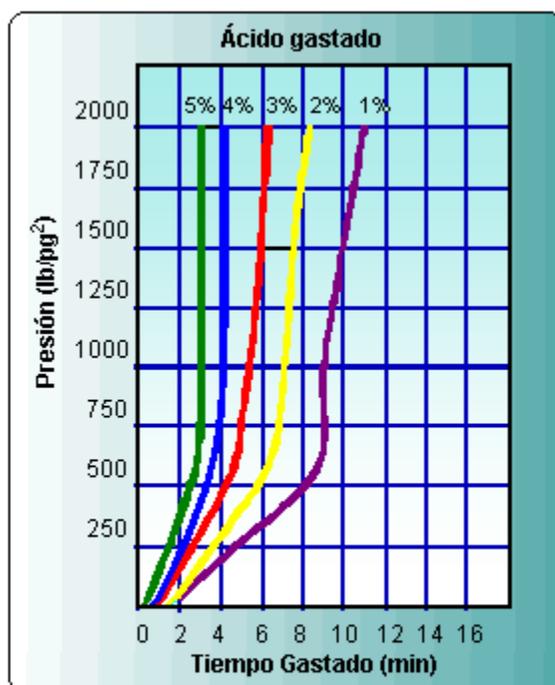


Figura IV.3. Efecto de la presión sobre el tiempo de reacción del HCl - CaCO<sub>3</sub>.

d. Concentración del ácido y productos de reacción.

Mientras más fuerte sea un ácido más tiempo le tomará terminar la reacción. Con sólo agregar cloruro de calcio o bióxido de carbono a cualquier ácido fuerte retardará ligeramente su reacción. Un ácido orgánico le toma más tiempo gastarse que el HCl porque sólo está parcialmente ionizado.

e. Composición de la roca.

La composición química de la roca influirá en la reacción del ácido, las dolomitas generalmente reaccionan más lentamente con el HCl que con las calizas.

## f. Viscosidad.

A medida que la viscosidad se incrementa disminuye el tiempo de reacción del ácido.

#### 4.1.2 Estimulación no reactiva.

Una de las características de la estimulación es que los gastos y las presiones son menores a la presión de fractura de la formación. Para poder realizar las estimulaciones se estudia realizando pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, para así determinar el incremento del gasto y si es necesaria la estimulación.

Esta prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte a gastos muy bajos, de  $\frac{1}{2}$  barril por minuto, midiendo la presión de inyección. Entonces, se incrementa el bombeo por pasos y leer la presión de inyección hasta que la curva de gasto – presión de inyección se quiebre como se indica en el punto A de la Figura IV.4.

Si la presión deseada para la estimulación matricial se alcanza antes de la fractura, entonces la estimulación matricial puede llevarse a cabo a esa presión o una presión ligeramente más abajo.

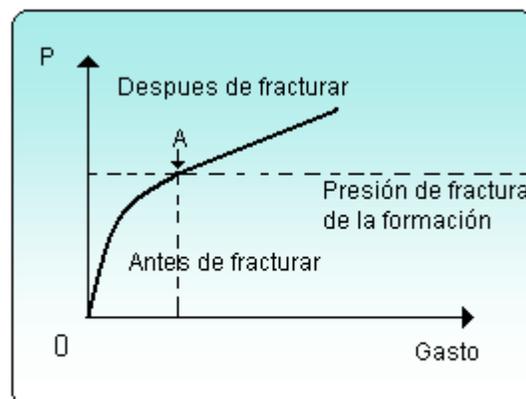


Figura IV.4. Prueba para determinar la presión de fractura.

La estimulación matricial no reactiva (no ácida), en el cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes.

Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc. Si el daño no es identificado en la formación no se debe de aplicar la estimulación matricial no reactiva.

Generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas, siendo el daño la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos y fracturas en la vecindad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yacimiento mismo.

Este daño puede ser originado durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción.

El daño puede variar desde una pequeña pérdida de la permeabilidad, hasta el bloqueo total de las zonas productoras. La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

La invasión de fluidos base agua, conocida como “bloqueo de agua”, propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, la cual se traduce en una mayor restricción al flujo de aceite del yacimiento al pozo.

Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcilla como la illita, ya que su forma propicia una mayor área majada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes del pozo.

Tipo de daño	No reactiva
Arcillas y finos	Sólo en formaciones con $T > 300$ °F con agentes surfactantes dispersantes de finos.
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajo tensores.

Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua.
Películas interfaciales	Fluidos oleosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes.
Incrustaciones de sales	No indicada.
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos.
Pérdidas de presión	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos.

Tabla IV.1 Tipos de daño.

La acción de la estimulación mojabilidad matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas; tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad.

### **Tensión superficial.**

La materia en sus diferentes estados esta compuesta por moléculas, las cuales presentan una tracción mutua llamada fuerza de cohesión y es una combinación de fuerzas electrostáticas y de Vander Walls. El desbalance de estas fuerzas en la interfaces crea energía libre de superficie. Entonces la tensión superficial la podemos definir como el trabajo por unidad de área equivalente para vencer la energía libre de superficie y se mide en dina/cm.

### **Tensión interfacial.**

Se puede explicar en los mismos términos que la tensión superficial de un liquido. Aquí cada fase tiende a contraerse como resultado de un desbalanceo de fuerzas que sufren las moléculas que se encuentran en la interfase. La tensión interfacial actúa como una fuerza que se opone al aumento de la interfase entre los dos líquidos. La separación de las dos fases depende de la naturaleza química de la segunda fase; si de trata de una fase exclusivamente no-polar la separación es mayor y la tensión interfacial será muy grande, pero si tiene un grupo polar, el valor de la tensión interfacial es menor.

**Mojabilidad.**

Es una medida de la facilidad que tiene un fluido para esparcirse sobre la superficie de una roca. La definición clásica de mojabilidad se basa en un ángulo de contacto  $\theta$  de una gota de agua rodeada de petróleo. Las definiciones siguientes son usadas:

$\theta < 90^\circ$ , mojabilidad al agua.

$\theta = 90^\circ$ , mojabilidad intermedia.

$$\text{Mojabilidad} = \sigma \cos \alpha$$

$\theta > 90^\circ$ , mojable al petróleo.

Las medidas del ángulo de contacto se llevan a cabo sobre cuarzo puro o calcita y es dificultoso llevar a cabo a condiciones de yacimiento.

**Capilaridad.**

Otro fenómeno de superficie es la capilaridad. Si un tubo de vidrio capilar es sumergido en agua, el agua se eleva en el tubo, en este caso la presión capilar será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo dividida entre el área del capilar. Entonces la presión capilar se define como la diferencia de presiones en la interfase.

**Surfactantes.**

Son compuestos de moléculas orgánicas, caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (polar), llamado hidrofílico y otro afín al aceite (no polar) llamado lipofílico. Puede ayudar o perjudicar el daño. La molécula de surfactante es parcialmente soluble (depende de la relación de sus grupos solubles en agua y en aceite), tanto en fluidos oleosos como acuosos. Algunos son sólo dispersables en aceite.

**Estimulaciones No reactivas en carbonatos.**

En este sistema los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, estos sistemas se utilizan para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control, depósitos orgánicos, daños por tensión interfacial, por mojabilidad e incrustaciones. Lo anterior es debido a que el flujo de fluidos a través de medios porosos está gobernado por los fenómenos de superficie que representan las

---

---

fuerzas retentivas de los fluidos en la roca, la acción de la estimulación no ácida concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas, manifestadas en los fenómenos de superficie siguientes:

- Tensión interfacial.
- Mojabilidad.
- Capilaridad.

Los agentes de superficie (surfactantes) son los principales productos químicos que se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar estos fenómenos de superficie. La selección de un químico para cualquier aplicación particular dependerá de que contaminante esta taponando o bloqueando la permeabilidad de la formación.

El HCl no disolverá parafinas, asfáltenos o grasas de la tubería, los tratamientos de esos sólidos o agentes bloqueadores requiere de un solvente orgánico efectivo (normalmente un solvente aromático como tolueno, xileno u ortonitrotolueno).

Debido a los diferentes sólidos que taponan o bloquean los poros, se requieren también diferentes solventes para su remoción, no hay un solvente universal para el daño de un pozo.

Los fenómenos de superficie pueden provocar daños en la permeabilidad absoluta, cambios en la permeabilidad relativa y alteraciones en la viscosidad de los fluidos, y deben ser tratados con sistemas no reactivos.

En el caso de las emulsiones, estas generalmente se forman de la mezcla de fluidos base agua y aceite, presentando **altas viscosidades** que reducen la capacidad de flujo del pozo. Pueden ser estabilizadas por surfactantes, así como por solventes mutuos acompañados de desemulsificantes.

Una formación mojada por aceite **reduce la permeabilidad relativa al aceite**, en este caso se inyectan solventes mutuos para cambiar la mojabilidad y luego la inyección de un surfactante

---

---

que deje la roca mojada por agua. El uso de algún surfactante no solo es exitoso, si antes no se ha removido la fase aceite que se encuentra mojando a la roca.

Puede existir un bloqueo por agua que también **reduce la permeabilidad relativa al aceite**, causado por el incremento en la saturación de agua, se puede formar en la fase de perforación y terminación por filtrado del fluido base agua, lo favorece la presencia de arcillas hidratables.

Es tratado mediante la reducción de la tensión superficial entre el agua y aceite o gas, con el uso de surfactantes, solventes mutuos y desemulsificantes, en el caso de pozos de gas es recomendable el uso de ácidos alcohólicos.

Los depósitos orgánicos como parafinas y asfáltenos **dañan la permeabilidad absoluta**, sus orígenes son numerosos y complejos, su principal mecanismo es el cambio en la temperatura y presión en el pozo y las cercanías, pueden removerse con solventes aromáticos (Xileno y Tolueno) y aditivos (antiasfaltenos, dispersantes de parafinas).

Los depósitos orgánicos e inorgánicos **dañan la permeabilidad absoluta**, son componentes orgánicos que generalmente recubren algún componente inorgánico como incrustación o finos. Requiere un tratamiento con un solvente combinado, tal como una dispersión de solvente de hidrocarburo (aromático) en ácido y surfactantes (sistema emulsionado).

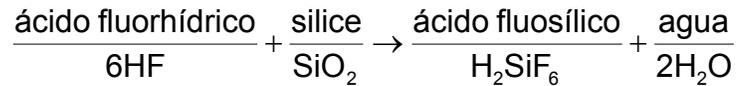
Como puede observarse, en las estimulaciones no reactivas la función del surfactante es fundamental, por lo que el éxito de estas depende en gran medida de su apropiada selección.

### **ESTIMULACION MATRICIAL EN ARENAS.**

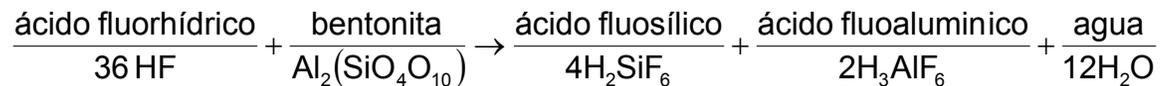
Para las formaciones de areniscas el tipo de ácido que puede usarse es: ácido fluorhídrico (HF), mezclado con HCl o con ácidos orgánicos.

Se puede mezclar éste ácido con HCl o con ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas, debido a que los minerales arcillosos y los feldespatos tienen mayor área de contacto, la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en

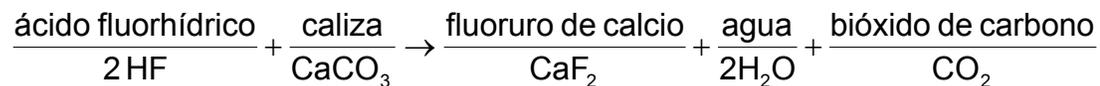
las arenas. Es el único ácido que reaccionará con arena y otros minerales silicios como la arcilla, la reacción química es:



La reacción entre el HF y una arcilla como la bentonita, está dada por:



El HF reaccionará con minerales calcáreos como la caliza, sin embargo producirá precipitados insolubles de fluoruro de calcio:



La principal razón para acidificar una formación de areniscas es remover el daño causado por la invasión de partículas sólidas y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de finos.

Estos tratamientos están limitados para daños someros de 1 a 3 pies de la vecindad del pozo, el HF puede ser retardado para mejorar la distancia de penetración del ácido.

Un daño por arcillas puede ser una mezcla tanto de hinchamiento como migración de finos, cuando eso ocurre se debe acidificar la formación con un sistema que disuelva arcillas y finos con contenido de sílice.

En la mezcla de ácido fluorhídrico (HF) - ácido orgánico (acético o fórmico), se puede utilizar para retardar la reacción con la arena y las arcillas, y disminuir el ataque corrosivo, de esta manera se puede penetrar mas profundamente la formación y remover más daño.

A menores temperaturas son más severos los productos secundarios de los productos de la reacción de esta mezcla de ácidos, por lo que se debe usar en pozos de 200 °F de temperatura

o mayor. La mezcla se debe preparar con agua dulce, nunca debe usarse salmuera o agua corriente para tratamiento con HF ya que estas aguas contienen sodio o potasio.

Los efectos de la reacción del HF con la arena se incrementarán a medida que la temperatura se incremente, por ejemplo el ritmo de desgaste es 13 veces más rápido a 300 °F que a 75 °F.

La mejor selección para remover daño por arcillas en pozos calientes y profundos con yacimientos en areniscas es la de 6% de ácido fórmico y 1.5% de HF.

En la estimulación de areniscas existen tres etapas básicas de bombeo:

1. Precolchón.
2. Fluido de tratamiento.
3. Fluido de desplazamiento.

1. Precolchón.

Siempre se bombea por delante del HF, proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación, este barrido reduce la posibilidad de formar fluosilicatos y fluoaluminatos de potasio. En el caso de usar HCl como precolchón éste removerá el  $\text{CaCO}_3$  y evitará su reacción con el HF.

Los más comunes son (básicamente son los mismos para el desplazamiento):

- Ácido Clorhídrico (HCl).
- Cloruro de Amonio ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ).
- Diesel.
- Kerosina.
- Aceite.

Estos se seleccionan en función de la temperatura y de la composición mineralógica de la roca.

La Figura IV.5 nos muestra el comportamiento de los diferentes precolchones en función de ambas variables, ésta puede ser utilizada en la selección del precolchón.

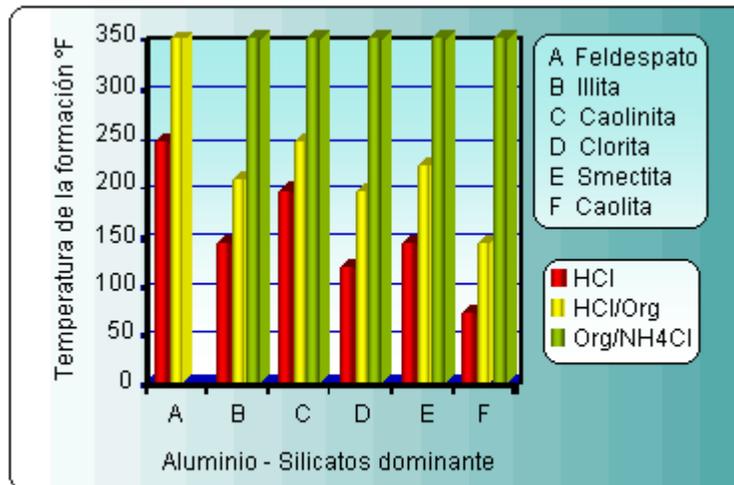


Figura IV.5. Selección del precolchón en función de la temperatura y la mineralogía de la formación.

## 2. Fluido de tratamiento.

Removerá el daño por arcillas, para completar esto, el sistema ácido deberá contener iones de fluoruro. Los surfactantes en un fluido de tratamiento para un yacimiento de areniscas deben ser de tipo no iónico - aniónico y/o aniónico. La Figura IV.6 nos muestra el comportamiento de los diferentes sistemas en función de la temperatura y la mineralogía, esta puede ser utilizada en la selección del fluido de tratamiento.

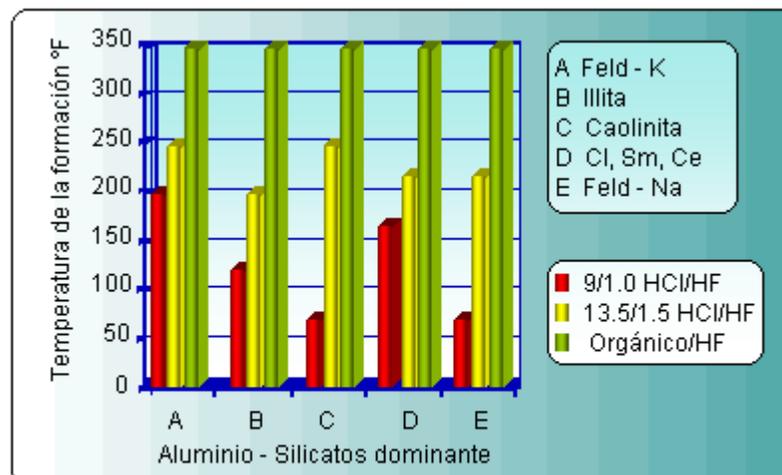


Figura IV.6. Selección del fluido de tratamiento en función de la temperatura y la mineralogía de la formación.

La Figura IV.7 muestra el comportamiento de las diferentes concentraciones del ácido fluorhídrico con respecto a la permeabilidad relativa de un núcleo. Cuando el HF es bombeado a la formación, la permeabilidad y el gasto de bombeo a menudo disminuyen o se incrementa la

presión de bombeo. Así, con 3 y 6% de HF, cuando se remueve el daño, finalmente la permeabilidad se incrementará.

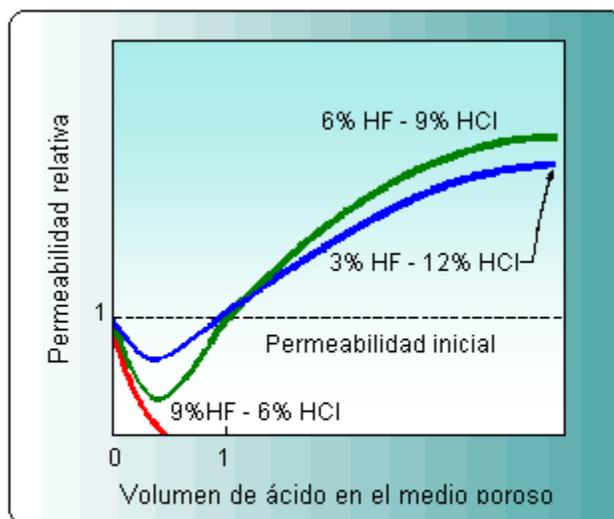


Figura IV.7. Comportamiento de diferentes concentraciones de HF-HCl con respecto a la permeabilidad relativa de un núcleo.

El decremento inicial es mayor con sistemas más fuertes de HF. En ocasiones como se observa en los datos de HF al 9% el daño es completo y el núcleo queda totalmente taponado, lo mismo ocurre con algunos núcleos cuando se utiliza HF al 6%; para reducir esa posibilidad la mayor parte de los operadores utilizan HF al 3% en la mayoría de los tratamientos.

La habilidad del HF para remover el daño en arcillas se genera en una distancia de 2 pies en la vecindad del pozo, mayor se vuelve económicamente incosteable.

### 3. Fluido de desplazamiento.

Se utiliza para desplazar el HF, asegura que la mayoría del HF reaccione en la formación y contribuirá a los resultados del tratamiento. El cloruro de amonio es el más común y es una de las pocas sales que no precipitará con el HF o con el HF gastado, el diesel se utiliza también en pozos de aceite. Ya que el HF reacciona muy rápidamente, no se recomienda un largo período de cierre, debe empezar a regresarse los fluidos tan pronto como sea posible, especialmente en pozos con formaciones de baja permeabilidad.

---

---

Una vez que se han bombeado los fluidos hacia la formación, cumpliendo con las etapas del tratamiento finalmente se bombea un fluido desplazador compatible con el sistema y cuyo volumen será igual al volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a disparar. En el caso de la estimulación matricial en areniscas, la apertura del pozo debe ser lo más rápido posible.

#### 4.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

- Presiones de inyección en pozos.
- Pérdidas de circulación.
- Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

El propósito fundamental de un fracturamiento es incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca.

Fracturamos para:

- Incrementar el gasto de producción.
- Incrementar el radio efectivo de drene.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Incrementar la inyectividad de un pozo para propósitos de inyección.
- Extender la vida económica de un pozo.
- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- Recuperación acelerada de producción.

### Tipos de fracturamiento.

- Fracturamiento hidráulico (Fracturamiento con Apuntalante).
- FRACPAC “Tip Screen-Out”.
- Fracturamiento ácido.

Existen tres casos clásicos en donde un fracturamiento hidráulico puede dar beneficios:

1. Yacimientos de baja permeabilidad, de roca homogénea, en donde una fractura será equivalente a ampliar el diámetro del pozo.
2. Formaciones invadidas y dañadas por fluidos de perforación y terminación.
3. Formaciones con fracturas naturales, no comunicadas en donde una fractura las conecte e incremente la porosidad.

### Conceptos básicos.

Considerando un plano cualquiera, sujeto a una fuerza; donde la fuerza  $F$  somete al plano de área  $A$  a dos esfuerzos definidos por:

Esfuerzo normal:

$$\sigma = \frac{F \operatorname{sen} \theta}{A} \quad 4.2$$

Siendo  $F \operatorname{sen} \theta$  la componente de la fuerza perpendicular al plano.

Esfuerzo cortante:

$$\tau = \frac{F \operatorname{cos} \theta}{A} \quad 4.3$$

Siendo  $F \operatorname{cos} \theta$  la componente de la fuerza en la dirección del plano.

Sus unidades son  $(F/A)$ .

En el caso de que la fuerza  $F$  esté dirigida hacia el plano, los esfuerzos generados son de compresión y si están en sentido contrario son de tensión. En la mecánica de rocas, los esfuerzos de compresión son tomados por convención como positivo y los de tensión como

negativos. En el caso de que la fuerza sea aplicada en forma perpendicular al plano, no existe componente en la dirección del plano y por lo tanto no genera esfuerzo cortante. En este caso, el esfuerzo se le denomina “Esfuerzo Principal”.

### Deformaciones.

Cuando un cuerpo esta sujeto a un esfuerzo, este sufre una deformación, la cual puede medirse. En un cuerpo cilíndrico de roca sujeto a un esfuerzo se tienen dos deformaciones, una en sentido axial o longitudinal ( $\delta$ ), y otra en sentido radial o transversal ( $\epsilon$ ).

Ver la Figura IV.8.

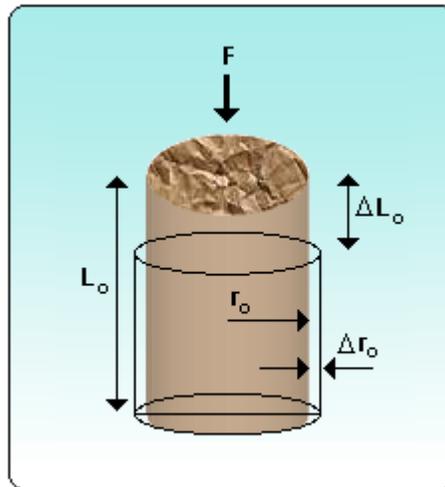


Figura IV.8 Comportamiento de esfuerzos sobre una roca.

**Deformación unitaria:** es la relación entre la deformación absoluta sufrida por un cuerpo entre su dimensión original (adimensional).

$$\text{Deformación Unitaria} = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

axial o longitudinal

$$\delta_o = \frac{(L_o - \Delta L) - L_o}{L_o}$$

$$\delta_o = -\frac{\Delta L}{L_o}$$

4.4

Radial o transversal

$$\varepsilon_o = \frac{(r_o - \Delta r) - r_o}{r_o}$$

$$\varepsilon_o = -\frac{\Delta r}{r_o} \quad 4.5$$

### Relación de Poisson ( $\nu$ ).

Es un parámetro de trascendente importancia, pues caracteriza los diferentes materiales y se constituye en una variable independiente, propiedad del material en estudio. La relación de Poisson, se define como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\varepsilon_o}{\delta_o} \quad 4.6$$

Donde:  $\varepsilon_o$  es la expansión lateral de la roca,  $\delta_o$  es la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

Es adimensional y su rango de variación está entre 0.1 y 0.4.

Tipo de roca	$\nu$ (adimensional)
Arenisca	0.15 – 0.25
Calizas	0.20 – 0.30
Margas	0.40 – 0.45
Roca de sal	0.30 – 0.40

Tabla IV.2 Valores típicos de rocas.

### Modulo de elasticidad (Modulo de Young) “E”.

Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo ( $\sigma$ ) y deformación ( $\delta$ ), los cuales relaciona la **Ley de Hooke** expresada en la siguiente ecuación.

$$\sigma = E\delta \quad 4.7$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como **módulo de elasticidad (Young)**.

El modulo de Young es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse.

Este parámetro es una propiedad intrínseca de los materiales y dos dimensiones están dadas por ( $F/L^2$  o  $F/L$ ), aun cuando no tiene nada que ver con el esfuerzo o la presión.

A medida que se incrementa el esfuerzo, un daño irreversible se produce, reflejado en una deformación permanente; a esta magnitud de esfuerzo, se le denomina LIMITE ELÁSTICO. En caso de continuar aumentando el esfuerzo, se alcanzara un valor donde la roca falla y se produce su ruptura. Si el esfuerzo fue compresional, será RESISTENCIA a la COMPRESIÓN de la roca,  $R_c$ . En caso de que el esfuerzo fuese tensional será a RESISTENCIA a la TENSIÓN de la roca  $R_t$ .

En el caso de que el esfuerzo de ruptura se alcance inmediatamente después de presentarse el límite elástico, se dice que el material tiene un tipo de FALLA FRÁGIL, en caso contrario, el tipo es de FALLA DÚCTIL.

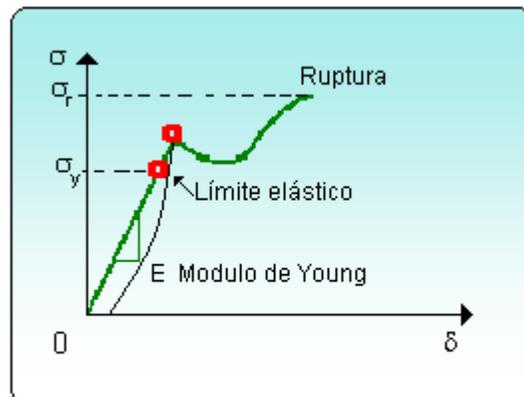


Figura IV.9. Comportamiento del acero bajo cargas.

Tipo de roca	$R_c$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$R_t$ (kg/cm <sup>2</sup> )
Margas	25 – 50	
Calizas suaves	100 – 200	10 – 15
Areniscas poco consolidadas	300 – 400	
Areniscas consolidadas	600 – 700	30 – 50
Areniscas muy consolidadas	1000	
Calizas duras y muy duras	1500 – 2000	100 – 150

Tabla IV.3

La ley de Hook generalizada para un espacio tridimensional:

$$\varepsilon_i = \frac{1+\nu}{E} \sigma_i - \frac{\nu}{E_0} (\nu_1 + \nu_2 + \nu_3) \quad 4.8$$

Donde  $i = 1, 2, 3$  (en los ejes  $x, y, z$ )

O en función del esfuerzo:

$$\sigma_i = 2G \left[ \varepsilon_i + \frac{\nu}{1-2\nu} (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \right] \quad 4.9$$

El modulo de Young de Rigidez o de corte, esta dado por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad 4.10$$

El modulo de Elasticidad y la relación de Poisson, constituyen la propiedad mecánicas fundamentales de todo material. Estos parámetros pueden estimarse de registros sínicos, conociendo la densidad del material,  $\rho$ . El concepto se basa en el hecho de que una onda sínica viaja a través de un material y su rapidez depende de las características del material. La emisión sínica produce dos tipos de ondas:

Si  $V_P$  (velocidad de la onda compresional o longitudinal) y  $V_S$  (velocidad transversal o de corte) se conocen, es posible determinar las propiedades mecánicas del material, aplicando las siguientes ecuaciones:

Onda P (longitud o compresional)

$$V_P = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}} \quad 4.11$$

Onda S (Transversal o de corte)

$$V_S = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}} \quad 4.12$$

### Resistencia de incrustación, $S_{Res}$ .

Esta propiedad mecánica es de interés en el proceso del fracturamiento hidráulico, siendo un parámetro para la selección del agente sustentante y para el diseño de fracturas. Se obtiene de una prueba de laboratorio que consiste en someter a una carga un núcleo de formación, de preferencia con 3.5 pg de longitud.

La carga se trasmite a través de una esfera de acero de 0.05 pg de diámetro que se monta en una placa superior de una prensa hidráulica.

El núcleo de roca se coloca y fija en la placa inferior de la prensa y se aplica una carga medible hasta que la esfera de acero penetre en la roca una profundidad de 0.0125 pg. Cuando esta penetración se alcanza se registra la carga  $W_p$ . La resistencia de incrustación,  $S_{Res}$ , está dada por la carga medida,  $W_p$ , entre el área proyectada de la incrustación:

$$S_{Res} = \frac{4W_p}{\pi d_i^2} \quad 4.13$$

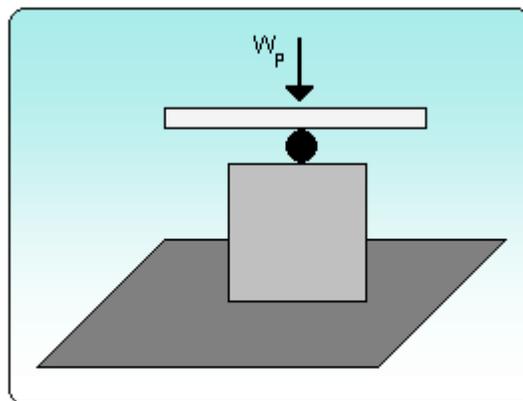


Figura IV.10. Comportamiento de la carga que se trasmite a través de una esfera.

### Compresibilidad de la roca $C_r$ .

La compresibilidad esta definida por la siguiente expresión, donde  $\Delta P$  es la diferencial de la presión aplicada,  $\Delta V$  el consecuente cambio de volumen de la roca con respecto a su volumen original  $V$ .

$$C_r = \frac{1}{\Delta P} \frac{\Delta V}{V} \quad 4.14$$

Puede obtenerse de manera experimental o en función de las variables independientes  $\nu$  y  $E$ .

$$C_r = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad 4.15$$

### Tenacidad de fractura o factor de intensidad de esfuerzo crítico, $K_{Ic}$ .

Es una medida de resistencia a la propagación de una fisura, bajo la acción de esfuerzos a los que se somete el material. Esta característica permite el análisis del crecimiento vertical y la propagación de una fractura.

La tenacidad de fractura está directamente relacionada con la energía requerida para crear mayor superficie de fractura. En medios elásticos está definida para el extremo de una fisura de forma elíptica o parabólica como proporcional a la raíz cuadrada de la fuerza que causa la extensión de una fisura. Sus unidades son  $\left(\frac{F}{L^2} \sqrt{L}\right)$ .

La evaluación del factor de intensidad de esfuerzo crítico, se obtiene experimentalmente a través del método de prueba del "Anillo Modificado", el cual, consiste en cortar de un núcleo de roca, un anillo en cuyo centro se hace un agujero y diametralmente opuesto se cortan dos superficies, el anillo es comprimido a un ritmo de desplazamiento constante y se registra el esfuerzo y el desplazamiento. Si esta prueba se efectúa bajo presiones confinantes, simulando condiciones de pozo, se obtienen valores superiores de  $K_{Ic}$  y, más adecuados de aplicar al fracturamiento hidráulico.

El uso del factor de intensidad de esfuerzo crítico, considérese una fractura radial de radio  $R$ . para este caso, el esfuerzo requerido para extender la fractura está dado por:

$$\sigma = \frac{K_{Ic}}{2\sqrt{\frac{R}{\pi}}} \quad 4.16$$

Y relacionado con el esfuerzo de tensión  $T$  (condicione estáticas):

$$T = \frac{K_{ic}}{2\sqrt{\pi l}} \quad 4.17$$

Donde  $l$  es la mitad de la longitud de la fractura creada.

### Teoría de la elasticidad.

La teoría de elasticidad permite la solución de múltiples problemas; sin embargo, para a su aplicación debe considerarse que los materiales son isotrópicos, homogéneos y elásticos. Un medio es isotrópico si sus propiedades elásticas no cambian con la dirección del cuerpo. Se considera un material homogéneo si el más pequeño elemento del mismo tiene iguales propiedades físicas del cuerpo total.

Un material se considera elástico si las deformaciones producidas por fuerzas externas desaparecen cuando estas fuerzas dejan de actuar sobre el material.

En esencia, las rocas no son materiales completamente isotrópicos, homogéneos y elásticos y en algunos casos, varían considerablemente, por lo que las soluciones a problemas aplicando leyes clásicas de la elasticidad, pueden alejarse de la realidad. El comportamiento esfuerzo – deformación en medios homogéneos, isotrópicos y elásticos está caracterizado por el Modulo de Young y por la relación de Poisson.

### Esfuerzos insitu.

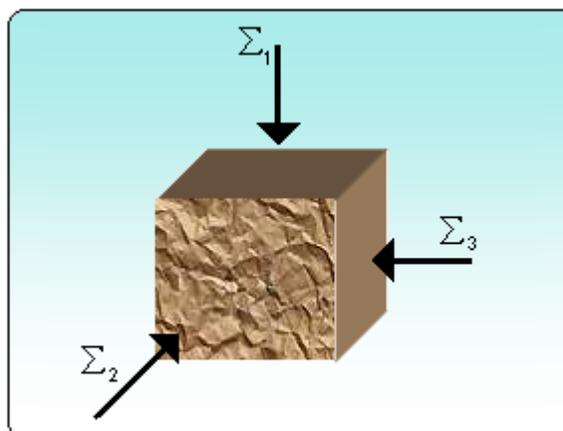


Figura IV.11. Representación de los esfuerzos

### Esfuerzos principales totales.

El petróleo se presenta ampliamente extendido en la Tierra en fase gaseosa, líquida o sólida. El petróleo es una mezcla de compuestos de hidrocarburos (hidrógeno y carbono), con cantidades menores de nitrógeno, oxígeno y azufre como impurezas. La ocurrencia del petróleo se presenta generalmente asociada a cuencas sedimentarias, por lo que el estudio de las mismas y su relación con el fracturamiento hidráulico constituyen el fundamento para entender el proceso.

En condiciones naturales, una cuenca sedimentaria, se va formando por la aportación de sedimentos, propiciando que cualquier elemento en cualquier posición se encuentre sujeto al peso de los sedimentos que sobreyacen, generándose un ESFUERZO VERTICAL, ESFUERZO DE SOBRECARGA O PRESIÓN DE SOBRECARGA. El esfuerzo generado por el peso de los sedimentos induce ESFUERZOS HORIZONTALES, que dependen del comportamiento elástico de la roca y de las condiciones laterales de frontera.

Esfuerzo vertical  $\Sigma_1$ .

$$\Sigma_1 [\text{kg/cm}^2] = 0.1 * \rho_s (\text{gr/cm}^3) * D(\text{m}) \quad 4.18$$

Donde ( $\rho_s$ ) es densidad promedio de los sedimentos.

Si elemento se encuentra en una zona donde no existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán iguales.  $\Sigma_2 = \Sigma_3$ , y su desplazamiento o deformación lateral es nula.

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$$

y

$$\Sigma_2 = \Sigma_3 = \Sigma_1 [\nu / (1 - \nu)].$$

Si el elemento ahora si se encuentra en una zona donde existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán diferentes.

$\Sigma_2 \neq \Sigma_3$ , y solo se podrá estimar el menor de los esfuerzos considerando que  $\Sigma_2 > \Sigma_3$

$$\Sigma_3 = \Sigma_1 [\nu / (1 - \nu)], \text{ y } \Sigma_2 = \Sigma_3 + \Sigma_{\text{TECTÓNICO}}$$

### Esfuerzos principales efectivos.

Las rocas de interés en el fracturamiento hidráulico son porosas, permeables y contienen fluidos a presión.

La roca compacta sin poros debe modificarse dado que los fluidos en los poros soportan parte del esfuerzo de sobrecarga aplicado a la matriz de la roca, es decir, su “esqueleto” es la que soporta la otra parte.

Debido a que los fluidos contenidos en la roca soportan parte del peso de sobrecarga y la otra soporta la matriz de la roca, el estado de esfuerzos natural al que está sometido el elemento, se convierte en estado de esfuerzos principales efectivo. De acuerdo a la Ley Terzaghi.

Esfuerzo principal efectivo vertical  $\sigma_1$ .

$$\sigma_1 = \sum_1 - \alpha P_p \quad 4.19$$

Donde ( $\alpha$ ) se conoce constante poroelástica y su valor varia de 0 a 1. Adquiriendo un valor de 0.85 a 1 para areniscas y de 1 para calizas. Para fines prácticos se toma con un valor de 1.  $P_p$  es la presión de poro.

Si elemento se encuentra en una zona donde no existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán iguales.

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_1 [\nu / (1 - \nu)]$$

Si el elemento ahora si se encuentra en una zona donde existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán diferentes.

$\sigma_2 \neq \sigma_3$ , y solo se podrá estimar el menor de los esfuerzos.

Considerando que  $\sigma_2 > \sigma_3$ .

$$\sigma_3 = \sigma_1 [\nu / (1 - \nu)], \text{ y } \sigma_2 = \sigma_3 + \sum_{\text{TECTÓNICO}}$$

### Esfuerzos alrededor del pozo.

Al perforar un pozo se modifica el estado natural de esfuerzos, esto resulta en una concentración de esfuerzos alrededor del pozo. Este problema fue resuelto por Kirsch aplicando la Teoría de Elasticidad.

El consideró un gran bloque con un agujero en el centro con comportamiento elástico y sujeto a los esfuerzos  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  y  $\sigma_3$ , y el agujero en la dirección  $\sigma_1$ . La solución determina el estado de esfuerzos de cualquier elemento, en función de su posición en coordenadas polares y de los esfuerzos efectivos, tangencial ( $\sigma_\alpha$ ), radial ( $\sigma_r$ ), y cortante ( $\tau_{r\alpha}$ )

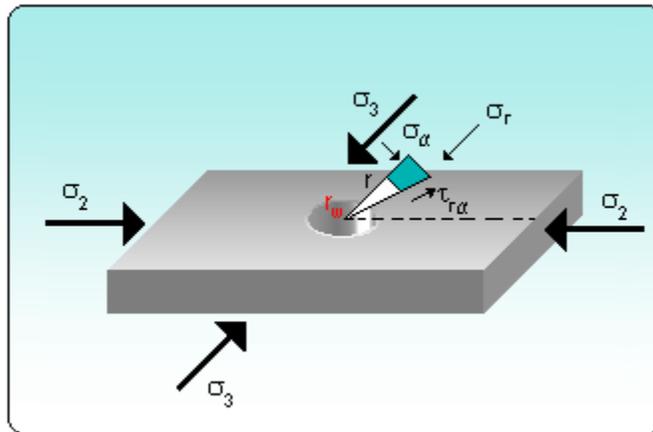


Figura IV.12. Esfuerzos alrededor del pozo.

$$\sigma_\alpha = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left( 1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left( 1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\alpha \quad 4.20$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left( 1 + \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left( 1 + \frac{3r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2} \right) \cos 2\alpha \quad 4.21$$

$$\tau_{r\alpha} = \frac{\sigma_3 - \sigma_2}{2} \left( 1 - \frac{3r_w^4}{r^4} + \frac{2r_w^2}{r^2} \right) \sin 2\alpha \quad 4.22$$

Para  $r = r_w$

$$\sigma_\alpha = \sigma_2 + \sigma_3 - 2(\sigma_2 - \sigma_3) \cos 2\alpha \quad 4.23$$

Para diferentes posiciones  $\sigma_\alpha$  varía, dependiendo del valor del ángulo  $\alpha$ , y dado que el  $\cos 2\alpha$  es una función periódica los valores diariamente opuestos toman la misma magnitud.

$\alpha$	$\sigma_\alpha$
0°	$3\sigma_3 - \sigma_2$
45°	$\sigma_2 + \sigma_3$
90°	$3\sigma_2 - \sigma_3$

Dado que  $\sigma_2 > \sigma_3$ , los elementos con el mismo esfuerzo radial estarán poseionados a 0° y 180° y con el máximo a 90° y 270°.

### Presión de fractura ( $P_F$ ).

Deberá ser suficientemente elevada para vencer los esfuerzos mínimos confinantes en la pared del agujero y la propia resistencia a la tensión de la roca ( $R_{TH}$  para fracturas horizontales y  $R_{TV}$  para fracturas verticales).

La energía de presión se trasmite al inyectar al pozo un fluido, llamado FLUIDO FRACTURANTE. Esta energía se disipa en forma de ondas por lo que el valor de presión de fractura depende, además de los esfuerzos confinantes y la resistencia a la tensión, de los siguientes factores:

- Condiciones de frontera (deformación plana, rígido o esfuerzo plano, deformables).
- Penetración del fluido (relación  $K/\mu < 10^{-11}$  fluido penetrante (cgs)).
- Entrada de fluido (esférica o radial circular).

Para el caso general de esfuerzo plano, fluido penetrante y entrada radial circular la presión de fracturamiento será:

Para fracturas horizontales.

$$P_{FH} = (\sigma_1 + R_{TV}) + P_P \quad 4.24$$

Para fracturas verticales.

$$P_{FV} = \frac{1}{1+\nu} (2\sigma_3 + R_{TH}) + P_P \quad 4.25$$

---

---

**Orientación de de la fractura.**

Las fracturas inducidas hidráulicamente presentan en lo general dos orientaciones dependiendo de la dirección que requiere la menor cantidad de energía de presión, esta dirección es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal. Dado que solo a profundidades someras y por condiciones geológicas, es posible encontrar que los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo de sobrecarga, es a estas profundidades, del orden de 300 a 600 m, que pueden encontrarse fracturas horizontales, en lo general, las fracturas son verticales.

Para fracturas horizontales

$$\text{Si } P_{FH} < P_{FV}$$

La fractura será horizontal normalmente se presentan arriba de los 600 m de profundidad.

$$\text{Si } P_{FH} > P_{FV} \text{ la fractura será vertical.}$$

**Gradiente de fractura,  $G_F$ .**

Difiere del concepto general de gradiente, como en el caso del gradiente térmico o el gradiente de presión. Para el caso general de fracturas verticales, la presión depende del comportamiento mecánico de la roca y en consecuencia el gradiente es una característica de la formación y sólo es aplicable para la misma formación; es decir, cada formación tendrá un gradiente diferente.

**Reología.**

Parte de la física que se encarga del estudio del flujo y deformación de la materia. Las propiedades reológicas llegan a ser un factor importante debido a que los fluidos fracturantes son complejos.

**Ritmo de corte (velocidad de corte).**

Es la diferencia de velocidades adquiridas entre dos capas de flujo de un fluido en movimiento con respecto a la distancia existente entre estas placas. Su valor depende del tipo de flujo y de las características del fluido, es importante su determinación ya que de esta depende la resistencia a ser inyectado un fluido en un trabajo de fracturamiento.

**Fluidos fracturantes.**

Pueden ser de base agua o aceite. Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son las siguientes:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

El fluido fracturante es un fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su fractura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura. El primer volumen debe ser pequeño y de baja viscosidad para favorecer la creación de la fractura. Atrás deberá ir un fluido que favorezca la extensión de la fractura creada.

Lo anterior se logra con fluidos de propiedades especiales. Normalmente se aprovecha para el inicio del fracturamiento el propio fluido del pozo.

Las funciones básicas del fluido fracturante en un fracturamiento hidráulico convencional son:

- Mantener abierta la fractura y propagarla.
- Transportar el sustentante y distribuirlo en la fractura.

Debido a que las formaciones a fracturar varían considerablemente en sus características y condiciones (tipo de roca, composición, permeabilidad, temperatura, presión, etc) se han desarrollado muchos tipos de fluidos fracturantes y se han condicionado con aditivos para mejorar su comportamiento.

El fluido fracturante para cumplir las funciones básicas anteriores requiere de las siguientes propiedades:

- Viscosidad apropiada a condiciones de fractura.

- Baja pérdida de fluido a la formación.
- Reducir pérdidas de presión por fricción.
- Fácilmente eliminables de la fractura al término del tratamiento.
- Compatibles y no dañinos a la formación.
- Prácticos y seguros en su manejo.
- Económicos.

### **Tipos de fluidos fracturantes.**

1. Fluidos convencionales.
  - Base agua.
  - Base aceite.
2. Fluidos complejos.
  - Dispersiones (emulsiones agua en aceite)
  - Base agua.
  - Base.
3. Fluidos especiales.
  - Espumas.
  - Combinados.
  - Ácidos.
  - Gases y alcoholes.

### **Agente sustentante.**

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo.

El sustentante que se utiliza generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión. El sustentante se adiciona al fluido fracturante cuando la fractura es lo suficientemente amplia y permite su introducción sin

“arenarse”. La velocidad de flujo de la lechada disminuye cuando tiene sustentante y este tiende a depositarse.

El sustentante se acumula en el fondo de la fractura, formando un banco que crece en longitud y altura, disminuyendo el área de flujo de la lechada, aumentando su velocidad hasta alcanzar un valor que permite mantener en suspensión al sustentante, denominada velocidad de equilibrio.

- Una fractura queda definida por:
  - Altura.
  - Longitud.
  - Amplitud.

### Geometría.

La geometría de una fractura vertical está caracterizada por una longitud, una altura y una amplitud. Ver la Figura IV.13

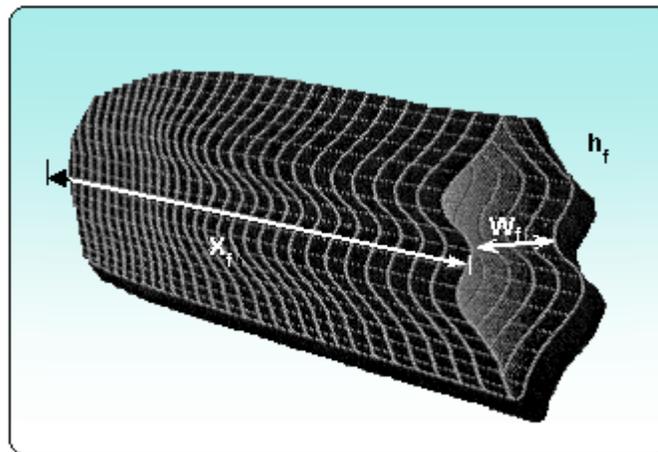


Figura IV.13. Geometría vertical de una fractura.

Factores a considerar en el desarrollo de fracturas verticales.

Considera que una fractura inicia su desarrollo en el tiempo  $t = 0$ . El fluido inyectado hará que la fractura se extienda en tres dimensiones X, Y y Z. Ver la Figura IV.14.

La magnitud en cada dimensión está controlada por los siguientes factores:

- La caída de presión entre el pozo y el extremo de la fractura es la energía disponible para desarrollar la **altura, amplitud y longitud** de la fractura.

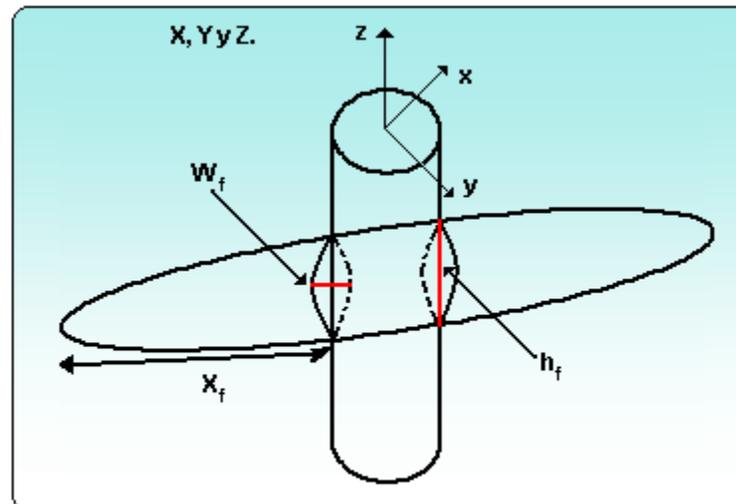


Figura IV.14. Representación de las magnitudes de una fractura vertical.

La presión dinámica en la fractura  $P(x)$ , no es constante; depende del gasto y de las propiedades reológicas del fluido. Su solución establece una relación entre la amplitud y la energía de presión disponible para desarrollar la fractura.

Ver la Figura IV.15.

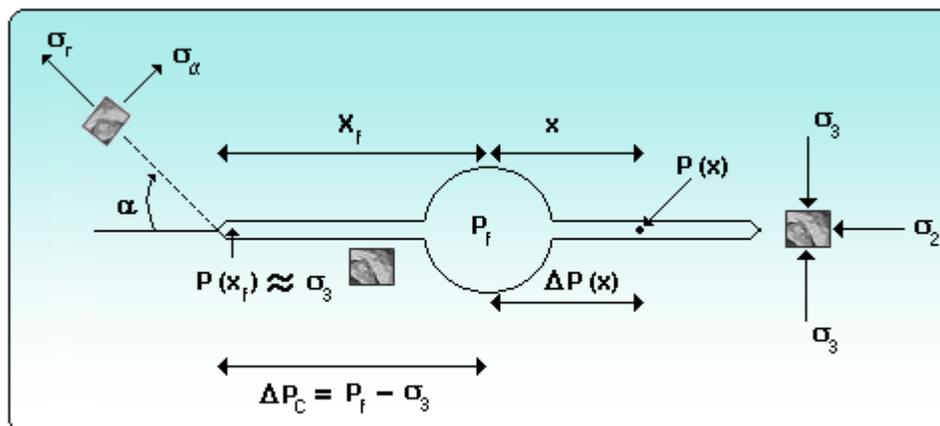


Figura IV.15. Representación del comportamiento de la relación entre la amplitud y la energía de presión disponible.

- Considerando la roca homogénea, clástica e isotrópica, la fractura se propagará siempre y cuando alcance el factor de intensidad de esfuerzo crítico ( $K_{IC}$ ), el cual dependerá de la geometría de la fractura y de la energía de presión aplicada.

Si se desarrolla la fractura a lo largo del eje X,  $K_{IC}$  será:

$$K_{IC} = 1.25 * \Delta P_C * \sqrt{h_f} \quad 4.26$$

Donde:

$$\Delta P_C = P_f - \sigma_3 \quad 4.27$$

Para una fractura de forma “penny-shaped”

$$K_{IC} = 0.8 * \Delta P_C * \sqrt{R} \quad 4.28$$

El crecimiento vertical de la fractura está restringido principalmente por el contraste de esfuerzos entre la zona fracturada y las capas adyacentes.

Tipo de roca	Presión de conf. (MPa)	$L_{IC}$ MPa $\sqrt{m}$ (Roegiers y Zhao, 1991)	$K_{IC}$ MPa $\sqrt{m}$ (Muller, 1986)
Caliza	0	1.44	1.44
Caliza	2.73	24.13	2.12
Caliza	4.01	48.26	4.92
Arenisca	0	1.36	1.36
Arenisca	24.13	2.62	2.57
Arenisca	48.26	4.96	3.79

Tabla IV.4. Valores de intensidad de esfuerzo crítico.

- Para una misma energía de presión, la amplitud de la fractura depende principalmente del comportamiento mecánico de la roca.

En el caso de materiales elásticos; la respuesta de la roca al esfuerzo aplicado será en función de su modulo de corte G.

- La longitud de la fractura se desarrollará dependiendo principalmente del volumen de fluido que queda disponible en la fractura.

Esto conduce a considerar un balance de volumen ya que en cualquier tiempo, el volumen de fluido que se inyecta, entrará a cada ala de la fractura y parte de él se perderá a la formación y otra parte desarrollará la fractura.

### **Incremento de la productividad.**

Un fracturamiento se realiza con el fin de incrementar la productividad del pozo, por lo que es requerido evaluar este incremento. Este incremento depende principalmente de la conductividad de la fractura relativa a la permeabilidad de la formación. La longitud de la fractura tiene poco efecto cuando la conductividad de la fractura es baja.

El incremento de productividad se obtiene de la relación de los índices de productividad del pozo, después y antes del fracturamiento ( $J/J_0$ ). La determinación de esta relación es esencial para establecer el análisis económico de un tratamiento por fracturamiento.

El incremento de productividad depende principalmente de la capacidad de flujo de la fractura, de las dimensiones de la fractura, del espesor de la formación, del radio de drenaje del pozo, de la permeabilidad de la formación y del radio del pozo.

La capacidad de flujo de la fractura, es la permeabilidad de la fractura sustentada multiplicada por su amplitud, su valor depende de las características de la formación y del agente sustentante, de las presiones de confinamiento y de la concentración de sustentante en la fractura.

El único procedimiento que garantiza una determinación confiable de la capacidad de flujo de la fractura es con pruebas de laboratorio que simulen las condiciones de la fractura en el yacimiento (de no tenerse es requerido apoyarse en correlaciones).

A fin de programar eficientemente una operación de fracturamiento hidráulico, se requiere:

- Conocimiento de las propiedades reológicas del fluido fracturante.
- Características físicas y mecánicas del pozo.
- Características del equipo.
- Conocimiento de los diferentes tipos de presiones involucradas.

**Usos del fracturamiento.**

La finalidad de un fracturamiento hidráulico es la de establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos del pozo a la formación o viceversa. Este tipo de tratamiento se utiliza básicamente en:

- En formaciones de baja permeabilidad, para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo.
- En el campo de la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo y la creación de canales de flujo de alta productividad en el área de drene del pozo productor.









## V ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN.

Para desarrollar la planeación de la terminación se deberá de contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, esta estará constituida de: registros geofísicos, muestras de canal, corte de núcleos, gasificaciones, pérdidas de circulación correlaciones, antecedentes de pruebas durante la perforación, pruebas de formación (DST). Esta información se evaluara con el propósito de determinar cuales son las zonas de interés que contengan hidrocarburos y a través de un análisis nodal se diseñaran los disparos, diámetros de tubería de producción y diámetros de estranguladores para mejorar la producción del yacimiento.

### 5.1 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA.

Es desarrollado por el ingeniero de proyecto y es creado con información de la perforación del pozo a intervenir en caso de ser exploratorio y pozos vecinos a él al tratarse de pozos en desarrollo, consiste en un plan ordenado de operaciones que incluyen la toma de registros, la limpieza del pozo, el diseño de disparos, y la prueba de intervalos productores, con el fin de explotar las zonas de interés de potencial económico.

#### Consideraciones técnicas

En cuanto a la parte operativa, será necesario tener en cuenta algunas consideraciones técnicas como lo son:

- Seguridad operativa.
- Seguridad industrial.
- Programa operativo.
- Herramientas de apoyo a la operación.
- Reologías optimizadas.
- Geometría del pozo a intervenir.
- Personal técnico especializado.
- Programa de ejecución PEMEX-compañía.

**Seguridad operativa.** Consiste en eliminar la posibilidad de generar daño al pozo por atrapamiento (pez), utilizando controles de peso y tensión, de vida útil por uno o varios métodos (ciclos-presión, carga axial, fluidos bombeados, espesores promedio, kilómetros recorridos,

etc.), así como utilizar conexiones de herramientas probadas con tensión para evitar el atrapamiento de alguna herramienta.

**Seguridad industrial.** Con ella se busca tener "cero accidentes" personales o industriales. Se logra teniendo personal entrenado, manteniendo una comunicación abierta, realizando reuniones operativas de seguridad, acordonando el área de líneas de presión, efectuando pruebas en las conexiones superficiales de control, dando mantenimiento a los preventores, y efectuando inspecciones al carrete.

**Herramienta de apoyo a la operación.** Es necesario indicar qué accesorios de la sarta se requieren, tales como: conectores, válvulas de contrapresión, optimizadores hidráulicos, juntas de rodilla, empacadores a través del aparejo y pescantes, entre otros.

**Reologías optimizadas.** La utilización de un fluido con parámetros reológicos bajos, maximiza el flujo de fluidos a través de la tubería flexible, balanceados con su impacto en la capacidad de acarreo de partículas.

**Geometrías del pozo a intervenir.** La regla básica es: "No entres al pozo si no tienes el estado mecánico"; por lo cual, es indispensable contar con esté antes de realizar cualquier intervención.

**Documento del programa de ejecución PEMEX-compañía.** Con la finalidad de hacer un adecuado seguimiento a las operaciones y detectar a tiempo cualquier falla o desviación, se requiere documentar los conceptos definidos anteriormente en un programa, que servirá de guía para una ejecución exitosa.

**Alternativas emergentes durante la ejecución.** Durante la ejecución de la operaciones, es posible que se presenten una serie de contingencias que pueden ocasionar retrasos al programa definido; por lo cual, se deben considerar diversas alternativas basadas al menos en dos opciones técnicamente viables, definidas mediante árboles de decisiones con diagramas de flujo, que permitan continuar con la ejecución de los trabajos.

Si durante la operación se presenta una situación no prevista en ninguna de las opciones planteadas en el programa, la acción a realizar estará sujeta al grado de centralización en la toma de decisiones y la complejidad de la acción a ejecutar, tomando en cuenta las consecuencias de la decisión tomada.

### **Programa de terminación.**

#### 1. Objetivo de la terminación.

Obtener la producción comercial de hidrocarburos al menor costo.

#### 2. Estado mecánico.

Descripción.

- Profundidad total
- Profundidad interior
- Descripción y asentamiento de tuberías

Profundidad (MD)

#### 3. Fluidos de perforación.

- Profundidad.
- Tipo.
- Densidad (gr/cc).
- Observaciones.

#### 4. Fluidos de Terminación.

- Fluido.
- Densidad (gr/cc).
- Observaciones.

#### 5. Diseño del aparejo de producción.

- Diámetro (pg).
- Grado
- Peso (lbs/pie).

- 
- 
- Rosca.
  - Diámetro interior (pg).
  - Drift (pg).
  - Apriete.
  - Presión interna (lb/pg<sup>2</sup>).
  - Presión de colapso (lb/pg<sup>2</sup>).
  - Resistencia a la tensión (lbs).
  - Profundidad (m).
6. Columna geológica.
- Tipo de formación.
  - Profundidad perforada.
  - Profundidad
    - Programada.
    - Real.
7. Cabezales y medio árbol de producción.
- Tipo.
  - Marca.
  - Diámetro (pg).
  - Presión de trabajo (kg/cm<sup>2</sup>)
8. Temperatura tomada por registros del pozo de correlación.
- Profundidad (m).
  - Temperatura (°C).
  - Tipo de registro.
  - Fecha.
9. Perfil de desviaciones y graficas.

---

---

#### 10. Intervalos programados.

- Intervalo (MD).
- Formación.
- Fluidos esperados.
- Presión yacimiento ( $\text{kg/cm}^2$ ).
- Presión de superficie ( $\text{kg/cm}^2$ ).
- Producción de gas  $Q_g$  (MMPCD).
- Producción de aceite  $Q_o$  (BPD).
- $\text{CO}_2$  (% mol).
- $\text{H}_2\text{S}$  (% mol).

#### 11. Registros y disparos programados.

- Registro.
  - CBL
  - VDL.
  - GR.
  - CCL.
  - RST.
- Intervalo.
- Observaciones.

#### Pistolas:

- Diámetro (pg).
- Densidad (c/m).
- Fase.
- Diámetro del agujero (pg).
- Tipo.
- Penetración (pg).

\* De acuerdo a pruebas API en bloques de cemento.

12. Programa operativo.

13. Estado mecánico final.

14. Firmas.

### 5.1.1 Equipos a utilizar.

#### Equipos, Herramientas y accesorios.

- Unidad de alta presión (Cementadora): equipo móvil que consta de un motor de tránsito, dos motores auxiliares y dos bombas. Equipada de herramientas, tuberías y mangueras metálicas.

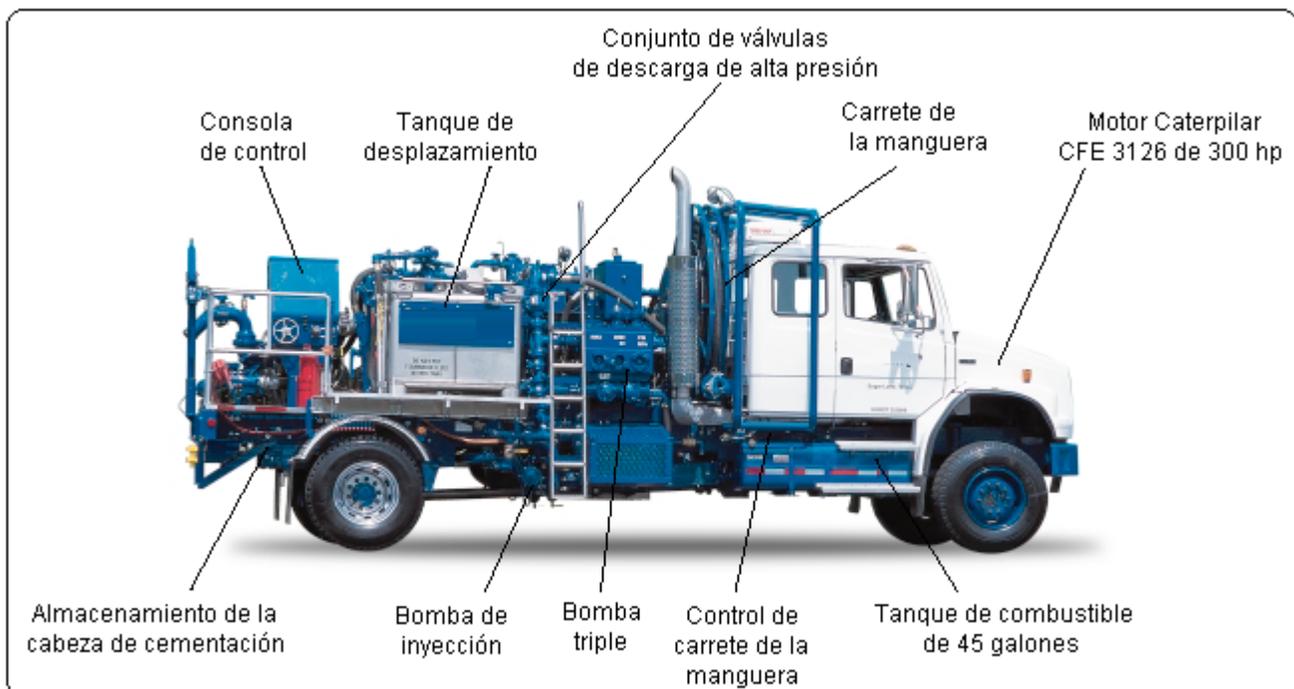


Figura V.1. Unidad de alta presión.

- Línea de acero: los servicios que se realizan con la unidad de línea se efectúan cuando el pozo está en etapa de terminación, reparación y/o mantenimiento. Permite operar en los pozos con presión y para que la herramienta de trabajo se pueda bajar hacia el interior del pozo, es necesario que se instale en el árbol de válvulas el equipo de control

---

---

de presión que consta de las siguientes partes: unidad móvil, cabina de operación, malacate principal, unidad móvil. Entre las operaciones mecánicas que se pueden llevar a cabo en un pozo con equipo de Línea de acero, se encuentra la obtención de información o accionamiento de dispositivos colocados en pozos, así como calibraciones para obtener impresiones, cortes de parafina, muestras, colocación de tapones mecánicos y operaciones en mandriles de bombeo neumático.

- Unidad de tubería flexible: es un equipo que tiene una amplia aplicación en las operaciones de Perforación, Terminación y Reparación de pozos, consta de una tubería enrollada, cabeza inyectora, carrete, conexiones superficiales de control, unidad de alta presión y cabina de control, mediante la cual se pueden realizar múltiples operaciones en el proceso de reparación de pozos entre los que destacan las inducciones, estimulaciones, colocación de cemento, pescas, control de arena, disparos, registros, moliendas, perforación y puede utilizarse como aparejo de producción incluyendo sistemas artificiales de producción.
- Cople de flotación: contiene una válvula que permite el flujo de fluido del interior de la tubería hacia fuera y no permite flujo hacia dentro del tubo, se emplea para prevenir presiones altas en el interior del tubo y para disminuir la carga (por flotación) del peso del tubo.
- Coples de Flujo: su función es evitar erosión por turbulencia en la T.P. arriba del niple de asiento. Un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared cerca del doble de la T.P.
- Tapones de desplazamiento: su función es evitar la contaminación del cemento así como limpiar el interior de la tubería, los hay con diafragma, que rompe a ser sometido a determinada presión.
- Adaptador: es una herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Puede conectar dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada.

- **Cabezales de tubería de revestimiento:** son partes de la instalación que sirve para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser cabezal inferior y cabezal intermedio.
- **Colgador de tubería de revestimiento:** es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de T.R. inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello entre ésta y el nido. El tamaño de un colgador se determina por el diámetro nominal de la brida superior del cabezal, y su diámetro interior, es el exterior nominal de la T.R.
- **Cabezal de tubería de producción:** es una pieza tipo carrete que se instala en la brida superior del cabezal de la última T.R. Sirve para soportar la T.P. y proporcionar un sello entre ésta y la T.R. Esta constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.
- **Colgador de tubería de producción:** se usa para proporcionar un sello entre la T.P. y el cabezal de la T.P. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado colgador.
- **Árbol de Válvulas:** es el equipo que permite controlar la producción de los pozos, se instala en la parte superior de las TR's, proporcionando sello entre las sartas. Esta conformado por un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios que controlan cada área de flujo del pozo. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad que se unen al cabezal de la T.P. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón. La válvula maestra es la que controla todo el sistema, soporta las presiones máximas del pozo, permite el paso de diferentes herramientas (empacadores, pistolas, etc).
- **Válvulas de seguridad:** Están diseñadas para cerrar el pozo en caso de una emergencia, se clasifican en:

**Autocontroladas:** se accionan cuando se tienen cambios en la presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo.

---

---

**Controladas desde superficie:** conocidas como válvulas de tormenta, empleadas usualmente en pozos marinos y en zonas donde hay mal tiempo (climatológico). Se accionan por seguridad.

- Estrangulador: es una herramienta cuya función es la de restringir el paso de un fluido bajo presión con el objeto de controlar el gasto del pozo en las cantidades deseadas.

Las principales funciones son:

- ✓ Ejercer la contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena en el pozo o la conificación de agua.
  - ✓ Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
  - ✓ Proteger el equipo superficial y subsuperficial.
- 
- Empacador: su objetivo es aislar el exterior de la T.P. y el interior de la última T.R. de los fluidos, (presiones) de la formación. Los empacadores de producción son en general clasificados como permanentes o recuperables.

Los **empacadores permanentes**, quedan fijos a la tubería de revestimiento mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere de la molienda de los mismos. Este tipo de empacadores fue muy común en las décadas anteriores, sin embargo a la necesidad de molerlo para su recuperación, ha disminuido su utilización.

Los **empacadores recuperables** son diseñados para ser anclados y desanclados después de cierto tiempo para su recuperación, estos son acondicionados para utilizarse en una nueva intervención. La función de estos empacadores es prácticamente la misma que la de los permanentes.

Las funciones principales de un empacador son las siguientes:

- ✓ Proteger el revestimiento de la presión del yacimiento y de las operaciones tales como estimulaciones y fracturamientos.
- ✓ Evitar el contacto entre los fluidos producidos y el revestimiento.

- 
- 
- ✓ Aislar zonas con daño ó perforaciones recementadas.
  - ✓ Mantener un fluido empacador en el espacio anular.
  - ✓ Aislar la T.R. de fluidos corrosivos.
  - ✓ Producir dos o más intervalos.
  - ✓ Aislar horizontes (zonas) no deseadas.
  - ✓ Mantener presión hidrostática en el espacio anular.
- 
- Extensión pulida: es una extensión pulida del área del cuerpo del empacador que sirve para sellar en conjunto con los sellos multi-v e impedir el flujo entre el empacador y el aparejo de producción.
  - Niple de asiento: es un accesorio que permite alojar dispositivos de control de flujo tales como: tapones, estranguladores de fondo, válvulas de contrapresión, etc.
  - Junta de expansión: estas absorben las contracciones y elongaciones de la tubería de producción causadas por inducciones, estimulaciones, fracturamientos, pruebas de admisión, así como el efecto del flujo de los fluidos producidos.
  - Sellos multi-v: Forman un sello entre la tubería de producción y el empacador aun cuando el aparejo se mueva debido a los efectos de contracción y elongación.
  - Tope localizador: Permite localizar al empacador durante la introducción del aparejo de producción, además evita la entrada de la tubería en el área pulida en el empacador.
  - Junta de abrasión: son juntas protectoras que se colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia a la acción del chorro de flujo de la formación sobre el aparejo, se utilizan cuando se espera abrasión extrema por la aportación de partículas de arena con los fluidos producidos.
  - Junta de expansión: su función es absorber las contracciones y elongaciones de la T.P., debido a tratamientos del pozo y a ritmos altos de producción, evitándole esfuerzos
- 
-

---

---

extremos. Se coloca arriba del empacador con un dispositivo de anclaje para evitar que se mueva la unidad de sello (multi V).

- Junta de seguridad: se utiliza en terminaciones sencillas selectivas, o bien en terminaciones dobles, su principal función es la de desconectar la T.P. en los empacadores.
- Camisa: permiten, una vez anclado el empacador, comunicar el interior de la T.P. con el espacio anular de la TR. Lo cual se hace mecánicamente introduciendo al pozo una herramienta. Se opera para desplazar el fluido de la T.P. por otro que se requiera, efectuar tratamientos (ácidos).
- Molino depredador: molino revestido con carburo de tungsteno y pastillas de aleación especial del mismo material, se utiliza para moler tuberías de perforación o producción atrapadas y/o cementadas y cuando es necesario un molino de larga vida; su construcción esta diseñada en forma “V” para una máxima circulación del fluido y limpieza.
- Zapata guía: se localiza al extremo inferior de la T.R., evitando que la T.R. tenga obstrucciones al introducirse al pozo, absorbe los impactos que la T.R. tenga con la pared del pozo.
- Escareadores: estas herramientas se emplea para la limpieza de tuberías, la separación de fluidos de diferente densidad conducidas a través de poliductos, el llenado o vaciado de líneas y en calibración y pruebas hidrostáticas. También conocidos como “diablos”, los escariadores o raspatubos se fabrican en formas diversas (aún cuando existen piezas para conversión a todas las configuraciones), con cepillos de acero, paletas de corte o colectores planos para desprender las escamas de óxido, la arena, la basura, la parafina o cualquier otro material indeseable que penetre dentro de la tubería.

- Centralizadores: su función es colocar a la T.R. en el centro del pozo, se colocan en el entorno de la T.R. mediante abrazaderas y con sus patines centran el tubo.

### **Unidad de registros.**

- CBL y VDL

#### Registro CBL-VDL

El registro sónico de cemento (CBL), combinado después con las formas de onda de densidad variable (VDL), ha sido por muchos años la forma principal de evaluar la calidad de cemento.

### **Principio de operación**

Entre otros factores que afectan las propiedades acústicas de una tubería de revestimiento cementada se tiene la adherencia entre la tubería y el cemento. La onda que viaja a lo largo de la tubería es atenuada cuando la energía se pierde en el medio que rodea la tubería, es decir, cuando la adherencia es buena.

El registro CBL, es una grabación de la amplitud del primer arribo de energía en un receptor a 3 pies de distancia del trasmisor.

El registro de densidad variable (VDL) es opcional y complementa la información proporcionada por el CBL. Es un despliegue de onda completa de la señal en el receptor a 5 pies.

- GR

#### Registro de rayos gamas naturales

Es un registro de radiactividad de las rocas, producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radiactivos que contiene.

Los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, formaciones limpias y tiene normalmente un nivel bajo de radiactividad (arenas, areniscas, calizas, dolomías).

Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, ya sea también radiactivos o de resistividad, en agujeros vacíos o llenos de cualquier tipo de lodo y en pozos entubados (GR, CCL). Este registro normalmente se presenta en la pista izquierda del registro. En escala "API" incrementándose la actividad de rayos gamma de izquierda a derecha.

---

---

Los GR son erupciones de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radiactivos.

Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por el isótopo radiactivo de potasio atómico 40 y por elementos radiactivos de la serie uranio y torio. Cada uno de estos elementos emite rayos gamma cuyo número y energía son distintos de cada elemento.

- CCL

El detector de rayos gama-localizador de coples para el control de la profundidad.

El localizador de coples (The casing collar Locator CCL) es un dispositivo magnético que es sensible al metal incrementado en las tuberías de revestimiento.

\* Funciona casi universalmente con los registros del agujero encajonado.

- RST

La herramienta RST (registro de saturación de yacimientos) proporciona la información necesaria para determinar la saturación de fluidos en la formación a través de la tubería de revestimiento, para monitorear y evaluar los yacimientos.

La herramienta RST sólo necesita que el pozo esté lleno de fluido (agua, salmuera, aceite) debido a su principio de operación y al diseño de sus detectores, ya que contiene más ventanas de detección, mide espectros de rayos gamma inducidos, cuando los neutrones de alta energía son emitidos por un acelerador de pulsos (minitrón).

La interacción de los neutrones con los elementos de la formación produce rayos gamma y su energía forma un espectro que es registrado a cada nivel de profundidad. Cada elemento (isótopo) tiene un conjunto particular de rayos gamma que pueden ser comparados con los elementos comúnmente encontrados en la naturaleza.

La interpretación de un registro RST requiere de una evaluación petrofísica utilizando para ellos los registros de pozo abierto originales del pozo en estudio. Esto se requiere con el objeto de obtener el volumen de lutitas y la porosidad efectiva del yacimiento.

Estos son los únicos canales requeridos por el procesamiento del RST, para evaluar las saturaciones a partir de los volúmenes de carbono-oxígeno de la formación. Durante la planificación del registro de RST, se han evaluado dos parámetros importantes para la interpretación posterior del registro. Estos parámetros son:

- ✓ La densidad del carbono en el petróleo, CDV.
- ✓ El número de pasadas a realizar con la herramienta para obtener la precisión deseada por el operador.

La densidad del carbono del petróleo, CDV, se puede obtener a partir de un estudio de PVT o utilizando los valores de:

- Bo Factor volumétrico del petróleo.
- Rso Relación gas-petróleo original.
- $\rho$  Gravedad específica del gas.
- API Gravedad del petróleo.

#### 5.1.2 Diseño de las tuberías de producción.

- Estimar las propiedades de la formación.
- Diseñar la trayectoria del pozo.
- Diseño preliminar.
  - Número de tuberías de producción.
  - Diámetros de tuberías
  - Tamaños de agujeros
  - Profundidades de la zapata y el colgador.
  - Cimas de cemento y programas de lodos.
- Diseño mecánico.
- Selección del grado y peso.
- Consideraciones especiales.
  - Conexiones.
  - Tubería atrapada
  - Desgaste de la tubería de producción.

- Pandeo.
- Temperatura.
- Carga combinada (análisis triaxial)
- Ambientes corrosivos.
- Invasión de sal y lutita.
- Incremento de la presión anular.
- Análisis axial multi sartas.

#### Información de la formación:

- Presión de poro.
- Esfuerzo de tensión de la formación (presión de fractura).
- Esfuerzo compresivo de la formación.
- Perfil de temperatura.
- Localización de zonas de escurrimiento de sal y arcillas.
- Localización de zonas permeables.
- Inestabilidad química/arcillas sensibles (tipo de lodo y tiempo de exposición).
- Zonas de pérdidas de circulación.
- Gas somero.
- Localización de arenas de agua fresca.
- Presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>.

#### Planeación direccional.

- Localización de superficie.
- Objetivos geológicos.
- Datos de interferencia de pozos.
- Determinación máxima de pata de perro.

#### Datos de producción:

- Densidad del fluido empacador.
- Composición de los fluidos producidos.

- El peor caso de carga que puede ocurrir durante la completación, producción y operaciones de rehabilitación.

#### Diseño preliminar:

- Recolección de datos e interpretación.
- Determinación de profundidades de asentamiento y número de sarta.
- Selección del tamaño del hoyo y revestidores.
- Plan del peso de lodo.
- Plan direccional.

#### Plan detallado:

- La selección de pesos de los tubulares y los grados para cada sarta de revestidor.
- Selección de las conexiones.
- El proceso de la selección consiste en comparar las resistencias tubulares con cargas del diseño y aplicando los mínimos estándares de factores de seguridad (es decir factores de diseño).
- Un costo efectivo del diseño cumple con todos los criterios del diseño, usando las tuberías disponibles menos costosas. Los diseños a mano son posibles pero son embarazosos e ineficientes.

#### **Temperatura de agujero de pozo y diseño de T.R.**

Las temperaturas afectan el diseño de la T.R. de las siguientes maneras:

- Cargas de presión de influencia (propiedades de PVT del gas).
- Disminuye la clasificación de tubería (la fuerza de cedencia en una función de la temperatura).
- Resulta en un crecimiento térmico axial que puede conducir a pandeo en secciones no cementadas y puede requerir un análisis triaxial para determinar los efectos de carga combinados.
- Afecta el diseño de la lechada de cemento.
- Resulta en un incremento en presión anular.
- Influye en la corrosión.

Disminución de la temperatura.

Temperatura		Factor de corrección de fuerza de cedencia
Fahrenheit	Celsius	
68	20	1.00
122	50	0.983
212	100	0.956
302	150	0.929
392	200	0.902

Para casos de carga de producción tales como fuga en tubería, el perfil usado para corregir la línea de carga del diseño se basa en la temperatura máxima no interrumpida de yacimiento a la temperatura de disparos desde TD hasta la superficie.

Este perfil generalmente es sobre-conservador dependiendo del fluido del yacimiento, gastos de flujo y el tiempo después de producción inicial. Si es necesario un perfil más preciso, deberá usar una simulación térmica.

### 5.1.3 Análisis de esfuerzos de la tubería de explotación.

#### Comportamiento de la curva esfuerzo/deformación.

Durante la prueba de tensión, el ajuste de cedencia ocurre cuando el esfuerzo axial alcanza el esfuerzo de cedencia.

Desde que la falla del material actual no es inminente hasta que el esfuerzo alcanza el último esfuerzo de tensión, el uso de esfuerzo de cedencia como el máximo esfuerzo disponible es inherente conservadora.

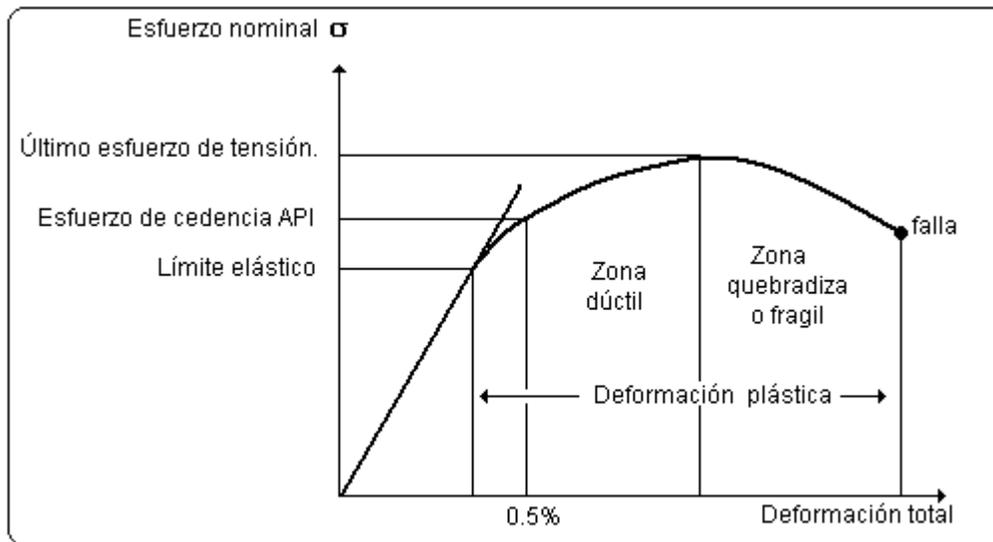


Figura V.2. Comportamiento de la curva esfuerzo/deformación.

Graficar las cargas en esta elipse permite una comparación directa de los criterios triaxiales con las clasificaciones API. Las cargas que caen dentro del sobre de diseño cumplen los criterios de diseño.

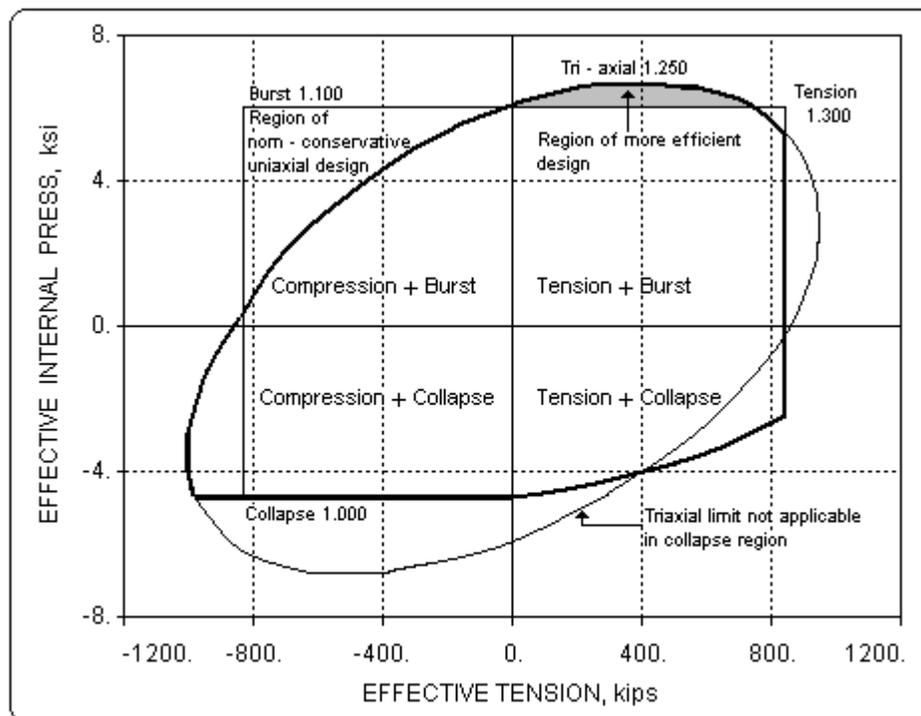


Figura V.3. Elipse del diseño triaxial.

La compresión y la carga de estallido combinadas corresponden al cuadrante superior izquierdo del sobre de diseño. Esta es la región donde el análisis triaxial es más crítico por que sólo confiar en los criterios uniaxiales no podría predecir varias fallas posibles.

---

---

La tensión y la carga de estallido combinadas corresponden al cuadrante superior derecho del sobre de diseño. Esta es la región donde confiar sólo en los criterios uniaxiales puede dar como resultado un diseño que es más conservador de lo necesario.

Para la mayoría de las tuberías en los campos, el colapso es una falla de inestabilidad independiente de cedencia del material. Los criterios triaxiales se basan en un comportamiento elástico y la fuerza de cedencia del material y por lo tanto, no se deben usar con cargas de colapso.

La única excepción es para tuberías con pared gruesa con una baja relación  $D/t$ , las cuales tiene una clasificación API en la región de colapso de fuerza de cedencia. Estos criterios de colapso junto con los efectos de tensión y presión interna (que son efectos triaxiales) resultan en criterios API que son esencialmente idénticos al método triaxial en el cuadrante inferior izquierdo de la elipse triaxial para tuberías de pared gruesa.

Para alta compresión y cargas de colapso moderadas experimentadas en el cuadrante inferior izquierdo del sobre de diseño, el modelo de falla es helicoidal permanente debido al pandeo helicoidal. En este caso es apropiado usar los criterios triaxiales.

Por lo tanto un esfuerzo triaxial es:

- No es un esfuerzo real.
- Un valor teórico el cual permite un estado de esfuerzo tridimensional generalizado para ser comparado con un criterio de falla uniaxial (el esfuerzo de cedencia).
- Basado sobre la teoría de Henky-Von Mises “Energía de la distorsión de deformación”.
- Una función de las diferencias entre los esfuerzos principales.
- Frecuentemente llamado el esfuerzo equivalente Von Mies (VME).

#### 5.1.4 Diseño de los disparos.

La remoción del daño y la limpieza de los disparos constituyen elementos importantes dentro del diseño de los disparos y la ejecución de los mismos, pero también se deben tener en cuenta el diámetro y la longitud del túnel dentro de la formación, la densidad de disparo o el número de orificios especificados como disparos por pie (dpp), la orientación o fase de los disparos (el ángulo existente entre los orificios) y el tamaño del orificio de entrada en el revestidor y en el

cemento. La caída de presión provocada por el daño del disparo depende de dos parámetros fundamentales: la permeabilidad de la formación y el espesor de la zona triturada.

Las terminaciones de pozos presentan diferentes requerimientos con respecto a los disparos. Después del disparo, algunos pozos producen naturalmente grandes volúmenes y no necesitan estimulación ni manejo de la arena durante la completación. Estas completaciones naturales están asociadas con areniscas permeables, de alta porosidad y gran resistencia y con carbonatos con poco daño de la formación y una adecuada conductividad de la matriz.

La longitud y densidad de los disparos constituyen los parámetros predominantes que dictaminan la productividad en estas aplicaciones. Los disparos deben atravesar el daño inducido por la perforación y la invasión de los fluidos. Como regla práctica, para establecer una conexión efectiva con la roca no dañada, es necesario lograr una penetración profunda, que atraviese por lo menos el 50% del daño.

La densidad de disparo y la orientación o fase también desempeñan roles importantes. El aumento de la densidad de disparo reduce el daño provocado por los disparos y los pozos producen a presiones inferiores. Si las formaciones son laminadas o tienen un alto grado de anisotropía (grandes diferencias entre las permeabilidades verticales y horizontales) es necesaria que la densidad de disparo sea elevada.



Figura V.4. Daño provocado por los disparos.

A medida que el factor de daño se aproxima a cero, la densidad de disparo adquiere mayor importancia. Las cargas orientadas reducen la caída de presión cerca del pozo al proporcionar conductos de flujo en todas las caras del pozo.

---

---

En el caso de las formaciones naturalmente fracturadas, la orientación múltiple de las cargas de penetración profunda permite interceptar un mayor número de fracturas. Si las fracturas naturales son paralelas, los disparos orientados resultan más convenientes.

Si bien resulta útil para calcular la productividad del pozo y evaluar el efecto de los parámetros del disparo entre los diferentes cañones, el análisis computarizado algunas veces empaña la interacción y la importancia relativa de los parámetros correspondientes, ya que al agrupar ciertos parámetros se ponen de manifiesto las dependencias subyacentes entre los mismos.

Este tipo de análisis permitió desarrollar un método simple para estimar la productividad de las completaciones naturales con disparos. Al combinar los parámetros del disparo y de la formación en un grupo único adimensional, se obtiene un cálculo rápido de la productividad sobre diversas variables que coinciden con los cálculos analíticos establecidos en los programas de computación disponibles en el mercado.

Este método, aplicable para los disparos que atraviesan el daño de la formación en un esquema en forma de espiral, considera que las principales variables que rigen la productividad son: la longitud del disparo, la densidad de disparo, el diámetro del túnel, el diámetro en la pared del hueco, el daño local de la formación alrededor del pozo, el daño de permeabilidad inducido por los disparos y la anisotropía de la permeabilidad.

La máxima relación teórica de productividad del pozo se define por medio de un cañón ideal con densidad de disparo infinita que permite agrandar el radio del hueco por una distancia equivalente a la penetración del disparo. Así se establece la productividad teórica que se puede obtener para una completación natural con disparos y se define la eficiencia de productividad máxima de los sistemas de disparo en términos de un factor adimensional.

La aplicación práctica de este método reside en determinar el efecto de los parámetros, combinados, el desbalance, el mejoramiento de la productividad y los parámetros económicos de las operaciones de disparo.

---

---

Resulta evidente que tanto la penetración como la densidad de disparo son importantes para las completaciones naturales. La penetración tiene un efecto proporcional que aumenta a medida que el disparo atraviesa el daño de la formación.

La densidad de disparo tiene un efecto exponencial de 1,5. Por otra parte, teniendo en cuenta que el daño provocado por el disparo es inversamente proporcional al factor adimensional, se debería reducir cuando se dispara con el diferencial adecuado de desbalance de presión.

En los casos en que no se puede alcanzar una penetración profunda, una densidad de disparo elevada resulta particularmente efectiva. En las completaciones naturales, el diámetro del túnel en la formación es el menos importante de los parámetros del disparo y, por lo general, se produce un aumento del tamaño del orificio en detrimento de la penetración.

Un aumento del 10% en el diámetro significa una disminución de la penetración de alrededor del 20%, mientras que el factor adimensional se reduce en un 15%. Otra razón que lleva a restar importancia al tamaño del orificio cuando se seleccionan cañones para las completaciones naturales es que los chorros de las cargas que abren huecos grandes también pueden provocar daño adicional.

Cuando el flujo se ve reducido debido a la anisotropía elevada, al daño causado por los disparos o al daño de la formación, se puede solucionar parcialmente seleccionando un cañón con el mayor factor adimensional, ya sea por penetración profunda, alta densidad de disparo, reducción del daño por desbalance o una combinación de estos factores. Las mejores estrategias son aquellas que proporcionan niveles de eficiencia de la productividad cercanos al 100%.

#### **5.1.5 Programa de operaciones.**

Aquí se encuentran detallados los pasos y tiempos de: inicio de la terminación, instalación de equipo, verificación de las conexiones superficiales de control, pruebas con presiones y tiempos, profundidades programadas, velocidades, gastos de bombeo, volúmenes a bombear presiones estimadas, materiales a utilizar, tiempo total estimado de la intervención, alternativas

viabiles en caso de requerirse cambiar el curso de operación por resistencias, presiones elevadas y fluidos no deseados, entre otros.



**APENDICE 1.** Ecuaciones de coeficientes empíricas.

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} Y + 0.21301 \times 10^{-10} Y^2 - 0.53132 \times 10^{-16} Y^3$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} Y$$

$$C = -465.93 + 0.03086 Y - 0.10483 \times 10^{-7} Y^2 + 0.36989 \times 10^{-13} Y^3$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left( \frac{3B/A}{2+B/A} \right)^3}{Y \left( \frac{3B/A}{2+B/A} - B/A \right) \left( 1 - \frac{3B/A}{2+B/A} \right)^2}$$

$$G = FB/A$$

Grado	A	B	C	F	G
20	2906	0.0364	147.5	2576	0.0322
25	2915	0.0389	299.8	2348	0.0313
30	2926	0.0414	451.6	2209	0.0313
35	2937	0.0439	603.2	2.12	0.0317
H-40	2.95	0.465	754.3	2063	0.0325
45	2963	0.49	905.2	2026	0.0335
50	2976	0.0515	1055.8	2003	0.0347
J&K-55	2991	0.0541	1206.2	1989	0.036
60	3005	0.0566	1356.3	1983	0.0373
65	3021	0.0591	1506.3	1982	0.0388
70	3037	0.0617	1656.1	1984	0.0403
C-75	3054	0.0642	1805.7	1.99	0.0418
L&N-80	3071	0.0667	1955.3	1998	0.0434
85	3088	0.0693	2104.7	2007	0.045
C-90	3106	0.0718	2254.2	2017	0.0466
95	3124	0.0743	2403.5	2029	0.0482
100	3143	0.0768	2552.9	2.04	0.0499
P-105	3162	0.0794	2702.3	2053	0.0515
110	3181	0.0819	2851.8	2066	0.0532
115	3.2	0.0844	3001.4	2079	0.0549
120	3219	0.087	3151.1	2092	0.0565
125	3239	0.0895	3300.9	2106	0.0582
130	3258	0.092	3450.9	2119	0.0599
135	3278	0.0946	3601.1	2133	0.0615
140	3297	0.0971	3751.5	2146	0.0632
145	3317	0.0996	3902.1	1.16	0.0649
150	3336	0.1021	4053.1	2174	0.0666

---

---

155	3356	0.1047	4204.3	2188	0.0683
160	3375	0.1072	4355.9	2202	0.07
165	3394	0.1097	4507.9	2216	0.0717
170	3412	0.1123	4660.2	2231	0.0734
175	3431	0.1148	4813	2246	0.0751
180	3449	0.1173	4966.2	2261	0.0769
185	3466	0.1199	5119.9	2276	0.0787
190	3484	0.1224	5274.1	2292	0.0805
195	3.5	0.1249	5428.8	2308	0.0824
200	3517	0.1275	5584.1	2325	0.0843
20	2906	0.0364	147.5	2576	0.0322
25	2915	0.0389	299.8	2348	0.0313

**APENDICE 2.**Características geométricas y mecánicas de la tubería de revestimiento y tubería de producción.



**DATOS TÉCNICOS DE LA CONEXIÓN Tipo 553**

DIÁMETRO Y PESO (IEU)		TUBERÍA			CONEXIÓN					RESISTENCIA DEL CUERPO DEL TUBO A LA FLUENCIA				
		Espesor de Pared	Diámetro Interior (Nom)	Drift	Diámetro Ext. Caja	Diámetro Int. Piñón	Longitud Roscada	Hilos Por Pulgada	Sección de Área Crítica	J-55/ K-55	L-80/ N-80	C-90	T-95	C-110/ P-110
										Pulgadas Cuadradas	1000 Lbs	1000 Lbs	1000 Lbs	1000 Lbs
Pulgadas	Libras/Pie	Pulgadas	Pulgadas	Pulgadas	Pulgadas	Pulgadas	Pulgadas							
2.375	4.70	0.190	1.995	1.901	2.657	1.945	3.64	3.45	1.150	72	104	117	124	143
2.375	5.30	0.218	1.939	1.845	2.685	1.889	3.64	3.45	1.323		118	133	140	162
2.375	5.95	0.254	1.867	1.773	2.737	1.817	3.64	3.45	1.538		135	152	161	186
2.375	6.60	0.295	1.785	1.691	2.793		3.64	3.45	1.773		154	173	183	212
2.375	7.45	0.336	1.703	1.609	2.845		3.64	3.45	1.998		172	194	204	237
2.875	6.50	0.217	2.441	2.347	3.192	2.391	3.64	3.45	1.625	100	145	163	172	199
2.875	7.90	0.276	2.323	2.229	3.282	2.273	3.64	3.45	2.067		180	203	214	248
2.875	8.70	0.308	2.259	2.165	3.328		3.64	3.45	2.297		199	224	236	273
2.875	9.50	0.340	2.195	2.101	3.337		4.09	3.28	2.521		217	244	257	298
2.875	10.70	0.392	2.091	1.997	3.405		4.09	3.28	2.871		245	275	290	336
2.875	11.65	0.440	1.995	1.901	3.464		4.09	3.28	3.179		269	303	320	370
3.500	9.30	0.254	2.992	2.867	3.886	2.942	3.64	3.45	2.362	142	207	233	246	285
3.500	10.30	0.289	2.922	2.797	3.941	2.872	3.64	3.45	2.687		233	262	277	321
3.500	12.95	0.375	2.750	2.625	4.067		3.64	3.45	3.454		295	331	350	405
3.500	14.30	0.430	2.640	2.515	4.100		4.49	2.94	3.878		332	373	394	456
3.500	15.80	0.476	2.548	2.423	4.160		4.49	2.94	4.253		362	407	430	497
3.500	16.70	0.510	2.480	2.355	4.202		4.49	2.94	4.521		383	431	455	527
3.500	17.05	0.530	2.440	2.315	4.226		4.49	2.94	4.676		396	445	470	544
4.000	11.00	0.262	3.476	3.351	4.406	3.426	3.64	3.45	2.816	169	246	277	292	338
4.000	11.60	0.286	3.428	3.303	4.444	3.378	3.64	3.45	3.076	184	267	300	317	367
4.000	13.40	0.330	3.340	3.215	4.513		3.64	3.45	3.544		304	342	361	419
4.000	14.80	0.380	3.240	3.115	4.549		4.09	3.28	4.061		346	389	411	475
4.000	16.10	0.415	3.170	3.045	4.599		4.09	3.28	4.413		374	421	444	514
4.000	19.00	0.500	3.000	2.875	4.598		5.28	2.65	5.064		440	495	522	605
4.000	21.10	0.562	2.876	2.751	4.679		5.28	2.65	5.636		486	546	577	668
4.000	22.50	0.610	2.780	2.655	4.739		5.28	2.65	6.062		520	585	617	715
4.500	12.75	0.271	3.958	3.833	4.926	3.908	3.64	3.45	3.307	198	288	324	342	396
4.500	13.50	0.290	3.920	3.795	4.958	3.870	3.64	3.45	3.542		307	345	364	422
4.500	15.50	0.337	3.826	3.701	4.992		4.09	3.28	4.114		353	397	419	485
4.500	17.00	0.380	3.740	3.615	5.058		4.09	3.28	4.625		393	443	467	541
4.500	19.20	0.430	3.640	3.515	5.133		4.09	3.28	5.205		440	495	522	605
4.500	21.60	0.500	3.500	3.375	5.114		5.28	2.65	5.794		503	565	597	691
4.500	24.00	0.560	3.380	3.255	5.196		5.28	2.65	6.443		555	624	659	762
4.500	26.50	0.630	3.240	3.115	5.288		5.28	2.65	7.171		613	689	728	843
5.000	15.00	0.296	4.408	4.283	5.430	4.358	3.99	3.36	3.952	241	350	394	416	481
5.000	18.00	0.362	4.276	4.151	5.535		3.99	3.36	4.853		422	475	501	580
5.000	21.40	0.437	4.126	4.001	5.526	4.076	5.36	2.65	5.566		501	564	595	689
5.000	23.20	0.478	4.044	3.919	5.586		5.36	2.65	6.092		543	611	645	747
5.000	24.10	0.500	4.000	3.875	5.618		5.36	2.65	6.370		565	636	672	778
5.500	15.50	0.275	4.950	4.825	5.899	4.900	3.99	3.36	4.050	248				
5.500	17.00	0.304	4.892	4.767	5.948	4.842	3.99	3.36	4.498	273	397	447	471	546
5.500	20.00	0.361	4.778	4.653	6.040		3.99	3.36	5.364		466	525	554	641
5.500	23.00	0.415	4.670	4.545	6.124		3.99	3.36	6.165		530	597	630	729
5.500	26.00	0.476	4.548	4.423	6.084	4.483	4.30	3.06	6.742		601	676	714	826
5.500	26.80	0.500	4.500	4.375	6.119	4.435	4.30	3.06	7.083		628	707	746	864
5.500	28.40	0.530	4.440	4.315	6.163	4.374	4.30	3.06	7.504		662	745	786	910
6.625	24.00	0.352	5.921	5.796	7.147	5.871	4.05	3.29	6.284	382	555	624	659	763
6.625	28.00	0.417	5.791	5.666	7.254		4.05	3.29	7.480		651	732	773	895
6.625	32.00	0.475	5.675	5.550	7.345		4.05	3.29	8.525		734	826	872	1010
7.000	23.00	0.317	6.366	6.250	7.476	6.316	4.05	3.29	5.966	366	532	599	632	
7.000	26.00	0.362	6.276	6.151	7.552	6.226	4.05	3.29	6.860	415	604	679	717	830
7.000	29.00	0.408	6.184	6.059	7.628		4.05	3.29	7.760		676	760	803	929
7.000	32.00	0.453	6.094	6.000	7.700		4.05	3.29	8.628		745	839	885	1025
7.000	35.00	0.498	6.004	5.879	7.584	5.954	5.06	2.75	9.092		814	916	966	1119
7.000	38.00	0.540	5.920	5.795	7.649	5.870	5.06	2.75	9.878		877	986	1041	1206
7.625	26.40	0.328	6.969	6.844	8.123	6.919	4.05	3.29	6.768	414	602	677	714	827
7.625	29.70	0.375	6.875	6.750	8.203		4.05	3.29	7.790		683	769	811	940
7.625	33.70	0.430	6.765	6.640	8.294		4.05	3.29	8.968		778	875	923	1069
7.625	39.00	0.500	6.625	6.500	8.243	6.575	5.06	2.75	10.014		895	1007	1063	1231

] Las roscas agrupadas por corchetes son intercambiables. El tipo 553 es intercambiable con las tipo 503, 563 y 533; para un diámetro y peso dado. Cuando no se muestra el valor de "diámetro interior del piñón" significa que es igual al D.I. de la tubería. Los valores de resistencia de la tubería se tabulan para considerarse en los diseños. Los valores de Área de la Sección Crítica se muestran para utilizarse en el cálculo de la carga mínima de ruptura.

**APENDICE 3.** Comportamiento de los diferentes grados de acero con la temperatura.

<b>COMPORTAMIENTO DEL GRADO ACERO CON EL INCREMENTO DE LA TEMPERATURA</b>					
<b>Temperatura</b> °C	<b>Factor de reducción</b>				
	<b>N - 80</b>	<b>TRC - 95</b>	<b>P - 110</b>	<b>TAC - 110</b>	<b>TAC - 140</b>
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
100	0.97	0.97	0.99	0.94	0.94
125	0.96	0.99	1.00	0.94	0.94
150	0.92	0.96	0.93	0.91	0.94
175	0.93	1.93	0.97	0.94	0.97
200	0.90	0.92	0.95	0.90	0.89
300	0.94	0.95	0.95	0.92	0.83
400	0.89	0.87	0.86	0.84	0.83

---

---

## CONCLUSIONES

- Éste trabajo va dirigido a los estudiantes universitarios y alumnos de la asignatura de terminación de pozos, al hacer una recopilación de apuntes claros y sencillos con el propósito que sean lo más accesible y útil posible.
- Optimizar la calidad en el diseño, planeación y desarrollo de la terminación de un pozo petrolero; se sabe que una baja calidad en este proceso operativo conduce a una productividad pobre de hidrocarburos.
- Prevenir errores y el hacer las cosas bien desde la primera vez son dos de los estimulantes más poderosos tanto para la calidad como para la productividad de hidrocarburos, los errores que ocasionan costos por no hacer las cosas bien en el momento y en el tiempo indicado.
- Determinar el conjunto de factores que ocasionan costos por no hacer las cosas bien, se toman en cuenta como: desperdicio, correcciones, cambio de órdenes, costo diario de un equipo, acciones erróneas con los diseños, programas, planeaciones y desarrollo de las operaciones, etc., provocan grandes pérdidas a la empresa.
- Asegurar la integridad mecánica del pozo, proporcionando una base de diseño que considere todas las cargas anticipadas que puedan encontrarse durante la vida del pozo.
- Realizar un diseño de las sargas para optimizar los costos del pozo cubriendo la vida productiva de este.
- Seleccionar los fluidos de terminación que nos permitan evitar daño por su uso durante los trabajos en el pozo.

- Es importante contar con información verídica, actualizada y corroborada del pozo a disparar y del yacimiento para alimentar el software a utilizar y realizar el mejor diseño posible.
- Mantener el nivel de tecnología de punta en el laboratorio de estimulaciones, el cual nos ayudará a encontrar nuevas prácticas que nos permitirán mantener o restituir la productividad de los pozos de los campos maduros.
- El estudio de estimulaciones requiere principalmente labor de gabinete, la selección adecuada del pozo candidato es la parte medular del proceso, por lo tanto es importante contar con los valores de daño y permeabilidad con el fin de corroborarlos con el análisis nodal e identificar el daño con pruebas de laboratorio.
- Continuar con el análisis de los pozos de los campos maduros e implementar programas de aplicación de los sistemas orgánicos en los pozos en donde se presentan daños ocasionados por depositación de asfáltenos y parafinas, con el fin de mantener y restituir la productividad de los pozos.
- Implementar un estudio en los campos maduros en donde se tenga presencia de incrustaciones inorgánicas y orgánicas, para realizar programas de inhibición de incrustaciones con el fin de optimizar el costo de las intervenciones.

**NOMENCLATURA**

A	Área.	
A	Área expuesta al flujo.	pies <sup>2</sup>
A <sub>a</sub>	Área de la sección anular.	pg <sup>2</sup>
A <sub>i</sub>	Área interior de la tubería.	pg <sup>2</sup>
A <sub>o</sub>	Área exterior de la tubería.	pg <sup>2</sup>
A <sub>p</sub>	Área de la sección pulida del empacador.	pg <sup>2</sup>
A <sub>s</sub>	Área de la sección transversal.	pg <sup>2</sup>
A <sub>s1</sub>	Área de la sección transversal de la primera tubería.	pg <sup>2</sup>
A <sub>s2</sub>	Área de la sección transversal de la segunda tubería.	pg <sup>2</sup>
A <sub>s3</sub>	Área de la sección transversal de la tercera tubería.	pg <sup>2</sup>
API	American Petroleum Institute.	
Al <sub>2</sub> (SiO <sub>4</sub> O <sub>10</sub> )	Bentonita.	
B <sub>o</sub>	Factor del volumen del aceite.	bls @ c.y. / bls @ c.s.
BHT	Temperatura en el fondo del pozo.	°F
C	Constante.	
C <sub>r</sub>	Compresibilidad de la roca.	
CBL	Cement Bond Log.	
CCL	The Casing Collar Locutor.	
CaCl <sub>2</sub>	Cloruro de calcio.	
Ca(CH <sub>3</sub> CO <sub>2</sub> ) <sub>2</sub>	Acetato de calcio.	
CaCO <sub>3</sub>	Carbonato de calcio (Caliza).	
CaF <sub>2</sub>	Fluoruro de calcio (precipitado insoluble).	
Ca(HCO <sub>2</sub> ) <sub>2</sub>	Formiato de calcio.	
CaMg (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	Carbonato doble de calcio y magnesio.	
CO <sub>2</sub>	Bióxido de carbono.	
D	Diámetro exterior de la tubería.	pg
D	Profundidad de la siguiente etapa de perforación.	m, pies

---



---

$D_d$	Profundidad donde se localiza el efecto buckling.	pies
$D_{tbg}$	Diámetro exterior de la tubería de producción.	pg
$D_v$	Profundidad o altura de la columna.	m
$D_{VE}$	Profundidad vertical del empacador.	m
$D/t$	Peso unitario.	
DBC	Sistema de disparos bajados con cable.	
DBT	Sistema de disparos bajados con tubería.	
$d$	Diámetro interior de la tubería.	pg
$d_{csg}$	Diámetro interno de la tubería de revestimiento.	pg
$d_E$	Diámetro de la sección pulida del empacador.	pg
$d_e$	Diámetro externo.	pg
$d_i$	Diámetro interno.	pg
$d_n$	Profundidad donde se localiza el punto neutro por efecto de pandeo.	pies
$d_p$	Profundidad donde se localiza el efecto de pandeo.	pies
$d_{PP}$	Disparos por pie.	
$d_x$	Longitud del elemento.	
$\frac{dP}{dL}$	Abrasión de la presión unidireccional es negativa.	
$E$	Modulo de Young.	$30 \times 10^6 \text{ lb/pg}^2$
EF	Eficiencia de flujo.	adimensional
EMW	Peso de lodo equivalente.	
$e$	Elongación.	
$F$	Fuerza.	
$F$	Fuerza aplicada sobre el empacador.	$\text{lbs}_f$
$F_a$	Fuerza hidráulica.	$\text{lbs}_f$
$F_a^*$	Tensión en la T.P. arriba del PKR.	$\text{lbs}_f$
$F_b$	Factor de flotación.	
$F_{dc}$	Factor de diseño por presión de colapso.	
$F_{eff}$	Fuerza efectiva.	$\text{lbs}_f$

---



---

$F_f$	Fuerza ficticia.	lbs
$F_f^*$	Fuerza Buckling total.	lbs <sub>f</sub>
$F_{\text{flotación}}$	Efecto de flotación.	lbs <sub>f</sub>
$F_T$	Fuerza de tensión.	
$F_{\text{PKR}}$	Fuerza aplicada a través del aparejo de producción (T.P.) al empacador (PKR).	lbs <sub>f</sub>
$F_{\text{PKRreal}}$	Fuerza real sobre el empacador.	lbs <sub>f</sub>
FS	Factor de seguridad.	0.12 gr/cm <sup>3</sup>
FSPC	Factor de seguridad al colapso.	1.125
FSPI	Factor de seguridad al entallamiento.	1.3
FWHT	Temperatura en la cabeza del pozo.	°F
$F \cos \theta$	Componente de la fuerza en la dirección del plano.	
$F \sin \theta$	Componente de la fuerza perpendicular al plano.	
G	Modulo de Young de rigidez o de corte.	
$G_l$	Gradiente del fluido empleado.	kg/cm <sup>2</sup> /m
$G_F$	Gradiente de fractura.	gr/cm <sup>3</sup>
GR	Gamma Ray.	
g	Constante de aceleración gravitacional.	32.2 pies/seg <sup>2</sup>
$g_c$	Factor de conversión en la segunda ley de Newton.	lb <sub>m</sub> -pie/lb <sub>f</sub> -seg <sup>2</sup>
$2\text{H}_3\text{AlF}_6$	Ácido fluoalumínico.	
$2\text{HCH}_3\text{CO}_3$	Ácido acético.	
HCL	Ácido clorhídrico.	
$2\text{HCO}_2\text{H}$	Ácido fórmico.	
HF	Ácido fluorhídrico.	
H <sub>2</sub> O	Agua.	
$\text{H}_2\text{SiF}_6$	Ácido fluosílico.	
h	Espesor neto de la formación.	pies
$h_F$	Altura de la fractura.	
I	Momento de inercia.	pg <sup>4</sup>
l	Es la mitad de la longitud de la fractura creada.	

IP	Índice de productividad.	BPD @ c.s./ ( lb/pg <sup>2</sup> )
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo para valores de $P_{wf}$ , $P_b$ .	
J	Índice de productividad.	BPD/(lb/pg <sup>2</sup> )
$J_o$	Índice de productividad.	BPD/( lb/pg <sup>2</sup> )
k	Permeabilidad absoluta.	mD
k	Permeabilidad de la formación.	mD
$k_f$	Permeabilidad efectiva.	D ó mD
$K_{ic}$	Factor de intensidad de esfuerzo crítico.	
$K_{IC}$	Tenacidad de fractura o factor de intensidad de esfuerzo crítico.	
$k_{rf}$	Permeabilidad relativa.	D ó mD
$k_x$	Permeabilidad de la zona afectada.	D ó mD
L	Longitud de la tubería.	pies
L	Profundidad de asentamiento de la T.R.	m
$L_{s1}$	Longitud de la sección 1.	m
$L_{s2}$	Longitud de la sección 2.	m
MD	Profundidad media.	pies
$MgCl_2$	Cloruro de magnesio.	
MOP	Margen de seguridad por tensión.	lbs
n	Distancia del extremo inferior del aparejo al punto neutro.	pies
P	Presión.	lb/pg <sup>2</sup>
P(X)	Presión dinámica en la fractura.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_a$	Presión en el espacio anular a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_b$	Presión de saturación.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{bba}$	Presión de bombeo.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{BE}$	Presión bajo el empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{BT}$	Presión bajo el tapón.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_C$	Presión de colapso.	lb/pg <sup>2</sup>

---



---

$P_{csg}$	Presión en la T.R.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{ce}$	Presión de colapso elástico.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{cc}$	Presión de colapso de cedencia.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{cp}$	Presión de colapso plástico.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{cr}$	Presión de colapso resultante.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{csg1}$	Presión en la tubería de revestimiento a @ iniciales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{csg2}$	Presión en la tubería de revestimiento a @ finales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{csg1avg}$	Presión promedio en la tubería de revestimiento a @ iniciales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{csg2avg}$	Presión promedio en la tubería de revestimiento a @ finales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{ct}$	Presión de colapso transición.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{EMP}$	Presión en el empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	Presión equivalente.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	Presión externa.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	Presión en el radio de drene.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	Presión en la línea de descarga.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_e$	Presión en el radio de drene.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_f$	Presión de formación.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_f (Z)$	Presión de poro de la formación.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{fb}$	Presión en el punto $Z_{fb}$ .	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{fD}$	Presión de formación al momento del disparo.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{finy}$	Pérdida por fricción del fluido de inyección.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{fN}$	Pérdida por fricción de nitrógeno.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{frac}$	Presión de fractura a la profundidad de la zapata.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{fT}$	Pérdida por fricción del fluido de terminación.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{ft}$	Presión en el punto $Z_{ft}$ .	lb/pg <sup>2</sup>
$P_F$	Presión de fractura.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{FH}$	Presión de fracturas horizontales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{FV}$	Presión de fracturas verticales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_h$	Presión hidrostática.	lb/pg <sup>2</sup>

---



---

$P_{hl}$	Presión hidrostática de lodo de perforación.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_i$	Presión interna.	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup>
$P_i$	Presión en la T.P.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_i$	Presión en el interior de la tubería a la altura del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{iny}$	Presión de inyección.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_o$	Presión externa en condiciones finales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_o$	Presión externa.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_o$	Presión en el espacio anular.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_o$	Presión en el espacio anular a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{parcialH_2S}$	Presión parcial del ácido sulfhídrico.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{parcialCO_2}$	Presión parcial del dióxido de carbono.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_P$	Presión de poro.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{Pmin}$	Presión de poro mínima para el movimiento de arena.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_s$	Presión de la superficie.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{spec} (Z)$	Presión de poro especificada.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{SE}$	Presión sobre el empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{st}$	Presión sobre el tapón.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{TP}$	Presión en la tubería de producción.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{th}$	Presión en la cabeza del pozo.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{TR}$	Presión en el espacio anular.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{tbg1}$	Presión en la tubería de producción a @ iniciales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{tbg2}$	Presión en la tubería de producción a @ finales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{tbg1avg}$	Presión promedio en la tubería de producción a @ iniciales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{tbg2avg}$	Presión promedio en la tubería de producción a @ finales.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_u$	Peso unitario de la tubería.	lb/pie
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{ws}$	Presión estática del yacimiento.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_{yac}$	Presión de yacimiento.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_f (Z)$	Perfil de presión - poro sobre la zona permeable.	lb/pg <sup>2</sup>

$P_1$	Presión de entrada.	lb/pg <sup>2</sup>
$P_2$	Presión de salida.	lb/pg <sup>2</sup>
Pseudo-daño	Condiciones que limitan el potencial de producción de un pozo y que no pueden ser corregidas mediante un tratamiento de estimulación.	
pH	Potencial hidrógeno de una sustancia.	
ppg	lb/gal.	
psi	Unidades de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
Q	Gasto.	BPD o bl/día
$q$	Ángulo de contacto.	
$q_b$	Gasto que corresponde a un $P_b$ .	BPD o bl/día
$q_c$	Gasto crítico.	BPD o bl/día
$q_o$	Gasto de aceite.	BPD
$q_{m\acute{a}x}$	Gasto de máximo.	BPD
$q_{opt}$	Gasto optimo.	BPD
R	Relación del diámetro exterior al diámetro interior de la tubería (R/d).	
R	Radio de una fractura radial.	
R	Radio de curvatura.	
$R_c$	Resistencia compresiva.	kg/cm <sup>2</sup>
$R_{cc}$	Corrección a la resistencia a la presión de colapso.	lb/pg <sup>2</sup>
$R_c$	Resistencia nominal al colapso de la tubería.	lb/pg <sup>2</sup>
$R_h$	Radio hidráulico.	pg
$R_t$	Resistencia a la tensión.	kg/cm <sup>2</sup>
$R_{TH}$	Resistencia a la tensión para fracturas horizontales.	
$R_{TV}$	Resistencia a la tensión para fracturas verticales.	
$R_{tbge}$	Resistencia al colapso de la tubería.	lb/pg <sup>2</sup>
$R_{tbg}$	Resistencia a la tensión de la tubería.	lbs
$R_{cst_{tbg}}$	Resistencia al colapso sin tensión.	lb/pg <sup>2</sup>
$R_{ct_{tbg}}$	Resistencia al colapso bajo tensión.	lb/pg <sup>2</sup>

---



---

RP	Relación de productividad.	
RST	Reservoir Saturation Tool.	
r	Radio de interés.	pg
r	Distancia entre $r_i$ y $r_o$ .	
r	Claro radial.	pg
r	Radio.	pies
$r_e$	Radio de drene.	pies, m
$r_e$	Radio externo.	pg
$r_i$	Radio interno.	pg
$r_o$	Radio externo.	pg
$r_w$	Radio del pozo.	pies, m
$r_x$	Radio de daño (radio de la zona alterada).	
S	Factor de daño (SKIN).	
$S_{Res}$	Resistencia de incrustación.	
$SiO_2$	Bióxido de sílice.	
S.C.	Sarta corta.	
S.L	Sarta larga.	
ST	Temperatura estática.	°F
Sludge	Mezcla altamente viscosa de aceite, agua, sedimentos y residuos.	
T	Tensión.	lb <sub>f</sub>
T	Esfuerzo de tensión.	
T	Tensión aplicada en la sección correspondiente.	kg
$T_{avg1}$	Temperatura promedio de ST a BHT @ iniciales.	°F
$T_{avg2}$	Temperatura promedio de FWHT a BHT @ final.	°F
$T_{ini}$	Temperatura inicial.	°F
$T_f$	Fuerza de flotación.	kg
$T_{fin}$	Temperatura final.	°F
$T_1$	Tensión de la primera sección de la tubería.	kg
$T_2$	Tensión de la segunda sección de la tubería.	kg

---



---

---



---

$T_3$	Tensión de la tercera sección de la tubería.	kg
TD	Profundidad verdadera.	pies
TOC	Cima del cemento.	
TVD	Profundidad vertical verdadera.	pies
t	Espesor de pared de la tubería.	pg
V	Volumen original de la roca.	
$V_P$	Velocidad de la onda compresional o longitudinal.	
$V_s$	Velocidad transversal o de corte.	
VDL	Variable Density Log.	
VME	Esfuerzo equivalente Von Mises.	
v	Velocidad de flujo.	pies/seg
$W_{atbg}$	Peso ajustado de la tubería + conexión.	lb/pie
$W_F$	Amplitud de la fractura.	
$W_P$	Carga.	
$W_n$	Peso nominal de la tubería de producción.	lb/pie
$W_{tbgaire}$	Peso de la tubería de producción en el aire.	lbs o ton
$W_{tbgb}$	Peso de la tubería de producción flotada.	lbs o ton
$W_{s1}$	Peso de la sección 1.	kg
$W_{s2}$	Peso de la sección 2.	kg
$W_{s3}$	Peso de la sección 3.	kg
$W_{ap}$	Tensión aplicada a la tubería sobre el punto de interés.	lbs o ton
w	Peso de la tubería en el aire.	lb/pg
w	Peso efectivo tubular en el fluido @ finales.	lb/pg
$w_i$	Peso del fluido contenido dentro de la tubería.	lb/pg
$w_o$	Peso del fluido en el espacio anular desplazado por volumen de la tubería.	lb/pg
$w_s$	Peso de la tubería.	lb/pg
X	Parámetro adimensional.	
$X_F$	Longitud de la fractura.	
x	Longitud de la columna de lodo.	m

---



---

Y	Resistencia a la cedencia original.	lb/pg <sup>2</sup>
Y	Parámetro adimensional.	
Y <sub>P</sub>	Mínimo esfuerzo de cedencia.	lb/pg <sup>2</sup>
Y <sub>P<sub>tbg</sub></sub>	Punto de cedencia promedio de la tubería.	lb/pg <sup>2</sup>
Y <sub>e</sub>	Resistencia a la cedencia efectiva.	lb/pg <sup>2</sup>
y	Longitud de la columna de gas.	m
Z	Profundidad vertical verdadera.	pies
Z <sub>fb</sub>	Intervalo en el punto fb.	pies
Z <sub>ft</sub>	Intervalo en el punto ft.	pies
Z <sub>lc</sub>	Profundidad de la zona de pérdida de circulación.	pies
Z <sub>md</sub>	Profundidad de la caída de lodo.	pies
Z <sub>s</sub>	Localización vertical verdadera de la zapata previa.	pies
Z <sub>TOC</sub>	Profundidad vertical verdadera de la cima del cemento.	pies
Z <sub>yac</sub>	Profundidad del yacimiento.	pies
α	Coefficiente de expansión térmica.	6.9 X 10 <sup>-6</sup> °F <sup>-1</sup>
α	Constante poroelástica.	0-1
α	Angulo de inclinación.	
β	Coefficiente de expansión térmica del acero.	6.9 X 10 <sup>-6</sup> / °F 12.42x10 <sup>-6</sup> /°C
ΔF	Cambio de fuerzas en el empacador por efecto de presión.	lbs
ΔF <sub>b</sub>	Fuerza incremental resultante por efecto Buckling.	lbs <sub>f</sub>
ΔF <sub>B</sub>	Fuerza incremental resultante por efecto Ballooning.	lbs <sub>f</sub>
ΔF <sub>P</sub>	Fuerza incremental resultante por efecto Pistón.	lbs <sub>f</sub>
ΔF <sub>T</sub>	Fuerza incremental resultante del cambio de temperatura.	lbs <sub>f</sub>
ΔL <sub>b</sub>	Cambio de longitud de la tubería por alabeo o Buckling.	pg
ΔL <sub>B</sub>	Cambio de longitud de la tubería por efecto de Ballooning.	pg
ΔL <sub>e</sub>	Cambio de longitud de la tubería por efecto de carga en el empacador.	pg
ΔL <sub>eff</sub>	Cambio de longitud efectiva.	pg
ΔL <sub>LH</sub>	Cambio de longitud de la tubería por ley de Hooke.	pies

$\Delta L_P$	Cambio de longitud de la tubería por efecto pistón.	pg
$\Delta L_T$	Cambio de longitud de la tubería por efecto de temperatura.	pg
$\Delta L_{total}$	Cambio de longitud neto total de la tubería.	pg
$\Delta P$	Diferencial de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P$	Es el abatimiento de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P$	Diferencial de presión previa al disparo.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{Emp}$	Diferencial de presión en el empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_i$	Cambio de presión dentro de la tubería de producción a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{ia}$	Cambio de presión promedio dentro de la tubería de producción a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{m\acute{a}x}$	Diferencial máxima de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{med}$	Punto medio de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{m\acute{i}n}$	Diferencial mínima de presión.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_o$	Cambio de presión en el espacio anular a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{oa}$	Cambio de presión promedio en el espacio anular a la profundidad del empacador.	lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta T$	Cambio promedio de la temperatura.	°F
$\Delta T$	Cambio de temperatura sobre la longitud libre.	°F
$\Delta T_{avg}$	Temperatura promedio.	°F
$\Delta t$	Tiempo de tránsito.	μsecs / pie
$\Delta V$	Cambio de volumen de la roca.	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a$	Gradiente de presión por aceleración.	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e$	Gradiente de presión por elevación.	
$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f$	Gradiente por presión por fricción.	

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T$	Gradiente de presión total.	
$\Delta\rho_a$	Cambio de la densidad del fluido en el espacio anular $\Delta\rho = \rho_{\text{final}} - \rho_{\text{inicial}}$	lb/pie <sup>3</sup>
$\Delta\rho_i$	Cambio de la densidad del fluido dentro de la T.P.	lb/pie <sup>3</sup>
$\delta$	Caída de presión en la tubería debido al flujo.	(lb/pg <sup>2</sup> ) /pg
$\delta$	Deformación en sentido axial o longitudinal.	
$\delta_o$	Contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.	
$\varepsilon$	Deformación axial unitaria o elongación axial.	
$\varepsilon$	Rugosidad de la pared en tuberías.	pg
$\varepsilon$	Deformación en sentido radial o transversal.	
$\varepsilon_o$	Expansión lateral de la roca.	
$\phi$	Diámetro de la tubería.	pg
$\gamma_{\text{agua}}$	Gradiente de agua.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_{\text{cem}}$	Gradiente de la mezcla de agua y cemento.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_{\text{em}}$	Gradiente de lodo equivalente mínimo.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_g$	Gradiente de gas.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_m$	Gradiente de lodo.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_o$	Peso específico del aceite.	
$\gamma_p$	Gradiente de presión de poro especificada.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\gamma_{pp}$	Gradiente de presión de poro especificada en agujero descubierto.	(lb/pg <sup>2</sup> )/pie
$\mu$	Relación de Poisson del material.	(acero = 0.3)
$\mu$	Viscosidad.	cp
$\mu_o$	Viscosidad del aceite.	cp
$\rho$	Densidad del fluido.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_a$	Densidad del fluido de en el espacio anular.	lb/pg <sup>3</sup>

$\rho_{ac}$	Densidad del acero.	65.5 ppg o 7.85 gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{ácido}$	Densidad del ácido.	ppg
$\rho_b$	Densidad.	
$\rho_c$	Densidad de fluido de control y/o terminación.	lb/gal ó gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_f$	Densidad del fluido.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{fe}$	Densidad del empacador.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{femp}$	Densidad del fluido empacante.	ppg
$\rho_{finy}$	Densidad del fluido de inyección.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{frac}$	Gradiente de fractura.	
$\rho_{fT}$	Densidad del fluido de terminación.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_g$	Densidad del gas.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_i$	Densidad del fluido en el interior de la tubería.	lb/pg <sup>3</sup>
$\rho_l$	Densidad del lodo de perforación.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_m$	Densidad del lodo.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{N2}$	Densidad del nitrógeno.	0.2 gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_o$	Densidad del fluido de aceite.	ppg
$\rho_s$	Densidad promedio de los sedimentos.	gr/cm <sup>3</sup>
$\rho_{term}$	Densidad del fluido de terminación.	ppg
$\Sigma$	Fuerza tectónica.	
$\Sigma_1$	Esfuerzo vertical.	kg/cm <sup>2</sup>
$\Sigma_2$	Esfuerzo horizontal.	kg/cm <sup>2</sup>
$\Sigma_3$	Esfuerzo horizontal.	kg/cm <sup>2</sup>
$\sigma$	Esfuerzo axial unitario.	
$\sigma$	Carga.	
$\sigma$	Esfuerzo normal.	
$6\sigma$	Esfuerzo requerido para extender la fractura.	
$\sigma_e$	Esfuerzo efectivo.	lb/pg <sup>2</sup>

---

---

$\sigma_r$	Esfuerzo radial.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_{sob}$	Presión de sobrecarga.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_T$	Esfuerzo triaxial.	
$\sigma_t$	Esfuerzo tangencial.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_z$	Esfuerzo axial.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_\alpha$	Esfuerzo efectivo tangencial.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_\theta$	Esfuerzo tangencial.	lb/pg <sup>2</sup>
$\sigma_1$	Esfuerzo principal efectivo vertical.	
$\sigma_2$	Esfuerzo principal efectivo horizontal.	
$\sigma_3$	Esfuerzo principal efectivo horizontal.	
$\tau$	Esfuerzo cortante.	
$\tau_{r\alpha}$	Esfuerzo efectivo cortante.	
$\nu$	Relación de Poisson.	

---

---

## BIBLIOGRAFÍA

1. Garicochea, P. F., Bernal, H. C. y López, O. O.: “Transporte de hidrocarburos por Ductos”, C.I.P.M., México, D.F. (1991).
2. Gómez Cabrera José A.: “Producción de Pozos I”; México, (1985).
3. Cinco Ley H., “Apuntes de evaluación de la producción”. Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. 1982.
4. Lozano Villajuana Gerardo, Pérez Tavares Rodolfo C. Tesis profesional. “Apuntes de la asignatura de comportamiento de pozos”. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. mayo 2004.
5. Boletín “Tecnología e ingeniería” volumen I, No.7 julio/agosto 2003, Ing. Pablo Crespo H., Ing. Osvaldo Bustillos Padilla, Ing. Miguel Arellano Reyes, Ing. Héctor García Quintanar. Información y tecnología de perforación en México. PEMEX.
6. Garicochea P. Francisco “Apuntes de estimulación de pozos”. Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
7. Gómez Cabrera José A.: “Apuntes de manejo de la producción en la superficie”; México, Julio, (1986). Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
8. Garicochea, P. Francisco y Benítez H. Miguel A.: “Apuntes de Terminación de pozos”, Facultad de Ingeniería. U.N.A.M.
9. Michael J. Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman “Petroleum Well Construction”.
10. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XI “Terminación y Mantenimiento de Pozos” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.

11. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo VI “Registros geofísicos” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
12. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo VIII “Diseño de la Perforación de Pozos” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
13. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo XI “Terminación y Mantenimiento de Pozos” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
14. Un Siglo de la Perforación en México, Tomo V “Tuberías” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción.
15. Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., A.I.P.M., “Mayo 2000”.
16. Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., A.I.P.M., “Mayo 2000”. Artículos: “Evaluación de la producción”, “Importancia de los registros geofísicos”.
17. Órgano de Divulgación Técnica e Información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., A.I.P.M., “Agosto 2000”. Artículo: “Factibilidad de sistemas artificiales en pozos profundos” Ing. Miguel Ángel Lozada Aguilar, Ing. Norma Benigna Morales Luna.
18. Guía de Diseño para Estimulaciones de Pozos No. 6.
19. Guía de Diseño de Aparejos de Producción No. 3.
20. Guía de Diseño para Disparos de Producción No. 5.
21. Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento No. 7.