



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Cuaderno de apuntes de terminación y  
mantenimiento de pozos**

**MATERIAL DIDÁCTICO**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

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

Roberto Ramírez Abad

**ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO**

Ing. Leonardo Cruz Espinosa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

## **Agradecimientos**

A la universidad Nacional Autónoma de México por haberme otorgado todas las facilidades para prepararme profesionalmente.

A la facultad de ingeniería por haberme dado la oportunidad de recorrer sus pasillos, aprender en sus salones y conocer personas increíbles.

A mis padres Roberto y Susana por haberme criado y educado para convertirme en el hombre que ahora soy, por haberme apoyado en cada paso importante de mi vida y haber confiado en mi capacidad para alcanzar esta meta.

A mi hermana Susana porque sin ella yo sería una persona completamente diferente, todos esos momentos que hemos discutido, reído, llorado y compartido no los cambiaría por nada, sé que al final de todo tú eres la persona con quién siempre puedo contar.

A mi amigo Eduardo por haberme brindado su sincera y desinteresada amistad durante todos estos años, por haberme ayudado en mis momentos más oscuros y compartir algunos de los más alegres juntos.

A mi amigo Fernando le agradezco su amistad, su apoyo y su consejo durante todo este recorrido en nuestra estadía en la facultad de ingeniería, sin duda sin el nada hubiera sido igual.

A mi amiga Cristina por haberme rescatado tantas veces mientras estudiábamos juntos.

A mi Asesor el Ingeniero Leonardo por su guía, consejo y paciencia mientras desarrollábamos este trabajo, y a mis sinodales por el tiempo que me dedicaron para revisar y corregir este trabajo.

A mi familia por haber estado siempre apoyándome y dándome ánimos para alcanzar mis objetivos y ambiciones.

A mis amigos que conocí en la preparatoria, especialmente a Brianda, Erika, Estefanía, Oscar y Jorge Eduardo por todos los buenos momentos que vivimos juntos.

A mis amigos de la facultad los cuales hicieron de este viaje una experiencia inolvidable.

A las personas que ya no están con nosotros pero que para mí siempre serán muy importantes, mi abuelito Helio y mi primo Alfonso por cuidarme desde donde estén.

Por ultimo un agradecimiento muy especial a Karina porque en más de una ocasión fue esa luz en la oscuridad que me permitió no perder el rumbo, me inyectó confianza en mis momentos de duda y me recordó que al final todo merece la pena si se hace lo que a uno le apasiona.

<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>2</b>
<b>1 PRINCIPIOS DE TERMINACIÓN DE POZOS</b> .....	<b>3</b>
1.1 DEFINICIÓN DE TERMINACIÓN DE POZOS.....	3
1.1.1 Factores que afectan la terminación de un pozo. ....	5
1.1.2 Planeación de la terminación del pozo.....	6
1.1.3 Fuentes de información.....	7
1.1.4 Parámetros del yacimiento.....	7
1.1.5 Características de los fluidos producidos.....	10
1.1.6 Construcción del agujero (Pozo).....	12
1.1.7 Instalación de los aparejos de terminación.....	14
1.1.8 Iniciando la producción del pozo.....	16
1.1.9 Estimulación.....	17
1.1.10 Logística.....	17
1.2 TIPOS DE TERMINACIONES.....	17
1.2.1 Terminación en agujero descubierto.....	18
1.2.2 Terminación en agujero revestido.....	19
1.2.3 Terminación con tubería ranurada no cementada.....	21
1.2.4 Terminación sencilla selectiva.....	23
1.2.5 Terminación doble.....	23
<b>2 DETERMINACIÓN DE LAS FUERZAS APLICADAS Y SUS EFECTOS A LA TUBERÍA DE EXPLOTACIÓN</b> .....	<b>31</b>
2.1 PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS.....	31
2.2 EFECTO DE LA COMBINACIÓN DE DIFERENTES ESFUERZOS.....	44
2.2.1 Combinación Colapso – Tensión.....	45
2.2.2 Combinación Presión Interna – Compresión.....	46
2.2.3 Combinación Presión Interna – tensión.....	47
2.2.4 Aplicaciones del criterio Triaxial.....	48
2.3 FUERZAS O ESFUERZOS APLICADOS A LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN.....	51
2.3.1 Fuerzas térmicas.....	52
2.3.2 Fuerzas externas y fuerzas internas.....	52
2.3.3 Fuerzas mecánicas.....	53
2.4 EFECTOS EN LA LONGITUD DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	54
2.4.1 Efecto de Pistoneo.....	58
2.4.2 Efecto de Baloneo.....	65
2.4.3 Efecto Buckling.....	75
2.4.4 Efecto de Temperatura.....	84
2.4.5 Combinación de efectos en el aparejo de producción.....	92
2.5 TÓPICOS ESPECIALES.....	105
2.5.1 Colapso.....	105
2.5.2 Corrosión.....	107
<b>3 DISEÑO DE APAREJOS DE PRODUCCIÓN</b> .....	<b>111</b>
3.1 DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	111
3.1.1 Índice de productividad.....	111
3.1.2 Caídas de presión en tuberías.....	115
3.1.3 Determinación del diámetro óptimo del aparejo.....	116

3.2	DISEÑO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN.....	118
3.2.1	<i>Diseño por criterio de cargas máximas.</i> .....	118
3.3	DISPAROS DE PRODUCCIÓN.....	133
3.3.1	<i>Fluidos de terminación y su control.</i> .....	133
3.3.2	<i>Tipos de disparos.</i> .....	137
3.3.3	<i>Medición del desempeño de los disparos.</i> .....	139
3.4	TERMINACIONES DE ACUERDO A LA ENERGÍA DEL YACIMIENTO.....	142
3.4.1	<i>Terminación con aparejo de bombeo neumático BN.</i> .....	142
3.4.2	<i>Terminación con aparejo de bombeo mecánico.</i> .....	144
3.4.3	<i>Terminación con aparejo electro-centrífugo.</i> .....	146
3.4.4	<i>Otros tipos de terminaciones.</i> .....	148
<b>4</b>	<b>DISEÑO DE REPARACIONES MAYORES Y MENORES.....</b>	<b>157</b>
4.1	TOMA DE INFORMACIÓN.....	157
4.2	ANÁLISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE UN POZO .....	158
4.3	TIPOS DE REPARACIONES MAYORES Y MENORES .....	161
4.3.1	<i>Reparaciones menores.</i> .....	161
4.3.2	<i>Reparaciones mayores.</i> .....	165
4.4	CEMENTACIONES FORZADAS .....	166
4.5	PESCAS Y MOLIENDAS.....	169
4.6	TAPONAMIENTO DE POZOS .....	173
<b>5</b>	<b>ESTIMULACIÓN DE POZOS .....</b>	<b>177</b>
5.1	ESTIMULACIÓN MATRICIAL .....	180
5.1.1	<i>Estimulación matricial no reactiva</i> .....	181
5.1.2	<i>Estimulación matricial reactiva</i> .....	182
5.2	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	185
<b>6</b>	<b>ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE TERMINACIÓN. ....</b>	<b>201</b>
6.1	DISEÑO DEL PROGRAMA.....	201
6.1.1	<i>Programa de terminación.</i> .....	202
6.2	PROCESOS QUE SE REALIZAN EN LA TERMINACIÓN DE POZOS .....	205
	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>206</b>
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>207</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>208</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1	EQUIPO MULTIDISCIPLINARIO EN LA TERMINACIÓN DE POZOS (BELLARBY, 2009).....	4
FIGURA 1-2	ANÁLISIS DE COSTOS DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO VERTICAL .....	6
FIGURA 1-3	FUENTES DE INFORMACIÓN PARA EL DISEÑO DE LA TERMINACIÓN (BELLARBY, 2009) .....	7
FIGURA 1-4	CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS EN FUNCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO (McMAIN, 1990) .....	12
FIGURA 1-5	TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO (REYES V. & ROSETE V., 2010) .....	19
FIGURA 1-6	TERMINACIÓN EN AGUJERO REVESTIDO (REYES V. & ROSETE V., 2010).....	20
FIGURA 1-7	TERMINACIÓN CON TUBERÍA RANURADA NO CEMENTADA (REYES V. & ROSETE V., 2010).....	22
FIGURA 1-8	TERMINACIÓN SENCILLA SELECTIVA (GONZALES, 2005).....	23
FIGURA 1-9	DIAGRAMA DE POZO CON TERMINACIÓN DOBLE (BELLARBY, 2009) .....	24
FIGURA 1-10	FUNCIONES DE LOS EMPACADORES (BELLARBY, 2009) .....	26
FIGURA 2-1	COMPORTAMIENTO DEL ACERO BAJO CARGAS.....	34
FIGURA 2-2	TENSIÓN APLICADA SOBRE UN TUBO (ALMEIDA GARCIA, 2005).....	36
FIGURA 2-3	PRESIÓN SOBRE LA PARED INTERNA DE LA TUBERÍA .....	37
FIGURA 2-4	FUERZA DE COLAPSO EN LA TUBERÍA .....	38
FIGURA 2-5	RELACIÓN DE COLAPSO VS TENSIÓN .....	46
FIGURA 2-6	RELACIÓN PRESIÓN INTERNA COMPRESIÓN .....	47
FIGURA 2-7	RELACIÓN DE PRESIÓN INTERNA CONTRA TENSIÓN .....	48
FIGURA 2-8	COMPONENTE AXIAL, RADIAL Y TANGENCIAL (GONZALES, 2005) .....	49
FIGURA 2-9	ELIPSE DE PLASTICIDAD .....	50
FIGURA 2-10	EFFECTO DE PRUEBA DE PRESIÓN EN UN APAREJO TAPADO (GONZALES, 2005) .....	53
FIGURA 2-11	EFFECTOS QUE CAUSAN MOVIMIENTO DEL APAREJO DE PRODUCCIÓN (GONZALES, 2005) .....	55
FIGURA 2-12	REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL EFFECTO DE PISTONEO (GONZALES, 2005) .....	59
FIGURA 2-13	EJEMPLO 2-5 .....	60
FIGURA 2-14	EFFECTO DE BALONEO (GONZALES, 2005) .....	67
FIGURA 2-15	MOVIMIENTO NETO DEL APAREJO (GONZALES, 2005).....	93
FIGURA 2-16	DETERMINACIÓN DE AMBIENTES PROPICIOS A LA FRAGILIZACIÓN DEL H <sub>2</sub> S (GONZALES, 2005) .....	109
FIGURA 2-17	DETERMINACIÓN DEL MATERIAL REQUERIDO (GONZALES, 2005).....	110
FIGURA 3-1	FLUJO RADIAL CILÍNDRICO.....	112
FIGURA 3-2	COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA CURVA IP .....	114
FIGURA 3-3	REPRESENTACIÓN CUALITATIVA DE CAÍDAS DE PRESIÓN POR GASTO Y DIÁMETRO.....	116
FIGURA 3-4	DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DE PRODUCCIÓN .....	117
FIGURA 3-5	LÍNEA DE CARGA MÁXIMA POR PRESIÓN INTERNA.....	119
FIGURA 3-6	LÍNEA DE CARGA POR PRESIÓN INTERNA RESULTANTE .....	120
FIGURA 3-7	LÍNEA DE DISEÑO POR PRESIÓN INTERNA .....	121
FIGURA 3-8	LÍNEA DE CARGA RESULTANTE POR PRESIÓN DE COLAPSO.....	122
FIGURA 3-9	LÍNEA DE DISEÑO A LA PRESIÓN DE COLAPSO .....	123
FIGURA 3-10	LÍNEA DE CARGA POR TENSIÓN .....	124
FIGURA 3-11	LÍNEA DE DISEÑO POR TENSIÓN.....	125
FIGURA 3-12	GEOMETRÍA DE LOS DISPAROS (BELLARBY, 2009).....	141
FIGURA 3-13	TERMINACIÓN CON BOMBEO NEUMÁTICO (IBARRA, 2016).....	144
FIGURA 3-14	TERMINACIÓN CON BOMBEO MECÁNICO (IBARRA, 2016).....	146
FIGURA 3-15	TERMINACIÓN CON BOMBEO ELECTRO-CENTRÍFUGO (IBARRA, 2016) .....	148
FIGURA 3-16	TERMINACIONES EN POZOS HORIZONTALES (LAKE, 2015) .....	150
FIGURA 3-17	CLASIFICACIÓN DE LAS CONEXIONES MULTILATERALES (NIVELES 1-4) (BELLARBY, 2009) .....	151
FIGURA 3-18	CLASIFICACIÓN DE LAS CONEXIONES MULTILATERALES (NIVELES 5 Y 6) (BELLARBY, 2009).....	153

FIGURA 3-19	PERFIL DE TEMPERATURA TÍPICO DE AGUAS PROFUNDAS (BELLARBY, 2009).....	154
FIGURA 4-1	REGISTRO DE PRESIÓN IDEAL DURANTE UNA CEMENTACIÓN FORZADA (ALLEN & ROBERTS, 1979).....	167
FIGURA 4-2	CEMENTACIÓN FORZADA CON SARTA DE PERFORACIÓN.....	169
FIGURA 4-3	TAPONAMIENTOS USANDO SARTA DE TRABAJO .....	174
FIGURA 4-4	TAPONAMIENTO CON TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	175
FIGURA 5-1	GEOMETRÍA DE UNA FRACTURA (BELLARBY, 2009) .....	186
FIGURA 5-2	PROPAGACIÓN DE UNA FRACTURA (DONALDSON, ALAM, & BEGUM, 2013) .....	187
FIGURA 5-3	MODULO DE YOUNG .....	189
FIGURA 5-4	FASES EN LA CREACIÓN DE UNA FRACTURA (DONALDSON ET AL., 2013) .....	190
FIGURA 5-5	METODOLOGÍAS PARA DESCRIBIR UNA FRACTURA (DONALDSON ET AL., 2013).....	194
FIGURA 5-6	PÉRDIDA DE FLUIDOS EN UN FRACTURAMIENTO.....	196

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1-1	TIPOS DE TERMINACIONES .....	22
TABLA 2-1	RANGOS PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO .....	32
TABLA 2-2	RANGOS PARA TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN .....	32
TABLA 2-3	RANGO PARA TUBERÍAS DE PERFORACIÓN .....	33
TABLA 2-4	FACTORES PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE COLAPSO PLÁSTICO Y DE TRANSICIÓN .....	41
TABLA 2-5	TIPOS DE COLAPSO EN FUNCIÓN DE LA ESBELTEZ Y TUBERÍA (ECONOMIDES, 1994) .....	42
TABLA 2-6	FACTORES DE DISEÑO TÍPICOS EN LA INDUSTRIA .....	44
TABLA 2-7	EFECTO DE LA COMBINACIÓN DE FUERZAS.....	48
TABLA 2-8	PISTONEO Y SUS EFECTOS .....	60
TABLA 2-9	EFECTO DE BALONEO EN EL APAREJO DE PRODUCCIÓN .....	69
TABLA 2-10	INTERPRETACION DE SIGNOS EN UN PROCESO DE TENSION- COMPRESIÓN .....	70
TABLA 2-11	NIVEL DE CORROSIÓN ESPERADA .....	110
TABLA 3-1	TENNSIONES CALCULADAS PARA EL EJEMPLO 3-1 .....	127
TABLA 3-2	TENSIONES CORREGIDAS PARA LA ELEJEMPLO 3-1 .....	128
TABLA 3-3	PRESIONES DE COLAPSO CORREGIDAS PARA EL EJMPLO 3-1 .....	130
TABLA 3-4	PRESIONES INNTERNAS CORREGIDAS PARA ELEJEMPLO 3-1.....	132
TABLA 3-5	VENTAJAS ENTRE DIFERENTES TIPOS DE TERMINACIONES EN POZOS HORIZONTALES .....	149
TABLA 5-1	VALORES TÍPICOS DE S Y SU SIGNIFICADO RELATIVO.....	180
TABLA 5-2	GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FLUIDO DE TRATAMIENTO.....	184
TABLA 5-3	VALORES DE LA RELACIÓN DE POISSON PARA ROCAS TIPICAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA .....	188

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Proporcionar al estudiante de ingeniería petrolera de la Universidad Nacional Autónoma de México un manual con los conceptos básicos teóricos, operacionales y algunos ejemplos, con el fin de facilitar un mejor entendimiento y comprensión de cada tema relacionado con la terminación y reparación de pozos petroleros.

### **Objetivos específicos**

Comprender la importancia de la terminación de pozos petroleros en la productividad

Determinar las presiones, fuerzas y esfuerzos a las que estarán sometidas las tuberías de producción durante las operaciones de terminación.

Diseñar aparejos de producción en función de los requerimientos de producción

Explicar los diferentes trabajos que se le realizan a un pozo petrolero durante su vida productiva.

Comprender la importancia de eliminar el daño a la formación y las diferentes técnicas aplicables.

Con todos los conocimientos adquiridos poder elaborar un programa de terminación y reparación de pozos de un pozo real.



## Introducción

La terminación de pozos petroleros son todo el conjunto de operaciones que enlazan las fases de perforación y producción de un pozo petrolero, estas tendrán una gran repercusión en el éxito técnico y económico del pozo por lo que deben ser diseñadas con mucho cuidado. Aunque existen muchas configuraciones en la terminación de un pozo se pueden agrupar en terminaciones con agujero descubierto, agujero revestido y liner ranurado.

Lo más importante al diseñar el aparejo de producción es entender las fuerzas que actuaran dentro del pozo sobre el mismo aparejo, de no calcularse adecuadamente podrían poner en riesgo la integridad de todo el pozo. Existen tres fuerzas básicas que actuaran en las tuberías, estas son colapso, tensión y presión interna. Las tres fuerzas actuaran al mismo tiempo, por lo que se deben analizar de manera conjunta.

El diseño del aparejo de producción deberá considerar los casos más extremos a los que teóricamente se sometería la tubería, con el objetivo de garantizar que el aparejo funcionara adecuadamente durante toda la vida productiva del pozo.

Sin importar que tan bien diseñemos nuestro pozo siempre existe el riesgo de tener fallas, estas pueden ser por defectos del material utilizado o por errores humanos, para corregir estas fallas se aplican las llamadas reparaciones, existen una multitud de reparaciones aplicables, de manera general se dividen en dos tipos, mayores (cuando se cambia el intervalo productor del pozo) y las menores (cuando no se cambia el intervalo productor).

Si se tiene un daño muy grande a la formación no bastara con reparar el pozo, se tendrá que eliminar el daño con algún tipo de estimulación, la cual puede matricular que consiste básicamente en limpiar los conductos que conectan hidráulicamente el yacimiento con el pozo o un fracturamiento que consiste en formar o ampliar los conductos ya existentes para mejorar la comunicación hidráulica.

Por último es importante mencionar que todas las operaciones antes dichas forman parte de la terminación o bien del mantenimiento de pozos, por lo tanto todos deben ser incluidos en el programa de terminación, en el cual se deben detallar procedimientos, herramientas y accesorios que se utilizaran en cada proceso.

## **1 Principios de terminación de pozos.**

**Objetivo.** Comprender la importancia de la terminación de pozos petroleros en la productividad

### **1.1 Definición de terminación de pozos.**

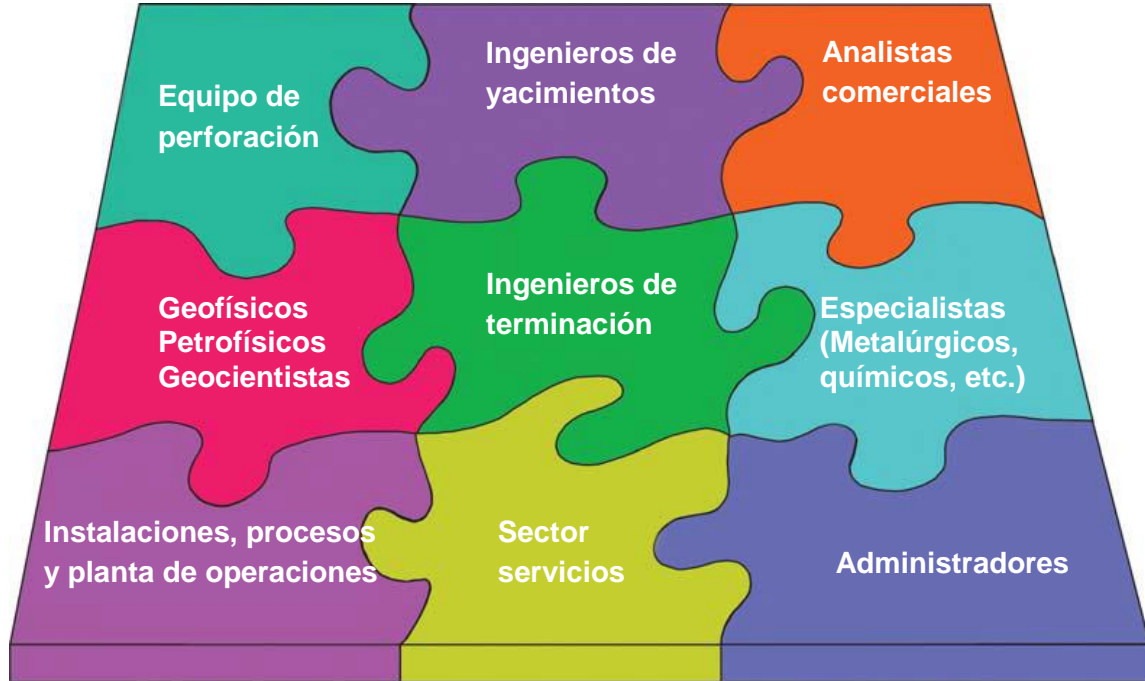
La palabra “terminación” en la industria petrolera se utiliza cuando se ha finalizado la perforación de un pozo. La terminación, es por lo tanto, el enlace entre la perforación del agujero y la fase de producción. La terminación involucra el diseño de todas las operaciones que hacen que el pozo produzca, en especial el conectar el agujero con la zona productora, además de la instalación del equipo de producción y el aseguramiento del flujo.

Generalmente hablando, ciertas operaciones de medición y mantenimiento a requerirse a lo largo de la vida del pozo son conocidas como reparaciones, dichas operaciones también deberán ser consideradas dentro de los trabajos de terminación. Por lo tanto, podemos establecer o definir, que una terminación desde el punto de vista generalizado empieza con el posicionamiento del pozo y termina solamente hasta que el pozo ha sido abandonado.

Cualquier entidad o departamento encargada de la terminación y reparación de pozos, tiene mucha influencia en el diseño de la perforación y los problemas de producción que el yacimiento podría causar. El encargado de la terminación deberá por lo tanto trabajar en muy cercana colaboración con el malacatero o técnico, y también con el ingeniero de yacimientos y el equipo técnico de producción.

Después de que el pozo ha sido perforado, este deberá ser apropiadamente terminado antes de que sea puesto a producción. Una compleja tecnología ha ido evolucionando alrededor del desarrollo de equipos y técnicas para el propósito de la terminación de pozos. Consecuentemente, la selección de materiales, equipos y técnicas deberán ser seleccionadas tras un exhaustivo análisis del yacimiento, del agujero y los datos de producción esperada.

El ingeniero de terminación deberá estar en coordinación con diferentes profesionales, como se puede apreciar en la figura 1-1, los ingenieros de terminación deberán estar en contacto con los ingenieros de perforación, geólogos, yacimientos, etc. es decir, el proceso de terminación de pozos requiere un equipo de trabajo multidisciplinario.



**Figura 1-1** Equipo multidisciplinario en la terminación de pozos (Bellarby, 2009)

Hay tres requerimientos básicos para cualquier terminación, requerimientos que tiene en común con cada servicio o producto del campo, seguridad, eficiencia y rentabilidad económica.

En las condiciones actuales de la industria, se podría forzar a los operadores a poner mayor énfasis en reducir los requerimientos económicos de una terminación; sin embargo, un sistema de producción no optimizado podría comprometer los objetivos a largo plazo de la empresa, por ejemplo, si el objetivo de la empresa es el de maximizar las reservas recuperables de un yacimiento o campo, un pobre o inapropiado diseño de terminación puede poner seriamente en riesgo el alcance de los objetivos y de cómo el yacimiento será explotado-administrado. En resumen, un buen sistema de terminación se alcanza con la eficiencia técnica, esto visualizándolo desde los objetivos específicos de la compañía y el equipo a utilizar.

En síntesis podemos definir a la terminación de un pozo como el proceso operativo que se inicia después de cementar y probar la hermeticidad de la última tubería de revestimiento ( ó tubería de explotación) con el objetivo de conducir o inyectar fluidos de la formación a la superficie y viceversa, o taponar el pozo si así se requiere.

### **1.1.1 Factores que afectan la terminación de un pozo.**

Los procesos de terminación de pozos se extienden más allá de simplemente la instalación de tuberías y accesorios; también son parte del proceso de terminación: la instalación y cementación de la tubería de revestimiento (TR) o TR corta de explotación, así como la toma de registros, disparos y las pruebas de producción. Se podría decir que todo proceso realizado durante la perforación que afecte la producción esperada tendrá una relación directa con el diseño de la terminación.

Como la comprensión y entendimiento del desempeño del yacimiento y la producción han evolucionado, también los sistemas y las técnicas puestas en marcha han evolucionado, como parte del proceso de terminación. Los primeros pozos fueron perforados en yacimientos muy someros, los cuales fueron lo suficientemente consolidados para prevenir derrumbes superficiales. A medida que los pozos fueron perforados a mayor profundidad, los problemas asociados con los acuíferos provocaron o llevaron a considerar el uso de tuberías de revestimiento o conductores para aislar los acuíferos y prevenir derrumbes del agujero, lo cual desembocó en la decisión prácticamente estándar de colocar tuberías en la totalidad del agujero, con lo cual se pueden disparar selectivamente los intervalos de interés comercial. Las modernas terminaciones están siendo desarrolladas para condiciones más difíciles, a mayor profundidad y temperatura. Con los mejoramientos simultáneos en interpretación sísmica y tecnologías de perforación, los pozos pueden ser localizados con precisión para lograr optimizar la producción y conseguir una efectiva administración del yacimiento. Existen claros beneficios económicos que se han venido obteniendo con la reducción del número de pozos que se requieren por métodos convencionales de desarrollo, con la aplicación de nuevas geometrías de pozos.

Los pozos horizontales y la tecnología asociada con su terminación poco a poco han llegado a ser común en varios campos, la perforación de alcance extendido a menudo es aplicada en opciones de servicios e intervenciones que presentan restricciones severas, y es por eso muy importante un correcto diseño e instalación del equipo a utilizar en la terminación del pozo. En todos los casos, el objetivo es alcanzar una terminación eficiente y segura, para lograr las producciones esperadas, esto solo se alcanza con una cuidadosa planeación y preparación.

La figura 1-2, muestra un análisis de costos de un pozo perforado a 3050 m, vertical, en él puede apreciarse que el costo del equipo de terminación representa un 10% del costo

total del pozo. El costo total aproximado para algunos pozos a esta profundidad es estimado en 2.5 millones de dólares.

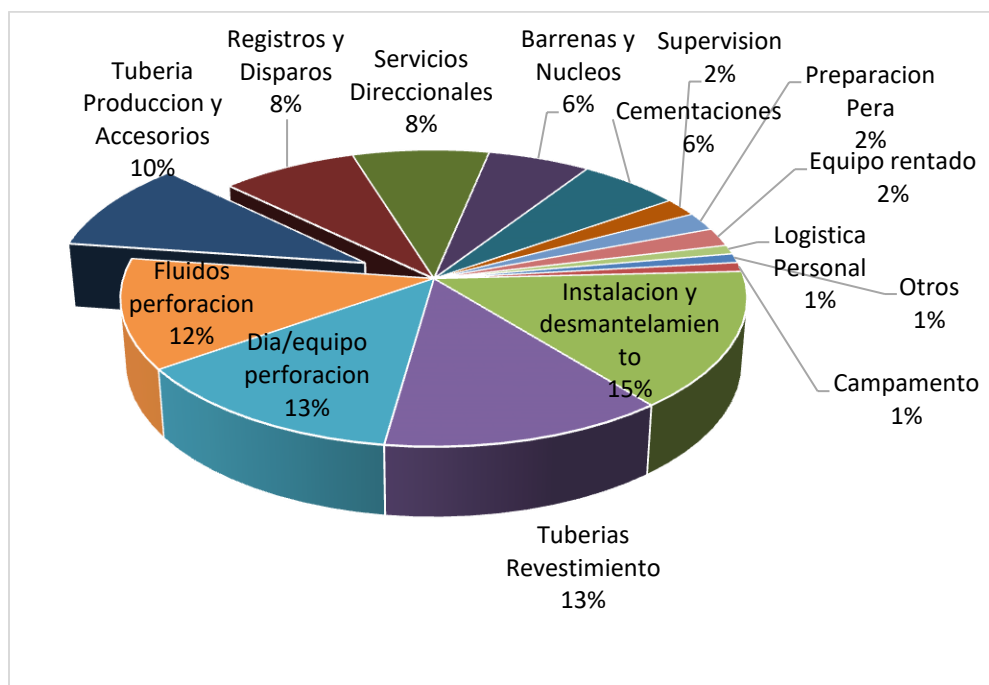


Figura 1-2 Análisis de costos de la perforación de un pozo vertical

### 1.1.2 Planeación de la terminación del pozo.

La planeación de una terminación, desde la conceptualización hasta la instalación, es un proceso complejo que se compone de varias fases. Últimamente, la predicción de la eficiencia técnica de un sistema de terminación, visualiza a lo largo del ciclo de vida del pozo los objetivos de la compañía, de donde se determinarían los componentes y la configuración a ser utilizados. Sin embargo en varios pozos (y en campos) podría ser similar, el éxito de cada sistema de terminación y este debería ser cercano en lo básico a los requerimientos individuales de cada pozo, por lo tanto, un diseño genérico o procedimiento de instalación deberá ser cuidadosamente revisado y modificado cuando sea requerido. Cuando se realizan diseños e instalaciones no optimizados el impacto económico en la terminación puede ser significativo, consecuentemente la importancia de una terminación a partir del proceso de diseño e ingeniería deberá ser metódica y con objetivos bien definidos.

El retraso en el pago de los pozos o retorno de la inversión, es un ejemplo de un diseño de terminación no optimizado, esto puede afectar el alcance de los objetivos.

La metodología general a seguir en el diseño de una terminación es la siguiente:

- Establecimiento de los objetivos y las bases del diseño
- Determinación del óptimo desempeño del pozo
- Establecimiento del diseño de terminación conceptual
- Revisión de la estrategia de la vida del pozo y el campo
- Desarrollo detallado del diseño de terminación
- Planeación de los componentes asociados y las actividades de servicio
- Preparación del terreno dentro y fuera de la localización
- Instalación
- Evaluación

### 1.1.3 Fuentes de información.

Para seleccionar la terminación apropiada tanto del pozo como de la tubería, se debe obtener información confiable de diferentes fuentes, en la figura 1-3 se muestran algunas de las áreas en las que el diseño de terminación deberá apoyarse para recolectar información



Figura 1-3 Fuentes de información para el diseño de la terminación (Bellarby, 2009)

### 1.1.4 Parámetros del yacimiento.

La información acerca del yacimiento puede ser obtenida de los programas de evaluación de la formación y el yacimiento, tales como: núcleos, pruebas y registros geofísicos y

pozos de correlación. Comúnmente, tales datos serán integrados por el ingeniero de yacimientos para construir un modelo de yacimiento. La estructura del yacimiento, en lo que se refiere a su continuidad y los mecanismos de empuje de la producción, son fundamentales para el proceso de producción de cualquier pozo. Frecuentemente, suposiciones son efectuadas con relación a estos factores, lo cual más tarde será significativo en restricciones sobre el desempeño del sistema de terminación seleccionado.

Las características físicas del yacimiento, tales como la presión y temperatura son utilizadas en la descripción del yacimiento y las condiciones de fondo del pozo. Los efectos de temperatura y presión pueden ser significativos sobre otros muchos factores, por ejemplo, la rapidez de la corrosión, la selección de los materiales sellantes y las propiedades de los fluidos son afectadas por la presión y temperatura. Cuando estamos investigando las características de la roca del yacimiento, la principal preocupación es la de asegurar el comportamiento de la formación y sus posibles reacciones. Esto incluye el comportamiento y reacción durante actividades de perforación, producción o tratamientos de estimulación los cuales podrían ser requeridos para explotar el potencial total del yacimiento. Las condiciones de estabilidad de la estructura de la formación deberán ser investigadas con mucha precisión, para determinar cualquier requerimiento de tratamiento de estimulación o si es el caso control de arena, esto como parte del proceso de terminación. Las características del yacimiento afectan la configuración de la terminación o la selección de los accesorios, se recomienda que sean seleccionados revisando primeramente: la estructura del yacimiento, su continuidad, el o los mecanismos de empuje y las características físicas de los fluidos y la formación productora.

Parámetros del yacimiento:

- **Fronteras y límites del yacimiento**
  - Trampa estructural
  - Trampa estratigráfica
  - Acuñaientos
  - Contrastes de permeabilidad)
  
- **Estructura del yacimiento**
  - Continuidad
  - Barreras de permeabilidad
  - Isotropía

- **Mecanismo de producción**
  - Empuje hidráulico
  - Gas en solución
  - Capa de gas
  - Combinación
  - Inyección
  - Artificial)
- **Parámetros físicos**
  - Tamaño
  - Forma
  - Altura
  - Presión
  - Temperatura
- **Propiedades de la roca**
  - Porosidad
  - Permeabilidad
  - Distribución del tamaño de poro
  - Saturación de fluidos
  - Tamaño y forma del grano-poro
  - Mojabilidad
- **Composición de la roca**
  - Composición
  - Contaminación
  - Contenido de arcilla
  - Movimiento de finos
  - Material cementante
  - Materiales que formen sales

La presión del yacimiento es el parámetro clave en la capacidad de producción de los pozos fluyentes. Si la presión del yacimiento llega a ser insuficiente debido a las caídas de presión (particularmente la presión hidrostática del fluido producido y las pérdidas por fricción), entonces será necesario instalar algún sistema artificial de producción. El conocimiento del futuro comportamiento de los pozos, el cual se puede estimar a partir de un análisis nodal deberá tomarse considerarse en la selección del equipo de terminación, si esto es tomado en cuenta es posible que algunos trabajos de reparación sean muy fáciles o innecesarios. El cambio en la presión del yacimiento esta físicamente



relacionado con la producción acumulada (más que con el tiempo) y también el mecanismo de empuje influye ampliamente en este comportamiento.

Los pozos inyectoros podrían suplantar o coadyuvar en la acción de los mecanismos de empuje, como son la expansión, gas disuelto liberado, capa de gas o empuje hidráulico. La inyección de fluidos tiene el objetivo principal de mantenimiento de la presión y el de empujar el aceite hacia los pozos productores, sin embargo las dos funciones no pueden ser dissociadas en la práctica, y tenemos que particularmente una de ellas (mantenimiento de presión o empuje del aceite) podrían justificar este tipo de pozos. La inyección de agua es más común, pero también se puede inyectar gas.

Las características de la roca y el tipo de fluidos del yacimiento influyen directamente en la terminación, especialmente con respecto a la capacidad de flujo de los pozos, por eso es importante que el tipo de estimulación a utilizar deba ser analizado considerando que clase de problemas pueda solucionar dicha estimulación. A continuación se mencionan algunos de los parámetros que tienen mucha importancia en la terminación del pozo.

- La naturaleza y composición de la roca
- El grado de consolidación del yacimiento
- La penetración del daño a la formación del yacimiento
- La temperatura
- La viscosidad de los fluidos
- Los fluidos corrosivos o sus propiedades tóxicas
- La tendencia de los fluidos producidos a formar emulsiones o generación de depósitos

### **1.1.5 Características de los fluidos producidos.**

Dos condiciones, relacionadas con las propiedades químicas de los fluidos producidos, podrían afectar las calidades físicas de los componentes de la terminación y sus accesorios. Estas son las depositaciones químicas (parafinas, asfáltenos, etc.) y la corrosión química (pérdida de peso y degradación del material). El comportamiento de los fluidos del yacimiento a través de las tuberías y accesorios de la terminación, incluyendo el cabezal de producción y las instalaciones superficiales, deberá ser debidamente evaluado. Por ejemplo, cuando la temperatura y presión de los fluidos cambian, la viscosidad se puede incrementar o parafinas pueden ser depositadas, ambas condiciones podrían generar una contrapresión no aceptable para las óptimas condiciones de flujo, ya que causarían una dramática reducción de la eficiencia del sistema de terminación. Es

importante tomar en cuenta el ciclo de vida del pozo, el costo efectivo en los diseños de terminación generalmente utilizan los componentes mínimos aceptables de un material, pero en muchos casos, las condiciones del yacimiento y el fondo del pozo cambiarán drásticamente durante el periodo de producción, por lo tanto la posibilidad de que estos componentes mínimos sean insuficientes durante la vida del pozo debe ser estudiada cuidadosamente. A continuación se mencionan las características de los fluidos que tendrán impacto en el diseño de la terminación

- **Propiedades físicas:**
  - Densidad del aceite
  - Densidad del gas
  - Viscosidad
  - Punto crítico
  
- **Propiedades químicas:**
  - Composición
  - Contenido de parafinas
  - Contenido de asfaltenos
  - Agentes corrosivos
  - Componentes tóxicos
  - Incrustaciones

Los yacimientos se clasifican típicamente en 5 tipos según el fluido hidrocarburo que contienen, estos se ilustran en la figura 1-4. La existencia de interfaces entre fluidos, en particular cuando no son controlados, causa un decremento en los objetivos de productividad al mismo tiempo de un incremento de fluidos no deseados (agua y gas para un yacimiento de aceite, y agua para un yacimiento de gas). Además estos fluidos no deseados deberán traerse a la superficie, antes de que puedan ser eliminados. Ello no solamente afecta la productividad del pozo, también va creando una caída de la presión del yacimiento. Este problema de interfase es particularmente más crítico, por ejemplo, localmente alrededor de un pozo, por el fenómeno de succión se causa una conificación, la cual está relacionada con la rapidez de la caída de presión. Esto puede también variar a través del yacimiento dependiendo de la cantidad de fluido que ha sido producido alrededor del pozo, ayudando a que una capa de gas o un acuífero se expandan.

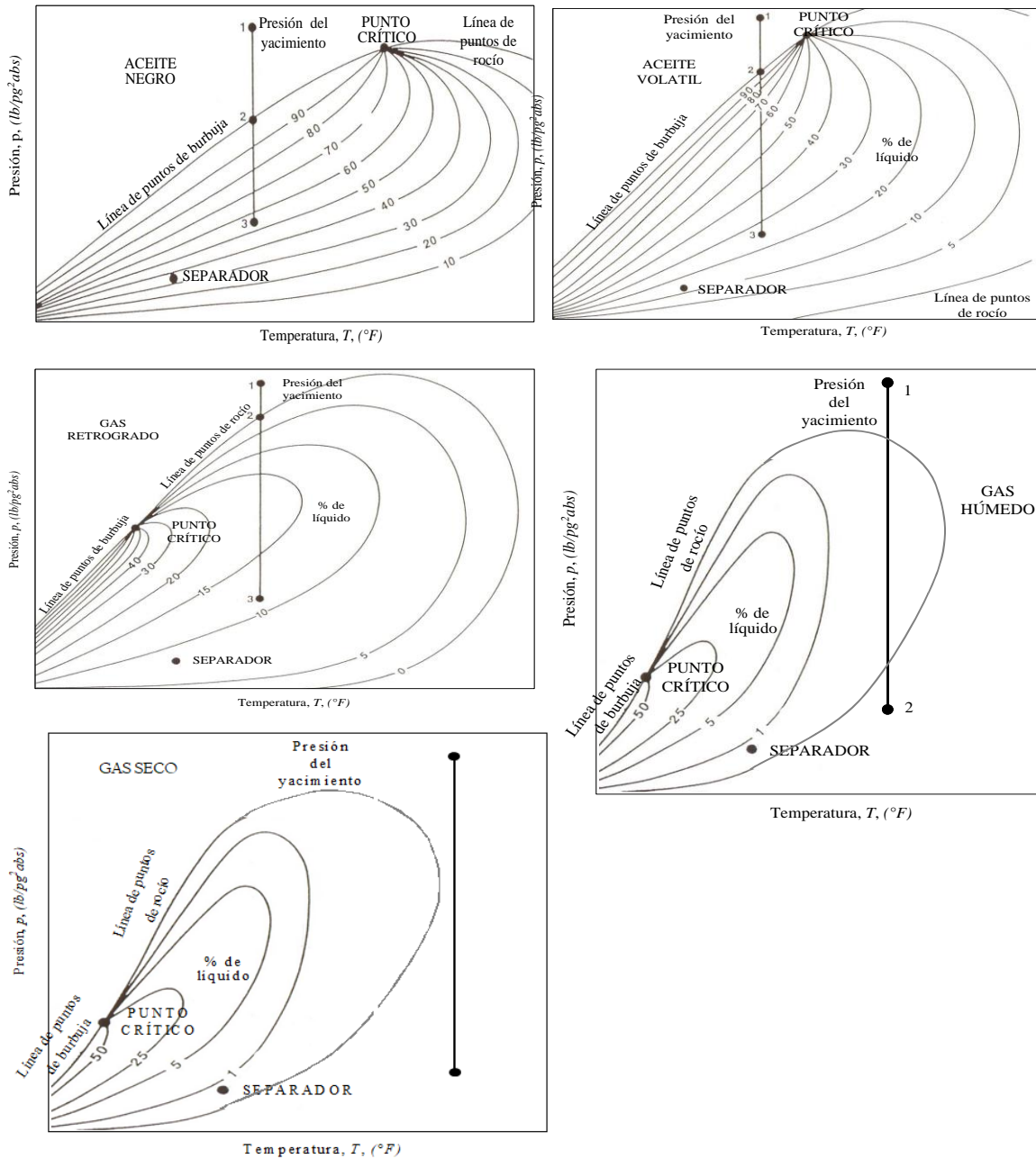


Figura 1-4 Clasificación de yacimientos petroleros en función del tipo de fluido (McMain, 1990)

### 1.1.6 Construcción del agujero (Pozo).

Los factores de construcción del agujero pueden ser categorizados en las siguientes fases;

- Perforación. Los procesos requeridos para perforar eficazmente a y a través del yacimiento

- Pruebas y núcleos. La adquisición de mediciones del agujero y los datos de las pruebas del yacimiento deberán ser utilizados obligadamente para identificar restricciones en el diseño de la terminación.
- La pre-terminación por estimulación o tratamiento. Es la preparación final del agujero-pozo a través de la zona de interés para la fase de instalación en la terminación.

La desviación o perfil del agujero puede tener un impacto significativo en la terminación. La perforación y sus operaciones asociadas, como por ejemplo, las cementaciones, deberán ser realizadas en la zona productora con un cuidado extremo. Se ha comprobado que es más sencillo evitar el daño a la formación que corregirlo, desde el punto de vista económico. Los fluidos utilizados para perforar, cementar o disparar deberán estar en condiciones para minimizar el daño a la formación. Así mismo, la adquisición de datos precisos relacionados con el yacimiento o zona productora son muy importantes. Las decisiones básicas mayores que preocupan la factibilidad técnica y económica del posible sistema de terminación deberán tener sustento en los datos e información obtenida a ese tiempo. A continuación se enlistan los factores de la construcción del pozo que tendrán mayor impacto en el diseño de la terminación.

- **Perforación**
  - Diámetro del agujero
  - Profundidad
  - Desviación
  - Geometría del pozo
  - Trayectoria del pozo
  - Daño a la formación
  - Problemas en la perforación
  - Zonas de presiones anormales
  - Zonas de pérdidas de fluido
- **Evaluación**
  - Registros geofísicos
  - Núcleos
  - Pruebas
  - Muestreo de fluidos ( compatibilidad)
- **Pre-Terminación**
  - Tuberías de revestimiento
  - Cementaciones primarias
  - Estimulación de limpieza

Desde el tiempo que la barrena de perforación alcanza la cima del yacimiento y durante todas las operaciones finales, las condiciones iniciales del yacimiento son alteradas, debido a esto, podrían surgir problemas cuando el pozo se ponga en producción (daño). En particular, la zona del yacimiento podría ser dañada por los fluidos utilizados en el pozo (fluido de perforación, lechada de cemento, etc.), y esto se traduce o significa una reducción en la productividad del pozo. La productividad puede ser restituida fácilmente en formaciones carbonatadas: caliza, dolomías, etc. Mientras que en formaciones de arenas o areniscas, esto podría resultar difícil o imposible. En cualquier caso, esto requiere de costosos tratamientos en términos de día-equipos de perforación y del costo mismo del tratamiento.

### **1.1.7 Instalación de los aparejos de terminación.**

Las etapas que marcan el principio de estos trabajos u operaciones son conocidas comúnmente como “programa de terminación”. Se han tenido bastantes trabajos de preparación, diseño y evaluación antes de que las tuberías y accesorios de la terminación sean seleccionados. Con todos los datos de diseño reunidos y verificados, se inician la selección de los componentes de la terminación, los procesos de ensamble e instalación de los diferentes tipos de aparejos, existiendo principalmente los siguientes.

- Convencional ( Se coloca con 2 viajes)
- Integral (Se coloca en un viaje)
- Tubingless (Sin tubería de producción)

A esta fase de la terminación se le carga gran importancia ya que toda la eficiencia del sistema de terminación depende de la apropiada selección e instalación de los componentes o accesorios. El correcto ensamble e instalación de los componentes o accesorios, en el pozo es tan crítico e importante como los procesos de selección por los cuales han sido seleccionados. Esto típicamente significa un tiempo en el cual varios profesionales, técnicos y recursos materiales se reúnen para realizar esta operación. En general, los componentes de una terminación, están ampliamente categorizados de la siguiente manera:

- Componentes primarios de la terminación
- Componentes auxiliares de la terminación

Los componentes primarios son considerados esenciales para que la terminación del pozo funcione tan segura como se ha diseñado. Algunos componentes incluyen el

cabezal de producción, el aparejo de producción, válvulas de seguridad y empacadores. En aplicaciones especiales, por ejemplo, sistemas artificiales, los componentes necesarios para que el sistema artificial funcione como se diseñó, también se consideran componentes primarios.

Los componentes auxiliares tienen la función o capacidad de proporcionar un alto nivel de control y flexibilidad al sistema de producción. Por ejemplo, la instalación de niples o accesorios de control de flujo que pueden ayudar a mejorar la seguridad y control. Varios tipos de accesorios, con variables grados de importancia, pueden ser instalados para permitir una gran flexibilidad en la terminación del pozo. Mientras esto es generalmente visualizado como un beneficio, una terminación compleja a menudo será más vulnerable a problemas o fallas, debido a la elevada cantidad de accesorios que pueden fallar.

Los fluidos de terminación a menudo requieren un procedimiento especial de manejo y mezclado, la selección definitiva de los componentes y fluidos de terminación deberán proveer un balance entre simplicidad y flexibilidad.

A continuación se mencionan los componentes de la instalación del aparejo de producción que se deben tener en cuenta al momento de diseñar el plan de terminación.

- **Componentes primarios:**
  - Cabezal
  - Árbol de válvulas
  - Tubería de producción
  - Empacadores
  - Válvulas de seguridad
  
- **Fluidos de terminación:**
  - Fluidos de terminación
  - Fluido empacador
  - Fluido para disparos
  - Fluido para inducir o arrancar el pozo.
  
- **Componentes auxiliares:**
  - Válvulas de circulación
  - Niples
  - Acoplamientos
  - Mandriles de inyección
  - Sellos de la tubería

### 1.1.8 Iniciando la producción del pozo.

Existen tres etapas asociadas con esta fase del proceso de terminación, y son:

- Arranque del pozo
- Limpieza
- Estimulación

Los procesos de iniciación de flujo y establecimiento de la comunicación entre el yacimiento y el pozo están asociados con las operaciones de disparos. Si el pozo es disparado sobre balance, entonces el programa de iniciación de flujo y limpieza podría ser tratado como procedimientos separados, sin embargo, si el pozo es disparado en una condición de bajo balance, los procedimientos de iniciación de flujo o producción y limpieza se comenzaran inmediatamente después de los disparos. Mientras la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo podría ser suficiente para producir bajo balance al tiempo de los disparos, la presión del yacimiento debe ser lo suficientemente alta para poder desplazar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, si la presión del yacimiento no es suficiente para lograrlo, se deberán tomar medidas para aligerar la columna de fluido, típicamente con un gas o circulando con un fluido de menor densidad. La preparación de estas eventualidades, son parte de los procesos del diseño de una terminación. Los gastos y presiones utilizados en esta etapa o ejercicio de control durante el periodo de limpieza del pozo tienen la intención de maximizar el retorno del fluido de perforación y terminación, además de los recortes o detritos de la formación. En algunos diseños de terminación, se realiza un tratamiento inicial de estimulación en esta etapa.

Antes era común usar un ácido de limpieza enfrente de los disparos para la reducción del daño, sin embargo, los disparos bajo balance han llegado a ser más utilizados y populares, por lo que la necesidad de este tipo de tratamientos de limpieza ha disminuido.

A continuación se enlistan los principales factores a tomaren cuenta en el programa de terminación al iniciar la producción de un pozo

- **Inducción del flujo:**
  - Levantamiento con gas
  - Inducción con nitrógeno
  - Circulación con fluido ligero
- **Programa de limpieza:**
  - Gasto inicial e incremento del gasto
  - Programa de evaluación

- Prueba-tratamiento-prueba.

### **1.1.9 Estimulación.**

Existen cuatro categorías de tratamientos de estimulación los cuales deberán ser considerados necesarios durante el proceso de terminación de un pozo.

- Limpieza del pozo
- Apertura o lavado de disparos
- Tratamiento de estimulación matricial, para un área cercana al pozo
- Fracturamiento hidráulico

Los requerimientos y preferencias para mantenimiento a los pozos, deberán ser considerados durante el diseño del programa de terminación, con sistemas complejos de terminación, la factibilidad y respuesta del servicio también deberán ser consideradas. La geometría del pozo y las dimensiones de la terminación determinan los límites convencionales del equipo de línea de acero, equipo de línea (cable), tubería flexible o servicios de snubbing en cualquier aplicación.

### **1.1.10 Logística.**

- **Instalaciones superficiales:**
  - Capacidad del separador
  - Capacidades de exportación
  - Flexibilidad operacional
  - Instalaciones de eliminación de residuos o manejo de agua de formación.
- **Ubicación**
  - Acceso al pozo
  - Condiciones climáticas
  - Restricciones ambientales
  - Proximidad de vecinos a la ubicación

## **1.2 Tipos de terminaciones.**

En los inicios del siglo veinte, los pozos de aceite y gas fueron generalmente terminados con una simple tubería de revestimiento, dicha tubería era hasta de siete pulgadas de diámetro, consistiendo de varias secciones. Una tubería de revestimiento en un pozo se extiende desde la superficie hasta una profundidad donde la ventana operacional nos indique la máxima profundidad de asentamiento de esa tubería de revestimiento. Existe un caso especial donde la cima de la tubería de revestimiento es asentada a una profundidad por debajo de la superficie, a esta tubería se le conoce como tubería de revestimiento corta o liner. Las tuberías cortas son comúnmente encontradas en pozos



terminados durante los inicios del siglo veinte. La tecnología de la cementación tuvo inicio en los veintes y ya por los treintas muchas tuberías de revestimiento fueron corridas y asentadas con cemento.

Estas primeras técnicas de terminación fueron muy adecuadas en pozos relativamente someros, sin embargo, a medida que fueron descubriéndose yacimientos más profundos los cuales presentaban altas presiones, se tuvo que comenzar a utilizar mejoras en las operaciones de reparación de pozos. A partir de esto, una amplia gama de equipos y accesorios para utilizarse en el pozo, han sido diseñados y fabricados para cubrir las necesidades de terminación de pozos más complicadas.

El propósito de la perforación es el de explorar, producir hidrocarburos o inyectar fluidos en los yacimientos. El pozo proporciona un conducto para el flujo de fluidos del yacimiento a la superficie o viceversa, en caso de tratamientos o pozos inyectores. Cierta equipo y varios accesorios deberán ser colocados y manejados en el pozo-agujero, así como, procedimientos deberán ser utilizados para controlar el flujo de fluidos. Este equipo, accesorios y procedimientos necesarios en la instalación son generalmente conocidos como terminación del pozo. De manera general cualquier terminación de pozo cae dentro de los siguientes 3 tipos:

- Agujero descubierto
- Agujero revestido
- Tubería ranurada no cementada

### **1.2.1 Terminación en agujero descubierto.**

Es cuando la tubería de revestimiento se asienta en la cima de la formación. Las terminaciones en agujero descubierto, minimizan las inversiones y costos, y facilita la opción de realizar operaciones para profundizar el pozo más tarde, sin embargo algunas operaciones no podrán realizarse en este tipo de terminaciones al tener poco control de los fluidos producidos por el pozo. El esquema general de una terminación en agujero descubierto se describe en la figura 1-5 donde se aprecia como el intervalo productor carece de tubería y se encuentra expuesto directamente al agujero.

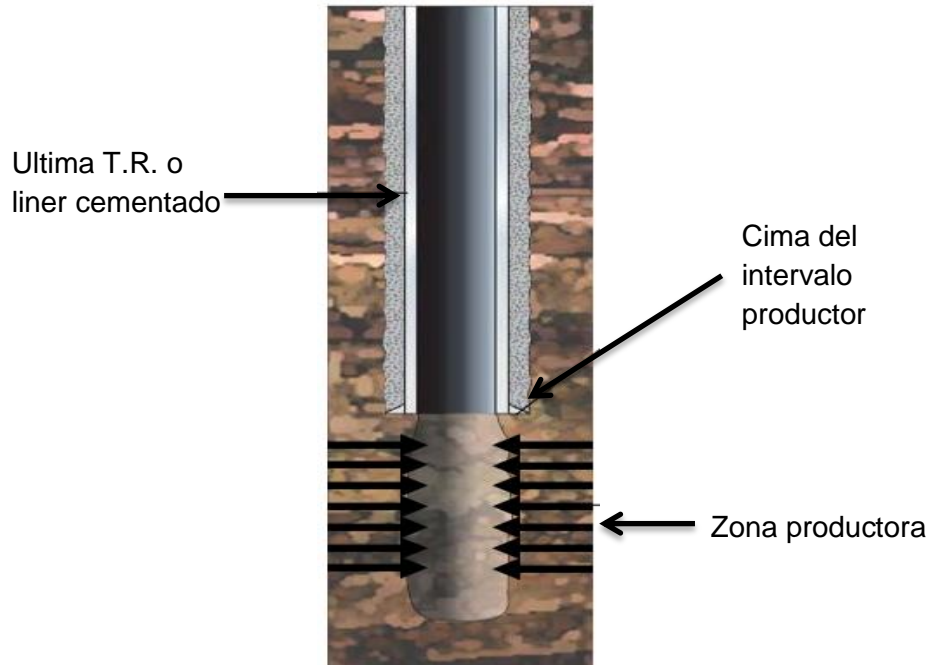


Figura 1-5 Terminación en agujero descubierto (Reyes V. & Rosete V., 2010)

#### Ventajas

- Operativamente sencilla y de bajo costo
- Se obtiene fluido en 360°
- Se tiene un buen acceso a las fracturas del yacimiento

#### Desventajas

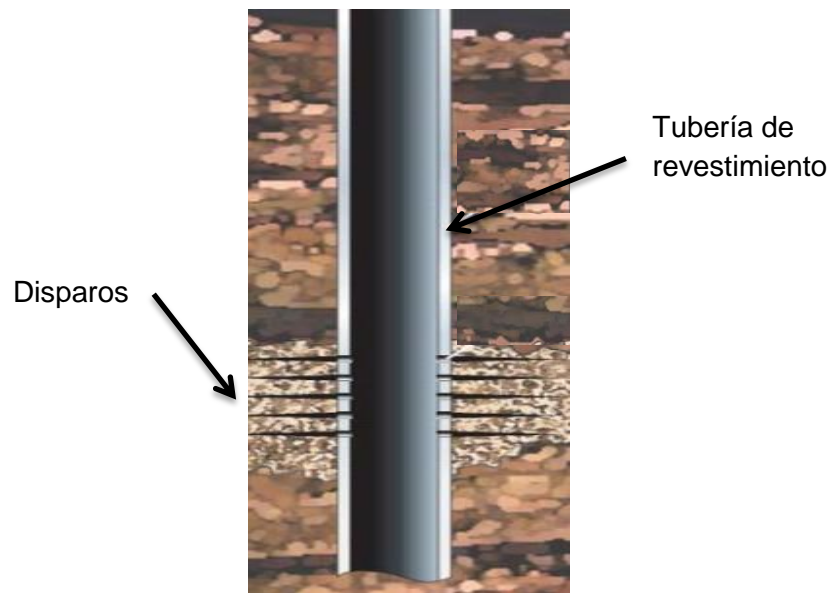
- El enjarre debe ser lavado o podría afectar la productividad
- Los fluidos deben pasar por la o las zonas dañadas
- No se tiene protección contra el colapso del pozo
- No se pueden aislar zonas
- Solo se puede usar en formaciones bien consolidadas (calizas y dolomías)
- Se presentan problemas en los contactos Gas-Aceite y Agua-Aceite

Este tipo de terminaciones usualmente se utilizan en formaciones con baja presión donde el intervalo de aceite es considerablemente grande. Aunque varios pozos terminados de esta manera están todavía operando hoy día, este método de terminación ha sido superado por las terminaciones con tubería de revestimiento de explotación o de agujero entubado, como se le conoce generalmente.

#### 1.2.2 Terminación en agujero revestido.

En una terminación con agujero revestido o entubado, la tubería de revestimiento es asentada cubriendo todo el intervalo productor y después es cementada a la profundidad de asentamiento programada como se esquematiza en la figura 1-6. El flujo de fluidos del

yacimiento al pozo es establecido por la creación de agujeros en la tubería de revestimiento de explotación llamados disparos, los cuales se extienden más allá de la tubería de revestimiento y el espesor de cemento colocado en la cementación, y así es como se conecta el yacimiento con el pozo para establecer la producción. Los pozos que son terminados con tubería de revestimiento a través del intervalo productor proveen o dan un gran control de los fluidos del yacimiento, debido a que algunas o todos los disparos pueden ser re-cementados o en su defecto bajar al fondo del pozo accesorios que pueden cerrar o aislar los intervalos disparados. Sin embargo, los registros en agujero descubierto deberán ser corridos antes de que la tubería de revestimiento sea bajada y cementada, ya que con la información de los registros conoceremos previamente el intervalo exacto a ser disparado. Las terminaciones en agujero entubado son más susceptibles de daño a la formación que las terminaciones en agujero descubierto.



**Figura 1-6 Terminación en agujero revestido (Reyes V. & Rosete V., 2010)**

El daño a la formación puede ser removido por medio de las técnicas de estimulación de pozos. En los casos donde el daño a la formación se extiende solamente unos pocos pies desde el agujero, el pozo podría ser estimulado para disolver o remover el daño; la acidificación matricial es utilizada con el objetivo de restaurar la productividad inicial mientras que el fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que crea una fractura con el objetivo de extenderse más allá del área dañada. Avances significativos han sido implementados en la estimulación de pozos desde los inicios del siglo veinte, cuando las terminaciones en agujero descubierto fueron estimuladas por medio de jarras

conteniendo nitroglicerina, que fueron previamente colocadas en el fondo del pozo y después detonadas.

### Ventajas

- No es necesario lavar el enjarre
- Los disparos atraviesan la zona invadida
- Se pueden aislar zonas
- Se pueden producir varios intervalos de interés
- Mejorar la integridad del pozo al cementarlo de forma adecuada
- Se tiene una protección contra el colapso
- Es aplicable en cualquier formación
- Da control sobre los problemas en los contactos Gas-Aceite y Agua-Aceite
- Da cierto control sobre las arenas en el pozo

### Desventajas

- Es más difícil de manejar operativamente y más costoso
- Se requiere más tiempo de trabajo antes de poner el pozo a producir
- El flujo del yacimiento al pozo es más limitado
- Se genera un daño extra al utilizar los disparos

### **1.2.3 Terminación con tubería ranurada no cementada.**

Esta terminación tiene muchas ventajas, se pueden aislar zonas dentro del intervalo productor evitando problemas de conificación, es menos costosa que la terminación con agujero revestido y requiere menos tiempo de trabajo para poner a producir el pozo, como desventajas se debe lavar el enjarre y estimular el pozo para contrarrestar el daño, sin embargo su principal debilidad es que no permite un buen fracturamiento ya que no se tiene un buen control en los volúmenes de inyección.

En la figura 1-7 se ilustra como esta terminación trabajando en conjunto con los empacadores hinchables genera un método muy rápido de producción, se obtiene un mejor índice de productividad ya que los empacadores eliminan la necesidad de cementar disminuyendo el daño en la formación y con la tubería ranurada se elimina el uso de disparos para conectar hidráulicamente la formación.

Los empacadores hinchables funcionan absorbiendo los hidrocarburos y/o agua, con lo cual se genera un aumento de volumen en el empacador permitiendo aislar zonas específicas para tener una explotación más selectiva evitando los contactos agua-aceite y gas-aceite.

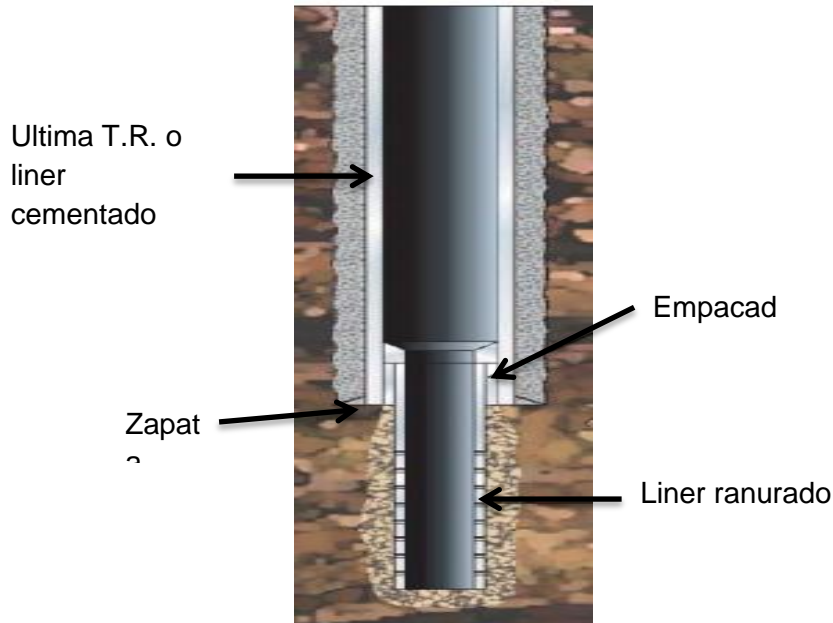


Figura 1-7 Terminación con tubería ranurada no cementada (Reyes V. & Rosete V., 2010)

La terminación del pozo puede ser conducida o realizada de varios arreglos, estos arreglos estarán en función de las propiedades del yacimiento, los mecanismos de empuje, propiedades de los fluidos, los objetivos y estrategias de la compañía, etc., Las terminaciones más comunes se muestran en la tabla 1-1

Tabla 1-1 Tipos de terminaciones

Terminación en agujero descubierto	Sencilla	Con tubería de producción (T.P.)
		Tubería de producción, un empacador y accesorios
Terminación en agujero revestido	Sencilla	Con T.P.
		Con T.P., un empacador y accesorios
	Sencilla selectiva	Con T.P., dos empacadores y accesorios
	Doble	Con T.P., dos empacadores y accesorios
	Doble selectiva	Con T.P., más de dos empacadores y accesorios

#### 1.2.4 Terminación sencilla selectiva.

En ocasiones se pueden tener varias zonas productoras en un mismo pozo a diferentes profundidades, también se puede presentar el caso de que la formación tenga un gran espesor y no sea factible disparar todo el intervalo, en cualquiera de estas situaciones se suele ocupar una terminación sencilla selectiva, la cual permite explotar en más de un intervalo al mismo tiempo. 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. En la figura 1-8 se puede apreciar la configuración básica en una terminación sencilla selectiva.

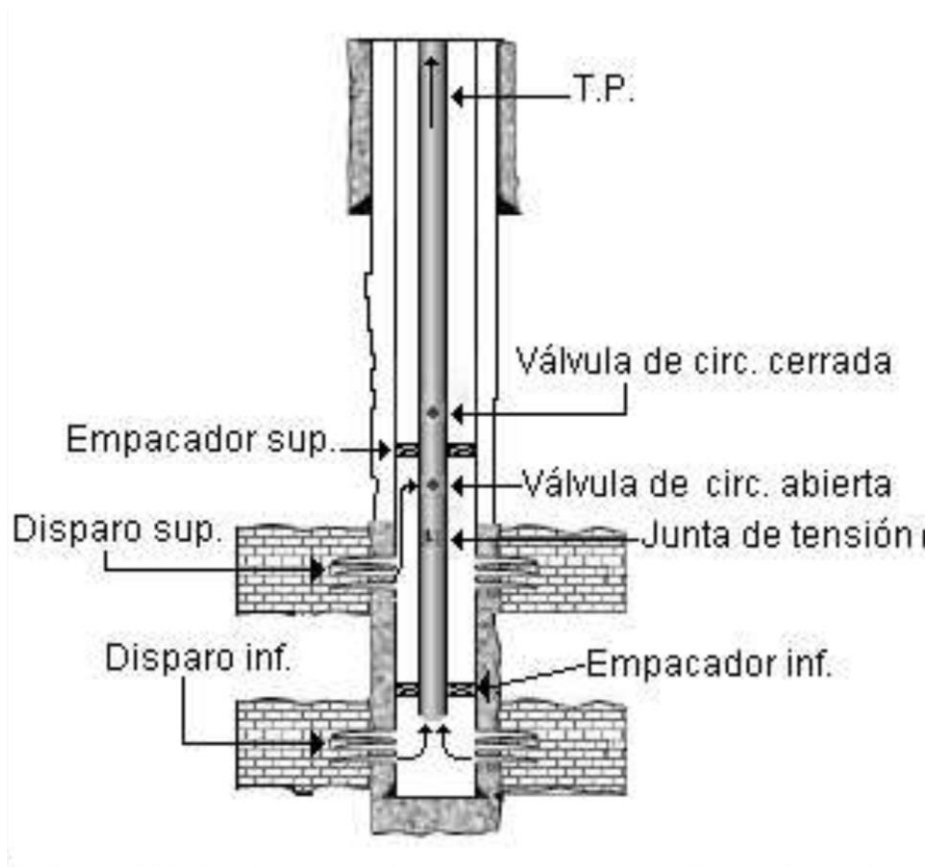


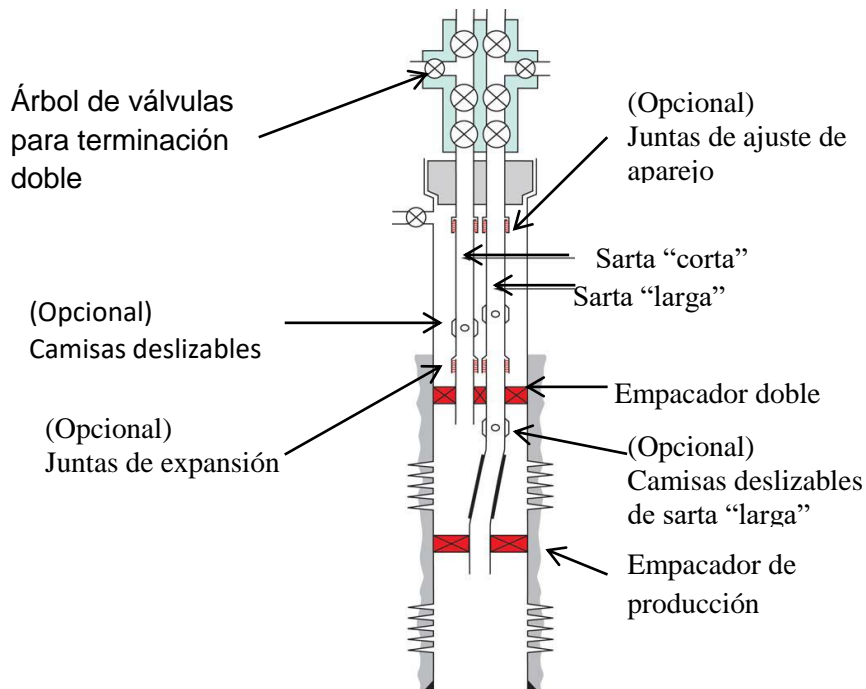
Figura 1-8

Terminación sencilla selectiva (Gonzales, 2005)

#### 1.2.5 Terminación doble

Las terminaciones dobles tienen su aplicación cuando yacimientos múltiples (intervalos) serán puestos a producción desde un mismo pozo, entonces dos aparejos de producción y al menos dos empacadores de producción son incluidos, los empacadores podrían estar

separados por dos o más yacimientos. Una camisa deslizante puede ser incluida entre o arriba de los empacadores, de manera que uno o más yacimientos pueden ser selectivamente producidos en cualquier momento. Otros equipos que son utilizados en el aparejo de producción son: niples de asiento, válvulas de seguridad, mandriles de bolsillo (para bombeo neumático), todos estos accesorios podrían ser incluidos en una terminación doble. La figura 1-9 representa el diagrama de un pozo con el arreglo de un aparejo de terminación doble, en el que se pueden apreciar dos intervalos aislados entre sí, pero produciendo en el mismo pozo.



**Figura 1-9 Diagrama de pozo con terminación doble (Bellarby, 2009)**

Actualmente, muchos pozos horizontales, están siendo terminados con la sección horizontal en agujero descubierto, con tubería corta ranurada en la sección de agujero abierto y otros con terminación seccionada de empacamiento de grava. A la fecha, la utilización de tuberías de revestimiento, empacadores de producción, camisas u otros accesorios han sido limitados debido a que poco a poco la tecnología ha ido avanzando en proveer un sello mecánico o hidráulico en la junta (área) entre el agujero vertical y el inicio de la sección horizontal.

La tecnología de terminación en esta área se está desarrollando rápidamente y ya algunas de estas limitaciones han ido solventándose y actualmente ya son aplicables, con esto se está logrando tener un gran control del flujo de fluidos en pozos horizontales y multilaterales. En casos donde se tienen múltiples yacimientos y no pueden producir todos juntos, las zonas o intervalos son separadas mediante empacadores de producción. Los empacadores son accesorios empleados para aislar la tubería de revestimiento de los fluidos producidos o del yacimiento, permite un sello hidráulico entre la T.R. y la T.P. y está diseñado para soportar cargas dinámicas y diferenciales sobre el empacador

Los empacadores son dispositivos que son corridos sobre o en conjunto con el aparejo de producción. El empacador consta de un elemento de hule o plástico que es accionado por medio de compresión para formar un sello entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Se clasifican en dos tipos:

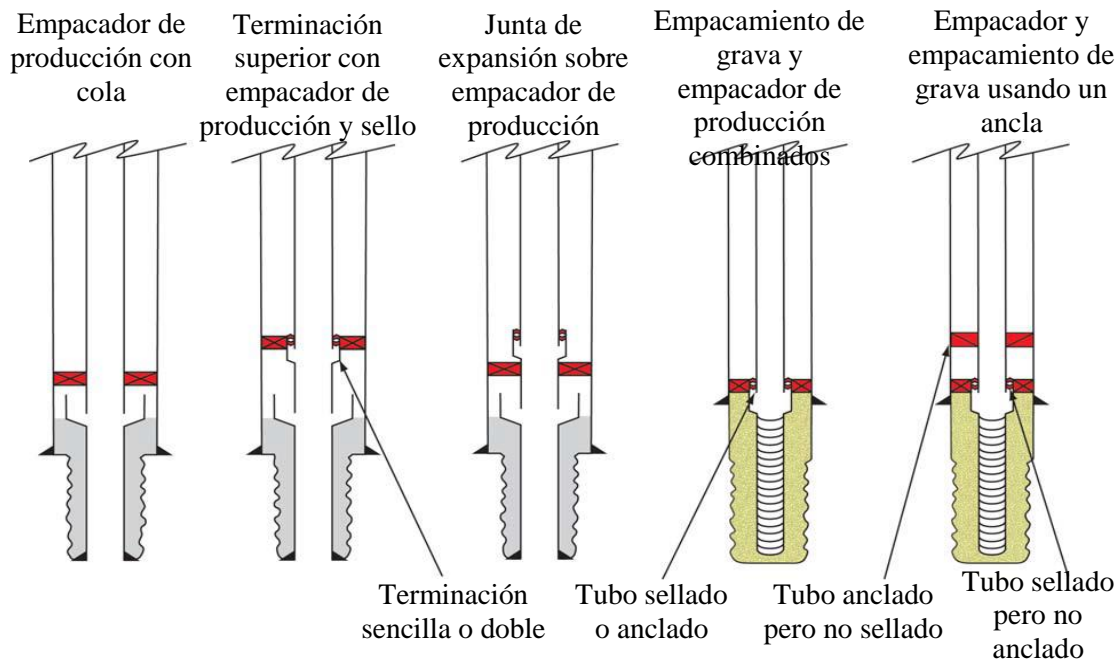
- **Permanentes**  
Empacadores que quedan fijos a la tubería de revestimiento mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere de molienda de los mismos
- **Recuperables**  
Empacadores que son diseñados para ser anclados y pueden recuperarse evitando problemas de molienda y pesca, pueden introducirse en uno o dos viajes

Los empacadores son utilizados por una gran variedad de razones en la terminación de pozos a continuación se enlistan algunas:

- Proteger la tubería de la presión del yacimiento
- Proteger la tubería de los fluidos producidos
- Aislar zonas con daño o perforaciones re-cementadas
- Mantener un fluido tratado en el espacio anular

La figura 1-10 se muestran algunas de las funciones que cumplen los empacadores.





**Figura 1-10 Funciones de los empacadores (Bellarby, 2009)**

Otro componente que ha llegado a ser una parte integral del aparejo de terminación es la camisa de circulación o la camisa deslizante. La camisa de circulación provee acceso al espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Es utilizada para producir un yacimiento aislado entre dos empacadores de producción y para establecer circulación en un pozo, este establecimiento de circulación será a partir de donde se coloca la camisa de circulación, esta se coloca generalmente arriba del empacador, la camisa es abierta o cerrada a través de las operaciones y métodos de los servicios de línea. Otras operaciones con funciones especiales pueden ser corridas con el equipo de línea con otros accesorios, que pueden ser colocados en niples, previamente incorporados a la hora de correr el aparejo de producción.

La evolución de la perforación costa fuera en los treinta y la producción de pozos desde plataformas marinas en los cuarenta, demandó métodos de cierre de pozos debido a la preocupación ambiental y de seguridad. Es así como los accesorios denominados válvulas de tormenta o de seguridad controlados por presión en el interior del aparejo de producción (TP) fueron implementados en estos ambientes como norma internacional. Estos accesorios tienen la función de que cierran el pozo para no tener producción, durante los ciclones, tormentas o una catástrofe mayor en una plataforma, este cierre es

de acuerdo a las normas y políticas previamente establecidas en el área de trabajo. Actualmente las localizaciones costa fuera, tienen accesorios de control directo que han ido evolucionando hasta tener las válvulas de control sub superficial de seguridad (SCSSV). Algunos equipos como, empacadores, camisas de circulación, niples y válvulas de seguridad también nos dan flexibilidad en el control de pozos. Estos accesorios son solamente unos pocos ejemplos de un extenso rango de equipos que tienen la función en la terminación de controlar el flujo de fluidos selectivamente y realizar estimulaciones en los yacimientos.

Los ingenieros que diseñan terminaciones, deberán considerar que los pozos eventualmente no serán capaces de fluir naturalmente o por si solos a la superficie, la pérdida de flujo natural ocurre debido a que la presión del yacimiento declina con la producción y los yacimientos tienden a incrementar la producción de agua con el tiempo, lo cual incrementa la densidad del fluido que fluye del yacimiento al pozo. Existen varias técnicas de levantamiento artificial de los fluidos en el pozo que han sido desarrolladas. Las técnicas de levantamiento artificial pueden ser: por bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, bombeo neumático, y otros tipos de levantamiento hidráulico.

Cada método de levantamiento artificial requiere un equipo particular y único, tanto en el fondo del pozo, como en la superficie, que deberá ser considerado durante el diseño de la terminación.

Algunas técnicas han sido mejoradas por los ingenieros para mejorar substancialmente el flujo desde yacimientos de baja permeabilidad principalmente, hasta los de alta permeabilidad. Los sistemas de acidificación han sido desarrollados para describir el uso de varios tipos de ácidos en un rango definido por las litologías. El fracturamiento hidráulico ha sido mejorado en todos sus aspectos, desde la introducción de los fluidos poliméricos, apuntalante de alta resistencia, y técnicas analíticas.

Otro notable avance en el diseño de las terminaciones de los pozos es la evolución de la tubería flexible para el servicio y terminación de pozos petroleros. El servicio de la tubería flexible consiste de una sarta de tubería continua de diámetro pequeño trabajando dentro del pozo, la tubería flexible es corrida o utilizada dentro del pozo a través de la tubería de producción, para realizar sus servicio, como ejemplo tenemos el de inducir el pozo con nitrógeno, cuando llegamos al fondo circulando nitrógeno, entonces, procederemos a subir y sacar la tubería flexible, sin haber dañado la terminación. El uso de la tubería

flexible ha tenido un gran incremento en trabajos de pozos altamente desviados y pozos horizontales, ya que el servicio del equipo de línea comenzó a presentar problemas en pozos petroleros con ángulos mayores a cincuenta grados.

Una gran variedad de equipo a ser utilizado en el pozo y mejoramiento en los servicios han ayudado a los ingenieros a diseñar terminaciones más complejas, las cuales ofrecen un gran control de la producción, alternativas de estimulación y flexibilidad operativa. Una amplia gama de diseños han sido implementados los cuales han reunido un buen número de requerimientos de producción. Como ejemplo, tenemos las terminaciones dobles, terminaciones de pozos esbeltos, para yacimientos de alta presión y alta temperatura (HPHT), terminaciones marinas con árboles mojados, aplicaciones de inyección de CO<sub>2</sub> y agua. Así mismo, tenemos que las terminaciones dobles, el empacamiento de grava y levantamiento artificial en campos marinos, nos muestran un amplio rango de diseños de terminación aplicables actualmente.

La terminación en un pozo ya sea de aceite o de gas, deberá tomar en cuenta totalmente los requerimientos técnicos, para las varias fases del comportamiento de los fluidos, que se presentaran a través del ciclo de vida del pozo o yacimiento. De manera general, podemos citar, la producción inicial, tratamientos de estimulación, levantamiento artificial, reparaciones menores y mayores, el abandono y taponamiento del pozo; sin embargo, para estar dentro de la normatividad de seguridad y economía, se tienen que cumplir como mínimo algunos requerimientos que podrían ser necesarios, es por eso que el diseño básico y el proceso de selección de los componentes o accesorios, ha evolucionado. Este proceso de evolución ha tomado en cuenta los siguientes factores:

- Protección de la tubería de revestimiento de explotación
- Movimientos de la tubería de producción
- Seguridad
- Control de la producción

En la selección de un tipo de terminación, ciertos principios de relatividad y anticipación deberán ser mantenidos en mente.

- ¿Cómo hacer para que los costos de la terminación y mantenimiento se comparen contra los perfiles esperados? Obviamente tenemos que un gran campo

produciendo aceite de alta calidad y altos gastos de producción garantizara grandes gastos contra uno en condiciones opuestas de productividad.

- ¿Cómo hacer una medición del retorno de la inversión con el riesgo que esto implica? En otras palabras, hay que tener en cuenta que se toma un riesgo en el trabajo seleccionado, teniendo esto implicaciones financieras y la probabilidad de que algo salga mal.
- ¿Cómo será la producción del campo y la evolución de un pozo dado, con respecto a la evolución en teoría o pronostico?

Dependiendo del caso en estudio o consideración, se necesitan una serie de requerimientos y cualquiera que sea el caso, algunos de ellos se presentaran una y otra vez. Además para todas las terminaciones, la configuración de la terminación deberá ser capaz de resolver los siguientes problemas de manera efectiva:

- Mantener la estabilidad del agujero, si fuera necesario.
- Asegurar la producción selectiva del fluido o la formación, si fuera necesario
- Crear una mínima cantidad de restricciones en el patrón de flujo
- Asegurar la seguridad del pozo
- Ayudar al gasto de flujo del pozo en los menores ajustes posibles (estabilidad de producción)
- Hacer los trabajos de reparación del pozo, lo más fácil posible, cuando esto llegue a ser necesario.

En resumen tenemos:

Existen dos principales tipos de conexión entre el intervalo productor y el pozo.

- Terminaciones en agujero descubierto
- Terminaciones en agujero entubado

Existen tres principales puntos que no deberán ser olvidados.

- El método de disparos (y el tipo de pistola) a utilizar, si la terminación con agujero entubado es seleccionada.
- El método de control de arena, cuando este sea requerido
- El método de estimulación, si los problemas de daño se presentan

Existen varios criterios de clasificación o categorización para las terminaciones de pozos de aceite o gas, los más comunes incluyen lo siguiente:

- La interfase entre el agujero y el yacimiento, por ejemplo, agujero abierto o agujero entubado.
- Método de producción, fluyente o sistema artificial
- Método de zonas productoras, zona simple de producción o múltiples zonas.

## 2 Determinación de las fuerzas aplicadas y sus efectos a la tubería de explotación.

**Objetivo.** Determinar las presiones, fuerzas y esfuerzos a las que estarán sometidas las tuberías de producción durante las operaciones de terminación.

### 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. 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 o fuerza, esto propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales y mecánicas.

La capacidad de resistencia de una tubería se define como la condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas debido a las condiciones del pozo.

- **Resistencia a la fuerza de Tensión:** es la fuerza que soporta la tubería al ser jalada sin salirse del margen de seguridad, de acuerdo a su grado y peso.
- **Resistencia a la fuerza de Colapso:** es la presión que soporta la tubería al ser sometida por una fuerza ejercida exteriormente sin generar deformaciones.
- **Resistencia a la fuerza de Presión Interna:** es la presión que soporta la tubería internamente sin generar deformación.
- **Resistencia a la fuerza de Compresión:** Es la presión a la que se somete una tubería al cargarle peso o por el efecto de flotación en un pozo petrolero.

Tubería de revestimiento y producción: La tubería de revestimiento es definida como una tubular con un rango de diámetro exterior que va desde 4 pulgadas hasta 20 pulgadas y la de producción de 1 ¼ a 4.5 pulgadas. El API (American Petroleum Institute) ha adoptado

una designación de grado a las tuberías, definiendo la característica del esfuerzo de cedencia de las mismas.

### Propiedades físicas de las tuberías

Las principales características físicas de una tubería son las siguientes:

- Diámetros externo e interno
- Drift
- Longitud o rango
- Libraje o peso
- Tipo de rosca
- Grado

### Diámetros externos e internos

El diámetro exterior de la tubería no cambia y tiene relación directa con el tamaño de la barrena mientras que el interno nos define el peso de la tubería.

### Drift

Es lo que el fabricante recomienda como diámetro para trabajar en esa tubería o diámetro interior garantizado

### Longitud o Rango

Es la longitud que tendrá el tubo de acuerdo con las normas API 5D y se muestra las tablas 2-1, 2-2 y 2-3..

**Tabla 2-1 Rangos para tuberías de revestimiento**

Rango para tuberías de revestimiento	Longitud	
	Pies	Metros
1	16-25	4.88-7.62
2	25-34	7.62-10.36
3	34-48	10.36-14.63

**Tabla 2-2 Rangos para tuberías de producción**

Rango para tuberías de producción	Longitud	
	Pies	Metros
1	20 - 24	6.10 - 7.32
2	28 - 32	8.53 - 9.75
3	38 - 42	11.58 - 12.80

**Tabla 2-3 Rango para tuberías de perforación**

Rango para tuberías de perforación	Longitud	
	Pies	Metros
1	18 - 22	5.49 - 6.71
2	27 - 30	8.23 - 9.14
3	38 - 45	11.58 - 13.72

### Libraje o peso

Es el peso de la tubería correspondiente a la unidad de longitud ya sea en  $\frac{Kg}{m}$  o  $\frac{Lb}{pie}$

### Rosca

Es el maquinado que se le hace a cada tubo en ambos extremos y los hay de varios tipos, resaltando los siguientes.

- Redonda – de 8 y 10 hilos por pulgada
- Buttres – Semi-cuadrada
- Extreme line – Rosca fabricada internamente con cople interno dándole más resistencia

La rosca del tubo está en función de la resistencia y grado del mismo.

### Grado

El grado de una tubería nos especifica la composición de acero o del material con el que está fabricado el tubo y consiste en una letra y un número, la letra fue designada arbitrariamente por el API para que cada estándar de acero tuviera una letra única, mientras que el número nos indica el mínimo esfuerzo de cedencia del acero en miles de libras por pulgadas cuadrada  $\frac{lb}{pg2}$ . y es el valor nominal a utilizar en todos los cálculos de evaluación de las resistencias de las tuberías.

### Cedencia

Se define como cedencia o fluencia la condición de un material determinado para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que presenta un material a deformarse al exponerse a una carga.

Cuando un material se deforma permanentemente como resultado de una carga, se dice que ha alcanzado la cedencia; antes de alcanzar dicho punto al disminuir o retirar la carga el material recupera su estado original, pero una vez alcanzada la cedencia esto ya no es posible.

### El esfuerzo de cedencia



El API lo define como 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.

El esfuerzo de cedencia nos define cuales son las propiedades mecánicas de una tubería las cuales son:

- Resistencia a la presión interna
- Resistencia al colapso
- Resistencia a la tensión

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud este fenómeno es esquematizado en la figura 2-1. Esta Ley es aplicable solamente en la región elástica. 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.

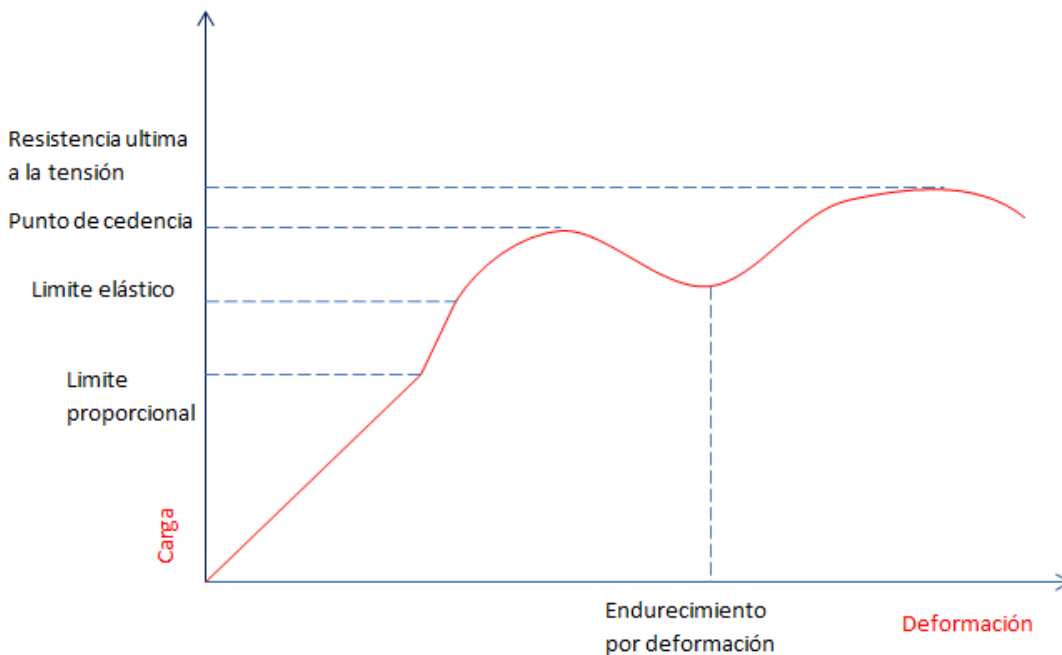


Figura 2-1 Comportamiento del acero bajo cargas

Es importante no excederse del valor del punto de cedencia durante las corridas de tuberías de revestimiento, y operaciones para prevenir fallas de material.

Las cargas aplicadas en la región causan deformaciones plásticas y son permanentes, que es cuando afirmamos que el material tiene una falla por manejo en la operación.

### **Propiedades mecánicas de las tuberías.**

#### **Tensión**

La tensión es una condición mecánica de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. Se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo como se muestra en la figura 2-2. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales

La tensión de la tubería es la capacidad que tiene la tubería para resistir su propio peso cuando es introducida. Durante el diseño de las tuberías deberá considerarse un valor adicional de tensión, debido a que durante la introducción pueden presentarse eventos operativos tales como pegaduras, derrumbes, fricciones, etc.

$$F_T = Y_p A_s$$

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

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

Dónde:

$F_T$  =Tensión necesaria para causar una deformación permanente [ $Lb_{Fuerza}$ ]

$Y_p$  =Esfuerzo de cedencia [ $\frac{lb}{pg^2}$ ]

$D$  =Diámetro externo dela tubería [pg]

$d$ = Diámetro interior de la tubería [pg]

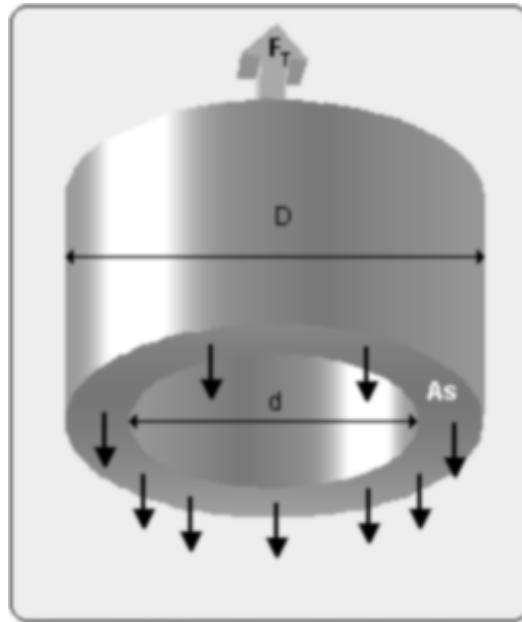


Figura 2-2 Tensión aplicada sobre un tubo (Almeida Garcia, 2005)

La tensión es la resistencia axial del cuerpo del tubo, y es el producto del área de la sección transversal y el esfuerzo de cedencia del grado de la tubería ( $Y_P$ ). Ésta es la fuerza mínima que de aplicarse 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 un empacador.

**Ejemplo 2-1:**

Calcular la tensión de una tubería N-80 ,8.6  $\left[\frac{lb}{pie}\right]$ , con diámetro interno de 2.259 [pg] y un diámetro externo de 2 7/8 [pg].

**Solución:**

Partimos de la ecuación siguiente

$$T = \frac{\pi}{4} Y_x (D^2 - d^2) \dots \dots \dots (1)$$

Sustituyendo en 1 se obtiene

$$T = \frac{\pi}{4} 80,000 (2.875^2 - 2.259^2) = 198,708.5 [Lb] \dots \dots \dots (2)$$

De 2 se obtiene que la resistencia a la tensión es de 198,708.5  $[Lb_{Fuerza}]$

**Presión Interna**

También conocida como estallamiento, se genera por la acción de cargas de presión actuando por el interior de la tubería esquematizadas en la figura 2-3. La resistencia que opone el cuerpo del tubo se denomina resistencia al estallamiento

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

$$P_i = 0.875 \frac{2Y_p t}{D}$$

$P_i$  = Presión interna mínima requerida para causar una deformación permanente  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

$Y_p$  = Esfuerzo de cedencia  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

$D$  = Diámetro externo de la tubería [pg]

$t$  = Espesor en [pg],  $t = \frac{D-d}{2}$

$d$  = Diámetro interior de la tubería [pg]

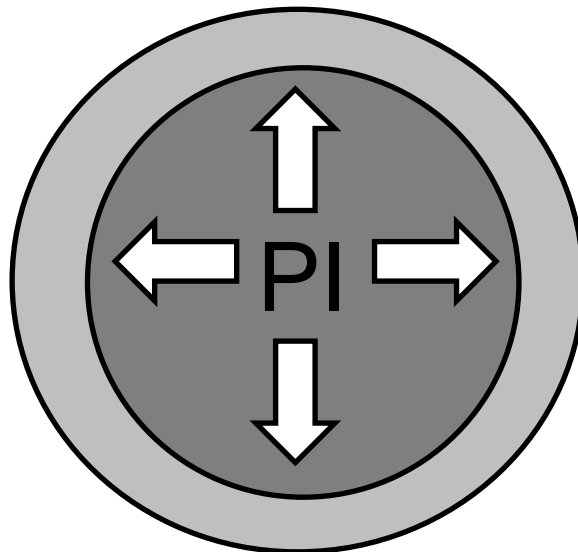


Figura 2-3 Presión sobre la pared interna de la tubería

### Ejemplo 2-2:

Calcular la presión interna de una tubería K-55, 133  $\left[ \frac{lb}{pie} \right]$ , 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>.

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

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

$$T = 2,124,730 \text{ lb}_f$$

### Colapso

Se define como una fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas como se muestra en la figura 2-4.

La resistencia al colapso de una tubería es función del esfuerzo de cedencia [Y<sub>x</sub>] y de la relación entre el diámetro externo (D) y el espesor de pared (t). A esta relación se le conoce como esbeltez.

El API utiliza 4 ecuaciones para calcular la presión de colapso, cada una se basa en diferentes tipos de fallas presentes en las tuberías: cedencia, colapso plástico, transición y elástico. La ecuación a elegir para calcular el colapso dependerá del grado de la tubería y la esbeltez.

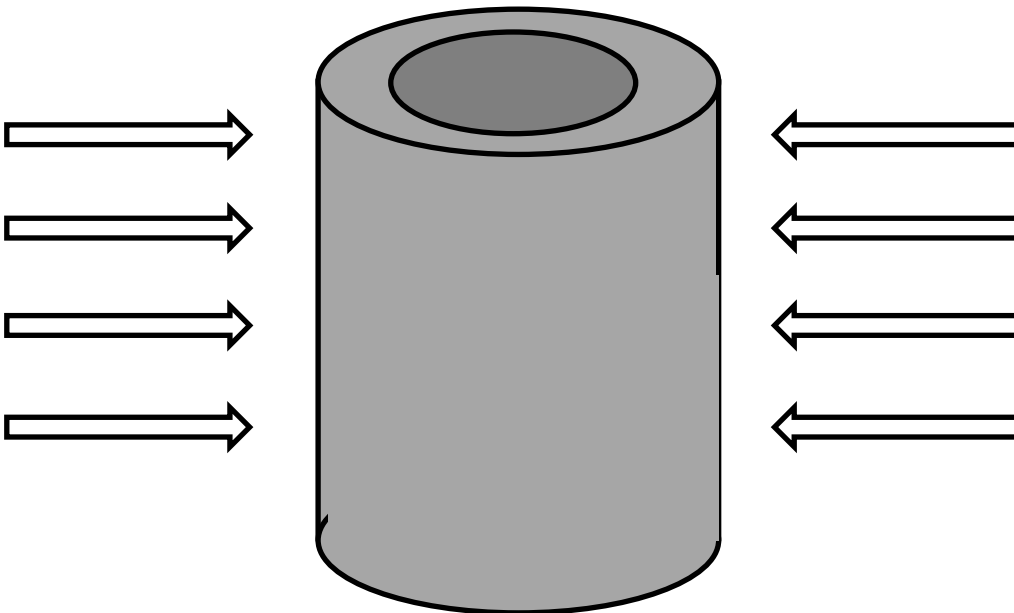


Figura 2-4 Fuerza de colapso en la tubería

La resistencia al colapso, 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.

### Colapso de Cedencia

Este tipo de colapso o es un colapso verdadero, el esfuerzo tangencial excederá la resistencia a la cedencia del material antes de que una falla de inestabilidad de colapso ocurra. Es fuertemente dependiente de la cedencia del material y del espesor de la tubería. La ecuación para determinar la resistencia al colapso de cedencia es:

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

Dónde:

$$P_{C_{Fractura}} = \text{Presión de colapso por fractura} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$Y_p = \text{Esfuerzo de cedencia} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

D = Diámetro externo dela tubería [pg]

T= Espesor [pg]

### 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.aplicadas a tuberías K-55, N-80 y P-110. La ecuación para determinar la resistencia al colapso Plástico es:

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

Dónde:

$$P_{C_p} = \text{Presión de colapso plástica} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$Y_p = \text{Esfuerzo de cedencia} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

D = Diámetro externo dela tubería [pg]

T= Espesor [pg]

A, B y C son coeficientes empíricos determinados con las siguientes ecuaciones:

$$A=2.8762+0.10679x10^{-5} (Y_p) - 0.2130x10^{-10} (Y_p^2) - 0.53132x10^{-16} (Y_p^3)$$

$$B=0.026233+0.50609x10^{-6} (Y_p)$$

$$C = -465.93 + 0.030867 (Y_p) - 0.10483 \times 10^{-7} (Y_p^2) + 0.36989 \times 10^{-13} (Y_p^3)$$

### Colapso de transición

Se obtiene por medio de una curva numérica ubicada entre el régimen elástico y plástico.

La ecuación para determinar la resistencia al colapso de transición es:

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

Dónde:

$$P_{C_{Transición}} = \text{Presión de colapso de transición} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$Y_p = \text{Esfuerzo de cedencia} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

T = Espesor [pg]

F y G son coeficientes empíricos determinados con las siguientes ecuaciones:

$$G = \frac{FB}{A}$$

$$F = \frac{46.95 \times 10^6 \left[ \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^3}{Y_x \left[ \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} - \left(\frac{B}{A}\right) \right] \left[ 1 - \frac{\left(\frac{3B}{A}\right)}{2 + \left(\frac{B}{A}\right)} \right]^2}$$

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} (Y_p) + 0.2130 \times 10^{-10} (Y_p^2) - 0.53132 \times 10^{-16} (Y_p^3)$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} (Y_p)$$

$$C = -465.93 + 0.030867 (Y_p) - 0.10483 \times 10^{-7} (Y_p^2) + 0.36989 \times 10^{-13} (Y_p^3)$$

### Colapso elástico

Se basa en la teoría de falla por inestabilidad elástica, este criterio es independiente del esfuerzo de cedencia del material. La ecuación para determinar la resistencia al colapso elástico es:

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

Dónde:

$$P_{C_{Elástico}} = \text{Presión de colapso elástico} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

D = Diámetro externo de la tubería [pg]

T = Espesor [pg]

Los factores A, B, C, F y G más comunes se encuentran en la tabla 2-4.

**Tabla 2-4 Factores para determinar la presión de colapso plástico y de transición  
(Economides, 1994)**

Grado	A	B	C	F	G
H-40	2.950	0.0465	754	2.063	0.0325
H-50	2.976	0.0515	1056	2.003	0.0347
J-K-55 y D	2.991	0.0541	1206	1.989	0.0360
-60	3.005	0.0566	1356	1.983	0.0373
-70	3.037	0.0617	1656	1.984	0.0403
C-75 y E	3.054	0.0642	1806	1.990	0.0418
L-80 y N-80	3.071	0.0667	1955	1.998	0.0434
-90	3.106	0.0718	2254	2.017	0.0466
C-95	3.124	0.0743	2404	2.029	0.0482
-100	3.143	0.0768	2553	2.040	0.0499
P-105	3.162	0.0794	2702	2.053	0.0515
P-110	3.181	0.0819	2852	2.066	0.0532
-120	3.219	0.0870	3151	2.092	0.0565
-125	3.239	0.0895	3301	2.106	0.0582
-130	3.258	0.0920	3451	2.119	0.0599
-135	3.278	0.0946	3601	2.133	0.0615
-140	3.297	0.0971	3751	2.146	0.0632
-150	3.336	0.1021	4053	2.174	0.0666
-155	3.356	0.1047	4204	2.188	0.0638
-160	3.375	0.1072	4356	2.202	0.0700
-170	3.412	0.1123	4660	2.231	0.0734
-180	3.449	0.1176	4966	2.261	0.0769



## Apuntes de terminación y mantenimiento de pozos

Como ya se mencionó cada tipo de colapso está en función de la relación de esbeltez lo cual se muestra en tabla 2-5

Las condiciones de carga más severas en la tubería de producción se presentan durante las siguientes operaciones en un pozo petrolero:

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

**Tabla 2-5 Tipos de colapso en función de la esbeltez y tubería (Economides, 1994)**

GRADO	CEDENCIA	PLÁSTICO	TRANSICIÓN	ELÁSTICO
H-40	16.40 y menores	16.40 - 27.01	27.01 - 42.64	42.64 y más grande
H-50	15.24 y menores	15.24 - 25.63	25.63 - 38.83	38.83 y más grande
J-K-55 y D	14.81 y menores	14.81 - 25.01	25.01 - 37.21	37.21 y más grande
-60	14.44 y menores	14.44 - 24.42	24.42 - 35.73	35.73 y más grande
-70	13.85 y menores	13.85 - 23.38	23.38 - 33.17	33.17 y más grande
C-75 y E	13.60 y menores	13.60 - 22.91	22.91 - 32.05	32.05 y más grande
L-80 y N-80	13.38 y menores	13.38 - 22.47	22.47 - 31.02	31.02 y más grande
-90	13.01 y menores	13.01 - 21.69	21.69 - 29.18	29.18 y más grande
C-95	12.85 y menores	12.85 - 21.33	21.33 - 28.36	28.36 y más grande
-100	12.70 y menores	12.70 - 21.00	21.00 - 27.60	27.60 y más grande
P-105	12.57 y menores	12.57 - 20.70	20.70 - 26.89	26.89 y más grande
P-110	12.44 y menores	12.44 - 20.41	20.41 - 26.22	26.22 y más grande
-120	12.21 y menores	12.21 - 19.88	19.88 - 25.01	25.01 y más grande
-125	12.11 y menores	12.11 - 19.63	19.63 - 24.46	24.46 y más grande
-130	12.02 y menores	12.02 - 19.40	19.40 - 23.94	23.94 y más grande
-135	11.94 y menores	11.94 - 19.18	19.18 - 23.44	23.44 y más grande
-140	11.84 y menores	11.84 - 18.97	18.97 - 22.98	22.98 y más grande
-150	11.67 y menores	11.67 - 18.57	18.57 - 22.11	22.11 y más grande
-155	11.59 y menores	11.59 - 18.37	18.37 - 21.70	21.70 y más grande
-160	11.52 y menores	11.52 - 18.19	18.19 - 21.32	21.32 y más grande
-170	11.37 y menores	11.37 - 17.82	17.82 - 20.60	20.60 y más grande
-180	11.23 y menores	11.23 - 17.47	17.47 - 19.93	19.93 y más grande

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, para esto hay que tener presente el material (tubería) y las cargas del pozo (yacimiento-profundidad)

**Ejemplo 2-3.**

Calcular la resistencia al colapso una tubería 7" N-80, 2.3  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}}\right]$ , con un diámetro interno de 6.276 [pg]

Primero se calcula la relación de esbeltez para poder elegir la ecuación a utilizar

$$t = \frac{D - d}{2} = \frac{7 - 6.276}{2} = 0.362[\text{pg}]$$

Obteniendo RE

$$RE = \frac{D}{t} \frac{7}{0.362} = 19.33$$

De acuerdo a la tabla 2-4 una tubería N-80 con una esbeltez de 19.33 corresponde un colapso plástico, por tanto la ecuación a utilizar es:

$$P_{C_{Plástico}} = Y_P \left[ \frac{A}{\left(\frac{D}{t}\right)} - B \right] - C$$

Procedemos a calcular A, B y C

$$A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} * (80,000) + 0.2130 \times 10^{-10} * (80,000^2) - 0.53132 \times 10^{-16} * (80,000^3) = 3.07$$

$$B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} * (80,000) = 0.0667$$

$$C = -465.93 + 0.030867 * (80,000) - 0.10483 \times 10^{-7} * (80,000^2) + 0.36989 \times 10^{-13} * (80,000^3) = 1955.27$$

Sustituyendo en la ecuación de colapso plástico

$$P_{C_{Plástico}} = 80,000 \left[ \frac{3.07}{19.33} - 0.0667 \right] - 1955.27 = 5,414.36 \left[ \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Por lo tanto la resistencia al colapso es de 5,414.36  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$

**Factores de diseño.**

En el diseño de tuberías, 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.

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:

$$FS = \frac{\text{Resistencia a la presión interna (tubería-material)}}{\text{Presión interna (carga por características de operación en el pozo)}}$$

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 2-6.

Tabla 2-6 Factores de diseño típicos en la industria

CONDICIONES DE CARGA	RANGO	MÁS COMÚN	RECOMENDADO POR EL "API"
Presión interna	1.0 – 1.35	1.125	1.125
Colapso	0.85 – 1.50	1.125	1.25
Tensión junta	1.50 – 2.0	1.80	1.80
Tensión cuerpo	1.30 – 2.0	1.80	1.80

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

## 2.2 Efecto de la combinación de diferentes esfuerzos.

Efectos combinados:

En las cargas axiales calculadas anteriormente se eliminó el efecto de las demás fuerzas y se calculó individualmente cada una, no obstante en la realidad esto no es así, siempre se tiene un conjunto de fuerzas actuando de manera conjunta sobre la tubería. Es importante destacar que no se trata simplemente de la suma de las fuerzas.

### Esfuerzo Biaxiales

El análisis axial 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, presión 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 matemáticamente por:

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

Donde  $Y_e$  es la resistencia a la cedencia efectiva  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$  (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:

$$\sigma_z = \frac{T}{As}$$

Donde  $t$  es la tensión en  $[Lb_{Fuerza}]$  y  $As$  es el área transversal del tubo en  $[pg^2]$ .

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.

En estas ecuaciones se emplea la resistencia a la cedencia efectiva ( $Y_e$ ), en lugar de la cedencia original del tubo ( $Y_p$ ), con lo cual se obtiene las siguientes conclusiones

- 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.

### 2.2.1 Combinación Colapso – Tensión.

En cierto punto del aparejo 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 como se aprecia en la figura 2-5.

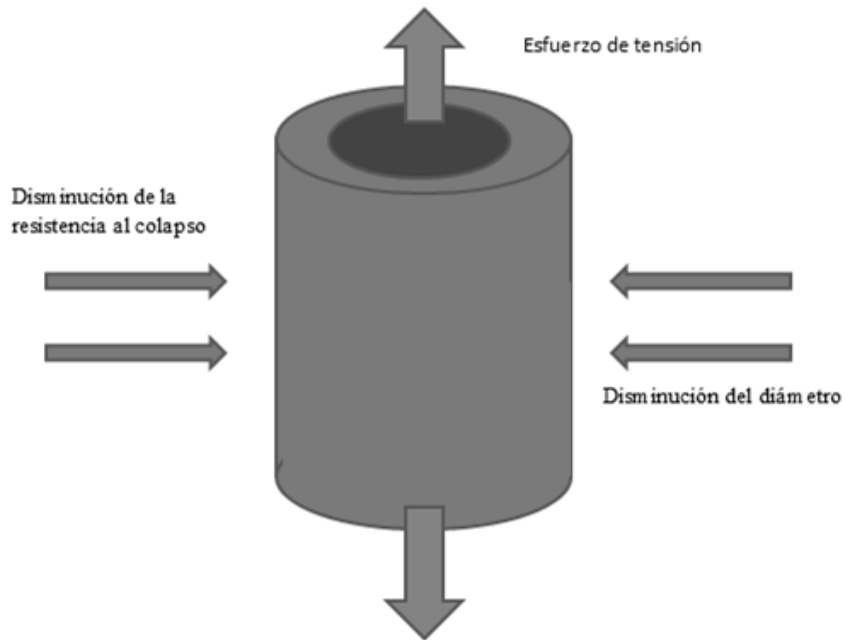


Figura 2-5 Relación de Colapso vs Tensión

### 2.2.2 Combinación Presión Interna - 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 está sujeta a presiones internas altas, por ello es necesario tomar en cuenta este factor al llevar a cabo el diseño de los aparejos.

Las tuberías que se encuentran en las zonas más profundas se ven afectadas por el efecto de flotación y son sometidas a una compresión la cual afecta el tamaño del diámetro del tubo aumentando así el área transversal de la tubería, este incremento genera una disminución a la resistencia a la presión interna. Las cargas combinadas de presión interna y se pueden ver en la figura 2-6.

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 del espacio anular de la tubería de revestimiento ha sido incrementada debido a la producción.

La temperatura incrementa en la porción no cementada del espacio anular de la tubería de revestimiento causada por el gradiente geotérmico el cual puede resultar en un significativo incremento en la compresión y pandeo..

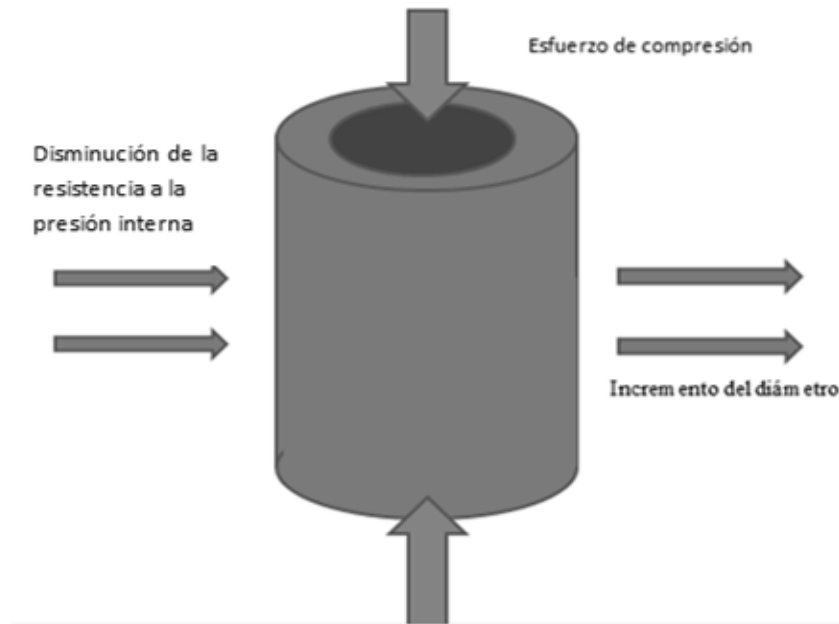


Figura 2-6 Relación Presión interna compresión

### 2.2.3 Combinación Presión Interna - tensión.

Cuando la tubería se encuentra tensionada se produce un cambio en los diámetros del tubo lo que se traduce en una reducción del área transversal de la tubería, esta disminución hace que la resistencia a la presión interna aumente, este fenómeno se ilustra en la figura 2-7.

Tomando la ventaja del incremento en la resistencia a la presión interna 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 axial y triaxial.

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

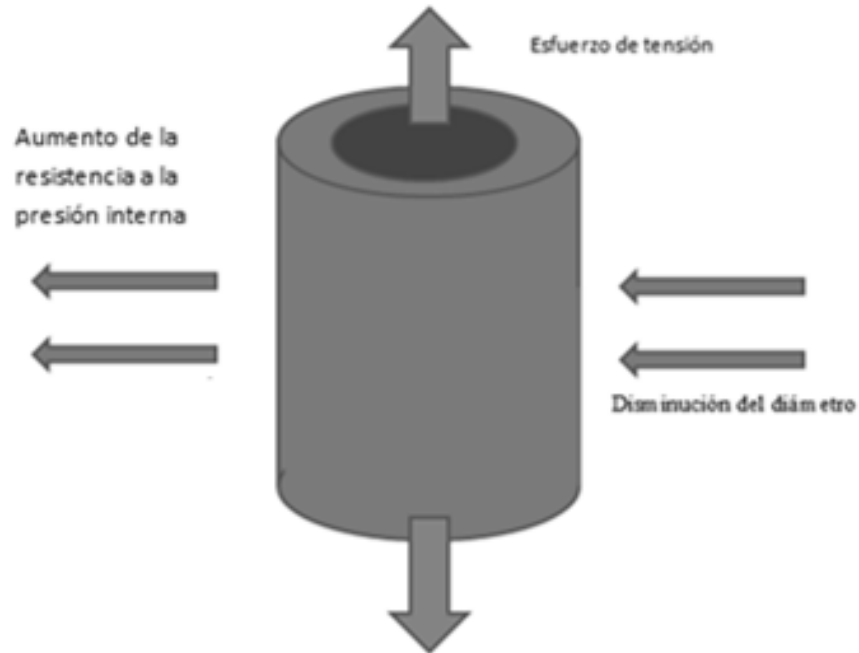


Figura 2-7 Relación de Presión interna contra Tensión

La tabla 2-7, presenta el resumen de comportamiento de las propiedades del material acero, cuando está sometido ya sea a tensión o compresión, esto sería el comportamiento de los esfuerzos Biaxiales.

Tabla 2-7 Efecto de la combinación de fuerzas

	COLAPSO	PRESIÓN INTERNA
TENSIÓN	Reduce	Aumenta
COMPRESIÓN	Aumenta	Reduce

#### 2.2.4 Aplicaciones del criterio 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 axial de falla, o sea falla por cedencia del material, 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. Estos

esfuerzos se representan esquemáticamente en la Figura 2-8. La única diferencia entre el concepto triaxial y el biaxial es que el segundo considera el esfuerzo radial igual a cero.

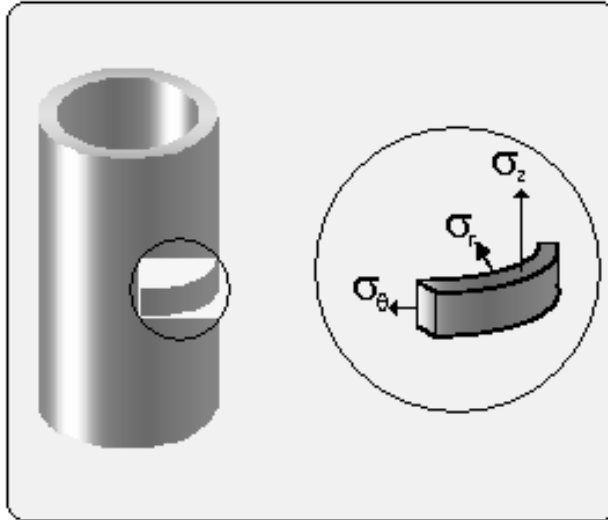


Figura 2-8 Componente axial, radial y tangencial (Gonzales, 2005)

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:

$$2Y_p^2 = (\sigma_t - \sigma_z)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 \dots\dots\dots 1$$

Esta relación también es conocida como la ecuación de Von Mises o la ecuación triaxial. Simplificando y reagrupando la ecuación 1 tenemos:

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

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

$$\sigma_t = \frac{P_i(r_e^2 + r_i^2) - 2P_o r_e^2}{r_e^2 - r_i^2} \dots\dots\dots 3$$

Sustituyendo en el término de la izquierda y arreglándolo tenemos:

$$\left(\frac{\sigma_t + P_i}{Y_p}\right) = \left(\frac{2D^2}{D^2 - d^2}\right)\left(\frac{P_i - P_c}{Y_p}\right) \dots\dots\dots 4$$



Esta es la ecuación que representa la llamada elipse de plasticidad mostrada en la Figura 2-9. El signo a emplear ( $\pm$ ) en el primer término de la ecuación 2 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 (+).

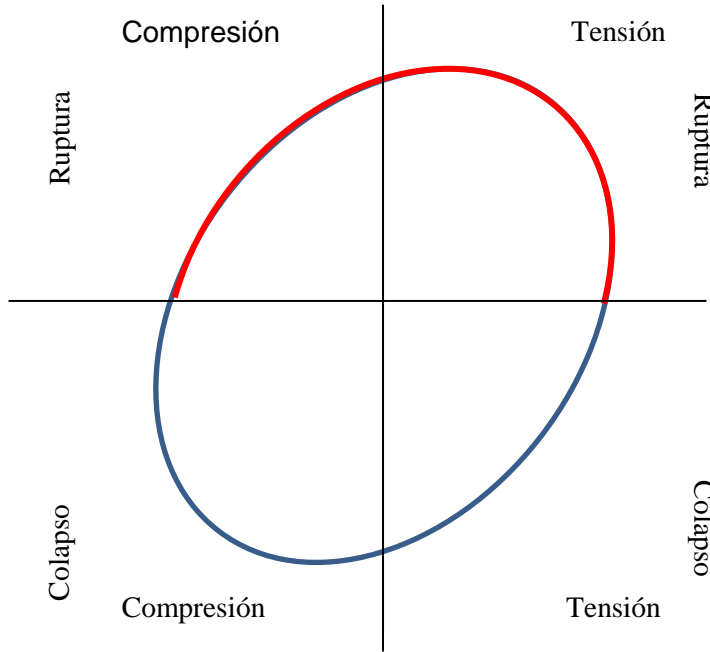


Figura 2-9 Elipse de plasticidad

**Ejemplo 2-4:**

Calcular la presión de colapso nominal considerando que la tubería está sujeta a una tensión axial de 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  $\left( \frac{\sigma_z + P_i}{Y_p} \right)$  tenemos:

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

Sustituyendo los términos anteriores 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.

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

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

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

Si  $P_i = 0$  y  $\sigma_z = 0$

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

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

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

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.

### 2.3 Fuerzas o esfuerzos aplicados 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 térmicos
- Esfuerzos de presión.
- Esfuerzos mecánicos.

### 2.3.1 Fuerzas térmicas.

Un cambio de temperatura debido a la misma producción de hidrocarburos o a una 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.

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

Dónde:

$\Delta F_T$  = Fuerza incremental resultante del cambio de temperatura [ $Lb_F$ ] .

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

E = Módulo de Young del acero ( $30 \times 10^6 \left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$ )

$A_s$  = Área transversal de la tubería [ $pg^2$ .]

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

### 2.3.2 Fuerzas externas y fuerzas internas

Esfuerzos de presión los cuales son producidos por:

- Fluidos dentro de la tubería de revestimiento.
- Cemento y fluidos fuera de la 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 2-10 presenta esquemáticamente un aparato 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.

$$T = P_{st} A_i$$

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.

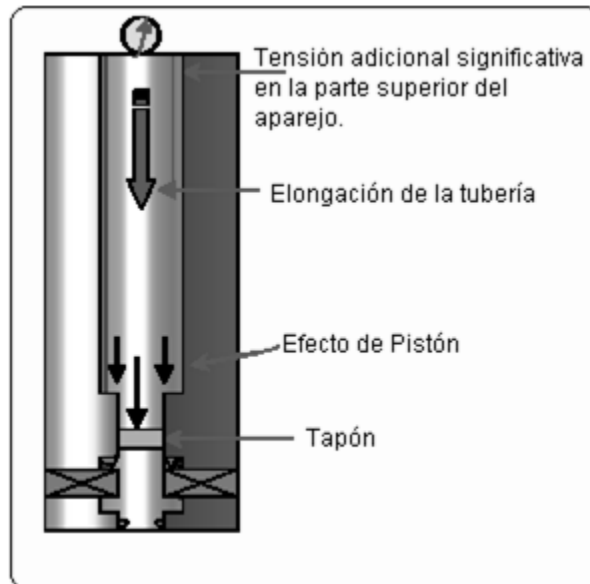


Figura 2-10 Efecto de prueba de presión en un aparato tapado (Gonzales, 2005)

### 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.

### 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.

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.

## **2.4 Efectos 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, estas 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 del 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 ilustrados en la figura 2-11 son los siguientes:

- Pistoneo.
- Baloneo.
- Pandeo.
- Temperatura.

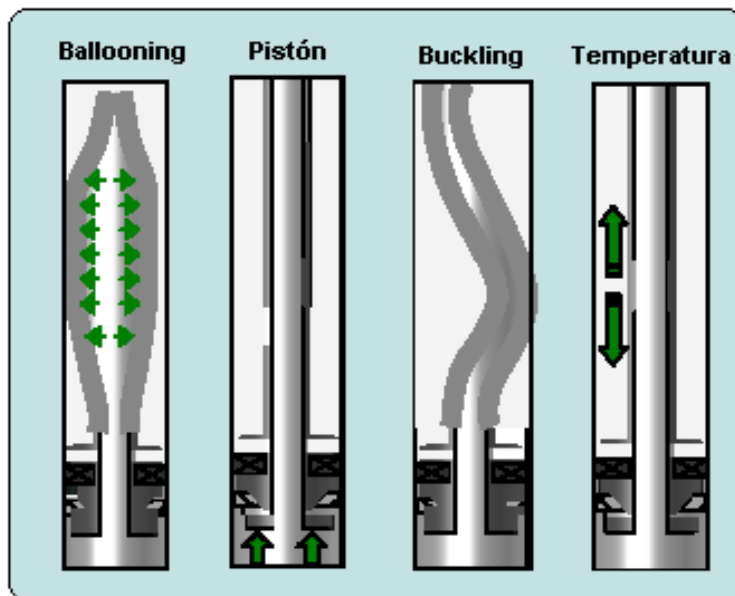


Figura 2-11 Efectos que causan movimiento del aparejo de producción (Gonzales, 2005)

Balaneo (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, Pandeo 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.

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.

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 (tubería de producción o 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 Baloneo (Aglobamiento).
4. Efecto por Alabeo (Pandeo o Flambeo).

### 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:

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

Dónde:

$F_b$  = Factor flotación, adimensional.

$\rho_c$  = Densidad de fluido de control y/o terminación,  $\frac{lb}{gal}$  ó  $\frac{gr}{cc}$ .

$\rho_{ac}$  = Densidad del acero en  $65.5 \frac{lb}{gal}$  o  $7.85 \frac{gr}{cm^3}$ .

**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,  $F_b$

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



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

$$W_{\text{tbg}_b} = W_{\text{tbg}_{\text{aire}}} * F_b$$

Dónde:

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

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

#### 2.4.1 Efecto de Pistoneo.

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 (E.A.) 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:

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

Dónde:

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

Donde

$\Delta F_p$  = Fuerza piston [ $Lb_{\text{Fuerza}}$ ]

$A_o$  = Área externa del tubo [ $in^2$ ]

$A_p$  = Área del empacador [ $in^2$ ]

$A_i$  = Área interna del tubo [ $in^2$ ]

$A_s$  = Área transversal del tubo [ $in^2$ ]

$E$  = modulo de elasticidad de Young [ $lb/pg^2$ .]

El módulo de elasticidad (E) para el acero es  $30 \times 10^6$  lb/pg<sup>2</sup>. La Figura 2-12 presenta la forma de calcular cada término de la ecuación anterior..

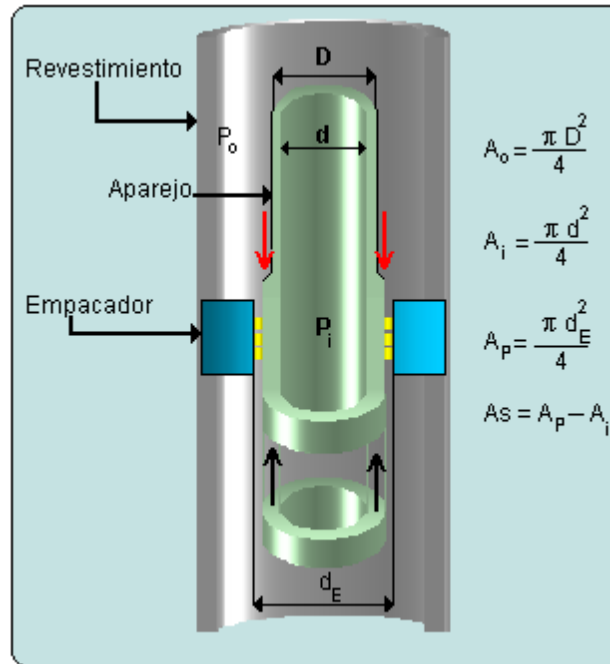


Figura 2-12 Representación esquemática del efecto de pistoneo (Gonzales, 2005)

Al existir diferencias de presiones entre la T.P. y el espacio anular., se forma un efecto de pistón y la presión en la TP es mayor que la del espacio anular, por lo que, se deduce que es una fuerza generada externamente, es decir, el efecto ocurre y puede o no afectar a la TP, es decir el efecto pistón depende de las condiciones mecánicas del pozo.

Los cambios dados por eventos intermedios por efecto Pistón no interesan, solamente se tomaran 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.

$$\Delta P_i = P_{tbgfinal} - P_{tbginicial}$$

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

$$\Delta P_o = P_{csgfinal} - P_{csginicial}$$

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

$$\Delta L_{LH} = \frac{FL}{E As}$$

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

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

Si la tubería se mueve el efecto en la longitud del aparejo se resume en la tabla 2-8

Tabla 2-8 Pistoneo y sus efectos

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

**Ejemplo 2-5**

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

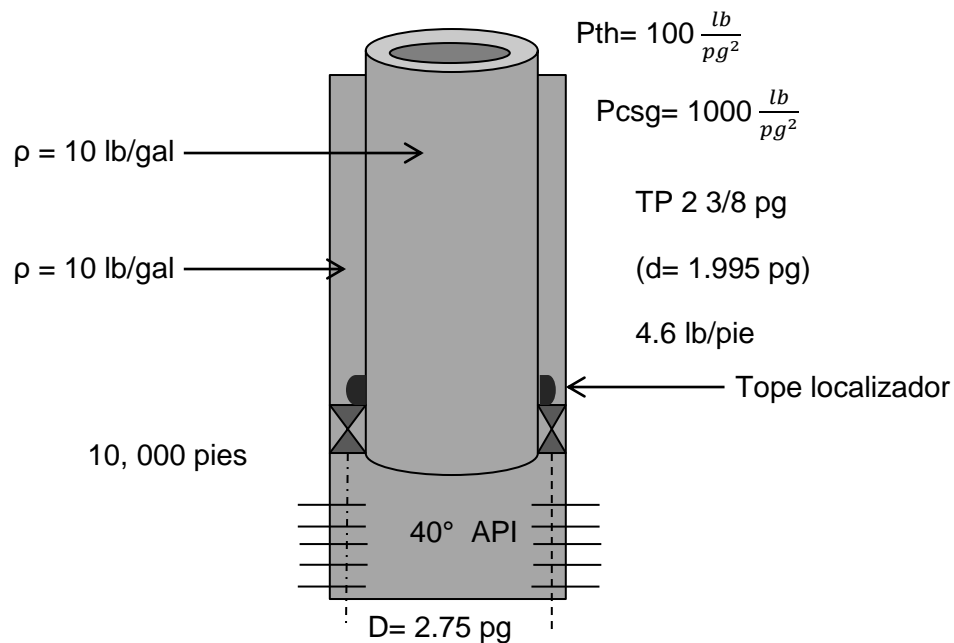


Figura 2-13 Ejemplo 2-5

Evento: Producción de aceite

API = 40°.

P<sub>th</sub> = 100 lb/pg<sup>2</sup> (Presión en la cabeza del pozo).

$P_{\text{CSG}} = 1000 \text{ lb/pg}^2$ . (Presión en la T.R.)

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

- Determinar el Efecto Pistón.
- Obtener el diagrama de (T -C).

**Solución a:**

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

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

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

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

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

$$\gamma_o = \frac{141.5}{{}^\circ\text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = \frac{141.5}{40{}^\circ\text{API} + 131.5} \rightarrow \gamma_o = 0.82$$

$$\rho_o = \gamma_o * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 0.82 * 8.33 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \rightarrow \rho_o = 6.83 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$$

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

∴ 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

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

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

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

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

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

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

Condición final

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

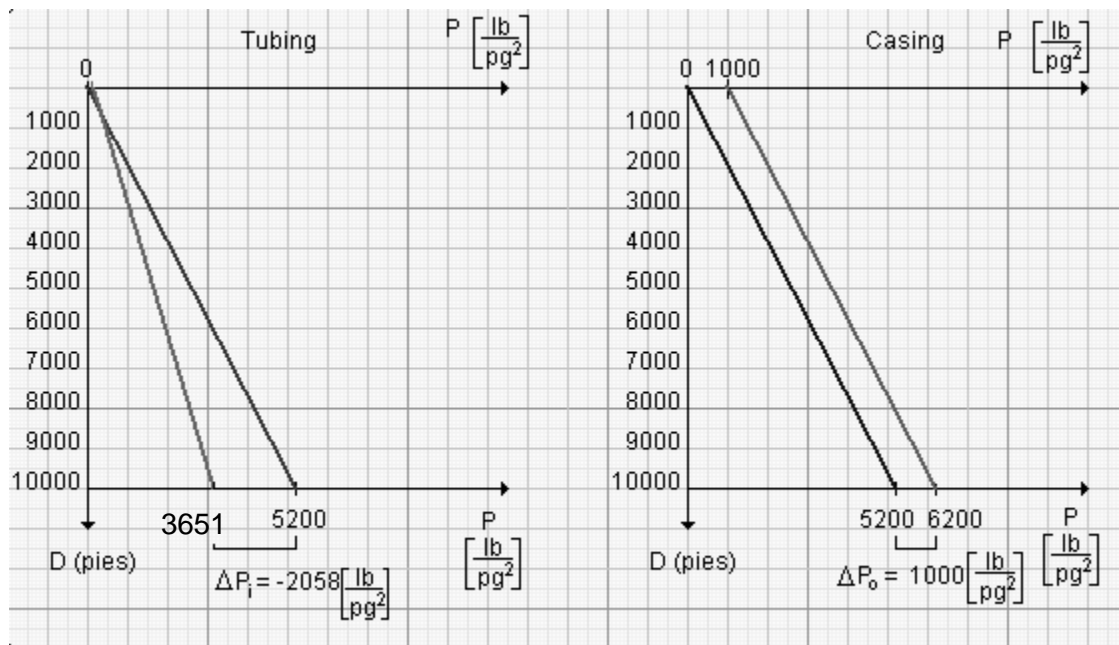
$$P_{\text{csg2}} = P_{\text{csg}} + 0.052 * \rho_{\text{emp}} * \text{Prof}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 100 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 6.83 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

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

$$P_{\text{tbg2}} = 3,651 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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



Gráfica 2-1

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

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

$$\Delta P_i = 3,651 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

$$\Delta P_i = -1,549 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

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

$$\Delta F_p = -1549 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (5.93 \text{ pg}^2 - 3.125 \text{ pg}^2) - 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (5.93 \text{ pg}^2 - 4.43 \text{ pg}^2)$$

$$\Delta F_p = -4,494 \text{ lb}_f$$

Tal que:

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

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

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

	<b>SIGNO</b>	<b>EFEECTO</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:

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

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

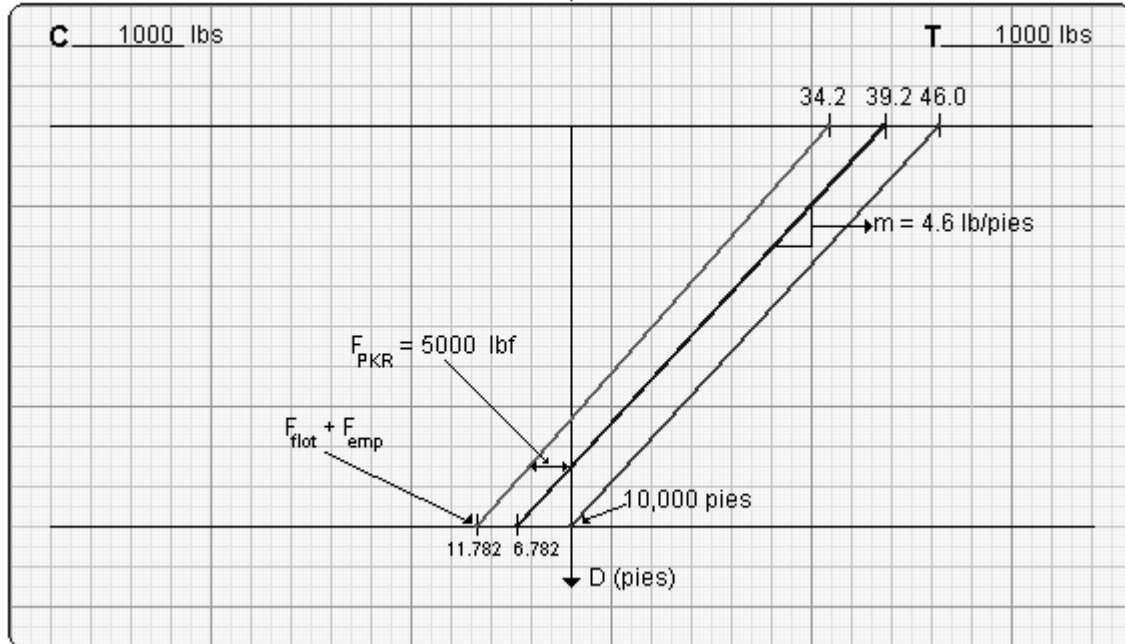
$$W_{tbgaire} = 46,000 \text{ lbs}$$

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

$$F_{flotación} = P_i * A_s$$

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

$$W_{tbglotada} = 46,000 \text{ lbs}_f - 6782 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{tbglotada} = 39,218 \text{ lbs}_f$$



Gráfica 2-2

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

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

**2.4.2 Efecto de Baloneo.**

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:

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

Dónde:

$\mu$ = Relación de Poisson

$\delta$ =Caída de presión en la tubería [(lb/pg<sup>2</sup>)/pie]

L= Longitud de la T.P.

$\Delta P_{ia}$  = Caída de presión dentro de la tubería [lb/pg<sup>2</sup>]

E= módulo de Young 30x10<sup>6</sup>

$\Delta P_{oa}$  = Caída de presión fuera de la tubería [lb/pg<sup>2</sup>]

$\Delta \rho_i$  = Cambio de la densidad dentro de la tubería [ $\frac{gr}{cm^3}$ ]

$\Delta \rho_a$  = Cambio de la densidad fuera de la tubería [ $\frac{gr}{cm^3}$ ]

R= Relación de diámetros  $R = \frac{D}{d}$

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 anterior se reduce a:

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

El primer término 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.



### Efecto por Baloneo (aglobamiento)

Es el efecto de *expansión por presión interna*, cuando esta es mayor que la del espacio anular (E.A). El efecto de baloneo produce una elongación y/o contracción en el aparejo de producción dependiendo del sentido de la deformación, cuando la presión interna excede la resistencia el aparejo se contraerá, mientras que si la fuerza de colapso supera a la presión interna el aparejo sufrirá una elongación como se puede ver en la figura 2-14.

Partiendo la Ley de Hooke en tres dimensiones

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

Dónde:

$\mu$  = relación de Poisson = 0.3 para una tubería de acero.

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

Utilizando a Lamé:

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

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

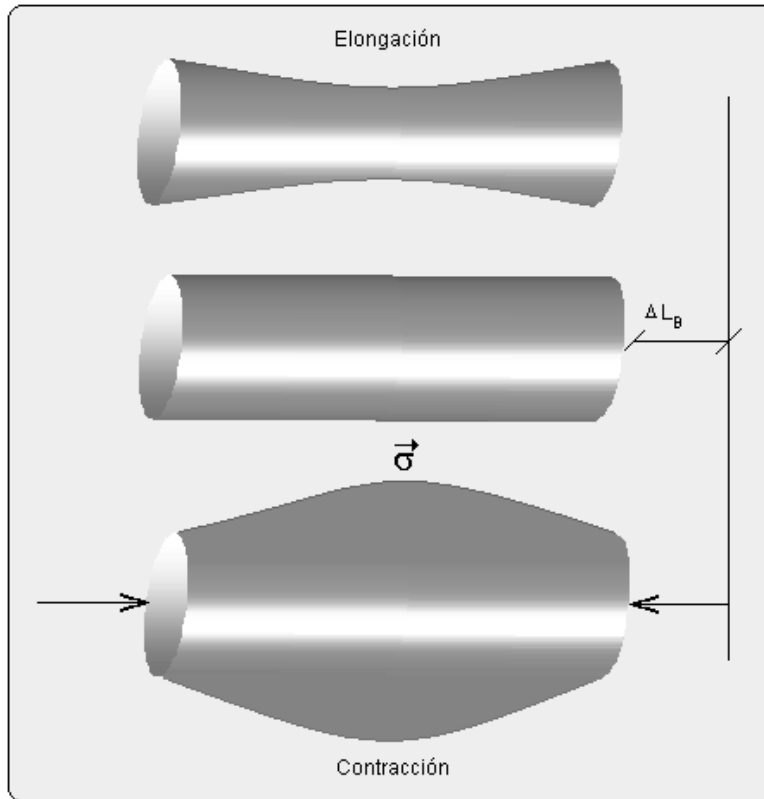


Figura 2-14 Efecto de Baloneo (Gonzales, 2005)

Si consideramos:

- **Caso 1:** Si el aparejo de producción (T.P.) está libre.

$$\Delta\sigma_z \rightarrow 0$$

Se reduce a:

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

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

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

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

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

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

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

Si consideramos la siguiente relación:

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

$$r_o = R r_i$$

Sustituyendo 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:

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

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

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

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

Dónde:

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

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

Entonces, por efecto de Baloneo; tenemos como resultado la tabla 2-9:

Tabla 2-9 Efecto de baloneo en el aparejo de producción

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

**Caso 2:** La T.P. está sujeta @ cabezal más empacador.

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

Se obtiene:

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

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

Dónde:

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

&

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

∴

$$A_i = \pi * r_i^2$$

$$A_o = \pi * r_o^2$$

$$A_s = A_o - A_i$$

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:

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

Condición inicial

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

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

Condición final

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

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

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

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

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

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

Cuyos resultados se concluyen en la tabla 2-10:

**Tabla 2-10 Interpretación de signos en un proceso de tensión- compresión**

	SIGNO	FUERZA
$\Delta F$	-	Tensión
	+	Compresión

**Ejemplo 2-6**

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

L = 10,000 pies

$\downarrow F_{PKR} = 6,000 \text{ lbs}_f$  de peso sobre el empacador

Empacador permanente @ 2.75 pg ( $d_E$ )

$P_i = 3000 \text{ lb/pg}^2$

$P_{csg} = 0 \text{ lb/pg}^2$

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

**Solución:**

- a) Determinar el efecto Baloneo

Si, utilizamos la ley de Hooke:

$$\Delta L_{LH} = \frac{FL}{EAs}$$

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

$$\Delta L_{LH} = \frac{10,000 \text{ pies} \cdot 6,000 \text{ lbs}_f}{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right) 1.304 \text{ pg}^2} \rightarrow \Delta L_{LH} \cong 1.53 \text{ pies}$$

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

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

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

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

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

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

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

Condición Final

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

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

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

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

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

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

Condición inicial

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

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

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

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

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

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

Condición final

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

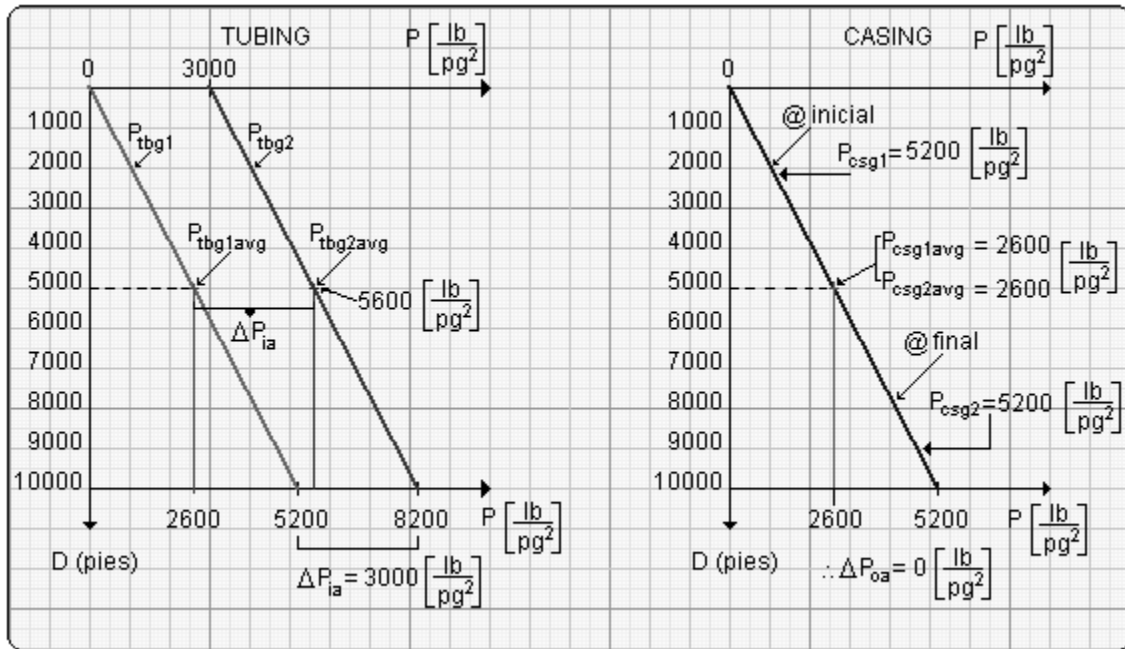
$$P_{\text{csg2avg}} = \frac{P_{\text{csg2}} + P_{\text{csg}}}{2}$$

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

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

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

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



Gráfica 2-3

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Al que:

	SIGNO	EFEECTO	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:

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

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

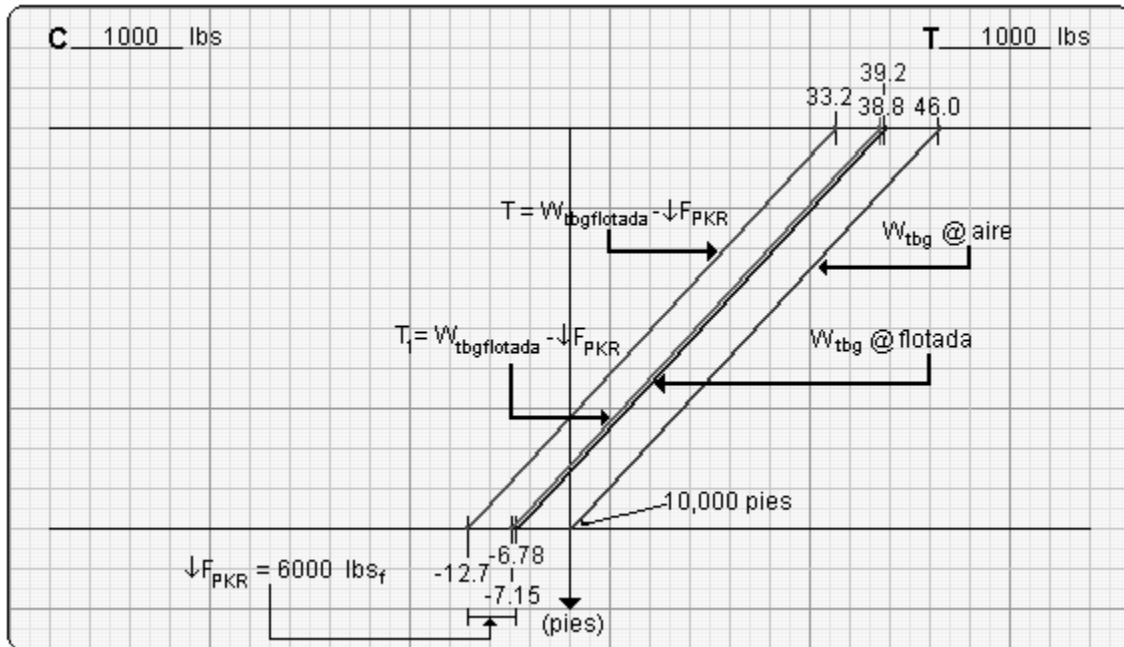
b) Obtener el diagrama de (T -C)

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

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

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

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



Gráfica 2-4

$$1. W_{tbgflotada} = W_{tbgaire} - F_{flotación}$$

$$F_{flotación} = P_i * A_s$$

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

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

$$2. T = W_{tbgflotada} - \downarrow F_{PKR}$$

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

$$3. T_1 = W_{tbgflotada} - \downarrow F_{PKRreal}$$

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

### 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:

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

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:

$$F_f = A_p(P_i - P_o)$$

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:

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

Donde I es el momento de inercia dado por:

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

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

$$w_i = \rho_i * A_i$$

$$w_o = \rho_a * A_a$$

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:

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

Por lo que;

$$\Delta L_{LH} = -\frac{FL}{EAs} \text{ @ Ley de Hooke}$$

Y por efecto de pandeo mecánico o Buckling mecánico:

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

Dónde:

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

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

$$w = w_s + w_i - w_o$$

Tal que;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### Ejemplo 2-7

L = 10,000 pies

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

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

↓ $F_{PKR} = 10,000 lbs_f$  de peso sobre el empacador

$\rho_f = 10 lb/gal$

- 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:

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

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

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

∴ 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:

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

$$\Delta L_{LH} = -\frac{LF}{EAs}, \quad \Delta L_b = -\frac{r^2 F^2}{96EIw}$$

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

$$w = w_s + w_i - w_o$$

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

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

$$w_i = \frac{10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (3.125 \text{ pg}^2) \rightarrow w_i = 0.135 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w_o = \frac{10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{231} (4.43 \text{ pg}^2) \rightarrow w_o = 0.191 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w = 0.383 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} + 0.135 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} - 0.192 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

$$w = 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}}$$

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

$$I = \frac{\pi}{64} ((2.375 \text{ pg})^4 - (1.995 \text{ pg})^4) \rightarrow I = 0.784 \text{ pg}^4$$

$$r = \frac{d_{csg} - D_{tbg}}{2}$$

$$r = \frac{6.765 \text{ pg} - 2.375 \text{ pg}}{2} \rightarrow r = 2.195 \text{ pg}$$

$$\Delta L_b = -\frac{r^2 F^2}{96EIw}$$

$$\Delta L_b = - \frac{(2.195 \text{ pg})^2 (10,000 \text{ lbs})^2}{96 \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right) (0.784 \text{ pg}^4) \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)} \rightarrow \Delta L_b = -0.653 \text{ pies}$$

∴

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

$$\Delta L_{bm} = -2.56 \text{ pies} + (-0.653 \text{ pies}) \rightarrow \Delta L_{bm} = -3.217 \text{ pies}$$

$$\Delta L_{bm} = -3.217 \text{ pies} \quad @ \text{ Efecto de Buckling mecánico}$$

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:

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

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

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

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

$$F_{\text{flotación}} = P_i * A_s$$

$$P_i = 0.052 * \rho * \text{Prof}$$

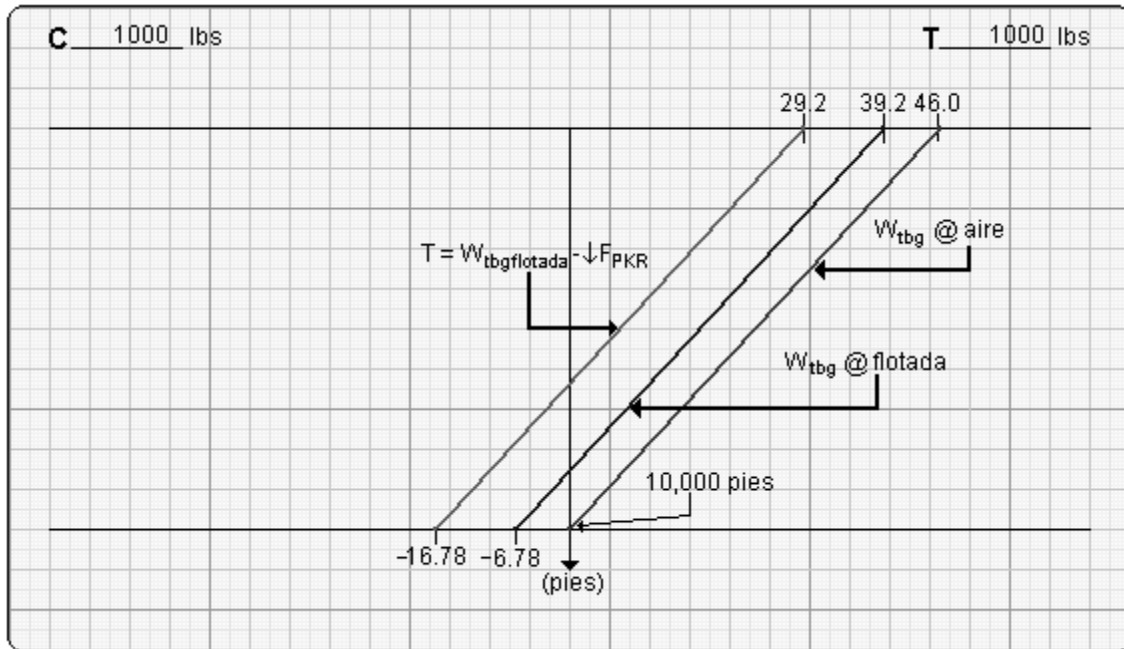
$$P_i = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{ pies}$$

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

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

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





Gráfica 2-5

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

$$T = 39,218 \text{ lbs}_f - 10,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T = 29,218 \text{ lbs}_f$$

**Solución:**

e) Determinar el punto neutro por efecto de pandeo, d.

Utilizando:

$$d_n = \frac{F}{12w} \text{ pies}$$

$$d_n = \frac{10,000 \text{ lb}}{12 \left( 0.326 \frac{\text{lb}}{\text{pg}} \right)}$$

$$d_n = 2,549 \text{ pies}$$

∴ La profundidad donde se localiza dicho efecto, es:

$$D_d = L - d_p$$

$$D_d = 10,000 \text{ pies} - 2,549 \text{ pies}$$

$$D_d = 7,451 \text{ pies}$$

$$(T - C) = P_o A_o - P_i A_i$$

Se tiene:

$$1. (T - C)_{sup} = P_{csg} A_o - P_{th} A_i$$

$$(T - C)_{sup} = 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (4.43 \text{pg}^2) - 0 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (3.126 \text{pg}^2) \rightarrow (T - C)_{sup} = 0 \text{lbs}_f$$

$(T - C)_{sup} = 0 \text{lbs}_f$  @ En la superficie sin ningún tratamiento.

Ahora:

$$2. (T - C)_{fon} = P_{csg1} A_o - P_{tbg1} A_i$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * \rho * Prof$$

$$P_{tbg1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies} \rightarrow P_{tbg1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{csg1} = 0.052 * \rho * Prof$$

$$P_{csg1} = 0.052 * 10 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies} \rightarrow P_{csg1} = 5,200 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Por lo que resumiendo (T - C):

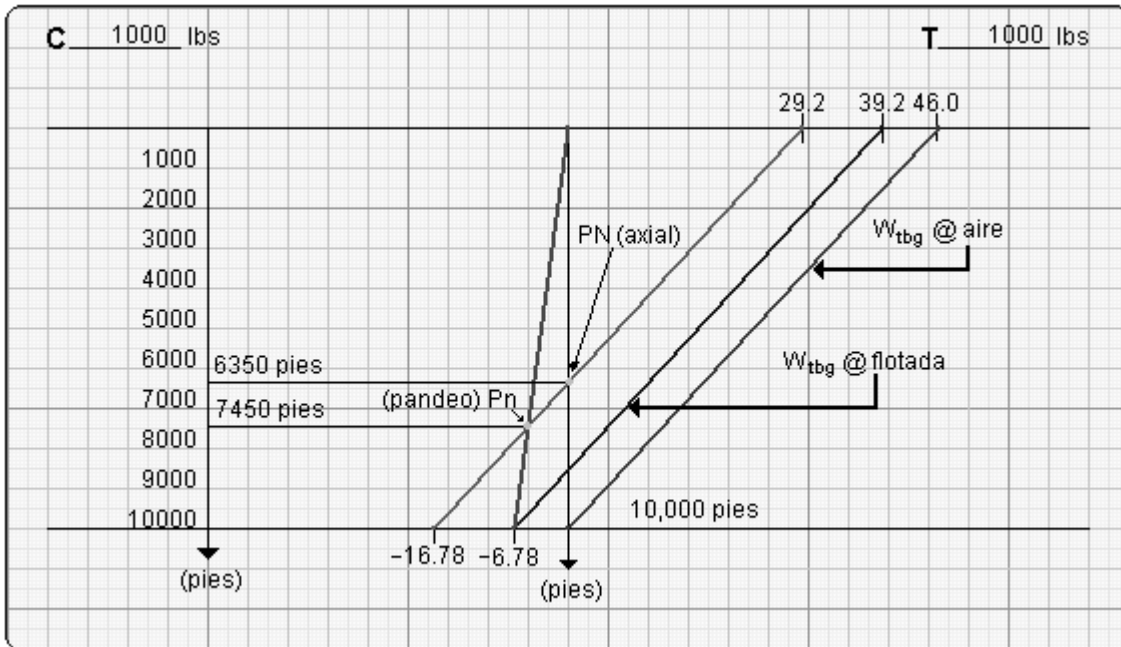
Superficie =	0 lbs <sub>f</sub>	@	0 pies
Fondo =	6,781 lbs <sub>f</sub>	@	10,000 pies

1. Tal que la intercepción está dada por:

$$T_1 - \frac{W_{aire}}{L} D_d = - \frac{(T - C)_f}{L} D_d \rightarrow 29,218 \text{lbs}_f - \frac{46,000 \text{lbs}_f}{10,000 \text{pies}} D_d = - \frac{(6782 \text{lbs}_f)}{10,000 \text{pies}} D_d$$

$$29,218 \text{lbs}_f - 4.6 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d = - 0.6782 D_d \rightarrow 3.9218 D_d = 29,218 \text{lbs}_f$$

$$D_d = \frac{29,218 \text{lbs}_f}{3.9218} \rightarrow D_d = 7,450 \text{pies}$$



Gráfica 2-6

### 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:

Por lo tanto:

$$F_f = A_P (P_i - P_o)$$

Tal que:

$$\Delta L_{bh} = -\frac{r^2 F_f^2}{96 E I w}$$

#### 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 aparato 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:

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T$$

En donde  $\beta$  es el coeficiente de expansión térmica del acero ( $12.42 \times 10^{-6} / ^\circ \text{C}$ ) 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:

$$\delta_x = dx \beta \Delta T$$

Dónde:

$dx$  = 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:

$$\Delta L_T = \sum_0^L \delta_x = \int_0^L \beta f(\Delta T) dx$$

Si consideramos un perfil de temperatura:

Es posible considerar un comportamiento lineal de gradiente de temperatura.

Entonces:

$$T_{ini} = \frac{\text{BHT} + \text{ST}}{2}$$

$$T_{fin} = \frac{BHT + FWHT}{2}$$

Pero;

$$T_{ini} = \left( \frac{BHT - ST}{L} \right) x + ST \quad @ \text{ Cualquier profundidad}$$

Tal que:

$$T_{fin} = \left( \frac{BHT - FWHT}{L} \right) x + FWHT$$

∴

$$f(\Delta T) = T_{fin} - T_{ini}$$

$$f(\Delta T) = \underbrace{\left( \frac{BHT - FWHT}{L} \right)}_A x + FWHT - \underbrace{\left( \frac{BHT - ST}{L} \right)}_B x - ST$$

$$f(\Delta T) = Ax + FWHT - Bx - ST$$

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 siguientes ecuaciones

$$T_{avg1} = \frac{ST + BHT}{2}$$

$$T_{avg2} = \frac{FWHT + BHT}{2}$$

Tal que;

$$\Delta T_{avg} = T_{avg2} - T_{avg1}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT + BHT}{2} - \frac{ST + BHT}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT}{2} + \frac{BHT}{2} - \frac{ST}{2} - \frac{BHT}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{FWHT}{2} - \frac{ST}{2}$$

$$\Delta T_{avg} = \frac{1}{2} (FWHT - ST)$$

Sustituyendo, se tiene;

$$\Delta L_T = \int_0^L \beta \Delta T_{avg} dx$$

$$\Delta L_T = \beta \int_0^L \frac{1}{2} (FWHT - ST) dx$$

$$\Delta L_T = \beta \left[ \frac{1}{2} (FWHT - ST) \int_0^L dx \right]$$

$$\Delta L_T = \beta \left\{ \frac{1}{2} (FWHT - ST) [x]_0^L \right\}$$

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST]$$

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{avg}$$

Efecto por TEMPERATURA

Aplicando la Ley de Hooke tenemos:

$$\Delta L = \frac{FL}{E A_s}$$

Dónde:

$\Delta L$  = pies,  $F$  = lbs<sub>f</sub>,  $L$  = pies,  $E$  = lb/pg<sup>2</sup>,  $A_s$  = pg<sup>2</sup>

Por lo cual, despejando  $F$ ;

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T E A_s}{L}$$

$$\Delta F_T = 207 \Delta T_{avg} A_s$$

Dónde:

El área transversal:

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

### Ejemplo 2-8

$$TP = 2 \frac{3}{8} \text{pg}, \quad W_{tbg} = 4.6 \frac{\text{lbs}}{\text{pie}}, \quad T_{sup} = 60^\circ F, \quad FWHT = 100^\circ F, \quad L = 10,00 \text{pies},$$

$$\uparrow F = 5,000 \text{lbs}_f$$

- 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.

$$\Delta L_T = \frac{\beta L}{2} [FWHT - ST]$$

$$\Delta L_T = \frac{\left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)(10,000 \text{ pies})}{2} [100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = 1.38 \text{ pies } (+ \rightarrow \text{ELONGACIÓN})$$

ó

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{\text{avg}}, \Delta T_{\text{avg}} = \frac{1}{2}(\text{FWHT} - \text{ST})$$

$$\Delta T_{\text{avg}} = \frac{1}{2}(100^\circ\text{F} - 60^\circ\text{F})$$

$$\Delta T_{\text{avg}} = 20^\circ\text{F}$$

$$\Delta L_T = \left(6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}}\right)[20^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = 1.38 \text{ pies}$$

b). Determinar la  $\Delta F_T$  por efecto de temperatura.

Considerando la ley de Hooke y despejando  $\Delta F_T$ ; tenemos:

$$\Delta F_T = \frac{E A_s}{L} \Delta L_T$$

Dónde:

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

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

$$A_s = 0.7864((2.375)^2 - (1.995)^2)$$

$$A_s = 1.304 \text{ pg}^2$$

Finalmente:

$$\Delta F_T = \left[ \frac{\left(30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right)(1.304 \text{ pg}^2)}{10,000 \text{ pies}} \right] 1.38 \text{ pies}$$

∴

$$\Delta F_T \cong 5,400 \text{ lbs}_f \rightarrow (\text{compresión})$$



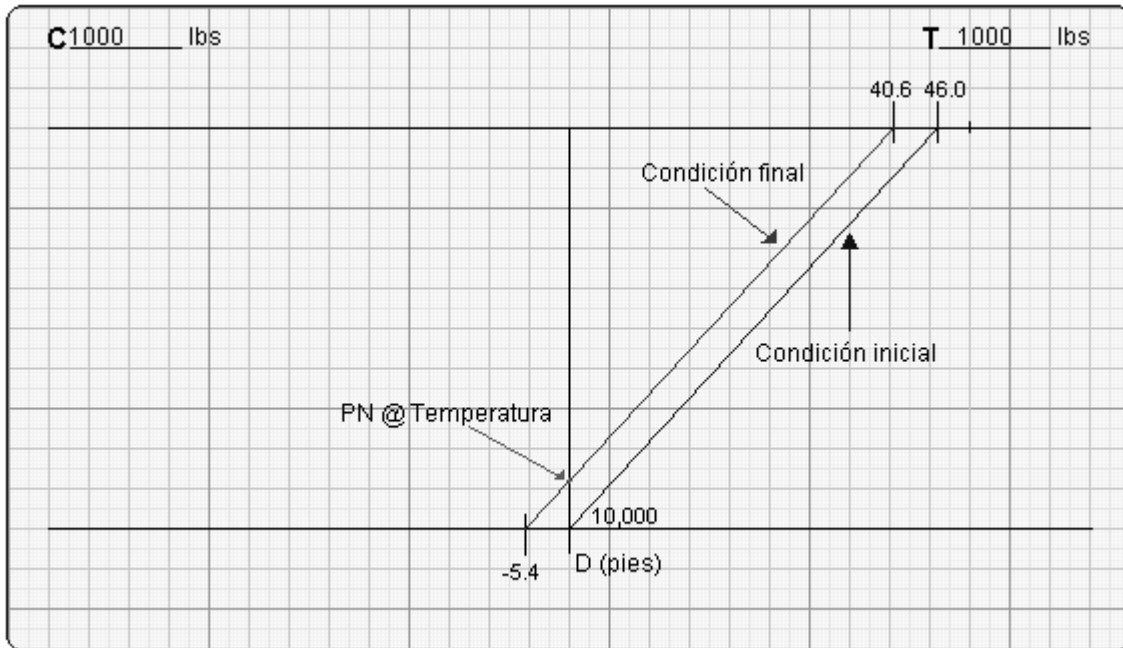
ó

$$\Delta F_T = 207 \Delta T_{avg} As$$

$$\Delta F_T = 207 \left( \frac{100^\circ F - 60^\circ F}{2} \right) 1.304 pg^2$$

∴  $\Delta F_T \cong 5,400 \text{ lbs}_f \rightarrow$  (compresión)

c). Hacer el diagrama compresión y tensión D (C - T)



Gráfica 2-7

1. Por lo tanto, el peso de la tubería de producción en el aire, es:

$$W_{tbgaire} = Wn * L$$

$$W_{tbgaire} = \left( 4.6 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) * 10,000 \text{ pies} \rightarrow W_{tbgaire} = 46,000 \text{ lbs}$$

$$2. T_T = W_{tbgaire} - \Delta F_T$$

$$T_T = 46000 \text{ lbs}_f - 5400 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 40,600 \text{ lbs}_f$$

3.

$$T_T = \Delta F_T - \uparrow F$$

$$T_T = 5,400 \text{ lbs}_f - 5,000 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 400 \text{ lbs}_f$$

$$T_T = 46,000 \text{ lbs}_f - 400 \text{ lbs}_f \rightarrow T_T = 45,600 \text{ lbs}_f$$

Si:

Anclamos la tubería de producción con 5,000 lbs<sub>f</sub>; se tiene:

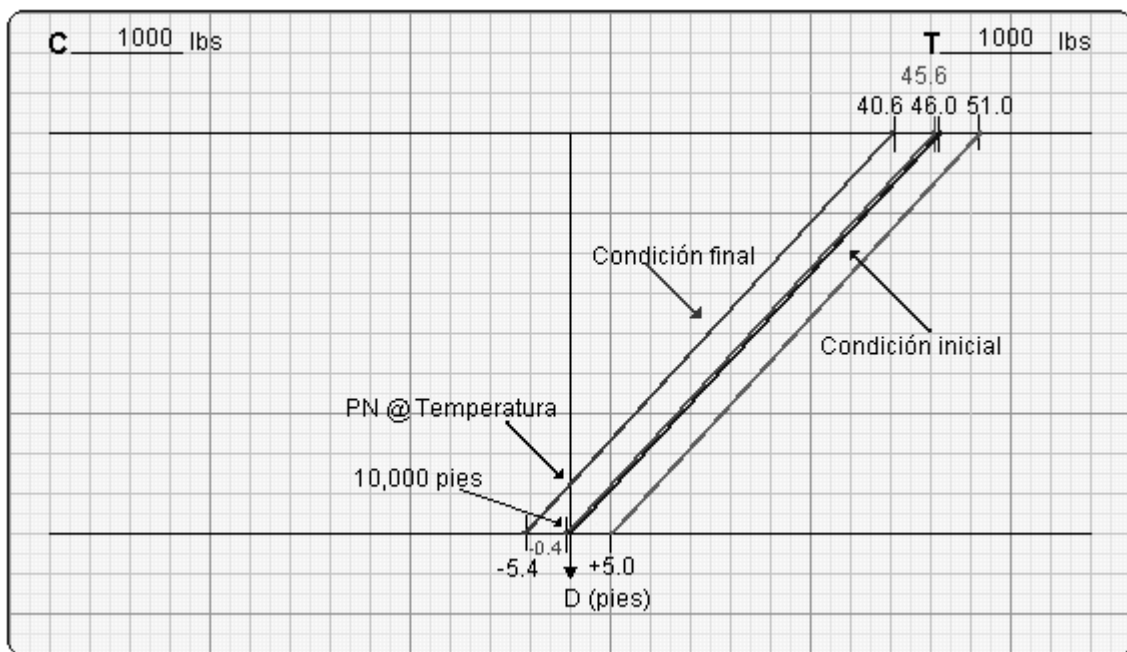
$$F_{\text{emp}} \uparrow = 5,000 \text{ lbs}_f$$

Tal que:

$$T = W_{\text{tbgaire}} + F_{\text{emp}} \uparrow$$

$$T = 46,000 \text{ lbs}_f + 5,000 \text{ lbs}_f$$

$$T = 51,000 \text{ lbs}_f$$



Gráfica 2-8

$\Delta L_{\text{total}} = \Delta L_T - \Delta L_{\text{ext-pulida}}$  considerando 1 pies para  $\Delta L_{\text{ext-pulida}}$  se tiene

$$\Delta L_{\text{total}} = 1.38 \text{ pies} - 1 \text{ pie} \rightarrow \Delta L_{\text{total}} = 0.38 \text{ pies}$$

Tal que:

$$\Delta F_T = \frac{\Delta L_T \cdot E \cdot A_s}{L}$$

$$\Delta F_T = \frac{(0.38 \text{ pies}) \left( 30 \times 10^6 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ psi} \right) (1.304 \text{ pg}^2)}{10,000 \text{ pies}} \rightarrow \Delta F_T \cong 1,500 \text{ lbs}_f$$

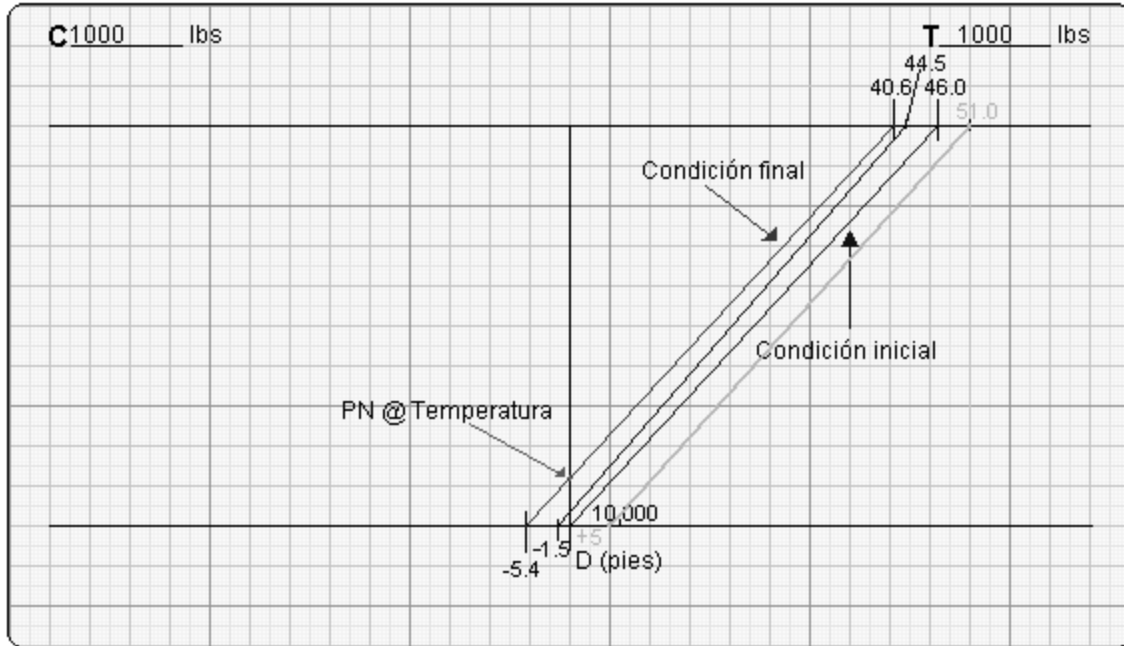
4. Por lo que:

$$T_T = W_{\text{tbgaire}} - \Delta F_T$$

$$T_T = 46,000 \text{ lbs}_f - 1,500 \text{ lbs}_f$$

$$T_T = 44,500 \text{ lbs}_f \rightarrow \Delta F_T \cong 1,500 \text{ lbs}_f$$

Por lo que:



Gráfica 2-9

#### 2.4.5 Combinación de efectos en el aparejo de producción

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 2-15. El cambio de longitud total se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta L_{\text{Total}} = \Delta L_T + \Delta L_B + \Delta L_P + \Delta L_b$$

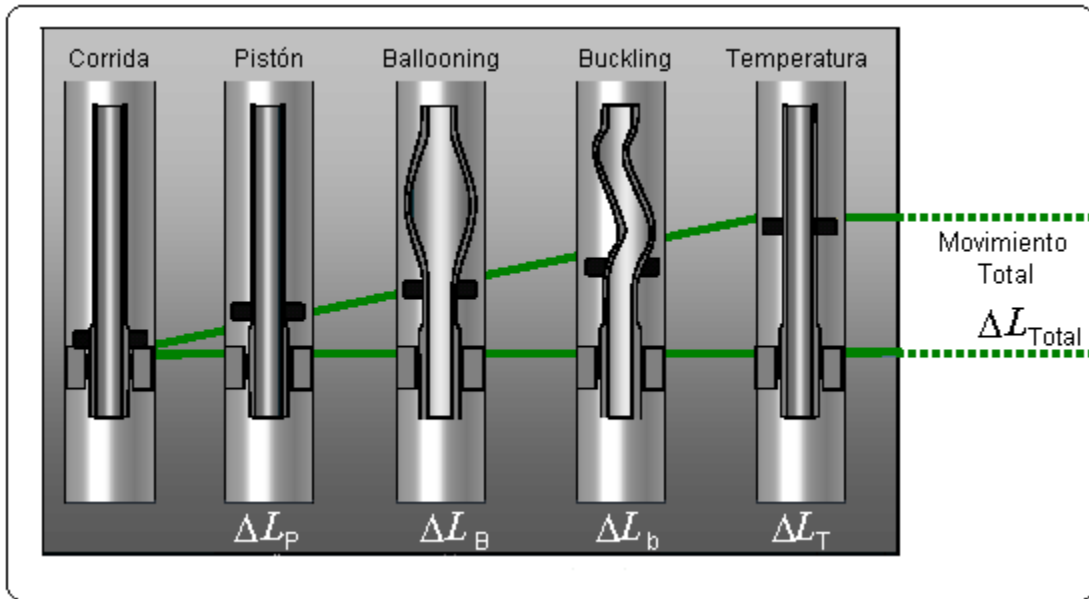


Figura 2-15 Movimiento neto del aparejo (Gonzales, 2005)

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.

El cambio de longitud dejada sobre el empacador se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L_b = \frac{L}{E A_s} F + \frac{r^2}{8 E I_w} F^2$$

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 2-9**

$$L = 10,000 \text{ pies}$$

$$\text{TP @ } 2\frac{7}{8} \text{ pg, } 6.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}},$$

$$D = 2.875 \text{ pg, } d = 2.441 \text{ pg}$$

**Terminación: Aceite 30 °API (fluido)**

**Evento: Cementación forzada**

$$\text{TR @ } 7\text{pg, } 32 \frac{\text{lb}}{\text{pie}}, D_{\text{csg}} = 7\text{pg,}$$

$$d_{\text{csg}} = 6.094\text{pg}$$

$$d_{\text{PKR}} = 3.25\text{pg}$$

$$\rho_{\text{cemento}} = 15 \text{ lb/gal}$$

$$P_{\text{th}} = 5,000 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{\text{csg}} = 1,000 \text{ lb/pg}^2$$

Al realizar dicha operación se tendrá un enfriamiento sobre la sarta o aparejo de producción.

$$\Delta T_{\text{avg}} = -20 \text{ °F}$$

**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.

$$\Delta L_T = \beta L \Delta T_{\text{avg}}$$

$$\Delta T_{\text{avg}} = -20 \text{ °F}$$

$$\Delta L_T = \left( 6.9 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{F}} \right) [-20^\circ\text{F}]$$

$$\Delta L_T = -1.38 \text{ pies}$$

$$\Delta L_T = -1.38 \text{ pies} \quad @ \text{ Contracción por enfriamiento (-} \rightarrow \text{TENSIÓN)}$$

**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

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

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

$$P_{\text{tb}g1} = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{\text{csg}1} = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{tbg1} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{csg1} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

Condición Final

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

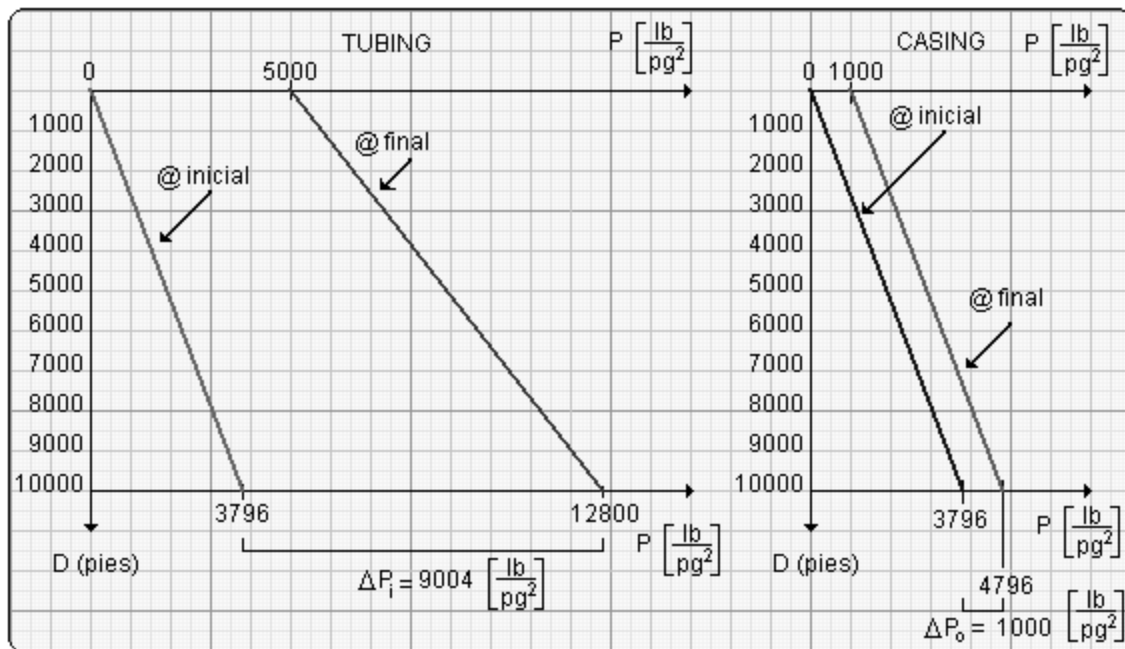
$$P_{csg2} = P_{csg} + 0.052 * \rho_o * \text{Prof}$$

$$P_{tbg2} = 5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 15 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{csg2} = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{tbg2} = 12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{csg2} = 4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$



Gráfica 2-10

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

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

$$\Delta P_i = 12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_o = 4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_i = 9,004 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

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

$$\Delta F_p = 9,004 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (8.296 \text{pg}^2 - 4.68 \text{pg}^2) - 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (8.296 \text{pg}^2 - 6.492 \text{pg}^2)$$

$$\Delta F_p = 30,754 \text{ lb}_f$$

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	EFECTO	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

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

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

$$P_{\text{tbg2}} = 5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 15 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{\text{csg2}} = 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000 \text{pies}$$

$$P_{\text{tbg2}} = 12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg2}} = 4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

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

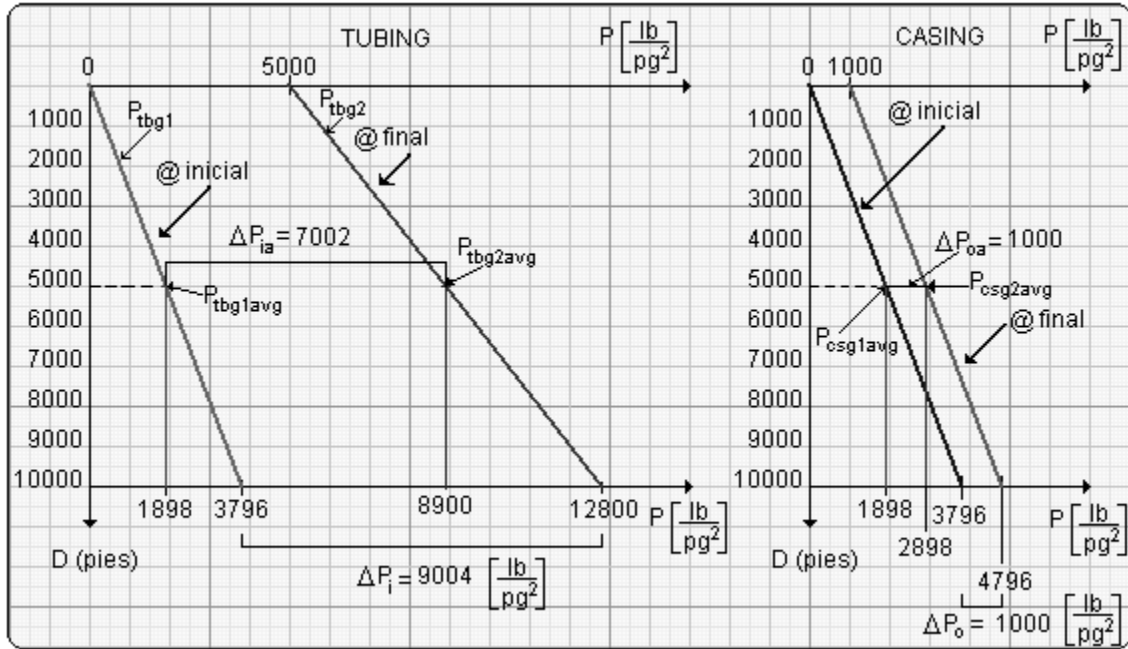
$$P_{\text{csg2avg}} = \frac{P_{\text{csg2}} + P_{\text{csg}}}{2}$$

$$P_{\text{tbg2avg}} = \frac{12,800 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 5,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{2}$$

$$P_{\text{csg2avg}} = \frac{4,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} + 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}}{2}$$

$$P_{\text{tbg2avg}} = 8,900 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$P_{\text{csg2avg}} = 2,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$



Gráfica 2-11

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

$$\Delta P_{ia} = 8,900 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 1,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$\Delta P_{ia} = 7,002 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

$$\Delta P_{oa} = 2,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - 1,898 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

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

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

$$R = \frac{2.875 \text{pg}}{2.441 \text{pg}}$$

$$R = 1.178$$

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

$$\Delta L_B = -\frac{2(10,000 \text{pies})0.3 \text{cp}}{30 \times 10^6 \text{psi}} \left[ \frac{7,002 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} - \left( 1,000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} (1.178)^2 \right)}{(1.178)^2 - 1} \right]$$

$$\Delta L_B \cong -2.89 \text{pies} \quad @ \quad \text{Contracción} \rightarrow \text{Tensión}$$

Al que:

	SIGNO	EFEECTO	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.

$$\Delta L_{\text{total}} = \Delta L_T + \Delta L_B + \Delta L_P + \Delta L_{\text{bmec}} + \Delta L_{\text{bHYD}}$$

$$\Delta L_{\text{total}} = -1.38 \text{ pies} - 2.89 \text{ pies} - 5.65 \text{ pies} + 0 \text{ pies} - 3.84 \text{ pies}$$

$$\Delta L_{\text{total}} = -13.76 \text{ pies}$$

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:

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

$$W_{tbgaire} = \left( 6.5 \frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) * 10,000\text{pies}$$

$$W_{tbgaire} = 65,000\text{lbs}$$

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

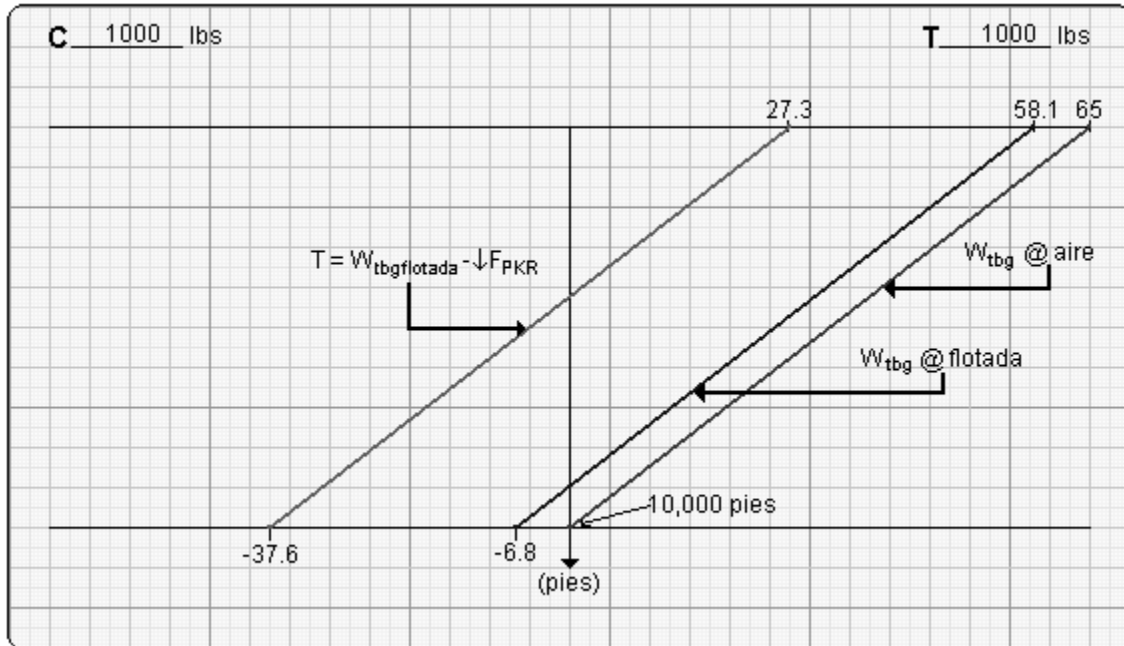
$$F_{flotación} = P_i * A_s$$

$$P_i = 0.052 * \rho_o * \text{Prof}$$

$$P_i = 0.052 * 7.3 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} * 10,000\text{pies} \rightarrow P_i = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

$$F_{flotación} = 3,796 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} * 1.8112\text{pg}^2 \rightarrow F_{flotación} = 6,878 \text{ lbs}_f$$

$$W_{tbflotada} = 65,000 \text{ lbs}_f - 6878 \text{ lbs}_f \rightarrow W_{tbflotada} = 58,122 \text{ lbs}_f$$



Gráfica 2-12

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

Como la  $\downarrow F_{\text{PKR}} = 0 \text{ lbs}_f$ , entonces tomamos el valor de la fuerza del efecto Pistón.

$$\Delta F_p = 30,754 \text{ lb}_f$$

$$T = 58,122 \text{ lbs}_f - 30,754 \text{ lbs}_f$$

$$T = 27,368 \text{ lbs}_f$$

**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 está dada por:

$$T_1 - \frac{W_{\text{aire}}}{L} D_d = - \frac{(T - C)_f}{L} D_d$$

$$27,368 \text{ lbs}_f - \frac{65,000 \text{ lbs}_f}{10,000 \text{ pies}} D_d = -(-16,907 \text{ lbs}_f) + \frac{((-28,768 \text{ lbs}_f) + (-16,907 \text{ lbs}_f))}{10,000 \text{ pies}} D_d$$

$$27,368 \text{ lbs}_f - 6.5 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d = 16,907 \text{ lbs}_f + 1.1861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d$$

$$-6.5 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d - 1.1861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}} D_d = 16,907 \text{ lbs}_f - 27,368 \text{ lbs}_f$$

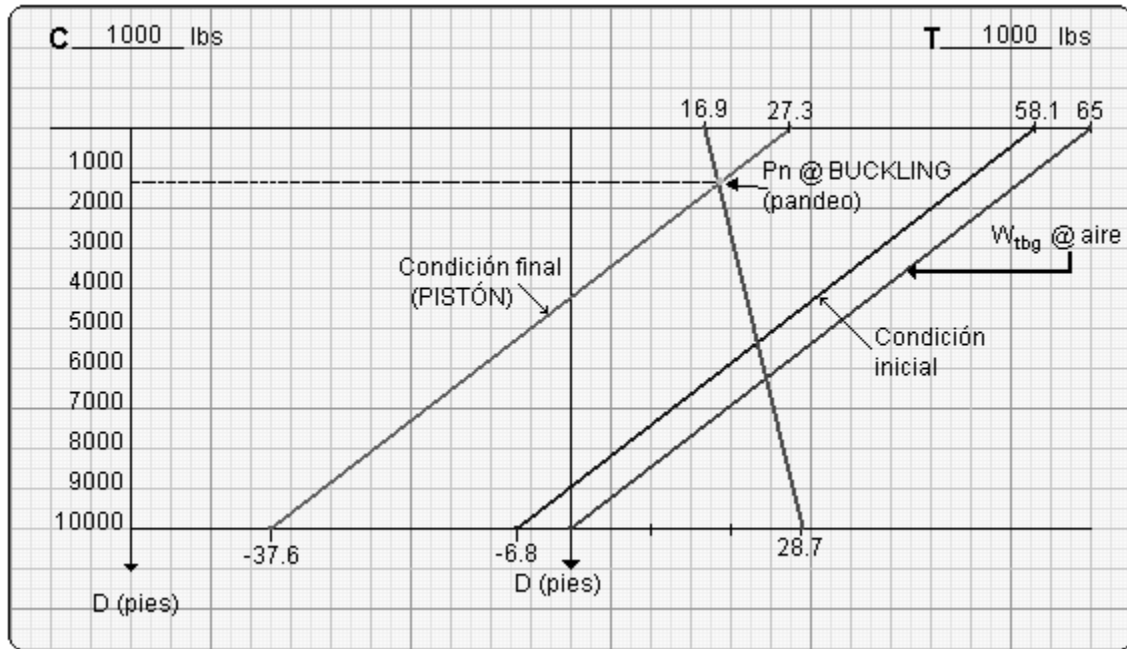
$$-7.6861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pie}} D_d = -10,461 \text{ lbs}_f \rightarrow D = \frac{-10,461 \text{ lbs}_f}{-7.6861 \frac{\text{lbs}_f}{\text{pies}}} \rightarrow D = 1,361 \text{ pies}$$

**Solución:**

h) Determinar la resistencia del aparejo de producción.

$$\sigma_{\text{tbg}} = \frac{W_{\text{tbg aire}} - F_{\text{flotación}} - \uparrow F}{A_s}$$

$$\sigma_{\text{tbg}} = \frac{65,000 \text{ lbs}_f - 6,878 \text{ lbs}_f - 30,754 \text{ lbs}_f}{1.812 \text{ pg}^2} \rightarrow \sigma_{\text{tbg}} \cong 15,104 \text{ psi}$$



Gráfica 2-13

## 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.

Muchos fabricantes comercializan revestimientos de “alto colapso”, ellos han escalonado un desempeño en las propiedades del colapso que exceden las resistencias calculadas



normalmente. 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, el 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.

### **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, 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<sub>2</sub>S.
- Presión parcial del CO<sub>2</sub>.
- 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<sub>2</sub>S.**

El ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) 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<sub>2</sub>S 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.

La presión parcial del H<sub>2</sub>S se estima con la siguiente relación:

$$P_{\text{parcial H}_2\text{S}} = P * \% \text{mol H}_2\text{S}$$

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 2-16 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.

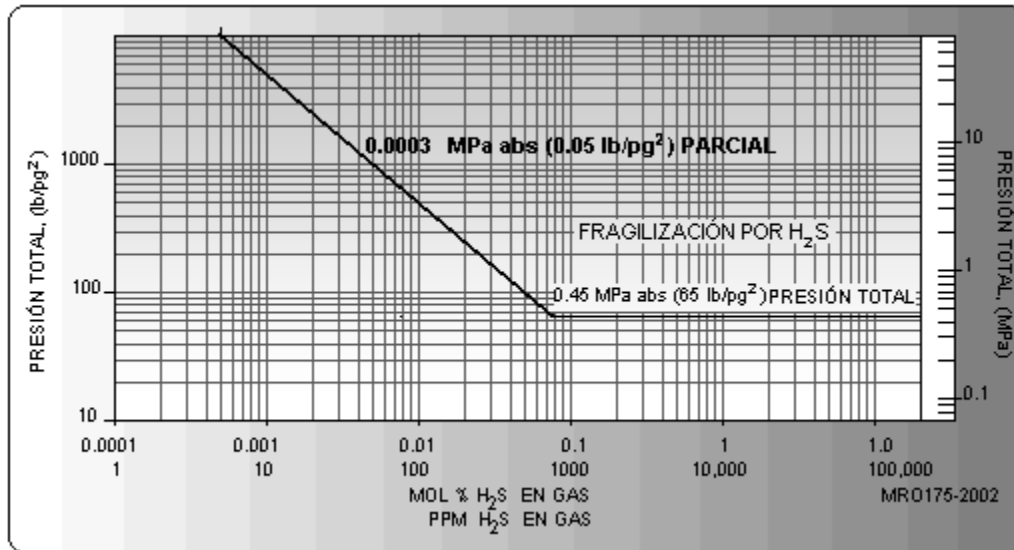


Figura 2-16 Determinación de ambientes propicios a la fragilización del H<sub>2</sub>S (Gonzales, 2005)

### 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:

$$P_{\text{parcial}} \text{CO}_2 = P * \% \text{mol CO}_2$$

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 2.11, así como el material requerido para ese ambiente con la Figura 2-17.

Tabla 2-11 Nivel de corrosión esperada

	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

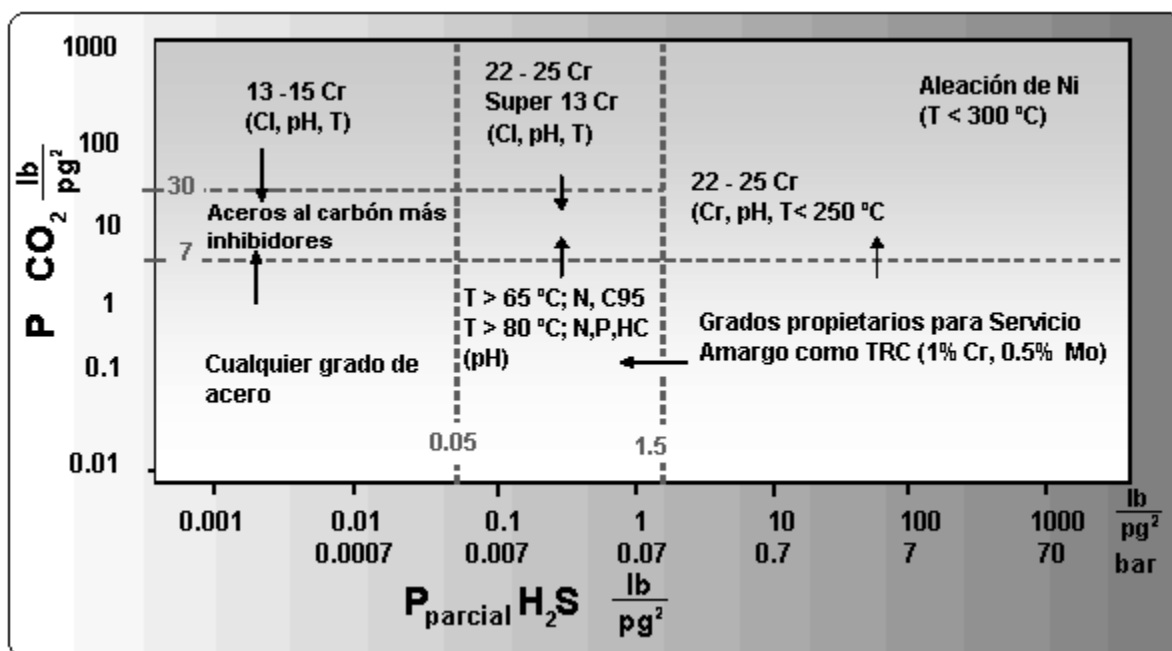


Figura 2-17 Determinación del material requerido (Gonzales, 2005)

### 3 Diseño de aparejos de producción.

**Objetivo.** Diseñar aparejos de producción en función de los requerimientos de producción.

El aparejo de producción es el medio por el cual se transporta los fluidos del yacimiento a la superficie. Debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a que es sometido durante las operaciones de terminación y mantenimiento, 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, esto se realiza mediante un análisis nodal.

#### 3.1 Determinación del diámetro del aparejo de producción.

El diámetro del aparejo de producción debe permitir transportar los gastos de producción esperados y el paso de las herramientas necesarias para operaciones futuras.

##### 3.1.1 Índice de productividad.

Para calcular la caída de presión que se lleva a cabo en el yacimiento, se requiere de una ecuación que exprese la energía o pérdidas de presión debido a los efectos viscosos o fuerzas de fricción como función de la velocidad o del gasto de flujo.

#### Ecuación de Darcy

Aunque existen muchas formas de ecuaciones de acuerdo al tipo de fluidos, la ecuación base es la Ley de Darcy

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dL}$$

Dónde:

q = Gasto de líquido [bpd]

$\frac{dP}{dL}$  = Caída de presión en una longitud L [Psia]

L = Longitud [m]

$\mu$  = Viscosidad del fluido [cp]

k = Permeabilidad absoluta [mD]

La aplicación de la ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. 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).

Para el caso de flujo radial de aceite, cuyo comportamiento (líneas de flujo) se representan en la figura 3-1, la ecuación de Darcy puede ser expresada por:

$$v = \frac{q_o B_o}{2\pi r h}$$

Para solucionar la ecuación hace falta establecer las condiciones 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.

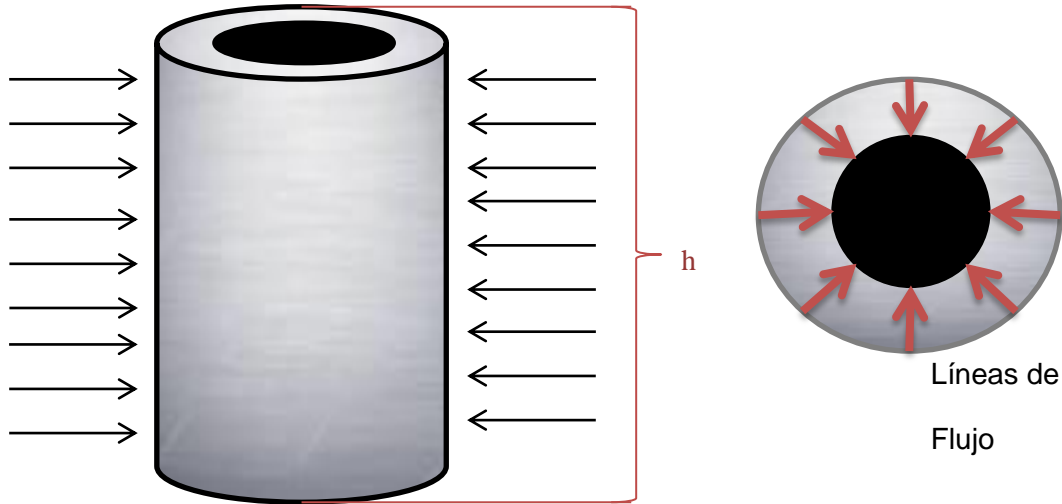


Figura 3-1 Flujo radial cilíndrico

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 la solución de la ecuación sería:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Dónde:

$q_o$  = gasto de aceite [Bls] @ c. s.

$k_o$  = Permeabilidad del aceite [mD]

$P_{ws}$  = Presión media del yacimiento  $\left[\frac{Lb}{pg^2}\right]$

$h$  = Espesor del yacimiento [Pie]

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo  $\left[\frac{Lb}{pg^2}\right]$

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite [cp]

$r_e$  = Radio de drene [Pie]

$r_w$  = Radio del pozo [Pie]

$B_o$  = Factor de volumen del aceite  $\left[\frac{Bl_o@c.y.}{Bl_o@c.s.}\right]$

### 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, el índice de productividad es la medición más directa de la capacidad productiva de una formación, se define de la siguiente manera.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

J= Índice de productividad  $\left[ \frac{bpd}{psi} \right]$

q= gasto  $\left[ \frac{bls}{dia} \right]$

$P_{ws}$  = Presión media del yacimiento  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

J calcula la producción del líquido neto, es decir aceite más agua. Es común evaluar el índice de productividad durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo 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.

Para un yacimiento con en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad será constante, mientras que si la presión es menor que  $P_b$  el índice de productividad cambiara en función de la recuperación acumulada y se le denominara índice de productividad relativo como se aprecia en la figura 3-2.

Si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma.

$$J = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Dónde:

J= Índice de productividad  $\left[ \frac{bpd}{psi} \right]$

$k_o$  = Permeabilidad del aceite [mD]

h = Espesor del yacimiento [Pie]

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite [cp]

$r_e$  = Radio de drene [Pie]

$r_w$  = Radio del pozo [Pie]

$B_o$  = Factor de volumen del aceite  $\left[ \frac{Bl_o@c.y.}{Bl_o@c.s.} \right]$



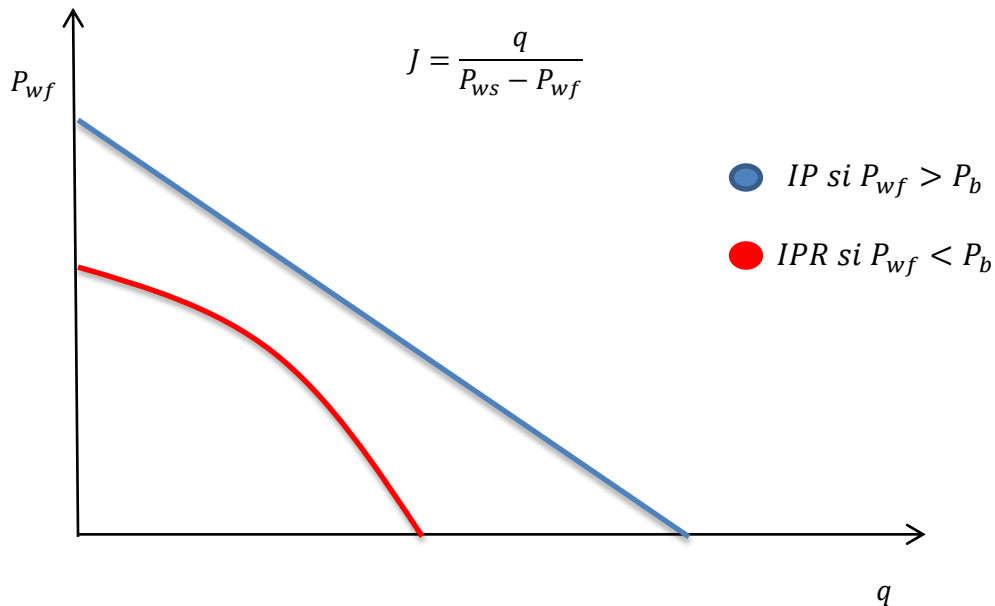


Figura 3-2 Comportamiento típico de la curva IP

### Curva IPR

En 1968, Vogel propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales.

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

Dónde:

$q_o$  = Gasto de aceite @ cualquier  $P_{wf} > 0$  [Bpd]

$q_{o \max}$  = Gasto de aceite @  $P_{wf} = 0$  [Bpd]

$P_{ws}$  = Presión estática del yacimiento  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

La ecuación de Vogel puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación es válida cuando no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo es igual a 1.

### 3.1.2 Caídas de presión en tuberías.

El estudio del flujo de fluidos en tuberías consiste en analizar el comportamiento de presión en una tubería de longitud y diámetros determinados, cuando un fluido está pasando a través de la misma.

Una vez que los fluidos del yacimiento alcanzan el pozo, éstos deberán iniciar un recorrido a través de las tuberías, sin importar la geometría del pozo se requiere de una cantidad de energía para transportar el flujo hasta la superficie.

La capacidad de flujo de un sistema integral de producción, está en función de diferentes 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.

El gradiente de presión se calcula de la siguiente manera:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a$$

Dónde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \text{Gradiente de presión por elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \text{Gradiente de presión por fricción} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_a = \text{Gradiente de presión por aceleración}$$

Considerando el diámetro de la tubería y la relación gas – aceite constantes, la caídas de presión en la tubería disminuyen al aumentar el gasto del líquido hasta un punto mínimo a partir del cual aumentan, debido 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.

En la figura 3-3 observamos que si mantenemos fijo el gasto del líquido y variamos el diámetro de la tubería conforme va aumentando el diámetro las caídas de presión van disminuyendo hasta un valor mínimo, después del cual se incrementan notablemente, 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 son muy altas y las pérdidas de presión se incrementan debido principalmente a la fricción.

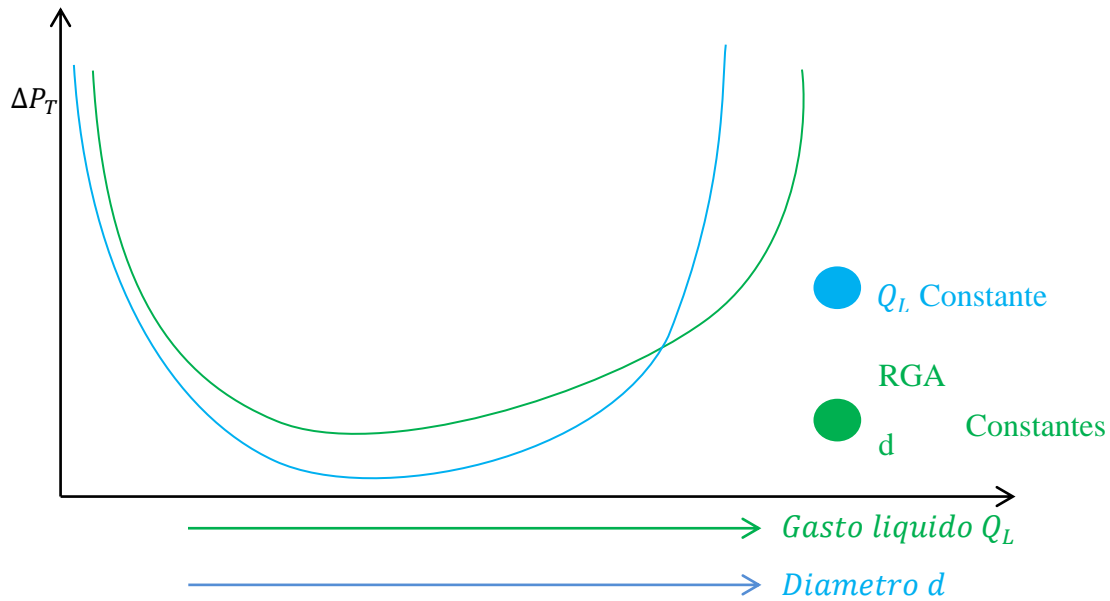


Figura 3-3 Representación cualitativa de caídas de presión por gasto y diámetro

### 3.1.3 Determinación del diámetro óptimo del aparejo.

#### Análisis nodal

El análisis nodal se define como una herramienta de aproximación a la optimización del pozo, se emplea en la evaluación de un sistema completo de producción, el cual analiza todos los elementos del sistema como un conjunto.

El análisis nodal 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.

El análisis nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores mediante un equipo artificial de producción.

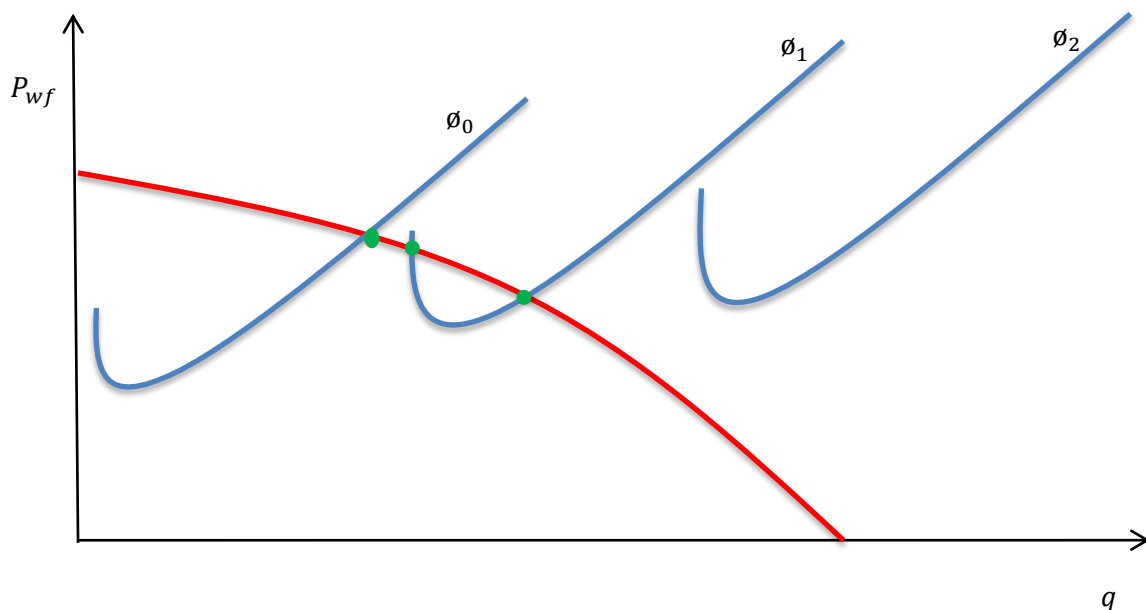
La determinación del diámetro nominal, por donde fluirá la producción de un pozo se realiza mediante el uso de la técnica de análisis nodal, el cual permite obtener las mejores condiciones de flujo tanto en producción como en ahorro de energía y de esta forma alargar la vida productiva de un pozo.

Para calcular el diámetro de la tubería de producción se efectúa 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 se 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.

Detrás de la aplicación de esta técnica, existe todo un trabajo previo de investigación para determinar el modelo matemático 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.

La determinación del diámetro adecuado de la tubería de producción es un procedimiento que debe realizar un ingeniero de producción ayudándose de software especializado, aunque en ocasiones no es posible tener acceso a dichos programas, por lo tanto se hacen aproximaciones por medio de correlaciones.

Primero se obtiene la curva de comportamiento de afluencia del pozo (IPR), después sobre la misma grafica se traza las curvas de comportamiento de flujo de las diferentes tuberías de producción que estén disponibles, las cuales se obtienen a partir de correlaciones y graficas obteniendo una curva similar a la figura 3-4.



**Figura 3-4** Determinación del diámetro de producción

Se ubican los puntos donde intersectan las gráficas de las tuberías con la de IPR, estos puntos serán los gastos ideales para cada tubería, después se debe elegir la tubería que nos da el mayor gasto de líquido, con esa tubería se deben hacer variaciones de presiones para ver cómo afecta la producción de líquido y el corte de agua para seleccionar la mejor opción.

Si la curva de flujo de la tubería corta a la IPR en dos puntos como en  $\varnothing_1$ , entonces se debe tomar el punto que nos dé el mayor gasto, un pozo que produzca con un gasto menor generalmente estará operando con “cabeceo” o flujo inestable.

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.

### **3.2 Diseño del aparejo de producción.**

La prioridad en un diseño de aparejo de producción debe ser seleccionar la tubería con el menor costo, pero que sea capaz de soportar los esfuerzos y cargas a lo que se verá sometida dentro del pozo, además de resistir a los fluidos corrosivos que se encuentren dentro del mismo.

De manera general existen 3 métodos empleados al momento de diseñar la tubería de producción los cuales son:

1. Método analítico
2. Método gráfico
3. Diseño de carga máxima

Existen dos variantes para el método analítico, 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 muy susceptible de errores al efectuar el diseño, por lo tanto ha caído un poco en desuso, con la proliferación de equipos de cómputo.

El método de carga máxima 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.**

Este método considera la vida productiva del pozo, presiones en los anulares por calentamiento inducciones, estimulaciones y/o fracturamientos, toma en cuenta los esfuerzos biaxiales así como los factores de diseño API. Las secciones de tubería que se localizan 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, por lo que el diseño de cada sección difiere según las cargas a las que se verá expuesta. No existe ningún orden específico al momento de hacer un diseño de aparejo por cargas máximas, a continuación se detallaran los aspectos a tomar en cuenta al diseñar una T.P.

#### **Diseño por presión interna**

##### **1. 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 limite usado es asumiendo el peor escenario posible, para presión interna será cuando se tenga una

inyección de fluido en el pozo, esto puede pasar durante una estimulación o fracturamiento.

Con los valores limites 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 una inyección de fluidos, para calcular las presiones limites se usan las siguientes ecuaciones

$$P_{superficie} = P_{Fractura} - P_{Hidrostática}$$

$$P_e = \frac{P_o D - P_i d}{D}$$

En donde:

$$P_e = \text{presión equivalente} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

$$P_o = \text{Presión externa} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

D = Diámetro externo [pg]

$$P_i = \text{Presión interna} \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

d=diámetro interno [pg]

Con la solución de estas ecuaciones se determina la línea de carga máxima por presión interna, lo cual será muy similar a lo mostrado en la figura 3-5.

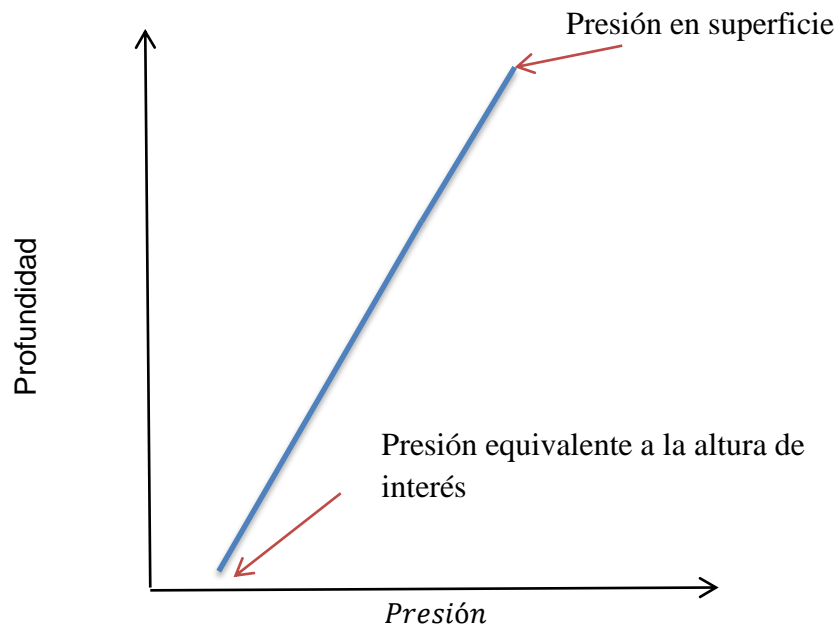


Figura 3-5

Línea de carga máxima por presión interna

## 2. Línea de carga de presión interna resultante

Este procedimiento supone cargas de respaldo, para el diseño a la presión interna se considera que en la parte externa de la tubería, se ejercerá una presión debida al fluido de formación igual al gradiente del agua salada (densidad =  $1.07 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ ), conocida como línea de respaldo, esta línea de respaldo permite reducir costos en el diseño asumiendo que el pozo nunca estará a las peores condiciones, es decir que el espacio anular este vacío para presión interna. 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 similar a la figura 3-6.

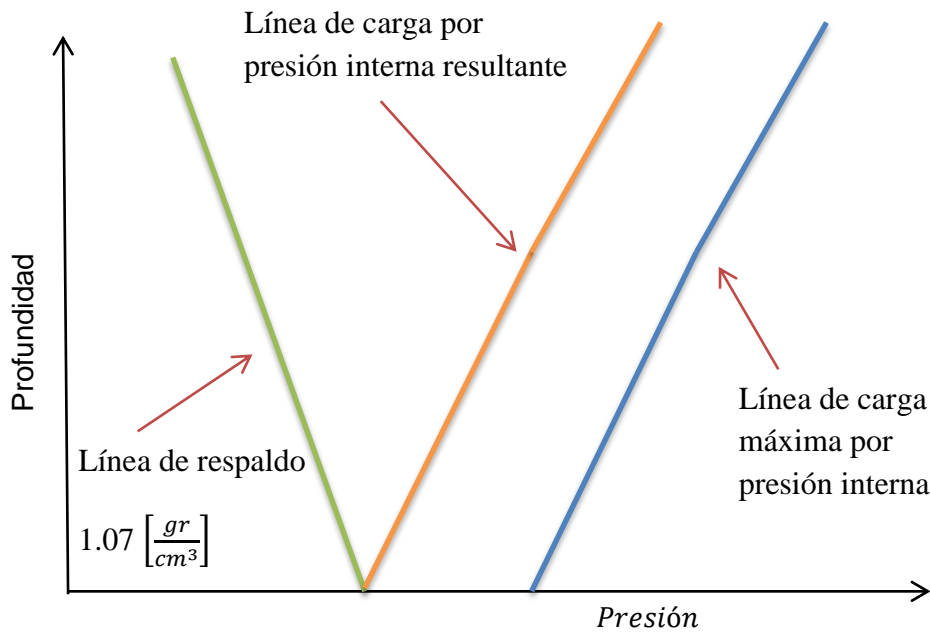


Figura 3-6 Línea de carga por presión interna resultante

## 3. 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, dicha corrección se obtiene por medio de la elipse de Holmquist y Nadai

$$P_{I \text{ corregida}} = \frac{P_i * Y}{F_{seguridad}}$$

$$X = - \frac{L_{sección[pie]} * w \left[ \frac{lb}{pie} \right]}{Y_p \left[ \frac{lb}{pg^2} \right] * A_s [pg^2]}$$

$$Y = (\sqrt{1 - 0.75 * X^2}) - 0.5 * X$$

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 o 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 como se muestra en la figura 3-7. La resistencia de las tuberías se puede leer en tablas del fabricante o calcularla a partir de la definición de presión interna.

Una vez terminado este diseño prototipo se procede a revisarlo por diseño de presión de colapso.

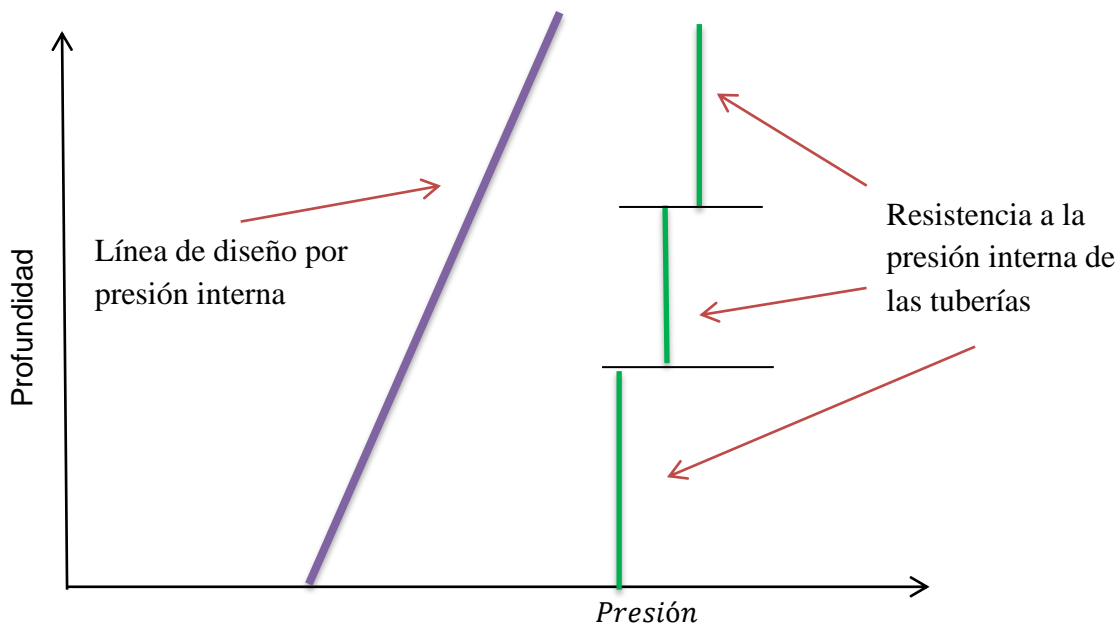


Figura 3-7 Línea de diseño por presión interna

### Diseño por presión de colapso

#### 1. Línea de carga resultante por presión de colapso

Para evaluar la carga por colapso se debe considerar la peor condición posible de operación a la que se someterá la tubería, esta es cuando la T.P. se quede vacía en su interior lo cual puede suceder en una pérdida de circulación al disparo o durante una inducción de pozo. Para calcular la presión ejercida en el fondo el fluido del espacio anular se utiliza la siguiente ecuación

$$P_o \left[ \frac{lb}{pg^2} \right] = \frac{\rho_{Fluido} \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] * profundidad[m]}{10}$$



De nueva cuenta se considera una columna de agua salada (densidad =  $1.07 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ ) en el interior para generar así nuestra línea de respaldo, al restar a la línea de carga máxima de colapso este respaldo, se obtiene una línea de carga de colapso resultante ilustrado en la figura 3-8.

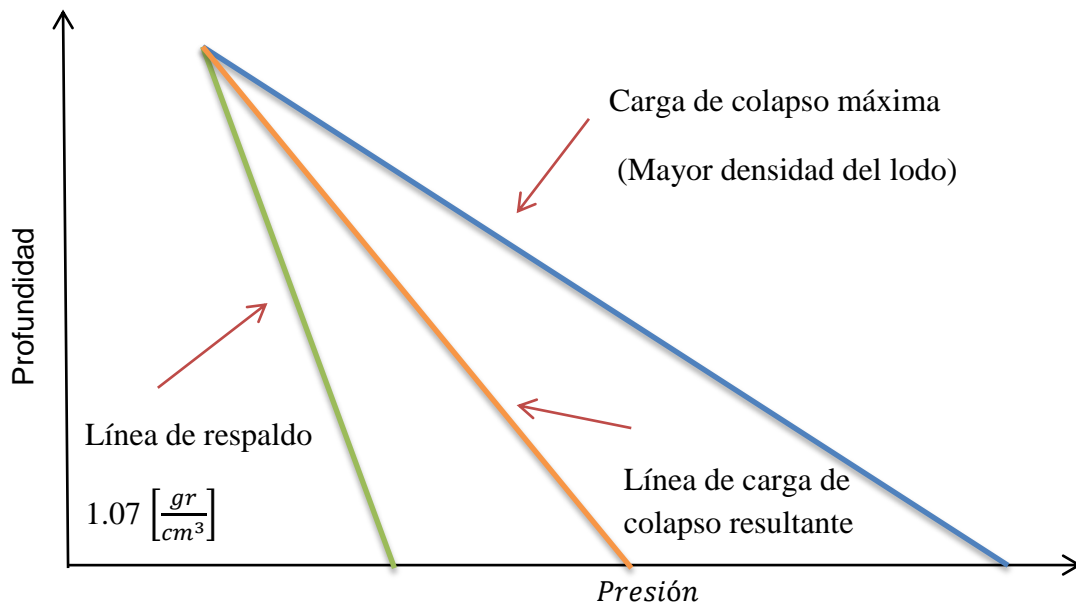


Figura 3-8 Línea de carga resultante por presión de colapso

## 2. Línea de diseño a la presión de colapso.

Se aplica un factor de seguridad de 1.125 para obtener la línea de diseño por presión de colapso, de nuevo dicha corrección se obtiene por medio de la elipse de Holmquist y Nadai solo que ahora el factor X se toma positivo.

$$P_C \text{ Corregida} = \frac{P_c * Y}{F_{seguridad}}$$

$$X = \frac{L_{sección} [pie] * w \left[ \frac{lb}{pie} \right]}{Y_p \left[ \frac{lb}{pg^2} \right] * A_s [pg^2]}$$

$$Y = (\sqrt{1 - 0.75 * X^2}) - 0.5 * X$$

Finalmente se debe graficar la resistencia al colapso de cada sección de tubería seleccionada en el diseño por presión interna y compararlo con la línea de diseño obtenida. En caso de que las resistencias de las tuberías seleccionadas sean menores que los valores proyectados por la línea de diseño, se deberán seleccionar tuberías de mayor capacidad, las cuales implícitamente cumplirán con la condición de carga por presión interna como se muestra en la figura 3-9.

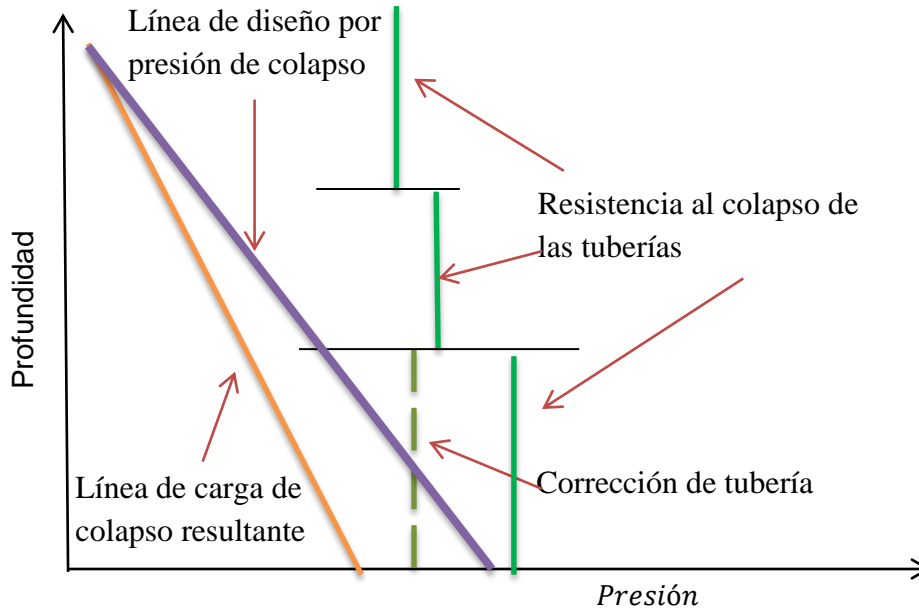


Figura 3-9 Línea de diseño a la presión de colapso.

### Diseño por tensión

#### 1. 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.

Al ser por cargas máximas se debe tomar en cuenta el peor escenario posible, para tensión sería cuando la tubería se encuentre colgada en el aire, es decir sin que la fuerza de flotación le afecte, esto se obtiene con la siguiente ecuación:

$$W_{aire}[lb] = L[m] * \text{Peso de la tubería} \left[ \frac{lb}{ft} \right] * 3.8$$

Con los datos obtenidos se puede graficar la línea de carga por tensión ilustrado en la figura 3-10.

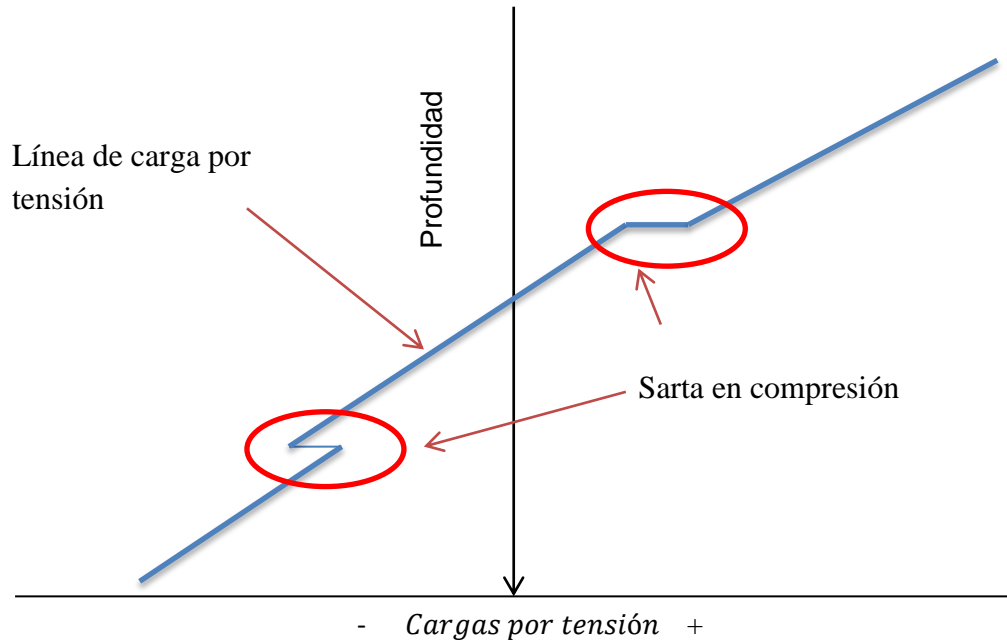
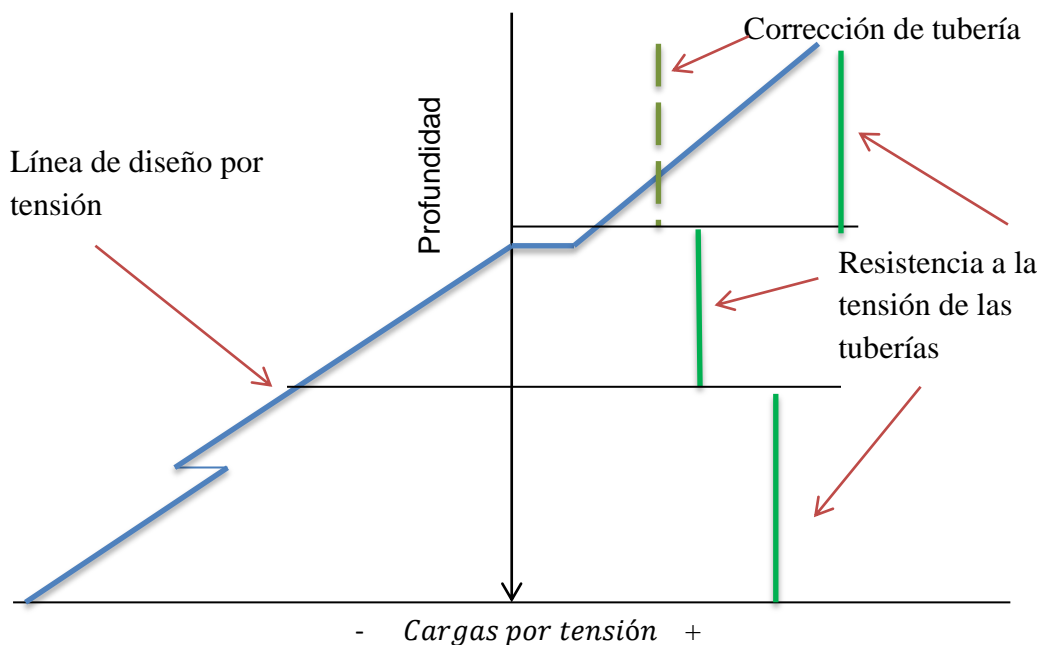


Figura 3-10 Línea de carga por tensión

## 2. Línea de diseño por tensión

Para calcular la línea de diseño por tensión se puede utilizar un factor de seguridad que va de 1.4 a 1.8 según API, en caso de requerir tensionar (jalón) una tubería por atrapamiento, el factor a usar dependerá de que tan adversas sean las condiciones del pozo y la resultante se usará como línea de diseño.

Finalmente se grafican la resistencia a la tensión de las tuberías seleccionadas en el diseño por colapso y en caso de ser necesario se corregirán aquellas que sean menores a la línea de diseño por tensión como en la figura 3-11.



**Figura 3-11** Línea de diseño por tensión

Cuando se concluye el diseño por tensión se tienen los grados pesos y longitudes de cada sección, solo queda hacer algunas correcciones debido a los efectos de cambio de longitud en el aparejo.

### Ejemplo 3-1

Se tiene una tubería de revestimiento de explotación de 7" TRC-95 35  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  ( $d=6.004"$ ) de 0 a 1500 [m], una de 7" N-80 38  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  ( $d=5.992"$ ) de 1500 a 3000 [m] y una de 7" P-110 35  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  ( $d=6.004"$ ) de 3000 a 4500 [m]. La cima del cemento se encuentra a una profundidad de 3000 [m], la tubería se encuentra colgada en el cabezal 10  $\frac{3}{4}$ " 5M x 7" 10M, para alojar la tubería en las cuñas del cabezal se aplicó una tensión del 70% de su peso libre, además presenta un traslape de cemento de 100 [m] con respecto de la T.R. intermedia de 10  $\frac{3}{4}$ " N-80 51  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$ . La última etapa fue perforada con lodo de 1.6  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ , utilizando barrena de 8  $\frac{3}{4}$ " y en la etapa 10  $\frac{3}{4}$ " se utilizó fluido de 1.3  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ . El intervalo de interés a probar se encuentra a una profundidad media de 4450 [m].

Diseñar por medio de cargas máximas un aparejo combinado para diámetros de 2  $\frac{7}{8}$ " y 2  $\frac{3}{8}$ " considerando la mejor opción técnica, el aparejo será introducido en seno de agua dulce, la profundidad de anclaje del empacador será de 70 metros arriba del intervalo a probar, la presión de fractura es de 801  $\left[\frac{kg}{cm^2}\right]$ . Presente las gráficas de diseño a la tensión, colapso y presión interna y considere los factores de seguridad API para el colapso de 1.125, presión interna 1.250 y para la tensión de 1.8 a 1.4.

El ejercicio pide calcular la mejor opción técnica, así que no usaremos línea de respaldo, lo primero que se debe calcular para diseñar un aparejo de producción es el perfil de temperaturas para determinar a qué profundidad se presentaran problemas con el  $H_2S$ , según el API los mayores efectos de corrosión ocurren a los  $65\text{ }^\circ\text{C}$ , consideraremos  $75\text{ }^\circ\text{C}$  como margen para determinar la profundidad mínima a la cual debe colocarse la T. P. resistente a la corrosión.

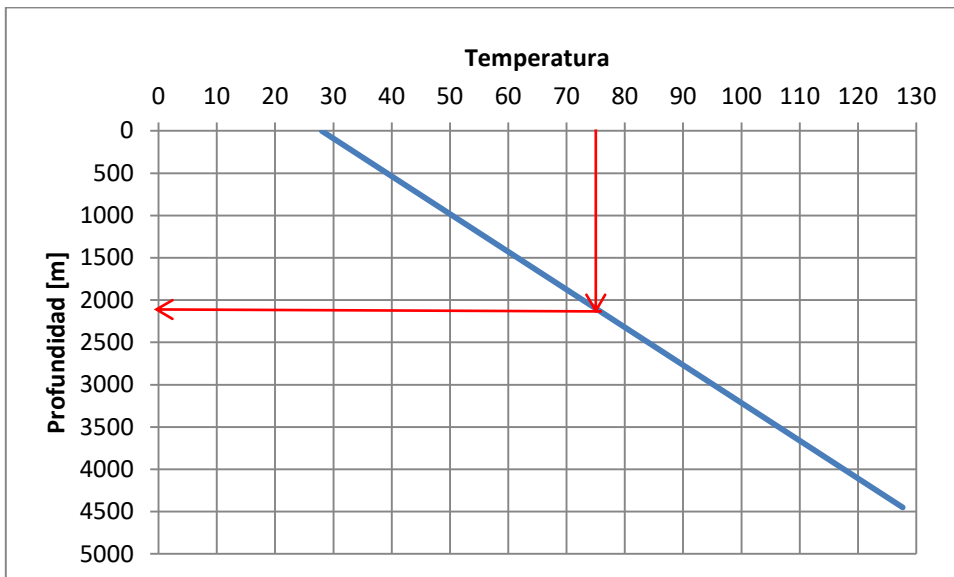
Asumiendo una temperatura superficial de  $28\text{ }^\circ\text{C}$  y un gradiente estático de temperatura de  $0.0224\left[\frac{^\circ\text{C}}{\text{m}}\right]$  la temperatura en el fondo se calcula de la siguiente manera

$$T_{Fondo} = T_{Sup} + \left(L * 0.0224\left[\frac{^\circ\text{C}}{\text{m}}\right]\right)$$

Sustituyendo valores se tiene

$$T_{Fondo} = 28^\circ\text{C} + \left(4450[\text{m}] * 0.0224\left[\frac{^\circ\text{C}}{\text{m}}\right]\right) = 127.68^\circ\text{C}$$

Se puede realizar un perfil lineal de temperatura con la información anterior como se muestra en la gráfica 3-1, después interceptamos con la temperatura de  $75\text{ }^\circ\text{C}$  para obtener la profundidad a la que la corrosión comenzara a afectar a la tubería.



Gráfica 3-1

Se obtiene una profundidad aproximada de  $2200\text{ [m]}$  aproximadamente, igualmente se puede hacer analíticamente mediante una interpolación, nos quedaremos con el valor de  $2200\text{ [m]}$  que es la profundidad a la que debemos colocar la tubería resistente a la corrosión. Con esta información las secciones de tuberías quedaran de la siguiente manera:

0 a  $2200\text{ [m]}$  T.P.  $2\frac{7}{8}$ " (Resistente a la corrosión)

2200 a 4380 [m] T.P. 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> (Cima del empacador)

**Resistencia a la tensión**

Al ser por cargas máximas se debe considerar el peor escenario que deberá soportar la T.P., este es cuando la tubería se encuentre en el aire.

Considerando una T.P. de 2 7/8 N-80 de 6.4  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  con una longitud de 2200 [m] y el resto de una T.P. de 2 3/8 P-110 de 4.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$ , tendremos un peso de:

$$W_{aire} = (2200 * 3.28 * 6.4) + (2180 * 3.28 * 4.6) = 79,074 [lb]$$

Calculando la tensión para la tubería N-80

$$T = Y_p \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} * 80,000 * (2.875^2 - 2.441^2) = 144,962.13 [Lb]$$

Calculando la tensión para la tubería P-110

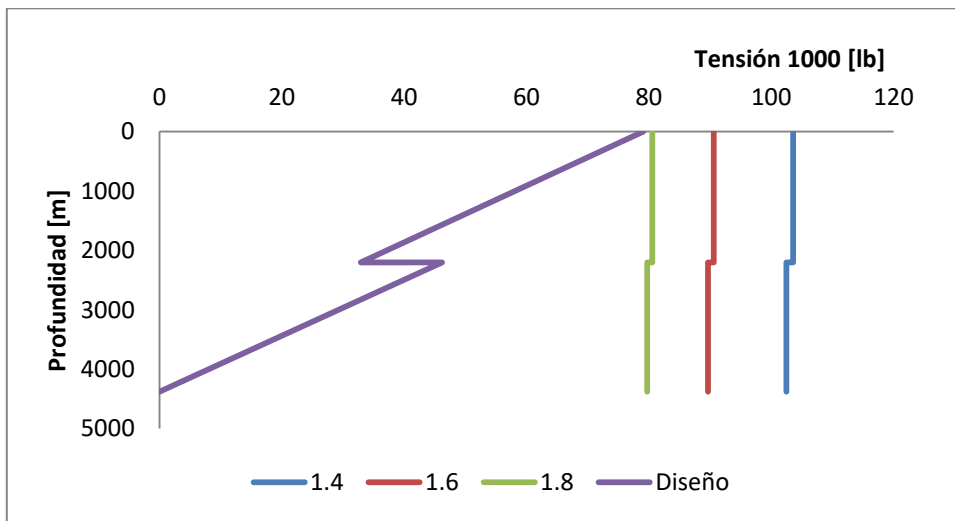
$$T = Y_p \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} * 110,000 * (2.375^2 - 1.995^2) = 143,465.5 [Lb]$$

Corrigiendo estos valores con los factores de seguridad, en este caso usaremos 1.4, 1.6 y 1.8 se obtiene la tabla 3-1.

**Tabla 3-1 Tensiones calculadas para el ejemplo 3-1**

Profundidad	Tensión	Tensión	Tensión
0	80,535	90,601	103,544
2200	80,535	90,601	103,544
2200	79,703	89,666	102,475
4380	79,703	89,666	102,475

Graficando estos valores obtenemos la gráfica 3-2



**Gráfica 3-2**

Con la aplicación del factor de seguridad más cauteloso (1.8) la resistencia de la tubería esta solo 1500 [lb] por encima de la carga calculada y solo deja un margen de jalón menor al 40% requerido en el diseño, así que utilizaremos otra tubería otra T.P. del mismo diámetro pero de mayor libraje, probaremos con una TRC-95 de 8.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$ . (d=2.259)

$$W_{aire} = (2200 * 3.28 * 8.6) + (2180 * 3.28 * 4.6) = 94,949.44 [lb]$$

Calculando la tensión para la tubería C-95

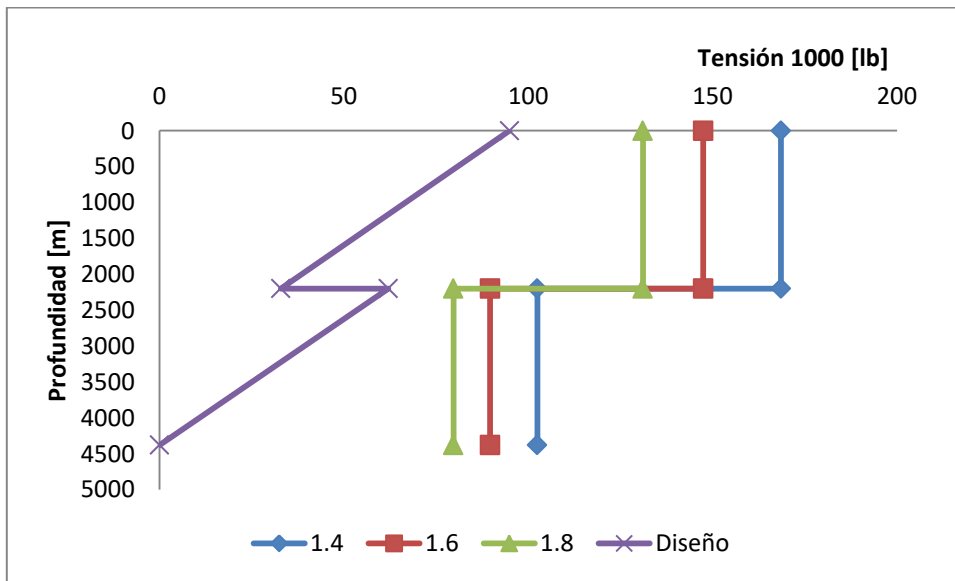
$$T = Y_p \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} * 95,000 * (2.875^2 - 2.259^2) = 235,966.89 [Lb]$$

Y la nueva base de datos con factor de seguridad queda expresado en la tabla 3-2.

**Tabla 3-2 Tensiones corregidas para la elejemplo 3-1**

Profundidad	Tensión	Tensión	Tensión
0	131,092	147,479	168,547
2200	131,092	147,479	168,547
2200	79,703	89,666	102,475
4380	79,703	89,666	102,475

Graficando estos valores se obtiene la gráfica 3-3



**Gráfica 3-3**

Al aplicar el factor de seguridad de 1.8 la resistencia esta aproximadamente 37,000 [Lb] por encima del factor de diseño lo cual representa poco más del 38% de su peso en el aire, lo cual es muy próximo al margen del jalón requerido de 40%, de momento seleccionaremos estas tubería para hacer los cálculos siguientes, teniendo un aparejo

combinado de 2 7/8" TRC-95 de 8.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  de 0 a 2200 [m] y de 2200 a 4380 [m] será 2 3/8 P-110 de 4.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$

### Colapso

De manera semejante para el diseño por colapso debemos considerar la peor condición posible de operación a la que se someterá la tubería., esta es cuando la T.P. se quede vacía (durante una inducción).

Calculamos la presión hidrostática que ejerce el fluido en el espacio anular ( $1.0 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ ) a la altura del empacador.

$$P_o = \frac{1.0(4380)}{10} * 14.22 = 6228.36 \left[\frac{lb}{pg^2}\right]$$

Calcularemos la resistencia al colapso de la tubería TRC-95, procedemos a calcular la esbeltez para determinar la ecuación de colapso a utilizar.

$$t = \frac{D - d}{2} = \frac{2.875 - 2.259}{2} = 0.308[pg]$$

$$RE = \frac{D}{t} = \frac{2.875}{0.308} = 9.33$$

De acuerdo a la tabla 2-4 una tubería TRC-95 con una esbeltez de 9.33 corresponde un colapso de cedencia, por tanto la ecuación a utilizar es:

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

Sustituyendo tenemos

$$P_{Cc} = 2(95,000) * \left[ \frac{9.33 - 1}{9.33^2} \right] = 18,181.7 \left[\frac{lb}{pg^2}\right]$$

La presión de colapso para una tubería de 2 7/8" TRC-95 es de 18,181.7  $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$

Ahora debemos calcular la resistencia al colapso de la tubería P-110

$$t = \frac{D - d}{2} = \frac{2.375 - 1.995}{2} = 0.19[pg]$$

$$RE = \frac{D}{t} = \frac{2.375}{0.19} = 12.5$$



De acuerdo a la tabla 2-4 una tubería P-110 con una esbeltez de 12.5 corresponde un colapso de cedencia, por tanto la ecuación a utilizar es:

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

Sustituyendo tenemos

$$P_{Cc} = 2(110,000) * \left[ \frac{12.5 - 1}{12.5^2} \right] = 16,192 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

La presión de colapso para una tubería de 2 3/8 P-110 es de 16,192  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

Corrigiendo los valores por medio de la elipse de Holmquist y Nadai

$$P_{C \text{ Corregida}} = \frac{P_c * Y}{F_{seguridad}}$$

$$X = \frac{L_{sección}[pie] * w \left[ \frac{lb}{pie} \right]}{Y_p \left[ \frac{lb}{pg^2} \right] * A_s[pg^2]} = \frac{2180}{110000 * 1.3} * 4.6 = 0.229$$

$$Y = \left( \sqrt{1 - 0.75 * X^2} \right) - 0.5 * X = \left( \sqrt{1 - 0.75 * 0.229^2} \right) - 0.5 * 0.229 = 0.872$$

Sustituyendo se obtiene

$$P_{C \text{ Corregida}} = \frac{P_c * Y}{F_{seguridad}} = \frac{16192 * 0.872}{1.125} = 12550.5 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

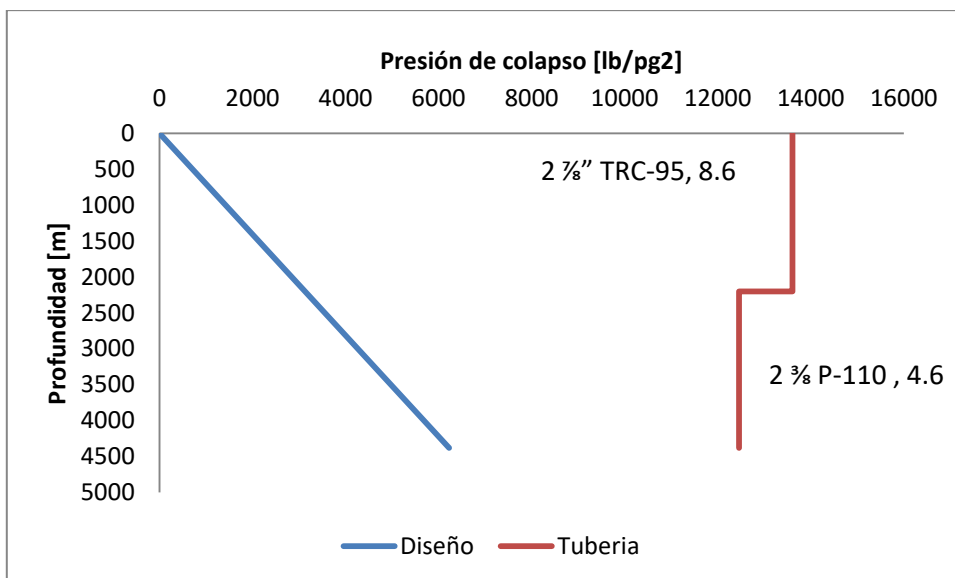
Repetiendo el proceso se obtuvo la tabla 3-3

**Tabla 3-3 Presiones de colapso corregidas para el ejemplo 3-1**

Profundidad [m]	X	Y	Presión de colapso corregida $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$
0	0.26306078	0.842173501	13610.7964
2200	0.26306078	0.842173501	13610.7964
2200	0.22932519	0.865417742	12455.8614
4380	0.22932519	0.865417742	12455.8614

Con la corrección tenemos que la presión de colapso para una tubería de 2 7/8" TRC-95 es de 13,610.79  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$  y para una tubería de 2 3/8" P-110 es de 12,455.86  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$

Graficando estos resultados obtenemos la siguiente gráfica



Gráfica 3-4

Como se puede observar en la gráfica 3-4, ambas tuberías cumplen con el diseño de resistencia al colapso, así que ahora se calculara la resistencia a la presión interna.

### Presión interna

De manera análoga para el diseño por presión interna debemos considerar la peor condición posible de operación a la que se encontrara la tubería., en este caso es cuando se esté haciendo una estimulación o algún fracturamiento, calcularemos la presión máxima en superficie a la que estará sometida la T.P. Esto se logra restándole a la presión de fractura la presión hidrostática que ejerce el fluido dentro de la tubería en este caso agua dulce.

$$P_{superficie} = P_{Fractura} - P_{hidrostática}$$

La presión de fractura es de 801  $\left[\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}\right]$  es decir 11,390  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$  con lo que obtiene:

$$P_{superficie} = 11390.22 - 6228.36 = 5161.86 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$$

Con el resultado anterior podemos considerar necesaria una presión en superficie de 5200  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$  para fracturar.

Calculando la presión equivalente a la altura del empacador

$$P_e = \frac{P_o D - P_i d}{D}$$

El dato que nos falta es la presión externa el cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_o = \frac{1.0(4380)}{10} * 14.22 = 6228.36 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

Sustituyendo:

$$P_e = \frac{(6228.36 * 2.375) - (5161.86 * 1.995)}{2.375} = 1,892.39 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

Calculando la presión interna para la tubería P-110

$$P_i = 0.875 \left( \frac{2 * 110,000 * 0.19}{2.375} \right) = 15,400 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

La presión interna que resiste la tubería 2 3/8 P-110 es de 15,400  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

Corrigiendo los valores por medio de la elipse de Holmquist y Nadai

$$P_{i \text{ Corregida}} = \frac{P_c * Y}{F_{seguridad}}$$

$$X = - \frac{L_{sección} [pie] * w \left[ \frac{lb}{pie} \right]}{Y_p \left[ \frac{lb}{pg^2} \right] * A_s [pg^2]} = \frac{2180}{110000 * 1.3} * 4.6 = -0.229$$

$$Y = \left( \sqrt{1 - 0.75 * X^2} \right) - 0.5 * X = \left( \sqrt{1 - 0.75 * 0.229^2} \right) - 0.5 * (-0.229) = 1.095$$

Sustituyendo se obtiene

$$P_{i \text{ Corregida}} = \frac{P_c * Y}{F_{seguridad}} = \frac{15,400 * 1.095}{1.25} = 13487.2 \left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$$

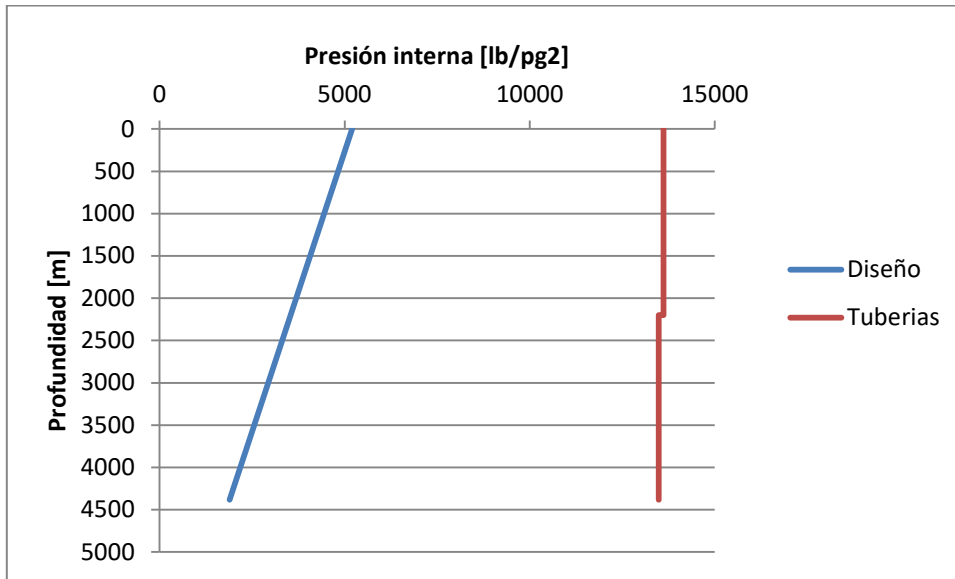
Repetiendo el proceso se obtuvo la tabla 3-4

**Tabla 3-4 Presiones internas corregidas para elejemplo 3-1**

Profundidad [m]	X	Y	Presión interna corregida $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$
0	-0.26306078	1.10523428	13616.4864
2200	-0.26306078	1.10523428	13616.4864
2200	-0.22932519	1.09474293	13487.2329
4380	-0.22932519	1.09474293	13487.2329

Con la corrección tenemos que la presión interna para una tubería de 2 7/8" TRC-95 es de 13,610.79  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$  y para una tubería de 2 3/8 P-110 es de 12,455.86  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

Con estos resultados obtenemos la siguiente gráfica



Gráfica 3-5

Como se puede observar en la gráfica a la presión interna estas tuberías cumplen con el diseño. Por lo tanto se puede concluir que el aparejo de producción a utilizar será un aparejo combinado de 0 a 2200 [m] 2  $\frac{7}{8}$ " TRC-95 de 8.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$  y de 2200 a 4380 [m] será 2  $\frac{3}{8}$  P-110 de 4.6  $\left[\frac{lb}{ft}\right]$ .

### 3.3 Disparos de producción.

#### 3.3.1 Fluidos de terminación y su control.

Un fluido de terminación, es el fluido utilizado para controlar la presión de formación durante el proceso de terminación y se encuentra en el pozo al momento de realizar los disparos, al fluido que se encuentra atrapado entre los empacadores se le conoce como fluido empacante y no es necesariamente igual al fluido de terminación ya que cumplen dos funciones distintas.

Las terminaciones generalmente se clasifican dentro de tres tipos: agujero abierto, tubería corta y agujero entubado, cementado y disparado. Además, tenemos que los disparos son también parte de la terminación, se asume que en el diseño de los disparos se toma en cuenta que estos deberán perforar o atravesar la tubería de revestimiento, cemento y formación. Los disparos son diseñados para penetrar más allá del enjarre y la zona de filtrado de invasión de la formación dentro de la formación virgen (sin daño), para la optimización de la producción. Sin embargo, cuando los disparos se realizan a través de fluidos con alto contenido de sólidos, como lo es, el fluido de perforación, y otros materiales especiales, los sólidos son acarreados dentro de la formación por medio de los canales que generan los disparos. Es conocido que estos sólidos y materiales especiales generan un daño irreversible en la permeabilidad de la formación, por la misma razón que estos sólidos y materiales especiales son utilizados para cumplir la función de prevenir la

perdida de fluido. Por lo tanto, los fluidos de arcilla libre o libres de sólidos y proveer capacidad de acarreo durante la perforación. Por lo tanto, los fluidos libres de sólidos y de arcilla, así como algunas salmueras, deberán ser utilizados durante las operaciones de terminación para prevenir el daño a la formación y una subsecuente caída en la producción. Las salmueras son preferidas con relación al uso del agua fresca (limpia de sólidos), por su característica de poder controlar la presión de formación y prevenir la reducción de permeabilidad y productividad, minimizando la hidratación, hinchamiento y dispersión de las formaciones arcillosas.

Después de que un pozo de aceite o gas, ha estado produciendo por un periodo de tiempo, los problemas mecánicos y/o declinación de la producción de los gastos, no son inusuales. Cuando esto ocurre, un operador podría iniciar una reparación del pozo, por ejemplo una reparación para corregir los problemas mecánicos y con esto invertir la declinación del pozo.

Los fluidos de terminación son definidos como los fluidos utilizados en el pozo durante las operaciones de reparación. La selección de un fluido particular dependerá de la naturaleza del problema. Un fluido de reparación tiene una serie de funciones a través de una variedad de aplicaciones, Incluyendo el control de la presión de formación, la arena acumulada durante la circulación y otros detritus de los demás plays, re disparos, o el reemplazamiento de algún accesorio. Para las operaciones de reparación, el lodo o la salmuera podrían calificar como un fluido deseable a la hora de la selección de fluidos en el pozo.

### **Criterios para selección de un fluido de terminación y reparación de pozos**

Los fluidos son introducidos dentro del pozo durante la perforación y son utilizados continuamente durante todas las fases operativas de la perforación, terminación y reparaciones. Además de su composición, estos fluidos deberán reunir las mismas cuatro funciones básicas.

1. Estabilizar el agujero y controlar la presión de la formación
2. Proporcionar un medio para la suspensión y transporte de sólidos dentro del pozo
3. Evaluación de las formaciones y de los fluidos de producción o inyección
4. Facilidad para tener por periodos largos de tiempo la integridad del pozo y servicios

La selección de y la decisión de utilizar un particular fluido de reparación está basado en la consideración de una combinación de factores, incluyendo propiedades cualitativas deseables y propiedades cuantitativas medibles en sus propiedades físicas y químicas.

Las propiedades del comportamiento cualitativo de un fluido de terminación y reparación, es la de no causar daño a la permeabilidad de la formación, de aplicabilidad práctica, tener facilidad para ajustar sus propiedades, ser estable física y químicamente, tener compatibilidad con aditivos requeridos para modificar las propiedades básicas, ser muy seguro en su manejo o en su caso tomar las medidas preventivas, no ser peligroso para el medio ambiente y no toxico y tener una muy buena relación beneficio-costos.

Las propiedades medibles físicas y químicas de los fluidos de terminación y reparación son: Densidad, viscosidad, composición física y química, estabilidad a la temperatura, corrosión, compatibilidad con ciertos fluidos, compatibilidad con la formación, compatibilidad con el medio ambiente.

### **Daño a la formación y mecanismos de protección**

Partiendo del objetivo de una terminación o reparación de un pozo, que es la de establecer una comunicación entre el pozo y una formación productora de aceite y/o gas. Cualquier restricción al flujo alrededor del pozo reduce el máximo potencial del pozo y posiblemente la recuperación total de hidrocarburos. Si la restricción es el resultado de una alteración, de la porosidad y la permeabilidad, este es llamado daño a la formación. Otros factores que pueden causar una reducción del flujo dentro de la formación son la turbulencia, terminación parcial, penetración parcial de la formación, y una pobre eficiencia de los disparos. Estos otros factores son llamados pseudodaño, debido a que no son el resultado en la reducción de la porosidad y permeabilidad.

### **Fluidos de terminación y reparación y ajuste de sus propiedades**

La selección y consideración de un fluido de terminación o reparación están basados en los requerimientos de las funciones del fluido. Como sabemos, las funciones de los fluidos dependen de sus composiciones, propiedades y las características específicas del pozo y de la formación productora. Un fluido, cualquiera que sea limpio o con sólidos, con las especificaciones requeridas puede ser fácilmente obtenido de una fuente apropiada. Sin embargo, cuando el fluido alcanza el pozo y entra en actividad, sus propiedades podrían cambiar, dando un rendimiento menor que el estimado a la hora de su selección. Los requerimientos y mantenimientos de los fluidos de terminación y reparación requieren continuamente ajustes en sus propiedades que nos llevan a que cambien sus composiciones. A continuación presentamos, como podríamos realizar el ajuste en estas propiedades requeridas de un cambio de los fluidos de terminación y reparación.

### **Ajuste de la Densidad**

La densidad de un fluido es una función de la masa total de un fluido por unidad de volumen. Si el fluido está en suspensión (un fluido con sólidos), la densidad es proporcional al promedio a la fase líquida, como a la fase sólida. La fase líquida usualmente es menos densa que cualquiera de los sólidos en la fase sólida, así que para incrementar la densidad, ya sea más sólidos deberán ser adicionados o también fluidos más densos pueden ser adicionados. Para reducir la densidad, los sólidos son removidos, con sólidos de más baja densidad, siendo estos adicionados a los líquidos. O puro líquido es adicionado para diluir la suspensión. El efecto resultante es el mismo en los tres casos, por ejemplo la relación de que para bajar la densidad se agregan líquidos y para el caso de aumentar la densidad se agregan sólidos.

Si el fluido que estamos trabajando es una solución (por ejemplo: una salmuera limpia u aceite), la densidad es el resultado de la disolución de una o más sustancias solubles dentro de un medio dispersivo o solvente. En el caso de salmueras limpias, las sales

solubles son disueltas en el agua para generar una fase líquida homogénea que es más densa debido a que hay más masa por unidad de volumen después de la disolución que anteriormente. Sin embargo, la densidad resultante no es justo la relación de la suma de las masas a la suma de los volúmenes. Debido a la compleja naturaleza del proceso de la solución, el volumen resultante podría ser más o menos a la suma de la constitución de los volúmenes de solvente y soluto.

Los aditivos comunes para incrementar la densidad, son fluidos sólidos, como la barita, hematita, mármol u otros materiales densos insolubles. La adición de un fluido líquido menos denso (por ejemplo, aceite, agua o aceite sustituto) o un sólido menos denso es el método utilizado para reducir la densidad de un fluido de terminación o reparación.

La cantidad de material necesario para ajustar la densidad de un fluido de terminación o reparación puede ser calculado utilizando la ecuación de balance de masa o materiales. La ecuación de balance asume la ley de la conservación de masa. La forma general de la relación es:

$$V_1D_1 + V_2D_2 + \dots + V_nD_n = V_fD_f$$

E incluso pensando que hay más excepciones, se asume generalmente que los volúmenes son aditivos cuando aplicamos volúmenes de líquido a líquido y de líquido a sólido insoluble, así que, podemos afirmar que:

$$V_f = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n$$

Dónde:

$V_1$  = Volumen de uno de los materiales (líquidos o sólidos) que serán mezclados

$D_1$  = Densidad del material con volumen  $V_1$        $V_1$  = Volumen del primer material

$V_2$  = Volumen del segundo material a ser mezclado

$D_2$  = Densidad del material con volumen  $V_2$        $D_f$  = densidad final con  $V_f$

### Ejemplo 3-2

Ajustando la densidad con fluidos sólidos

Incrementando la densidad

Calcular la cantidad de material requerido para incrementar la densidad. Un fluido de reparación conteniendo o a base de carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ) con función de control de pérdida de fluido y control de la presión, tiene una densidad de  $11 \left[ \frac{lbm}{gal} \right]$ . Se requiere incrementar la densidad a  $12.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right]$ . ¿Cuanto  $CaCO_3$ , es requerido para incrementar la densidad de 500 barriles de este fluido?

Tenemos que:

$$V_1 D_1 + V_2 D_2 = V_f D_f \text{ Y además } V_f = V_1 + V_2$$

Donde  $V_1$  es el volumen de fluido de 500 bls,  $D_1$  es la densidad inicial del fluido igual a  $11 \left[ \frac{lbm}{gal} \right]$ ,  $V_2$  es el volumen de  $CaCO_3$  necesario para aumentar la densidad, en este caso es la incógnita, la  $D_2$  es la densidad del  $CaCO_3$  que es igual a  $22.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right]$ ,  $V_f$  es igual a  $V_1 + V_2$  y  $D_f$  es la densidad final igual a  $12.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right]$ .

Solución:

Substituyendo los valores conocidos dentro de las ecuaciones generales de balance de materia.

$$(500 [bls]) \left( 11 \left[ \frac{lbm}{gal} \right] \right) + V_2 \left( 22.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right] \right) = (500 [bls] + V_2) \left( 12.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right] \right)$$

$$V_2 = \frac{(500)(12.5 - 11)}{(22.5 - 12.5)}$$

$$V_2 = 75 [bls] \text{ de } CaCO_3$$

El peso de carbonato de calcio requerido es por lo tanto:

$$(75 [bls]) \left( 42 \left[ \frac{gal}{bl} \right] \right) \left( 22.5 \left[ \frac{lbm}{gal} \right] \right) = 70,850 [lbm]$$

Y el  $V_f = 500 + 75 = 575 [bls]$ .

Otras propiedades que requieren ajustes de acuerdo a las operaciones y requerimientos de la naturaleza de la formación son:

- Control de pérdida de fluido
- Reducción de la presión hidrostática
- Incrementar la viscosidad del fluido
- Necesidad de formación temporal de un enjarre de baja permeabilidad
- Inhibidores de corrosión
- Surfactantes

### 3.3.2 Tipos de disparos.

Seleccionar el sistema de disparos más adecuado en una terminación es una de las operaciones más importantes a realizar, la cuál considera los parámetros más importantes que determinan una mejor comunicación entre el yacimiento y el pozo, consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento.



Elegir correctamente el sistema de disparos afectara directamente a la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales en un futuro

### **Tipos de pistolas y carga**

Un sistema de disparo 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**

El sistema de disparo bajado con cable 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 porta-cargas el cuál puede ser un tubo, una lámina o un alambre.

Los porta-cargas se clasifican en:

- **Recuperables-** En los sistemas recuperables, los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo; los explosivos no están expuestos a la presión y ambiente del pozo, lo cual lo hace más adecuado para ambientes hostiles.
- **Desechables-** En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador 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, y por lo tanto este sistema está limitado por estas condiciones.

- **Semi-desechable-** 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 porta-cargas.

### **Pistolas bajadas con tubería**

En este sistema de disparo, la pistola se baja con tubería de trabajo al intervalo deseado. A diferencia de las pistolas bajadas con cable, en este sistema solo se utilizan porta-cargas entubados.

El objetivo fundamental del sistema de disparos bajado con tubería es crear agujeros profundos y grandes favoreciendo la productividad del pozo.

Este sistema es recomendado cuando se dispara en doble tubería de revestimiento, con la finalidad de generar una penetración adecuada del disparo.

### **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>. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

### **Disparos de 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, 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  $\left[\frac{\text{pies}}{\text{seg}}\right]$ . Con una presión estimada de 5 millones  $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$

Es un proceso muy sensible que requiere la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, por lo cual es muy susceptible de fallar causando un funcionamiento deficiente que puede ir desde un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o 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.

### **Pistolas hidráulicas**

Estas consisten en lanzar a chorro de un fluido cargado de arena a través de un orificio contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce 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.

#### **3.3.3 Medición del desempeño de los disparos.**

La eficiencia de flujo ha sido un problema desde que se comenzaron a disparar los pozos, en un inicio este problema se le atribuía a la restricción del área del disparo en un pozo entubado comparado con el área expuesta en una terminación con agujero descubierto.

En 1950 un estudio experimental demostró que con una penetración y densidad adecuadas en un disparo, la eficiencia de flujo de un sistema disparado puede ser incluso mejor que la de un pozo con terminación en agujero descubierto. Investigaciones posteriores indicaron que la productividad se veía influenciada no solo por la geometría de los disparos, también por las características de la formación y el ambiente de disparo, estas tres áreas interactúan de una manera compleja y es esencial entenderlas para optimizar la producción.

La eficiencia de flujo o la productividad en un pozo disparado puede definirse como la razón entre la tasa de flujo de un sistema disparado entre la tasa de flujo ideal en un pozo con terminación de agujero descubierto y el factor de daño como una medida de la caída de presión reala través de un sistema disparado comparado con la caída de presión predicha con la teoría de flujo radial para la misma tasa de flujo. Estas dos definiciones pueden ser relacionadas por una simple expresión matemática.

$$J = \frac{q_p}{q_{oh}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S_t\right]}$$

Donde J es el índice de productividad  $\left[\frac{\text{bpd}}{\text{psi}}\right]$ ,  $q_{oh}$  es el flujo ideal para un agujero descubierto [bpd],  $q_p$  es el flujo en un pozo disparado [bpd],  $r_e$  es el radio de drene [pie],  $r_w$  es radio del pozo [pie] y  $S_t$  es el daño total [1].

El factor de daño generalmente es un análisis cuantitativo porque permite discretizar los elementos que forman el daño total.

### **Factores que influyen el daño y la eficiencia de flujo del pozo**

La compleja interacción que existe entre la geometría del disparo, las características de la formación y el ambiente de disparo imposibilita tener una solución simple para analizar la terminación del pozo. Cada caso debe ser analizado individualmente y deberá ser tomada en cuenta toda la información que se tenga disponible (registros geofísicos, núcleos, pruebas de pozo, etc.), debido a que la información disponible para cada caso puede variar o ser de dudosa calidad, a continuación solo se mencionaran las características en líneas generales que se deben tomar en cuenta para predecir el desempeño del pozo y analizar el desempeño del mismo.

### **Geometría del pozo**

En la figura 3-12 se puede apreciar la geometría típica de un disparo, los aspectos que más influyen la eficiencia son la densidad del disparo efectiva, longitud de la penetración de los disparos, el ángulo de giro y el diámetro de los disparos.

Generalmente la geometría afecta la productividad para una terminación ideal en un yacimiento isotrópico de la siguiente manera.

1. La productividad incrementa si la densidad de los diaspros incrementa.

2. La productividad incrementa si incrementa la longitud de perforación del disparo.
3. La penetración tiene un mayor efecto en disparos más superficiales que en disparos más profundos.
4. El ángulo de giro diferente a  $0^\circ$  incrementa la productividad reduciendo la interferencia de flujo.
5. El diámetro de los disparos juega un papel relativamente menor en la determinación de la productividad.

### Características de la formación

Además de los factores de la geometría también se deben considerar las siguientes características físicas.

- Propiedades físicas
- Permeabilidad y fluidos de formación
- Permeabilidad anisotrópica
- Laminaciones de lutitas
- Fracturas naturales

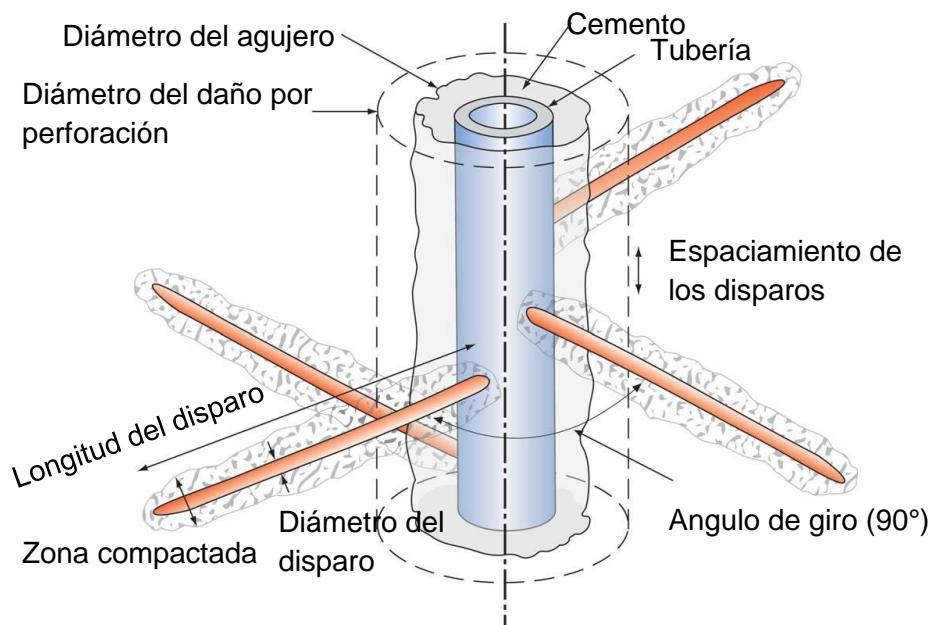


Figura 3-12 Geometría de los disparos (Bellarby, 2009)

### Ambiente de los disparos

En tercer lugar se debe tener en consideración el ambiente del disparo

- Daño en el pozo
- Presión diferencial

- Desviación del pozo
- Penetración parcial
- Flujo turbulento

Durante el diseño de la terminación, todos los factores aplicables deben ser balanceados efectivamente, algunos pueden ser controlados mientras que otros pueden ser compensados hasta ciertos límites. Tener una jerarquización de que factores afectan en mayor o menor medida es imposible debido a lo complicada que es la interacción entre todos ellos.

Entre los factores controlables tenemos los parámetros de la geometría de disparo, nivel y dirección de la presión diferencial y la elección del fluido de terminación.

En los factores que pueden ser balanceados se encuentran que una alta densidad de los disparos puede ser empleada para compensar una permeabilidad anisotrópica, laminaciones de lutitas o para maximizar el área de flujo con el fin de reducir la turbulencia del fluido o tener una longitud de disparo mayor para librar una zona altamente dañada por la perforación. Sin embargo siempre pueden existir restricciones adicionales, por ejemplo los esfuerzos en la formación pueden imposibilitar hacer disparos muy profundos, o el propio ambiente de disparo no permitir el uso de pistolas más grandes, por lo que cada terminación debe diseñarse individualmente para un diseño óptimo.

### **3.4 Terminaciones de acuerdo a la energía del yacimiento.**

Actualmente es casi obligado el uso de sistemas artificiales de producción (SAP) en el desarrollo de la vida de un pozo, estos añaden energía a los fluidos del pozo facilitando su extracción en superficie, mejorando el factor de recuperación del yacimiento.

Existen diferentes sistemas artificiales de producción, cada uno se usa en diferentes condiciones de campo, pero al mismo tiempo, cada uno requiere condiciones específicas de terminación y del pozo en general para poder ser utilizados

En el capítulo 2 se abordaron las terminaciones más sencillas, ahora nos enfocaremos en las terminaciones con los principales sistemas artificiales de producción.

#### **3.4.1 Terminación con aparejo de bombeo neumático BN.**

El bombeo neumático es un SAP que consiste en inyectar gas a alta presión a través del espacio anular, dicho gas entra a la T.P. por medio de válvulas distribuidas en uno o varios puntos, puede ser un bombeo continuo o intermitente.

##### **Bombeo neumático continuo**

Consiste en inyectar gas de forma continua para aligerar la columna de fluido, generando una reducción en la presión del fondo, lo cual permitirá el movimiento de fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo con una caída de presión menor y facilitara su transporte hasta la superficie.

##### **Bombeo neumático intermitente**

Este consiste en inyectar gas a alta presión de forma cíclica por periodos de tiempo definidos, con esto se aligera los líquidos en el fondo del pozo haciendo más fácil su extracción en superficie, pero, sin cambiar la presión del fondo del pozo, por lo cual es usado en casos donde ya se tenga una baja presión en el fondo.

Las instalaciones están en función de que sea un bombeo neumático continuo o intermitente, las válvulas están diseñadas para que funcionen como orificio de apertura variable para el caso de bombeo neumático continuo, y en el caso de que sea intermitente, pueden tener un asiento amplio y suministrar un volumen de gas rápidamente a la T.P. para desplazar el bache de líquido.

En general existen 3 tipos de terminaciones con bombeo neumático

### **1. Instalación abierta**

Solo se usa 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.

### **2. Instalación Semi-cerrada**

En esta se utiliza tubería de producción y un empacador para aislar el espacio anular. Es el diseño más común, permite aprovechar óptimamente la energía del yacimiento, protegiendo al mismo tiempo las tuberías y conexiones superficiales de los esfuerzos a los que se ven sometidos, se explota solo por el interior de la tubería de producción.

### **3. Instalación cerrada**

Este diseño es similar al semi-cerrado, con la única diferencia de que se instala 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.

En la figura 3-13 se ilustra de manera general una terminación con Bombeo Neumático.

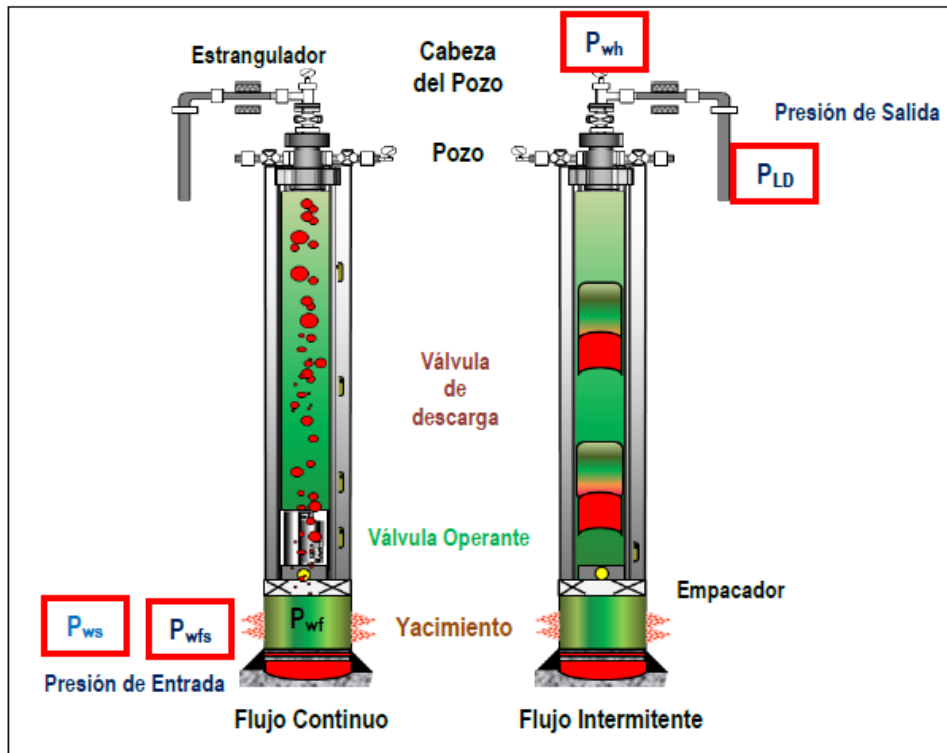


Figura 3-13 Terminación con bombeo neumático (Ibarra, 2016)

### 3.4.2 Terminación con aparejo de bombeo mecánico.

El bombeo mecánico es un SAP de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín o bimba de producción, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que a su vez mueve el pistón de la bomba, colocada en la tubería de producción, a cierta profundidad del fondo del pozo, donde las válvulas de la bomba permiten que el aceite entre al cilindro de la bomba y posteriormente pase a la tubería de producción. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

Los principales componentes del bombeo mecánico son los siguientes

#### 1. Motor principal.

Proporciona la potencia necesaria para impulsar la bomba en el fondo del pozo para que los fluidos puedan ser transportados hasta la superficie; puede ser de combustión interna o eléctrico.

#### 2. Bomba sub-superficial

Desplaza los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie por el interior de la tubería de producción, consta de 4 partes:

##### A. Camisa o Barril de trabajo

Cilindro de superficie interna pulida, donde se desliza el pistón.

**B. Émbolo o pistón**

Es el émbolo de la bomba que se desliza dentro de la camisa.

**C. Válvula viajera**

Es la que está unida al pistón, y se mueve junto con este, permite la entrada de fluido al barril.

**D. Válvula de pie**

Tiene un diámetro mayor que el de la válvula viajera, esta es la que permite la entrada de fluido.

**3. Varillas pulida**

Es el eslabón entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial.

**4. Sarta de varillas de succión**

La sarta de varillas de succión es un sistema vibratorio complejo mediante el cual el equipo superficial transmite energía o movimiento a la bomba sub-superficial. Transmite la potencia del motor principal al émbolo de la bomba.

**5. 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, a su vez mantiene la verticalidad de la varilla pulida; existen diferentes tipos de unidades superficiales, entre otras: Rotaflex, Hidroneumáticas, de balancín.

La figura 3-14 muestra los componentes generales para una terminación con Bombeo Mecánico



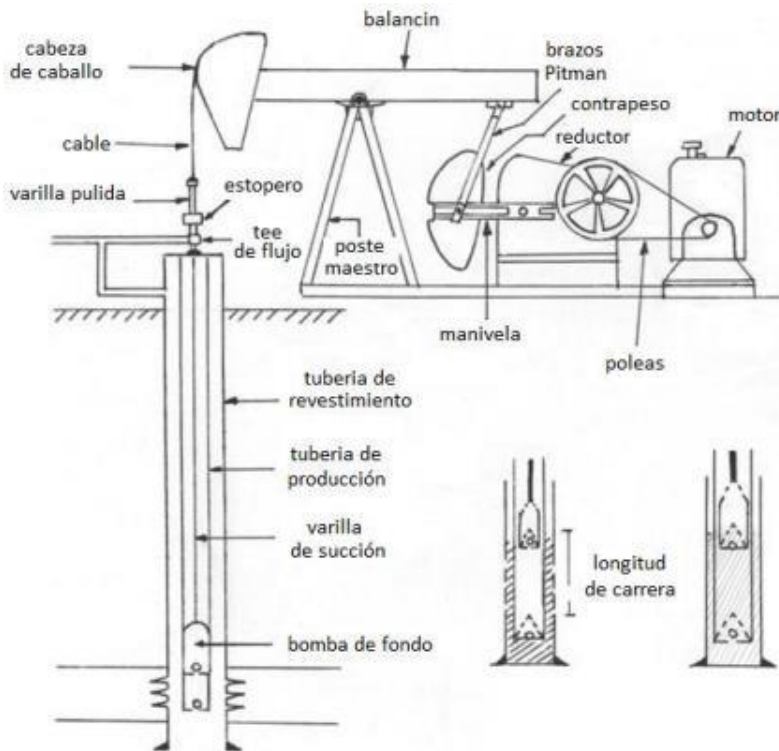


Figura 3-14 Terminación con bombeo mecánico (Ibarra, 2016)

El volumen de aceite manejado durante cada carrera del émbolo depende de la carrera efectiva del émbolo, es decir, el tiempo durante el que el émbolo desplaza fluidos del barril hacia la tubería de producción.

Es principalmente usado en pozos someros, con poca producción de arena y con una presión de fondo fluyendo suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo.

### 3.4.3 Terminación con aparato electro-centrífugo.

El aparato de bombeo electro-centrífugo trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción, generalmente por arriba de los disparos. Los principales componentes son los siguientes:

- **Componentes sub-superficiales**

1. **Motor eléctrico**

El motor eléctrico es colocado en la parte inferior del aparato, 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.

2. **Protector**

Se localiza entre el motor y la bomba está 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.

### **3. Separador de gas**

Se coloca entre la bomba y el protector, sirve como entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas hacia el espacio anular.

### **4. -Bomba electro-centrífuga 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**

#### **1. Tablero de control.**

Controla la operación del aparejo de producción en el fondo del pozo, dependiendo del control que se quiera tener se seleccionarán los dispositivos adecuados.

#### **2. 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.

#### **3. 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.

#### **4. Bola colgadora.**

Este dispositivo se coloca en 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.

Los componentes principales en una terminación con bombeo electro centrifugo se esquematizan en la figura 3-15.

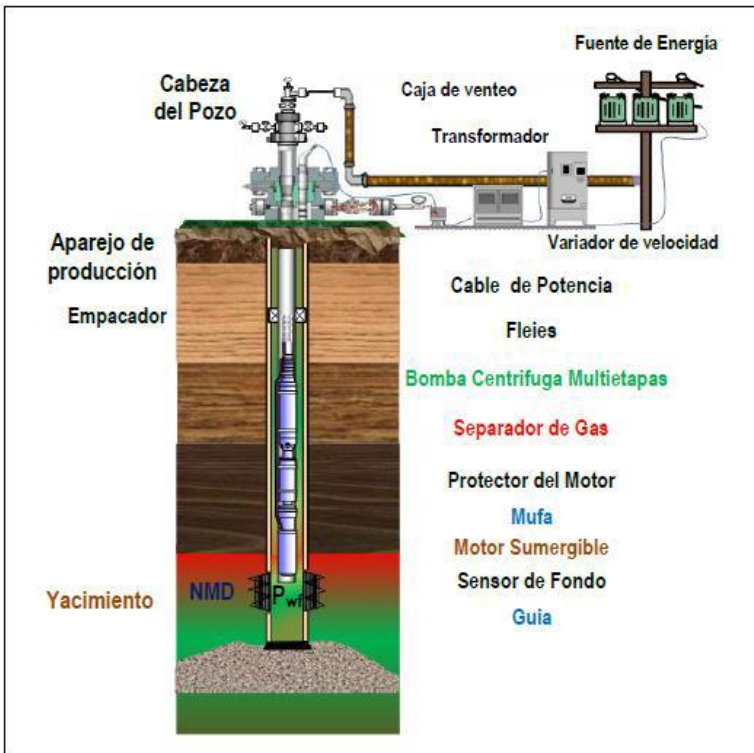


Figura 3-15 Terminación con bombeo electro-centrífugo (Ibarra, 2016)

### 3.4.4 Otros tipos de terminaciones.

Existen otros tipos de terminaciones que se utilizan bajo condiciones muy específicas o en ambientes determinados, a continuación se explicara brevemente algunas de estas diferencias que se deben considerar respecto de las terminaciones más comunes.

#### Pozos Horizontales

La cantidad de pozos horizontales en el mundo ha ido aumentando con el paso del tiempo, en especial en los últimos años con la proliferación de yacimientos no convencionales, con el fin de maximizar el área del yacimiento que será puesta a producción.

La aplicación de estos pozos ha permitido explotar hidrocarburos que antes parecían inaccesibles, mejorar los factores de recuperación, incrementar los gastos de producción y mejorar la rentabilidad acelerando la recuperación.

Estos pozos requieren más estudios que un pozo vertical, principalmente porque la configuración general del pozo es más compleja, además, de que económicamente se debe tener más en cuenta la relación entre beneficios y riesgos económicos durante toda la vida del pozo, lo cual debe incluir el coste de posibles reparaciones y estimulaciones futuras.

Los pozos horizontales generalmente son perforados con un ángulo mayor a 70° por encima o apenas dentro del yacimiento. Los pozos de alcance extendido son aquellos en

los que la relación de la parte horizontal respecto a la vertical es mayor a 2, es decir la parte horizontal tiene una longitud mayor o igual a dos veces la longitud de la sección vertical. Esta relación puede ser incluso mayor, pero está en función de varios factores, por ejemplo la profundidad vertical, entre más profundo sea el pozo menor podrá ser la sección horizontal, además de tener los equipos necesarios.

En general las terminaciones en pozos horizontales son muy parecidas a las que existen en pozos verticales, se pueden clasificar en tres tipos, las principales ventajas y desventajas de cada una se pueden observar en la tabla 3-5, cada terminación se rige básicamente por cuatro requerimientos:

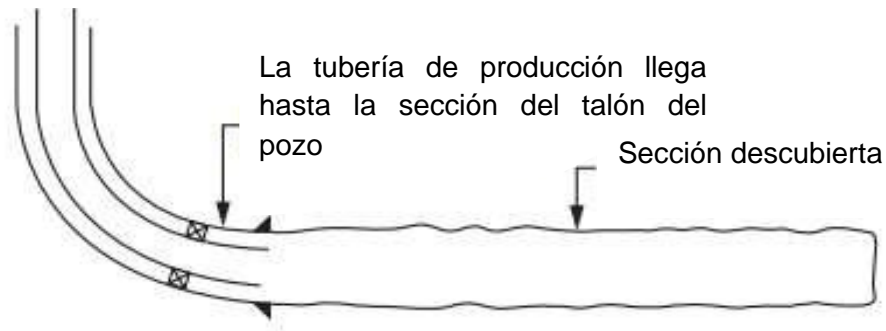
- Costo
- Requerimientos de control de arenas
- Aislamiento requerido de diferentes zonas
- Restricciones operacionales que afecten el acceso al pozo

**Tabla 3-5 Ventajas entre diferentes tipos de terminaciones en pozos horizontales**

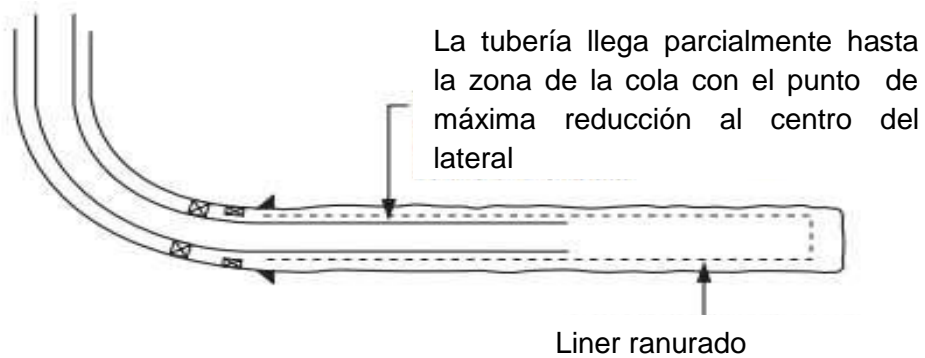
Terminación	Ventajas	Desventajas
Agujero descubierto	- Bajo costo - Diámetro interno grade	- Riesgo de que el agujero colapse - Dificultad para abandonarlo - No se tiene control de arenas
Liner ranurado	- Se mantiene el acceso si el agujero colapsa - Se tiene control de arenas	- Problemas para aislar y explotar selectivamente - Dificultad para abandonarlo
Tubería cementada	- Permite aislar zonas - Permite hacer fracturamientos - Se puede terminar como un pozo inteligente	- Alto costo - Requiere de una buena cementación y de buenas técnicas

En la figura 3-16 se ilustra cada una de las terminaciones antes mencionadas para pozos horizontales.

**Agujero descubierto**



**Liner ranurado**



**Tubería cementada**

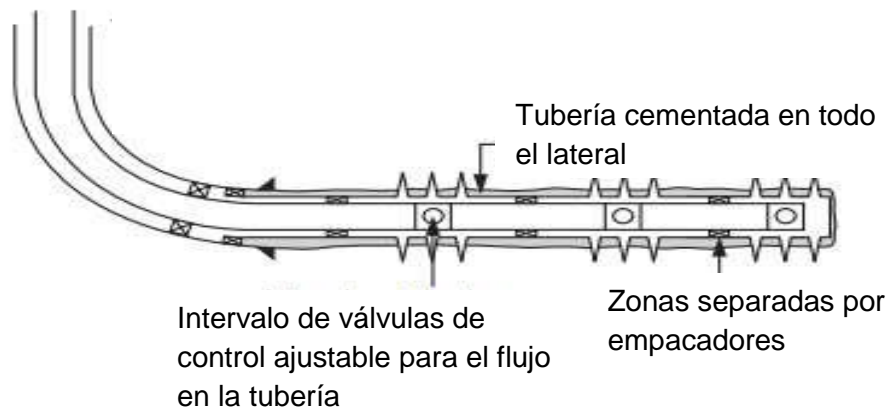


Figura 3-16 Terminaciones en pozos horizontales (Lake, 2015)

**Pozos multilaterales**

Un pozo multilateral es aquel que tiene más de una rama horizontal, motivo por el cual tiene más riesgos de fallar y por ende se debe tener un mayor cuidado al diseñar la terminación. En 1997 se establecieron en el Foro de Avance Técnico de Pozos

Multilaterales TAML por sus siglas en inglés, seis estándares que clasifican a las terminaciones en pozos multilaterales de acuerdo a su complejidad mecánica, conectividad y aislamiento hidráulico. Las conexiones se dividen en dos grupos generales: aquellas que no presentan integridad hidráulica (Niveles 1, 2, 3 y 4 mostradas en la figura 3-17) y las que sí lo hacen (Niveles 5 y 6 ilustradas en la figura 3-18).

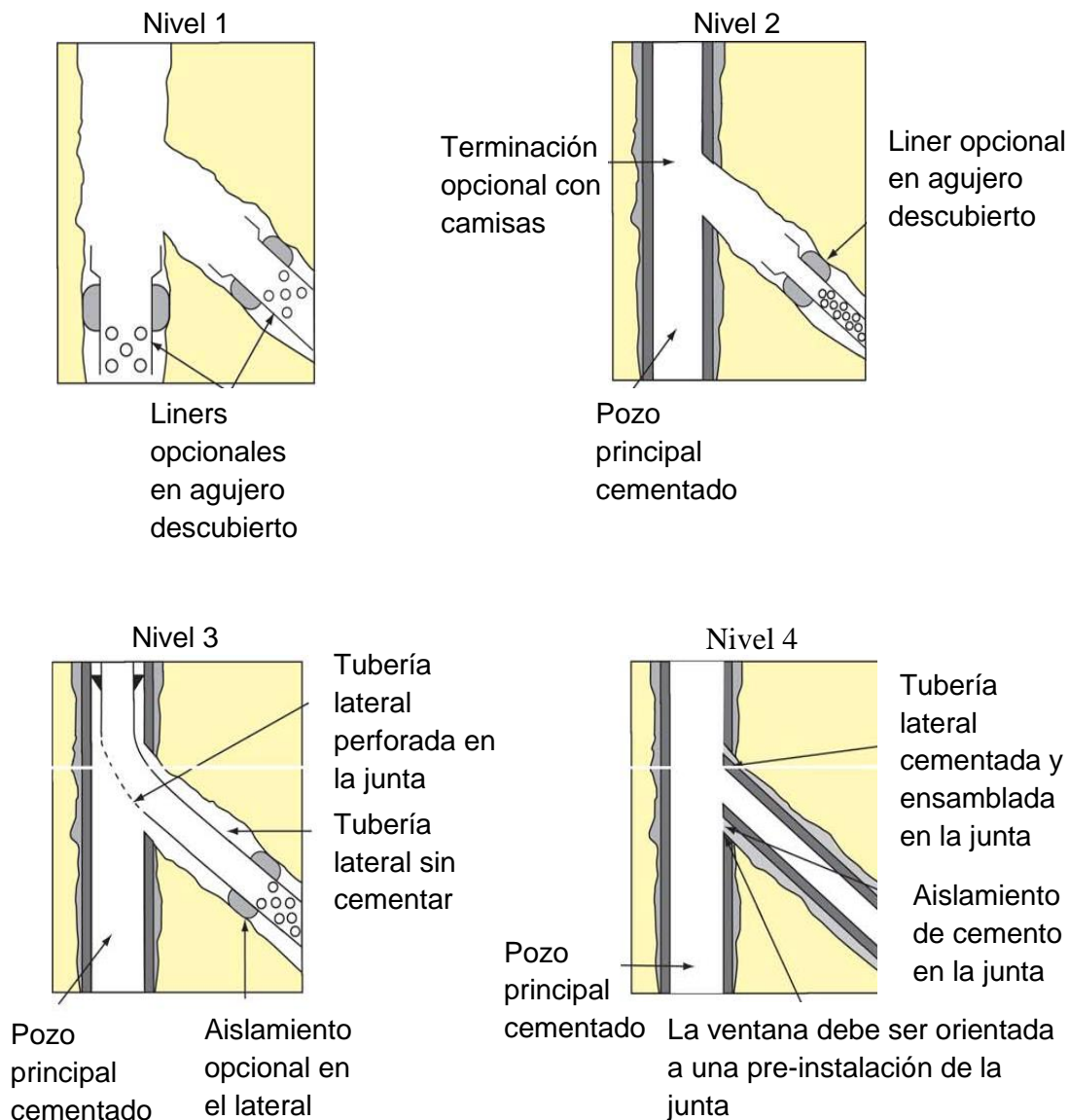


Figura 3-17 Clasificación de las conexiones multilaterales (niveles 1-4) (Bellarby, 2009)

**Nivel 1**

Pozo de re-entrada sin entubar o conexión sin soporte

- Unión sin soporte
- Bajo costo
- Aplicable en formaciones consolidadas
- Control de producción limitado
- Se utiliza en pozos de radio corto o intermedio
- Acceso limitado al lateral

### **Nivel 2**

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral terminado en agujero descubierto o con tubería de revestimiento desprendida.

- Acceso completo al pozo principal
- La junta no está soportada mecánicamente
- El acceso al lateral es posible pero limitado
- Se utiliza en formaciones consolidadas

### **Nivel 3**

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y sin cementar, con tubería de revestimiento conectada mecánicamente al pozo principal (color rojo).

- El lateral está anclado pero no cementado
- Acceso tanto a la tubería de revestimiento principal como al lateral
- No hay integridad hidráulica en la unión
- Fácil acceso al agujero principal y lateral

### **Nivel 4**

Pozo principal entubado y cementado con tramo lateral entubado y cementado, con tubería de revestimiento del tramo lateral conectado mecánicamente al pozo principal.

- Las dos tuberías de revestimiento cementadas en la unión
- Bajo costo
- Fácil acceso al agujero principal y lateral
- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas

### **Nivel 5**

Pozo principal entubado y cementado y tramo lateral entubado, cementado o sin cementar, donde la integridad y el aislamiento hidráulico están dados por los componentes de terminación adicionales ubicados dentro del pozo principal (empacadores, sellos y tubulares).

- Integridad hidráulica
- Costos altos
- Se utiliza en formaciones consolidadas o no consolidadas

## Nivel 6

Es la terminación más avanzada en la terminación multilateral. La integridad de la presión y el aislamiento hidráulico en la junta se consiguen con la tubería de revestimiento. Existen dos formas de terminación, la que utiliza una herramienta expandible que tiene la limitación a la fuerza de colapso y la no expandible está limitada al diámetro interno de la tubería de revestimiento del pozo principal.

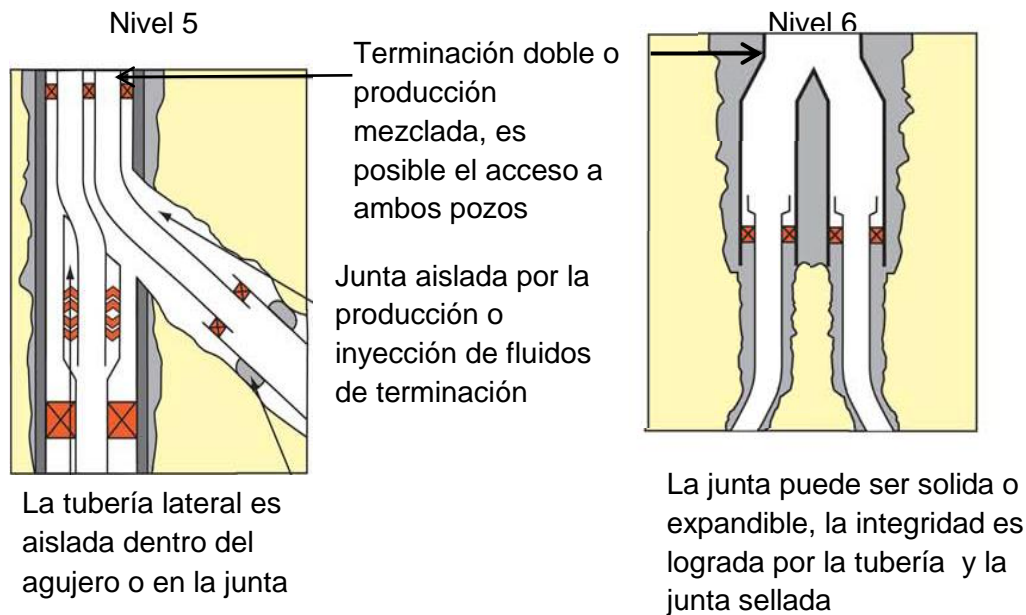


Figura 3-18 Clasificación de las conexiones multilaterales (niveles 5 y 6) (Bellarby, 2009)

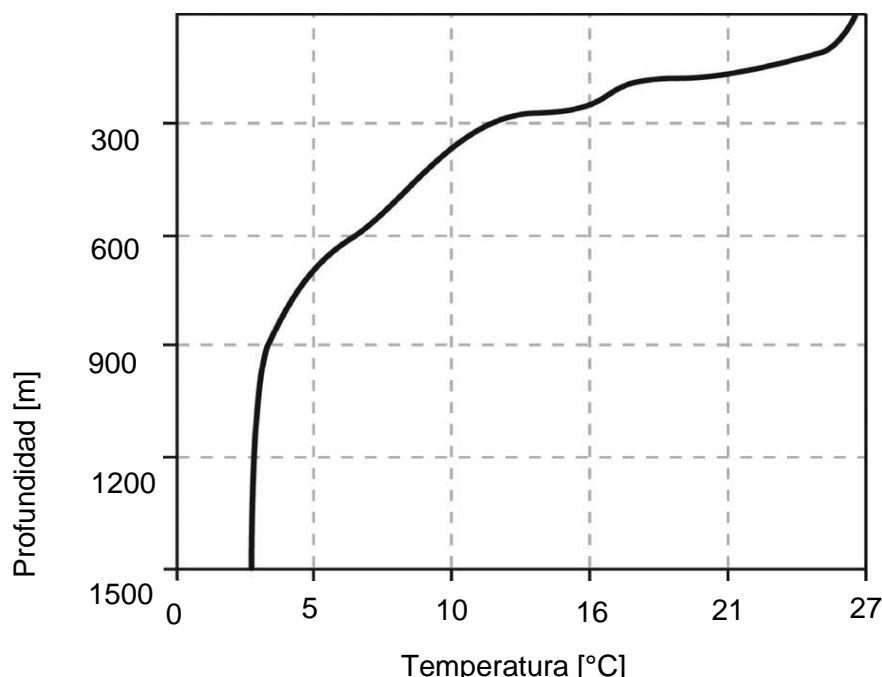
## Terminación en aguas profundas

Los pozos en aguas profundas tienen muchas similitudes con pozos en aguas someras o son simples variaciones de estos últimos, la mayor diferencia de aguas profundas reside en los costos, un pozo de aguas profundas generalmente tiene costos en el orden de cientos de millones de dólares, la mayor parte de ese costo es debido al tiempo de perforación, por lo que evitar posibles problemas operativos es fundamental para estos pozos, además de que se necesitan grandes reservas y altos gastos de producción para que sean rentables.

En aguas profundas las temperaturas son frías, en el lecho marino apenas por arriba de 0°C, en algunos casos incluso por debajo de 0°C, sin embargo el agua a esta temperatura no se congela debido a las altas temperaturas y salinidades. Muchos océanos presentan termoclinas, es decir cambios bruscos en la temperatura del fondo lo cual da como



resultado un perfil de temperatura escalonada por lo que a menudo es incorrecto utilizar un gradiente lineal de temperatura. EL perfil de temperatura se asemejara al mostrado en la figura 3-19.



**Figura 3-19 Perfil de temperatura típico de aguas profundas (Bellarby, 2009)**

El perfil de temperatura puede comprometer el aseguramiento de fluido, con la precipitación de parafinas, hidratos o el cambio en la viscosidad del hidrocarburo.

En algunas partes del mundo las corrientes marinas son inofensivas, pero en otras en determinadas estaciones del año presentan variaciones de fuerza y dirección con la profundidad, esto repercute en los risers, localización de las plataformas y cambios en la transferencia de calor.

Las bajas temperaturas en el fondo pueden generar oscilaciones en la temperatura del flujo producido, además si se realiza algún tipo de estimulación térmica, el flujo en un inicio caliente puede perder toda esa energía al pasar por la zona más fría y llevar a una inyección que genere una contracción térmica en el yacimiento, contraria al objetivo inicial de calentar la zona productora, por lo que la temperatura debe ser tomada muy en cuenta en aguas profundas.

Muchos de los problemas operacionales relacionados con las terminaciones se relacionan con escombros, estos generalmente se pueden remover con alguna limpieza, pero los conductos verticales, largos y de gran diámetro inherentes a los pozos de aguas profundas son particularmente difíciles de limpiar, además los ambientes de aguas profundas presentan bajas temperaturas las cuales pueden reducir la eficacia de los disolventes y causar problemas con la cristalización de los fluidos de terminación.

### **Terminación HPHT (Alta presión, alta temperatura)**

Las condiciones de alta presión, alta temperatura (HPHT) se definen estrictamente como presiones mayores de 10,000 [psia] y temperaturas por encima de 300[°F] (150[°C]), sin embargo se han desarrollado pozos en presiones de 25,000 [psia] y 450[°F].

Un pozo HPHT generalmente se asocia a un pozo profundo, no obstante es posible generar alta presión y temperatura en cúmulos aislados de sedimentos.

Muchas rocas generadoras presentan sobre maduración en temperaturas altas (265[°F]), esto quiere decir que las moléculas de hidrocarburos se rompen térmicamente en componentes más ligeros, la alta temperatura no asegura que predominaran gas húmedo y condensados, además de cantidades significativas de  $CO_2$  y  $H_2S$ .

Las rocas del yacimiento bajo condiciones de HPHT pueden ser desafiantes, en muchos HPHT el yacimiento está muy deformado, esto combinado con la producción de arena puede resultar un problema incluso para rocas relativamente duras. Los pozos terminados con o sin control de arena requieren una vigilancia estricta en la superficie para prevenir la erosión.

El movimiento de la roca puede ser dominado por la deformación plástica, requiriendo datos de comportamiento de la calidad de la roca y complejos modelos geo-mecánicos.

Los lodos HPHT usan salmueras muy particulares (con problemas de compatibilidad) o altas cargas de sólidos.

Los altos esfuerzos en la formación pueden restringir la aplicación de fracturamientos debido a presiones superficiales, pueden llegar a requerir fluidos más pesados (y costosos) de fractura para reducir la presión superficial requerida.

La selección de materiales se hace cada vez más difícil con las condiciones hostiles de los pozos HPHT, las altas presiones del yacimiento y los fluidos crean altas cargas de durante un escenario de cierre y esto a su vez requiere tubos de alta resistencia. Gases combinados con la profundidad de estos pozos también pueden crear cargas de tubería de alto colapso por encima del empacador (o fluido empacador de bajo equilibrio). Muchos de los tubos de alta resistencia y resistentes a la corrosión (por ejemplo dúplex) también tienen rendimientos dependientes de alta temperatura que pueden reducir su fuerza efectiva en un 20% o más.

El alto costo de los pozos HPHT significa que el número total de pozos y contratistas que tienen experiencia directa en HPHT son limitados; la calidad de las pruebas de aseguramiento son esenciales. La dificultad de intervenir el pozo limita las técnicas de terminación alrededor de 30.000 pies de profundidad, con pocas alternativas a través de la tubería.

### **Terminaciones inteligentes**

Son aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna. El objetivo principal de las terminaciones inteligentes es optimizar el rendimiento con una interrupción mínima en la producción por intervenciones, ya sea cuando se presentan problemas de producción o en operaciones de inyección. Los pozos inteligentes pueden utilizarse para incrementar la recuperación de forma menos costosa, comprobar el potencial de los nuevos descubrimientos y reducir significativamente la producción de agua.

El equipo de las terminaciones inteligentes puede ser categorizado dentro de dos grupos importantes: sensores para monitoreo de las condiciones de fondo (presión, temperatura, velocidad de flujo y otras propiedades del yacimiento/fluido) y estranguladores de fondo o dispositivos de control de flujo.

La terminación de pozos inteligentes puede variar en alcance y funcionalidad dependiendo de las características del yacimiento y de la complejidad del diseño. Todas las terminaciones de pozos inteligentes están constituidas al menos de un método de control de flujo y un arreglo de sello. Además, la terminación de pozos inteligentes frecuentemente incluye sensores de fondo electrónicos de presión y temperatura, sensores de fibra óptica, líneas de control, protectores de línea de control y equipo de control superficial. Se pueden incorporar equipo auxiliar adicional como: herramientas de desconexión hidráulica de fondo, empalmes de cables y conectores para facilitar la instalación y reparaciones potenciales futuras, como reparaciones de equipo de fondo en bombas electro-sumergibles.

Las válvulas de control de flujo probadas en el campo son válvulas de ventana variable activadas por distintas formas, que permiten ajustes variables para controlar el área de flujo con mayor precisión y para ello, se han desarrollado varios tipos de equipo de control de flujo.

Aunque sus aplicaciones son muy altas, el manejo de la gran cantidad de datos que se registran en tiempo real requiere del apoyo de un equipo de cómputo y de software especializados, motivo por el cual en muchas ocasiones se reserva este tipo de terminaciones para pozos realmente complejos.

## 4 Diseño de reparaciones mayores y menores

**Objetivo.** Explicar los diferentes trabajos que se le realizan a un pozo petrolero durante su vida productiva.

Las reparaciones que se realizan en un pozo de manera general se dividen en dos tipos, reparaciones menores y reparaciones mayores. Las reparaciones menores son trabajos que se realizan en el pozo con el fin de corregir fallas en el estado mecánico del pozo pero sin afectar las propiedades petrofísicas de la zona productora. Por otro lado las reparaciones mayores implican una modificación definitiva a las condiciones o características de flujo de la zona productora.

La supervisión y mantenimiento de los pozos en producción y todo lo relacionado al equipo de producción de hidrocarburos es muy importante para los futuros ingresos económicos. La supervisión puede ser definida como monitoreo de los activos para optimizar la recuperación de las reservas de aceite y gas razonablemente por medio de operaciones seguras y rentables. La supervisión es un esfuerzo de un equipo conformado por administradores, operadores, ingenieros, geólogos y grupos de servicio.

La supervisión es definida de manera más específica en el uso del análisis de los problemas en el pozo para seleccionar los campos o pozos que presentan problemas de producción y en sus costos. Una vez definido el problema, entonces las acciones apropiadas deberán ser tomadas. La conclusión de este esfuerzo deberá resultar en una de las siguientes recomendaciones.

- Continuidad en la producción del pozos (pozos), sin cambios en su operación y manejo
- Obtención de datos adicionales
- Reparaciones y/o estimulaciones
- Cambio de equipos, ya sea superficial y sub-superficial
- Cambio en los protocolos o procedimientos de operación
- Re-disparos
- Mantenimiento de presión
- Operaciones de recuperación de hidrocarburos mejorada
- Cierre y abandono del pozo

Todo este esfuerzo en general es realizado o supervisado por el administrador del campo petrolero.

### 4.1 Toma de información

Un apropiado monitoreo o supervisión requiere de tener los datos esenciales a la mano para discutir inteligentemente los cambios de comportamiento y producción de un pozo o campo petrolero.

En cuanto a la información necesaria para llevar a cabo estos diagnósticos y análisis se hacen necesarias la toma de información, como por ejemplo las pruebas de pozo y las gráficas de producción diaria para cada pozo son esenciales. Estas graficas deberán

contener notas y comentarios de los eventos más importantes como son reparaciones, razones para tiempos muertos (no actividad), fecha de tratamientos, toma de presiones, etc. Típicamente estas graficas son semi-logarítmicas. La figura 4-1, presenta los gastos de producción de aceite, gas, agua, relación gas aceite, etc. Estas graficas nos dan información del comportamiento dinámico de la producción del pozo, tanto en el yacimiento como en el pozo y con herramientas como estimaciones por declinación se puede obtener parámetros importantes de los pozos que nos llevaran a tomar decisiones en los trabajos de reparación.

Es necesario un diagrama del estado mecánico de cada pozo para tomar decisiones en la supervisión o monitoreo de los pozos. El diagrama del estado mecánico del pozo deberá incluir tanto la profundidad vertical medida como la verdadera de las tuberías, disparos, empacadores y todo el equipo sub-superficial, así mismo, información de diámetros internos y externos de las tuberías y accesorios. También se deberá registrar todas las posibles anomalías en el pozo por mínima que sea, la elevación mesa rotaria y los tipos de conexiones en los cabezales de producción y finalmente la información de los registros geofísicos en agujero descubierto.

Estas tres fuentes de información (producción, pozo y registros) nos proporcionan los datos básicos para poder realizar un análisis preliminar del pozo y tomar la decisión primaria de un curso de acción en la reparación. Es recomendable establecer discusiones entre varios ingenieros especialistas en materia técnica. Sin embargo, también se deben efectuar discusiones con el personal de operación de campo para asegurar que todos los hechos son correctos y que todo está de acuerdo al programa de operación planeado.

### **4.2 Análisis de la historia de producción de un pozo**

Dependiendo de una situación particular y sus efectos económicos, un problema podría estar relacionado dentro de límites específicos, como son: baja producción de aceite y/o gas, alta relación gas-aceite, alto corte de agua o problemas mecánicos. Los problemas en pozos inyectores o de desecho podrían estar relacionados con altas presiones de inyección y bajos volúmenes de inyección o problemas mecánicos.

Actividades que hay que estudiar para determinar un problema aparente del pozo

- Estudio del problema basado en el desempeño del pozo, pruebas de producción y registros de producción.
- Determinar cuándo problemas similares ocurren en pozo vecinos, en el mismo yacimiento, campo o tendencia geológica.

Análisis de otras zonas productoras

- Verificar que los intervalos abiertos a producción estén abiertos
- Examinar zonas productivas adicionales o yacimientos no abiertos a producción

Análisis de Historias de Pozos

- Considerar procedimientos utilizados durante la perforación del pozo de los intervalos productores, incluyendo fluidos utilizados y cualquier indicio de pérdida de circulación.
- Indicar si el pozo fue dañado con fluido de perforación o terminación.
- Evaluar si fue adecuado el trabajo de cementación primaria y el procedimiento seguido durante la cementación.
- Datos de estudios realizados en los trabajos de la terminación inicial, incluyendo:
  - Intervalo productor, en agujero abierto o agujero entubado, ¿se perdieron fluidos a la formación?
  - Detalles de las operaciones de estimulación y resultados
  - Detalles de la terminación final
  - Tamaño, diámetros y arreglos de tuberías y accesorios sub-superficiales.
  - Datos de pruebas de pozo y de núcleos
  - Reparaciones, re-disparos, estimulaciones, servicio a pozos, tratamientos químicos y registros de producción.
  - Análisis detallado de todas las operaciones o trabajos, incluyendo reparaciones o servicio a pozos de fluidos y resultados de estos trabajos.
  - Historia de producción. Tomar en cuenta los disparos realizados para cementaciones forzadas, trabajos de pesca en el pozo.
- Pruebas de producción actuales
- Registro de pruebas de producción de aceite, gas, agua, relación gas-aceite en un periodo de tiempo determinado y en cualquier periodo donde se observen cambios significativos en la producción.
- Estimaciones adicionales en la recuperación de aceite y gas del pozo en análisis.

### Presión del yacimiento

- Estudio anual de registros de presión sub-superficial. Considerar cualquier cambio relacionado con la producción contra cambios en la presión del yacimiento durante cualquier periodo.
- Comparar la historia de la presión sub-superficial del pozo con los pozos vecinos, el área y el yacimiento.

### Comparación del comportamiento en relación con los pozos vecinos

- Considerar la posición estructural y el intervalo productor incluyendo la capacidad de flujo en cada pozo.
- Preparar secciones estructurales y/o estratigráficas , cuando sea necesario

### Consideraciones del yacimiento

- La permeabilidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidades relativas
- Datos de registros y núcleos para mostrar los cambios de litología, incluyendo la continuidad de barreras para la permeabilidad vertical
- Características de la roca del yacimiento
- Mapas y otros datos mostrando la historia de los ambientes de depósito y pos depósito del yacimiento

- Mecanismo de empuje efectivos
- Pronostico de producción del yacimiento-pozo
- Cambios potenciales en el comportamiento del yacimiento a través de procesos de mantenimiento de presión o recuperación mejorada
- Todos los estudios previos del yacimiento o área de estudio

### Registros especiales, secciones y mapas

- Examinar los datos de mapas : estructurales, isopacas, isobaras, corte de agua y relación gas-aceite
- Estudiar las secciones estratigráficas
- Obtener registro de presiones estáticas actualizados
- Considerar desde inicio la calibración de la profundidad interior del pozo
- Correr registros de producción cuando se indique
- Revisar el diagnostico de las pruebas de presión-producción. Revisar los pronósticos de producción por medio de las curvas de declinación
- Verificar la comunicación del aparejo de producción, y fallas mecánicas
- Para pozos con sistema artificial por bombeo neumático verificar el nivel de fluidos por medio de aparatos sónicos y realizar su medición dinamométrica
- Para pozos con bombeo neumático, considerando la operación de la válvula check contra las presiones registradas sub-superficialmente, temperaturas y registros de presión en superficie
- Comparar iniciales y recientes análisis de muestreo del agua
- Verificar el análisis de muestras para obstrucciones de parafinas, asfáltenos, etc.
- Consultar con el personal operativo de cambios repentinos en las características del comportamiento que podrían no haber sido reportados durante la vida de un pozo.

### Principales tipos de operaciones

Las operaciones que se pueden llevar a cabo en un pozo petrolero son numerosas, pero podemos clasificarlas en: toma de información o medición, mantenimiento y reparaciones.

La toma de información podría incluir el estado del equipo, la calidad de la conexión del pozo con el yacimiento en la vecindad del pozo. En lo relacionado a las operaciones de mantenimiento y reparaciones principalmente afectan equipos o la zona del intervalo productor.

El mantenimiento se compone de operaciones relativamente simples que pueden ser realizadas ya sea con el pozo produciendo, bajo condiciones de presión y con equipo de línea ligero.

En contraste, las operaciones de reparación son realizadas con equipo pesado, y la mayoría de las veces se efectúan con pozo controlado, en los casos que se pueden realizar reparaciones con pozo con presión es con equipo de tubería flexible y snubbing.

Operaciones de medición o toma de información

- A través del cabezal de producción
- En el aparejo de producción
- En el fondo del pozo

### Operaciones de mantenimiento

- Sobre el cabezal
- En el aparejo de producción y su equipo
- En el fondo del pozo y sobre el intervalo de producción

### Operaciones de reparación

- Falla de equipo: cabezal, válvula de seguridad, en la tubería, en el equipo de fondo del pozo
- Modificación de las condiciones de producción
- Cambio en el propósito del pozo
- Pescas

## 4.3 Tipos de reparaciones mayores y menores

Las reparaciones que se realizan en un pozo de manera general se dividen en dos tipos, reparaciones menores y reparaciones mayores.

### 4.3.1 Reparaciones menores.

Las reparaciones menores (RME) son trabajos que se realizan en el pozo con el fin de corregir fallas en el estado mecánico del pozo pero sin afectar las propiedades petrofísicas de la zona productora. A continuación se explican brevemente las reparaciones menores más comunes

#### **Reacondicionamiento de aparejos de producción.**

El reacondicionamiento del aparejo de producción consiste en adaptar la sarta de producción a las condiciones y requerimientos necesarios para optimizar la producción del pozo, ya sea cambiando el diámetro del aparejo de producción de un pozo fluyente o implementando un sistema artificial de producción.

#### **Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño.**

Debido a los requerimientos de optimización o por deterioro de alguno de los componentes, puede ser necesario reemplazar alguno de los componentes que constituyen el aparejo de producción, entre las situaciones más comunes que requieren reemplazar algún aditamento se encuentran las siguientes:

- Fallo de los empaques por exceso de tensión o compresión
- Fugas en la tubería de producción por defectos de fábrica o mal diseño
- Camisas deslizantes que no puede ser abierta o cerrada por la erosión
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente
- Recuperación de un pescado que no puede ser recuperado con línea de acero



La mayoría de estas fallas se puede resolver cambiando la tubería o los accesorios dañados, en caso de que se requiera reemplazar el empacador si este es fijo se puede moler o pescar mientras que si es recuperable se saca con el aparejo de producción.

El diseño del nuevo aparejo debe ser seleccionado considerando los motivos por los que fallo el anterior aparejo para evitar que el problema se presente de nuevo.

### **Limpieza de pozo**

El taponamiento en un pozo puede ser parcial o total, este puede ser causado principalmente por dos razones, debido a todos los cambios y variaciones tanto físicas como químicas presentes en el pozo, generando precipitaciones de sustancias solidas en el interior del mismo, o, por el arrastre de arena desde el yacimiento.

Estos problemas de taponamiento se pueden evitar con una correcta limpieza en el pozo, la cual puede efectuarse en el fondo del pozo o en el aparejo de producción.

### **Limpieza de fondo de pozo**

Esta operación consiste en hacer circular un fluido lavador para que limpie los sedimentos y del fondo del pozo y llevarlos a la superficie, esta operación se puede realizar ya sea con tubería de trabajo o tubería flexible.

Con tubería de trabajo se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido para después re-instalar el aparejo de producción.

Con tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación, pero se evitan una mayor posibilidad de pescados.

### **Limpieza del aparejo de producción.**

Existen 3 métodos de limpieza del aparejo de producción, aunque ninguno es de uso exclusivo y se pueden utilizar combinaciones dependiendo del lugar donde se efectuó.

#### **Mecánicos**

Se usan cuando la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción solo es factible mediante el raspado físico llegando a usar motores de fondo con molinos, los cuales se dirigen con tubería flexible. Estos métodos solucionan el problema en un lugar en específico y siempre está el riesgo de que el depósito raspado se precipite de nuevo en otro punto de la tubería.

#### **Térmicos**

Estos métodos consisten en la inyección de fluidos a alta temperatura, lo que eleva la temperatura general del aparejo de producción disolviendo el depósito y manteniéndolo en suspensión hasta la superficie.

La inyección de los fluidos a alta temperatura se efectúa por el espacio anular entrando a la tubería de producción por medio de una camisa de circulación colocada por debajo de la profundidad a la cual el aceite alcanza su punto de nube, con esto se garantiza que toda la parafina depositada es removida.

### **Químicos**

Estos se utilizan principalmente para prevenir la precipitación de sólidos, o cuando el tamaño del depósito no es grande, de lo contrario la cantidad de agente químico necesario lo vuelve muy costoso frente a los otros métodos.

El éxito de un tratamiento químico depende en gran medida de la correcta selección del aditivo. Para esto es necesario realizar una serie de pruebas tanto en laboratorio como en campo, para definir el químico más adecuado.

Cualquier método químico debe garantizar que el tiempo de contacto sea suficiente para penetrar, suavizar y remover la acumulación y deja una película protectora en la superficie de contacto.

### **Corrección de anomalías de la T.R.**

Las fallas más comunes observadas en las TR son desprendimiento, rotura o colapso y principalmente son causadas por fatiga o desgaste, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos sobre la TR.

Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo por lo que repararlas adecuadamente resulta crucial.

Existen dos formas de resolver este problema:

- Efectuando una re-cementación en la anomalía utilizando un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que está sellado.
- Aislando la anomalía con una TR de menor diámetro.

### **Inducciones**

Se le conoce como inducción a los procesos que buscan disminuir la presión hidrostática con el fin de que los fluidos del yacimiento fluyan más fácilmente hacia el pozo. Estos se efectúan cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismo a la superficie.

Existen varios métodos para inducir un pozo, la aplicación de cada método dependerá de las características y el estado mecánico del pozo, a continuación se menciona los más comunes:

#### **Inducción mecánica**

Consiste en deslizar una barra pesada provista de un elemento de empaque o capas a través del aparejo de producción. En su viaje ascendente, y debido al peso del fluido, las copas se ajustan al diámetro interior del aparejo, desalojando el fluido que se encuentre por encima de ellas, ya casi no se utiliza por el alto riesgo ecológico que representa.

### **Inducción por desplazamiento o a través de la camisa o válvula de circulación.**

Consiste en abrir la camisa de circulación y desplazar los fluidos contenidos en el aparejo de producción hacia el espacio anular por fluidos de menor densidad, posteriormente cerrar la camisa, probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado, en función de la presión final de bombeo y del fluido desplazante.

### **Inducción por empuje o implosión**

Consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, más un determinado volumen de nitrógeno hacia la formación a través del intervalo abierto. Debido a que el nitrógeno es un gas inerte no reacciona con la formación, y al ser descargado, produce un efecto de succión, arrastrando en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos y disminuyendo la presión hidrostática, con lo cual aumentará la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo.

Sin embargo, para poder utilizar este método se deben conocer y estudiar a fondo la presión de inyección y los fluidos contenidos en el pozo, de lo contrario este método no sería aplicable.

### **Inducciones con tubería flexible**

El objetivo es aligerar la carga hidrostática generada por los fluidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno. La inducción puede ser continua o en forma intermitente esto depende de la capacidad de aportación del pozo.

La inducción continua:

Es el método más utilizado, consiste en bajar la tubería flexible con circulación a una velocidad y gasto constante, el desplazamiento de fluidos se inicia cuando la tubería flexible está por abajo del nivel de fluido. Se continúa bombeando hasta la profundidad programada (punto máximo de inyección).

La inyección intermitente.

Es similar al anterior, con la variante de no bombear nitrógeno hasta la profundidad programada. La presión de bombeo es mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido dentro del pozo. El volumen de N<sub>2</sub> a bombear es equivalente al volumen total del pozo, multiplicado por el factor de volumen.

### **Mantenimiento a conexiones superficiales**

Con el uso y el paso del tiempo las conexiones superficiales se van deteriorando, inicialmente se aplica mantenimiento preventivo, sin embargo finalmente llega el momento en que este es incapaz de corregir la falla y es necesario sustituir el accesorio o elemento.

Principalmente en estas operaciones tenemos cambio de cabezal, de medio árbol de válvulas, solo de válvulas, de colgador de tubería y de anillos metálicos.

### **4.3.2 Reparaciones mayores**

Por otro lado las reparaciones mayores (RMA) implican una modificación definitiva a las condiciones o características de flujo de la zona productora. Las reparaciones mayores se pueden clasificar principalmente en los siguientes procesos

#### **Estimulaciones matriciales**

Esta busca disminuir el daño en la vecindad del pozo, mediante la inyección de fluidos que buscan limpiar los canales de flujo existentes, los fluidos utilizados pueden reaccionar químicamente con la roca o pueden ser no reactivos.

En una estimulación matricial el gasto de inyección es menor que la presión de fractura ya que no se busca generar nuevos canales de flujo, solo se busca optimizar los canales ya existentes.

#### **Fracturamientos hidráulicos y/o ácidos**

El fracturamiento hidráulico consiste en generar una serie de fracturas que actúan como canales de flujo mejorando la comunicación entre los fluidos del yacimiento y el pozo, estas fracturas se logran aplicando una presión hidrostática superior a la resistencia de la roca.

Se inyecta un fluido a presión para romper la formación rocosa, una vez que la roca cede, se sigue aplicando presión para alargar el alcance de la fractura aumentando así el área de drenaje. Las fracturas se cierran al poco tiempo debido a la compactación generada por la carga litostática, por lo anterior es necesario inyectar un fluido que contenga arena en suspensión, la cual hará la función de apuntalante permitiendo que las fracturas recién logradas permanezcan abiertas.

#### **Cambios de intervalos productores**

El cambio de intervalo productor implica cambiar la zona desde la cual se producen los hidrocarburos. Una vez que el intervalo se agota o es económicamente incosteable, se procede a cambiar de intervalo productor aislando la zona ya agotada de tal manera que sea posible poner a producir otra zona productora.

Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva con tapones mecánicos o de cemento o por medio de cementaciones a presión; y disparando una zona de interés ya sea que se encuentre en la parte superior o inferior del intervalo que se desea aislar.

## **Re-disparos**

Al cambiar de intervalo productor es necesario realizar otra vez la operación de disparos en el pozo, a este proceso se le conoce comúnmente como re-disparar y el diseño de esta operación es la misma que la operación de disparos en la terminación del pozo.

En los trabajos para obtener producción de hidrocarburos es primordial perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación, para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento mediante el uso de disparos.

Con excepción del equipo de línea, todos los servicios convencionales y métodos de reparación descritos previamente pueden ser utilizados para los pozos horizontales. Existen algunas veces parámetros que complican el trabajo como son el efecto de la gravedad o la longitud horizontal en la zona de drene. Por lo que, para este tipo de operaciones podría ser requerido un mejor centrado de las herramientas en la sección horizontal o podría ser restrictivo el tipo de operaciones que deberán ser contempladas en la reparación.

### **4.4 Cementaciones forzadas**

La técnica de cementación forzada fue desarrollada antes de que se tuviera mucho conocimiento de la mecánica de fracturas en materiales de la tierra o la habilidad necesaria para ajustar los volúmenes de lechada de cemento.

La cementación forzada es una operación donde una lechada de cemento es forzada bajo presión a un punto específico en un pozo con el propósito de reparar la cementación primaria o abandono de algún intervalo. El objetivo es el de sellar todos los disparos y prevenir flujo entre zonas a través de los anulares.

Para realizar esta operación solamente es requerido un pequeño volumen de lechada de cemento, pero este deberá ser colocado en el punto correcto del pozo. Algunas veces existe mayor dificultad para poder confinar el cemento en el agujero.

Las aplicaciones de las cementaciones forzadas incluyen: sello de intervalos-disparos por producción de fluidos no deseados, taponamiento de los canales por mala cementación primaria para excluir agua o gas de una zona de aceite, reparación a una tubería de revestimiento dañada. Es importante mencionar que una cementación forzada puede resolver problemas de comunicación entre zonas permeables a través de pasajes entre la tubería de revestimiento-agujero y su espacio anular con el pozo, también entre formaciones permeables y el interior de la tubería de revestimiento a través de los disparos u otros agujeros en la TR. La cementación forzada no puede resolver problemas de comunicación vertical con la formación.

Existen dos técnicas reconocidas para poder cumplir con los objetivos de una cementación forzada. Es la técnica de alta presión y la de baja presión.

Alta Presión

La técnica de alta presión considera el fracturamiento de la formación y bombeo de la lechada de cemento dentro de la fractura hasta alcanzar una presión superficial particular y sin dejar de bombear durante la operación. Normalmente la lechada de cemento que se utiliza en esta técnica presenta muy alta pérdida de fluido. Esta técnica presenta varias desventajas, muchas de las cuales están en contradicción con la técnica de baja presión.

### Baja Presión

La técnica de baja presión o mejor descrita como técnica de bajo pérdida de fluido de la lechada de cemento considera paradas en la inyección del cemento sobre los intervalos disparados y además aplicando una presión suficiente para ir formando un enjarre de cemento deshidratado en los disparos y en los canales o fracturas que podrían estar abiertos. El cemento de baja pérdida de fluido (50 a 125 cc API) y fluidos de terminación limpios deberán ser utilizados. Usualmente no es necesario o deseable que se alcance durante la operación la presión de fractura de la formación.

La figura 4-2 presenta un registro idealizado durante el trabajo de una cementación forzada por la técnica de baja presión

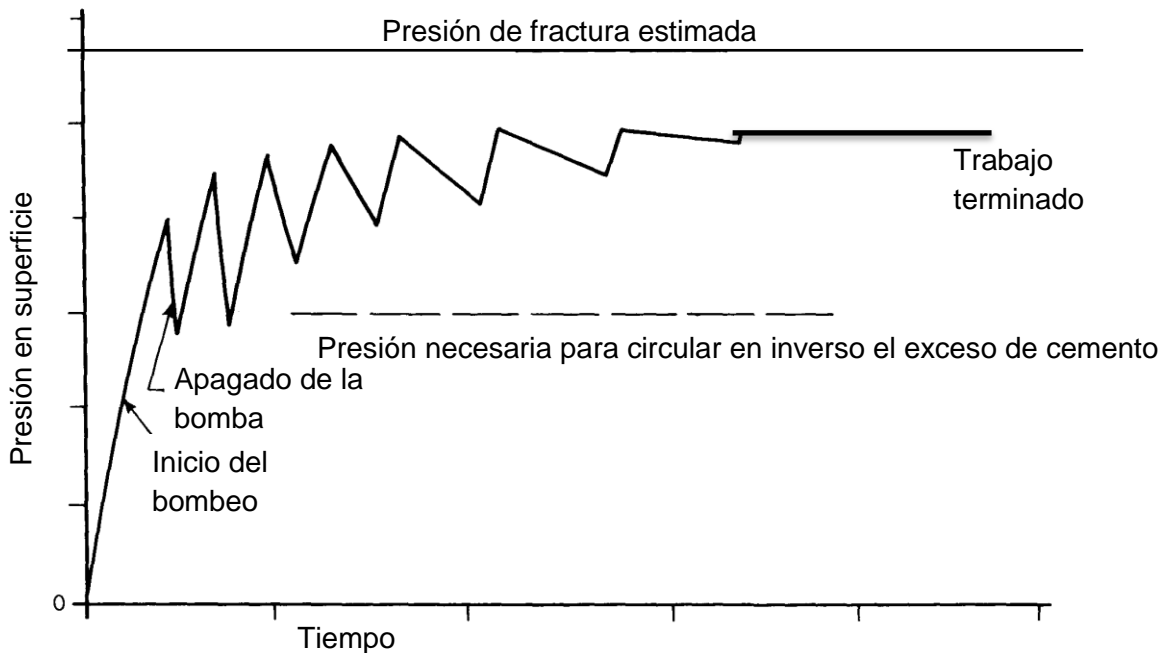


Figura 4-1 Registro de presión ideal durante una cementación forzada (Allen & Roberts, 1979)

### Proceso de campo general para una cementación forzada

Existen dos técnicas para realizar una cementación forzada con la sarta de perforación en el pozo: con y sin retenedor de cemento.

- Con retenedor de cemento.

1. El retenedor se ancla a 45 metros arriba del intervalo probado con alta presión de inyección, para proteger las tuberías de revestimiento y cabezales al evitar someterlas a grandes esfuerzos y asegurar el aislamiento efectivo del intervalo. Una vez anclado y probado el retenedor se deberá marcar con pintura el tubo que sobresale en la mesa rotaria para saber cuándo está enchufado.
  2. Posteriormente se procede a levantar la sarta lo suficiente para dejar el conector (stinger) arriba del retenedor y con circulación en la superficie, marcando nuevamente el tubo.
  3. Con los preventores abiertos se bombean los baches lavadores y espaciadores, así como el volumen total de la lechada debiendo desplazarlos hasta en extremo de la sarta, donde se deberá volver a enchufar el conector para proceder a forzar a través del retenedor, el volumen de cemento previamente calculado a la formación.
  4. Al terminar la inyección se levanta la sarta lo suficiente para desenchufarse del retenedor y circular en inverso para limpiar la sarta de perforación, el proceso general se ilustra en la figura 4-2.
- Sin retenedor de cemento
    1. La lechada se desplaza hasta que el nivel de cemento en el espacio anular sea igual que la del interior. Por recomendaciones de API, deberá cubrir al menos 30 m arriba y 30 m abajo del intervalo probado o hasta la profundidad interior, la que sea menor.
    2. Los volúmenes de los baches lavadores y espaciadores deberán cubrir al menos 50 m cada uno y serán calculados de manera similar a la lechada, de tal forma que las longitudes que cubran también sean iguales tanto en el espacio anular como en el interior de la sarta de trabajo.
    3. El fluido de desplazamiento se bombea a un gasto de 2 a 3  $\left[\frac{bls}{min}\right]$  debiendo reducir el bombeo a 1 o  $\frac{1}{2}$   $\left[\frac{bls}{min}\right]$  cuando empiece a salir el cemento al espacio anular.
    4. Una vez colocada la lechada en su sitio, se deberá levantar lentamente la sarta de trabajo 200 m arriba del tapón para proceder a cerrar el preventor anular e inyectar el volumen de cemento calculado, bombeando lodo por la tubería de perforación y/o el espacio anular.
    5. Finalmente se saca la tubería a la superficie, el diagrama final queda esquematizado en la figura 4-2.

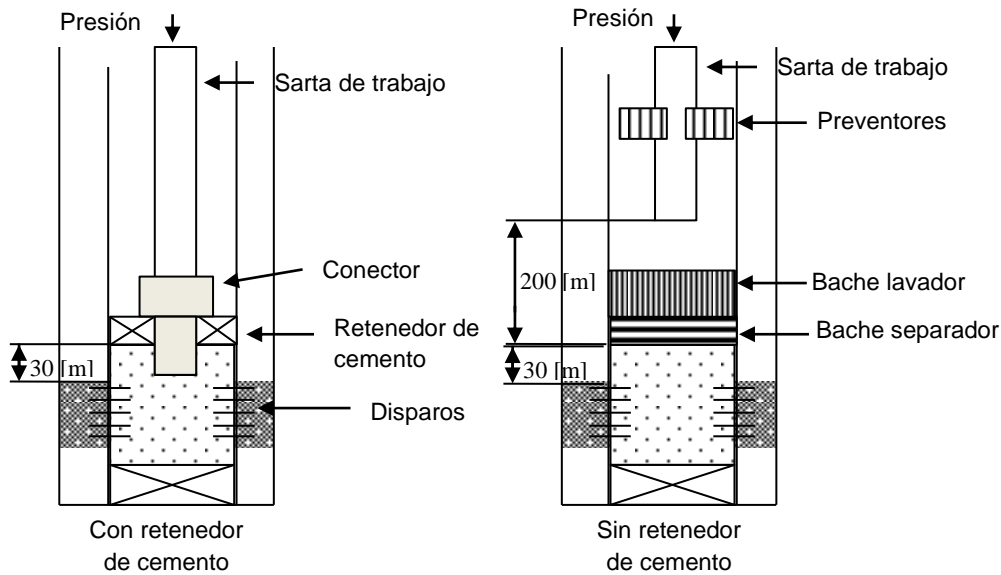


Figura 4-2 Cementación forzada con sarta de perforación.

Sin embargo también se puede efectuar con tubería flexible, esto se recomienda para aislar intervalos con condiciones similares a las consideradas con tubería de trabajo y se pueden colocar enfrente o abajo del intervalo, con la diferencia de que están limitados a la presión de trabajo de la tubería flexible.

#### 4.5 Pescas y moliendas

El término de pesca proviene de los días cuando se comenzaban a realizar trabajos con cable en la perforación de pozos, cuando un cable se rompía, algún miembro de la cuadrilla simplemente colocaba un gancho en la línea e intentaba atrapar el cable roto para recuperar la herramienta o pescado.

##### Pesca convencional

En las operaciones de un pozo petrolero, la pesca es una técnica para remover objetos perdidos o atascados en el interior del pozo. Los trabajos de pesca se pueden clasificar en tres tipos:

- Agujero descubierto, cuando la zona donde se encuentra atrapado el pescado no tiene tubería.
- Agujero revestido, cuando el pescado está dentro de una zona revestida.
- A través de la tubería, cuando el pescado está en el interior de una tubería con diámetro reducido.

Las herramientas de pesca han evolucionado rápidamente con el uso de nuevas tecnologías en las operaciones de recuperación de herramientas, ahora la mayoría de



compañías son capaces de recuperar pescados en pozos de más de 6,000 [m] de profundidad, con altos ángulos de desviación, horizontales y de aguas profundas.

Un pescado puede referirse a una multitud de objetos, una tubería atrapada, una tubería rota, herramientas que se cayeron en el pozo, empacadores atrapados entre muchas otras posibilidades, el tipo de técnica de pesca a utilizar esta en función del tipo de pescado en cuestión.

Los trabajos de pesca son una parte importante que se debe planear tanto en el proceso de perforación, como en la terminación de un pozo.

Tomando en cuenta que la probabilidad de éxito en una operación de pesca es alta, económicamente hablando el costo por realizar la pesca generalmente es mucho menor que el de re-perforar o desviar el pozo, sin embargo existen muchos factores a tomar en cuenta sobre la viabilidad de una pesca, por lo que hacer una lista de características generales para decidirlo resulta imposible, cada pescado deberá analizarse de forma independiente.

Ya que la pesca no es una ciencia exacta, siempre existe más de una manera de recuperar el objeto atascado, por lo que es vital que alguien con gran experiencia de campo sea quien supervise y diseñe los trabajos de pesca. Existen compañías especializadas en trabajos de pesca que cuentan con profesionales con gran experiencia en este tipo de operaciones.

### **Reglas básicas durante la pesca.**

Aunque dos trabajos de pesca pueden ser similares, no son idénticos, se pueden generalizar algunos pasos o reglas que se aplican a casi todas las diferentes operaciones de pesca.

#### **1. Evaluación**

Se debe evaluar la situación actual de manera completa, ¿dónde está el pecado? ¿Qué tipo de pescado es? evaluar la historia del campo. Escuchar ideas de los encargados de otras áreas puede ayudar a examinar vías alternas.

Lo mejor es utilizar siempre técnicas ya probadas para reducir el número de imprevistos. También pensar en las posibilidades durante cada paso de la operación, si el paso actual es exitoso o fallido ¿cómo afecta al siguiente? ayudaran a estar preparados ante cualquier situación.

#### **2. Comunicación**

La comunicación efectiva es la clave del éxito y no debe ser dada como obvia o innecesaria en ningún momento. Se debe notificar a la compañía que hará la pesca toda la información necesaria para que puedan resolver el problema y estar preparados para opciones alternativas. Todas las partes involucradas deben entender la situación y estar de acuerdo con la solución empleada, además, durante la pesca deberán ser notificadas sobre los progresos o problemas encontrados en el pozo.

### 3. Reunir información

Se tiene mucha información sobre cada pozo, sin embargo existen factores clave que se deben tomar en cuenta para aumentar la probabilidad de éxito de la pesca, a continuación tenemos algunos de estos.

- Datos sobre los diámetros (internos y externos)
- Conocer las limitaciones y capacidades de la tubería de perforación
- Localizar la cima del pescado
- Determinar la profundidad y condiciones del agujero
- Determinar el tamaño de las herramientas a utilizar

### 4. No rotar la sarta de pesca

Para mejorar la velocidad de viajes en la sarta de perforación, la tubería frecuentemente es rotada, durante una pesca esto no puede aplicarse por el riesgo de perder el pescado.

### 5. No realizar jalones

La mayoría de herramientas están conectadas con un cable y muchas veces con recoger dicho cable se podría recuperar algunos pescados, sin embargo esto debe ser evitado, sobre todo en agujeros descubiertos donde se corren herramientas con fuentes radioactivas. La forma más segura de recuperarlo es cortando el cable en superficie y recuperar el pescado con alguna técnica de pesca de cable.

## Molinos

Una operación de molienda puede emplearse básicamente en todas las operaciones de pesca, pero para que funcionen adecuadamente el molino deberá diseñarse para trabajos específicos.

Son herramientas que solo tienen partes fijas en su cuerpo y que se podrían quedar en el pozo atascadas durante la molienda. Para su funcionamiento se requiere de cierto torque el cual estará en función del diámetro del molino y del material que se va a moler, del ritmo de penetración y del peso sobre el molino. Un torque excesivo puede ocasionar daño en las juntas de la sarta de trabajo, que posteriormente puede ocasionar otros problemas.

Los molinos están contruidos con una pieza de metal recubierta en el fondo con cortadores de diferentes materiales, son contruidos en tres diferentes configuraciones del fondo. Además deben diseñarse con canales o puertos de circulación que no restrinjan el flujo de fluido y que impidan levantar los recortes molidos.

## Proceso de campo general para pesca y molienda

1. Lo primero que se debe hacer en un proceso de molienda es seleccionar el molino y el fluido con el que se realizara el proceso.

2. Armar y meter sarta de molienda (molino, martillo, combinaciones, tubería extrapesada y tubería de trabajo)
3. Circular y acondicionar el fluido seleccionado para la molienda en el fondo del pozo, homogenizando columnas.
4. Moler el obstáculo desde su parte superior. Es importante determinar la interacción molino – obstáculo, ya que de esto depende en gran parte el tipo de recortes que se obtendrán durante la molienda y podrán definirse las condiciones de hidráulica para recuperarlos eficazmente.
5. Circular un bache viscoso para acarrear los recortes generados en la molienda.
6. Sacar el molino a superficie para observar y analizar la condición física del mismo, determinando el desgaste sufrido por el molino en función del tiempo de operación efectivo.
7. Efectuar viaje de limpieza al fondo del pozo con niple de aguja y canastas colectoras para remover la chatarra.
8. Operar las canastas colectoras con niple de aguja con presión hidráulica para recoger los restos de recortes que no fueron recuperados durante la molienda.
9. Sacar a superficie las canastas colectoras y el niple de aguja, y registrar el peso [kg] de la cantidad de recortes recuperados. Es importante llevar un registro detallado de las condiciones de hidráulica y la cantidad de recortes recuperados considerando el peso y tamaño del recorte.
10. Armar y meter aparejo de pesca con pescante tipo arpón o en última instancia, meter un pescante tipo machuelo para recuperar los restos que dejó el molino.
11. Operar el aparejo de pesca sobre el pescado, trabajando con rotación de la herramienta a la derecha y a la izquierda aplicándole peso sobre la misma, con el propósito de enchufarse firmemente y tratar de jalarlo sin que se suelte, recuperándolo hasta la superficie.
12. Sacar a superficie la herramienta de pesca con el objetivo de recuperar los restos del obstáculo molido, vigilando durante la recuperación del pescado el peso de la sarta, se deberán hacer los viajes necesarios para sacar todos los recortes remanentes.
13. Después de recuperar el pescado, se arma y mete la canasta de circulación inversa con el propósito de recuperar los remanentes de pedacería de fierro. El dispositivo está formado de canastas magnéticas que generan un contraflujo dentro del pozo, lo cual permite que cualquier resto de pedacería de fierro sea removido.
14. Operar la canasta de circulación inversa durante 1 hora aproximadamente, por efecto de la circulación del fluido y el campo magnético, para retirar del seno del fluido el resto de rebaba fina y pedazos de metal. Se debe considerar la introducción de un niple de aguja o zapata dentada para recuperar pedacería, circulando en inversa.
15. Sacar a superficie la canasta de circulación inversa y cuantificar los recortes recuperados (peso y tamaño).

## 4.6 Taponamiento de pozos

El taponamiento de un pozo es una operación en la cual se interrumpe el flujo de fluidos hacia la superficie de manera intencionada y controlada.

Antes de efectuar un taponamiento de un pozo ya sea terrestre o marino se debe obtener un permiso de la secretaria de Energía.

El o los métodos de taponamiento estarán en función de las condiciones mecánicas y físicas del pozo. Existen taponamientos permanentes y temporales, a continuación se explicaran las operaciones de taponamientos establecidas por a la norma NMX-L-169-SCFI-2004

### Taponamiento permanente

Este proceso se utiliza cuando el pozo ya no es rentable económicamente y se decide dar por terminada su vida productiva, es un proceso casi obligado en las perforaciones costa fuera para evitar la futura filtración de algún fluido al lecho marino y el acarreo de problemas ecológicos.

#### A. Utilizando sarta de trabajo

- a) Método de tapón por circulación. Se debe colocar un tapón de cemento frente a todos los intervalos disparados, cubriendo al menos 50 [m] arriba y abajo del intervalo disparado como factor de seguridad o hasta la profundidad interior (la que sea menor).
- b) Método de cementación forzada. Se debe realizar una cementación forzada empleando un retenedor de cemento, una herramienta cementadora recuperable, a través de un empacador de producción o cerrando el preventor contra la sarta de trabajo e inyectando el cemento al intervalo seleccionado como se puede apreciar en la figura 4-3.
- c) Método con un tapón mecánico permanente. Se debe anclar el tapón 45[m] arriba de la cima del intervalo disparado y posteriormente colocar sobre el mismo un tapón de cemento por circulación (TxC) de 50 [m] de longitud y el pozo quería de forma parecida a la figura 4-3.

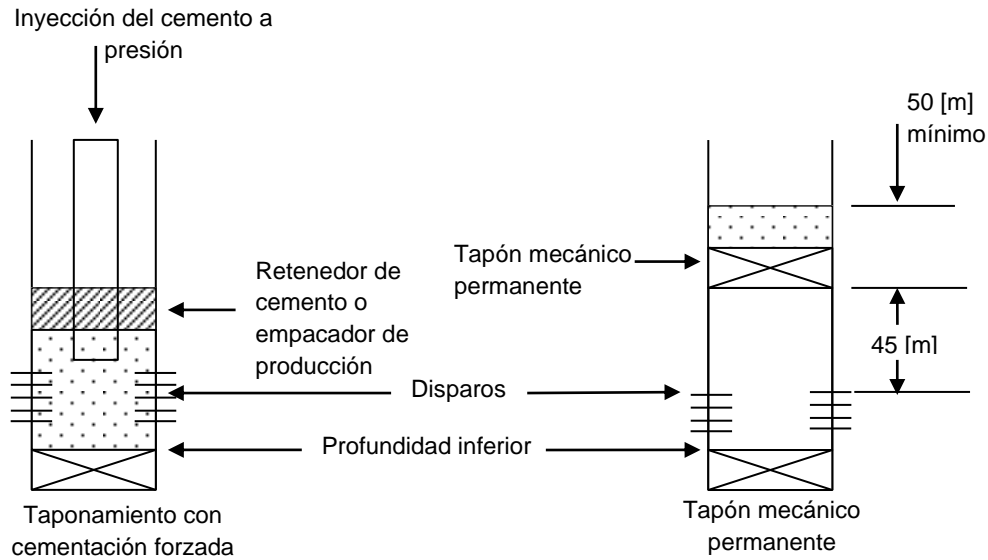


Figura 4-3 Taponamientos usando sarta de trabajo

**B. A través de la tubería de producción**

- a) Método con un tapón introducido a través de la tubería de producción. Se debe introducir con línea de acero el tapón a través de la tubería de producción y anclarlo en la tubería de revestimiento por encima del intervalo disparado, siempre que el intervalo disparado este aislado del agujero inferior. El tapón anclado se debe cubrir con cemento lo cual se puede observar en la figura 4-3.
- b) Método de cementación forzada. Los intervalos disparados se pueden taponar inyectando cemento por la tubería de producción e inyectando el cemento al intervalo seleccionado.
- c) Método con taponos dentro de la tubería de producción. Cuando hay varios intervalos disparados pero aislados por empacadores de producción, el taponamiento se puede llevar a cabo anclando un tapón, con la línea de acero, en un niple de acero, en un niple de asiento o un tapón mecánico en la tubería de producción entre las dos zonas por aislar. El intervalo superior se debe cementar a presión a través de un disparo en la tubería de producción e inyectando el cemento al intervalo seleccionado, como se muestra en la figura 4-3.
- d) Método de tapón por circulación. De no ser posible inyectar cemento dentro de los intervalos disparados en la tubería de revestimiento, se debe disparar la tubería de producción y colocar un tapón de cemento balanceado en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

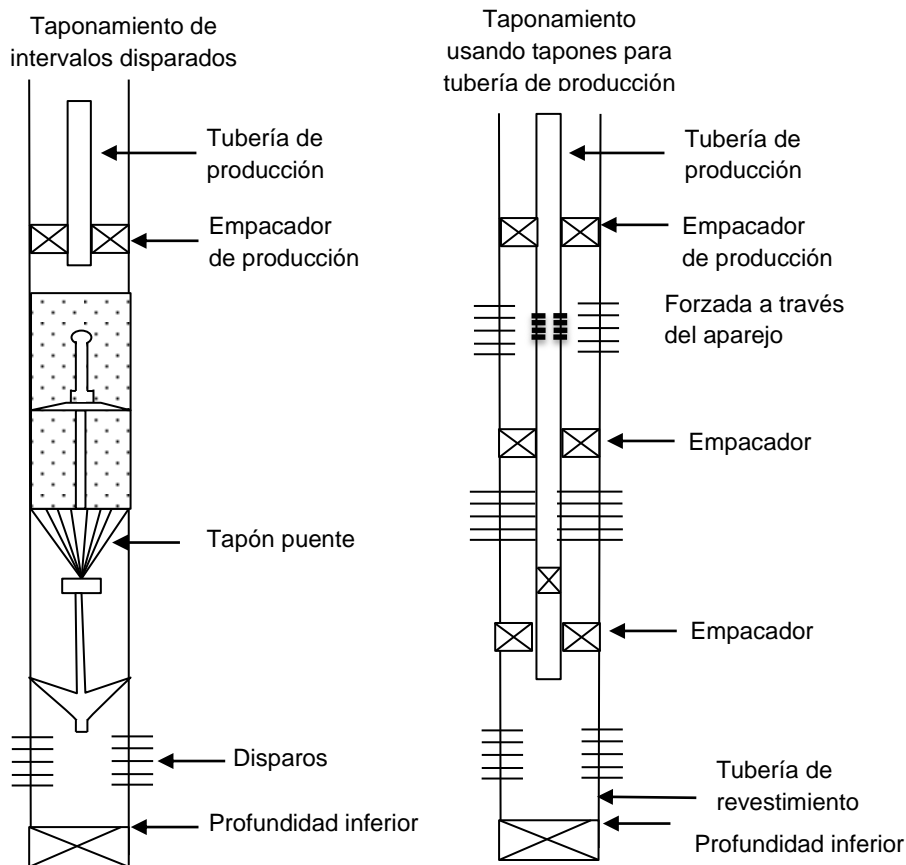


Figura 4-4 Taponamiento con tubería de producción

### C. Tuberías de revestimiento con corte

Cuando la tubería de revestimiento es cortada y se recupera parte de la misma es dejado un traslape dentro de la siguiente tubería de revestimiento de mayor diámetro.

- Método de tapón por circulación. Se debe colocar un tapón de cemento que cubra mínimo 50 [m] arriba y debajo del corte de la tubería de revestimiento.
- Método de cementación forzada. Se debe anclar un retenedor de cemento, 15 [m] arriba de la tubería de revestimiento cortada, y a través del retenedor bombear un volumen de lechada de cemento calculando que se extienda aproximadamente 45 [m] debajo del corte de la tubería de revestimiento y colocar un tapón por circulación de cemento de 50 [m] arriba del retenedor.
- Método con un tapón permanente. Se debe anclar un tapón permanente a una distancia máxima de 15 [m] arriba del corte de la tubería de revestimiento, y colocar un tapón por circulación de cemento de 50 [m] arriba del tapón permanente.

### D. Aislamiento de agujero descubierto

- a) Método de tapón por circulación. Se debe colocar un tapón de cemento con un mínimo de 50 [m] arriba y debajo de la zapata de la última tubería de revestimiento.
- b) Método de cementación forzada. Se debe anclar un retenedor de cemento 30 [m] arriba de la zapata de la última tubería de revestimiento y bombear contra la formación un volumen de cemento de 50 [m] debajo de la zapata. Colocar sobre el retenedor un tapón de cemento de 50 [m].
- c) Método con un tapón mecánico permanente. Si existe o se anticipa pérdida de circulación, anclar un tapón mecánico permanente 45 [m] arriba de la zapata y después cubrirlo con un tapón de 50 [m] de cemento. Este tapón se debe probar antes de colocar tapones adicionales.

Ningún espacio anular se debe dejar abierto o comunicado al agujero descubierto, de haberlo se debe taponar con cemento.

### **Taponamiento temporal**

Se utiliza cuando no se tiene el equipo necesario en superficie para continuar con las operaciones de producción, es común su uso en perforaciones costa fuera, una vez que el equipo de perforación ha terminado el pozo se tapa para evitar la fuga de fluidos mientras se traslada y acopla todos los aditamentos del equipo de producción.

Se debe anclar superficialmente un tapón mecánico recuperable, en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro o un tapón de cemento de 50 [m] con cima de 50 [m] debajo de la superficie.

Se debe dejar identificable, localizable y protegida la infraestructura de cabezales y árboles en condiciones de re-intervención.

### **Pruebas de taponamiento**

La comprobación de la eficiencia de los tapones de cemento colocados en un taponamiento se debe llevar a cabo mediante la aplicación de peso o presión o ambos en la parte superior de los tapones, retenedores de cemento o tapones mecánicos.

## 5 Estimulación de pozos

**Objetivo.** Comprender la importancia de eliminar el daño a la formación y las diferentes técnicas aplicables.

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se genera un sistema extensivo de canales en el yacimiento o intervalo disparado, que tendrán el objetivo de facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación-yacimiento sin exceder la presión de fracturamiento.

El objetivo de la estimulación varía en función del tipo de pozo en el que se aplica, para pozos productores es incrementar la producción de hidrocarburos, mientras que para pozos inyectores es aumentar la inyección de fluidos como agua, gas y vapor, si se usa en procesos de recuperación secundaria y mejorada, la finalidad es optimizar los patrones de flujo de inyección.

La estimulación de pozos tiene el objetivo-alcance del mejoramiento de la productividad, o en su caso de la inyectabilidad, su éxito depende básicamente de las condiciones en que se encuentran los pozos. Esto nos lleva a tener que conocer con bastante certidumbre los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de tomar la decisión si es conveniente no realizar una estimulación para mejorar las condiciones de producción del pozo.

Las premisas que controlan la productividad de los pozos, se puede afirmar que son: que existan hidrocarburos, que la formación que los contenga permita de alguna manera el paso de los mismos a través de la roca productora (yacimiento), y que tengan suficiente energía para producir fluidos en la superficie. El conocimiento de estos parámetros nos llevara a tomar una decisión de si es conveniente o no estimular un pozo.

Una vez conocidas las premisas mencionadas, se procederá a efectuar un análisis nodal y con esto estaremos en posibilidades de evaluar el sistema completo de producción de un pozo. El sistema de producción de un pozo se puede dividir en tres etapas de flujo: el flujo del yacimiento al pozo a través del intervalo terminado, el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie, y por último el flujo de la cabeza del pozo al separador a través de la línea superficial.

El análisis nodal nos permitirá que el sistema de producción este lo más optimizado posible, para poder saber y controlar la contribución de cada componente del sistema y así evitar restricciones al flujo y estar en condiciones de poder evaluar el efecto de los cambios de cualquier componente para incrementar los gastos de producción.

Por lo tanto a manera de resumen, es que tenemos un sistema con energía de presión propia y el transporte ( producción de hidrocarburos) del yacimiento a la superficie, nos llevara a que esta energía de presión disponible del yacimiento se pierda o consuma en cada etapa del sistema de producción, modelado matemáticamente, es lo siguiente:

$$APT = AP_r + (-A_{pw}) + A_{pf}$$



$A_{PT}$ : Caída de presión total del sistema [psia].

$A_{Pr}$ : Caída de presión en el yacimiento e intervalo abierto a producción [psia].

$A_{pw}$ : Caída de presión en el pozo [psia].

$A_{pf}$ : Caída de presión en la superficie [psia].

Ahora, si se tiene, ya nuestro modelo en un pozo petrolero, tenemos que:

$$A_{PT} = P_{ws} - P_{wf}$$

$$A_{pw} = P_{wf} - P_{th}$$

$$A_{pf} = P_{th} - P_{sep}$$

$$A_{PT} = P_{ws} - P_{sep}$$

Dónde:

$P_{ws}$  = Presión estática del yacimiento [psia].

$P_{wfs}$  = Presión de fondo fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo terminado [psia].

$P_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo en el pozo [psia].

$P_{th}$  = Presión en la cabeza del pozo [psia].

$P_{sep}$  = Presión en el separador. [psia].

### Métodos de estimulación

A partir de la ecuación de Darcy en su forma más simple puede ser utilizada para conocer la respuesta de un pozo, en este caso en condiciones de flujo permanente y radial, tenemos:

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf \text{ Ideal}})}{\mu B_o L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}$$

La permeabilidad  $k$  [mD], no debe referirse a la permeabilidad absoluta, ni relativa, sino a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento que estará en función de las heterogeneidades de la formación y otros factores, el gasto del pozo  $q$  [bpd], el espesor  $h$  de la zona productora [pie],  $P_{wf \text{ Ideal}}$  es la presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal [Psia],  $\mu$  es la viscosidad de los fluidos del yacimiento [cp],  $r_w$  es el radio del pozo y  $r_e$  es el radio de drene ambos en [pie]. Para el caso en que se tengan condiciones "ideales" de flujo, ningún daño, se tendrá y una caída de presión de cero en relación con este efecto.

Pero para condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional,  $AP_s$  la cual fue definida en función del efecto Skin, S, por Van Everdingen y Hurst.

Así mismo, este efecto Skin, ya modelado se presenta de la siguiente forma:

$$AP_s = P_{wf\ Ideal} - P_{wf\ Real}$$

Dada por:

$$AP_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} * S$$

Quedando finalmente la ecuación de Darcy para flujo radial y ya con el daño incorporado.

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf\ Real})}{\mu B_o Ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S}$$

Donde:

$q_o$  = gasto de aceite [Bls] @ c. s.

K = Permeabilidad [mD]

$P_{ws}$  = Presión media del yacimiento  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

h = Espesor del yacimiento [Pie]

$P_{wf\ real}$  = Presión de fondo fluyendo  $\left[ \frac{Lb}{pg^2} \right]$

$\mu$  = Viscosidad [cp]

$r_e$  = Radio de drene [Pie]

$r_w$  = Radio del pozo [Pie]

$B_o$  = Factor de volumen del aceite  $\left[ \frac{Bl_o@c.y.}{Bl_o@c.s.} \right]$

S = Daño [1]

La ecuación anterior representa las condiciones de flujo de un fluido real en el pozo, donde S es matemáticamente adimensional.

Cada uno de los términos de esta ecuación afectaran la productividad del pozo y ciertas acciones pueden tomarse para cambiar favorablemente estos factores. Debe observarse que los parámetros que pueden modificarse se restringen básicamente a la permeabilidad, K, y al efecto skin (daño), S. Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande de S, nos llevaran a tener una baja productividad del pozo.

Para los casos en que la permeabilidad es baja ( $\leq 10$  md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de las estimulación por fracturamiento. En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran parte dentro del yacimiento creada por el fracturamiento. Por otra parte un valor grande de S en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina del

pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y terminación del mismo.

Esta alteración en la vecindad del pozo puede en la práctica ser eliminada y así reducir a cero el valor de  $S$ , o en algunos casos disminuirlo más a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la estimulación matricial. En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto Skin, y el mejoramiento de la productividad del pozo resulta de un virtual incremento efectivo del radio del pozo. Con lo anterior el daño puede ser tanto positivo como negativo lo cual se ilustra en la tabla 5-1

**Tabla 5-1** Valores típicos de  $S$  y su significado relativo

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación $S$
Altamente dañado	Más de 10
Dañado	Mayor de Cero
Sin daño	Igual a Cero
Acidificado	Entre -1 y -3
Fracturado	Entre -2 y -4
Masivamente fracturado	Mayor de - 4 y Menor de -5

Los mecanismos que gobiernan el daño en una formación son: Reducción de la permeabilidad absoluta, Reducción de la permeabilidad relativa y Aumento de la viscosidad de los fluidos.

La selección del fluido óptimo, debe sustentarse en la consideración de muchos factores relevantes como son: composición de la formación, daño a la formación, compatibilidad con los fluidos del yacimiento, entre otras cosas y deberá ser seleccionado por un experto en la materia.

Existen dos grandes técnicas de estimulación:

- Estimulación matricial
- Fracturamiento hidráulico

### **5.1 Estimulación matricial**

Todos los procesos de estimulación matricial se caracterizan por tener gastos de inyección menores a la presión de fractura, con esto se busca que el fluido de estimulación penetre a la matriz de la roca para remover el daño en la vecindad del pozo

Es común que los pozos requieran una estimulación matricial antes de iniciar su vida productiva, lo anterior es con el objetivo de eliminar el daño ocasionado durante la perforación y posterior terminación del pozo.

Dependiendo de la interacción que tendrá el fluido inyectado con la formación se divide a la estimulación matricial en dos grupos:

- Estimulación matricial no reactiva (o no ácida).
- Estimulación matricial reactiva (acidificación matricial)

### **5.1.1 Estimulación matricial no reactiva**

El fluido de inyección no reacciona químicamente con la formación, se utiliza en la remoción de daños generados por bloqueos de agua aceite o alguna emulsión, pérdidas del lodo de perforación o depósitos orgánicos.

Se pueden inyectar tanto soluciones acuosas como oleosas, alcoholes o solventes acompañados de aditivos, principalmente de surfactantes, los cuales son la clave en el éxito del tratamiento.

### **Surfactantes**

Están compuestos por 2 partes, lipofílico (que atraen al solvente) y lipofóbica (que repelen al solvente). Cuando el solvente es agua los términos apropiados son hidrofóbica e hidrofílica respectivamente, dada esta estructura tienden a orientarse en la interfase agua aire con el grupo afín al aceite en aire y el grupo afín al agua en el agua.

El hecho de que un surfactante se acomode en la interfase, implica que la tensión superficial o interfacial y presión capilar se modificaran en mayor o menor grado y estos efectos se manifestaran en cualquier interfase presente.

Los principales efectos generados por los surfactantes son los siguientes:

#### **1. Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.**

La acción bajo-tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares en el medio poroso, este efecto tiene mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad y gargantas de poro reducidas, donde las fuerzas retentivas causan que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible.

#### **2. Mojabilidad de la roca**

Las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son habitualmente sílicas o calcáreas, por lo cual los surfactantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido

#### **3. Rompimiento de emulsiones**

Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gota en otro fluido inmiscible. El líquido disperso constituye la fase discontinua, mientras que el otro líquido representa la fase continua. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo

la tensión interfacial, lo cual permite romper la película, neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes.

Un surfactante debe de cumplir con los requisitos siguientes:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- No hinchar o dispersar las arcillas de la formación.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación.
- Ser solubles en el fluido de tratamiento a temperatura del yacimiento.

En general en la estimulación matricial no reactiva es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen, pero en casos especiales es posible contemplar el uso de mayores concentraciones de surfactantes en el fluido base.

### **5.1.2 Estimulación matricial reactiva**

Los fluidos de inyección reaccionan químicamente con la formación, eliminando o reduciendo el daño ocasionado en las operaciones de perforación y terminación. Se utiliza para la remoción de daño causado por partículas de sólidos y precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a utilizar son principalmente sistemas ácidos, los cuales son la clave en el éxito del tratamiento.

#### **Ácido clorhídrico**

Es el ácido de uso más común en la estimulación de pozos, es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua, el disociarse rápidamente en el agua le da la condición de ácido fuerte, lo cual es el motivo de su popularidad en estimulaciones matriciales reactivas, ya que permite disolver un mayor volumen de roca calcárea, sin embargo es altamente corrosivo y puede dañar las tuberías de acero, el ser tan agresivo restringe también su aplicación a menos de 300°F.

Comercialmente se encuentra disponible en concentraciones del 32% en peso y es conocido como ácido muriático.

#### **Ácido fluorhídrico**

Este ácido es el único que permite la disolución de minerales silícicos, como las arcillas, feldespatos cuarzos, etc. También reacciona con los minerales calcáreos, sin embargo genera precipitaciones insolubles, por lo cual su uso se limita a daños generados por arcillas. En el mercado se puede obtener en soluciones acuosas que van del 40 al 70 % en peso o también como un material puro en forma de anhídrita.

### **Ácido acético**

Debido a su lenta y parcial ionización en agua es considerado un ácido débil, reacciona con los carbonatos y con los metales de forma lenta, por lo cual es utilizado en la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomitas a altas temperaturas, hasta 250°F. Se utiliza en conjunto con el ácido clorhídrico o fluorhídrico

### **Ácido fórmico.**

Es más fuerte que el ácido acético, pero no tanto como el clorhídrico, principalmente se usa en la estimulación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura, hasta los 350°F; se pueden usar en conjunto con el ácido clorhídrico o fluorhídrico o en solitario.

### **Diseño de la estimulación**

Cada estimulación se diseña de acuerdo a las características, requerimientos y limitaciones presentes en cada pozo, pero se pueden generalizar algunos pasos a seguir en cada diseño.

1. Evaluar e identificar el tipo de daño
2. Seleccionar el fluido de tratamiento y sus aditivos según los resultados de las pruebas de compatibilidad
3. Realizar una prueba de admisión para determinar los gastos
4. Determinar el volumen de tratamiento según a la longitud del intervalo a tratar y el radio de penetración de la zona dañada

Debido a las posibles reacciones indeseables que se tienen con los carbonatos y salmueras de la formación, se recomienda inyectar tres tipos de fluidos: el de prelavado, el de estimulación y uno de desplazamiento.

**Fluido de prelavado:** El objetivo de este fluido, es crear una barrera física entre fluido de tratamiento y el agua de la formación, previniendo la precipitación de sólidos, consiste generalmente de un ácido clorhídrico o un ácido orgánico.

**Fluido de estimulación:** Es el fluido que va a remover el daño en la formación,

**Fluido de desplazamiento:** El propósito de este fluido es desplazar los precipitados de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del fluido de estimulación y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Una guía general del tipo de estimulación que se debe emplear se ejemplifica en la tabla 5-2 de acuerdo al tipo de daño presente.

**Tabla 5-2 Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido de tratamiento**

Estimulación matricial		
Tipo de daño	No reactiva	Reactiva
Arcillas y finos	Solo en formaciones de temperatura mayor a 300 °F, con agentes quelantes y surfactantes dispersantes de finos	HF-HCl
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajo tensores	Recomendable
Bloque por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua. Previa inyección de solventes mutuos	No Recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos ( solventes), con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desemulsificantes	No Recomendable
Incrustaciones de sales	No indicada	Indicada
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajo tensores y con o sin solventes mutuos	No recomendable
Perdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos	Puede ser recomendable

**Proceso de campo general para una estimulación de pozo.**

- Validación del pozo propuesto  
 Cuando existe un pozo precandidato a estimular se requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe el tratamiento, principalmente se debe validar las condiciones del pozo y del yacimiento así como identificar la presencia de pseudodaño.
- Determinar y caracterizar el daño  
 Es vital saber qué tipo de daño se atacara y en donde para poder así determinar el tipo de tratamiento a utilizar, esto requiere de un análisis integral de pruebas de presión, análisis nodal y pruebas de laboratorio.
- Selección del sistema de fluidos para el tratamiento

Cada pozo es diferente, por lo que el diseño variara en cada caso, sin embargo existen algunas generalidades.

- a) El uso del Ácido Fluorhídrico en rocas carbonatadas no debe permitirse.
- b) El Ácido Clorhídrico no reacciona con sílice o minerales arcillosos.
- c) Los tratamientos de acidificación matricial en formaciones areniscas generalmente son a partir de mezclas de del Ácido Fluorhídrico y Ácido Clorhídrico.
- d) Los daños causados por depósitos de parafinas y asfáltenos deben ser tratados a partir de mezclas de solventes, dispersantes y surfactantes.

En la estimulación de areniscas existen tres etapas básicas de bombeo:

- Pre-colchón
- Fluido de tratamiento
- Fluido de desplazamiento

Pre-colchón. Siempre se bombea por delante del fluido de tratamiento, proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación, este barrido reduce la posibilidad de reacciones entre el fluido de tratamiento y los fluidos in situ. Los más comunes son Ácido Clorhídrico (HCL). Cloruro de Amonio (NH<sub>4</sub>Cl), Diesel, Kerosina y Aceite. Estos se seleccionan en función de la temperatura y de la composición mineralógica de la roca

Fluido de tratamiento. Es el principal agente en el proceso, removerá el daño por arcillas, para completar esto, el sistema ácido deberá contener iones de fluoruro.

Fluido desplazante. Su función es la de desplazar al fluido de tratamiento asegurando que la mayoría reaccione con la formación, mejorando los resultados del tratamiento.

- Obtener la presión y gastos máximos de inyección  
Comúnmente se obtienen de una prueba de inyektividad
- Estimar el resultado de la estimulación  
El aumento que se espera obtener en la productividad

## 5.2 Fracturamiento hidráulico

Se puede definir al fracturamiento hidráulico como el proceso mediante el cual se aplica la presión de un fluido sobre el yacimiento hasta que se rebase la presión de fractura, dicho fluido se le conoce como fluido fracturante. Después mediante la propagación de la fractura se crea un canal de flujo desde el punto de rompimiento de la roca generando un área adicional de drene.

El efecto de incremento de drene de fluidos decrece rápidamente con el tiempo, esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se inyecta un apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura. Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación, la geometría



general que adquiere una fractura así como las líneas de flujo presentes en la misma se ilustra en la figura 5-1.

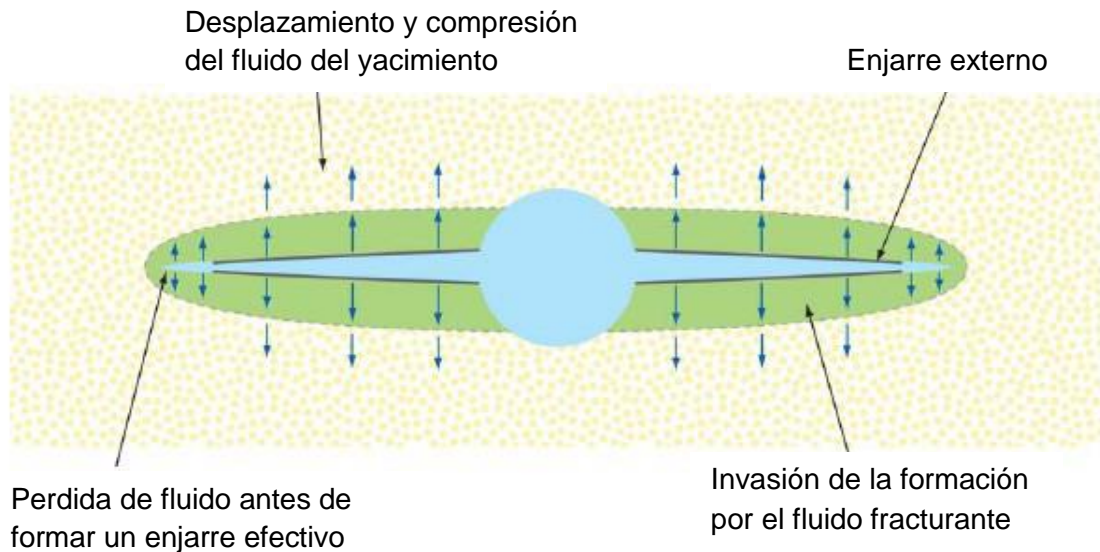


Figura 5-1 Geometría de una fractura (Bellarby, 2009)

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico el bombeo del fluido se debe realizar de forma secuencial, primero se bombea un pre-colchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.

### Conceptos básicos del fracturamiento hidráulico

#### Esfuerzos

Supongamos un plano cualquiera, el cual está sujeto a una fuerza  $F$  la cual forma un ángulo  $\theta$  con el plano, dicha fuerza se puede descomponer en dos esfuerzos que actúan sobre el plano de área  $A$ , los cuales son:

#### Esfuerzo normal

$$\sigma = \frac{F \sin \theta}{A}$$

Siendo  $F \sin \theta$  la componente de la fuerza normal al plano.

#### Esfuerzo cortante

$$\sigma = \frac{F \cos \theta}{A}$$

Siendo  $F \cos \theta$  la componente de la fuerza en la dirección del plano.

De lo anterior se concluye que un esfuerzo es el cociente entre una fuerza y el área sobre la cual está actuando

$$Esfuerzo = \frac{F}{A}$$

Si la fuerza esté dirigida hacia el plano, da lugar a esfuerzos de compresión mientras que si están en sentido opuesto serán de tensión. En la mecánica de rocas, si el esfuerzo es de compresión se toma por convención como positivo y de tensión como negativo. Si la fuerza se aplica 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".

En la mayoría de los yacimientos el esfuerzo mínimo es el que está en dirección horizontal, la fractura se propagara en dirección perpendicular al menor esfuerzo como se muestra en la figura 5-2.

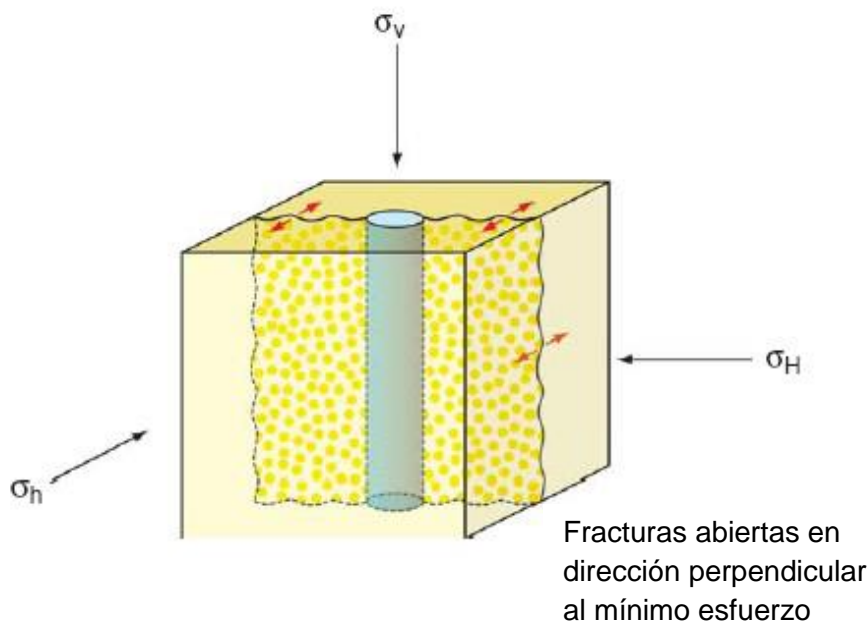


Figura 5-2 Propagación de una fractura (Donaldson, Alam, & Begum, 2013)

### Deformaciones

Si a un objeto se somete a un esfuerzo lo suficientemente fuerte, dicho objeto puede deformarse, la deformación puede ser en sentido axial o longitudinal ( $\delta$ ), o en sentido radial o transversal ( $\epsilon$ ).

**Deformación unitaria.** Es la relación entre la deformación absoluta sufrida por un cuerpo entre su dimensión original.

$$Deformación\ unitaria = \frac{Dimensión\ final - Dimensión\ inicial}{Dimensión\ inicial} = \frac{\Delta Dimensión}{Dimensión\ inicial}$$

Deformación unitaria axial

$$\delta_u = -\frac{\Delta L}{L_i}$$

Deformación unitaria radial

$$\varepsilon_u = -\frac{\Delta r}{r_i}$$

De lo anterior se puede definir la relación de Poisson ( $\nu$ ), como la relación entre la deformación unitaria radial y la deformación unitaria axial.

$$\nu = \frac{\varepsilon_u}{\delta_u}$$

Donde  $\varepsilon_u$  es la expansión lateral de la roca y  $\delta_u$  es la contracción axial de la roca cuando se somete a compresión. Esta relación se toma como constante para un material dado dentro de un margen de comportamiento elástico y su valor varia de 0.1 a 0.4 dependiendo de la litología de acuerdo a la tabla 5-3.

**Tabla 5-3 Valores de la relación de Poisson para rocas típicas en la industria petrolera**

Tipo de roca	Relación de Poisson ( $\nu$ )
Arenisca	0.15-0.25
Caliza	0.20-0.30
Margas	0.40-0.45
Roca de sal	0.30-0.40

### Módulo de Young

El Módulo de Young es una medida de la resistencia de una roca a deformarse, es una propiedad intrínseca de los materiales, y se puede relacionar con los demás parámetro en la siguiente ecuación.

$$\sigma = E\delta$$

Dónde:

$\sigma$ = Esfuerzo

$\delta$ =Deformación

E =Modulo de Young

Si sometemos una roca a un esfuerzo y dicho esfuerzo el esfuerzo se incrementa de manera constante, se generara un daño irreversible, a la magnitud del esfuerzo requerida para causar efecto permanente se le denomina limite elástico, si el aumentando en la magnitud del esfuerzo continua se producirá la ruptura de la roca, esto se grafica de manera esquemática en la figura 5-3

Si el esfuerzo de ruptura se alcanza 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.

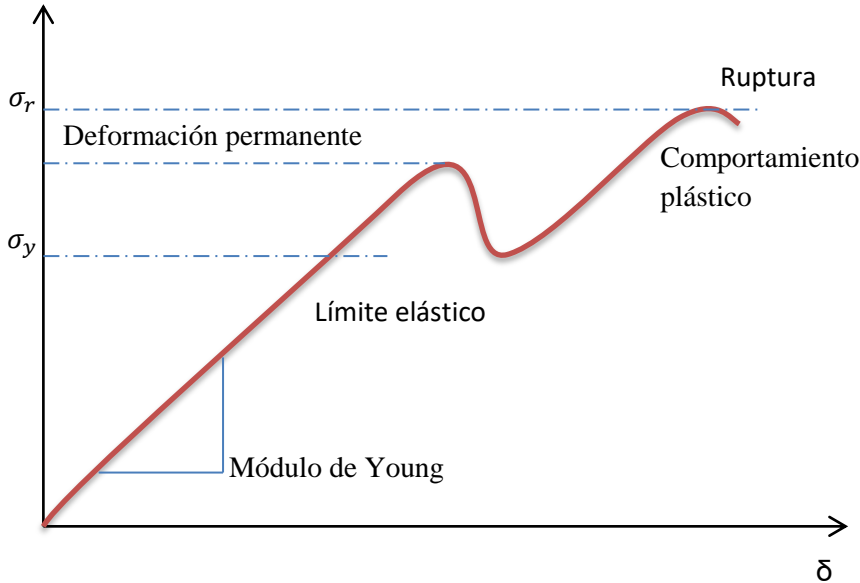


Figura 5-3 Módulo de Young

El módulo de Elasticidad y la relación de Poisson, constituyen la propiedad mecánicas fundamentales de todo material. Estos parámetros pueden estimarse de registros sísmicos, conociendo la densidad del material.

### Presión de fractura

La presión de fractura, es la presión necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla.

La presión se trasmite al inyectar al pozo el fluido fracturante. Esta energía se disipa en forma de ondas por lo que el valor de presión de fractura depende principalmente de los esfuerzos confinantes, la resistencia a la tensión, condiciones de frontera, penetración del fluido y entrada de fluido (esférico o radial circular).

De forma muy general en la figura 5-4 se ejemplifica la creación de una fractura desde que se inicia el bombeo en superficie hasta que esta se expande superando primeramente la presión de fractura y en un segundo momento la presión de cierre.

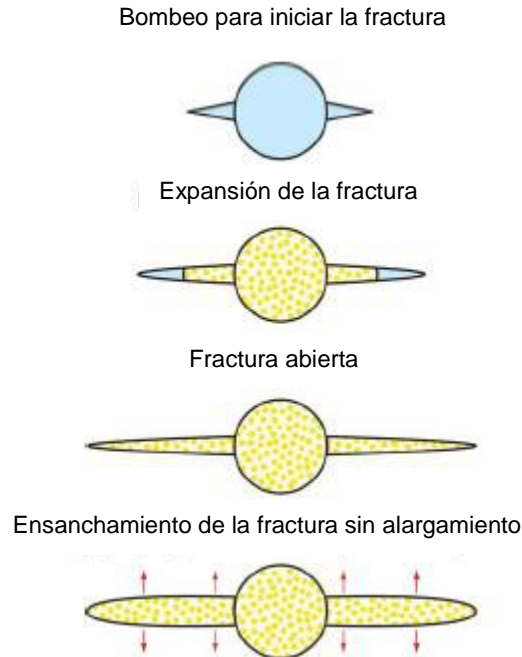


Figura 5-4 Fases en la creación de una fractura (Donaldson et al., 2013)

### Presión de cierre.

Es la presión a la cual la fractura se cerrara por completo, una vez que deja de inyectarse el fluido la fractura lentamente volverá a su forma original cerrándose poco a poco. Cuando la presión alcance el valor del mínimo esfuerzo horizontal, la fractura se cerrara totalmente.

### Presión neta.

Se le llama presión neta a la presión que se encuentra por encima de la necesaria para mantener la fractura abierta, este "exceso" de presión es el que provoca la propagación de la fractura y la anchura de la misma. Es la diferencia entre la presión dentro de la fractura y la presión de cierre, por lo tanto cuando la presión neta es igual a cero es porque la fractura se encuentra cerrada.

### Fracturamiento con apuntalante

En un fracturamiento hidráulico con apuntalante se inyecta un fluido para elevar la presión y fracturar la roca, el fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante, la inyección del fluido continua para ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza la amplitud determinada en el diseño, se agrega un material solido al fluido conocido como agente apuntalante, este material es transportado en solución hasta la fractura en donde se busca que el apuntalante se acomode dejando un empaque altamente permeable y así evitar el cierre de la fractura cuando se deje de inyectar fluido.

El apuntalante debe cumplir con las características estipuladas en las normas API, a continuación se mencionaran brevemente estas condiciones

- Redondez - Medición relativa de la agudeza de las esquinas de los granos. API recomienda una redondez de 0.6.
- Esfericidad - Medición de la proximidad geométrica de una grano a una de una esfera. API recomienda una esfericidad de 0.6.
- Gravedad especifica - medición de la densidad absoluta de un grano de apuntalante con relación al agua. API recomienda 2.65 para arenas.
- Densidad Bulk - Volumen que ocupa una unidad de masa de apuntalante incluyendo los espacios vacíos entre el apuntalante. API recomienda máximo 105 [lb/ft<sup>3</sup>].
- Solubilidad en acido – Funciona como un indicador de la cantidad de finos y contaminantes que existen en el apuntalante. API recomienda un máximo de solubilidad para arenas del 2% y 7% para arenas cubiertas con resinas.
- Contenido de limo y arcilla - Medición de la cantidad de arcilla y limo lo cual puede reducir la permeabilidad. API recomienda máximo 250 unidades de turbidez.
- Tamaño de grano – Generalmente grandes granos generan mejores permeabilidades, pero si el la fuerza de cierre en la fractura es muy grande triturara los granos y reducirá le permeabilidad. API sugiere un tamiz 20/40 (0.84-0.42 [mm])
- Resistencia a la compresión – Medición de la fuerza relativa del apuntalante, varía de acuerdo al tipo de material y tamaño de grano, generalmente se usan arenas las cuales soportan cierres de 6000 [psi] mientras que la arena cubierta con resina es capaz de retener hasta 8000 [psi].

El objetivo de un fracturamiento es establecer o restablecer las condiciones de flujo que faciliten la afluencia de fluidos de la formación al pozo o viceversa, este tipo de tratamiento se utiliza principalmente en los siguientes casos:

- En formaciones de baja permeabilidad
- Cuando se tiene un daño profundo en la vecindad del pozo
- En la recuperación secundaria para el mejoramiento del índice de inyectividad del pozo

### **Fluidos fracturantes**

El fluido usado en el fracturamiento debe ser seleccionado de acuerdo con las condiciones especiales de cada pozo y yacimiento, como son: presión y temperatura en el pozo, propiedades de los fluidos de la formación y el tipo de roca principalmente, sin embargo de manera general todos los fluidos fracturantes deben cumplir con los siguientes requerimientos.

- Alta capacidad de acarreo del apuntalante

- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura
- Fácil remoción una vez terminado el tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de la formación
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y de la fractura.

El fluido fracturante debe cumplir con dos objetivos dentro del proceso de fracturamiento, en primer lugar debe ser capaz de extender la fractura y de transportar el agente apuntalante en suspensión desde la superficie hasta la zona de tratamiento; por lo general el apuntalante es algún tipo de arena con alta resistencia a la compresión.

Actualmente la tecnología en fracturamiento hidráulico está conformada por todo un abanico de posibilidades y configuraciones, por lo que cada caso tendrá que ser diseñado de manera especial

### **Fracturamiento ácido**

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación que combina la acidificación matricial con la fractura hidráulica, de tal forma que el ácido inyectado tienda a grabar la roca de una manera no uniforme, creando con ello, los canales conductivos luego de que la fractura se cierra.

El proceso de fracturamiento ácido sucede de dos maneras:

1. La generación y propagación de una fractura hidráulica mediante un fluido viscoso, el cual mantiene abierta dicha fractura (similar al fracturamiento con apuntalante).
2. Una vez creada y propagada la fractura, se coloca el ácido dentro de ella para que este reaccione con las caras de la roca para la disolución de la misma, con la finalidad de realizar un grabado en ellas y obtener los canales conductivos necesarios para la aportación de los fluidos de la formación (similar a una estimulación matricial).

El principal reto en este tipo de tratamientos es la longitud que el ácido es capaz de grabar a lo largo de la fractura antes de que este se gaste. La longitud de la fractura grabada será función del tipo, volumen, concentración y velocidad de reacción del ácido, así como de la temperatura y pérdida de fluido en la formación.

Este tipo de tratamiento está limitado a formaciones limpias altamente solubles (calizas y dolomías), no siendo candidatos carbonatos sucios con solubilidades menores del 70% en Ácido Clorhídrico (HCL) debido a las siguientes razones:

- a). La creación de los canales de flujo grabados se verán dañados debido a la baja solubilidad.
- b). La liberación de finos tenderá a taponar los canales de flujo creados en las formaciones de baja permeabilidad.

El fracturamiento ácido no es usado en arenas, ya que el ácido fluorhídrico (HF) no grabará adecuadamente la cara de la fractura; aún si la arena contiene calizas como

material cementante, además la liberación de finos a través de la disolución del cementante, taponará la fractura, aunado a que existe el riesgo de la formación de precipitados insolubles.

En síntesis la diferencia entre el fracturamiento apuntalado y ácido, es que la conductividad de la fractura en las fracturas apuntaladas se obtiene colocando un material (apuntalante) fuerte y muy permeable que mantenga abierta la fractura luego de que el bombeo se ha detenido y el fluido se ha filtrado hacia la formación. En cambio, las fracturas ácidas aprovechan la gran reactividad de ciertas rocas del yacimiento con determinados fluidos comúnmente ácidos, con lo cual se graban las paredes de la fractura de tal manera que al cerrarse la misma, quedan abiertos los conductos de gran permeabilidad, lo que permite la comunicación del pozo con el yacimiento..

### **Diseño de una fractura**

Existen diferentes metodologías para describir la estructura de una fractura, los modelos iniciales consideraban la estructura de la fractura en 2D, estos métodos se clasifican en dos grupos. En el primer grupo (Khristianovich-Zhel'tov, Geertsma, de Klerk (KGD)) quienes no varían la altura de la fractura, la zona de apertura de la grieta se resuelve en un plano horizontal, la propagación en dirección del pozo es despreciada. Este modelo es aplicable cuando tenemos fracturas grandes y de mucho alcance.

En el segundo grupo (Perkins-Kern, Nordgren (PKN)), la fractura tiene una forma elíptica donde la máxima anchura se encuentra en el centro, la zona de apertura de la grieta se resuelve en un plano horizontal y la propagación en dirección de la fractura es despreciada, este modelo es más utilizado cuando la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura. Ambos modelos son representados en la figura 5-5, en la cual se visualiza las consideraciones de cada uno de los dos grupos (KGD y PKN) y lo contrastantes que son.



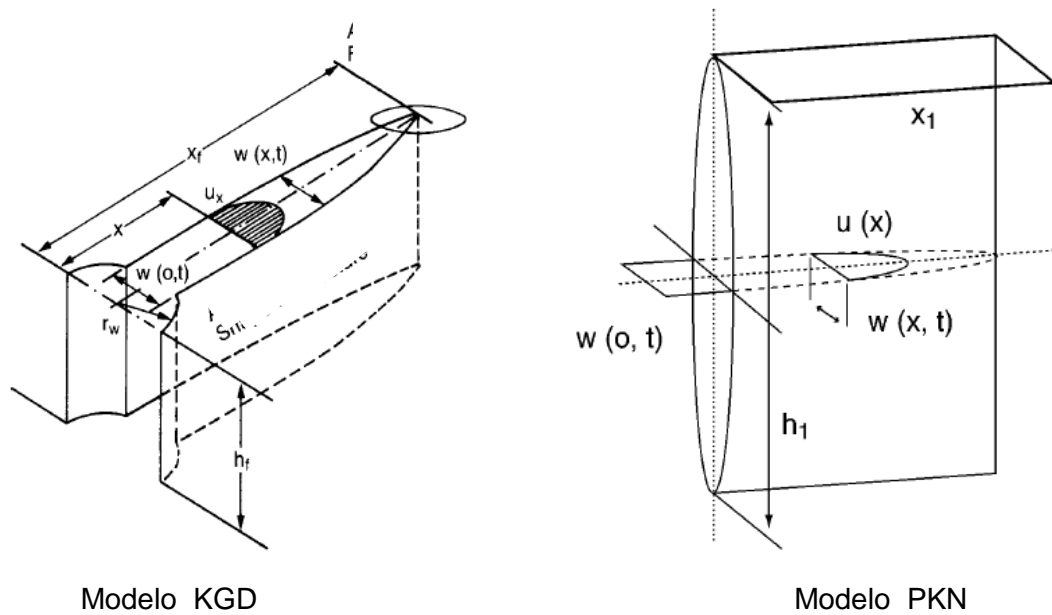


Figura 5-5 Metodologías para describir una fractura (Donaldson et al., 2013)

Si la deformación es en el plano vertical (PKN) entonces la anchura será función de la dirección y el tiempo de propagación quedara definido de la siguiente manera:

$$W_{(x,t)} = \left( \frac{4E}{1-\nu^2} \right) \sqrt{c^2 - x^2} (\Delta P(x,t))$$

Cuando  $c$  es la mitad de la altura de la fractura el ancho máximo ocurre cuando  $x=0$ , con lo cual tenemos:

$$W_{(0,t)} = \left( \frac{4Ec}{1-\nu^2} \right) \Delta P(x,t)$$

La presión dinámica en la fractura no es constante, depende de la velocidad de flujo de fluido y la viscosidad del fluido. Para un fluido newtoniano que fluye en una ranura estrecha, es decir, placas paralelas separadas por una distancia  $w$

$$Q = \frac{d(\Delta P)}{dx} \frac{w^3 h}{12\mu}$$

También se ha demostrado que el gradiente de presión es  $\frac{3\pi}{16}$  veces mayor cuando un fluido fluye a través de una elipse alargada, cuando se compara con el gradiente de presión en ranura estrecha se producen las mismas condiciones de flujo. Por lo tanto, el flujo en una elipse alargada es:

$$Q = \frac{d(\Delta P)}{dx} \frac{\pi w^3 h}{64\mu}$$

Como se ha visto anteriormente, la relación entre la anchura y la presión puede ser expresada ya sea usando la elasticidad sólida o hidrodinámica, sin embargo se debe tener en cuenta que estas ecuaciones son independientes una de la otra.

### Longitud de la fractura

Dado que en cualquier momento, el volumen del fluido por unidad de tiempo que entra en la fractura es conocido, la longitud de la fractura, que es otro parámetro de diseño, se puede estimar mediante un balance del volumen; sin embargo, cabe señalar que la totalidad del fluido inyectado en la fractura no se queda en la fractura, parte del líquido se pierde en la formación ya que la presión de fluido en la fractura es mayor que la presión del fluido en los poros. Esta pérdida de líquidos a veces se llama pérdida de fluido.

Suponiendo que el fluido entra en la fractura con una velocidad de flujo de  $Q(x, t)$  cruza a través del área  $A(x, t)$  entrando en  $x$ , y saliendo en  $x + \Delta x$ . Además, en el interior de la fractura se tiene acumulación. Por último, se tiene una pérdida de flujo  $Q_L$ . Por lo tanto, el balance volumétrico para este sistema se puede escribir como:

$$\frac{Q(x, t) \Big|_x - Q(x, t) \Big|_{x+\Delta x}}{\Delta x} - Q_L = \frac{Q(x, t) \Big|_{t+\Delta t} - A(x, t) \Big|_t}{\Delta t}$$

Como el límite  $\Delta x \rightarrow 0$  y  $\Delta t \rightarrow 0$  el balance volumétrico se reduce a la siguiente expresión:

$$-\frac{\partial Q}{\partial x} - Q_L = \frac{\partial A}{\partial t}$$

Para continuar necesitamos como definir la pérdida de fluido

### Mecanismos de pérdida de fluidos

La pérdida de fluidos está mayormente controlada por tres mecanismos:

- La compresión de los fluidos del yacimiento,
- El espesor de la zona invadida que se llena con fluido de fractura viscoso
- El enjarre que puede o no estar presente en función de los aditivos contenidos en el fluido de fractura.

La afluencia según Darcy se define como:

$$u_n = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial s}$$

En donde  $s$  es la dirección del flujo, cada mecanismo de control de pérdida de fluido puede ser expresado como una función de flujo de Darcy.

### Compresión de fluidos en la formación

Como el fluido es forzado a entrar en la formación, el espesor de la zona invadida aumenta, por lo tanto se comprime el fluido de la formación. La pérdida de fluido se puede calcular utilizando la siguiente expresión:

$$u_n = \sqrt{\frac{\phi k_f k (P_1 - P_R)}{\pi \mu_f \sqrt{t}}}$$

Dónde  $\phi$  es la porosidad,  $k_f$  es la compresibilidad isotérmica de fluido de formación,  $\mu_f$  es la viscosidad del fluido de formación,  $k$  es la permeabilidad de la formación,  $t$  es el tiempo, y  $P_1$  y  $P_R$  (presión del yacimiento) son presiones, como se muestra en la figura 5-6.

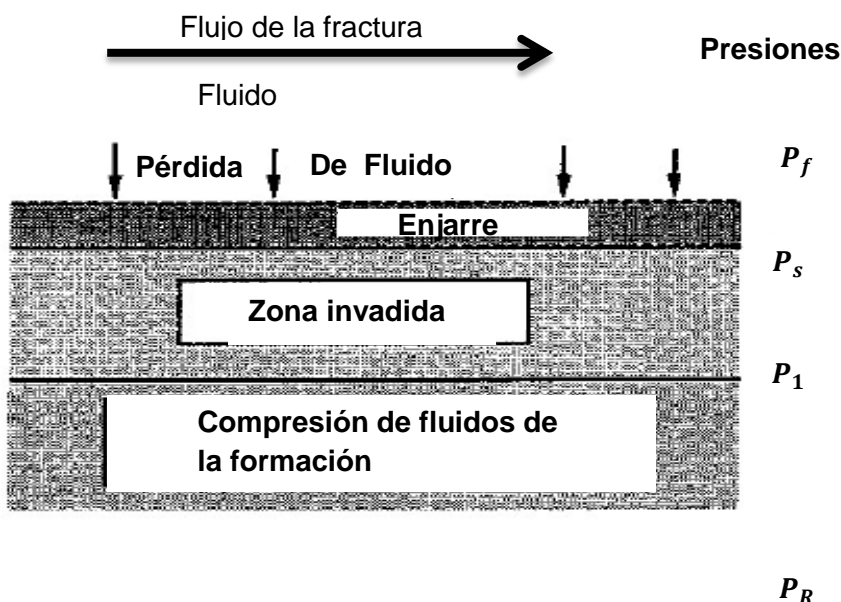


Figura 5-6 Pérdida de fluidos en un fracturamiento

Por lo general, la presión del yacimiento se conoce, sin embargo  $P_1$  debe determinarse con el fin de predecir la pérdida de fluidos

### Zona invadida viscosa.

Por lo general, se supone que el fluido de fractura es base agua, y el fluido del yacimiento es petróleo o gas, por lo cual está presente una presión capilar entre la fase de aceite o gas y la fase de agua. Esta presión depende de la saturación, pero para los propósitos de cálculos de ingeniería, la interfaz entre las fases se supone fuerte. A medida que el fluido de fractura entra en la zona invadida, la pérdida de fluido debido a la presión capilar puede ser estimado por:

$$u_N = \sqrt{\frac{\phi k (P_s - P_1 + \Delta P_{capilar})}{2 \mu t}}$$

Aquí también se tienen presentes presiones desconocidas que deben ser calculadas para la correcta predicción de pérdida de flujo.

### Perdida de fluido en el enjarre

Las pérdidas de fluido en el enjarre se pueden determinar mediante el trazado del volumen de filtrado acumulado que pasa a través de un núcleo por unidad de área, el gráfico desarrollado será una línea recta con una pendiente  $m$ , que se define como:

$$m = 2\alpha_w \sqrt{P_f - P_s}$$

Y en términos de flujo Darcy queda como:

$$u_N = \frac{m}{2\sqrt{t}} = \frac{\alpha_w \sqrt{P_f - P_s}}{\sqrt{t}}$$

### Combinación de mecanismos de control

Tomando como referencia la figura 5-6 la diferencia de presión general se puede expresar como:

$$P_f - P_R + \Delta P_{capilar} = (P_f - P_s) + (P_s - P_1 + \Delta P_{cap}) + (P_1 - P_R) = \frac{u_N \sqrt{t}}{\sqrt{\frac{\phi k_f k}{\pi \mu_f}}} + \frac{u_N^2 t}{\sqrt{\frac{\phi k}{2\mu}}} + \frac{u_N^2 t}{\alpha_w}$$

Esta ecuación puede ser simplificada de la siguiente manera:

$$1 = \frac{u_N \sqrt{t}}{C_c} + \frac{u_N^2 t}{C_v^2} + \frac{u_N^2 t}{C_w^2}$$

Dónde:

$$C_c = \sqrt{\frac{\phi k_f k}{\pi \mu_f}} (P_f - P_R + \Delta P_{capilar})$$

$$C_v = \sqrt{\frac{\phi k}{2\mu}} \sqrt{P_f - P_R + \Delta P_{capilar}}$$

$$C_w = \alpha_w \sqrt{P_f - P_R + \Delta P_{capilar}}$$

En unidades de campo se le agregan los siguientes factores de conversión

$$C_c = 0.0374 \sqrt{\frac{\phi k_f k}{\pi \mu_f}} (P_f - P_R + \Delta P_{capilar})$$

$$C_v = 0.0469 \sqrt{\frac{\phi k}{2\mu}} \sqrt{P_f - P_R + \Delta P_{capilar}}$$

Por lo general, la información del coeficiente de fluidos de construcción de fractura proviene de una prueba de pérdida de fluido. Por lo tanto, el coeficiente puede calcularse como

$$C_w = \frac{0.0164m}{A_f}$$

Donde todos los coeficientes  $C_X$  están en  $\frac{ft}{\sqrt{min}}$ ,  $k_f$  en  $psi^{-1}$ ,  $k$  en Darcys,  $\mu_f$  está en [cp], las presiones en  $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$  y  $A_f$  en  $[cm^2]$ . Si esta ecuación se resuelve para  $u_N\sqrt{t}$  que se define como el coeficiente total de pérdidas de fluido (C) el cual se resuelve como:

$$C = \frac{-\frac{1}{C_c} + \sqrt{\frac{1}{C_c^2} + 4\left(\frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_w^2}\right)}}{2\left(\frac{1}{C_v^2} + \frac{1}{C_w^2}\right)}$$

Una razonable aproximación a C se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w}$$

### Determinación del área de la fractura

La estimación del área de la fractura se presenta como:

$$A(t) = \frac{Qw}{4\pi C^2} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

Dónde:

$$x = \frac{2C\sqrt{\mu t}}{w}$$

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{x}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt = 1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \left[ 1 - \frac{x^2}{1!3} + \frac{x^4}{2!5} - \frac{x^6}{3!7} + \dots \right]$$

El erfc es la función de error complementaria, Q es la velocidad de inyección constante durante la extensión de la fractura  $\left[\frac{ft^3}{min}\right]$  C es el coeficiente total de pérdidas  $\left[\frac{ft}{\sqrt{min}}\right]$ , w es el ancho de la fractura [ft], t es el tiempo [min], y A es el área de cara de la fractura  $[ft^2]$ .

### Eficiencia de la fractura

Para cuantificar que tan eficiente fue la fractura se usa la ecuación siguiente:

$$E_f = \frac{V_f}{V_i} = \frac{wA(t)}{Q_t} = \frac{1}{x^2} \left[ e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$$

### Proceso de campo general para un fracturamiento hidráulico.

1. Determinar la viabilidad del fracturamiento en el pozo a estimular  
Las variables más críticas son que determinaran la viabilidad son permeabilidad, factor de daño y presión del yacimiento. Además se debe verificar que la terminación actual del pozo permita llevar a cabo el fracturamiento y de ser necesario realizar las modificaciones adecuadas en la terminación.
2. Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.  
Se debe elegir un fluido de acuerdo a las propiedades de la roca, verificando que también sea compatible con los fluidos propios de la formación. La selección dependerá de la capacidad de acarreo, propiedades para realizar la fractura y deposición del apuntalante, aunque también se debe considerar disponibilidad y costo
3. Selección del apuntalante basándose en su resistencia.  
El apuntalante se seleccionara en base a las propiedades físicas de la formación, principalmente la presión de cierre a la que se verá sometido. De igual manera se deben considerar el costo y buscar maximizar la relación costo-beneficio.
4. Determinación del volumen a bombear  
El gasto de inyección y el volumen de apuntalante se utilizan para programar el transporte, en la cual se modela el efecto de la adición de sustentante en su penetración y concentración a lo largo de la fractura.
5. Determinación del máximo gasto de bombeo permitido.  
Se debe tomar en cuenta el límite de presión que soporten los cabezales y tuberías, entre mayor sea el gasto mayor será el ancho y altura de la fractura, pero también se incrementara la dificultad para dirigir la fractura y el caballaje requerido será mayor, por lo que debe hacerse un balance entre todos estos factores.
6. Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad.  
El modelo seleccionado deberá ser el que más se aproxime a las características tanto de la formación como del diseño de la fractura. Los softwares actuales permiten relacionar la productividad antes y después de la fractura, y pueden utilizarse para comparar el comportamiento de varias longitudes y conductividad de fractura.

7. Determinación de la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico seleccionado.  
Se verificara que se cuenten con todos los datos que necesite el modelo y se obtendrán los faltantes de diferentes registros y pruebas de laboratorio.
8. Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección del tamaño del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador.  
Los simuladores nos permiten realizar diferentes combinaciones de las variables consideradas y comparar los resultados de dichas combinaciones.
9. Cálculo del costo total del tratamiento  
Se deben incluir los costos asociados con los fluidos, apuntalante y caballaje hidráulico requerido.
10. Cálculo del VPN para la fractura.
11. Determinar la mejor configuración para el fracturamiento.  
Comúnmente para determinar la mejor configuración se calcula el valor presente neto VPN, esto se hace comparando las ganancias de la producción predicha con los costos del tratamiento, generalmente el mejor VPN se considera la mejor alternativa.

## 6 Elaboración del programa de terminación.

**Objetivo.** Con todos los conocimientos adquiridos poder elaborar un programa de terminación y reparación de pozos de un pozo real.

Para desarrollar la planeación de la terminación se deberá de contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, está constituida de: registros geofísicos, muestras de canal, corte de núcleos, pérdidas de circulación, correlaciones, antecedentes de pruebas durante la perforación, pruebas de formación (DST). Esta información se evaluara con el propósito de determinar cuáles 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.

### 6.1 Diseño 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.
- Herramientas de apoyo a la operación.
- Reologías optimizadas.
- Geometría del pozo a intervenir.
- Personal técnico especializado.
- Programa de ejecución

**Seguridad operativa.** Consiste en eliminar la posibilidad de generar daño al pozo por atrapamiento (pescado), 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, empaques 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 éste antes de realizar cualquier intervención.

#### 6.1.1 Programa de terminación.

##### 1. Objetivo de la terminación.

Obtener la producción comercial de hidrocarburos al menor costo, de una manera segura y sin causar daño al medio ambiente.

##### 2. Estado mecánico.

Descripción.

- Profundidad total
- Profundidad interior
- Descripción y asentamiento de tuberías

##### 3. Fluidos de perforación.

- Profundidad.
- Tipo.
- Densidad (gr/cc).
- Observaciones.

4. Fluidos de Terminación.

- Fluido.
- Densidad
- Observaciones.

5. Diseño del aparejo de producción.

- Diámetro
- Grado
- Peso
- Rosca.
- Diámetro interior
- Drift
- Apriete.
- Presión interna
- Presión de colapso
- Resistencia a la tensión
- Profundidad

6. Columna geológica.

- Tipo de formación.
- Profundidad perforada.
- Profundidad
- Programada.
- Real.

7. Cabezales y medio árbol de producción.

- Tipo.
- Marca.
- Diámetro
- Presión de trabajo

8. Temperatura tomada por registros del pozo de correlación.

- Profundidad
- Temperatura
- Tipo de registro.
- Fecha.

9. Perfil de desviaciones y gráficas.

10. Intervalos programados.

- Intervalo
- Formación.
- Fluidos esperados.
- Presión yacimiento
- Presión de superficie
- Producción de gas  $Q_g$  (MMPCD).
- Producción de aceite  $Q_o$  (BPD).
- $CO_2$  (% mol).
- $H_2S$  (% mol).

11. Registros y disparos programados.

- Registro.
  - CBL ( Sónico cementación)
  - VDL (Densidad variable)
  - GR (Rayos Gamma)
  - CCL(Coples)
  - RST (Registro de saturación)

Pistolas (Diámetro, densidad, diámetro del disparo, tipo, penetración)

12. Programa operativo.

13. Estado mecánico final.

## 6.2 Procesos que se realizan en la terminación de pozos

Si bien cada pozo es diferente de otro y por tanto requiere de operaciones diferentes, se puede proponer una metodología generalizada que funciona como una base a partir de la cual se puede planear la terminación de la mayoría de los pozos convencionales.

1. Instalar el equipo que proporcionara la potencia
2. Probar conexiones superficiales con las presiones de trabajo (máximas presiones)
3. Quitar el medio árbol de válvulas, sacar la T.P. e instalar la válvula BOP
4. Bajar barrena y escareador para reconocer la profundidad interior (El escareador “raspa” la tubería para quitar impurezas e donde se va a “anclar” algún aditamento)
5. Sacar string a superficie
6. Correr registros geofísicos (sónico para evaluar la cementación, rayos gamma para usar en correlaciones, de densidad variable para ver la adherencia y de coples para afinar la profundidad de los disparos )
7. Bajar y anclar empacador permanente ( por línea de acero, cable, T.P. o tubería flexible)
8. Cambio de lodo por agua o fluido de terminación
9. Bajar probando el aparejo de producción cada “x” metros (Probar baloneo, pistoneo, buckling y temperatura)
10. Instalar conexiones definitivas y probar (Incluyendo el medio árbol de válvulas)
11. Abrir camisa de circulación (Cambiar fluido de terminación por uno limpio que no cause daño)
12. Disparar intervalo
13. Realizar prueba de producción

## Recomendaciones

Se recomienda fortalecer los procesos operativos de cada proceso con el profesor encargado de impartir la asignatura de terminación y mantenimiento de pozos.

Para reforzar los conocimientos y aprendizaje expuestos en este trabajo, se recomienda realizar ejercicios complementarios de cada tema expuesto.

Para una mejor asimilación de los conocimientos expuestos en este trabajo, se recomienda realizar las siguientes prácticas de laboratorio:

1. Principios de terminación de pozos - Introducción a las herramientas y equipos más utilizados en la terminación de un pozo .
2. Determinación de las fuerzas aplicadas – Calcular la resistencia al colapso, presión interna y tensión de una tubería y verificar en laboratorio los efectos al sobrepasar cada una de estas resistencias por separado.
3. Diseños de aparejos de producción – Diseñar un aparejo por criterio de cargas máximas y verificar en un software los efectos de las tubería al actuar todas las fuerzas en conjunto al sobrepasar sus resistencias máximas.
4. Diseños de reparaciones mayores y menores – Calcular volúmenes de lechada de cemento para una cementación forzada y para colocar un tapón de cemento
5. Estimulación de pozos – Diseñar en algún software una estimulación buscando maximizar el VPN y otra maximizando las capacidades técnicas y comparar resultados
6. Elaboración del programa de terminación – Elaborar como proyecto final un plan de terminación completo de un pozo sencillo.

Desafortunadamente por la complejidad de los temas expuestos en este trabajo no se pudo profundizar en los cálculos y variantes de cada uno de los procesos.

Este trabajo fue desarrollado en su mayoría por fuentes teóricas y le falta un punto de vista más práctico (de campo).

Para un trabajo más completo hace falta toda una recopilación de apuntes para prácticas de laboratorio que complementen este trabajo.

## Conclusiones

La terminación de pozos petroleros es el conjunto de operaciones que se efectúan para comunicar el yacimiento con la superficie, mediante la realización de disparos en la tubería de revestimiento de explotación cuando la terminación es realizada con agujero entubado.

La terminación de pozos petroleros, es una etapa culminante y muy importante de la extracción de hidrocarburos, ya que aquí se conjuga el conocimiento de las propiedades de los fluidos del yacimiento, de la roca productora, de la geometría del agujero y de la energía, para que en el presente y futuro comportamiento del ciclo de vida del yacimiento-pozo, la terminación sea lo más eficiente posible.

La comprensión del modelado de las fuerzas que actúan en los aparejos de producción tanto en el diseño de aparejo de producción (grados y pesos), como las fuerzas de presión, temperatura y corrosión que se presentan en las variadas operaciones que se realizan a lo largo de la vida de un pozo petrolero, es de suma importancia en la terminación de pozos.

Los diseños de las tuberías de producción se deben efectuar considerando las cargas máximas, modeladas con conceptos de esfuerzos triaxiales, con lo cual se garantiza la integridad de la tubería durante la vida productiva del pozo.

Existen diferentes operaciones que pueden ser catalogadas como reparaciones o mantenimientos, aunque existan operaciones similares, no existen operaciones iguales y cada caso debe ser analizado individualmente.

La estimulación de pozos se realiza para reducir o eliminar el daño a la formación y el fracturamiento hidráulico para crear conductividad en la formación, lo primero es generado en las operaciones que antecedieron a la terminación del pozo y en algunos inclusive durante la terminación, por lo que debemos en estos casos ser más preventivos que correctivos, con relación al fracturamiento, se usa en una formación con baja permeabilidad, por lo que el objetivo es rebasar ese daño, crear conductividad y así obtener producción comercial de hidrocarburos.

Un programa de terminación de pozos debe contener todas las operaciones, herramientas y equipos que se utilizarán durante toda la terminación y deben seguir las normas de seguridad enmarcadas en la práctica nacional e internacional, como punto de partida deben estar dentro de la normatividad del Instituto Americano del Petróleo (API).

Se cumplió con todos los objetivos del trabajo expuestos al inicio.

## **Bibliografía**

- Allen, T. O. and A. P. Roberts (1979). Production Operations. EUA, Oil and Gas Consultants International Inc.
- Almeida García, I. D. (2005). Cuaderno de ejercicios de terminación de pozos. D.F., México, Tesis UNAM.
- Beggs, H. D. (2000). Production Optimization using NODAL Analysis. Tulsa, OGCI Publications.
- Bellarby, J. (2009). Well Completion Design. Amsterdam, Elsevier.
- Carballo A., D. E. and E. J. Granados A. (2014). Reparaciones Mayores y Menores en Pozos Petroleros, Tesis UNAM.
- DeGeare, J., et al. (2003). The Guide to Oilwell Fishing Operations. USA, Elsevier.
- Donaldson, E., et al. (2013). Hydraulic Fracturing Explained: Evaluation, Implementation and challenges, GULF.
- Economides, M. J., et al. (1994). Petroleum Production Systems. New Jersey, Prentice Hall PTR.
- Garaicochea, F. and M. A. Benítez (1983). Apuntes de terminación de pozos. Ciudad de México, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Gonzales, L. (2005). Apuntes de terminación de pozos. Facultad de Ingeniería. México, UNAM.
- Guo, B., et al. (2007). Petroleum production Engineering, Elsevier.
- Halliburton (2004). Manual técnico de diseño de pozos. México.
- Ibarra, H. E. (2016). La Importancia de la Terminación en la Productividad del Pozo. UNAM, México.
- Islas Silva, C. (1991). Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, Colegio de ingenieros petroleros de México.
- Lake, P. (2015). Consolidated Notes from Textbook theory, Course Slides & Final Exams.
- McMain, W. (1990). The Properties of Petroleum Fluids. Tulsa, Oklahoma: PennWell.
- Pérez Ramírez, M. A. (2005). Diseño del programa de perforación de pozos petroleros, Tesis UNAM.
- Perrin, D. (1995). Well completions and servicing, TECHNIP.
- Producción, P. E. y. Un siglo de perforación en México.

Reyes V., S. R. and M. A. Rosete V. (2010). Análisis de la productividad en pozos de aceite y gas disuelto en formaciones carbonatadas para diferentes terminaciones. Facultad de Ingeniería México D.F., UNAM.