



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

**DESPLAZAMIENTO DE LOS CABEZALES DEL ÁRBOL DE  
VÁLVULAS EN POZOS DE ALTA PRESIÓN Y ALTA  
TEMPERATURA.**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

**LUIS JAVIER GONZÁLEZ GONZÁLEZ**



DIRECTOR DE TESIS  
ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

### Aceptación de Trabajo Escrito

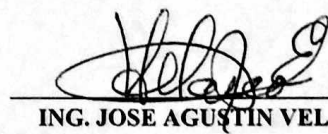
**DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DE LA U.N.A.M.**  
**Presente.**

En relación con el Examen Profesional de **GONZALEZ GONZALEZ LUIS JAVIER**, registrado con número de cuenta **411003515** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

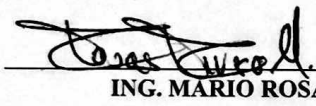
Atentamente.

  
\_\_\_\_\_  
ING. RAFAEL VINAS RODRIGUEZ

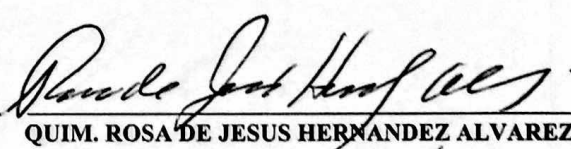
FECHA DE ACEPTACIÓN: 26 OCT / 15

  
\_\_\_\_\_  
ING. JOSE AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/8/2015

  
\_\_\_\_\_  
ING. MARIO ROSAS RIVERO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/10/15

  
\_\_\_\_\_  
QUIM. ROSA DE JESUS HERNANDEZ ALVAREZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/10/2015

  
\_\_\_\_\_  
ING. JUAN JOSE MEDINA AVILA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 21/10/2015

FECHA DE EMISIÓN: 21 de Octubre de 2015



*A mis padres, Julia y Javier, gracias a ustedes soy lo que soy.*

*Son motivación, inspiración y ejemplo.*

*El triunfo es igual suyo, los amo.*



## *Agradecimientos*

A mis cuatro abuelos que no dejan de darme alas.

A Yuliana y Daniel, por ser mi fuerza.

A mis tíos Roberto y Liljana por ser un pilar importantísimo para culminar mis estudios y actuar como mis padres fuera de casa.

A mis tíos José Luis y Salomé, por ser guías, acompañantes, brindarme la mano y su experiencia en éste proceso.

A Samanta por acompañarme y apoyarme firmemente, muchísimas gracias.

Maestro Marcelo, este trabajo no hubiera sido posible sin su cooperación, consejos, opiniones y asesoría desde el inicio, infinitamente agradecido.

A los profesores que me formaron profesionalmente en los últimos cinco años, muchas gracias por su tiempo, sus conocimientos, sus experiencias y su paciencia.

A cada uno de mis sinodales por sus apreciables opiniones y ayuda: Química Rosa de Jesús Hernández Álvarez, Ing. Agustín Velasco Esquivel, Ing. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. Mario Rosas Rivero e Ing. Juan José Medina Ávila.

A mis amigos, a mis compañeros, a mi equipo, a mi cuadrilla...no puedo imaginarme los últimos cinco años sin ustedes, muchas gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, por haberme abierto sus puertas, formado como Ingeniero y permitirme compartir sus aulas y toda su riqueza cultural y científica. La cuál representaré con orgullo, amor, responsabilidad, pasión y respeto.

Faltarán líneas para agradecer a todos los que son parte de esto, toda mi gratitud para ustedes.

¡Por mi raza hablará el espíritu!

*Luis Javier González González*





Contenido	
Capítulo 1.- Introducción .....	17
1.1 Resumen.....	18
1.2 Trabajos previos .....	22
Capítulo 2.- Antecedentes .....	26
2.1 Carga .....	26
2.2 Esfuerzo .....	28
2.3 Deformación.....	33
2.3.1 Deformación axial .....	33
2.4 Ecuación constitutiva .....	35
2.5 Módulo de Young <sup>[11]</sup> .....	38
2.6 Ley de Hooke .....	39
2.7 Coeficiente de Poisson .....	40
2.8 Tuberías .....	41
2.8.1 Tubería de producción.....	42
2.8.2 Tubería de perforación .....	42
2.8.3 Tuberías de revestimiento .....	42
2.9 Cedencia .....	44
2.9.1 Efecto de la temperatura en la Cedencia .....	46
2.9.2 Resultados prueba acero grado N-80.....	47
2.9.3 Resultados prueba con acero grado TRC-95 .....	48
2.10 Resistencia de tuberías .....	50
2.10.1 Modelo de esfuerzo uniaxial .....	51
2.10.2 Resistencia al Colapso.....	51
2.10.3 Resistencia a la presión interna (Estallido) .....	56
2.10.4 Resistencia a la tensión.....	57
2.10.5 Resistencia a la Compresión.....	58
2.10.6 Modelo Biaxial .....	59
2.10.7 Modelo triaxial .....	60
2.10.8 Criterios de falla .....	63
2.10.9 Distribución de esfuerzos en una tubería compuesta .....	64
2.11 Sistema de cabezales de pozo.....	65
2.11.1 Cabezales terrestres .....	67

2.11.2 Cabezales submarinos .....	78
2.11.3 MLS (Sistema de suspensión de peso en lecho marino) .....	83
Capítulo 3. –Marco conceptual del problema .....	87
3.2 Efecto de la cementación en el sistema de cargas de pozo.....	90
3.2.1 Espacio anular .....	90
3.2.2 Temperatura.....	92
3.2.3 Gradiente de fractura .....	92
3.2.4 Gradiente de poro .....	93
3.2.5 Densidad equivalente de circulación (DEC) .....	94
3.2.6 Efecto de caída libre .....	94
3.2.7 Lechadas convencionales .....	95
3.2.8 Lechadas de baja densidad .....	96
3.2.9 Déficit Cemento .....	97
3.2.10 Cementación de la parte superior de las tuberías de revestimiento en pozo submarino .....	104
3.2.11 El efecto de las bajas temperaturas en el desarrollo y adquisición de resistencia temprana del cemento.....	106
3.2.12 Técnicas de cementación en pozos HP/HT .....	111
3.2.13 Registro de adherencia del cemento .....	115
Capítulo 4.-Cargas involucradas en la tubería libre de cemento.....	121
4.1 Condiciones de carga iniciales .....	122
4.2 Efectos axiales .....	123
4.2.1 Interacción entre presión anular y la fuerza axial.....	125
4.2.2 Redistribución de fuerzas axiales .....	126
4.2.3 Pandeo (Buckling) .....	127
4.2.4 Hinchamiento (Balonamiento) .....	135
4.2.5 Efecto térmico .....	140
4.2.6 Despegue del cabezal del pozo (Wellhead lift-off) .....	146
4.3 Cambio axial total .....	147
Capítulo 5.- Métodos para calcular la elongación/desplazamiento del cabezal .....	155
5.1 Tensión requerida en tubería de revestimiento.....	155
5.2 Método de rigidez.....	156
5.3 Teoría y metodología SLEM .....	160

Capítulo 6.- Casos de estudio.....	167
6.1 Análisis y problemática del pozo Los Laureles 1.....	167
6.2 Problemática del pozo Guayabo 321 .....	176
Resultados.....	183
Recomendaciones para la minimización de fuerzas axiales en la sección libre de cemento del espacio anular. ....	183
Conclusiones .....	186

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 LÍNEA DE ACCIÓN DE LAS FUERZAS "F" .....	28
FIGURA 2 AXIS .....	29
FIGURA 3 ESFUERZO GENERADO POR CARGA EXTERNA .....	29
FIGURA 4 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE FUERZA NORMAL.....	29
FIGURA 5 CORTE NO ORTOGONAL A BARRA SUJETA A FUERZA .....	30
FIGURA 6 REPRESENTACIÓN DE ESFUERZOS DE CORTE Y NORMAL.....	31
FIGURA 7 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE DEFORMACIÓN AXIAL.....	34
FIGURA 8 COMPARACIÓN BARRA CON/SIN DESPLAZAMIENTO.....	35
FIGURA 9 GRÁFICA DE RELACIÓN ENTRE DEFORMACIÓN Y ESFUERZO PARA UN ESPÉCIMEN DE ACERO .....	36
FIGURA 10 GRÁFICA MUESTRA ESFUERZOS REAL Y NOMINAL HASTA QUE LA FRACTURA OCURRE .....	37
FIGURA 11 RESISTENCIA A LA TENSIÓN Y A LA CEDENCIA PARA UN ACERO DE GRADO N-80. FUENTE: DAVID HERNÁNDEZ, GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL (MODIFICADA POR EL AUTOR). .....	48
FIGURA 12 RESISTENCIA A LA TENSIÓN Y A LA CEDENCIA PARA UN ACERO DE GRADO TRC-95. FUENTE: DAVID HERNÁNDEZ, GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL (MODIFICADA POR EL AUTOR) .....	49
FIGURA 13 "COMPORTAMIENTO TÉRMICO DE LA CEDENCIA". FUENTE: "COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN ANULAR EN ESPACIOS CONFINADOS POR EFECTO DE TEMPERATURA", LUIS ENRIQUE GRANADO CEDEÑO. ....	50
FIGURA 14 EJEMPLO DE TUBERÍA BAJO EFECTO DE COLAPSO. FUENTE: INVESTIGACIÓN DEL FENÓMENO DE COLAPSO EN TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN. TENARIS-TAMSA.....	51
FIGURA 15 MODOS DE FALLA PARA COLAPSO. FUENTE: "CONCEPTOS SOBRE LAS PROPIEDADES DE LAS TUBERÍAS Y NORMAS DEL API QUE DEBE CONSIDERAR EL USUARIO PARA SU DISEÑO" TENARIS TAMSA.....	52
FIGURA 16 COMPORTAMIENTO DEL COLAPSO. FUENTE: MANUAL DEL INSPECTOR TÉCNICO, MANTENIMIENTO DE POZOS, PEMEX. ....	53
FIGURA 17 REPRESENTACIÓN DEL COLAPSO EN EL ESPACIO ANULAR SIN CEMENTO .....	55
FIGURA 18 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA TENSIÓN. FUENTE: CONCEPTOS GENERALES DE CONEXIONES TENARIS –TAMSA. MODIFICADA POR EL AUTOR. ....	57
FIGURA 19 MODELO DE ESFUERZOS BIAXIALES (EDITADA POR EL AUTOR). FUENTE: MANUAL DEL INSPECTOR TÉCNICO, MANTENIMIENTO DE POZOS, PEMEX. ....	60
FIGURA 20 REPRESENTACIÓN DE MODELO TRIAXIAL. FUENTE: "COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN ANULAR EN ESPACIOS CONFINADOS POR EFECTO DE TEMPERATURA", LUIS ENRIQUE GRANADO CEDEÑO. ....	61
FIGURA 21 REPRESENTACIÓN VON MISES. FUENTE: "DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO." TENARIS TAMSA. ....	63
FIGURA 22 CRITERIO DE FALLA PARA UNA TUBERÍA. FUENTE: "DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO." TENARIS TAMSA .....	64

FIGURA 23 TUBERÍA SIMÉTRICA BAJO PRESIÓN Y TEMPERATURA. FUENTE: “COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN ANULAR EN ESPACIOS CONFINADOS POR EFECTO DE TEMPERATURA”, LUIS ENRIQUE GRANADO CEDEÑO. ....	65
FIGURA 24 REPRESENTACIÓN CABEZAL DE POZO. FUENTE: GLOSARIO TÉCNICO DE SCHLUMBERGER. ....	67
FIGURA 25 COMPONENTES DE CABEZAL DE POZO. FUENTE: GLOSARIO TÉCNICO DE SCHLUMBERGER. ....	68
FIGURA 26 CABEZAL INICIAL DE ANCLAJE. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	69
FIGURA 27 REPRESENTACIÓN DE CABEZAL INICIAL DE ANCLAJE. FUENTE: APUNTES DE TERMINACIÓN, SCHLUMBERGER. ....	70
FIGURA 28 CARRETE DE ANCLAJE INTERMEDIO. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	71
FIGURA 29 CARRETE DE ANCLAJE INTERMEDIO. FUENTE: APUNTES DE TERMINACIÓN, SCHLUMBERGER (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	71
FIGURA 30 CARRETE DE ANCLAJE PARA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	72
FIGURA 31 COLGADOR TIPO CUÑAS. FUENTE: APUNTES DE TERMINACIÓN, SCHLUMBERGER. (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	74
FIGURA 32 COLGADOR TIPO MANDRIL. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	74
FIGURA 33 SELLO TIPO METAL-METAL. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	76
FIGURA 34 CASQUILLOS DE DESGASTE. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	76
FIGURA 35 HERRAMIENTA PARA CORRER SELLOS DE DESGASTE. FUENTE: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL. II, LARRY W. LAKE. ....	77
FIGURA 36 INCREMENTO DE TIRANTE DE AGUA EN POZOS PERFORADOS EN EL GOLFO DE MÉXICO. ....	78
FIGURA 37 DESARROLLO HISTÓRICO MUNDIAL DE LOS POZOS SUBMARINOS EN SERVICIO. ....	79
FIGURA 38 REPRESENTACIÓN DE CABEZAL SUBMARINO. ....	80
FIGURA 39 SOLDADURA DE ALOJAMIENTOS DE TUBERÍAS. FUENTE: WELLHEAD FATIGUE ANALYSIS POR LORENTS REINAS (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	81
FIGURA 40 REPRESENTACIÓN DE SISTEMA SUBMARINO. FUENTE: WELLHEAD FATIGUE ANALYSIS POR LORENTS REINAS. ....	81
FIGURA 41 PLACA DE FONDO (TEMPLATE). FUENTE: DAVIS AND POND, 1986. ....	83
FIGURA 42 REPRESENTACIÓN DEL ESPACIO ANULAR. FUENTE: GLOSARIO TÉCNICO DE SCHLUMBERGER. ....	91
FIGURA 43 CABEZAL DE POZO IDEALIZADO COMO UNA VIGA MOSTRANDO EL EFECTO DE PUNTO DE FIJACIÓN, REFLEJANDO EL EFECTO DEL CEMENTO EN ESPACIO ANULAR (EDITADA POR EL AUTOR). FUENTE: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE POR VALKA Y FOLWER EN 1985. ....	98
FIGURA 44 REPRESENTACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ESFUERZOS ENTRE TUBERÍA Y CEMENTO. ....	101
FIGURA 45 PROCESO DE CEMENTACIÓN MEDIANTE DOS LECHADAS DE DISTINTA DENSIDAD. ....	105

FIGURA 46 EJEMPLO DE CAÍDA DEL NIVEL DE CEMENTO POR IRREGULARIDADES EN EL AGUJERO.....	106
FIGURA 47 DESARROLLO DE 50 PSI A COMPRESIÓN. FUENTE: WELLHEAD FATIGUE ANALYSIS POR LORENTS REINAS.....	108
FIGURA 48 REPRESENTACIÓN DEL DÉFICIT DE CEMENTO EN EL ESPACIO ANULAR. FUENTE: WELLHEAD FATIGUE ANALYSIS POR LORENTS REINAS.....	110
FIGURA 49 TÉCNICA DE CEMENTACIÓN CON FIBRA. FUENTE: TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN EN POZOS HP/HT (MODIFICADA POR EL AUTOR).....	113
FIGURA 50 REPRESENTACIÓN TÍPICA DE UN REGISTRO DE ADHERENCIA DE CEMENTO. FUENTE: BAKER ATLAS (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	115
FIGURA 51 REGISTRO DE ADHERENCIA DEL CEMENTO (CBL). FUENTE: HALLIBURTON. ....	116
FIGURA 52 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL FENÓMENO DE PANDEO. ....	128
FIGURA 53 REPRESENTACIÓN DE LOS POSIBLES CASOS DE PANDEO EN UNA TUBERÍA. ....	130
FIGURA 54 ILUSTRACIÓN DE UN CABEZAL ROTANDO BAJO PANDEO. FUENTE: SPE POR BRITTON Y HENDERSON, 1998. (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	133
FIGURA 55 VARIANTES DEL FENÓMENO DE HINCHAMIENTO. ....	136
FIGURA 56 EJEMPLO DE HINCHAMIENTO. FUENTE: SPE 89775, POR PATILLO (MODIFICADA POR EL AUTOR). ....	137
FIGURA 57 REPRESENTACIÓN DE LA SEPARACIÓN PROMEDIO ENTRE ÁTOMOS.....	142
FIGURA 58 REPRESENTACIÓN DEL FENÓMENO DE DISTANCIAMIENTO POR VIBRACIÓN. ....	142
FIGURA 59 REPRESENTACIÓN DE POZO EN AGUAS SOMERAS.FUENTE: WELLHEAD FATIGUE ANALYSIS POR LORENTS REINAS.....	161
FIGURA 60 ESTADO MECÁNICO POZO LOS LAURELES 1 .....	167
FIGURA 61 CIMA DE CEMENTO DE POZO LOS LAURELES 1 .....	170
FIGURA 62 CABEZALES EN SUPERFICIE ANTES DE TRATAMIENTO. ....	171
FIGURA 63 SALIDAS LATERAL SOSTENIDAS EN ANDAMIO. ....	171
FIGURA 64 CABEZALES HUNDIDOS POR CONTRACCIÓN TÉRMICA.....	171
FIGURA 65 VISTA LATERAL DEL CONTACTO ENTRE SALIDAS LATERALES DEL POZO CON ANDAMIO.....	171
FIGURA 66 CLARA MUESTRA DEL DESPLAZAMIENTO HACIA ABAJO. ....	171
FIGURA 68 SALIDA DE CABEZAL HUNDIDA POR CONTRACCIÓN TÉRMICA.....	172
FIGURA 67 VISTA FRONTAL DEL CONTACTO ENTRE SALIDAS LATERALES DEL POZO CON ANDAMIO.....	172
FIGURA 69 ANÁLISIS DE CARGAS SOBRE EL CABEZAL DE 20 3/4 ".....	172
FIGURA 70 CARGAS ESTIMADAS SOBRE EL CABEZAL DE 20 3/4" 3M.....	174
FIGURA 71 PROGRAMA DISEÑADO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO EL GUAYABO 321 .....	176
FIGURA 73 REPRESENTACIÓN DEL CABEZAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO EL GUAYABO 321 .....	178
FIGURA 74 ÁRBOL DE VÁLVULAS DEL POZO EL GUAYABO 321 .....	178
FIGURA 78 VÁLVULA LATERAL ANTES DEL DESPLAZAMIENTO .....	179
FIGURA 77 DESPLAZAMIENTO EN EL EJE AXIAL. ....	179
FIGURA 79 PUNTO DE APLICACIÓN DE LA FUERZA ES SOBRE LA VÁLVULA DE 11 PULGADAS, EL EJE DE ROTACIÓN SE ENCUENTRA EN EL CONTACTO DEL EQUIPO CON LA SALIDA LATERAL DEL CABEZAL.....	179
FIGURA 76 FUGA DE HIDROCARBUROS POR VÁLVULA LATERAL .....	179

FIGURA 75 FUGA DE HIDROCARBUROS POR VÁLVULA LATERAL .....	179
FIGURA 84 INSTALACIÓN DE SALIDA VERTICAL PARA ALEJAR EL FUEGO. ....	180
FIGURA 83 FUGA DE HIDROCARBUROS VERTICAL DESPUÉS DEL CORTE. ....	180
FIGURA 81 CONEXIONES SUPERFICIALES ANTES DEL CORTE .....	180
FIGURA 82 CONEXIONES SUPERFICIALES DE CONTROL DEL POZO TERRA 123, DESPUÉS DE REMOVER LOS ESCOMBROS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	180
FIGURA 85 DUCTO DE ESCAPE DE HIDROCARBUROS INSTALADO DESPUÉS DEL CORTE.....	180
FIGURA 80 VÁLVULAS LATERALES QUE FALLARON.....	180
FIGURA 87 ESQUEMA DEL ÁRBOL DE PRODUCCIÓN INDICANDO LA BRIDA QUE FALLÓ. ....	181
FIGURA 86 ESQUEMA DONDE SE MUESTRA LA UBICACIÓN DONDE SE REALIZÓ EL PRIMER CORTE.....	181
FIGURA 88 CONJUNTO DE PREVENTORES QUE FUERON INSTALADOS SOBRE EL CABEZAL DE 13 5/8", 10 M DESPUÉS DEL CORTE PARA PODER CONTROLAR EL FLUJO DE HIDROCARBUROS. .....	182

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1 VALORES DEL MÓDULO DE YOUNG PARA DIVERSOS MATERIALES. FUENTE: GROSS, D., HAUGER, W., SCHRÖDER, J., WALL, W.A. Y BONET, J. (2011). ENGINEERING MECHANICS 2: MECHANICS OF MATERIALS. (EDICIÓN 2011). ALEMANIA: SPRINGER....	39
TABLA 2 DIFERENTES ACEROS O GRADOS API CON SUS VALORES DE CEDENCIA: .....	46
TABLA 3 COEFICIENTE DE EXPANSIÓN TÉRMICA PARA DIVERSOS MATERIALES. ....	143
TABLA 4 PROGRAMA DISEÑADO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO DEL POZO.....	169





## Capítulo 1.- Introducción

Una vez que un pozo se ha perforado hasta su profundidad total, evaluado, entubado y cementado, los ingenieros los terminan instalando equipamiento utilizado para optimizar la producción. La motivación detrás de cada estrategia de terminación de pozos, ya sea un pozo complejo o pozo básico, es recuperar, a un costo razonable, el mayor porcentaje del petróleo original en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés).<sup>[2]</sup>

Se define por diseño mecánico al proceso que permite determinar o definir los tubulares (tubería y junta) que conforman una sarta de revestimiento, bajo la premisa principal de mantener una capacidad de resistencia superior a cualquier condición de carga que se le imponga, dentro de las consideraciones de operación en la cual se utilizará y seleccionará bajo una estricta revisión de costos la sarta de tuberías que resulte ser más rentable.

Uno de los efectos generados por las condiciones de carga puede ser el levantamiento del cabezal del pozo, el cual puede causar problemas importantes en él.

### **Levantamiento del cabezal**

Levantamiento del cabezal (Wellhead Growth en inglés) es el término utilizado para referirse al movimiento axial del cabezal relativo a su posición inicial en la línea de lodos. El levantamiento del cabezal es causado por fuerzas que se aplican al cabezal por diferentes efectos: Expansión/contracción térmica de las tuberías que están colgadas del cabezal, subsidencia y el incremento en la presión del espacio anular creado entre las tuberías.

*Fuente: API RP 96, Deepwater Well Design and Construction, Primera edición, marzo 2013.*

El problema de análisis de cargas en el cabezal de pozo es un trabajo complejo y multi-disciplinario. La ciencia de la ingeniería de perforación es tradicionalmente de tipo empírica y en ella, un problema fundamental en la perforación y bien en la investigación, es la incapacidad de observar lo que sucede en un pozo.

En la búsqueda de una explicación para este fenómeno, el trabajo está estructurado en 6 capítulos, donde inicialmente se hace una introducción y explicación acerca del estado del arte en cuanto al tema de interés, a la vez que se explican las bases teóricas fundamentales relacionados con la investigación. Seguidamente se explica en función de que estará la magnitud del movimiento y después se presentan algunos modelos matemáticos desarrollados para calcular el fenómeno de levantamiento del cabezal del pozo por efectos de presión y temperatura; finalmente se presentan y discuten los resultados comparándolos con los datos medidos en el campo, previo a emitir las conclusiones finales. Razón por la cual este artículo puede ser empleado para la evaluación y diseño de pozos que presenten características de operación severas y que sean candidatos a presentar el fenómeno de levantamiento del cabezal del pozo

Dos diferentes casos de estudio se presentan en este trabajo para ilustrar la importancia de este fenómeno y su inclusión en el diseño de pozos que presenten condiciones de operación de alta presión y alta temperatura.

## **1.1 Resumen**

El diseño de tuberías de revestimiento y producción ha evolucionado en los últimos 50 años con el fin de propiciar el mejor aprovechamiento sobre éstas y para ortalecer la práctica de la ingeniería de perforación. De esta manera, se ha encontrado la respuesta a los retos para alcanzar mayores profundidades, lo que representa mayores riesgos, y su vez, mayores presiones y temperaturas.

Los cambios de temperatura y presión que se producen durante la vida productiva de un pozo convencional o somero suelen ser pequeños y pueden ser considerados secundarios durante la etapa de diseño, o simplemente ser despreciados. En otras circunstancias, cuando los cambios de las condiciones operacionales no son pequeños, las cargas inducidas por estos fenómenos deben ser consideradas y pueden llegar a ser los criterios que rigen el diseño.

El descubrimiento de campos de alta presión y alta temperatura en zonas del mar del norte, en Estados Unidos y de muchos otros lugares alrededor del mundo durante las últimas décadas ha llevado a crear una nueva clase de pozos, denominados pozos críticos. Este tipo de pozos pasaron por diferentes obstáculos a través de las etapas de diseño y construcción, lo que se ha vuelto una

necesidad en el incremento del alcance de la optimización para el diseño de estos pozos. Además con el incremento del costo operativo y la volatilidad de los precios del crudo, existe la necesidad de incrementar la efectividad del costo total en el diseño.

### **HP/HT (High Pressure and High Temperature)**

Relativo a los pozos con valores de temperatura o presión más altos que la mayoría. El término comenzó a utilizarse al conocerse el reporte de Cullen sobre el desastre de la plataforma Piper Alpha ocurrido en el sector del Mar del Norte correspondiente al Reino Unido, junto con la pérdida contemporánea de la embarcación de perforación semisumergible Ocean Odyssey en aguas jurisdiccionales de Escocia. En el Reino Unido, un pozo HPHT se define formalmente como un pozo que exhibe una temperatura imperturbada de fondo de pozo de más de 300°F [149°C] y una presión de formación de al menos 0.8 psi/pie (~15.3 lbm/gal) o que requiere un sistema de preventores (BOP) con una capacidad nominal de más de 10,000 psi [68,95 MPa]. Si bien el término fue acuñado en forma relativamente reciente, durante décadas se han perforado y terminado en todo el mundo pozos que responden a la definición.

*Fuente: Glosario de campo ingeniería petrolera Schlumberger [en línea], HP/HT <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/hpht.aspx>> [Consulta 10 de julio 2015]*

Sumando al problema las presiones de fondo fluyente mayor a 20,000 psi y 450°F, diseños complejos involucran evaluaciones cuantitativas de riesgos que son necesarios para diseñar las tuberías de revestimiento y de la tubería de producción. Este enfoque combina la incertidumbre, riesgo y finanzas.

Diseños no clásicos, reducción en el riesgo en el incremento del costo inicial (paredes más gruesas y de material de grado mayor) y reducción en las consecuencias de operación (falla de tubería de revestimiento o de producción u otro incidente catastrófico) y sus costos. Como resultado de los anterior, el diseño óptimo de cualquier forma minimiza el costo total (costo inicial + costo de consecuencias).

Desde que los pozos de alta presión y alta temperatura son normalmente distinguidos por presiones y temperaturas extremas (normalmente a profundidades altas) que vienen acompañadas con márgenes muy chicos entre el gradiente de presión de poro y de presión de fractura, la demanda de la calidad del diseño de la tubería de revestimiento exige que la alta eficiencia dimensional sea mantenida. Pequeños espacios entre tubería y tubería afectan significativamente algunos aspectos operacionales y de diseño, tales como la corrida de la tubería y de liners, densidad equivalente de circulación, pérdidas de circulación y eficiencia de cementación.

A continuación, se mencionan ejemplos de pozos que sufren grandes cambios de temperatura durante su vida productiva y por lo tanto están sometidos a diferentes tipos de cargas severas:

- Pozos de inyección de vapor en procesos de recuperación.
- Pozos de alta presión y alta temperatura
- Pozos geotérmicos usados para la extracción de vapor en zonas volcánicas.
- Pozos en el ártico, terminados en permafrost (el cambio de temperatura será mayor).
- Pozos profundos de gas.
- Pozos costa afuera con longitud considerables de riser.
- Pozos terminados en áreas calientes.

En pozos como los anteriores, los esfuerzos generados por la producción son un factor importante que debe ser considerado durante el diseño del pozo.

La Autoridad de Seguridad Petrolera de Noruega (PSA) reconoce la NORSOK D-010 como una guía y aquí la integridad del pozo se define como "Una aplicación de la solución técnica, operativa y organizativa para reducir el riesgo de la fuga incontrolada de fluidos de la formación a lo largo del ciclo de vida del pozo". La expresión "ciclo de vida del pozo" abarca todas las etapas de diseño y planificación, la perforación inicial, la terminación, la producción, la intervención y la obstrucción permanente y el abandono del pozo. Cualquier operación durante estas etapas se deberá llevar a cabo de una manera segura.

Los pozos petroleros son diseñados para soportar diversas condiciones de operación, entre estas existen presiones que son ejercidas por los yacimientos que contienen los hidrocarburos y además

deben evitar el escape sin control de hidrocarburos. En otras palabras un pozo es un envase que contiene presión. Un cabezal de pozo es un recipiente de paredes gruesas y que además de compacto retiene presión y es colocado en la parte superior de pozo.

En general, la resistencia estructural total del pozo será reducida por la presencia de deformaciones y malas distribuciones de cargas en un pozo. Los esfuerzos de carácter térmico pueden ser severos y críticos, resultando en fallas catastróficas, dañando la integridad del pozo y equipos superficiales.

Desde que ocurrieron los primeros accidentes en instalaciones petroleras por malos diseños y por malos análisis de cargas, la tecnología y el desarrollo de investigación han ido evolucionando con el fin de reducir este tipo de actividades no planeadas. Existe un principio de seguridad notable que dice así "Ningún accidente debe tender a crear otro más". El análisis de cargas en el cabezal del pozo pareció ser un área de interés en las últimas décadas, aunque poca atención fue destinada a estos temas y problemas. Sin embargo, en los últimos años varias compañías operadoras han expresado sus puntos de vista y el tema ha generado mayor atención en la industria.

El problema puede ser aún más severo cuando un pozo de alta temperatura es terminado en un ambiente frío; el incremento de temperatura desde las condiciones de instalación hasta las condiciones de operación es aún mayor. Un pozo en aguas profundas, uno de alta presión y alta temperatura o uno terminado en áreas árticas necesita consideraciones especiales para contrarrestar los esfuerzos térmicos.

La diferencia de temperatura en un pozo desde condiciones no fluyentes a condiciones de producción está en un rango de hasta cientos de grados centígrados y la fluctuación de presión es también grande. El cabezal se levantará por la expansión térmica de la tubería de revestimiento y la presión del pozo, en algunos casos excesivamente porque el concreto está dañado o debido a un pobre trabajo de cementación.

Un movimiento y levantamiento del cabezal del pozo puede ser un indicador de una falla en el mismo. Un desplazamiento grande por ejemplo puede indicar que el concreto entre las tuberías de

revestimiento es deficiente o está dañado, y puede llevar a daños serios de las tuberías de revestimiento. Problemas de las tuberías de revestimiento pueden causar fugas y riesgo de provocar un reventón de pozo (blow out).

## 1.2 Trabajos previos

El análisis del crecimiento mecánico e inducido térmicamente del cabezal del pozo y las cargas resultantes del mismo pueden ser fundamentales para el diseño de esfuerzos sobre tuberías y el análisis de fallas de los pozos. Programas de simulación estándar se utilizan típicamente para este tipo de análisis. Sin embargo, algunos eventos complejos de carga comunes en cabezales no se tienen en cuenta de forma explícita en el software disponible actualmente en el mercado. Análisis del crecimiento del cabezal y las cargas resultantes son la parte fundamental de este trabajo de investigación.

El análisis y el modelado del fenómeno de crecimiento (levantamiento) del cabezal del pozo y de la distribución de las cargas resultantes que actúan en las tuberías de revestimiento han sido ampliamente revisados y discutidos en la literatura de la industria petrolera. Stahl y Baur (1983) analizaron los efectos de las cargas compuestas sobre el diseño del conductor de una plataforma marina con énfasis específico en el pandeo (buckling) y la estabilidad del conductor o del riser.

En 1986, Klementich y Jellison describieron un método aplicando el concepto de SLA (Service Life Analysis) al diseño de una tubería y desde entonces la técnica ha sido bastante aceptable.<sup>[1]</sup> Kocian et. al. (1990) aplicaron de manera sencilla elasticidad lineal para el análisis del conductor y de la tubería de revestimiento superficial cargadas en compresión por las cargas de tensión de las tuberías de revestimiento internas con un enfoque en aplicaciones de campo terrestres. La necesidad de ir más allá de un análisis singular de una tubería y de incluir en el modelo la serie de interacciones interdependientes que hay entre todos los tubulares en un sistema de sartas de revestimiento donde todas se encuentran unidas a la cabeza del pozo ha hecho que los modelos numéricos avanzados se encarguen de su estudio.

Adams (1991) y posteriormente Adams con ayuda de MacEachan (1994) presentaron un modelo numérico completo que resuelve de manera iterativa para encontrar respuesta axial y radial acoplada del sistema del cabezal del pozo, que está sujeto a una carga de tipo axial combinada,

compuesta por la expansión térmica de la tubería de revestimiento y la acumulación de presión en el espacio anular. Este método para buscar la solución incorpora ecuaciones analíticas estándar de la teoría de una tubería en una solución con una matriz en función de la rigidez, tal como se usa para el análisis de elementos finitos de estructuras de trama.

Del mismo modo, Goodman y Halal (1993) presentaron los beneficios de optimizar de diseño de una sarta de revestimiento con un análisis para determinar el verdadero estado de carga de las tuberías de revestimiento y de la tubería de producción sujetas a la condición de frontera donde el cabezal está bajo varios efectos axiales y también bajo el efecto de acumulación de presión en el espacio anular. La descripción teórica de este modelo tal como se aplica al problema de la acumulación de presión anular en pozos submarinos está dada por Halal y Mitchell (1993).

Además, la manera en que la sarta de tuberías de revestimiento interactúa axialmente se modela en conjunto con la condición de frontera del cabezal de pozo y un modelo de desplazamiento por carga axial de una sola tubería está dada por Halal et al. (1997). El uso del modelo en el diseño óptimo de tuberías de revestimiento toman en cuenta el levantamiento del cabezal de pozo, lo anterior fue investigado por Samuel y Gonzales (1999). Estos modelos numéricos integrales se utilizan para resolver y obtener la rigidez compuesta de la configuración del pozo con interacción axial, radial y de tipo axial-radial. Tales modelos numéricos integrales incluyen la respuesta no lineal del sistema debido al pandeo de las tuberías como lo estipula la carga crítica de pandeo y el cálculo de la fuerza efectiva en la tubería.

Además de desplazamientos axiales de las tuberías, un modelo radial-axial acoplado de forma iterativa se puede determinar por la expansión de fluido anular y la acumulación de presión debido al calentamiento de la pared del pozo y el impacto resultante sobre las deformaciones axiales de la tubería de revestimiento y las cargas axiales en la cabeza de pozo por medio del efecto de Poisson. Aunque la potencia y utilidad de los modelos numéricos integrales mencionados anteriormente no deben ser minimizados o descartados, todavía existe justificación para el uso de modelos analíticos simples sin iteraciones para el problema en cabezal de pozo entubado. Por ejemplo, Aasen y Aadnoy (2004) defienden la utilidad de un enfoque analítico simplificado para el análisis de los problemas de levantamiento de cabezal de pozo; este enfoque se aplicó a un escenario que presenta

falla del cabezal de pozo para el cual fueron suficientes un análisis linealmente elástico y el principio de superposición



**Referencias:**

Leach, C.P. & Adams, A. J. (1993) “A new method for the relief of annular heat up pressures” artículo de la SPE 25497 presentado en el simposio de operación de producción, Oklahoma, Marzo 21-23

Von Flatern , R. La ciencia de la construcción de pozos de petróleo y gas”, oilfield review Vol 23, no. 4, pág 52 y 53

## Capítulo 2.- Antecedentes

En esta sección se analizarán los principios básicos necesarios para entender el fenómeno de levantamiento del cabezal del pozo por deformación de las tuberías de revestimiento.

Se analiza la mecánica de materiales, abarcando desde cargas y esfuerzos hasta las deformaciones. En orden para tratar dichos temas, se revisan las relaciones cinemáticas y una ley o ecuación constitutiva para complementar las condiciones de equilibrio. La relación cinemática representará la geometría de la deformación, mientras que el comportamiento del material elástico es representado por medio de la ley constitutiva.

Posteriormente se analizarán tuberías, cabezales y el árbol de válvulas que son elementos levantados por los efectos axiales en la sarta de revestimiento.

### 2.1 Carga

Una carga estática es una acción estacionaria de una fuerza o un momento que actúan sobre cierto objeto. Para que una fuerza o un momento sea estacionario o estático deben poseer magnitud, dirección y punto(s) de aplicación que sean invariables.

Para realizar un diseño óptimo de tuberías de revestimiento, se debe hacer consideración de las cargas a las cuales estará sometido el pozo. Un pozo estará sometido a cargas externas e internas. Cargas generadas por fluidos del yacimiento serán internas, por ejemplo, presión del yacimiento y el levantamiento del cabezal por efecto de temperatura. Las cargas externas son impuestas por los alrededores, típicamente actividades de la construcción del pozo, como instalación de las tuberías de revestimiento u otras actividades durante diferentes etapas del proceso de construcción del pozo. Las externas generarán cargas de magnitud importante y pueden ser estáticas o combinaciones cíclicas de tensión/compresión con flexiones.

La resistencia de un tubo se puede definir como la reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de falla. Una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante una

condición de carga, lo que propicia la deformación del tubo. Las cargas a las que hacemos referencia son nominalmente cargas de presión, cargas axiales, ambientales y mecánicas.

En este sentido los revestimientos están sujetos a diferentes cargas durante las operaciones de asentamiento, cementación, perforación y producción. Las cargas más importantes que deben resistir son: cargas de tensión, presión interna y presión externa. Por otra parte, existen otras cargas, que pudieran ser de igual o mayor importancia que las anteriores y son frecuentemente factor limitante en la selección de los grados del revestimiento. Estas cargas incluyen: corrosión, vibración y arremetidas por la tubería de perforación, el efecto de las pistolas con que se realizan las perforaciones, la erosión y los fluidos que quedan atrapados en los espacios anulares.

El diseño de una sarta de tuberías de revestimiento generalmente está basado en el análisis de cargas de tensión axial, compresión, presión interna y presión externa; donde la tensión axial es una medida de la cantidad de carga, y que además puede generar una falla del cuerpo de la tubería o una falla de las conexiones entre tubería y tubería. La presión interna de estallido es la presión interna mínima que causará una ruptura dúctil del cuerpo de la tubería y la resistencia al colapso de las tuberías de revestimiento es la presión mínima externa que causará una falla. Existen ecuaciones estándar que sirven para el cálculo de las propiedades de tuberías de revestimiento en la industria de los hidrocarburos, sin embargo, carecen del análisis de las cargas térmicas.

Para entender qué cargas actúan en una tubería es necesario un análisis de la historia de cargas de la misma. Si se descartan los esfuerzos residuales, la primer carga a la que estará sometida la tubería de revestimiento será una carga de tipo tensional, esto debido a la fuerza de gravedad. La fuerza tensional aumentará mientras aumente la profundidad, quedando la máxima deformación en la última tubería que fue instalada, que ésta a su vez soporta las demás tuberías hasta que el proceso de cementación se lleve a cabo. Esta carga de cualquier forma depende de la cantidad de centralizadores que de cierta manera soportan las tuberías y en el diámetro del agujero, que en función de él, estará la fijación de la sarta.

Las cargas se dan en la tubería de producción y en la tubería de revestimiento, pero en ésta última solamente por arriba del nivel de cemento en el espacio anular. Cargas en las tuberías de revestimiento serán causadas por diversos factores: instalación de la tubería de revestimiento, cementación de la tubería de revestimiento, operaciones subsecuentes de perforación, operaciones de reparación de pozo y cargas que se generarán durante la producción. Las cargas que actúan en las tuberías de revestimiento son principalmente cargas de presión, cargas mecánicas y cargas térmicas. Las cargas de presión son causadas por cemento y fluidos fuera de la tubería, presiones impuestas desde la superficie durante operaciones de perforación o durante producción y presiones impuestas por los fluidos de la formación durante la perforación y la producción.

Las cargas mecánicas están asociadas con el peso de la tubería colgada, cargas de choque durante la instalación, cargas impuestas por los empacadores durante su instalación para producción o durante reparaciones de pozo, y cargas generadas por el colgador.

Los cambios de temperatura y las cargas de expansión térmica resultante, son inducidos en la tubería de revestimiento durante perforación, producción y reparación, éstas se analizarán en una sección posterior. Además, estas cargas pueden generar cargas de flexión (buckling) en segmentos sin cementar.

## 2.2 Esfuerzo

Al considerar una barra recta con un área constante en su sección transversal  $A$ . La línea imaginaria conectando sus centroides es llamada *axis o eje* de la barra. Los extremos de la barra están sometidos a las fuerzas  $F$ , las cuales su línea común de acción es el eje.



Figura 1 Línea de acción de las fuerzas "F"

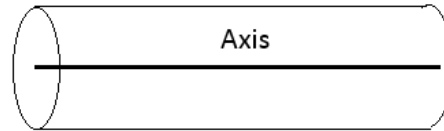


Figura 2 Axis

Las cargas externas causan fuerzas internas. Estas fuerzas internas pueden ser visualizadas en un corte imaginario de la barra y a su vez son distribuidas sobre su sección transversal y son llamados *esfuerzos* y estarán denotados por la letra griega sigma,  $\sigma$ .

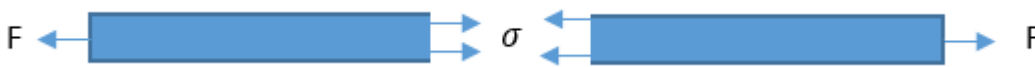


Figura 3 Esfuerzo generado por carga externa

Esfuerzo tiene unidades de fuerza por área y son medidas, por ejemplo, en múltiplos de la unidad MPa ( $1 \text{ MPa} = 1 \text{ N/mm}^2$ ). La unidad Pascal fue nombrada en honor al matemático y físico Blaise Pascal (1623-1662); el concepto de esfuerzo fue introducido por Augustin Louis Cauchy (1789-1857). En estática sólo se trabaja con el concepto de la fuerza resultante generada por las fuerzas internas (fuerza normal) mientras que en este trabajo estudiaremos esfuerzos.

Se asume que actúan perpendicularmente a la superficie expuesta  $A$  y están uniformemente distribuidos sobre la misma. Como actúan normal a la superficie de la sección transversal son llamados *esfuerzos normales*. Su resultante es la fuerza normal  $N$ , la cual se muestra en el siguiente diagrama de cuerpo libre:

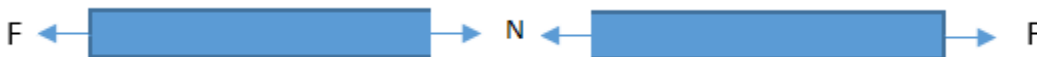


Figura 4 Representación gráfica de Fuerza Normal

Por lo tanto tenemos  $N = \sigma A$  y el esfuerzo  $\sigma$  puede ser calculado a partir de la fuerza normal  $N$ .

$$\sigma = \frac{N}{A}$$

En los ejemplos presentes si la fuerza normal  $N$  es igual a la fuerza aplicada  $F$ . Ahora obtenemos:

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

En caso de una fuerza normal positiva  $N$  (tensión) el esfuerzo es por lo tanto positivo y por consecuencia tendremos un esfuerzo de tensión. De manera contraria, si la fuerza normal es negativa (compresión), el esfuerzo es también negativo y generará un esfuerzo de compresión.

Ahora imaginemos una barra siendo seccionada por un corte no ortogonal al axis de la barra, su dirección está dada por el ángulo  $\varphi$ , como lo muestra el siguiente diagrama:

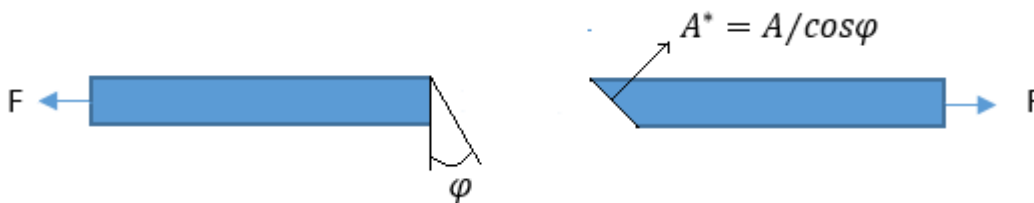


Figura 5 Corte no ortogonal a barra sujeta a fuerza

Las fuerzas internas ahora actúan en la superficie expuesta  $A^* = A/\cos\varphi$ . Otra vez asumiremos que están distribuidas uniformemente sobre la superficie. Los esfuerzos estarán compuestos por dos componentes: uno perpendicular a la superficie,  $\sigma$ , el esfuerzo normal y otro componente tangencial a la misma,  $\tau$ , el cual actúa en la dirección de la superficie y es llamado, *esfuerzo de corte*. Un esfuerzo cortante puede alterar únicamente la forma de un cuerpo sin cambiar sus dimensiones.

A continuación se presenta el equilibrio de fuerzas actuando en el extremo izquierdo de la barra:

$$\begin{aligned} \rightarrow: \sigma A^* \cos\varphi + \tau A^* \sin\varphi - F &= \\ \uparrow: \sigma A^* \sin\varphi - \tau A^* \cos\varphi &= 0 \end{aligned}$$

Ahora es momento de establecer las condiciones de equilibrio para las fuerzas, no para esfuerzos. Con  $A^* = A/\cos\varphi$ , obtenemos:

$$\sigma + \tau \tan\varphi = \frac{F}{A} \quad , \quad \sigma \tan\varphi - \tau = 0$$

Resolviendo las dos ecuaciones anteriores, para  $\sigma$  y  $\tau$ , llegamos a:

$$\sigma = \frac{1}{1 + \tan^2\varphi} \frac{F}{A}$$

$$\tau = \frac{\tan\varphi}{1 + \tan^2\varphi} \frac{F}{A}$$

Suele ser más práctico escribir estas ecuaciones de una manera diferente, con la ayuda de las siguientes relaciones trigonométricas:

$$\frac{1}{1 + \tan^2\varphi} = \cos^2\varphi, \quad \cos^2\varphi = \frac{1}{2}(1 + \cos 2\varphi) \quad y \quad \sin\varphi \cos\varphi = \frac{1}{2}\sin 2\varphi$$

Y con la introducción del concepto de esfuerzo,  $\sigma_0 = F/A$  (esfuerzo normal aplicado en una sección perpendicular al axis), finalmente llegamos a:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{2}(1 + \cos 2\varphi)$$

$$\tau = \frac{\sigma_0}{2}\sin 2\varphi$$

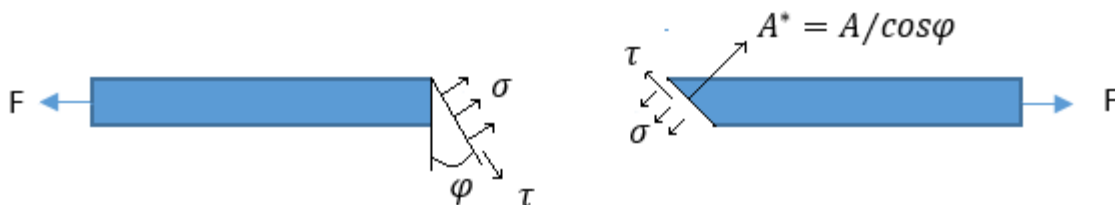


Figura 6 Representación de esfuerzos de corte y normal

Por lo tanto, los esfuerzos dependen de la dirección del corte. Si el valor de  $\sigma_0$  es conocido, los esfuerzos normal y de corte pueden ser calculados con las expresiones anteriores para valores arbitrarios del ángulo  $\varphi$ . El valor máximo del esfuerzo normal es obtenido cuando  $\varphi = 0$ , en este caso,  $\sigma_{max} = \sigma_0$  y el valor máximo del esfuerzo de corte es obtenido cuando  $\varphi = \pi/4$ , lo que llevaría a  $\tau_{max} = \sigma_0/2$ .

Si una sección de la barra cercana a un extremo de la misma es sometida a una fuerza  $F$ , encontraremos que el esfuerzo normal no está distribuido uniformemente sobre el área transversal. La fuerza concentrada en esa sección produce esfuerzos de gran magnitud cerca de su punto de aplicación. Este fenómeno es conocido como *concentración de esfuerzos*. Estos esfuerzos decaen rápidamente hasta el valor promedio,  $\sigma_0$ , mientras incrementemos la distancia desde el extremo de la barra. Este fenómeno es conocido como el *principio de Saint-Venant* (Adhémar Jean Claude Barré de Saint-Venant, 1797-1886).

La distribución uniforme de los esfuerzos también es afectada por agujeros, anomalías en material o cualquier cambio abrupto (discontinuidades) en la geometría.

En aplicaciones ingenieriles, las estructuras deben ser diseñadas con la condición de que un máximo esfuerzo dado no sea excedido. En el caso de una barra esta condición significa que el valor absoluto del esfuerzo  $\sigma$  no exceda el esfuerzo admisible,  $\sigma_{disp}$ ,  $|\sigma| \leq \sigma_{disp}$ . (Note que los valores de esfuerzos admisibles de tensión y compresión son diferentes para diversos materiales). El área transversal que una barra requiere para soportar una carga dada,  $A_{req}$ , y por lo tanto una fuerza normal conocida puede ser calculada a partir de la definición de esfuerzo,  $\sigma = F/A$ :

$$A_{req} = \frac{|N|}{\sigma_{disp}}$$

Esto es conocido como dimensionamiento. Por otra parte, la carga disponible puede ser calculada de  $|N| \leq \sigma_{disp}A$ , en el caso de disponer del valor del área transversal.

Es importante hacer mención que la barra sujeta a compresión puede fallar debido a pandeo (buckling) antes que el esfuerzo alcance un valor de alta magnitud.



## 2.3 Deformación

Además de tener resistencia, los materiales deben tener capacidad de oponerse a las deformaciones (rigidez), puesto que una estructura demasiado deformable puede llegar a ver comprometida su funcionalidad y obviamente su estética.

La deformación es un proceso termodinámico en el que la energía interna del cuerpo acumula energía potencial elástica. A partir de unos ciertos valores de la deformación se pueden producir transformaciones del material y parte de la energía se disipa en forma de plastificado, endurecimiento, fractura o fatiga del material.

### 2.3.1 Deformación axial

En ésta sección se analizará y explicarán los fenómenos de deformación en una barra elástica, la cual en este caso de estudio representará a las tuberías de revestimiento.

Primero consideremos un objeto de estudio, el cual será una barra con área de la sección transversal constante y que tiene una longitud original  $L$ . Ésta barra bajo efectos de fuerzas de tensión sufriría una elongación en una magnitud pequeña, la cual estaría denotada por  $\Delta L$  y se asume que es mucho más pequeña que la longitud original  $L$ . Como una medida de la cantidad de deformación, es útil introducir además de la elongación, la relación entre la elongación y la longitud original (sin efectos de deformación):

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L' - L}{L}$$

La cantidad adimensional  $\varepsilon$  es llamada deformación unidimensional, deformación axial o deformación unitaria y por lo tanto, puede considerarse como un cambio en la longitud por unidad de longitud. Donde  $L'$  es la longitud final o deformada. Si la barra u objeto en estudio sufre una elongación ( $\Delta L > 0$ ) la deformación axial es positiva, y en contraste se considera negativo si sufre un encogimiento. En este trabajo sólo consideraremos magnitudes de deformación pequeñas:  $|\Delta L| \ll L$ , o bien  $|\varepsilon| \ll 1$ .

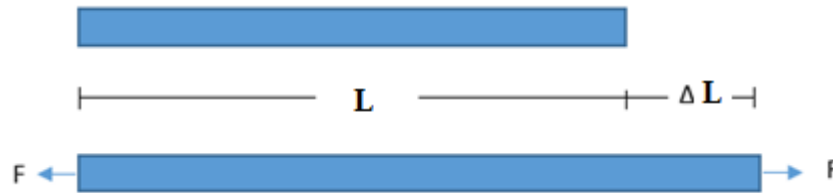


Figura 7 Representación gráfica de deformación axial

La definición de deformación axial es solamente válida para el caso donde  $\epsilon$  sea considerado constante a lo largo del objeto en estudio. Si el área transversal no es constante o la barra está sometida a fuerzas volumétricas a lo largo de su eje, la deformación dependerá de la ubicación. Para este caso consideraremos una deformación axial local, la cual es definida como un elemento de la barra (elemento en análisis) en lugar de la barra completa. Este elemento de la barra tiene una longitud original  $dx$  (sin deformación). Su lado izquierdo está colocado en  $x$ , su derecha termina en la posición  $x + dx$ . Al momento de que la barra sufra una elongación, el desplazamiento de la sección anterior al elemento en análisis en la dirección  $x$  se denotará como  $u$  y el desplazamiento de la sección posterior al elemento se denotará como  $(u + du)$ . La longitud final del elemento en análisis estará dada por  $dx + (u + du) - u = dx + du$ . Por lo tanto la elongación del elemento en análisis estará dada por  $du$ . Ahora la deformación local puede ser definida como la relación entre las magnitudes la elongación y la longitud original o inicial del elemento:

$$\epsilon(x) = \frac{du}{dx}$$

Cuando un medio continuo se deforma, la posición de sus partículas materiales cambia de ubicación en el espacio. Este cambio de posición es llamado desplazamiento. Si el desplazamiento  $u(x)$  es conocido, la deformación local  $\epsilon(x)$  puede ser obtenida por medio de diferenciación. De manera inversa, si  $\epsilon(x)$  es conocida es posible obtener el desplazamiento  $u(x)$  a través de integración matemática.

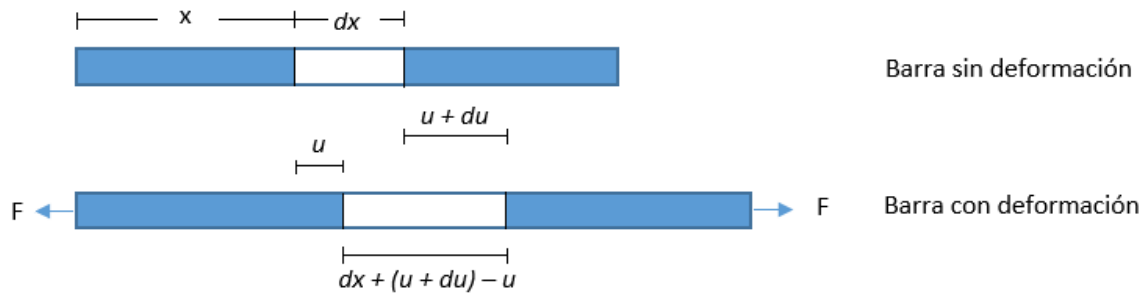


Figura 8 Comparación barra con/sin desplazamiento

Los parámetros de desplazamiento  $u(x)$  y la  $\epsilon(x)$  describen la geometría de la deformación. Por eso son conocidas como cantidades cinemáticas. La ecuación anterior es conocida como una ecuación cinemática.

## 2.4 Ecuación constitutiva

Los esfuerzos son cantidades derivadas de la estática, son una medida de esfuerzo en el material de una estructura. Por otro lado, las deformaciones axiales son cantidades cinemáticas, miden transformaciones de un cuerpo. Sin embargo, los esfuerzos y las deformaciones no son independientes entre sí. La relación física que conecta estas cantidades son llamadas leyes o ecuaciones constitutivas. Estas son una relación entre las variables termodinámicas o mecánicas de un sistema físico: presión, volumen, tensión, deformación, temperatura, densidad, entropía, etc. Cada material o sustancia tiene una ecuación constitutiva específica, dicha relación sólo depende de la organización molecular interna.

Éstas describen el comportamiento del material de un cuerpo bajo una carga o una fuerza. Dependen del material y pueden ser obtenidas solamente con la ayuda de una prueba de laboratorio. Uno de los experimentos más importantes para obtener la relación entre esfuerzo y deformación es la prueba de tensión o compresión. En ella, una muestra pequeña del material es colocado en un equipo de prueba y es elongado bajo efecto de fuerzas de tensión o comprimido por efecto de fuerzas compresivas. La fuerza  $F$ , aplicada por el equipo a la muestra, puede ser leída por la máquina, ésta causa el esfuerzo normal:

$$\sigma = F/A$$

El cambio de longitud  $\Delta L$  de la muestra puede ser medida y la deformación unitaria  $\varepsilon$  puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L' - L}{L}$$

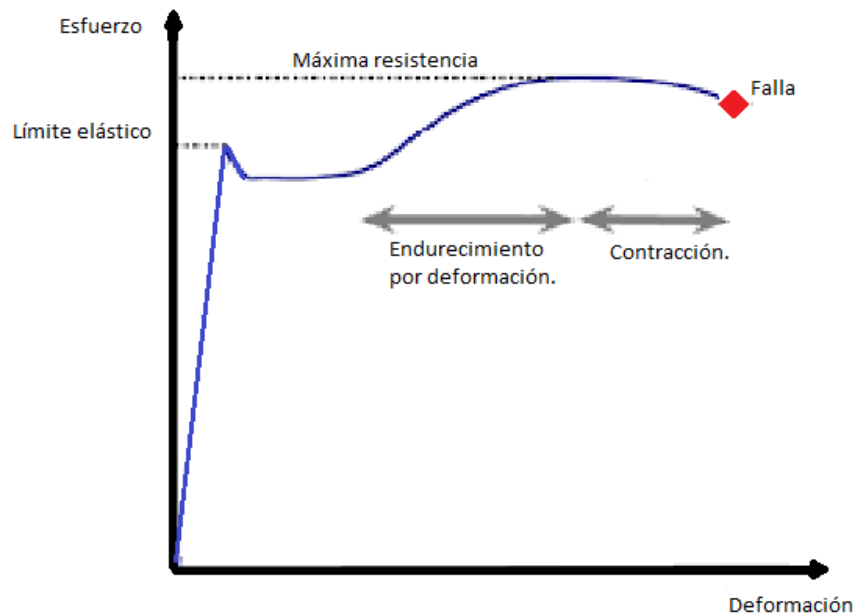


Figura 9 Gráfica de relación entre deformación y esfuerzo para un espécimen de acero

Esta gráfica es llamada diagrama de esfuerzo-deformación. Se puede apreciar que para valores pequeños de deformación, la relación es lineal (una línea recta) y el esfuerzo es proporcional a la deformación. Este comportamiento es válido hasta que el esfuerzo alcance el límite proporcional  $\sigma_p$ . Si el esfuerzo excede el límite proporcional la deformación comienza a incrementar más rápidamente y la pendiente de la curva decrece. Así continua hasta el momento en que el esfuerzo alcanza el límite elástico  $\sigma_y$ . Desde este punto del diagrama esfuerzo-deformación, la deformación incrementa prácticamente a esfuerzo constante: el material comienza a ceder. Al final del proceso de cedencia, la pendiente de la curva comienza a incrementar otra vez, a este fenómeno se le llama *endurecimiento por deformación (strain hardening)*

Experimentos muestran que una elongación de la barra tiende a reducir el área seccional de la misma. Este fenómeno es conocido como *contracción lateral*. Mientras el área seccional

disminuya uniformemente a lo largo de toda la barra en el caso de esfuerzos de pequeña magnitud, el área seccional de la barra comienza a disminuir en áreas específicas (locales) a muy altos grados de esfuerzo. Éste fenómeno es conocido como *contracción (necking)*.

Como el área seccional actual  $A_a$  puede entonces ser considerada más pequeña que el área seccional original  $A$ , el esfuerzo  $\sigma = F/A$  ya no describe el esfuerzo real. Entonces es apropiado introducir el *esfuerzo real* o *esfuerzo físico*:

$$\sigma_t = \frac{F}{A_a}$$

Éste representa el esfuerzo real en la región donde se presenta la contracción.

El esfuerzo  $\sigma = F/A$  es conocido como esfuerzo nominal o esfuerzo ingenieril.

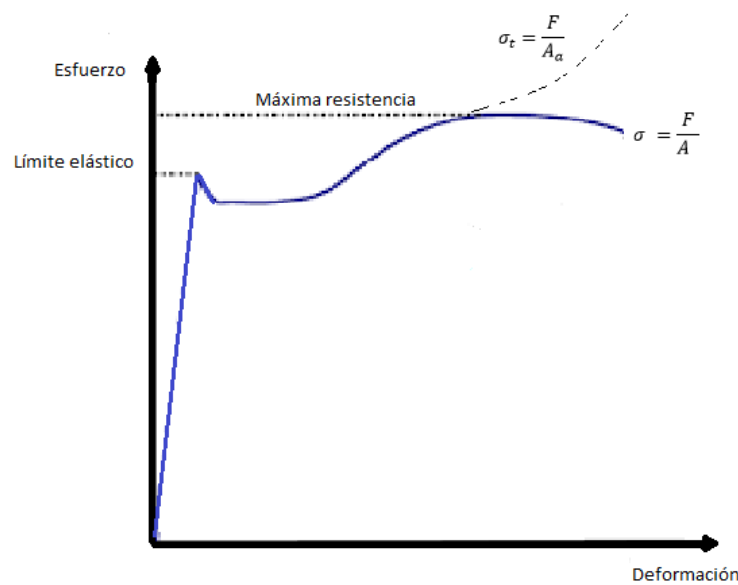


Figura 10 Gráfica muestra esfuerzos real y nominal hasta que la fractura ocurre

Consideremos una muestra que primero es sometida a una carga generada por una fuerza, la cual genera el esfuerzo  $\sigma$ . Asumamos que  $\sigma$  es inferior al límite elástico  $\sigma_Y$ ,  $\sigma \ll \sigma_Y$ . Posteriormente, la carga es removida, la muestra regresará a su longitud original y el esfuerzo regresa a cero. Además, las curvas durante carga y descarga a la muestra, coinciden. El comportamiento del material en esta situación es conocido como *elástico* y el comportamiento en la región  $\sigma \leq \sigma_p$  es conocido como *linealmente elástico*. Ahora asumamos que la muestra es cargada más allá del límite elástico, hasta que sea el esfuerzo

cumpla la siguiente condición  $\sigma > \sigma_Y$ . Ahora la durante la descarga a la muestra será una línea recta, la cual es paralela a la línea recta en la región linealmente elástica. Si la carga es removida completamente la deformación no regresará al valor de cero: una *deformación plástica*  $\epsilon_{pl}$  permanece después de la descarga. Este comportamiento del material es conocido como *plástico*.

En lo que sigue, se analizará solamente el comportamiento de un material elástico y nos referiremos a un comportamiento linealmente elástico tan sólo con elástico.

## 2.5 Módulo de Young <sup>[11]</sup>

El factor proporcional  $E$ , que es llamado *módulo de elasticidad* o *módulo de Young*. Es una constante elástica llamada de esa forma debido al físico británico Thomas Young (1773-1829), la cual es la relación de esfuerzo longitudinal a deformación longitudinal y es representada de la siguiente manera:

$$E = \frac{F/A}{\Delta L/L}$$

Donde:

$F$  : Fuerza

$A$  : Área

$\Delta L$  : Cambio en longitud

$L$  : Longitud original.

El módulo de Young es la razón de proporcionalidad entre el esfuerzo y la deformación unitaria (deformación por unidad de longitud). Su valor es igual a la pendiente de la porción inicial lineal del diagrama de esfuerzo contra deformación, en la zona elástica. Este módulo puede también ser caracterizado como la habilidad de un material de resistir deformación.

El módulo de Young es una constante que depende del material y puede ser obtenida a partir de una prueba de tensión. Tiene dimensiones de fuerza/área (que también son las dimensiones de esfuerzo).

Material	Módulo de Young, $E$ , [MPa].
Acero	$2.1 \times 10^5$
Aluminio	$0.7 \times 10^5$
Concreto	$0.3 \times 10^5$
Madera	$0.7 \times 10^4 - 2 \times 10^4$
Hierro fundido	$1 \times 10^5$
Cobre	$1.2 \times 10^5$
Latón	$1 \times 10^5$

Tabla 1 Valores del módulo de Young para diversos materiales. Fuente: Gross, D., Hauger, W., Schröder, J., Wall, W.A. y Bonet, J. (2011). *Engineering mechanics 2: Mechanics of materials*. (Edición 2011). Alemania: Springer.

Vale la pena mencionar que estos valores son un simple ejemplo, debido a que el módulo de Young depende de la temperatura y de la composición del material.

El módulo de Young utilizado en campo para el acero es  $30 \times 10^6$  psi.

## 2.6 Ley de Hooke

A continuación la relación lineal entre esfuerzo axial y deformación. La ecuación constitutiva es llamada *Ley de Hooke*, en honor a Robert Hooke (1635-1703).

$$\sigma = E\varepsilon$$

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

$$\Delta L \approx \frac{F L}{A_s}$$

Introduciendo el módulo de Young ya explicado previamente para hacer la correcta relación entre deformación y esfuerzo. Tenemos

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

Y despejando el módulo de Young

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

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. Esta Ley es aplicable solamente en la región elástica. La Ley de Hooke no es aplicable de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la región elástica causan deformaciones plásticas y permanentes.

Cabe mencionar que Robert Hooke no pudo presentar esta fórmula en la forma anterior, ya que el concepto de esfuerzo fue introducido hasta 1822, por Augustin Louis Cauchy (1789-1857). Esta relación es válida para esfuerzos de compresión y tensión: el módulo de elasticidad tiene el mismo valor para esfuerzos de tensión o compresión. De cualquier forma, el esfuerzo tiene que ser menor al límite proporcional,  $\sigma \ll \sigma_p$ , el cual es diferente para casos de tensión o compresión.

Una fuerza axial, ya sea de tensión o compresión, causa la siguiente deformación axial:

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

## 2.7 Coeficiente de Poisson

Todo elemento sometido a carga axial experimenta una deformación no solo en el sentido de la carga (deformación primaria  $\varepsilon_x$ ), sino también según el eje perpendicular (deformación secundaria o inducida  $\varepsilon_y$ ,  $\varepsilon_z$ ), o sea, toda tracción longitudinal con alargamiento implica una contracción transversal (disminución de la sección del elemento estirado).

El coeficiente de Poisson es la relación de la deformación perpendicular a la axial.



$$\nu = -\frac{\varepsilon_p}{\varepsilon_A} = -\frac{\frac{\Delta A}{A_0}}{\frac{\Delta L}{L}} = -\frac{\Delta A}{\varepsilon A_0}$$

Y si el cuerpo es isótropo:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\varepsilon_z}{\varepsilon_x}$$

**Cuerpo isótropo:** Tiene las mismas características físicas en todas las direcciones.

Anisótropo, cuando depende de la dirección.

**Cuerpo homogéneo:** Tiene igual densidad.

**No homogéneo:** Diferente densidad.

Los cuerpos homogéneos e isótropos tienen definidas sus características elásticas con el módulo de Young y el coeficiente de Poisson.

## 2.8 Tuberías

En la perforación de pozos de petróleo y gas, a ciertas profundidades es necesario cubrir las paredes del agujero usando tuberías de revestimiento, con el propósito principal de mantenerlo abierto y aislar los fluidos de la formación, a la vez que proporciona un soporte adecuado a todas las instalaciones y equipos superficiales del pozo. Consecuentemente los pozos son perforados y revestidos por etapas para sellar las zonas problema y poder alcanzar la profundidad del objetivo. Por lo tanto, uno de los insumos que demanda la construcción de un pozo para la extracción de hidrocarburos son las tuberías, además éste (Programa de tuberías de revestimiento de un pozo) representa una porción importante del costo total, se tienen estimaciones que varía entre el 15 y el 30 %. Los fundamentos de todo diseño ingenieril deben de recaer en las bases técnicas del mismo, sin embargo el tema económico merece atención especial, es importante reducir el costo de los tubulares sin sacrificar la integridad y la seguridad del pozo.

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud. Sin embargo, la realidad es que no existe una tubería perfecta geoméricamente hablando. Un análisis completo de esfuerzos en los revestimientos es sorprendentemente complejo, debido tanto al número de cargas actuando como a las interrelaciones variadas entre los efectos de carga.

Las tuberías están hechas de acero, el cual es un material refinado que se obtiene de la fundición de hierro que es combinado con otros elementos químicos. Los aceros se dividen en ordinarios y especiales. Los ordinarios contienen tres elementos principales: Hierro, Carbono y Manganeso. Los aceros especiales además del contenido de los ordinarios se le agregan otros elementos como: Níquel, Cromo, Molibdeno, Cobre, Vanadio y Tungsteno.

### **2.8.1 Tubería de producción**

La *tubería de producción* es el tubular que va desde una pulgada hasta cuatro y media y es el medio a través del cual fluirán los fluidos que sean transmitidos ya sea de yacimiento a superficie o de la superficie a la formación productora. Si la producción del fluido del yacimiento ocurre en el anular de dos sartas de tubería, tanto el revestimiento anular como la tubería de producción se consideran propiamente como tubería de producción.

### **2.8.2 Tubería de perforación**

La *tubería de perforación* es un elemento tubular necesario para perforar. Son llamados tubulares de trabajo por estar expuestas a diferentes esfuerzos durante la perforación del pozo y su rango de diámetro según el API es de una pulgada a cuatro y media pulgadas.

### **2.8.3 Tuberías de revestimiento**

Las *tuberías de revestimiento* son tuberías que están en un rango de diámetro de cuatro y media pulgadas a veinte y que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se

ha perforado. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante la vida del pozo.

El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso de revestir el agujero para mantener la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos en las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo. Además la tubería de revestimiento es el medio para colocar las conexiones superficiales de control (BOP), los empacadores, la tubería de producción y así como el árbol de válvulas al terminar la perforación.

Las tuberías de revestimiento se clasifican de acuerdo a su función y la ubicación donde serán instaladas dentro un pozo. A continuación su clasificación:

### **Tubería conductora**

Es la primera tubería de revestimiento que puede ser hincada o perforada y cementada; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación. Es la de mayor diámetro que se utiliza en un pozo, pues a través de ella pasan todas las tuberías de revestimiento que se utilizan. En el mar, es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta abajo del lecho marino. Ésta, además es usada para instalar los preventores y el equipo de desvío (diverter) durante la perforación. En operaciones terrestres su rango va desde los 40 pies y llega hasta los 500 pies, por otro lado, en operaciones marinas puede ser de hasta 1000 pies de longitud.

### **Tubería de revestimiento superficial**

La tubería superficial es la encargada de aislar los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someras. Provee equipo de flotación, que permite realizar una buena cementación para continuar la perforación dentro de una zona de transición de alta presión. En pozos desviados, la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección construida

para prevenir derrumbes de la formación durante la perforación profunda. Esta sarta es cementada típicamente hasta la superficie o lecho marino (mudline) y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas.

### **Tubería de revestimiento intermedia**

Todas las sargas de tuberías entre la sarga de producción y la superficial son intermedias. La tubería de revestimiento intermedia es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdida de circulación de baja presión y zonas de producción. Se utiliza en la zona de transición de presión normal a presión anormal. La cima del cemento de esta tubería debe aislar cualquier zona de hidrocarburos. Algunos pozos requieren de múltiples sargas intermedias.

### **Tubería de revestimiento de producción/explotación**

La tubería de revestimiento de explotación es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en caso de que el pozo se estimule o fracture para aumentar su productividad, el bombeo mecánico, la inyección de inhibidores de aceite. El buen trabajo de cementación primaria es crítico para esta sarga; éstas entran en contacto con los fluidos del yacimiento.

## **2.9 Cedencia**

La cedencia, también conocida como fluencia, es aquella propiedad o condición del material para soportar la resistencia que opone el material a la deformación, ante la exposición de una carga. El Instituto Americano del Petróleo 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.

Se dice que un material alcanza la cedencia o fluencia cuando experimenta una carga que le provoca una deformación permanente el cual a menudo resulta en una pérdida de su

resistencia al sobrepasar el límite elástico; es decir el material se comporta plásticamente. Antes de esta deformación, al liberar la carga el material recupera su estado original, se dice entonces que el material es elástico.

Finalmente el punto a partir del cual el material se fractura o se rompe es cuando se alcanza el último valor de resistencia a la cedencia.

El material de fabricación para las tuberías de revestimiento es el acero; teniéndose diferentes tipos, los cuales están regulados por los estándares del API (American Petroleum Institute). Para establecer la cedencia de un acero el API recomienda que se realice una prueba de tensión sobre un espécimen. A partir de ésta se debe medir la deformación generada hasta alcanzar la fractura del mismo. Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando se alcanza el 0.5% de deformación; éste valor de deformación es ligeramente superior al límite elástico. Dicho porcentaje es aplicable para los aceros API denominados H-40, J-55, K-55, N-80, C-75, L-80 y C-95. Para los aceros P-110 y Q-125, el API considera una deformación de 0.65% para establecer la cedencia de los materiales. La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), que significa la fuerza aplicada en el área de exposición del material para causar su cedencia. La nomenclatura recomendada para identificar los tipos diferentes de acero se define por una letra seguida de un número.

Debido a que se presentan variaciones significativas en la medición de la cedencia de las tuberías, el API adoptó el criterio de resistencia a la cedencia mínima en lugar de un valor promedio. La resistencia mínima a la cedencia se calcula como el 80% del promedio de cedencia observada en una gran cantidad de pruebas realizadas. Adicionalmente a la resistencia mínima a la cedencia, el API especifica la resistencia máxima a la cedencia y la mínima resistencia a la tensión.

Grado	Cedencia mínima	Última resistencia
H-40	40,000	60,000
J-55	55,000	60,000
K-55	55,000	65,000
N-80	80,000	95,000
L-80	80,000	90,000
P-110	110,000	125,000
C-75	75,000	95,000
T-95	95,000	105,000
C-95	105,000	-
Q-125	145,000	-
E-75	95,000	-
X-95	115,000	-
S-135	155,000	-
C-95	105,000	-
P-105	120,000	-
G-105	120,000	-

Tabla 2 Diferentes aceros o grados API con sus valores de cedencia: Fuente: “Comportamiento de la presión anular en espacios confinados por efecto de temperatura”, Luis Enrique Granado Cedeño.

### 2.9.1 Efecto de la temperatura en la Cedencia

En el diseño de tuberías de revestimiento y de producción, uno de los parámetros que se toman más en cuenta es la cedencia, porque de alguna manera ésta afecta la resistencia de los materiales a la tensión, la compresión, el estallido, el colapso, etc. La cedencia es una de las variables que están directamente involucradas en la resistencia de materiales.

Se han registrado temperaturas de más de 200°C en pozos de petróleo y hasta 350°C en pozos geotérmicos. La cedencia es usada en el diseño de tubulares con valores nominales dados por la norma API 5CT, de acuerdo a las características de cada grado de acero, o las

especificaciones del fabricante. Este valor puede ser obtenido a partir de pruebas de laboratorio.

El diseño de tuberías para pozos de petróleo o geotérmicos es generalmente basado en el análisis fuerzas mecánicas, tales como: Colapso, estallido, tensión, compresión, esfuerzos biaxiales y triaxial, y en la mayoría de los casos el efecto de la temperatura no es tomado en cuenta de una forma explícita, esto debido a que su variación no es significativa en pequeños intervalos mayores a 150°C, además de que todo riesgo asociado a la temperatura puede ser absorbida con el uso de factores de seguridad.

De cualquier forma la temperatura puede sobrepasar los 200°C, es a temperaturas mayores donde el comportamiento de los aceros se ve modificado respecto a la Resistencia a la cedencia. La variación de la resistencia a la cedencia en aceros debido a un incremento de la temperatura debería ser identificada para optimizar el desempeño de la tubería bajo efectos y condiciones críticas durante la vida del pozo.

Para entender este fenómeno Hernández <sup>[13]</sup> realizó diversos experimentos en tuberías para poder analizar el comportamiento de la cedencia en función de la temperatura, para esto se enfocó en tuberías de acero clasificadas como N-80 bajo las normas de la API, y por el grado del propietario como TRC-95, TAC-110 y TAC-140 (Los dos primeros grados de acero son los utilizados normalmente en la industria geotérmica. Para cada una de las tipos de acero, se obtuvieron 8 muestras (32 en total) y las cuales fueron probadas a diferentes temperaturas (20, 100, 125, 150, 175, 200, 300 y 400 °C) en los rangos entre los cuales se encuentran las tuberías en la vida productiva de un pozo de alta temperatura

### **2.9.2 Resultados prueba acero grado N-80**

Las muestras fueron colocadas a tensión en una máquina, para esto un horno proporcionaba la temperatura requerida para la prueba. Después de veinte minutos bajo la temperatura la prueba comienza, ésta consiste en tensionar la muestra hasta que la misma llegue a la ruptura.

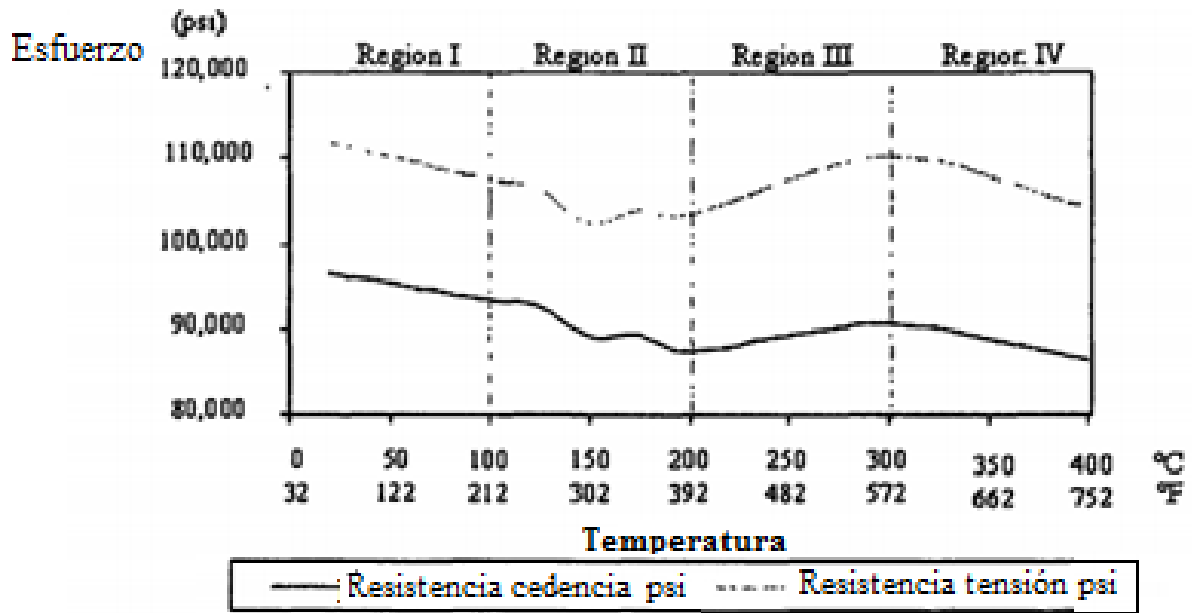


Figura 11 Resistencia a la tensión y a la cedencia para un acero de grado N-80. Fuente: David Hernández, Geothermal Resources Council (modificada por el autor).

Para la prueba con grado de acero N-80 la resistencia a la cedencia en el acero decreció de una manera uniforme desde 96,686 a 92,854 psi, mientras la temperatura se incrementó desde 20 hasta 125°C. Posteriormente, mientras la temperatura fue incrementada desde los 125 a 400°C, la resistencia a la cedencia mostró un comportamiento atípico, cambiando de 92,854 a 86,311. Así mismo la fuerza de tensión decreció de una manera uniforme desde 111,816 a 106,593 psi, mientras que la temperatura se incrementó desde 20 a 125°C. Después, cuando la temperatura se incrementó de 125 a 400°C, el punto de ruptura se presentó primero a los 106,593 psi y después a los 104,280 psi.

Para este caso la resistencia a la cedencia decreció alrededor de 10% desde su valor obtenido a condiciones ambiente, cuando el acero es sometido a temperaturas similares a las que se presentan en pozos de la industria petrolera y geotérmica.

### 2.9.3 Resultados prueba con acero grado TRC-95

Para el acero de grado TRC-95 la resistencia a la cedencia decreció de una manera uniforme desde 103,669 a los 102,619 psi, al momento de incrementar la temperatura desde los 20 hasta los 125°C. Posterior a esto, mientras la temperatura se modificó desde 125 hasta 400°C, la resistencia a la cedencia se modificó de forma rara desde 102,963 a 90,355 psi.



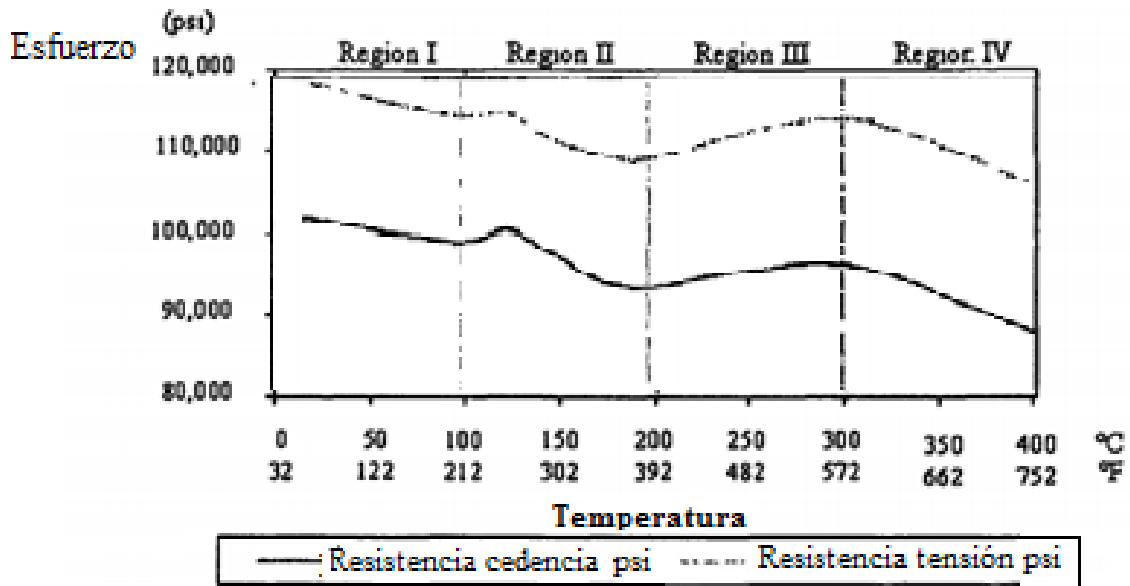


Figura 12 Resistencia a la tensión y a la cedencia para un acero de grado TRC-95. Fuente: David Hernández, Geothermal Resources Council (modificada por el autor)

La fuerza de tensión del acero decreció de una manera uniforme desde 119,963 hasta 116,458 psi esto al incrementar la temperatura desde 20 hasta 125°C. Después, cuando la temperatura incremento desde 125 a 400°C, el punto de ruptura mostró un comportamiento en el cual cambió de 116,458 a 107, 942 psi. De esta manera, la resistencia la cedencia decreció 8% de su valor a condiciones ambiente, cuando el acero es expuesto a condiciones similares de temperatura a esas encontradas en pozos petroleros y 13% a condiciones de pozos geotérmicos.

Adicionalmente se presenta una figura donde se observa el comportamiento de la cedencia contra la temperatura para algunos aceros, a este tipo de observaciones se les conoce como pruebas de tensión en caliente, observándose que la resistencia a la cedencia de un acero se ve disminuida a temperaturas elevadas (>150°C).

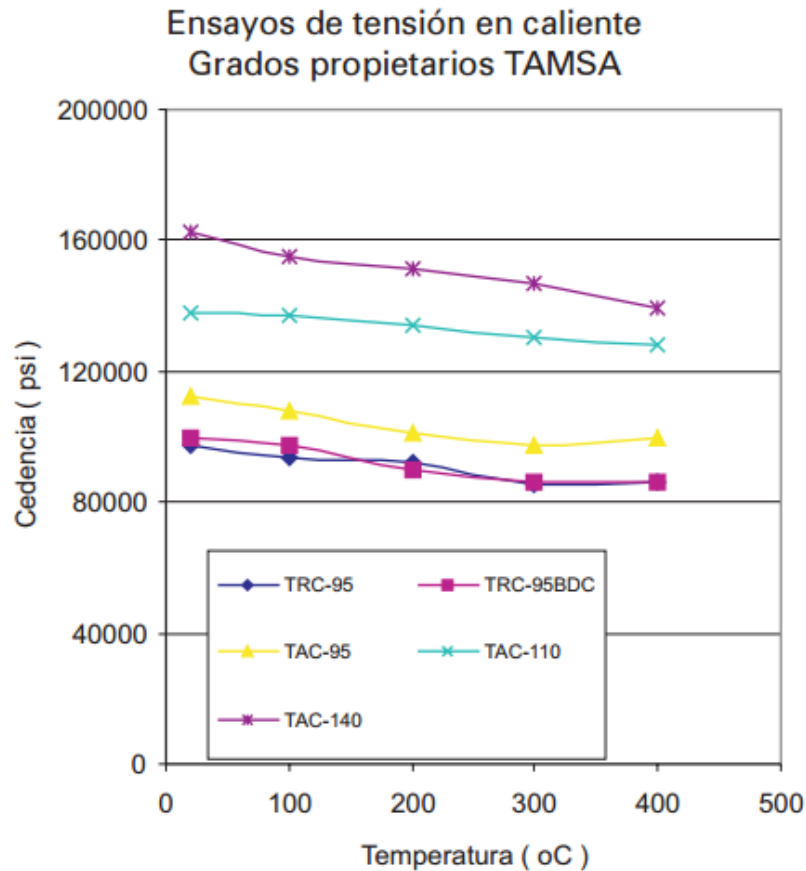


Figura 13 “Comportamiento térmico de la cedencia”. Fuente: “Comportamiento de la presión anular en espacios confinados por efecto de temperatura”, Luis Enrique Granado Cedeño.

## 2.10 Resistencia de tuberías

La resistencia de una tubería es definida como la capacidad/aptitud/condición de la misma que ofrece para reaccionar ante una carga impuesta y evitar una falla o deformación.

### Relación de esbeltez

Relación de esbeltez es una medida de cómo se compara la altura de un elemento a la anchura efectiva de su sección transversal (resistencia a la flexión o pandeo) . La relación de esbeltez, no es más que la longitud del elemento por el espesor del mismo.

### 2.10.1 Modelo de esfuerzo uniaxial

Cuando el criterio utilizado es monoaxial o Uniaxial, se asume que no hay carga axial (tensión o compresión) en la tubería al mismo tiempo que una carga de presión interna o colapso es aplicada. La presión interna, colapso y tensión bajo una sola carga son definidas como sigue:

### 2.10.2 Resistencia al Colapso

La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica. Se origina por el aplastamiento de la tubería a causa de una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la misma y es superior a su capacidad de resistencia.



*Figura 14 Ejemplo de tubería bajo efecto de colapso. Fuente: Investigación del fenómeno de colapso en tuberías de revestimiento y producción. Tenaris-Tamsa.*

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 fenómeno de falla complejo de predecir. La falla por colapso depende de factores diversos propios de la naturaleza de fabricación del tubo. Dentro de éstos resaltan la cedencia del material, la geometría tubular, imperfecciones (excentricidad, ovalidad) y la condición de esfuerzos en la tubería.

A través de una serie extensa de pruebas realizadas en tuberías, el API ha demostrado el comportamiento de la falla por colapso de las tuberías. La siguiente figura muestra las

condiciones de falla por colapso diferentes para un amplio rango de diámetros y espesor de tuberías. Éste último término se define como la esbeltez o delgadez de la tubería. De acuerdo a las pruebas realizadas, se manifiestan cuatro zonas o comportamientos. La primera es denominada presión de colapso por cedencia, en la cual el material depende fuertemente de la cedencia del material, en virtud de que se ha comprobado que los esfuerzos tangenciales generados en la periferia del interior del tubo, alcanza el valor de la cedencia. Esta zona se presenta para tuberías cuya esbeltez sea inferior a 15. Es decir, tuberías de diámetro grande ( $> a 7 \frac{5}{8}$ " ). Un segundo comportamiento del colapso es el elástico, que puede predecirse mediante la teoría clásica de la elasticidad, y se presenta en tuberías con esbeltez mayor a 25, es decir tuberías de diámetro pequeño ( $< a 7$ " ). Un tercer comportamiento, que el API denominó como colapso elástico, es el que se presenta posteriormente a la etapa de colapso plástico, que obedece a la naturaleza propia de deformación del tubo en la etapa de plasticidad o sea posterior a la cedencia. Y finalmente, existe una zona de transición entre el colapso plástico y colapso elástico. Es un comportamiento que ha sido correlacionado en forma numérica por el API, a fin de tener en forma completa el modelo del comportamiento del colapso.

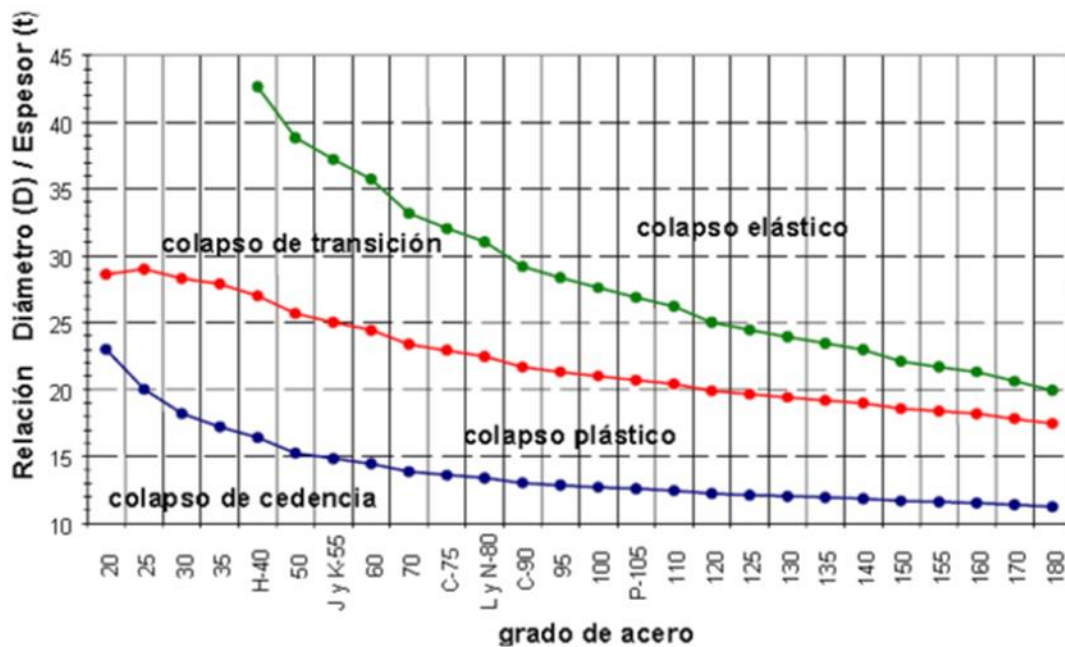


Figura 15 Modos de falla para colapso. Fuente: "Conceptos sobre las propiedades de las tuberías y normas del API que debe considerar el usuario para su diseño" Tenaris Tamsa

Las cargas de colapso primario son generadas por la hidrostática de la columna de fluido en el cabezal, fuera de la sarta de revestimiento. Estos fluidos son normalmente los fluidos de perforación y en algunas ocasiones las lechadas de cemento. Los revestimientos también se someten a presiones de colapso severas cuando se perfora a través de formaciones problemáticas como arcillas y sales.

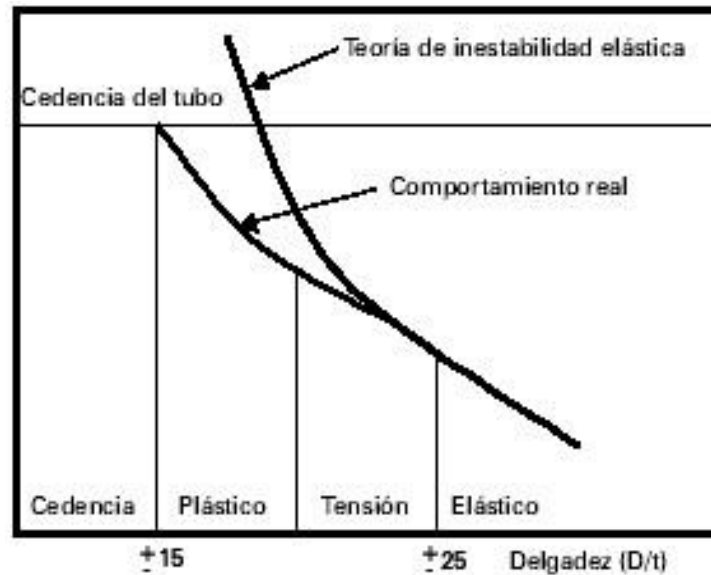


Figura 16 Comportamiento del Colapso. Fuente: Manual del Inspector técnico, mantenimiento de pozos, PEMEX.

El colapso mide la resistencia de la sección transversal de la tubería a la inestabilidad que resulta de una presión diferencial externa. El desempeño al colapso de las tuberías está basado en los principios siguientes:

- El desempeño al colapso de las conexiones siempre se supone mayor que el del cuerpo de la tubería
- El desempeño al colapso incluye la resistencia a la presión interna y externa del fluido y a la tensión axial
- El efecto del pandeo en la resistencia al colapso se trata como una carga axial equivalente, la cual se entiende como la máxima tensión de esfuerzo al pandeo aplicada a la sección transversal completa.

- Se considera el efecto de deterioro causado por la carga axial de tensión en la resistencia al colapso y se desprecia el efecto benéfico de la carga axial compresiva. Cargas compresivas esperadas durante la fase de diseño no pueden ser aseguradas en las condiciones de campo reales.

### **Factores que afectan el colapso:**

Es común atribuir el fenómeno del colapso a una supuesta calidad deficiente de las tuberías, esto debido a que dos de los factores generales que afectan el desempeño del fenómeno de colapso en tuberías son la geometría y las propiedades físico-químicas del tubular. Sin embargo, estudios señalan un conjunto de factores causales, tales como:

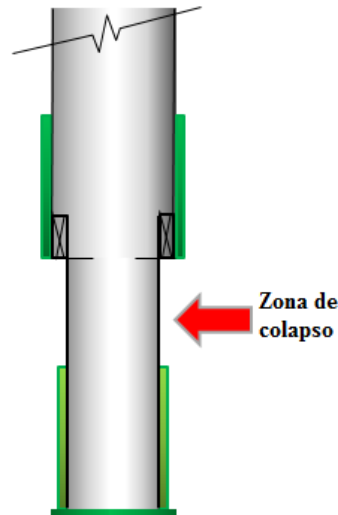
- Desgaste de la tubería de revestimiento.
- Desgaste por pandeo helicoidal.

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

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

- Cambio en densidad de fluido interno externo.
  - Cambio de presiones en la TR interno-externo.
  - Cambio de temperatura.
- Incremento de presión exterior por temperatura.

Cuando la cementación de la tubería de revestimiento no alcanza la superficie, el fluido de perforación que permanece en la parte exterior, por el paso del tiempo sufre una degradación física de sus fases, separando sólidos de líquidos.



*Figura 17 Representación del colapso en el espacio anular sin cemento*

El agua, puede ser sometida a una temperatura que pueda alcanzar valores por arriba de su punto de ebullición, de tal manera que comienza a evaporarse, lo que puede generar un incremento en la presión por el espacio anular, si esta no es desfogada. Cuando el pozo está fluyendo, los hidrocarburos ascienden a la temperatura del yacimiento, la cual se puede presentarse una transferencia de calor a través de la tubería de producción hacia el fluido empacador, el cual, en algunas ocasiones puede alcanzar su punto de ebullición generando vapor. Ahora bien un incremento de presión en el espacio anular, puede alcanzar valores elevados que causando el colapso de la tubería.

- Depresionamientos inadecuados.
- Cargas geo-estáticas por formaciones plásticas y actividad tectónica.

El desempeño al colapso se calcula usando los procedimientos recomendados por el API, el cual depende de las variables siguientes:

- Presión Interna
- Esfuerzo axial
- Diámetro externo de la tubería
- Espesor de pared de la tubería

### 2.10.3 Resistencia a la presión interna (Estallido)

La presión de estallido se origina de la columna de fluidos de perforación o producción y actúa en las paredes internas de la tubería. El revestimiento está también expuesto a arremetidas o influjos de la formación, que imponen una presión interna si ésta ocurre durante las operaciones de perforación.

La resistencia a la presión interna, o estallido mide la resistencia estructural de la sección de área transversal a una presión diferencial interna. La resistencia a la presión interna de tuberías ha sido discutida con base en los principios siguientes:

- La resistencia a la presión interna de la conexión puede exceder o no la del cuerpo de la tubería.
- Para conexiones API, particularmente en roscas especiales, es posible que la resistencia de la tubería exceda la de la conexión.
- En diseños reales, la resistencia a la presión interna como fue definida por la API, es una medida relativamente incompleta de la integridad del cuerpo de la tubería. Una aproximación más exacta y recomendada, es reconocer que la resistencia a la presión interna se considera automáticamente en una revisión general multi – dimensional empleando el criterio de Von Mises.

Determinación de la resistencia a la presión interna de una tubería:

$$P_I = 0.875 \frac{(2 t \sigma_y)}{D} = 0.875 \sigma_y \left(1 - \frac{d}{D}\right)$$

$P_I$  = Resistencia a la presión interna de la tubería (psi)

$\sigma_y$  = Esfuerzo a la cedencia de la tubería (psi)

$D$  = Diámetro exterior de la tubería (pg)

$d$  = Diámetro interior de la tubería (pg)



### 2.10.4 Resistencia a la 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. Las cargas dominantes en esta condición mecánica son los efectos gravitacionales, flotación, flexión y esfuerzos por deformación del material.



*Figura 18 Representación gráfica de la tensión. Fuente: Conceptos generales de conexiones TENARIS –TAMSA. Modificada por el autor.*

La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Como se mencionó previamente, se debe considerar la cedencia mínima del material para éste efecto. Puesto que la cedencia de un material se determina a partir de una prueba de tensión, que consiste en aplicar una carga axial en forma incremental sobre una probeta o espécimen con cierta sección transversal (de acuerdo al ASTM), también se obtiene la resistencia a la tensión de dicho material. Este es muy diferente a la de una tubería, por la diferencia en la sección transversal del cuerpo del tubo y de la probeta. La resistencia a la tensión de una tubería de acuerdo a lo estipulado por

el API, se mide en unidades de fuerza (libras), con un valor resultante de redondear al número más próximo en múltiplos de 10 libras.

Determinación de la resistencia a la fuerza de tensión de una tubería:

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

$F_T$  = Resistencia a la fuerza de tensión de la tubería (lb-f)

$\sigma_y$  = Esfuerzo a la cedencia de la tubería (psi)

$D$  = Diámetro exterior de la tubería (pg)

$d$  = Diámetro interior de la tubería (pg)

$t$  = Espesor de la pared del cuerpo del tubo (pg)

### 2.10.5 Resistencia a la Compresión

Es la presión a la que se somete una tubería de revestimiento al ser comprimida (al cargarle peso).

La fuerza de compresión es generada por el empuje del fluido (lodo, cemento, etc.) sobre el área de la sección transversal de la tubería, cuando esta es introducida. La fuerza de compresión desaparece después de que el cemento haya fraguado. Sin embargo, se han observado casos en que la tubería queda sometida a esfuerzos de compresión cuando las cementaciones son defectuosas. Altos valores de compresión se presentan cuando la tubería de revestimiento es introducida en altas densidades del fluido de perforación. Los diseñadores deben tener presente este fenómeno, principalmente en la selección de la conexión; puesto que la resistencia de la conexión a la compresión se ven reducida por sus características y diseño, principalmente en las conexiones integrales lisas. Es importante revisar y comparar el valor de compresión a la que será sometida la sarta de tubería de revestimiento contra la resistencia de la conexión a la compresión

### 2.10.6 Modelo Biaxial

Un modelo simplificado a partir de la teoría de la distorsión máxima de deformación y trabajo en dos dimensiones fue desarrollado por Nadia, para representar la resistencia al colapso y estallamiento de las tuberías sujetas a un esfuerzo axial variable (diferente de 0). Este modelo aceptado por el API considera la acción de los esfuerzos axiales y tangenciales de manera mayor a los radiales. Su forma matemática es la siguiente:

$$\sigma_{Ae} = \left[ \sqrt{1 - 0.75(\sigma_A/\sigma_Y)^2} - 0.5(\sigma_A/\sigma_Y) \right] / \sigma_Y$$

**Donde:**

$\sigma_{Ae}$ = Resistencia a la cedencia para un grado equivalente en presencia de esfuerzo axial (psi)

$\sigma_Y$ = Mínima resistencia a la cedencia (psi)

$\sigma_A$ = Esfuerzo axial (psi)

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

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

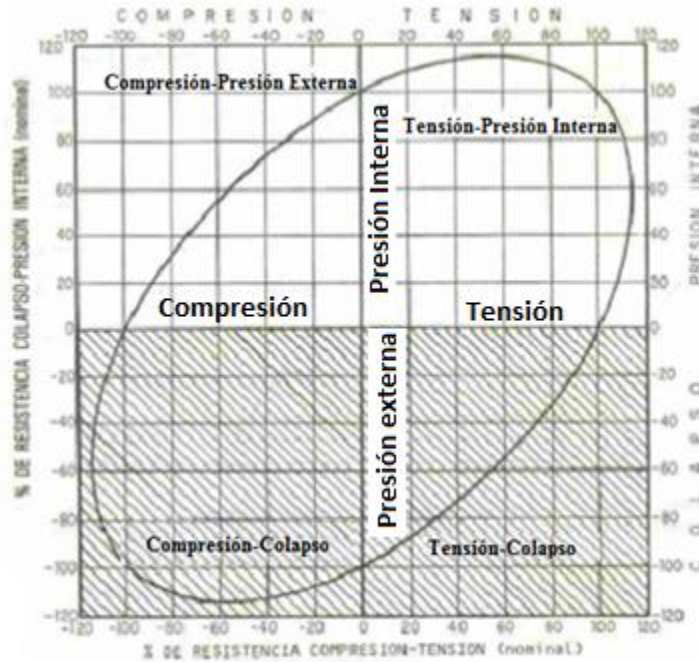


Figura 19 Modelo de esfuerzos biaxiales (editada por el autor). Fuente: Manual del Inspector técnico, mantenimiento de pozos, PEMEX.

Haciendo los cálculos para diferentes valores de esfuerzo axial. Se puede observar que cuando el esfuerzo axial se incrementa la presión de colapso del tubo decremента.

Por lo tanto cuando el tubo se encuentra en compresión la presión de colapso se incrementa

### 2.10.7 Modelo triaxial

En los conceptos definidos anteriormente la resistencia de las tuberías se representó mediante un modelo cuya validez de aplicación se considera Monoaxial o Uniaxial. Es decir la falla del material ocurre bajo la acción de un esfuerzo actuando en un solo plano del material. No toma en cuenta la acción de otros esfuerzos actuantes en el cuerpo del material. Sin embargo, las causas de una falla de un material han sido extensamente estudiadas. Se han propuesto una buena cantidad de teorías encaminadas a resolver o plantear mediante el uso de modelos matemáticos, la predicción de la resistencia de un material ante la imposición de diferentes esfuerzos.

Con este propósito, se considerará una de las teorías más fundamentadas y utilizadas en la teoría clásica de la elasticidad, para cuantificar la magnitud de los esfuerzos que pueden actuar en un material para hacerlo fallar. Esta teoría se denomina “de la distorsión” propuesta inicialmente por Von Mises. Esta teoría estipula que existe un esfuerzo equivalente a partir del cual los tres esfuerzos principales actuando en un material están en equilibrio, ver la siguiente figura.

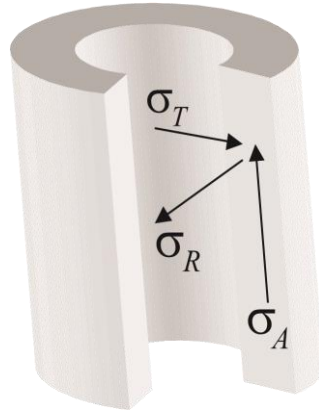


Figura 20 Representación de modelo triaxial. Fuente: “Comportamiento de la presión anular en espacios confinados por efecto de temperatura”, Luis Enrique Granado Cedeño.

Su representación en coordenadas cilíndricas, aplicado para una tubería es:

$$\sigma_{VME} = 1/2 \{(\sigma_A - \sigma_T)^2 + (\sigma_T - \sigma_R)^2 + (\sigma_R - \sigma_A)^2\}$$

**Donde:**

$\sigma_{VME}$  = Esfuerzo equivalente de Von Mises (psi)

$\sigma_A$  = Esfuerzo axial (psi)

$\sigma_R$  = Esfuerzo radial (psi)

$\sigma_T$  = Esfuerzo tangencial (psi)

A fin de aplicar el modelo de Von Mises para determinar la resistencia de los elementos tubulares, se consideró que el esfuerzo equivalente se representa por la cedencia del material.

Es decir, el esfuerzo equivalente máximo que pudiera experimentar una tubería sería de una magnitud equivalente a la cedencia del material. Sin embargo, es preciso apuntar que esta consideración implica suponer que la acción de un esfuerzo mono-axial como es la cedencia, represente la acción de los tres esfuerzos principales actuando en un material simultáneamente. Lo anterior significa que estamos aceptando criterio de falla, una vez más, a la cedencia del material.

Es importante decir que el esfuerzo triaxial no es un esfuerzo verdadero, es un valor teórico de la resultante de esfuerzos en tres dimensiones el cual es comparado con el criterio uniaxial de falla. Además si el esfuerzo triaxial excede al esfuerzo de cedencia del material se presentará una falla.

Una forma alterna de representar el modelo triaxial de Von Mises para su aplicación en el campo de ingeniería, ha resultado al simplificar a partir de la misma teoría clásica de la elasticidad, el significado de los esfuerzos tangenciales y radiales mediante las ecuaciones de Lamé.

En forma convencional se representan dos curvas resultantes en un solo gráfico, trazando en el primero y segundo cuadrante la curva que representa la resistencia al estallamiento. La segunda curva, que representa la resistencia al colapso, se coloca en el tercero y cuarto cuadrantes. El resultado de aplicar este convencionalismo, genera una elipse que representa los límites de resistencia a la falla por colapso y por estallamiento, a las diferentes condiciones de esfuerzo axial. Es decir, se manejan tres variables para representar la resistencia del material. La cedencia del material queda representada por la magnitud de la elipse. Un punto de interés en la elipse, es el correspondiente a presión cero sobre el eje de las abscisas, y que representa la resistencia a la tensión. El modelo representa la resistencia de los materiales en tuberías con una delgadez  $> 15$ ; esto significa que prácticamente está dirigido a diámetros de tuberías menores a  $7 \frac{5}{8}$  pulgadas.

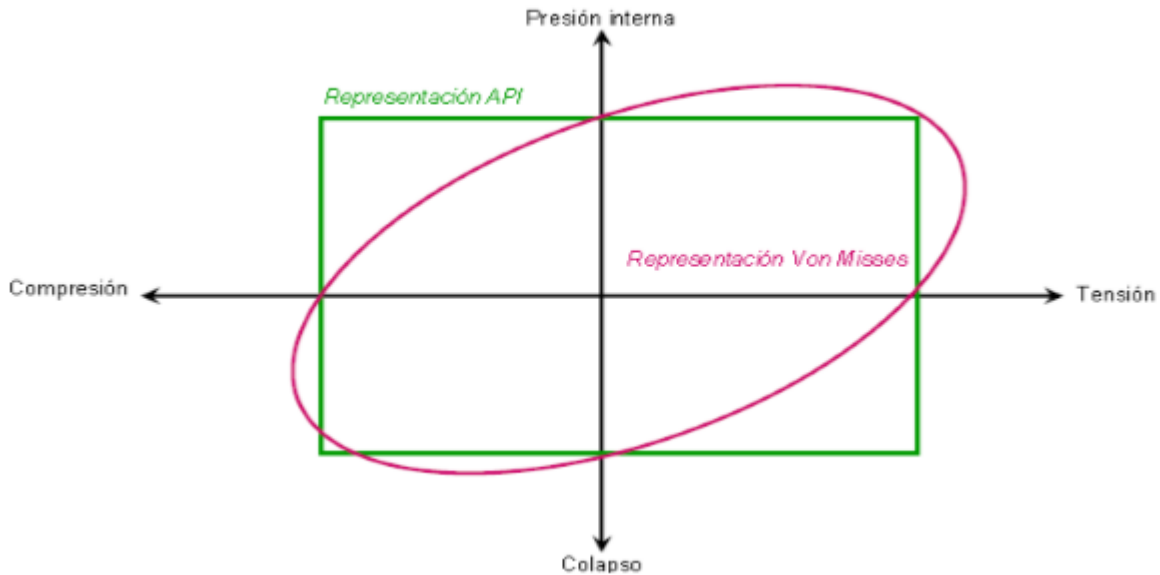


Figura 21 Representación Von Misses. Fuente: "Diseño de tuberías de revestimiento." Tenaris Tamsa.

El esfuerzo triaxial se determina utilizando un software especializado para el diseño de la tubería de revestimiento. El diseño triaxial debe ser realizado cuando cualquiera de las siguientes condiciones se presenten:

- Presión esperada mayor a 12,000 psi
- Temperatura mayor a 250°F
- Presencia de ácido sulfhídrico
- Relación de esbeltez ( $D/t$ ) menor a 15.

### 2.10.8 Criterios de falla

Una forma clara de entender el concepto de falla, y reconocer el límite de resistencia de las tuberías, puede establecerse mediante un gráfico en el que se integre el modelo del API, así como el modelo biaxial (incorporado con el modelo API) y el modelo triaxial. La siguiente figura muestra los límites de resistencias de una tubería bajo los conceptos: API, biaxial y triaxial.

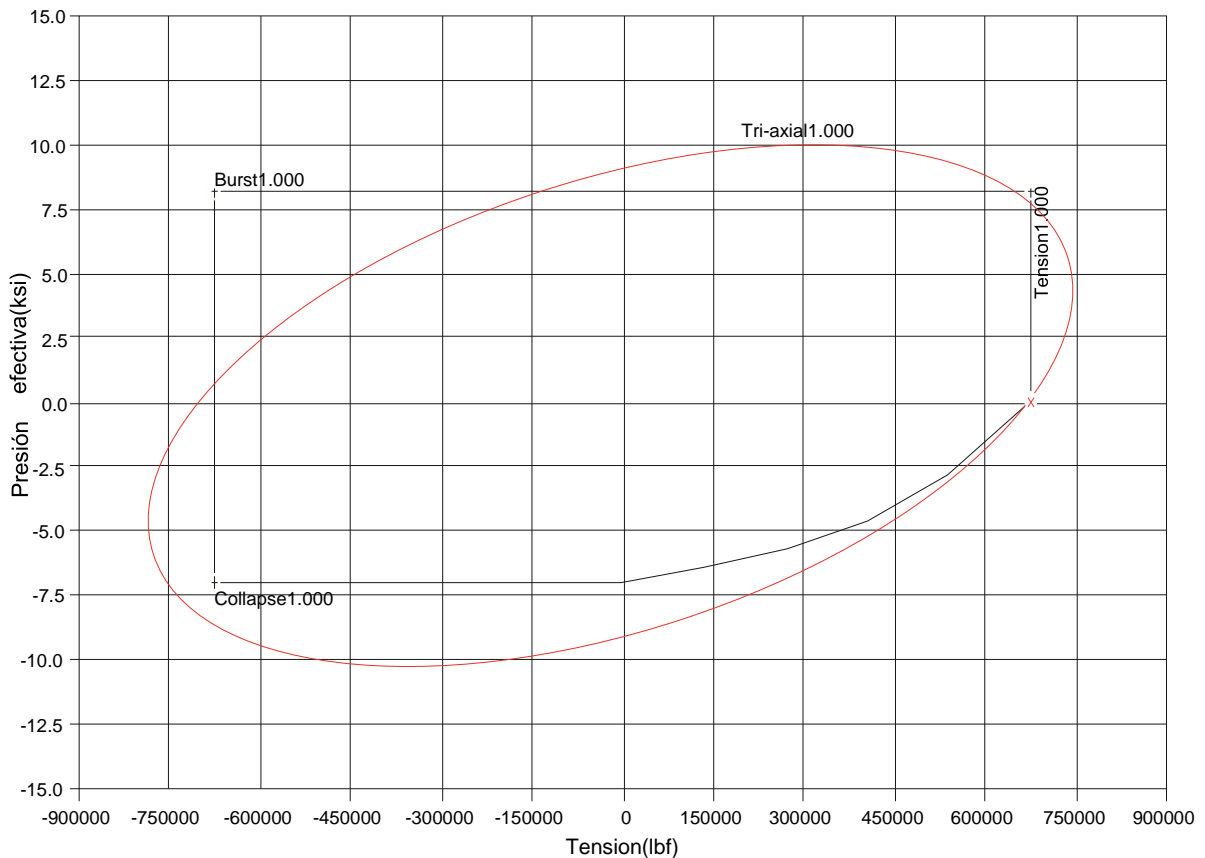


Figura 22 Criterio de falla para una tubería. Fuente: "Diseño de tuberías de revestimiento." Tenaris Tamsa

Es importante señalar que a este tipo de gráficos se le puede denominar como representación de los criterios de falla de una tubería, dado que en ella se delimita el nivel de presión y tensión que pueden soportar hasta fallar una tubería. También se le ha denominado como la envolvente de falla o envolvente triaxial. La cedencia del material está implícita en cada una de las líneas trazadas, excepto en la línea correspondiente a la falla por colapso, bajo lo cual no aplica la cedencia. Esto último obedece a que la falla por colapso se considera como una falla inestable (sobre todo para tuberías con una delgadez mayor a 15).

### 2.10.9 Distribución de esfuerzos en una tubería compuesta

Previamente, se mostró que el revestimiento sufre un esfuerzo axial durante las operaciones de calentamiento y enfriamiento. Los tres esfuerzos principales: radial, tangencial y axial se presentan en la figura posterior



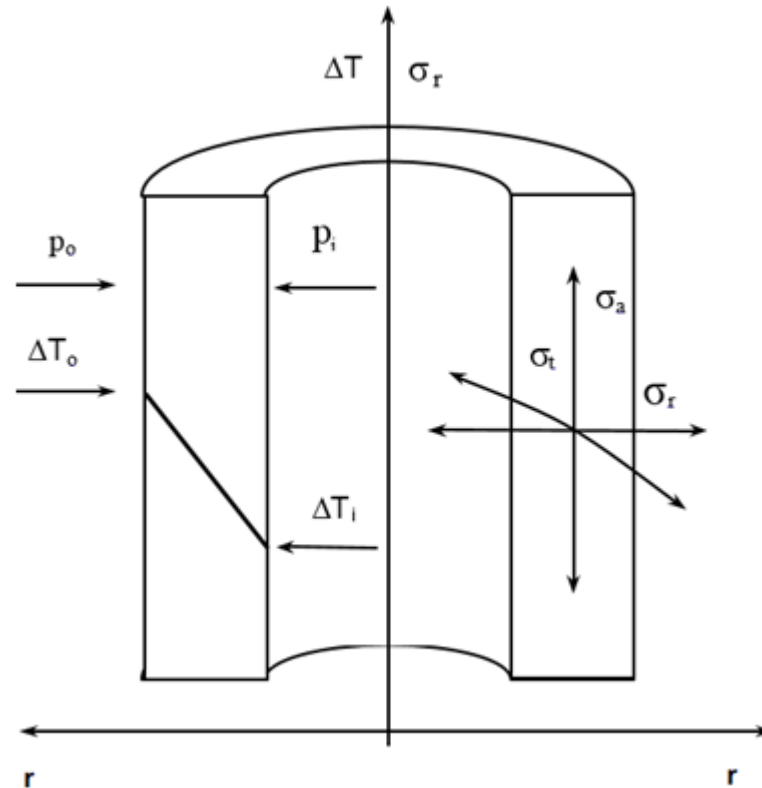


Figura 23 Tubería simétrica bajo presión y temperatura. Fuente: “Comportamiento de la presión anular en espacios confinados por efecto de temperatura”, Luis Enrique Granado Cedeño.

Una descripción razonablemente exacta del comportamiento de estos esfuerzos en el intervalo elástico puede presentarse suponiendo que el revestimiento, el cemento y la formación forman una tubería compuesta rotacionalmente simétrica, sujeta a una presión interna y externa, y a una distribución de temperaturas en estado cuasiestático<sup>[14]</sup>.

## 2.11 Sistema de cabezales de pozo

El cabezal del pozo es un dispositivo mecanizado de acero, el cual es la base para la construcción mecánica del pozo y provee un medio de conducción entre el pozo y las conexiones de superficiales, ofreciendo así el control de la presión superficial casi en cualquier operación durante la vida del pozo. La sarta de tuberías de revestimiento y la tubería de producción son soportadas por el cabezal del pozo, generalmente son la parte que sobresale en superficie y permite visualizar la existencia de un pozo de aceite o gas.

Cuando un pozo se perfora, se requiere de una interface entre cada tubería de revestimiento y el conjunto de preventores (BOP). Ésta es necesaria por 5 razones principales:

- Para contener la presión en la interface con el arreglo de preventores, aislando así del ambiente exterior.
- Para permitir a las tuberías de revestimiento de quedar suspendidas/colgadas, para que el peso de la tubería no sea transferido a la plataforma.
- Para permitir que se cree un sello hermético en la parte exterior de cada tubería de revestimiento, para sellar el espacio anular.
- Proveer acceso al espacio anular de cada tubería de revestimiento intermedia y a la tubería de revestimiento de producción.
- Provee una base para el árbol de válvulas

El diseño de cabezal de pozo tiene que interactuar con los programas de tuberías de revestimiento, presiones, temperaturas y fluidos. Un enfoque de diseño presión nominal básicamente ve la cabeza del pozo como un recipiente a presión y establece los niveles de presión (y temperatura) que el diseñador puede evaluar a su equipo para. Implícitamente este enfoque asume que las cargas son cargas de presión o que otras cargas son equivalentes a presión, y pueden estar relacionados con la capacidad nominal de presión.

### **Consecuencias de un fracaso**

Un fallo estructural grave de un sistema de cabeza de pozo submarino puede ser el resultado de una carga accidental que genere un desplazamiento del cabezal.

ISO (International Standardization Organization) tiene una gran cartera de las normas que se aplican a la industria del petróleo y el gas, entre ellas el código de diseño de cabezal de pozo submarino, la cual es ISO 13628-4, con una adopción idéntica por parte de Estados Unidos con la norma API 17D. Cabe señalar que el equipo de cabezal de pozo no submarino está cubierto por la norma ISO 10423 y de manera similar la norma API 6A.

A continuación se analizarán dos categorías generales de sistemas de cabezales de pozo superficiales: Terrestres y costa afuera. Después se revisarán los sistemas de cabezales de pozo utilizados en operaciones submarinas y en aguas ultraprofundas.

### 2.11.1 Cabezales terrestres

Estructuralmente un pozo es una construcción que va desde el yacimiento y termina en el cabezal del pozo, y que este a su vez es la interfaz estandarizada entre los sistemas de perforación y producción.

Cuando se llevan a cabo actividades de perforación un pozo en tierra generalmente se utiliza un sistema de herramientas de pesca a mordaza, o también llamado, bridas de anclaje para entubación. Este cabezal es considerado del tipo que se construye sobre la marcha y es ensamblado así como el proceso de perforación avanza.

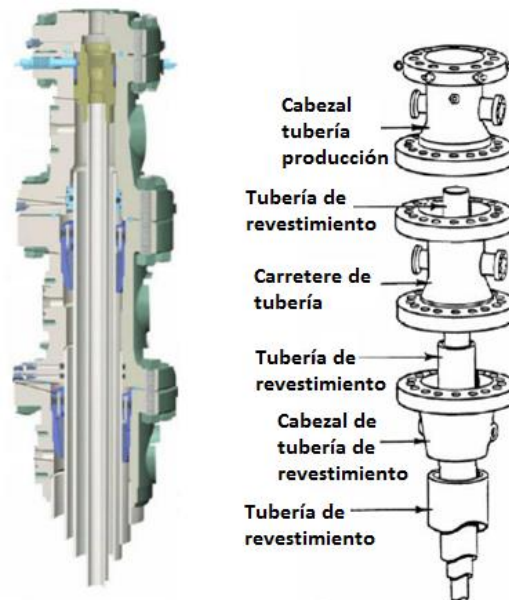


Figura 24 Representación cabezal de pozo. Fuente: Glosario técnico de Schlumberger.

Estos están clasificados desde presiones de 2.000 psi de trabajo a 15.000 psi (o mayor). Los cabezales deben ser seleccionados para satisfacer la presión, la temperatura, la corrosión y los requisitos de compatibilidad de producción del pozo.

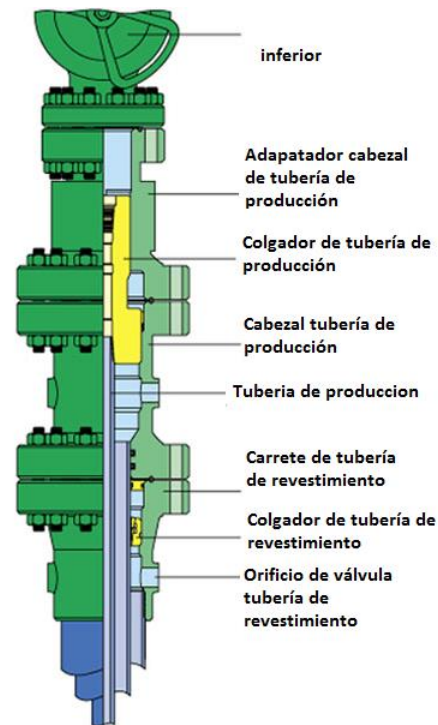


Figura 25 Componentes de cabezal de pozo. Fuente: Glosario técnico de Schlumberger.

Existen arreglos de pozos con múltiples tuberías de producción pueden ser acomodadas por cabezales especiales. Estos diseños de cabezales dependen en sellos de aislamiento en el cabezal y varios carretes de tubería de producción. Colocar la tubería de producción y revestimiento a tensión es una práctica común para desviar los efectos de pandeo generados por la expansión de la tubería de producción cuando fluidos calientes están siendo producidos a través de la misma.

### Mecanismo de atrapamiento de presión

Hay tres secciones principales en un cabezal de pozo, y cada uno tiene una función en la construcción y terminación del mismo.

- Cabezal de tubería de revestimiento inicial (Cabeza de tubería inicial)
- Sistema de brida de anclaje intermedias (Carretes de anclaje)
- Colgador de tubería de revestimiento y sellos

Además son necesarios clavos, tuercas, juntas anulares y los accesorios requeridos para ensamblar el cabezal.

Un puerto en el costado de la cabeza permite la comunicación con el espacio anular cuando se instala otra sarta de revestimiento.

### **Cabezal de tubería de revestimiento inicial**

La tubería de revestimiento más externa cementada, por lo general, ya sea la tubería conductora o la tubería de revestimiento superficial, estará equipada con una cabeza, ya sea enroscada o soldada en la misma. La cabeza, también llamada brida de cabeza del pozo (wellhead flange), también tiene en su límite superior una brida que es compatible y soportará los BOP durante la perforación y con el resto de la cabeza del pozo durante las operaciones de producción. La brida debe cumplir los requerimientos de tamaño y presión para ambos extremos.



*Figura 26 Cabezal inicial de anclaje. Fuente: Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake.*



*Figura 27 Representación de cabezal inicial de anclaje. Fuente: Apuntes de terminación, Schlumberger.*

El cabezal inicial tiene un perfil ubicado en el diámetro interno que servirá para que un arreglo de cuñas y sellos se posicione para soportar la próxima tubería de revestimiento. El arreglo de cuñas y sellos transfiere todo el peso de la tubería de revestimiento superficial a la conductora mientras energiza un sello de elastómeros que se activa al cargarle peso.

### **Sistema de bridas de anclaje intermedias (carretes de anclaje)**

Para todas las sartas de revestimiento adicionales, se utiliza un carrete de tubería. El sistema de bridas de anclaje intermedio (intermediate casing spool) se instala después de cada tubería de revestimiento adicional que es corrida, cementada y puesta en el pozo. Típicamente son recipientes que trabajan a presión y que en sus extremos tienen bridas y además tienen salidas para acceso al espacio anular de la tubería.



Figura 28 Carrete de anclaje intermedio. Fuente: *Petroleum Engineering Handbook Vol. II*, Larry W. Lake.



Figura 29 Carrete de anclaje intermedio. Fuente: *Apuntes de terminación*, Schlumberger (Modificada por el autor).

El carrete tiene una pestaña en los extremos superior e inferior. La parte inferior de cada sistema de bridas de anclaje intermedio sella con el diámetro exterior de la última tubería de revestimiento que fue instalada. La brida inferior acoplará con el cabezal de pozo inicial o con la brida de anclaje previa. La brida superior tendrá un grado de presión mayor que la brida inferior para enfrentar las presiones de pozo mayores al momento de que secciones más profundas de pozo son perforadas.

El sistema de bridas de anclaje intermedio también tiene un perfil ubicado en el diámetro interno, donde se planta un perfil de sellos y cuñas parecido al que se instaló en el cabezal inicial.

Cada carrete tiene roscas de alineación para linear la tubería en el centro del equipo. La alineación es crítica por el hecho de que cada conexión entre bridas depende en que la última tubería de revestimiento esté en el centro del carrete anterior.

El diámetro de la brida, patrón de pernos y conjunto de los sellos están en función de la gama de tamaños de los carretes y el rango de presión con la que se trabajará. Al especificar el equipo de cabeza de pozo, todas las piezas deben estar seleccionadas para la misma presión. La tubería de producción se cuelga y se aísla en un carrete de tubería (tubing spool). El tubo es "espaciado" para colocarlo a la altura adecuada para que ajuste con el conjunto de sellos con el uso de piezas cortas de tubo (pup joints).

### **Sistema de bridas de anclaje para la tubería de producción**

Ésta es la última en ser instalada para completar el pozo. La brida de anclaje de la tubería de producción difiere de las intermedias en una manera: tiene un perfil para sostener un colgador para el cuerpo de la tubería de producción con una característica de bloqueo localizada alrededor en la brida superior. La característica de bloqueo (pin de bloqueo) asegura que el colgador de la tubería de revestimiento no se pueda mover por efectos de presión y temperatura. Los tamaños de las bridas varían de acuerdo a los requerimientos de presión.



*Figura 30 Carrete de anclaje para tubería de producción. Fuente: Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake.*



## **Componentes que soportan cargas**

El peso de las tuberías de revestimiento es transferido al cabezal inicial y a las bridas de anclaje intermedias por dos diferentes tipos de colgadores:

- Un arreglo de colgador de tubería de revestimiento de cuñas y sellos
- Un colgador de tubería de revestimiento de tipo mandril

### **Colgador de tipo cuñas y sellos**

El colgador de arreglo de cuñas y sellos tiene un perfil exterior que acopla con el perfil interno del cabezal inicial y los sistemas de bridas de anclaje intermedios. Junto a este arreglo de colgadores de tuberías de revestimiento hay un conjunto de cuñas de forma cónica dentadas que muerden/ajustan al diámetro externo de la tubería de revestimiento que se suspenderá.

Cuando la tubería de revestimiento ya fue corrida y cementada, el sistema de preventores se desconecta del sistema de bridas de anclaje y es levantado para conseguir acceso al área de bridas de anclaje. Después de que el arreglo del colgador de tubería de revestimiento de cuñas y sellos es instalado, el bloque viajero bajará la tubería de revestimiento y pondrá de forma predeterminada una cantidad de carga con la tubería de revestimiento al arreglo de colgador de tubería de revestimiento de tipo cuñas y sellos. Los dientes en las cuñas se ajustarán al diámetro exterior de la tubería y transferirán el peso de la tubería al cabezal inicial. Al momento que las cuñas se bajan, son forzadas contra la pared de la tubería de revestimiento, aplicando más y mayor capacidad de soporte. Mientras las cuñas continúen ajustándose a la tubería, una carga se aplica al arreglo de sellos de elastómero por acción automática, sellando el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el cabezal de la tubería. Esta instalación crea una barrera de presión y crea un aislamiento al espacio anular por abajo del colgador de tipo cuñas y sellos.

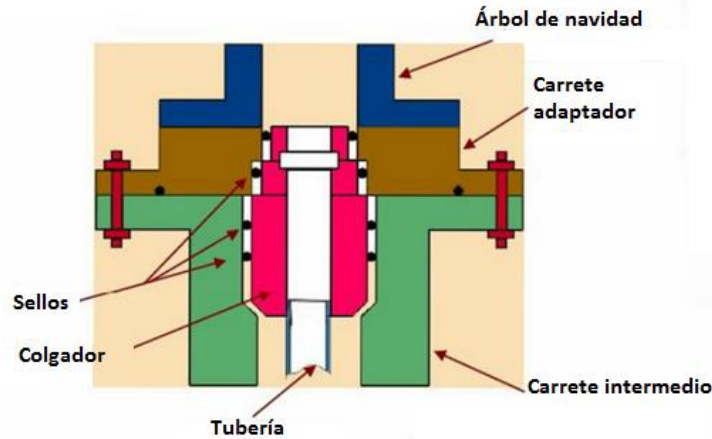


Figura 31 Colgador tipo cuñas. Fuente: *Apuntes de terminación, Schlumberger*. (Modificada por el autor).

### Colgador tipo mandril

Tradicionalmente, los colgadores tipo mandril son usados solamente para suspender tuberías de producción de su cabezal. Ocasionalmente, pueden ser utilizadas en bridas de anclaje intermedias como una forma alternativa a los colgadores de tipo cuñas y sellos. El colgador de tipo mandril es un cuerpo sólido con un orificio a través del mismo con un diámetro interno similar al de la tubería de producción o de revestimiento que fue corrida abajo, y ésta además tiene perforaciones para líneas de seguridad que van hacia abajo del pozo y medidores de presión y temperatura, si es que así son requeridos. Tradicionalmente en cabezales, unos sellos de elastómero son usados para aislar el espacio anular entre los cuerpos de las bridas de anclaje y los colgadores de tubería de producción o revestimiento.

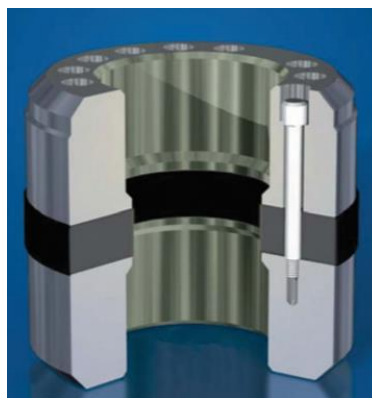


Figura 32 Colgador tipo mandril. Fuente: *Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake*.

## **Sellos del espacio anular**

### **Sellos de elastómeros**

Los sellos que se utilizan en sistemas de bridas de anclaje comúnmente suelen ser de elastómeros. Esto se debe a que el sello debe estar energizado contra el área externa de la tubería de revestimiento y además sellar contra el diámetro interior de recipiente de la tubería de revestimiento.

Este sistema de sello de elastómero es usado para el arreglo de colgador de tipo cuñas y sellos al igual que para la base de los sistemas de bridas de anclaje de tuberías de revestimiento o de producción.

El arreglo de cuñas y sellos ofrece un sello primario para el espacio anular, mientras el elastómero en la base de cada brida de anclaje también ofrece otro sello. La conexión de la brida de anclaje se convierte en un sello secundario para la presión tanto del espacio anular como la del pozo. Los sellos de elastómero se fabrican de diversos materiales para soportar diferentes rangos de presión, fluidos producidos y condiciones de operación.

### **Sellos metal a metal**

La excepción son los sellos entre cada sección es un solo anillo de metal que ajusta en un perfil de asiento en la parte superior y en la base de las secciones de carretes para almacenar la presión entre las bridas de cada una de los sistemas de anclaje. La presión para asentar estos sellos de tipo metal a metal se crea por compresión cuando las bridas son ajustadas mediante pernos. Empaques de anillos también son utilizados entre el cabezal y el conjunto de preventores, al igual que las válvulas utilizadas para conseguir acceso al espacio anular. Se le aplica aceite a estos sellos antes de atornillar las bridas.

Existen varios métodos y equipos han sido utilizados para las funciones de aislamiento. Los elastómeros están sujetos a ataque de solventes<sup>[3]</sup> y ciclos de cambios de temperatura<sup>[7]</sup>. Los sellos metal a metal son los más comunes, especialmente en áreas de servicio severo como

pozos HP/HT. En zonas con presencia de ácido sulfhídrico  $H_2S$ , cabezales diseñados con metales especiales son utilizados para soportar las condiciones de operación <sup>[10]</sup>.

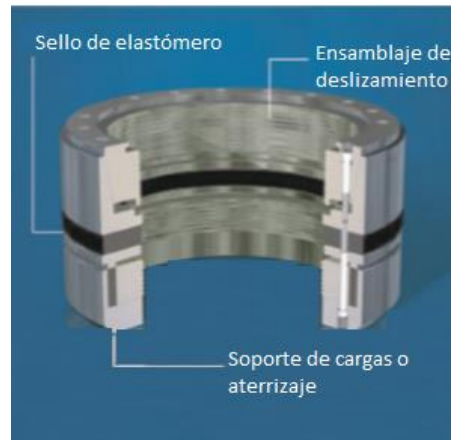


Figura 33 Sello tipo metal-metal. Fuente: *Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake.*

### Buje de desgaste

Durante la perforación de un pozo se requiere que los sellos se ajusten en cada uno de las bridas de anclaje. Un grupo de casquillos (wear bushing) son utilizados para proteger las áreas de sello dentro de los cabezales durante las operaciones de perforación.



Figura 34 Casquillos de desgaste. Fuente: *Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake.*

Estos bujes de desgaste se corren con una herramienta de tubería de perforación con agarradera tipo J ubicadas en el diámetro exterior que interfieren con las ranuras tipo J localizadas en la sección superior del diámetro interior del casquillo de desgaste.



*Figura 35 Herramienta para correr sellos de desgaste. Fuente: Petroleum Engineering Handbook Vol. II, Larry W. Lake.*

También es necesario que las conexiones de bridas entre cada sistema de anclaje sean probadas durante las fases de perforación y terminación. La herramienta para probar el sistema de preventores comúnmente es un tipo de sello con un sello de elastómero para trabajo duro.

### **Acceso al espacio anular**

La comunicación con el espacio anular se proporciona en los puertos laterales de los carretes de las tuberías.

Para pozos terrestres, durante las operaciones de perforación, el acceso a cada espacio anular es necesario por alguna de las siguientes razones:

- Servir como un área de flujo para los regresos en operaciones de cementación de tuberías de revestimiento.
- Operaciones de control de pozo por un posible brote.
- Para monitorear el espacio anular para cuidar no sobrepasar la presión que soporta el sistema de cuñas y sellos.

### **Especificaciones de materiales**

Al ordenar equipo de cabezales de pozo, los siguientes puntos deben ser tomados en cuenta:

- Todo el equipo de cabezal de pozo y válvulas de compuerta deben ser elaborados con los estándares de calidad de la última versión de especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (A.P.I. por sus siglas en inglés) y de la Organización Internacional de la Estandarización (I.S.O. por sus siglas en inglés). Estos estándares definen las especificaciones de los equipos de la siguiente forma:
- Clase del material: En función del fluido producido: AA, BB, CC, DD, EE, FF y HH.
- Rango de temperatura: De 75 a mayores a 350°F.

### 2.11.2 Cabezales submarinos

La industria submarina ha ampliado gradualmente sus límites operacionales en profundidades de agua más profundas y las operaciones de hoy en aguas ultra profundas están en marcha.

Un tipo especial de cabezal está involucrado en un pozo de tipo submarino. En pozos submarinos, los cabezales asientan en el lecho marino en profundidades que van desde poco menos de 100 pies hasta más de 3000 ft. El acceso a estos cabezales es más complicado que un pozo superficial, las terminaciones submarinas requieren que el mantenimiento sea bajo.

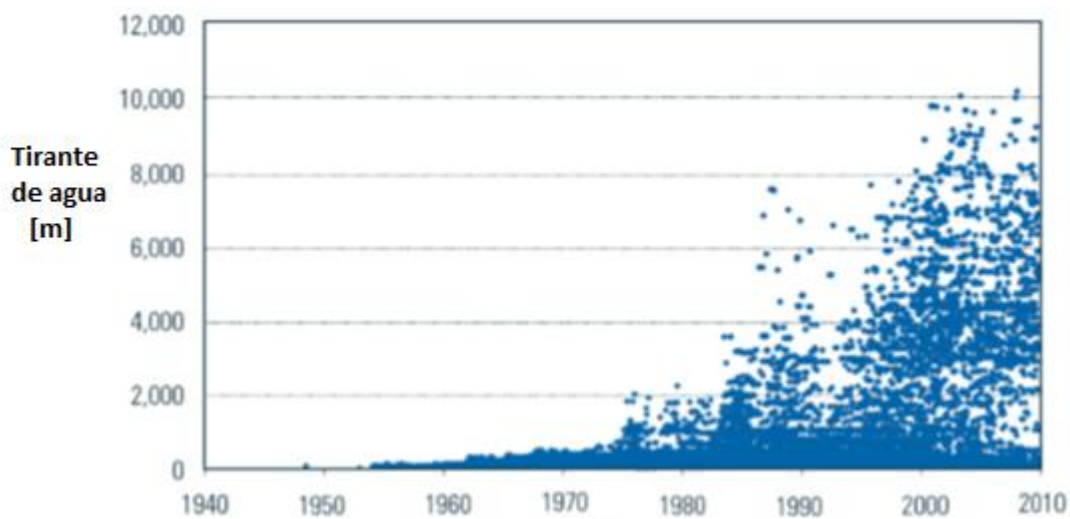
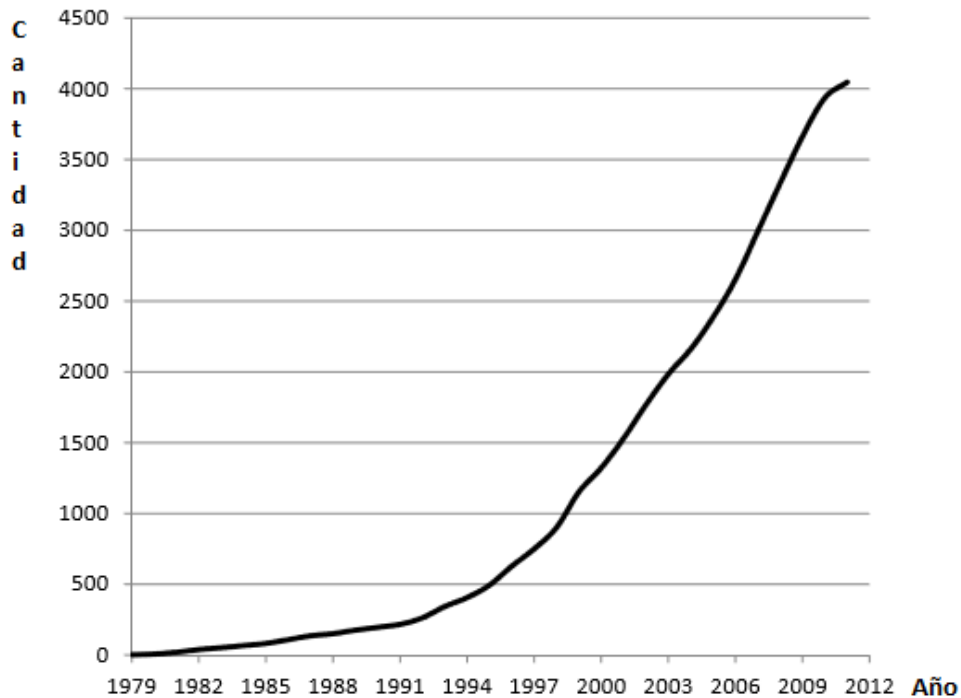


Figura 36 Incremento de tirante de agua en pozos perforados en el Golfo de México.  
Fuente: Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement

El número de pozos costa afuera ha ido aumentando desde el inicio de las actividades en altamar, esto en función del avance tecnológico que permita a los ingenieros ir desarrollando campos cada vez más complejos y con condiciones de operación más severas. Para esto se han tenido que ir desarrollando equipos que soporten dichas condiciones de trabajo, tal es el caso de cabezales de pozo que tuvieron que ser adaptado para operar en el fondo de mar.



*Figura 37 Desarrollo histórico mundial de los pozos submarinos en servicio.  
Fuente: Bureau of Ocean Energy Managment, Regulation and Enforcement*

Un pozo submarino se construye de manera similar a otros pozos. La boca de pozo submarino y la tubería de revestimiento superficial representan la segunda envolvente que funciona como barrera, esto ya sea en ciertas fases de la vida del pozo o en todas las fases, por lo tanto lo vuelve un elemento de barrera principal para el pozo. El cabezal del pozo submarino también sirve como la interfaz mecánica hacia el equipo de control de preventores (BOP) y/o como interfaz hacia el conjunto de la válvula de producción (es decir, el árbol de producción).

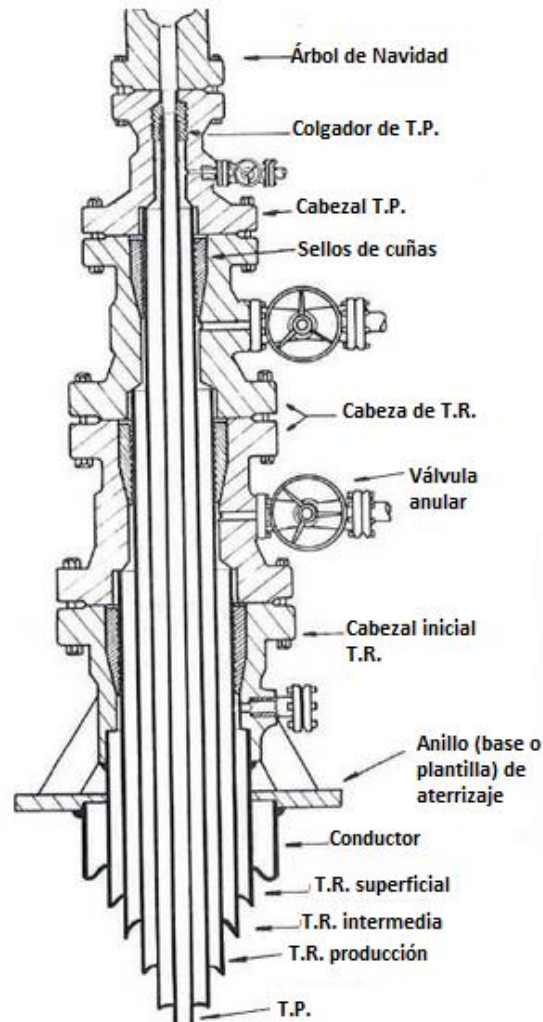


Figura 38 Representación de cabezal submarino

Un pozo submarino estará estructuralmente apoyado por el lecho marino, ya sea directamente o en parte indirectamente a través de una estructura de placa (template).

Los componentes de soporte de carga primaria son las tuberías de revestimiento conductora y superficial. El alojamiento del conductor se une a la tubería de revestimiento conductora por soldadura. Otros se refieren a esta sarta de revestimiento como la tubería de revestimiento estructural o la tubería de revestimiento de baja presión [19, 15].

El alojamiento para el cabezal de pozo está soldado de manera similar a la tubería de revestimiento superficial, y puede ser denotada como la carcasa de alta presión [15].



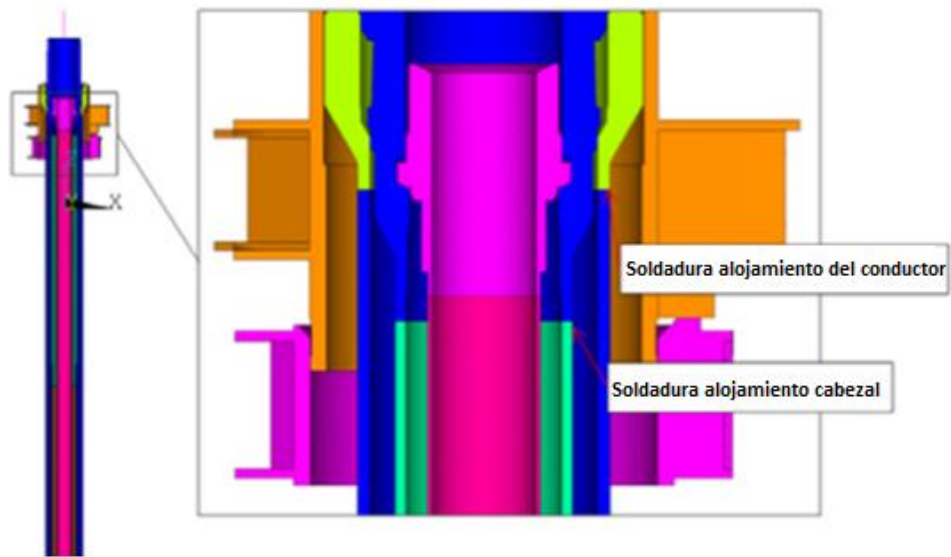


Figura 39 Soldadura de alojamientos de tuberías. Fuente: Wellhead Fatigue Analysis por Lorents Reinas (modificada por el autor).

Las tuberías de revestimiento posteriores son la intermedia y la tubería de revestimiento de producción. Finalmente se introduce la tubería de producción.

El cabezal de fondo marino es a la vez un recipiente a presión y un componente estructural de soporte de carga que resiste cargas, entre ellas una externa transmitida desde un “riser” de perforación.

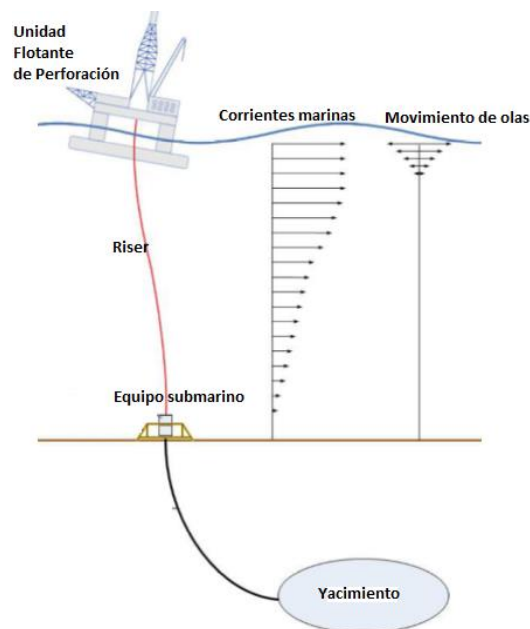


Figura 40 Representación de sistema submarino. Fuente: Wellhead Fatigue Analysis por Lorents Reinas.

Estas cargas externas pueden ser combinaciones estáticas y cíclicas, ya sean de flexión o de tipo tensión /compresión. Las cargas cíclicas causarán daños por fatiga al pozo. El pozo puede tener una cierta cantidad de daño por fatiga sin fallar. Un fallo por fatiga de un sistema de cabezales puede tener consecuencias graves. Si el cabezal falla estructuralmente su función de ser un recipiente a presión se perderá y por esta razón la fatiga en el cabezal es una amenaza potencial para la integridad del pozo. La función de soporte estructural de carga también se verá afectada.

Durante la perforación los preventores y el riser de perforación (BOP) se colocan en la parte superior del cabezal del pozo submarino. El riser de perforación es la conexión entre la unidad de preventores y la unidad de flotante de perforación.

En una aplicación de cabeza de pozo submarina la presencia de carga de fatiga mecánica es sinónimo de las actividades de perforación llevadas a cabo a partir de una embarcación flotante con un conducto temporal llamado “riser” conectado al pozo. Dada una rigidez finita del sistema de conducción por lo tanto, sus movimientos se cargan, será transmitida al pozo submarino. Ondas y fuerzas que actúan sobre el riser de perforación y la unidad de perforación causarán movimiento. El pozo submarino reaccionará entonces las cargas externas en el suelo circundante. Durante esta fuerza, tensiones materiales causarán daños por fatiga. El daño se concentra a ciertos detalles estructurales a menudo denominados puntos de acceso en el pozo. Articuciones flexibles en la parte superior e inferior del riser de perforación protegen el riser de perforación de los momentos de flexión enfocados en una sección particular.

Los cabezales para estos pozos deben ser unidades autónomas que utilicen controles que pueden ser manipulados por acción remota en el cabezal por un ROT (Remotely operated tool), por un buzo o por un vehículo operado remotamente (ROV, remotely operated vehicle) Casi todas las operaciones submarinas, incluida la perforación, son llevadas a cabo después de instalar una placa o anillo (template) en el lecho marino. La placa sirve como un localizador para la mayoría de las herramientas utilizadas para perforar, terminar y dar mantenimiento al pozo. A continuación se puede observar una representación gráfica de la placa utilizada para soportar el cabezal submarino:

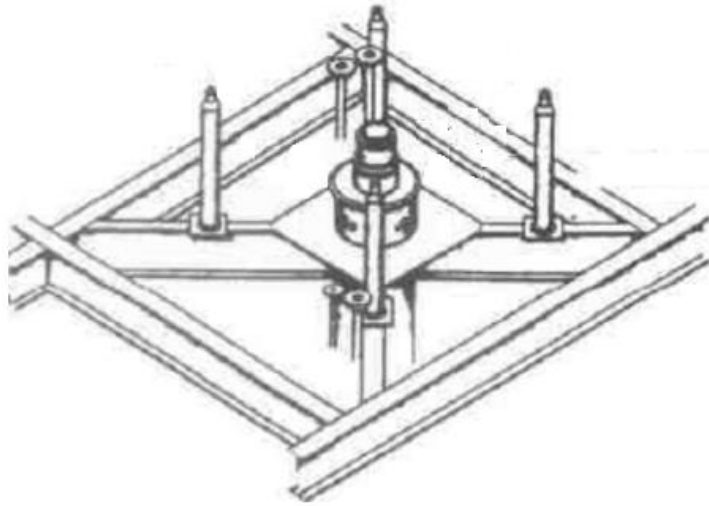


Figura 41 Placa de fondo (Template). Fuente: Davis and Pond, 1986.

El cabezal del pozo productor que ajusta en la placa debe proveer la misma conexión sólida como todos los pozos terrestres. Existe el uso de buzos o equipos operados remotamente, sin embargo, las apariencias del cabezal son muy diferentes a un cabezal de un pozo superficial. Componentes reemplazables de la cabeza del pozo, tales como válvulas y estranguladores son a menudo equipados con barras de guía para ayudar en su sustitución remota.

### 2.11.3 MLS (Sistema de suspensión de peso en lecho marino)

Desde un punto de vista histórico, así como las plataformas fueron capaces ir perforando en aguas más profundas cada vez, la necesidad de transferir el peso de la estructura al lecho marino y tener la capacidad de conectarse y desconectarse se convirtió en algo totalmente benéfico. Esta serie de colgadores, llamados equipo de suspensión de línea de lodos, ofrece anillos y hombros de aterrizajes que transfieren el peso de cada tubería al conductor y al lecho marino.

Cuando un MLS es utilizado, el peso de las tuberías por debajo de la línea de lodos es soportado en el suelo fijo. En este caso, el cabezal de la tubería superficial está sujeto sólo a pesos de las tuberías desde el cabezal a la línea de lodos. Si el MLS está de alguna forma asegurado, entonces el sistema de cabezales de las sartas funciona como si fuera aislado de

los desplazamientos de la tubería dentro del pozo. De cualquier forma, como es común, si el MLS no está asegurado, actúa como una limitación al movimiento. Cargas de tensión por jalar las tuberías dentro del pozo no se transfieren al cabezal. De todos modos, si existe suficiente compresión en el interior de las tuberías en el fondo del pozo, puede ser posible que estas tuberías se despeguen del MLS. En este evento posterior, las cargas que actúan en el cabezal y el movimiento general del cabezal es modificado. Esto puede llevar a interacciones complejas debido a que ahora las cargas en MLS y las cargas en el cabezal se afectan una a la otra. Debido a la interacción potencial entre las cargas del cabezal y las cargas en la línea de lodos, un análisis de esta configuración se vuelve más complicado y requiere de una solución iterativa.

La complejidad incrementa dada la consideración que tuberías individuales pueden estar sujetas a que se despeguen. Interferencia entre las tuberías individuales requiere iteraciones de análisis adicionales, debido a que las tuberías interiores posicionadas en la línea de lodos no se despeguen en masa. Para un escenario de movimiento del cabezal sujeta a una condición de desplazamiento de la línea de lodos en un solo sentido, un enfoque de análisis inicial es dividir el pozo en dos zonas separadas una de la otra, por arriba y por debajo del sistema de línea de lodos. En este enfoque el pozo por debajo del lecho marino es tratado efectivamente como un pozo submarino aislado. Después de un análisis de la parte de arriba del MLS basado en los métodos discutidos arriba, las cargas calculadas en el lecho marino para cada sistema deben ser comparadas. Así como la tensión en cada tubería sea mayor de abajo que arriba del lecho marino, el desplazamiento del pozo entero reacciona como si la línea de lodos estuviera asegurada en ambas direcciones. Si este no es el caso para ninguna tubería, entonces un análisis iterativo más complejo es requerido.

En muchas regiones productoras marinas del mundo, el incremento en el desarrollo de yacimientos profundos de alta presión y alta temperatura es necesario para aumentar las reversas. Probar estos yacimientos y dejarlos producir de manera natural presenta problemas operacionales que deben ser incluidos en el correcto diseño y planeación de un pozo.

La tubería de revestimiento superficial y el cabezal son instalados en la brida del conductor pero no son asegurados. Así que es posible que la tubería superficial de revestimiento y el cabezal se despeguen del conductor por el efecto de la expansión de las tuberías internas.

**Referencias:**

[3] Bazile, D. J., II, Kluck, L. M.: "New Wellhead Equipment for Old Oilfields," SPE 16122, SPE/IADC Conference, New Orleans, March 15-18,1987.

[4] *Bulletin on Formulas and calculation for casing, tubing, drill pipe, and line pipe properties, APT Bulletin 5C3, Sixth edition, October 01, 1994.*

[5] *Buorgoyne, A. T., Chenevert, M.E., Millheim, K., Young, F.S. (1991) Applied drilling engineering. SPE Text Book series, Vol. 1.*

[6] Buzarde, L. E., Jr. Kastor, R. L, Bell, W. T., DePriester, C. L: "Production Operations Course I Well Completions," SPE, 1972.

[7] Coxe, B., Pyle, C. L.: "Wellhead Innovations for Hot, High-Pressure Wells," J. Pet. Tech. (February 1983), pp. 284-290.

[8] *Files of geothermal wells, field The Tres Vírgenes, Baja California Sur; Comisión Federal de Electricidad (CFE), Mexico 2003*

[9] *Files of oil wells, fields Puerto Ceiba, Luna and Cantarell; Pemex Exploration and Production (PEMEX), Mexico 1985 - 2003.*

[10] Fowler, E. D., Rhodes, A. F.: "Checklist Can Help Specify Proper Wellhead Material," Oil and Gas J. (January 24, 1977), pp. 62-65.

[11] *Glosario de campo ingeniería petrolera Schlumberger [en línea], Módulo de Young <<http://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=young>> [Consulta 22 de junio 2015]*

[12] Gross, D., Hauger, W., Schröder, J., Wall, W.A. y Bonet, J. (2011). *Engineering mechanics 2: Mechanics of materials*. (Edición 2011). Alemania: Springer.

[13] Hernández David, *Effect of temperature on the yield strength of steel, geothermal resources council transactions*, Vol. 27, México 2003.

[14] Hussain Rabia: *Fundamentals of Casing Design. Petroleum Engineering and Development Studies*, Vol I., London 1987.

[15] L.J. Milberger, A. Yu, S. Hosie, and F. Hines, 1991, "Structural requirements for the effective transfer of environmental loadings in a subsea wellhead system," *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA

[16] Luis Ortiz Berrocal (2007). *Resistencia de materiales*, Madrid: Ed. McGraw-Hill.

[17] Marsden, Jerrold E; Hughes, Thomas JR (1983). *Mathematical foundations of elasticity* . Dover Publications. Consultado el 28 de mayo de 2013.

[18] Mitchell, R. F., (2006 ) *Petroleum engineering handbook, SPE publications, volume II drilling engineering*, Estados Unidos de Norte América.

[19] *NORSOK Standard U-001 rev 3, 2002 Edition "Subsea production systems "*

[20] *SPE international publications. (2014) Drillpipe failures. Recuperado el 01 de marzo de 2015, de [http://petrowiki.org/Drillpipe\\_failures](http://petrowiki.org/Drillpipe_failures)*

[21] *Specification for casing and tubing (US custom^ Units) API Specification 5CT, Sixth edition, October 1998, effective dates: April 15, 1999.*

## Capítulo 3. –Marco conceptual del problema

### 3.1 Transferencia de calor en el pozo. <sup>[31]</sup>

Generalmente, la predicción del promedio de temperaturas en el revestimiento está basado en un modelo idealizado de una sarta de tuberías de producción centralizada, a una temperatura uniforme y constante, transmitiendo la energía hacia los revestimientos bajo condiciones de estado estático

El caudal de flujo de calor en estado estacionario,  $Q$ , entre la superficie externa de la tubería de producción a temperatura  $T_{bo}$  y la superficie externa de la capa de cemento a temperatura  $T_{cmo}$  puede expresarse como:

$$Q = 2\pi r_{tbo} U_{tot} (T_{st} - T_{cmo}) \Delta L$$

Donde

$Q$  = Flujo de calor a través del agujero, Btu/hr

$r_{tbo}$  = Radio externo de la tubería de producción, ft

$T_{st}$  = Temperatura del fluido que fluye dentro de la tubería de producción, °F

$T_{cmo}$  = Temperatura de la superficie externa de la capa de cemento, °F

$\Delta L$  = Longitud de incremento del revestimiento o de la tubería de producción, ft

$U_{tot}$  = Coeficiente de transferencia de calor total, Btu/hr sq ft °F

$U_{tot}$  es definido como el coeficiente de transferencia de calor total y su valor para cualquier terminación puede determinarse considerando los mecanismos de transferencia de calor de los elementos individuales de la terminación; por ejemplo, la tubería de producción, el fluido

anular, el revestimiento, y la capa de cemento. El calor que fluye a través de las paredes de la tubería de producción, las paredes del revestimiento y la capa de cemento ocurren por conducción. Fourier, descubrió que el caudal de flujo de calor a través de un cuerpo puede ser expresado como:

$$Q = -2\pi r k_j \frac{dT}{dr} \Delta L$$

Integrando la ecuación anterior con  $Q$  constante, tenemos:

$$Q = -\frac{2\pi r k_j (T_i - T_o)}{\ln(r_o/r_i)} \Delta L$$

Donde:

$k_j$  = conductividad térmica del  $j$ -ésimo elemento de la terminación

$T_i$  = Temperatura en la superficie interna

$T_o$  = Temperatura en la superficie externa

$r_i$  = radio interno del elemento de terminación

$r_o$  = radio externo del elemento de terminación

El anular del revestimiento está generalmente lleno con fluidos. El flujo de calor a través del anular ocurre por conducción, convección y radiación. Así, el flujo de calor total en el anular es la suma de los calores que se transfieren por cada uno de estos mecanismos. Por conveniencia, la transferencia de calor a través del anular se expresa en términos del coeficiente de transferencia de calor,  $Q_{con}$  (conducción y convección natural) y  $Q_{rad}$  (radiación). Así

$$Q = 2\pi r_{tbo} (Q_{con} + Q_{rad}) (T_{tbo} - T_{ci}) \Delta L$$



Adicionalmente, como el flujo de calor a través de los elementos de la terminación del pozo, se supone en estado estacionario, los valores de  $Q$  para cada elemento de terminación permanecen constantes para cualquier tiempo particular. Así, resolviendo para  $T$  y  $Q$  se obtiene:

$$(T_{st} - T_{cmo}) = (T_{st} - T_{tbi}) + (T_{tbi} - T_{tbo}) + (T_{tbo} - T_{ci})(T_{st} - T_{cmo})$$

$$(T_{st} - T_{cmo}) = \frac{Q}{2\pi\Delta L} \left[ \frac{1}{r_{tbi}H_{st}} + \frac{\text{Ln}(r_{tbo}/r_{tbi})}{k_{tb}} + \frac{1}{r_{tbo}(Q_{con} + Q_{rad})} + \frac{\text{Ln}(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{\text{Ln}(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right]$$

Comparando las ecuaciones anteriores, se obtiene la expresión general para el coeficiente de transferencia de calor total:

$$U_{tot} = \left[ r_{tbo} \left( \frac{1}{r_{tbi}H_{st}} + \frac{\text{Ln}(r_{tbo}/r_{tbi})}{k_{tb}} + \frac{1}{r_{tbo}(Q_{con} + Q_{rad})} + \frac{\text{Ln}(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{\text{Ln}(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right) \right]^{-1}$$

Donde:

$H_{st}$  = Coeficiente de película por transferencia de calor o coeficiente de condensación basado en el interior de la tubería de producción o en la superficie del revestimiento y diferencia de temperatura entre el fluido fluuyente.

$T_{bo}$  = Temperatura de la superficie externa de la tubería de producción, °F

El coeficiente total de transferencia de calor puede encontrarse una vez que se conocen los valores de  $k_{tb}$ ,  $k_{ins}$ ,  $k_c$ ,  $k_{cm}$ ,  $Q_{con}$ ,  $Q_{rad}$ ,  $H_{st}$ . Valores típicos de conductividad térmica para diferentes elementos de terminación han sido tabulados en base a datos experimentales. Los coeficientes de transferencia de calor,  $Q_{con}$  y  $Q_{rad}$  entre la superficie externa de la tubería de producción y la superficie interna del revestimiento pueden ser determinados con el uso de la ley de Stefan – Boltzman y el método propuesto por Dropkin.

Usando las 4 ecuaciones anteriores se puede derivar la siguiente expresión para la temperatura en el revestimiento

$$T_{ci} = T_{cmo} + \left[ \frac{r_{tbo} \text{Ln}(r_{co}/r_{ci})}{k_c} + \frac{r_{tbo} \text{Ln}(r_{cmo}/r_{co})}{k_{cm}} \right] r_{tbo} U_{tot} (T_{st} - T_{cmo})$$

Donde:

$U_{tot}$  = coeficiente total de transferencia de calor basado en la superficie externa de la tubería de producción y la diferencia de temperatura entre el fluido y la interfase cemento formación, Btu/hr sq ft °F

Para determinar la temperatura en el revestimiento, se deben conocer la temperatura en la interfase cemento – formación y la temperatura del fluido en la tubería de producción.

## 3.2 Efecto de la cementación en el sistema de cargas de pozo

Una de las variables involucradas en el efecto de levantamiento del cabezal de válvulas del pozo y que mayor efecto tienen en la magnitud del mismo, es la cementación; ya que ésta a su vez jugará un papel importante en el comportamiento de las cargas y esfuerzos generados dentro del pozo durante los diferentes casos en dónde se presenta el fenómeno en estudio.

### 3.2.1 Espacio anular

Los pozos de petróleo y gas presentan espacios anulares entre las sartas de revestimiento, y que además se cementa de modo que se genere un sello entre sus paredes externas y las paredes del agujero.

De acuerdo al diccionario de campo de Schlumberger, el espacio anular es el espacio existente entre dos objetos concéntricos, tal como el espacio entre el pozo y la tubería de revestimiento o entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción, donde puede fluir el fluido.

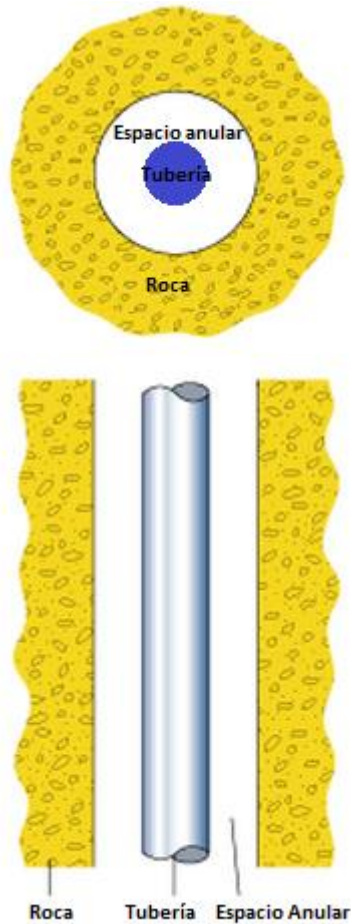


Figura 42 Representación del espacio anular. Fuente: Glosario técnico de Schlumberger

El proceso de cementación es de vital importancia para el mismo, dado que una deficiente operación de cementación traería drásticas consecuencias; tales como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgos hacia el ambiente y a la seguridad.

Por tal motivo al momento de diseñar y cementar un pozo petrolero se deben tomar en cuenta las nuevas técnicas, así como las mejores prácticas operacionales dirigidas al proceso de cementación.

De acuerdo a los programas de cementación y las condiciones operacionales del hoyo perforado, al momento de bajar las tuberías de revestimiento, el cemento podría o no cubrir la totalidad de la tubería desde el fondo hasta la superficie. En este sentido los espacios anulares libres de cemento dependerán de los toques alcanzados por el mismo una vez terminado el trabajo de cementación.

Existen muchos factores que influyen en el diseño de la cementación, dos de los más importantes son, la temperatura y los gradientes de presión. Los principales aspectos de diseño, son:

- Gradiente de fractura.
- Gradiente de poro.
- El diámetro de la tubería de revestimiento.
- Diámetro del agujero.
- Profundidad

### **3.2.2 Temperatura**

La temperatura es la que tiene mayor influencia sobre el diseño ya que esta afecta la resistencia a la compresión que se desarrolla después del fraguado, a medida que la temperatura aumenta la lechada se deshidrata más rápidamente, lo que también aumenta su resistencia. La temperatura circulante se define como el valor de la temperatura a la cual la lechada de cemento será expuesta durante su colocación en el agujero del pozo, por otra parte la temperatura estática de fondo es la temperatura a la cual estará expuesto el cemento durante la vida del pozo. Generalmente es calculado con base al gradiente geotérmico de la zona, o bien, por medición directa de la temperatura de un pozo luego de un periodo apreciable de producción, ambas son importantes, sin embargo la que se toma en cuenta es la primera. Si la temperatura alcanza valores mayores a  $110^{\circ}\text{C}$  sucede un fenómeno denominado retrogradación del cemento ocasionando la disminución del esfuerzo compresivo sin embargo su solución es sencilla solamente se le agrega harina sílice a lechada de cemento para reducir los efectos de este fenómeno.

### **3.2.3 Gradiente de fractura**

En la industria petrolera es común relacionar el valor de la presión de fractura con el gradiente de fractura, esta es muy importante ya que es utilizado para determinar las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento, además de disminuir la posibilidad de tener una pérdida de circulación y se define como el cambio de la presión de

fracturamiento con respecto a la profundidad, se expresa en unidades de masa por unidad de volumen. En el momento de realizar la cementación de una tubería de revestimiento, a lo largo del agujero descubierto, el gradiente de fractura no suele tener un valor fijo, para el diseño de cementación se toma el valor mínimo, ya que este, representa el límite para que no ocurra pérdida de circulación y el fracturamiento de la formación. Cabe mencionar que si la columna hidrostática de cemento se extiende de la superficie hasta una profundidad dada, el gradiente mínimo de fractura es el valor máximo de la densidad que puede adquirir la lechada de cemento en condiciones estáticas.

### **3.2.4 Gradiente de poro**

El gradiente de poro relaciona el valor de la presión de yacimiento con la profundidad, se define como el cambio de la presión de poro con respecto a la profundidad. Este parámetro es muy importante ya que define el valor mínimo de la densidad de la lechada como se ha mencionado anteriormente, esto es válido si la columna hidrostática de cemento se extiende de la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la tubería y en condiciones estáticas. Como suele pasar con el gradiente de fractura, el de poro no exhibe un valor fijo a lo largo del agujero descubierto, por tanto, en el diseño de la cementación solo se toma en cuenta el valor máximo del gradiente de poro. Es muy importante tener el conocimiento exacto de los gradientes de poro y fractura, ya que estos constituyen la base fundamental para la óptima programación del fluido de perforación, lechadas de cemento y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, para mantener el control del pozo consecuentemente se reduce el daño causado por el fluido a las formaciones productoras. La densidad de la lechada deberá estar dentro de los márgenes del valor del gradiente de poro y el gradiente de fractura, cabe mencionar que la densidad de la lechada deberá ser mayor a la densidad del lodo de perforación, esto para que el cemento pueda desplazar al lodo de perforación. Para fines prácticos es mejor presentar gráficas de gradiente de presiones vs la profundidad durante la perforación y cementación de los pozos. Esto se hace con el propósito para estimar la densidad adecuada de cualquier fluido (lechada de cemento o fluido de perforación) que deban manejarse dentro del pozo, ya que la presión hidrostática que ejercen es una función de su densidad, ésta, debe ser tal que, sea menor al gradiente de fractura y a la vez mayor que gradiente de poro.

### 3.2.5 Densidad equivalente de circulación (DEC)

Otro parámetro de diseño es la densidad equivalente de circulación, la cual se define como la densidad en el pozo a condiciones dinámicas en un punto específico y se obtiene sumando a la presión hidrostática del fluido en ese punto más las caídas de presión por fricción corriente arriba del punto señalado todo dividido entre la profundidad vertical. Este parámetro es particularmente importante por dos razones:

- Primero, la DEC debe ser mayor que el valor máximo del gradiente de poro de la formación para evitar que esta se manifieste cuando los baches lavador y espaciador se encuentren en el espacio anular.
- Segundo, la DEC debe ser menor que el valor mínimo del gradiente de fractura.

Particularmente al final de toda la operación de cementación primaria. Cuando la columna de la lechada de cemento en el espacio anular en condiciones dinámicas ejerce la mayor presión hidráulica se puede ocasionar pérdidas de fluidos por exceder el gradiente de fractura de la formación.

### 3.2.6 Efecto de caída libre

Cuando un fluido relativamente pesado es bombeado dentro de una sarta, se produce un fenómeno conocido como “caída libre” o “efecto tubo U”. Este fenómeno tiene lugar por la tendencia natural de los fluidos de alcanzar un equilibrio. La diferencia de densidades necesarias entre el fluido de perforación y los fluidos bombeados causan desbalances dinámicos durante la colocación del cemento en el pozo. El diferencial de densidad se traduce en caída libre y generación de vacío en la tubería, este efecto tiene enorme importancia en las presiones y velocidad del espacio anular. Inicialmente, los desbalances internos causan que el cemento que se bombea dentro de la tubería caigan solamente bajo la acción de la gravedad (caída libre), desde el cabezal de cementación y produzca un vacío en la parte superior de la tubería, cuando esto sucede el caudal de entrada ( $Q_e$ ) del fluido bombeado, es insuficiente para mantener la tubería llena durante la parte inicial del trabajo.

Esto resulta en un caudal de salida ( $Q_s$ ) mucho mayor al de entrada incrementándose la velocidad del espacio anular y las pérdidas por fricción, a su vez, esto ocasiona que la densidad equivalente de circulación (DEC) y la presión en el fondo de pozo aumente considerablemente durante el tiempo que dura el efecto de la caída libre. Luego de algún tiempo, el sistema tiende a equilibrarse, haciendo que “ $Q_e$ ” tienda a igualarse con “ $Q_s$ ” a medida que se llena el interior de la tubería. En un cierto punto, el caudal de salida

### 3.2.7 Lechadas convencionales

En términos generales, dos tipos de lechadas se usan actualmente para la cementación de pozos, a menos que haya otros requerimientos por la hidrostática. El primer tipo es una lechada | “de amarre” con densidades desde 15.5 lb/gal (1860 kg/m<sup>3</sup>) hasta 16.5 lb/gal (1980 kg/m<sup>3</sup>), dependiendo del tipo de cemento y de la BHST (temperatura estática de fondo de pozo), que se usa para anclar la tubería de revestimiento y continuar lo antes posible la perforación. Se emplean aditivos según los requerimientos, para mejorar la reología y otras propiedades que mejoran el aislamiento de las zonas productoras. El segundo tipo es una lechada de “relleno” que tiene menos densidad y propiedades más pobres, la que, una vez fraguada, desarrollará baja resistencia y alta porosidad que sin embargo alcanzan para proteger y soportar la tubería de revestimiento. Ambas lechadas, tanto la de cola como la de relleno, se emplean para reducir el costo total de un pozo.

Sin embargo existen casos en el cual la presión de las formaciones a cementar se encuentra por debajo de lo normal, donde cementar con mezclas convencionales implica gran riesgo de fractura durante el bombeo. Una solución común es la cementación en etapas múltiples, que tiene como principal objetivo la colocación de cemento en el anular, pero esto no indica necesariamente lograr un buen aislamiento de las zonas productoras. Para obtener resultados satisfactorios en una cementación primaria, es necesario que el cemento desarrolle adecuadas propiedades mecánicas. Al respecto, la práctica de décadas ha exagerado la importancia de la resistencia a la compresión y olvidado que otras propiedades como las resistencias a la tensión y flexión y las propiedades elásticas tienen mayor relevancia en la competencia del anillo de cemento (concepto de cemento “flexible”).

### 3.2.8 Lechadas de baja densidad

Son Lechadas livianas y flexibles, que una vez fraguados, cumplen con los requerimientos necesarios (resistencia a la compresión, flexión y tensión) para la continuación de la perforación así como el aislamiento de zonas productoras de hidrocarburos durante la vida productora del pozo. Todos los cementos sometidos a confinamiento, con el tiempo van a alcanzar una resistencia más o menos equivalente a la de la formación a su alrededor, independientemente del diseño inicial de la lechada. Se sabe que a mayor resistencia a la compresión, mejor resultaría la adhesión del cemento. Esto relaciona en el acoplamiento en las interfaces, el volumen llenado por el cemento y la porosidad del cemento fraguado, pues la porosidad está relacionada con el contenido de sólidos pero no necesariamente con el contenido de cemento (Debido que la gravedad específica del cemento es 3.14, el uso de partículas de menor gravedad y tamaño en la mezcla reducirán la porosidad y densidad de la misma). Sin embargo se suele tratar de resolver una pobre adhesión del cemento aumentando la densidad de lechada (reduciendo la porosidad del cemento) en vez de resolver directamente el problema. En el fondo del pozo, los cementos son dúctiles en vez de frágiles y las resistencias a la compresión resultan entre 2 y 9 veces mayores, Las lechadas de cemento “netas” (sin aditivos) mezcladas según las especificaciones API producirán generalmente cementos frágiles, de alta resistencia y cementos de baja permeabilidad La adhesión del cemento a la tubería está vinculada de cierta manera con la resistencia a la compresión, Las mezclas livianas debidamente con aditivos producirán mezclas flexibles, dúctiles y de alta resistencia a la compresión suficiente para garantizar un buen sello hidráulico durante la vida productiva del pozo El uso de las mezclas de cemento flexibles y de baja densidad en la cementación de pozos petroleros presentan las siguientes ventajas:

Cementación en etapa única de formaciones de baja presión, donde el uso de mezclas convencionales implicaría pérdidas de circulación durante el bombeo y por tanto sería necesario la cementación en múltiples etapas.

El uso de mezclas flexibles y dúctiles mejora el comportamiento del cemento durante la vida productiva del pozo. Es decir presenta mejor respuesta frente a diversos efectos que ocurren durante la vida productiva del pozo, estos pueden ser:



- Disminución de presión dentro del pozo, lo que ocasiona que la tubería de revestimiento se comprima induciendo micro-canales entre tubería de revestimiento y cemento.
- Sobre presión del cemento y enfriamiento del mismo debido a trabajos de fracturamiento y acidificación, lo que induce a que el anillo de cemento se expanda radialmente, luego del trabajo este debe volver a su estado inicial manteniendo la adherencia. Para un buen sello en el espacio anular, el cemento debe ser lo suficientemente flexible para comportarse de forma similar a como lo hacen los elementos elásticos en un empacador.
- Baleo o punzonamiento: En cementos frágiles las operaciones de bale ocasionan la formación de pequeños micro canales que pueden comunicar zonas indeseables.

Los aditivos especiales que se utilizan para la preparación de una lechada flexible y liviana son aquellos que reducen la densidad y mejoran la flexibilidad y ductilidad de la mezcla, debido a su menor gravedad específica y menor tamaño con respecto a las partículas de cemento, sin afectar en mayor medida la resistencia a la compresión. Entre ellos tenemos:

- Perlita expandida
- Gilsonita
- Finos de Carbón
- Micro esferas
- Microfibras minerales

### **3.2.9 Déficit Cemento**

Sabemos que algunos parámetros de entrada afectan a la curva de carga-estrés de manera significativa. Uno de los principales factores que afecta la magnitud del levantamiento del cabezal de válvulas por los diversos efectos es el nivel de cemento en el espacio anular de la tubería de revestimiento superficial.

Varios autores [23, 15, 33, 32, 24] han enfatizado la importancia de la escasez de cemento en la relación carga-esfuerzo y además una fuerte influencia en el comportamiento mecánico

del pozo como se ha demostrado por varios autores [23, 15, 28, 29, 30]. Ellos basan sus conclusiones en modelos analíticos en la parte superior de la columna de cemento donde modelan el cemento como una introducción local de apoyo lateral.

Valka y Fowler [33] ilustran el efecto de un nivel reducido de cemento en el espacio anular entre tuberías mediante el uso de su representación simplificada del cabezal del pozo como se muestra en la siguiente figura:

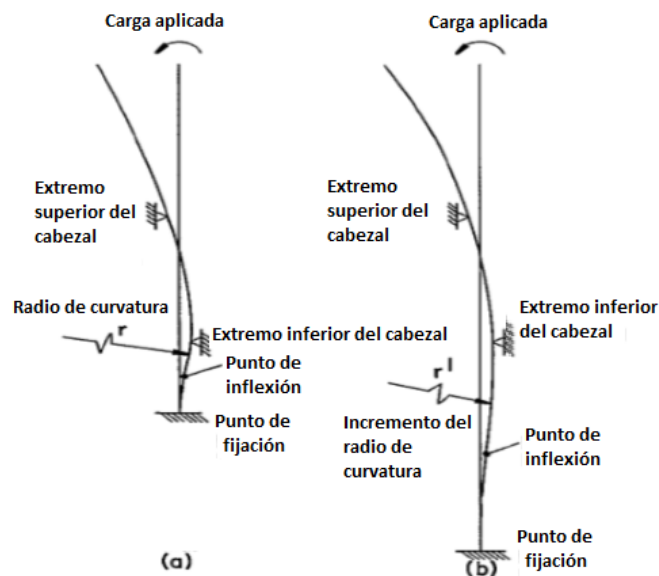


Figura 43 Cabezal de pozo idealizado como una viga mostrando el efecto de punto de fijación, reflejando el efecto del cemento en espacio anular (editada por el autor). Fuente: Offshore Technology Conference por Valka y Folwer en 1985.

Es evidente a partir de la figura anterior, que como el "punto de fijación" (es decir el nivel de cemento) se quede corto a la altura de la línea de lodos, tanto el incremento del radio de curvatura como el radio total de la curvatura en la tubería superficial aumentarán.

La perforación del pozo debajo de la zapata del último revestimiento y principalmente las operaciones de producción subsecuentes, causan debido a la circulación de fluidos, que la distribución de temperatura en el pozo cambie desde el fondo hasta la superficie, de modo que el flujo calienta la sección superior del hoyo, sometiendo sarta de revestimiento a temperaturas superiores a la del medio ambiente en la sección más superficial. Estos cambios de temperatura generan una expansión o acortamiento de la tubería libre de cemento, los

cuales generalmente se desechan en la vida productiva del pozo y sólo se consideran donde ocurren grandes cambios de temperatura que producen un esfuerzo axial considerable.

Los programas de cementación son elaborados de modo que el tope de cemento para las tuberías correspondientes a las primeras dos etapas de perforación alcance la superficie o el nivel más alto posible, lo cual en ocasiones no es posible lograr debido a problemas operacionales, pérdidas parciales de circulación, agujero fuera de calibre, etc. En este sentido se cuenta con varias configuraciones de los espacios anulares, escenarios que permiten analizar las presiones generadas por calentamiento una vez que los pozos son puestos en producción.

El reconocimiento de la importancia de los efectos causados por un déficit de cemento en el espacio anular es la razón por la cual se sugiere controlar operativamente el nivel de déficit de cemento. Este trabajo sugiere que al garantizar un nivel de cemento óptimo entre tuberías de revestimiento el pozo sufrirá menos daños cuando cargas estáticas y cíclicas actúen sobre él.

El objetivo principal de la cementación del espacio anular que está entre las tuberías de revestimiento y la formación, es proporcionar aislamiento de las formaciones que han sido perforadas. La integridad de la capa de cemento está en función de las propiedades mecánicas del mismo, geometría del agujero entubado y las propiedades mecánicas de la roca. No debe existir comunicación de fluidos entre diversas formaciones durante la vida útil del pozo. Sin embargo, incluso en situaciones en las que el cemento fue colocado correctamente e inicialmente proporcionó un buen sello hidráulico, el aislamiento falla comúnmente con el tiempo. Esta pérdida de aislamiento ocurre, por ejemplo, por un problema de migración de gas que no era inicialmente detectado, o por el fracturamiento de una zona incorrecta durante un tratamiento de estimulación.

Durante la cementación, la tubería de revestimiento está sometida a cargas de estallido y colapso. El concreto es bombeado a través de la tubería de revestimiento, su junta y la zapata, y hacia arriba por el espacio anular. La tubería quedará llena de fluido que desplaza al cemento y a su vez sirve para disminuir la diferencia de presión entre el espacio anular y el

interior de la tubería (la diferencia de presión puede ser calculada con la diferencia de densidad de fluidos que hay entre las paredes internas y externas de la tubería). Cuando la lechada es bombeada y colocada en el espacio anular, la presión externa creada por el cemento no debe de exceder la resistencia de colapso de la tubería. La presión puede aumentar, por ejemplo, por un bloqueo en el espacio anular, que éste a su vez puede causar problemas de colapso. Cuando la lechada se encuentra en el proceso de hidratación, calor es liberado en la reacción química exotérmica por el contacto del cemento con el agua. Incrementos de temperatura de 12°C se han documentado en pruebas de laboratorio, tomado de muestras de concreto de 300 milímetros (Asociación de cemento Portland 1997). Cuando el cemento ya está colocado en el espacio anular, la temperatura del pozo comienza a incrementar debido a los alrededores del mismo.

La pérdida de la respuesta del registro de adherencia del cemento (CBL) con el tiempo también crea cierta preocupación por la calidad del aislamiento. Los estudios de laboratorio muestran que las tensiones inducidas en el cemento por la variación de las condiciones de fondo de pozo, son la causa de este daño.

Varios procesos pueden causar una variación de las condiciones de fondo de pozo en una sección revestida. Estos procesos incluyen la perforación del pozo, los disparos a la tubería, la estimulación y la producción del yacimiento.

La perforación implica una variación de la presión, si la densidad del lodo ha cambiado para perforar la siguiente sección, además un aumento de temperatura de las secciones que ya poseen tubería de revestimiento se presenta, cuando el lodo de perforación ha sido calentado por la formación que se está perforando y vuelve a la superficie a través del espacio anular. Éste es el primer enfriamiento de las tuberías de revestimiento, resultando en una contracción que genera fuerzas tensionales en la tubería y la reacción en el cemento es con fuerzas compresivas.

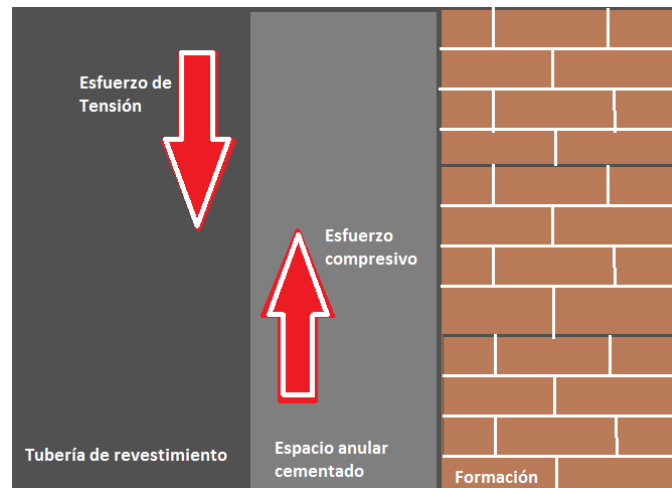


Figura 44 Representación de la distribución de esfuerzos entre tubería y cemento.

Asociado con el proceso de perforación se presentan diversos aumentos de presión que resultan de las pruebas de integridad y de pérdida de fluido (leak-off test). Un aumento de la presión durante operaciones de disparos se da en dirección y sentido del estallido de la herramienta y aunque se aplica de forma dinámica a la tubería de revestimiento (el cemento es más resistente a las cargas dinámicas que a las cargas estáticas), puede conducir a daño del cemento. La cantidad de aumento de presión durante la perforación es importante porque valores mayores de 6000 psi han sido medidos en el laboratorio. El aumento de la presión del pozo durante una estimulación de la fracturamiento hidráulico es más perjudicial para la capa de cemento, debido a que la inyección de fluido se extiende en períodos que van desde minutos a horas.

El aumento de presión y temperatura durante la producción se refiere principalmente a las secciones someras o superficiales de la tubería de revestimiento, donde aproximadamente aumenta la presión, desde la presión atmosférica a la presión de producción, y en algunos casos la temperatura aumenta hasta la temperatura de fondo de pozo. La variación de la presión por lo general sólo afecta a la tubería de producción y, por lo tanto, no afecta a las secciones cementadas, a menos que un problema de migración de gas se traduzca como un aumento de la presión anular. Un aumento de la temperatura también puede conducir a aumento de presión en el espacio anular, causando expansión del fluido.

Una disminución de la presión durante la producción afecta principalmente a la parte inferior del pozo, donde la presión de fondo de pozo que está controlado por el gasto de producción, disminuye desde la presión de poro (presión de formación) a presión de fondo de pozo.

La longitud de la sección de tubería de revestimiento que no es cementada en un pozo afectará la fuerza axial por efecto térmico y el movimiento del cabezal.

El nivel resultante de cemento en el espacio anular entre el conductor y la tubería superficial de pozos tiene una fuerte influencia en el comportamiento mecánico del cabezal del pozo como se ha demostrado por varios autores [23, 15, 28, 29, 30,].

Cuando la tubería de revestimiento conductora (estructural) tiene una sección sin cementar por debajo del cabezal (tal como en pozos costa afuera), y la tubería superficial es cementada hasta la cabeza del pozo dentro de la conductora, el cemento entre la tubería superficial y la sección sin cementar de la tubería conductora (arriba del lecho marino) no evitará el movimiento del cabezal. Esto es porque la fuerza de tensión del cemento en el espacio anular es débil. El movimiento del cabezal causará falla por tensión del cemento en el espacio anular por arriba del lecho marino, y el cemento en el espacio anular arriba de lecho marino crecerá con las dos tuberías.

Cuando el cambio de temperatura se presenta en un pozo, existirá un valor máximo de la fuerza de carácter térmica que el pozo puede llegar. Esto es porque la tubería de revestimiento conductora restringe el crecimiento del cabezal y absorbe el total de la fuerza de expansión por efecto térmico de las tuberías de revestimiento internas.

Por lo general, la tubería conductora tiene un área seccional grande y una sección sin cementar mucho más pequeña, su valor de rigidez es alto, y en general, será mayor a la suma de la rigidez de las tuberías internas a la misma.

Para un pozo costa afuera, el conductor arriba de la línea de lodos no se cementa y por lo tanto, se le permitirá realizar desplazamiento. El levantamiento del conductor incrementará en función del incremento del tirante de agua. El crecimiento de la tubería conductora liberará el esfuerzo térmico, y la fuerza térmica en el cabezal no alcanzará su valor máximo

hasta que el extremo superior de la columna de cemento de la tubería superficial esté suficientemente profundo.

Cuando la tubería conductora tiene restringido el crecimiento, tal como en un pozo terrestre donde la tubería de revestimiento conductora es cementada hasta el cabezal, la fuerza térmica en el cabezal alcanzará su máximo valor; el mismo valor es dependiente del incremento de temperatura y del nivel de la parte superior de la columna de cemento en las tuberías de revestimiento internas.

El nivel de cemento entre la tubería de revestimiento superficial y la conductora junto con el soporte lateral que éste brinda, son una condición clave en el estudio de la deformación axial y un levantamiento del cabezal del pozo. Cuando el cemento fragua, hace que los analistas asuman que entre las dos tuberías más externas existan un cuerpo sólido y rígido.

Además existen otros peligros potenciales para el pozo como fatiga del cabezal que es el resultado de los movimientos de flexión. En modelos analíticos de un cabezal de pozo que son utilizados para hacer evaluaciones de las cargas que actúan sobre él, el apoyo lateral ejercido por el cemento presente entre la tubería superficial y la conductora es una condición de frontera clave <sup>[28]</sup>. Así que junto con las condiciones de operación necesarias y un déficit de unos cuantos metros por abajo del nivel del cabezal y bastará para permitir que exista desplazamiento y movimiento del cabezal.

### **Cementación y secuencia de colgamiento**

Otro evento importante que no se considera en herramientas programadas disponibles es la importancia de la secuencia de cementación e introducción de la tubería. Una técnica común de construcción del pozo especialmente para los pozos terrestres y submarinos es colocar la tubería en una cabeza de pozo de tipo mandril y cementar la misma después de colocar. Se asume generalmente que la sección perforada es lo suficientemente profunda para que la tubería de revestimiento cuelgue libremente en la columna de lodo y cemento. Así, después de que el cemento fragua el perfil de carga axial libre suspendida se utiliza como la condición inicial de la tubería. Estrictamente hablando, un sobre-jaloneo no se puede aplicar en esta situación. Un enfoque alternativo es colocar la tubería usando cuñas después de que el

cemento haya fraguado. Esto normalmente es necesario si la tubería de revestimiento se va a instalar con pre-tensión. Pero en ese caso, no sólo la cabeza del pozo caerá sino también la tubería recién colocada caerá y soportará de forma independiente algo de su propio peso.

Si la tubería de revestimiento está instalada y luego cementada utilizando un colgador tipo mandril, su estado inicial es de carga de peso muerto.

### **3.2.10 Cementación de la parte superior de las tuberías de revestimiento en pozo submarino**

En la cementación de las tuberías de revestimiento en la parte superior de pozos submarinos el objetivo primario es proveer y proporcionar un soporte para las tuberías de revestimiento conductora y superficial, para asegurar el apoyo con la formación y la integridad de presión del pozo por lo tanto. La cementación de la parte superior de las tuberías de revestimiento busca colocar cemento en todo el espacio anular hasta el cabezal a nivel de lecho marino. Los volúmenes se calculan con un grado de exceso para asegurar así que exista retorno de cemento al fondo del mar.

El objetivo para la cementación de la tubería de revestimiento superficial es colocar cemento en todo el espacio anular hasta el puerto superior del alojamiento de la cabeza del pozo, normalmente justo por encima de la línea de lodos.

La relación agua a cemento ayuda a categorizar diferentes lechadas de cemento. Un cierto cemento estará asociado con una relación W/C óptima para la hidratación ideal del mismo. Normalmente la parte superior de las tuberías de revestimiento se cementan bombeando primero una lechada de cemento de densidad reducida (Relación agua a cemento superior a óptima) seguido de lechada de cemento con mayor densidad y una química más a detalle. En la siguiente figura esta técnica de cementación se indica esquemáticamente. Se debe observar que el cemento (2) es menos denso que el cemento (1) y se bombea primero en el pozo, seguido por el (1) que irá en la parte inferior para soportar la presión hidrostática de toda la columna del espacio anular.



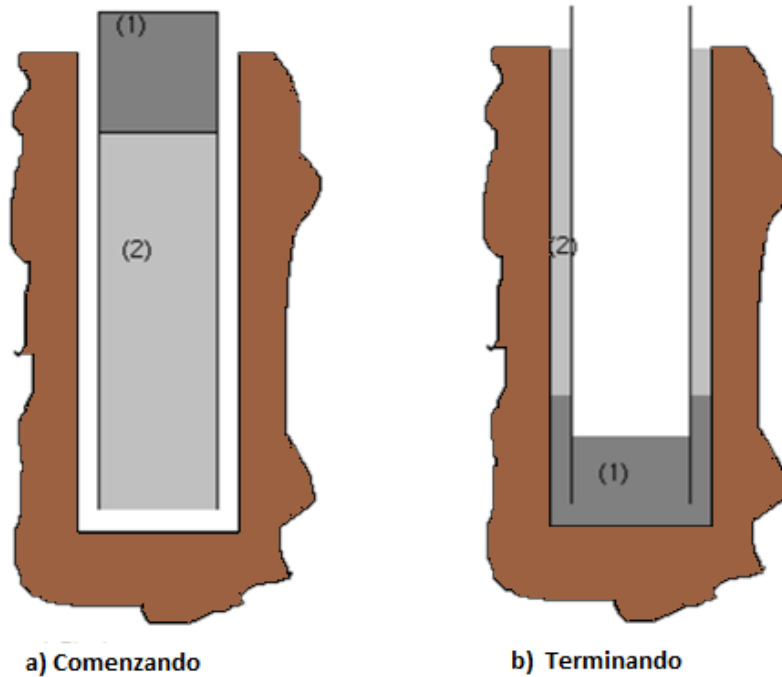


Figura 45 Proceso de cementación mediante dos lechadas de distinta densidad.

Una vez que el cemento está en su lugar la alta relación agua a cemento (W/C por sus siglas en inglés) de la lechada (2) se colocará en todo el espacio anular hasta llegar a nivel de lecho marino y cualquier exceso de cemento se derramará en el mar ya que el proceso de bombeo del cemento se lleva a cabo en un sistema abierto. Es importante que durante tales operaciones de cementación se evite exceder la presión de fractura de la formación más profunda para evitar de esta forma una posible pérdida de circulación ya que las lechadas de cemento fluirán a través de la fractura y no de forma ascendente por el espacio anular como se busca. Es por esto que se utilizan lechadas superiores (2) con densidad baja para evitar la alta presión de la columna de cemento en el fondo <sup>[27]</sup>.

Un déficit inesperado en el nivel de cemento puede ocurrir a pesar de confirmar visualmente un retorno de cemento al fondo marino. Un déficit de cemento puede ser causado de 2 maneras; primero por la presión hidrostática de la lechada de cemento en las formaciones expuestas podría fracturar una zona de alguna formación débil y esto resulta en una caída del nivel de cemento que aún no fragua.

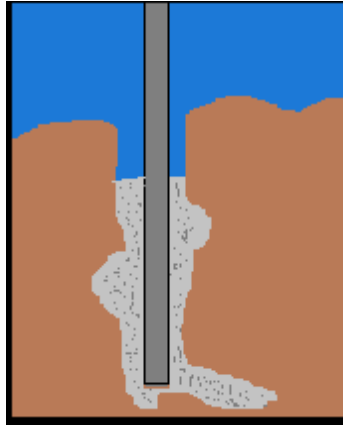


Figura 46 Ejemplo de caída del nivel de cemento por irregularidades en el agujero.

Tal acontecimiento es difícil de detectar en pozos submarinos. En segundo lugar, el cemento en la parte superior puede fallar para formar un enlace adecuado tal como se busca entre la tubería del conductor y la superficial, resultando un nivel de cemento "efectivo" por debajo del nivel de cemento "real" de ese pozo. Una combinación de las 2 razones es posible, ya que éstas son causadas por eventos independientes <sup>[28]</sup>.

### 3.2.11 El efecto de las bajas temperaturas en el desarrollo y adquisición de resistencia temprana del cemento.

Los pozos marinos se cementan típicamente usando un sistema de cemento de dos lechadas, “lead and top”, una por delante de la otra. La primera parte de la lechada será bombeada hasta que regresé por el espacio anular hasta el lecho marino. A continuación se dejará fraguar a las condiciones de lecho marino, por lo tanto estará en un entorno de baja temperatura. La hidratación del cemento es una reacción química exotérmica, y la velocidad de reacción depende de la temperatura.

En operaciones de cementación de pozos cerca del fondo marino las condiciones de fraguado de la lechada son llevadas a cabo casi a temperatura de fondo marino, las cuales son diferentes a condiciones de laboratorio o en operaciones de cementación terrestre. La temperatura afecta el diseño de cementación submarino en aguas profundas más de lo que generalmente es reconocido <sup>[29]</sup>.

La temperatura del agua cerca del fondo marino es baja comparado con condiciones de la superficie, y en condiciones de aguas profundas la temperatura del agua de mar en el fondo será aún más baja y casi constante todo el año a pesar de las condiciones atmosféricas, y esto a su vez modificará el gradiente térmico normal de las formaciones cercanas al lecho marino y esto es tanto en el bombeo como en el fraguado de la lechada.<sup>[30]</sup>

Luego de que el cemento sea colocado cerca del fondo marino, experimentará enfriamiento de los alrededores, tanto durante el bombeo y como durante el fraguado. Esto conduce a condiciones de baja temperatura para el fraguado del cemento. Otros han demostrado que este efecto de enfriamiento está presente y afecta las condiciones de fraguado del cemento en la parte superior de las tuberías de revestimiento<sup>[29,30]</sup>.

La parte superior del nivel de cemento (TOC por sus siglas en inglés, top of cement) en el espacio anular entre tubería la tubería superficial y el conductor es una condición de frontera importante en el modelado de sistema de cabeza de pozo expuesto a cargas laterales y momentos de flexión.

Se sabe que las pruebas de presión de las tuberías de revestimiento causan micro-fallas y fallas en el cemento<sup>[27]</sup>. Es bien sabido que el cemento es un material bi-modular; es más fuerte en compresión que en tensión. En la prueba de presión de la tubería de revestimiento (expansión del diámetro exterior de la tubería) la carga ejercida sobre el cemento será compresiva en la dirección radial, y posteriormente tensional en la dirección tangencial.

Mueller y Eid<sup>[26]</sup> han demostrado que en el caso de las pruebas de presión de tuberías de revestimiento tal carga puede causar que el cemento falle en tensión. Para cemento puro Mueller y Eid afirman que la bimodularidad está fuertemente pronunciada; la resistencia a la compresión es de 8-10 veces mayor que el valor de la resistencia de tensión.

El desarrollo de 50 psi (0,345 MPa) resistencia a la compresión como se ve en la siguiente figura

La figura anterior muestra que con temperaturas menores a 9 °C se esperarán tiempo de fraguado de 24 horas o más, esto para lechadas con relación agua a cemento mayor a lo óptimo (lechadas para la parte superior del pozo). La lechada comercial alcanzará 50 psi (0.345 MPa).

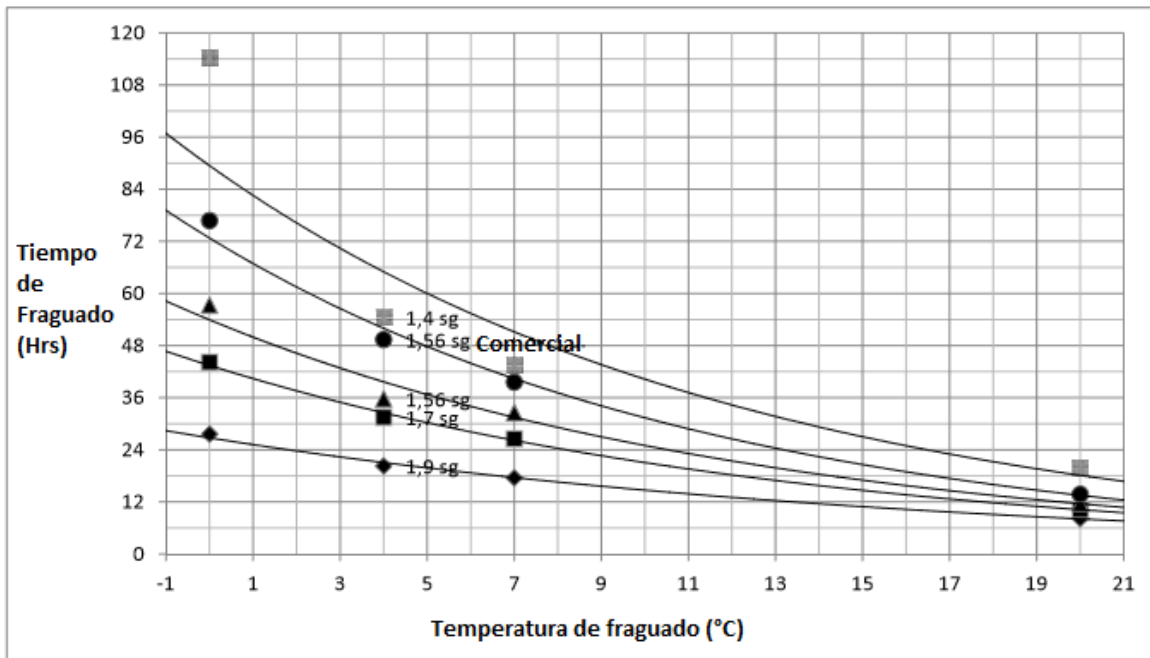


Figura 47 Desarrollo de 50 psi a compresión. Fuente: Wellhead Fatigue Analysis por Lorents Reinas

De resistencia a la compresión en 24 horas para una temperatura de fraguado de 13 °C. Para temperaturas de fraguado inferiores a 13 °C se necesitarán más de 24 horas para alcanzar y llegar a 50 psi (0.345 MPa) de resistencia a la compresión. Después de la cementación de la tubería de revestimiento superficial el siguiente paso operativo es conectar el riser de perforación a la cabeza del pozo submarina. Una vez que esta conexión se realiza los movimientos laterales de la tubería de revestimiento superficial en relación con el conductor debe ser esperado.

Cuando una tubería de revestimiento se mueve radialmente hacia el cemento circundante asemeja a la prueba de presión de una tubería de revestimiento y bien se sabe que causan micro-fallas en el cemento <sup>[27]</sup>. La profundidad del agua afecta el tiempo de colocación de cemento hasta el riser de perforación está unido a la cabeza de pozo submarina. En las operaciones del Mar del Norte profundidades de agua son típicamente menos de 500 metros

y 24 horas serán una duración típica entre la colocación del cemento hasta la colocación del riser de perforación se vuelve a hacer <sup>[22]</sup> .

En comparación con una duración típica de 24 horas de fraguado resultados indican que el soporte lateral de cemento en la parte superior no está todavía plenamente establecido debido a un obstáculo en el desarrollo de resistencia a la compresión. En 24 horas, la lechada comercial de cemento superior (2) no habrá formado resistencia a la compresión de 50 psi (0.345 MPa) si la temperatura de fraguado ha sido menor a 13 ° C.

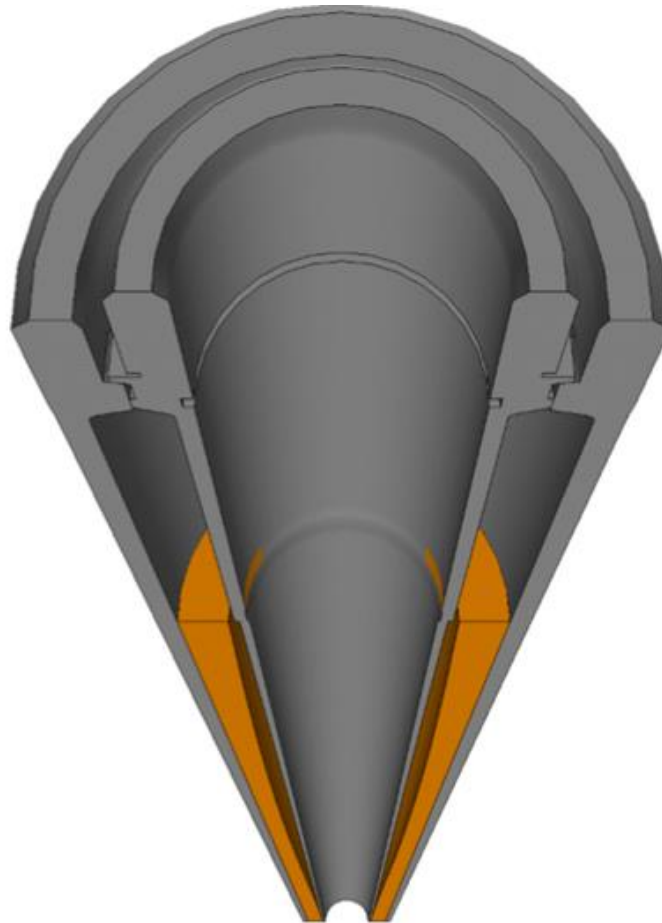
Con las bajas temperaturas de fraguado la alta relación agua a cemento de la lechada superior necesitará tiempo y este puede estar en rango de días antes de que el riser de perforación se vuelva a conectar para continuar con la siguiente etapa de perforación. Una conexión del riser de perforación demasiado pronto va a imponer cargas al cemento que puede causar fallo al cemento de la zona superior (2) y que rodea la parte superior de la tubería de revestimiento superficial. Cualquier fallo sería un efecto local, debido a que el movimiento de la tubería de revestimiento superficial disminuirá rápidamente con en medida que aumente la profundidad. El fracaso de la unión y el apoyo lateral eficaz del cemento debido a los movimientos de la tubería no afectará el propósito principal de las operaciones de cementación.

En el modelaje de deformación del cabezal la interface de cemento con la tubería superficial experimentará este fenómeno, estos modelos deben tomar los niveles “efectivos” de cemento. También una estimación errónea y superior del nivel de cemento en el espacio anular es un problema muy específico.

En el momento que los BOP / riser se posicionan y se conecta al cabezal en la cabeza del de pozo cargas se impondrá al pozo. El momento de flexión hará que la parte superior de la tubería de revestimiento superficial se mueva en una dirección radial. Dependiendo del tiempo de fraguado del cemento y las condiciones de temperatura alrededor de la tubería de revestimiento superficial harán que el cemento de la parte superior posiblemente no haya desarrollado resistencia suficiente para resistir el movimiento de la tubería superficial. En tales casos la tubería de revestimiento continuará moviéndose creando un pequeño anular en manera como el cemento vaya fraguando y convirtiéndose en una estructura sólida.

Al hacerlo, pasas a través de estado plástico/gel como comportamiento y finalmente comienza a desarrollar la característica de un material sólido, mejorando gradualmente la resistencia a la compresión.

Aadnøy <sup>[22]</sup> ha demostrado que 24 horas es una duración típica de cementación hasta que comience la carga debido a que los preventores (BOP) y el riser aterrizaron en la cabeza del pozo.



*Figura 48 Representación del déficit de cemento en el espacio anular. Fuente: Wellhead Fatigue Analysis por Lorents Reinas*

En el Mar del Norte la duración típica entre la colocación de la cubierta de la cemento en superficie y la instalación de los preventores junto con el “riser” de perforación está alrededor de 24 horas. Entonces las cargas dinámicas por el “riser” comenzarán a actuar sobre la parte superior de un pozo submarino. Un posible movimiento de flexión del pozo

causa movimientos relativos entre la tubería de revestimiento conductora y la tubería superficial. El cemento alrededor de estas carcasas experimentará estos movimientos relativos. La combinación de fraguado del cemento retrasado debido a la temperatura y los movimientos de las tuberías superficiales de causará fallo localizado de adherencia de cemento en la parte superior del pozo.

Una condición de frontera en los modelos de análisis en cabezales es el soporte de cemento lateral de la tubería de revestimiento superficial.

### **3.2.12 Técnicas de cementación en pozos HP/HT**

Pozos térmicos son cementados utilizando cemento clase A de acuerdo a la API, junto con 30 a 40 % de harina sílica y 5% de NaCl a 116 pcf de densidad de lechada.

Aproximadamente 5% de los pozos presentan problemas de pérdidas de circulación y un bajo nivel de cemento en el anular. La reología del lodo de perforación antes de cementar no tiene certidumbre debido a las temperaturas de fondo estáticas mayores a 300°F. Idealmente una cubierta de cemento uniforme es requerida para redistribuir los esfuerzos y soportar la tubería de revestimiento. La tubería de revestimiento debe estar centralizada y las operaciones de cementación deben de asegurar un buen desplazamiento del lodo de perforación para evitar canales y mejorar la adherencia del cemento entre la formación y la tubería. Cavidades, canales y las secciones de tubería sin cementar deben ser evitadas para prevenir desplazamientos laterales de la tubería de revestimiento y posibles fallas posteriores.

Un registro de caliper es necesario para determinar la localización de los centralizadores, y exceso de cemento necesario debido a deslaves del agujero.

#### **Retos especiales**

- Optimización del diseño del estado mecánico de los pozos
- Selección y número de etapas (Tuberías de revestimiento)
- Cálculo del Índice de Crecimiento en cabezales
- Rediseño del equipo superficial (líneas)
- Disminuir la longitud de tubería sin cementar

- Elevar el Tope de cemento programado
- Aumentar el Porcentaje de exceso
- Cálculo de los esfuerzos sobre las Tuberías de Revestimiento y los efectos de la temperatura en ellas

### **Cementaciones superficiales**

#### **Objetivos**

- Aislar áreas no consolidadas o con pérdidas de circulación (400 m)
- Proveer soporte para las siguientes etapas
- Proveer control primario de presión (Soporte de Preventores)
- Tamaños de tubería comunes y profundidades – 20 pg. -1000 m
- Excesos del 100% o mayores
- Método de cementación a través de TP recomendado
  - Ahorro de cemento
  - Ahorro de tiempo de equipo
- Cementos comúnmente utilizados
  - Lechadas de llenado ligeras con alto rendimiento
  - Lechadas de amarre con buena resistencia a la compresión
  - Lechadas con tiempo de fraguado mínimo

### **Cementaciones Intermedias**

#### **Objetivos:**

- Separar el hueco en secciones de trabajo
- Pérdidas de circulación
- Secciones de sal
- Zonas presurizadas

Tamaños de tubería comunes y profundidades – 13 3/8 pg. , 9 5/8 pg. –3000 m –4000 m

- Cementaciones hasta superficie o a la zapata de tubería de revestimiento anterior
- Se requieren buenas prácticas de cementación
- Diverter Tool (Dos etapas)
- Generalmente se utilizan altos volúmenes de cemento



- Sistema de Lechadas utilizadas
  - Lechadas de llenado convencionales (1.60 gr/cc) –
  - Lechadas de amarre convencionales (1.90-1.95 gr/cc)
  - Sistemas de lechadas especiales (saturadas de sal)

### Sistemas de Lechadas Disponibles

**Objetivo:** Cementar tuberías de revestimiento superficiales e intermedias hasta superficie

- Método de Cementación en una o dos etapas
- Lechadas Convencionales extendidas
  - Extendedores base agua (bentonita, silicatos)
  - Sólidos de Baja Densidad (pozzolana, microesferas)
- Lechadas Premium de Baja Densidad
  - Lechadas ligeras con distribución óptima de partículas
  - Lechadas con fibras
  - Lechadas Flexibles
  - Cemento espumado

### Lechadas Premium

Lechadas con Fibra: CemNET\* de Schlumberger, son lechadas con contenido de material antipérdida

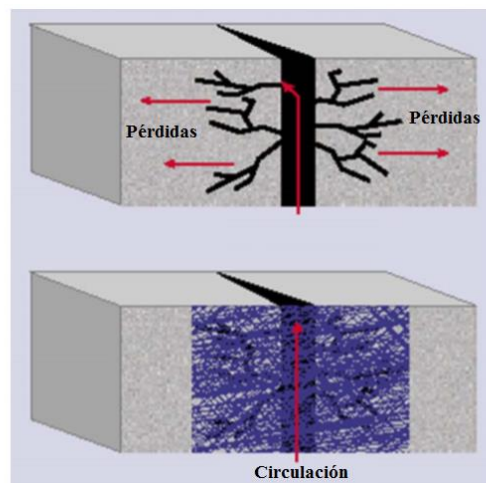


Figura 49 Técnica de cementación con fibra. Fuente: Técnicas de cementación en pozos HP/HT (modificada por el autor).

- Ventajas
  - Compatible con múltiples sistemas de lechadas especializadas (baja densidad)
  - Minimizan riesgos de pérdidas de circulación
  - Obturación de espacios en formación
  - Sistema práctico de adición a lechada
  - Tecnología reconocida y utilizada mundialmente
- Desventajas
  - Éxito marginal en pozos con pérdida total

#### **Técnicas requeridas**

- Acondicionamiento de Lodo (Pozo bajo control antes cementación)
- Equipo de flotación diferencial (Evitar pistoneo)
- Caliper de fluido y Caliper OH
- Centralización mínima 75%
- Utilización de “inner string cementing” (20”)
- Utilización de doble tapón (13 3/8”, 9 5/8”)
- Arena sílica (Temperatura mayor 230 F)
- Diseño de Lechadas
  - Tiempo Bombeable
  - Resistencia a la Compresión
  - Propiedades Mecánicas
  - Jerarquía de Densidades
  - Jerarquía de Reologías alineada con demás fluidos

En resumen una buena cementación en pozos HP/HT es necesaria para obtener los siguientes beneficios:

- Incrementar el recubrimiento de Cemento y adherencia
- Asegurar la integridad del cemento
- Eliminar / minimizar la aparición de microanillos
- Aislar para siempre
- Incrementar la vida del pozo
- Ahorros en tiempo y dinero

### 3.2.13 Registro de adherencia del cemento

De acuerdo al glosario técnico digital de Schlumberger, el registro de adherencia del cemento (CBL) es una representación de la integridad de la operación de cementación, especialmente si el cemento se está adhiriendo en forma sólida a la parte externa de la tubería de revestimiento. El registro se obtiene generalmente a partir de una de una diversidad de herramientas de tipo sónico. Las versiones más modernas, denominadas registros de evaluación del cemento, junto con el software de procesamiento, proporcionan representaciones más detalladas, en 360 grados, de la integridad de la operación de cementación, en tanto que las versiones más antiguas pueden exhibir una sola línea que representa la integridad integrada en torno a la tubería de revestimiento.

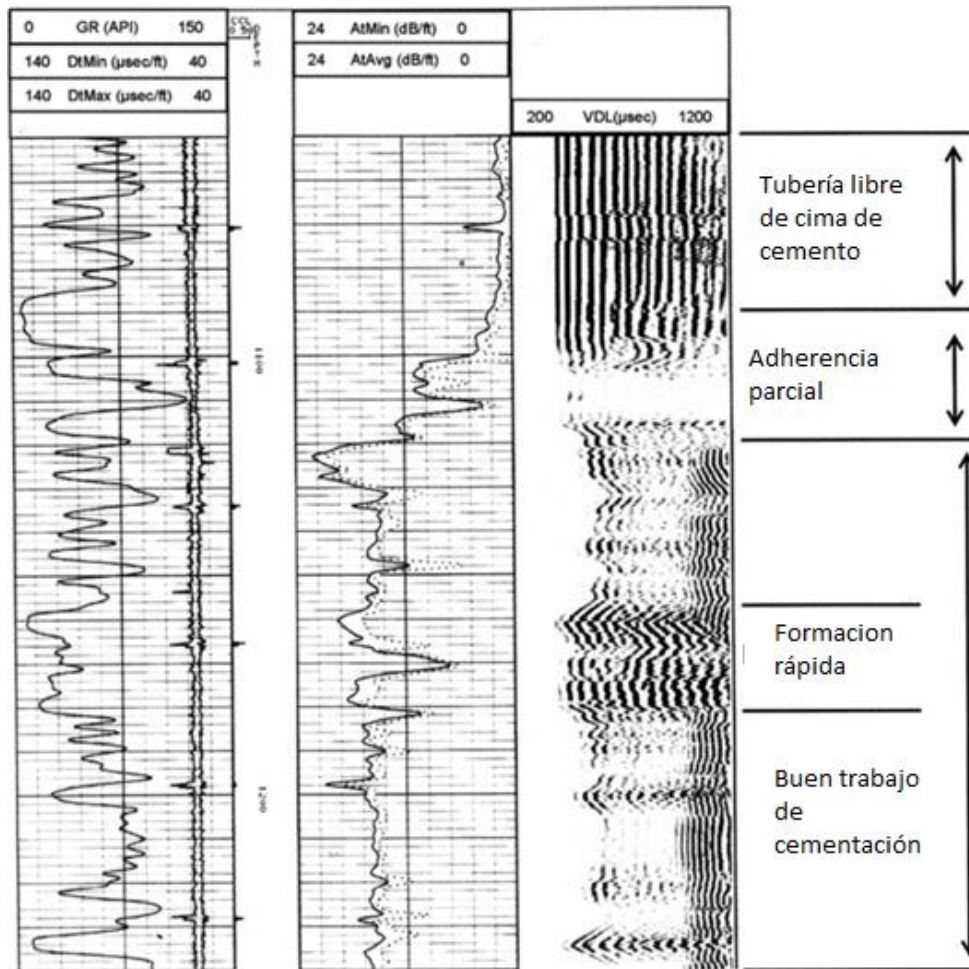


Figura 50 Representación típica de un registro de adherencia de cemento. Fuente: Baker Atlas (modificada por el autor).

Una herramienta de CBL nos da un indicio claro de la altura de la columna de cemento en el espacio anular, donde la tubería está libre de cemento y también donde la misma se encuentra bien cementada. De cualquier forma no son buenos indicadores de sellos hidráulicos, porque no son capaces de detectar pequeños canales. Parte del problema está en que las herramientas convencionales estudian un arreglo vertical, sin embargo los problemas de adherencia deberían ser investigados circunferencialmente.

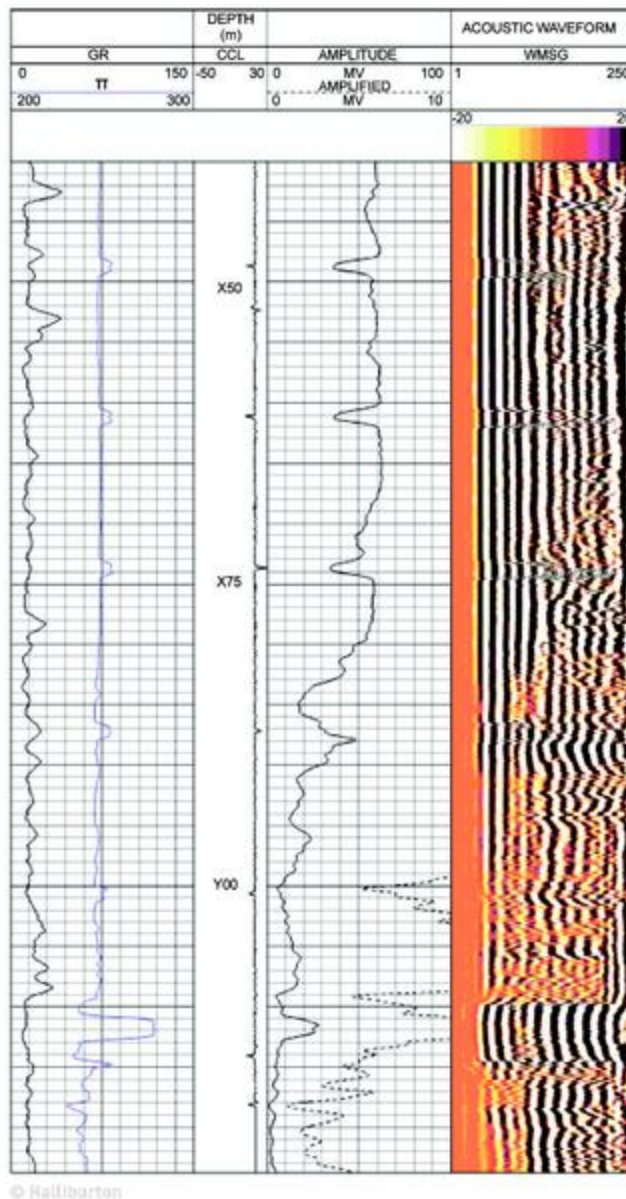


Figura 51 Registro de adherencia del cemento (CBL). Fuente: Halliburton.

La primera corrida de la imagen superior contiene el registro de rayos gamma (para correlacionar) y el tiempo de tránsito acústico. La segunda corrida contiene la curva de

amplitud y amplitud amplificada, la que indica la adherencia del cemento a la tubería de revestimiento. La sección 3 contiene la forma de onda, la cual indica la adherencia del cemento a la tubería de revestimiento al igual la adherencia del cemento a la formación. Líneas rectas en la forma de onda, junto con lecturas de amplitud grande, indican una adherencia pobre del cemento a la tubería. Existe una sección de tubería libre de cemento arriba de un aparente límite superior del cemento aproximadamente a X80 unidades de profundidad. A profundidades mayores, la tubería está bien adherida.

La herramienta CBL es similar en funcionamiento a la herramienta Sónica (sonic tool) a hueco abierto. Consta de un transmisor y dos receptores a distancias de 3 y 5 pies del transmisor. Al igual que con la herramienta de registro sónico las ondas compresionales u ondas P se utilizan para medir el tiempo de viaje desde el transmisor al receptor. La herramienta CBL no es compensada a diferencia de la herramienta sónica a hueco abierto. La centralización de la CBL es esencial para garantizar su operación. Con este fin, un centralizador de diámetro exterior que coincida con el diámetro interior de la carcasa debe estar siempre colocado en la herramienta CBL.

La señal de 3 pies desde el emisor hacia el primer receptor, principalmente medirá la adherencia del cemento al revestido. Si hay poco o ningún vínculo, la amplitud de la señal será muy grande. Si hay buena adherencia, la amplitud será muy pequeña. Esto se conoce comúnmente como el TT3 (Tiempo de viaje de 3 pies) o señal CBL (Registro CBL de Adherencia del cemento).

Una onda de compresión similar se medirá con la señal de 5 pies desde el emisor hasta el segundo receptor. La señal sin embargo se leerá más profundamente en la formación. Predominante medirá la adherencia del cemento a la formación. Al igual que para el TT3, una amplitud grande de la onda indicará una mala adherencia mientras que una amplitud lo contrario. Se conoce comúnmente como el TT5 (Tiempo de viaje de 5 pies) o señal VDL (Registro de Densidad Variable VDL).

### **Limitación del registro CBL**

El hoyo debe tener líquido en el pozo con el fin de que el acoplamiento acústico que se produzca.

El propósito de interpretar el registro CBL es asegurar el aislamiento de una buena zona sobre una formación productiva. Al ver la presentación de registro CBL un análisis cualitativo de la adherencia del cemento puede ser determinado.

**Referencias:**

[22] Bernt Sigve Aadnøy, 2010, "Modern well design", Book CRC Press/Balkema, Boca Raton, Isbn - 978-0-415-88467-9

[23] C.E. Dykes, H.P. Hopper, and R.G. Jones, 1989, "Development and implementation of a universal wellhead system," SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, USA

[24] Carl F. Boehm, 1986, "Severe environment 18¾-In., 15,000-Psi wellhead," Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA

[25] Cement bond logs (25 junio 2015) Recuperado el 10 julio 2015, de [http://petrowiki.org/Cement\\_bond\\_logs](http://petrowiki.org/Cement_bond_logs)

[26] Dan T. Mueller, and Ramy Nabil Eid, 2006, "Characterization of the Early-Time Mechanical Behavior of Well Cements Employed in Bibliography 155 Surface Casing Operations," IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA

[27] Erik B. Nelson, and Dominique Guillot, 2006, "Well Cementing"

[28] J.S. Britton, and G. Henderson, 1988, "Improving wellhead performance by programmed cement shortfall," SPE Drilling Engineering,

[29] Krishna Ravi, Ewout N. Biezen, Stephen C. Lightford, Ashley Hibbert, and Chris Greaves, 1999, "Deepwater Cementing Challenges," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas

[30] Phil Rae, and Gino Di Lullo, 2004, "Lightweight Cement Formulations for Deep Water Cementing: Fact and Fiction," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas

[31] Rabia, H.: Fundamentals of Casing Design, Graham and Trotman Ltd., London (1987).

[32] Shiva P Singeetham, 1989, "An Optimized Design of a Typical Subsea Drilling System for Fatigue Applications," Eighth International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, The Hague, The Netherlands

[33] W.A. Valka, and J.R. Fowler, 1985, "The design and analysis of a TLP subsea wellhead," Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA



## Capítulo 4.-Cargas involucradas en la tubería libre de cemento

Un pozo se compone de varios elementos tubulares que se pueden clasificar como soportes estructurales de carga. Si existe insuficiencia o incapacidad para crear el soporte estructural necesario de las cargas en partes superiores del pozo (tal como el cabezal) pueden existir consecuencias graves. La falla puede ser generada por una carga resultante que supera la capacidad de carga máxima de los componentes estructurales. Esta carga puede ser resultado tanto de cargas interiores (por ejemplo, presión) o de exteriores (por ejemplo, flexión).

Una condición de carga expresa que la presión y la temperatura constituyen el ambiente al cual la tubería está sujeta a un particular instante en la vida del pozo. Generalmente, es recomendable considerar como cargas aquellas situaciones que den lugar a las condiciones más críticas, con la idea de propiciar cargas que puedan ser soportadas por la tubería en todo momento. Esto produce que en algunos casos, por la misma situación de definir condiciones críticas, las tuberías quedan holgadas en cuanto a resistencia, debido a que nunca se presenten las condiciones críticas. Por lo tanto estas cargas deben considerarse lo más realista posibles para no dejar las tuberías demasiado holgadas, evitando esos gastos.

La distribución o perfiles de cargas es el factor clave para dictaminar la selección de materiales de los que estará construido el pozo que esté en fase de diseño.

Los sistemas de cargas que actúan en las tuberías de revestimiento son los siguientes:

- Incremento de la temperatura axial y circunferencial en el revestimiento.
- Relación de Poisson, cambios de longitud y efecto balón.
- Peso y flotación del revestimiento.
- Fuerzas de pistón en cambios de sección.

Los cálculos del sistema en equilibrio en estudio deben incluir: tensión efectiva, pandeo de la tubería, redistribución de fuerzas entre las sartas y límites en la presión anular debido a fugas hacia la formación o al venteo desde superficie. Muchos de estos efectos de carga son mutuamente dependientes; el equilibrio en el esfuerzo circunferencial del revestimiento y la presión anular se obtiene a través de una matriz de solución de todos los anulares y revestimientos juntos. La presión anular contribuye a las cargas axiales a través del efecto balón y pistón, tensión efectiva, etc. La complejidad del método de análisis claramente requiere el uso de computadoras por la necesidad de usar ciclos iterativos para su análisis.

Para llevar a cabo un correcto diseño de cierto pozo, un análisis de cargas es necesario. Cargas sobre la tubería de revestimiento resultan al correr la tubería, cementarla, operaciones de perforación subsecuentes, operaciones de producción y reparación del pozo.

#### **4.1 Condiciones de carga iniciales**

La situación inicial de carga que se presenta en una tubería influirá en gran medida el proceso de optimización de selección. Por lo tanto es obligatorio establecer el perfil de cargas axiales, de presión y temperatura inicial al que se ve sometido una tubería. Pero además, se deberá establecer el momento preciso para esta evaluación. En el caso de las tuberías de revestimiento se considera como situación de carga inicial aquella distribución de presiones, carga axial y temperatura después de cementada la misma, bajo la consigna de tener movimiento axial sólo en la sección de tubería libre de cemento. Una vez realizado lo anterior, se pueden simular bajo otros eventos de carga, la distribución de cargas que tendrán lugar, de tal manera que se obtenga la magnitud del cambio de cargas que experimentó la tubería, sumando algebraicamente la distribución inicial y la distribución para cada evento adicional. Lo anterior permitirá analizar el impacto que tiene cada escenario de carga en los efectos axiales que se manifiestan, por la característica elástica del material de los tubulares.

Las cargas que actúan en la tubería de revestimiento son principalmente de presión, de tipo mecánico y cargas térmicas.

Las cargas de presión son causadas por fluido que interactúa con las paredes internas de la tubería, el cemento y fluidos en la parte exterior de la tubería, las presiones que son inducidas desde superficie en operaciones de reparación o perforación y las presiones impuestas por la formación durante etapas de perforación y producción.

Las cargas de tipo mecánicas están asociadas con el peso de la tubería colgada, cargas de choque creadas durante la instalación de la tubería, cargas de los empacadores durante etapa de producción y reparación y cargas del colgador.

Los cambios de temperatura y las cargas resultantes de la expansión térmica son inducidos durante la perforación, producción y reparación, y estas cargas pueden causar esfuerzos de flexión/pandeo (buckling) y desplazamientos en segmentos sin cementar.

Un pozo será sometido a cargas externas e internas. Las cargas generadas por los fluidos del yacimiento serán internas, es decir, las presiones del yacimiento y la dilatación térmica durante la producción. Las cargas externas se impondrán de los alrededores. Típicamente las actividades iniciales de construcción, así como la instalación de las tuberías de revestimiento o las pruebas de presión durante las diferentes etapas y procesos en la vida productiva del pozo introducen cargas de magnitud significativa.

## **4.2 Efectos axiales**

En la industria, es común implementar la teoría analíticamente como soluciones de forma cerrada para casos de una sola tubería. Por ejemplo, existen métodos para calcular pandeo helicoidal con o sin fricción, pandeo resultante por patas de perro y cargas de presión en una combinación de tuberías. Desafortunadamente, todos estos son casos independientes. Sin embargo, en sistemas reales de pozos, existe pandeo con fricción con múltiples patas de perro con múltiples cambios de sección, así que las soluciones de una vía son inadecuadas y es necesario un enfoque general que incorpore los posibles efectos en el sentido axial y en el sentido radial (que será proporcionado por la presión), para después poder dar solución por un método iterativo.

Hasta mediados de 1980 el diseño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento se hacía con análisis uniaxial para los casos de cargas. Como cada esfuerzo era una sola dirección, los esfuerzos en los otros 2 ejes no era necesario de ser calculados porque su contribución al esfuerzo total se asumía que no era significativa.

Diseñadores empezaron a utilizar los esfuerzos biaxiales y triaxiales usando la teoría del esfuerzo equivalente de Von Mises. Esto hizo los diseños más certeros y sirve para evadir problemas con diseño uniaxial. Aunque requiere más cálculos, debido a que los esfuerzos en 3 direcciones tienen que ser obtenidos para cada caso de carga y no sólo en la dirección del esfuerzo de magnitud mayor. Además para tuberías sujetas de sus extremos (tuberías cementadas o con tubería de producción con empacador) el estado del esfuerzo axial para las condiciones de operación depende en factores tales como la expansión térmica y el hinchamiento, que ocurren después de cementar o colocar el empacador. Esto requiere por lo tanto un análisis de flujo térmico para cada caso de carga [DST (drillstem test), producción o inyección] para obtener los cambios relativos de temperatura y presión al momento de colocar cemento (o el empacador).

El diseño triaxial para casos de carga de operación involucra modelar el historial completa de cargas, desde que es corrida y cementada y hasta las condiciones de operación. Un análisis de toda la sarta es necesario cuando las tuberías tienen interacción entre ellas, los esfuerzos en una tubería afectan los esfuerzos en otra tubería del sistema.

Cuando una tubería interna (más pequeña) es colgada en el cabezal durante la instalación, el peso de flotación de la tubería de revestimiento es resistido por la compresión en la(s) tubería(s) externas a ella. Similarmente, cuando la tubería se calienta durante la producción, las fuerzas axiales resultantes son esfuerzos mutuamente redistribuidos en el cabezal. Por lo tanto, las tuberías de revestimiento están interconectadas en el comportamiento axial. Las tuberías son interdependientes con la expansión del fluido del anular en comportamiento de la carga radial.

Las condiciones de presión y temperatura presentadas durante los diferentes eventos en un pozo afectan las tuberías al modificar el estado de esfuerzos propios de la misma. En el estado de esfuerzos axiales estos cambios tienen un impacto más severo. La mecánica de materiales establece que un

cuerpo sujeto a un esfuerzo axial es su estado de esfuerzos al aplicarle una condición de carga diferente. Por lo anterior, se debe entender que una tubería que se introduce en el pozo, desde su corrida, va sufriendo alteraciones en las condiciones de carga de presión y temperatura. Por esto es de gran interés evaluar las transformaciones en los esfuerzos, particularmente en las cargas axiales. Los cambios que se presentan en los esfuerzos axiales son causados por las características de ductilidad con las que están fabricadas las tuberías. Es decir, tienen la capacidad de deformación elástica hasta los límites de cedencia del acero.

En la tubería de producción y en la sección libre de tubería de revestimiento por arriba del nivel de cemento, cambios en temperatura y presión tendrán los efectos más grandes en los componentes de carga de temperatura e hinchamiento. Las cargas axiales son calculadas por datos térmicos, geometría del agujero, estado mecánico del pozo y presiones anulares.

Varios tipos de cargas son posibles: Peso propio, fuerza de pistón en cambios de sección, fuerza pistón en extremo que estén fijos, efecto de Poisson (también llamado baloneo), fuerzas axiales térmicas y pandeo debido a la geometría del agujero o desviación durante la perforación.

La combinación de tipo de carga actuando depende en que tan fijo esté el extremo inferior. La tubería de revestimiento puede estar fija de ambos extremos (inferior o superior, fijo/fijo) o sólo de su extremo superior o inferior (fijo/libre). Las tuberías fija/fija incluyen tuberías cementadas y tubería de producción con empacador. La tubería fija/libre incluyen tie-backs sin cementar y tubería de producción deslizándose sobre el empacador. En este contexto las tuberías con extremo superior fijo se referirían al cabezal, sin embargo, el cabezal puede moverse libremente en el eje axial.

### **4.2.1 Interacción entre presión anular y la fuerza axial**

Hemos visto que la respuesta axial y radial involucra interdependencia entre las tuberías de revestimiento.

Presiones anulares contribuyen a la carga axial por efecto Poisson y fuerzas de efecto pistón y fuerza en extremo con tapa. Las presiones anulares determinan la tensión efectiva, la cual rige al pandeo, lo cual resulta en redistribución de fuerzas por los cambios de rigidez. El esfuerzo axial afecta la rigidez circunferencial de la tubería, la cual afecta las presiones de expansión del anular. Una solución correcta debería ser encontrada para todas éstas interdependencias.

Una vez que se calcula la redistribución de las fuerzas es necesario revisar las tuberías en cuanto a alguna posible falla por estallido, colapso, tensión y modelo triaxial. La mayoría de las tuberías tienen ductilidad y por lo tanto son capaces de disipar presiones de calentamiento por deformación plástica.

### 4.2.2 Redistribución de fuerzas axiales

Los pozos submarinos están fijados en la línea de lodos al tocar la tubería conductora cementada. Esto significa que para estos casos la tubería de revestimiento es axialmente independiente porque cualquier cambio de fuerzas en una tubería no puede ser transmitida a las otras tuberías del sistema. En una plataforma de tipo Jack-up, esto significa que cualquier cambio de fuerza en una tubería dada deberá de ser resistida por las otras tuberías de revestimiento. Este comportamiento es llamado redistribución axial de fuerzas.

Como el sistema es elástico se considerarán las mismas propiedades, sin embargo eso no es del todo real debido a que las propiedades térmicas del lodo cambian con la presión y la temperatura. Las propiedades térmicas del lodo de perforación varían con el tipo de lodo (base agua o base aceite) temperatura, presión, densidad y composición.

Durante la evaluación de los cambios axiales que experimenta una tubería, se han detectado 3 fenómenos o efectos axiales muy particulares que dan lugar a una alteración o modificación en el estado de esfuerzo axial en la tubería con sección libre de cemento en el espacio anular. Estos son:

- Pandeo/Flexión (Buckling)
- Balonamiento (Presión del anular)
- Efecto térmico.

Cada uno de ellos refleja una acción de carga axial adicional (tensional o compresional) que hay que considerar en el diseño de las tuberías. Para lograr lo anterior, se debe establecer una condición inicial o un estado inicial de esfuerzos, a partir de un tiempo cero. Es decir, representar la magnitud del estado de esfuerzos axiales generados por las condiciones iniciales de presión y de temperatura, bajo

o durante la ocurrencia de un evento en particular. Como condición de carga inicial de una tubería de revestimiento se ha establecido el estado de esfuerzos axiales posterior a la cementación de la tubería.

Una vez establecida la condición inicial, para cada evento de carga (que generan un cambio de presión y temperatura), se debe establecer el estado de esfuerzos axiales, modificado por la acción de los fenómenos axiales presentes. Cada nuevo estado de esfuerzos axiales, se analiza para aplicarlo con fines de seleccionar el tubo o tuberías más propicias para soportar estos cambios.

A continuación se describen los principales efectos axiales:

### **4.2.3 Pandeo (Buckling)**

Es la deformación mecánica que experimenta una tubería por la acción de las fuerzas compresionales desarrolladas sobre el cuerpo de la misma. Puede entenderse que existe un límite de fuerza compresional, similar al de una resistencia, para establecer el inicio de la deformación de pandeo de la tubería.

Por la forma y severidad del pandeo se han definido dos criterios: pandeo sinusoidal y helicoidal. Es importante mencionar que el pandeo es una deformación que puede hacer fallar a una tubería. Esto ocurre porque se generan grandes esfuerzos por flexión en forma simultánea, dada la curvatura que se alcanza por efecto del pandeo, una vez que se haya iniciado la deformación.

Este fenómeno es causado por la diferencial de presión ejercido fuera y dentro de la tubería de producción, a partir de ese diferencial de presión se tendrá una fuerza y ocurrirá cuando:

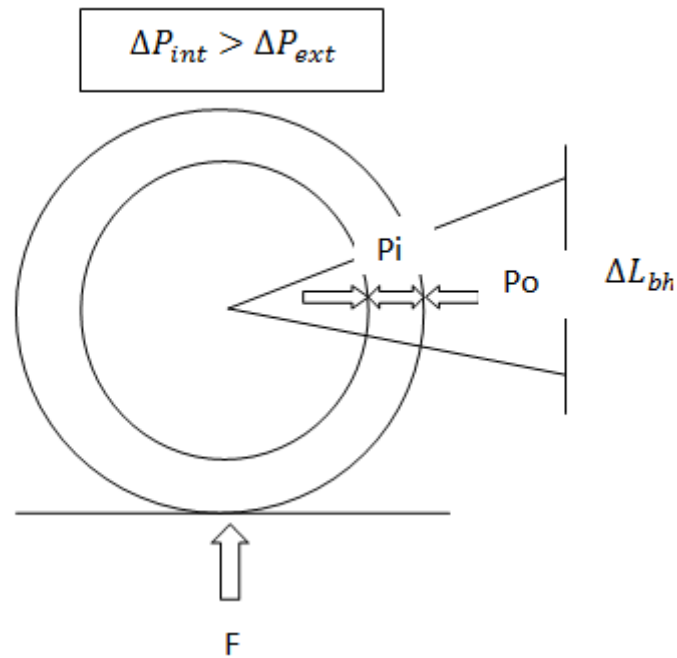


Figura 52 Representación gráfica del fenómeno de pandeo.

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

$$\Delta L_{\text{buckling hidr\u00e1ulico}} = \frac{-r^2 F_f^2}{96 E I W}$$

Donde:

$$r = \frac{d_{T.R.} - D_{T.P.}}{2} \text{ claro radial, pulgadas}$$

$F_f =$  fuerza ficticia, lbf

$$I = \text{momento de inercia a la tuber\u00eda} = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4), \text{ pulgadas}$$

$E =$  m\u00f3dulo de Young = 30,000,000 psi

$w =$  peso efectivo tubular en el fluido =  $w_s + w_i - w_o$

$$w_s = \frac{w_n}{12}, \frac{lb}{ft}$$

$$w_i = \frac{\rho_i A_i}{231}, \text{ psi}$$



$$\rho_i \left[ \frac{lb}{gal} \right]$$

$$A_i \text{ [pulgadas]}$$

$$w_o = \frac{\rho_o A_o}{231}, \text{ psi}$$

$$\rho_o \left[ \frac{lb}{gal} \right]$$

$$A_o \text{ [pulgadas]}$$

$$A_o = 0.7854 D^2$$

$$A_i = 0.7854 d^2$$

Signo	Existe	Efecto
+	€	<b>Buckling hidráulico</b>
-	∄	<b>Buckling hidráulico</b>

### Influencia no lineal de pandeo

Las condiciones críticas de pozos como son: profundidad, alta presión y alta temperatura, requieren de un análisis y diseño seguro de las sartas de tuberías, tanto de revestimiento como de producción, ya que tales pozos son frecuentemente diseñadas al llamado factor de diseño límite.

El pandeo puede ser un problema severo en pozos no cementados, hasta la superficie o en pozos cementados de mala manera. El pandeo reducirá el incremento de temperatura permitido a un valor menor que el calculado para una carga compresiva uniforme.

El pandeo helicoidal es un parámetro importante en un análisis de diseño. Éste, genera una influencia y el grado en que esto introduce una no linealidad en la rigidez de un sistema con pozo revestido es una consideración importante.

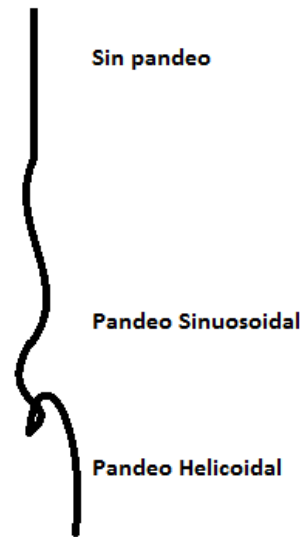


Figura 53 Representación de los posibles casos de pandeo en una tubería.

Este fenómeno inicialmente fue investigado por Lubinski, primero por la derivación del conocimiento de la relación hélice/fuerza del pozo. Aunque recientemente mucho trabajo se ha hecho en el análisis del fenómeno de pandeo, el resultado básico de Lubinski ha demostrado ser esencialmente correcto (Mitchell, 2005). Se han escrito varios artículos relacionados con el tema, los trabajos de Greenip (1977) y los nuevos enfoque que buscan hacer un balance entre la teoría y la practica encabezados por Rahman y Chilingarian (1998), Gordon (2003).

En el caso de pandeo helicoidal, la deformación elástica se ve aumentada por un componente adicional debido a esfuerzos de pandeo. Esto cambia la relación fuerza-desplazamiento de la tubería pandeada, de modo que la rigidez de la tubería se modifica a una rigidez efectiva.

Lubinski (1962) estableció una solución conocida para esfuerzos de pandeo basada en el paso de la hélice y la relación del terreno de juego a la carga de conducir. En el caso más simple de una tubería sin peso y en ausencia de presiones causadas por fluido, la siguiente ecuación es derivada:

$$\epsilon_B = \frac{F r_c^2}{4 EI}$$

Donde  $r_c$  es holgura (distancia) radial,  $I$  es el momento de inercia de la sección transversal de la tubería de revestimiento y  $F$  es un esfuerzo aplicado de compresión mecánica. La suposición fundamental para la ecuación de Lubinski es correcta para un tubo de diámetro interior uniforme sin

peso (ligero), tubo concéntrico redondo; aunque todos los tubos tienen peso, pero éste es mínimo comparado con la fuerza externa aplicada; sin embargo, la longitud total de la sarta en un pozo puede ser muy grande, por lo que este peso no puede descartarse sobre todo en pozos donde se requieren tubos de gran espesor.

En el caso general de tuberías sujetas a los fluidos anulares, el pandeo helicoidal y el esfuerzo resultante se rige por la “*fuerza de pandeo eficaz*”, según Lubinski variará a lo largo de la longitud de cada tubería, esto basado en el peso incremental de la tubería, cambios en la geometría, presiones del fluido y cualquier carga mecánica aplicada. Por lo tanto, un cálculo exacto de desplazamiento requiere una integración de deformación total a lo largo de la longitud de cada tubería y por lo tanto requiere una implementación numérica.

Para sargas de revestimiento exteriores, las cuales dominan la rigidez compuesta sistema y el desplazamiento en la cabeza de pozo, la variación en el peso de los revestimientos y las presiones de fluido a lo largo de la longitud de tubería libre tenderán a ser pequeños en relación con grandes cambios en las cargas aplicadas al cabezal del pozo.

En este contexto, una evaluación de la influencia del pandeo en el sistema de cargas y desplazamientos puede ser inferido basado en la próxima ecuación. Para una tubería de revestimiento dada en el estado de pandeo, si la carga axial  $F$  en la cabeza de pozo domina el perfil global de la carga, entonces la deformación total es más o menos aproximada por la siguiente ecuación:

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L} \approx \frac{F}{EA} + \frac{P r_c^2}{4 EI}$$

La rigidez efectiva  $k_b$  de la tubería de revestimiento se deduce de la ecuación anterior

$$\frac{1}{k_b} \approx \frac{1}{k} + \frac{L r_c^2}{4 EI}$$

Para tuberías OCTG comunes y longitudes típicas de sección de tubería, la relación  $\frac{k_b}{K}$  calculada anteriormente es del orden del 92% al 99%. Esto sugiere que para grandes cargas sobre el sistema de cabeza del pozo, el pandeo estará limitado a un efecto de segundo orden.

### **Influencia de pandeo en un cabezal submarino**

Los sistemas de cabezales de pozo submarino son reconocidos por tener una conexión soldada entre sarta de revestimiento y los alojamientos del conductor y del cabezal. Esto significa que cualquier sistema de cabezal de pozo tendrá al menos dos soldaduras de soporte de carga, normalmente soldaduras en forma de circunferencia.

La tubería de revestimiento conductora puede a veces ser referida o conocida como la tubería estructural o tubería de revestimiento de baja presión. El supuesto en el diseño del cabezal del pozo es que la tubería de revestimiento más externa, la conductora, que está unida al alojamiento de la tubería conductora mediante soldadura, es el componente de soporte de carga primaria de un pozo. Como consecuencia, la siguiente en la secuencia de revestimiento, la tubería de revestimiento superficial, soldada al alojamiento del cabezal del pozo de forma similar, debería de estar sin efecto alguno de cargas más de las cargas de flexión generadas por el pozo. Este supuesto implica que las dos sartas de revestimiento concéntricas se comporten como una viga mixta. Cualquier estructura fuera el conductor suma una rigidez de forma general al pozo. Tales estructuras podrían ser tuberías de lavado o una plantilla. La rigidez de estos componentes con sus propiedades de cimentación introducirá un soporte lateral al conductor justo por encima de nivel de línea de lodos. Este soporte lateral resistirá una habilidad de los sistemas de cabeza de pozo a curvarse.

Como un pozo submarino experimenta pandeo tenderá a girar con la fuerza de flexión. La resistencia global a esta rotación será proporcionada por la resistencia inherente a la flexión de cada elemento estructural. Componentes primarios que soportan cargas son la tubería conductora y la tubería de revestimiento superficial. El alojamiento del cabezal de pozo es directamente conectado con el BOP y será el receptor de cargas externas de flexión. La tubería de revestimiento superficial es soldada al alojamiento del cabezal del pozo y se cargará por la rotación del alojamiento del cabezal de pozo y la rotación global del pozo.

De la siguiente figura podemos ver que el alojamiento del cabezal del pozo necesita una carga de flexión aplicada para generar un cierto grado de rotación para encajar, hacer contacto mecánico lateral con el alojamiento/vivienda del conductor. Mientras esto ocurra las tuberías de revestimiento conductora y la superficial intentarán resistir las fuerzas de flexión como un solo cuerpo rígido bajo las influencia de más cargas, Valka y Fowler [33] discuten este comportamiento en un cabezal de pozo submarino.

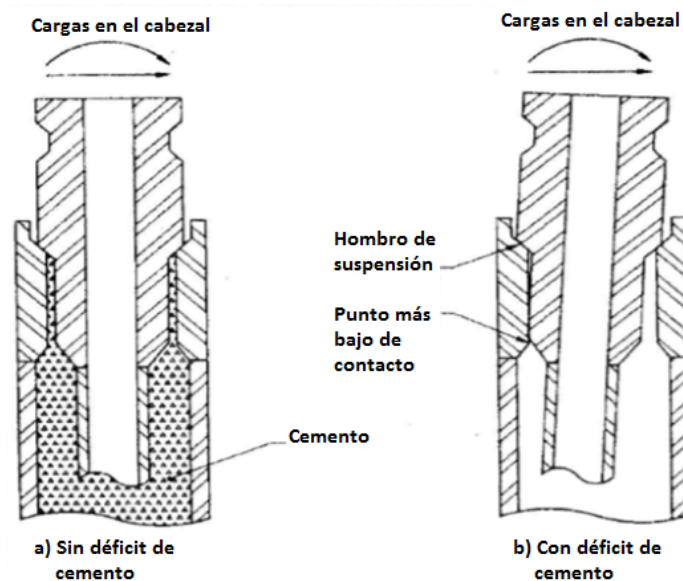


Figura 54 Ilustración de un cabezal rotando bajo pandeo. Fuente: SPE por Britton y Henderson, 1998. (modificada por el autor).

Se puede ver la imagen anterior como una relación entre la carga de flexión aplicada y la tensión en la tubería superficial (debido a la curvatura de flexión).

La tubería de revestimiento superficial soldada a la parte inferior del alojamiento del cabezal de pozo se puede doblar fuera del plano vertical, se mantendría en su lugar por la presencia del apoyo lateral del cemento, si es que existe.

Es aquí donde recae la importancia de una correcta operación de cementación para que el nivel de cemento sea el óptimo.

En términos prácticos la tubería de revestimiento superficial tendrá que introducir ligeras deformaciones para que después la tubería de revestimiento conductora comience a recibir carga de flexión.

Varios autores han indicado que un movimiento relativo entre la tubería de revestimiento superficial y la sarta conductora se presentará siempre y cuando una acción de flexión del cabezal del pozo se presente [15, 28, 33].

Un nivel de cemento por debajo del nivel de línea de lodos hace que la tubería de revestimiento superficial sea más flexible, permitiendo un punto de doble contacto entre el cuerpo del cabezal y el alojamiento del conductor mediante cargas aplicadas de baja magnitud. Cargas de magnitud mayor a la necesaria para generar un contacto son divididas entre la tubería superficial y la conductora, quedando soportando mayor porcentaje de la carga la tubería conductora. La efectividad del déficit de cemento programado depende en las cargas aplicadas, las propiedades de rigidez del suelo y la tendencia a levantamiento del pozo que presente el mismo.

### **Componente generada por el riser**

En realidad hay una necesidad de llevar a cabo trabajos y operaciones a través del “riser” de perforación en la mayoría de los pozos submarinos durante su vida productiva. Tales intervenciones pueden ser necesarias para incrementar la recuperación de petróleo o para rectificar los problemas, por ejemplo algún tipo de fuga. Cuando una intervención al pozo es llevada a cabo con un riser y BOP en la parte superior del árbol de válvulas submarino la fuerza de flexión en la cabeza del pozo aumentará. La altura vertical del árbol de válvulas submarino se sumará a la altura de los preventores instalados sobre el cabezal del pozo, incrementando así la fuerza de corte junta en la articulación de flexión del riser (flex joint) y a su vez doblando del brazo de palanca.

La tensión del riser tendrá una componente horizontal y depende del ángulo de la articulación de flexión inferior. Con el aumento de los ajustes de tensión para las plataformas de aguas profundas este componente horizontal aumentará también.

Una diferencia importante entre la tubería de revestimiento superficial y la tubería conductora es que esta última tiene interacción con el suelo. Otra diferencia es que la tubería de revestimiento superficial

recibe cargas externas del riser directamente y a su vez reacciona y transmite fuerzas y cargas al conductor, ya sea a través de interfaces mecánicas o por medio de cemento

### **Problemas del pandeo helicoidal**

Para evitar el pandeo helicoidal, una recomendación práctica es tensionar el 80% de la tubería en la sección libre de cemento, es decir desde la cima de cemento hasta la cabeza.

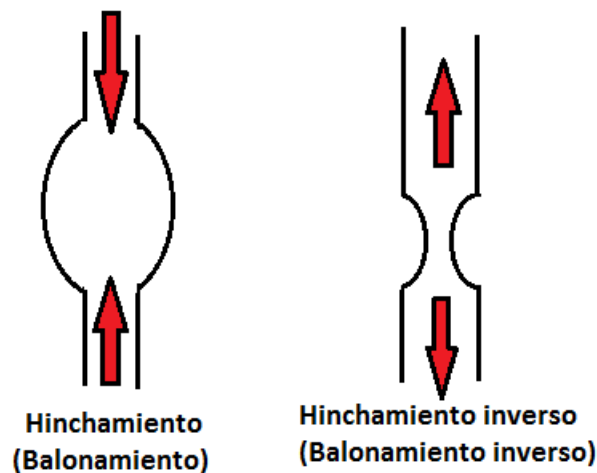
Para las operaciones de producción a alta temperatura, las tuberías sujetas a pandeo más intenso son las tuberías de revestimiento interiores y la tubería de producción debido a su mayor longitud libre y la proximidad a las temperaturas y presiones de los fluidos producidos. Por lo tanto, la carga de compresión y la consiguiente deformación por pandeo que implica un desplazamiento uniforme de la cabeza del pozo es mayor para estas tuberías. *Sin embargo, debido a su pequeña contribución a la rigidez compuesta del sistema, cualquier pandeo de estas tuberías internas no tendrá impacto significativo en el desplazamiento de la cabeza del pozo.* Para las operaciones de matar al pozo o de inyección donde se enfría significativamente el pozo, la tubería de revestimiento superficial que está libre en el interior de la tubería conductora puede ser un miembro primario de soporte de carga que está sujeto a pandeo. Sin embargo, en configuraciones típicas así, la tubería de revestimiento superficial suele ser la tubería más corta en términos de longitud libre por encima del tope de cemento. La relativamente corta tubería de revestimiento superficial limitará el impacto de deformación por pandeo en el desplazamiento global.

#### **4.2.4 Hinchamiento (Balonamiento)**

El fenómeno de las presiones anulares (Trapped Annular Pressure o Annular Pressure Buildup en inglés) ha sido estudiado por más de dos décadas y aún sigue en investigación.

Estas presiones de expansión del fluido en la sección libre de cemento del espacio actuarán de la misma forma que el fenómeno de hinchamiento en la tubería de revestimiento, a su vez generando una contribución a la carga, un esfuerzo y una deformación de la misma.

El hinchamiento es el efecto natural que presentan las tuberías por “inflación” o “desinflación”, que se manifiestan por efectos de cambios en la presión interna y externa. Es una medida de la deformación elástica propia del acero, el cual induce esfuerzos tensionales y compresionales en la tubería. Es decir la tubería se contrae o se elonga longitudinalmente, cuando ésta está confinada o sin movimiento libre. Se dice que existe hinchamiento cuando la presión interna que actúa en la tubería es superior a la presión externa. Esto es semejante al proceso que se presenta para estallar una tubería. Sólo que en este caso se refiere al momento en que se alcanza el nivel de cedencia del material. Las condiciones elásticas del material generan elongaciones longitudinales que dan lugar a una deformación tipo globo (de ahí su nombre en inglés, ballooning) en la sarta de tubería.



*Figura 55 Variantes del fenómeno de hinchamiento.*

Se dice que existe “hinchamiento inverso” cuando se presenta el efecto de “desinflación”, causado por los cambios de presión externa que son superiores a la presión interna prevaeciente en la tubería. Estos cambios que se manifiestan en la tubería, pueden evaluarse como un esfuerzo axial adicional al estado de esfuerzos presentes antes de la generación de este efecto.

En la construcción de pozos de petróleo y gas se presentan espacios anulares entre las tuberías de revestimiento que lo componen. Cuando el cemento no circula de regreso a superficie, los fluidos de perforación o los fluidos del bache espaciador se quedan atrapados en el espacio anular entre el cabezal y el límite superior de la columna de cemento. Los espacios anulares generados, ya sean de acuerdo al programa o de manera involuntaria, podrían estar confinados o no dependiendo de las longitudes de los revestimientos involucrados y los topes de cemento alcanzado; se entiende por un



espacio anular confinado aquel donde el tope de cemento queda solapado entre los dos revestimientos, y como no confinado aquel donde el tope de cemento se ubica por debajo de la zapata del revestimiento externo quedando parte del anular en contacto con el agujero descubierto.

Durante la producción la transferencia de calor de los fluidos producidos hacia las sartas de revestimiento causa que el fluido entrampado en los espacios anulares incremente su presión. Estos aumentos de temperatura pueden provocar la expansión térmica de los fluidos en la tubería de revestimiento y del espacio anular. Si el espacio anular es aislado, la presión creada por la expansión del líquido puede resultar en una magnitud importante y causar cargas de colapso y estallido (burst), ésta presión puede exceder la resistencia al colapso de la tubería de revestimiento resultando en una falla.

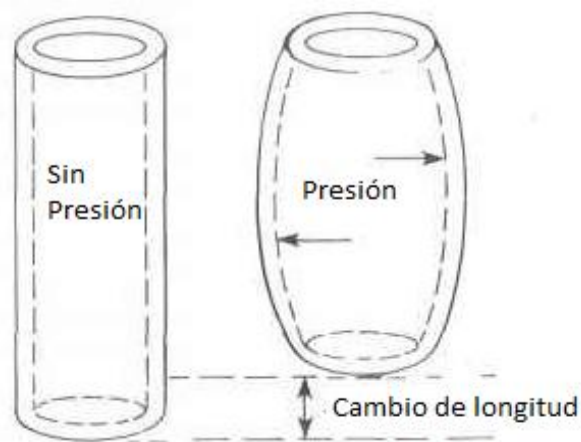


Figura 56 Ejemplo de hinchamiento. Fuente: SPE 89775, por Patillo (modificada por el autor).

En muchos casos, estas cargas no necesitan ser incluidas en el diseño debido a que la presión puede ser purgada a través de orificios de salida del cabezal en la superficie. En otros, el acceso fácil a los cabezales en los pozos de tierra firme permite a los operadores el monitoreo y despresurización frecuentes de estos anulares, pese a esta ventaja, la liberación de estos fluidos al medio ambiente genera problemas adicionales. Por otra parte en los pozos submarinos no se puede acceder al espacio anular una vez que el colgador de tubería de revestimiento ha sido colocado y en este caso, la presión de expansión de fluido anular debe ser considerada durante la etapa de diseño requieren un cuidadoso diseño de tuberías de revestimiento o bien de la terminación del pozo.

El aumento de presión también influirá en los perfiles de carga axiales de las sartas de revestimiento y tubería de producción debido a los efectos de presión de estallido (burst).

Estas presiones siempre están presentes en los pozos una vez que son disparados y alcanzan condiciones estables de producción, y en la mayoría de los casos se atribuyen a malos trabajos de cementación, que son incapaces de aislar los fluidos dentro de la formación. El problema de interés es el incremento de la presión en los espacios anulares debido a su calentamiento el cual también se debe tomar en cuenta para el diseño de pozos de alta presión y alta temperatura.

Estudios teóricos han demostrado que un fluido confinado (agua) sometido a una expansión térmica puede aumentar su presión en el orden de 80 a 150 psi por cada °F de incremento en temperatura y que el agua confinada puede llegar a generar hasta 10,000 psi de presión.

El fluido que queda atrapado en el espacio anular pudiera ser el fluido del frente lavador (base agua), usado con la lechada de cemento o una combinación de éste último con el lodo de perforación utilizado para perforar esta etapa.

En las operaciones de cementación se usan las lechadas de acuerdo a la etapa en que se esté trabajando; por lo general se bombea un bache de agua o a base de agua como frente lavador previo a la lechada de cemento. Esto implica que el fluido atrapado en el anular una vez finalizada la cementación, es una mezcla de lodo y agua dependiendo del nivel que alcance el tope de cemento. Tiene interdependencia con el eje axial, es necesario buscar un equilibrio. Este efecto no sólo es causado por el fluido del anular, de hecho es causado por dos diferentes efectos: La expansión volumétrica de los fluidos anulares y la expansión circunferencial de las tuberías de revestimiento. Como el sistema es elástico, la presión total puede ser obtenida por la superposición de los dos casos ya mencionados.

Los sistemas de cargas que actúan sobre el fluido que está en el espacio anular son:

- Presión hidrostática
- Presión por calentamiento
- Presión impuesta en superficie.

La presión generada está en función del volumen de fluido en el anular, del incremento de la temperatura en el fluido, del factor de compresibilidad del fluido y del espacio libre disponible en la geometría anular.

La fuerza producida por el efecto de hinchamiento está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta F_{hinchamiento} = 2\vartheta(\Delta p_i A_i - \Delta p_o A_o) + \vartheta L g_c (\Delta \rho_i A_i - \Delta \rho_o A_o)$$

Donde:

$\Delta F_{hinchamiento}$  : Fuerza de incremento debido al efecto de hinchamiento,  $lb_f$ .

$\vartheta$  : Relación de Poisson (0.30 para el acero).

$\Delta p_i$ : Cambio en la presión interna superficial,  $psi$ .

$A_i$ : Área seccional asociada con el diámetro interno de la tubería,  $in$ .

$\Delta p_o$ : Cambio en la presión externa superficial,  $psi$ .

$A_o$ : Área seccional asociada con el diámetro exterior de la tubería,  $in$ .

$L$ : Longitud de tubería libre de cemento,  $in$ .

$g_c$ : Constante gravitacional,  $1 \frac{lb_f}{lb_m}$ .

$\Delta \rho_i$ : Cambio en la densidad del fluido interno a la tubería,  $lb_m/in^3$ .

Y

$\Delta \rho_o$ : Cambio en la densidad del fluido exterior a la tubería,  $lb_m/in^3$ .

Técnicas de mitigación de presiones en el anular incluyen VIT, la utilización de tuberías de revestimiento de pared gruesa, baches separadores a base de nitrógeno, discos para evitar el hinchamiento (burst disk), espuma deformable, dejar corto el nivel cemento de la zapata, etc.

### 4.2.5 Efecto térmico

Durante un DST (Drillstem test), actividades de inyección o durante la producción, las tuberías se calientan y se elongan. Las tuberías internas, en caso de estar libres, se expandirán más porque son más largas y tienen mayores incrementos de temperatura. Por el mismo argumento, la tubería exterior será la que se expandirá menos. Las tuberías no están libres, de cualquier forma están unidas en el cabezal. Debido a esto, las tuberías internas desarrollan fuerzas compresivas, las cuales son balanceadas por esfuerzos de tensión en la tubería externa.

La tubería superficial evita que el cabezal se desplace y por lo tanto existe una carga axial tensional en el cabezal debido a éste. Cuando el cambio de temperatura es positivo las tuberías internas a la superficial empujan el cabezal y sufren compresión. La tubería superficial estará en tensión después del incremento de temperatura.

Durante algunas actividades como la inyección de vapor la tubería de revestimiento tiende a elongarse, como está fija a ambos extremos esfuerzos compresivos ocurrirán en proporción al cambio de temperatura. Si el esfuerzo de compresión no excede la resistencia a la cedencia, no existirán daños a la tubería. A temperaturas más altas, los esfuerzos térmicos excederán la resistencia a la cedencia y la tubería se deformará plásticamente. El proceso de enfriamiento (durante fases de inyección o durante reparaciones) no es reversible debido a que la estructura de acero cambia su cedencia. La temperatura de la tubería de revestimiento será mayor que la temperatura en el punto neutro. La tendencia del pozo a regresar a la temperatura del yacimiento causa que la tubería quede en tensión. Fallas en las juntas pueden ocurrir si la carga tensil excede la resistencia de la carga de acoplamiento durante el enfriamiento.

Si el incremento de temperatura es suficientemente grande, la compresión térmica en las tuberías internas puede sobrepasar el peso propio de la tubería y la fuerza total axial puede convertirse en un esfuerzo compresivo. Esto trae un punto importante, si las fuerzas axiales efectivas se hacen compresivas, la tubería se pandeará helicoidalmente, lo que reduce la

rigidez axial porque el pandeo causa un incremento adicional de longitud sobre el acortamiento elástico.

La temperatura a la cual se exponen las tuberías en el interior del pozo es importante para la estimación de las cargas axiales. Estas cargas se producen por el cambio de temperatura que experimenta la tubería al someterse a diferentes eventos de carga. La carga axial generada por el cambio de temperatura debe considerarse únicamente en la sarta que está con movimiento axial libre; es decir, en aquel tramo de tubería que no está restringida en movimiento lateral, aquel tramo de tubería que no tiene cemento a sus costados. La cantidad de la sección libre de cemento dependerá de la práctica de cementación, el número y la distribución de deslaves y la desviación del agujero.

A continuación la explicación del fenómeno de dilatación térmica (elongación térmica)

Los cambios de longitud y las deformaciones no son sólo causados por efectos mecánicos, además, un cambio de temperatura genera los mismos efectos. Llamamos *dilatación* al cambio de dimensiones que experimentan cuerpos cuando se les varía la temperatura, permaneciendo presión constante. Para comprender la dilatación, es conveniente visualizar el fenómeno a nivel microscópico. Un incremento de temperatura implica, normalmente, un aumento de las distancias interatómicas (y por tanto, una dilatación) debido al incremento de la vibración térmica de cada uno de los átomos. Para temperaturas en los rangos comunes de la naturaleza, los átomos vibran respecto a sus posiciones de equilibrio con una amplitud aproximada de  $10^{-11}$  m y una frecuencia de  $10^{13}$  Hz. La separación promedio entre los átomos es del orden de  $10^{-10}$  m. Si imaginamos un sistema sencillo formado por dos átomos enlazados, a  $0^\circ\text{K}$  el sistema es estático, no hay vibración térmica y los centros de los átomos se encuentran a una distancia determinada  $d_0$ .

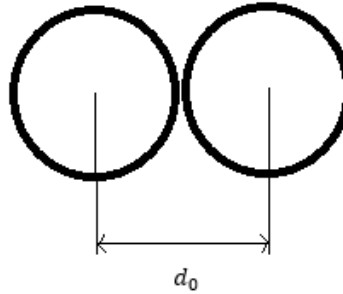


Figura 57 Representación de la separación promedio entre átomos

Al aumentar la temperatura, los átomos vibran alrededor de posiciones de equilibrio, y por tanto, la distancia promedio entre los dos centros ( $d_1$ ) es mayor y el sistema dilata. En la siguiente figura, para simplificación se ha representado una vibración esférica alrededor del centro, por bien que en realidad no tiene esta forma). Intuitivamente, es fácil imaginar que a mayor temperatura, más amplia es la vibración, y más grande la distancia entre los átomos, con el límite de estabilidad del sistema.

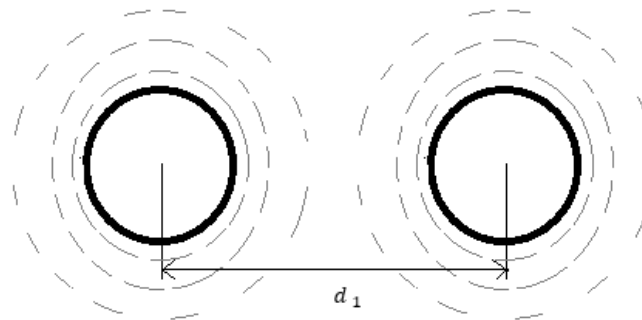


Figura 58 Representación del fenómeno de distanciamiento por vibración.

Cabe la pena mencionar que los modelos microscópicos presentados son una simplificación de un fenómeno mucho más complejo, que puede tratarse con mayor detalle al relacionar la termodinámica y la teoría cuántica.

Experimentos demuestran que la deformación térmica,  $\varepsilon_T$ , es proporcional al cambio de temperatura,  $\Delta T$ , si la temperatura es cambiada uniformemente a lo largo de la longitud de la barra y en su área seccional.

$$\varepsilon_T = \alpha_T \Delta T$$

El factor proporcional  $\alpha_T$  es llamado *coeficiente de expansión térmica*. Es una constante del material y sus unidades son  $1/^\circ\text{C}$ . En este trabajo se utilizará el coeficiente térmico con valor de  $66.9 \times 10^{-6} / ^\circ\text{F}$  (sistema inglés de unidades) o bien,  $1.24 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$  (sistema métrico). A continuación se presenta una tabla con los valores del coeficiente de expansión térmica para diferentes materiales:

Material	Coeficiente de expansión térmica, $\alpha_T, 1/^\circ\text{C}$ .
Acero	$1.2 \times 10^{-5}$
Aluminio	$2.3 \times 10^{-5}$
Concreto	$1 \times 10^{-5}$
Madera	$2.2 \times 10^{-5} - 3.1 \times 10^{-5}$
Hierro fundido	$0.9 \times 10^{-5}$
Cobre	$1.6 \times 10^{-5}$
Latón	$1.8 \times 10^{-5}$

Tabla 3 Coeficiente de expansión térmica para diversos materiales.

Por lo tanto, el esfuerzo axial generado por un cambio de temperatura, el cual es llamado *esfuerzo térmico axial*, estos podrían causar deformaciones importantes, e incluso a rotura de la material en estudio. El esfuerzo térmico estará dado por:

$$\sigma_T = \alpha E_T \Delta T$$

Esto significa que la elongación será aproximadamente 8 pulgadas por cada 100 pies por cada 100 grados Fahrenheit de incremento de temperatura.

Así mismo el cambio de longitud de la barra causado por el cambio de temperatura, el cual es llamado *dilatación térmica*, estará dado por:

$$\Delta L = \alpha_T (\Delta T) L$$

Y a su vez, de la definición de esfuerzo, obtenemos el cambio de fuerza axial debido al cambio de temperatura  $\Delta T$ , y estará dado por:

$$\Delta F_{temperatura} = -\alpha E A_s \Delta T$$

Donde:

$\Delta F_{temperatura}$ : Fuerza de incremento por efecto del cambio de temperatura,  $lb_f$ .

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación térmica,  $6.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ F^{-1}$  para el acero).

$E$ : Módulo de Young ( $3.0 \times 10^7$  psi para el acero).

$A_s$ : Área seccional de tubería,  $pulgada^2$ .

$\Delta T$ : Cambio promedio de temperatura en la sección libre de cemento,  $^\circ F$ .

Si el cambio de temperatura no es el mismo a lo largo toda la barra, dependerá de la ubicación y representará una deformación local:

$$\varepsilon_T(x) = \alpha_T \Delta T(x)$$

El cálculo de esfuerzos causados por un incremento de temperatura en el cemento involucra parámetros adicionales, tales como densidad, calor específico, conductividad térmica y el coeficiente expansión térmica de varios materiales.

Los cambios de temperatura y las cargas de expansión resultantes son inducidos en tuberías de revestimiento por operaciones de perforación, producción y reparación del pozo, y estas cargas pueden causar esfuerzos de expansión y de flexión/pandeo (buckling) en intervalos sin cementar.

La temperatura tiene un efecto de deterioro en las propiedades mecánicas del acero. Dentro del rango de temperaturas común para el campo petrolero, la cedencia, el máximo esfuerzo



y el módulo de Young, disminuyen cuando se incrementa la temperatura. El coeficiente de expansión térmica aumenta cuando se incrementa la temperatura. La relación de Poisson se ve afectada ligeramente por la temperatura.

Cuando se analiza el efecto de la temperatura en un diseño, se deben considerar todos los cambios que éste causa. La resistencia del tubo es menor cuando la temperatura incrementa junto con el efecto inverso de incrementar la cedencia y el máximo esfuerzo. Por otra parte, la carga a la cual la tubería está sujeta puede disminuir, dependiendo del módulo de Young, la relación de Poisson y el coeficiente de expansión térmica.

Por ejemplo, colocar un tubo en un ambiente caliente puede disminuir su resistencia a la presión diferencial por la disminución de su esfuerzo a la cedencia. Sin embargo, el incremento en la compresión axial inducido en la sarta, el cual es proporcional al módulo de Young y al coeficiente de expansión térmica, incrementará, así una porción de la resistencia decrecerá después de colocada la tubería.

Los cambios de temperatura causarán aumentos o disminuciones en la tensión de la sarta de tuberías, esto debido a la contracción térmica y la expansión, respectivamente. El aumento de la carga de tensión axial, a causa de bombeo de fluido frío en el pozo durante un trabajo de estimulación, puede ser el criterio crítico de diseño axial. En contraste, la reducción de la tensión durante la producción, debido a la expansión térmica, puede aumentar el pandeo y posiblemente resultar en compresión en la cabeza del pozo.

Los cambios de temperatura no sólo afectan a las cargas, también influyen en la resistencia de carga de tuberías de revestimiento y de la tubería de producción. El límite elástico del material de la tubería se reducirá ligeramente a medida que aumenta la temperatura, y que éste a su vez reduce la resistencia a los fenómenos de estallido (burst), colapso y a los esfuerzos axiales.

Además, la expansión térmica por ser proporcional a la distancia medida/recorrida (MD) involucra dividirla por  $\cos\phi$

$$\varphi = \cos^{-1} \frac{\Delta TVD}{\Delta MD}$$

#### 4.2.6 Despegue del cabezal del pozo (Wellhead lift-off)

Si la capacidad de bloqueo del cabezal no puede soportar el efecto del cambio de temperatura, la fuerza térmica se liberará y por consecuencia el cabezal se levantará de los hombros de aterrizaje (nichos de soporte o aterrizaje).

A menudo, en la fase de construcción del pozo, la cabeza del pozo y el sistema de sartas de revestimiento se posicionan temporalmente en el conductor externo, que es de independiente y visto de otra manera, sin ataduras. Esto puede hacerse por medio de un conjunto de anillos de carga o una placa de base temporal. Durante operaciones que involucran pruebas de presión al pozo o durante la producción del mismo, las condiciones térmicas dan como resultado que las tuberías de revestimiento interiores sufran una expansión de tal manera que el sistema de la cabeza de pozo se despegue del conductor. En este caso, la carga primaria se transfiere a la tubería de revestimiento superficial que se encuentra inmediatamente en el interior del conductor.

Durante operaciones posteriores de inyección u operaciones para matar al pozo, el sistema de la cabeza del pozo puede una vez más establecerse sobre el conductor externo. Aunque el despegue de la cabeza del pozo y la transferencia de la carga a la tubería superficial no suele ser un evento crítico, hay situaciones prácticas donde esto puede convertirse en un problema de diseño importante. Por ejemplo, una colocación apropiada de un centralizador por debajo de la cabeza del pozo debe tener en cuenta el máximo espacio libre después del despegue del cabezal de modo que la de sección libre de tubería de revestimiento superficial interior al conductor no esté expuesta a momentos de flexión inaceptables por la estructura.

Otra cuestión importante a tomar en cuenta en campo es considerar la capacidad de carga de la tubería superficial después de ocurrido el despegue ya que podría estar sujeta a problemas de integridad, tal y como lo es daño de la pared debido al desgaste o corrosión.

Los eventos donde existe despegue del cabezal representan un cambio radical en la rigidez del sistema y un cambio en la configuración subyacente del mismo. A fin de incorporar un evento de despegue de cabeza en el modelo conjunto de sartas de revestimiento, los estados de carga finales de ambos sistemas y el conductor desacoplado deben determinarse. La distancia final entre la brida del conductor y el cabezal del pozo debe ser verificada, esa será el desplazamiento total.

Aunque la cabeza del pozo no se encuentre bloqueada abajo en la brida del conductor, la tensión aplicada por los tubulares interiores aumentará la carga de contacto con dirección hacia abajo de la cabeza del pozo sobre el conductor. Por lo tanto, el sistema físico funciona de la misma manera como si el cabezal del pozo estuviera bloqueado. Cabe señalar que un factor importante que impulsa eventos de despegue del cabezal es la expansión térmica inducida de las tuberías de revestimiento interiores del pozo. La diferencia de temperatura entre los estados térmicos iniciales y finales impulsará gran parte de los desplazamientos de la cabeza para un pozo en operación. McSpadden y Glover (2008) muestran la suposición de usar temperaturas geotérmicas inalteradas frente a las temperaturas al cementar (que son obtenidas mediante simulación) y como el estado inicial de las tuberías de revestimiento alterará la importancia relativa de las cargas generadas por producción de fluidos calientes en comparación con cargas de inyección en frío.

### **4.3 Cambio axial total**

Los efectos axiales mencionados anteriormente: pandeo, hinchamiento y efecto térmico dan lugar a un cambio significativo en el estado de esfuerzos axiales en la sección libre de cemento, causado por la acción combinada de cada uno de ellos.

El efecto de contracción o elongación que presenta una tubería por efecto del cambio en el estado de esfuerzos axiales se denomina efecto “pistón”. La condición elástica que caracteriza a las tuberías de acero da lugar a la deformación axial. Es decir, por cada incremento de carga axial, la tubería experimenta un cambio longitudinal. Este fenómeno de deformación elástica en la que se manifiesta una relación de elongación

y de esfuerzos axiales, queda representado por la ley de Hooke. (Granado Cedeño, 2005, p. 36).

Esto significa que la suma de los efectos axiales genera una deformación total en la tubería. Por lo tanto la fuerza axial total será:

$$F_T = F_{ap} + F_{aT} + F_{aB}$$

**Donde:**

$F_T$ =Fuerza axial total (lbf).

$F_{ap}$ =Fuerza axial por pandeo (lbf).

$F_{aT}$ =Fuerza axial por temperatura (lbf).

$F_{aB}$ =Fuerza axial por hinchamiento (lbf).

Es difícil estimar la dirección y la cantidad de fricción en el pozo durante casos de carga en la tubería de revestimiento y desplazamiento del cabezal. Procesos operacionales y la ejecución de la fase de terminación son complejas y eventos inesperados incrementan la incertidumbre asociada con esfuerzos en la tubería causados por fricción dentro del pozo o la cantidad de esfuerzo friccional que queda en la tubería después de la terminación, impactará los cálculos siguientes (así que no se estudiará en este trabajo de investigación)

El peso axial del sistema de tuberías sin fricción por deslizamiento es igual a su propio peso multiplicado por la altura proyectada de la tubería, independientemente de la inclinación y trayectoria del agujero.

Un enfoque sin consideración de la fricción es atractivo por su simplicidad y también por nos da una mejor estimación conservadora del sistema de cargas y del crecimiento del cabezal. En este trabajo, se recomienda la utilización de la distancia real vertical (TVD) para cálculos de carga y profundidad medida (MD) para la expansión térmica. El peso colgado de las tuberías instaladas es calculado para cemento húmedo más la presión hidrostática del

lodo afuera de la tubería y la columna de lodo dentro de la misma. Los eventos de carga posteriores en cada tubería de revestimiento dependen en el nivel de cemento en el espacio anular. Si el equipo de control de pozos es colocado o removido del cabezal, la suma o resta del peso del equipo es necesario. Si el tirante de agua o el cemento de la tubería de revestimiento superficial no se extienden hasta la superficie el movimiento será grande y la carga axial correspondiente en la tubería de revestimiento superficial es pequeña en este caso.

El desplazamiento del cabezal es casi una función lineal con la longitud de la sección sin cemento del espacio anular.

**Referencias:**

[34] Aasen, J.A. and Aadnoy, B.S. (2004). Multistring Analysis of Well Growth. SPE/IADC paper 88024. Presented at IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, September 13-15

[35] Adams, A.J. & MacEachran, A. “Impact of casing design of thermal expansion of fluids in confined annuli” SPE paper 21911 presented at the 1991 drilling and completion conference, Amsterdam, March 11-14

[36] Adams, A.J. (1991). How to design for annulus fluid heat-up. SPE paper 22871. Presented at SPE ATCE, Dallas, Texas, USA

[37] Adams, A.J. and MacEachran, A. (1994). Impact on casing design of thermal expansion of fluids in confined annuli. SPE paper 21911. SPE Drilling & Completion, September

[38] Adams, A.J. and MacEachran, A. 1994. Impact on Casing Design of Thermal Expansion of Fluids in Confined Annuli. *SPE Drill & Compl* **9** (3): 210-216. SPE-21911-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/21911-PA>.

[39] Banon, H., Johnson, D.V., and Hilbert, L.B. 1991. Reliability Considerations in Design of Steel and CRA Production Tubing Strings. Presented at the SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, The Hague, Netherlands, 11-14 November. SPE-23483-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/23483-MS>.

[40] Brand, P.R., Whitney, W.S., and Lewis, D.B. 1995. Load and Resistance Factor Design Case Histories. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 1-4 May. OTC-7937-MS. <http://dx.doi.org/10.4043/7937-MS>

[41] C.T. Hopper, 1983, "Vortex induced oscillations of long marine drilling risers," Second Intl. Deep Offshore Technology Conference Valletta, Malta

[42] Childers, M.A. and Sadberry, K.H. (2003). Jackup Conductor Tension System. SPE/IADC paper 79825. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland, February 19-21

[43] Goodman, M. A. and Halal, A.S.(1993). Case study: HPHT casing design achieved with multistring analysis. SPE paper 26322. Presented at SPE ATCE, Houston, Texas, USA

[44] Halal, A.S. and Mitchell, R. F. (1993). Casing design for trapped annular pressure buildup. SPE paper 25694. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland

[45] Halal, A.S. and Mitchell, R.F. 1994. Casing Design for Trapped Annular Pressure Buildup. *SPE Drill & Compl* **9** (2): 107-114. SPE-25694-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/25694-PA>.

[46] Halal, A.S., Mitchell, R. F. and Wagner, R.R. (1997). Multi-String Casing with Wellhead Movement. SPE paper 37443. Presented at SPE Production Operations

Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 9-11 Imm, G.R. and Stahl, B. (1990).  
Design of Concentric Tubular Members. SPE paper 17899. SPE Drilling Engineering, June

[47] J.S. Britton, and G. Henderson, 1988, "Improving wellhead performance by programmed cement shortfall," SPE Drilling Engineering,

[48] Kaldal, G. S., Jónsson, M.P., Pálsson, H., Karlsdóttir, S.N. (2012). *Thermal and structural analysis of the casing high temperature geothermal well during discharge*. Iceland: Reykjavik.

[49] Kocian, E.M., Melford, R.N., Hilbert, L.B. and Kalil, I.A. (1990). Compressive Loading Casing Design. SPE/IADC paper 19923. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Houston, Texas, February 27-March 2

[50] L.J. Milberger, A. Yu, S. Hosie, and F. Hines, 1991, "Structural requirements for the effective transfer of environmental loadings in a subsea wellhead system," Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA

[51] Lewis, D.B., Brand, P.R., Whitney, W.S. et al. 1995. Load and Resistance Factor Design for Oil Country Tubular Good. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, 1-4 May. OTC-7936-MS. <http://dx.doi.org/10.4043/7936-MS>.

[52] Lubinski, A., Althouse, W.F. and Logan, J.L. (1962). Helical buckling of tubing sealed in packers. JPT, June



- [53] McSpadden A. R, Analysis of Complex Wellhead Load Events for Conductor and Surface Casing Strings, SPE, and Simon Glover, SPE, Altus Well Experts, Inc.
- [54] McSpadden, A.R. and Glover, S. (2008). Importance of Predicted Cementing Temperatures for Critical HP/HT Casing Design: Guidelines and Case Studies. SPE paper 114928. Presented at SPE ATCE, Denver, Colorado, USA, September 21-24
- [55] Mitchell, R. F. (1996). Comprehensive analysis of buckling with friction. SPE paper 29457. SPE Drilling & Completion, September
- [56] Mitchell, R. F. (2005). The Pitch of Helically Buckled Pipe. SPE/IADC paper 92212. Presented at SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Holland, February 23-25
- [57] Mitchell, R.F. 1996. Forces on Curved Tubulars Caused By Fluid Flow. *SPE Prod & Oper* **11** (1): 30-34. SPE-25500-PA.<http://dx.doi.org/10.2118/25500-PA>.
- [58] Prentice, C.M. 1970. "Maximum Load" Casing Design. *J. Pet Tech* **22** (7): 805-811. SPE-2560-PA.<http://dx.doi.org/10.2118/2560-PA>.
- [59] Samuel, G.R. and Gonzales, A. (1999). Optimization of Multistring Casing Design with Wellhead Growth. SPE paper 56762. Presented at SPE ATCE, Houston, Texas, USA
- [60] Stahl, B. and Baur, M.P. (1983). Design Methodology for Offshore Platform Conductors. SPE paper 12466. JPT, November

[61] W.A. Valka, and J.R. Fowler, 1985, "The design and analysis of a TLP subsea wellhead," Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, SPE/IADC 119357

## Capítulo 5.- Métodos para calcular la elongación/desplazamiento del cabezal

### 5.1 Tensión requerida en tubería de revestimiento

Determinación de la tensión requerida en la tubería de revestimiento después de cementarla en función de la altura de cemento por el espacio anular, cambios de presión, cambios en la densidad del fluido y cambios de temperatura:

$$X = \frac{W_u L - (A_e \delta_c g - A_i \delta_i g) L + (1 - 2\nu)(A_e \Delta P_{es} - A_i \Delta P_{is}) - E \lambda A_s \Delta t + F_s}{W_u - (A_e \delta_c g - A_i \delta_i g) - (1 - \nu)(A_e \Delta \delta_e - A_i \Delta \delta_i) - (A_e \delta_c - \delta_e)}$$

$$e = \frac{12 F_s (L - X)}{E A_s}$$

$X$  = Altura del cemento (pies).

$L$  = Profundidad del pozo (pies).

$W_u$  = Peso Unitario de la tubería (lb/pie).

$A_e$  = Area exterior de la tubería (pg<sup>2</sup>).

$A_i$  = Area interior de la tubería (pg<sup>2</sup>).

$A_s$  = Area de acero de la tubería (pg<sup>2</sup>) =  $A_e - A_i$

$\delta_c$  = Gradiente del fluido por el exterior de la tubería (psi/pie). (Cemento de alta densidad + cemento de baja densidad).

$\delta_i$  = Gradiente del fluido por el interior de la tubería (psi/pie).

$\nu$  = Relación de Poisson = 0.3 (adimensional).

$E$  = Módulo de elasticidad (psi). Para el acero =  $30 \times 10^6$  psi.

$e$  = Elongación de la tubería (pg).

$\lambda$  = Coeficiente de expansión térmica del acero =  $6.9 \times 10^{-6}$  (pg/pg/°F)

$\Delta t$  = Variación de la temperatura desde la cima del cemento a la superficie (°F).

$\Delta P_{es}$  = Cambio de la presión superficial en el exterior (psi).

$\Delta P_{is}$  = Cambio de la presión superficial en el interior (psi).

$F_s$  = Fuerza de tensión durante el anclaje de la tubería para evitar el pandeo (lb-f).

$\Delta\delta_e$  = Cambio del gradiente de la densidad en la próxima etapa por fuera de la tubería (psi/pie).

$\Delta\delta_i$  = Cambio del gradiente la densidad en la próxima etapa por dentro de la tubería (psi/pie).

Nota: Se recomienda que la tensión de la tubería de revestimiento se realice cuando la compresibilidad del cemento sea entre 100 a 300 psi.

Determinación del atrapamiento de la sarta

$$L_t = \frac{E(e)(W_u)}{40.8 P}$$

$L_t$  = Profundidad a donde se encuentra atrapada la tubería (pies)

$E$  = Módulo de elasticidad (psi). Para el acero =  $30 \times 10^6$  psi

$e$  = Elongación de la tubería causada por la fuerza de tensión (pg)

$W_u$  = Peso unitario de la tubería (lb/pie)

$P$  = Fuerza de tensión aplicada en la superficie (lb-f)

## 5.2 Método de rigidez

Este método para el cálculo de la elongación térmica es útil para pozos con varias tuberías de revestimiento que están conectadas al cabezal del pozo. A continuación el procedimiento para el cálculo.

1.-Calcular la rigidez de cada tubería conectada al cabezal

$$K_i = \frac{A_i E_i}{L_i}$$

Donde:

$A_i$  Área transversal de metal de la tubería de revestimiento  $i$  ( $in^2$ )

$E_i$  Módulo de Young de la tubería de revestimiento  $i$  ( $\frac{lb_f}{in^2}$ )

$L_i$  Distancia desde la base del cabezal al extremo superior de la columna de cemento ( $in$ )

$K_i$  Rigidez de la tubería de revestimiento ( $lb/in$ )

2.- Calcular la rigidez total de todas las tuberías

$$K_t = \sum K_i$$

Donde:

$K_t$  Rigidez total ( $lb/in$ )

3.- Calcular las fuerzas en extremos fijos causadas por un cambio de temperatura para cada una de las tuberías

$$FEA_i = A_i E_i \alpha_i \Delta T_i$$

Donde:

$FEA_i$  Fuerza en extremo fijo para la tubería de revestimiento  $i$  ( $lb$ )

$\alpha_i$  Coeficiente de expansión térmica lineal ( $1/^\circ F$ )

$\Delta T_i$  Cambio de temperatura ( $^\circ F$ , positivo para un incremento)

4.- Calcular la fuerza en extremo fijo total

$$FEA_{t\acute{e}rmico} = \sum FEA_i$$

Donde:

$FEA_{t\acute{e}rmico}$  Fuerza en extremo fijo debida a un cambio de temperatura ( $lb_f$ )

5.- Calcular el crecimiento de la tubería de revestimiento por efecto de temperatura, sin considerar buckling:

$$\Delta L_{t\acute{e}rmico} = \frac{FEA_{t\acute{e}rmico}}{K_t}$$

Donde:

$\Delta L_{t\acute{e}rmico}$  Levantamiento del cabezal del pozo ( $in$ )

Notar que todas las tuberías de revestimiento están conectadas al cabezal y la variable  $\Delta L_{t\acute{e}rmico}$  es igual para cada una de ellas.

6.- Calcular las fuerzas térmicas en cada una de las tuberías en el cabezal de válvulas generadas por un cambio de temperatura:

$$F_{i-t\acute{e}rmico} = K_i \Delta L_{t\acute{e}rmico} - FEA_i$$

Donde:

$F_{i-t\acute{e}rmico}$  Fuerza en la tubería  $i$  debida al cambio de temperatura ( $lb_f$ , negativo para compresión)

7.- La fuerza total aplicada en el cabezal causada por la expansión térmica está dada por:

$$F_{total} = \sum F_{i-t\acute{e}rmico}$$

8.- Cuando el pozo esté en operación, existirá un cambio de presión en la tubería de producción. Estos cambios de presión desde las condiciones iniciales al momento de la instalación al momento de estar operando también contribuyen al movimiento del cabezal de válvulas y por lo tanto también actúa como una carga en las tuberías de revestimiento. Fuerzas generadas por hinchamiento de la tubería (ballooning) son tratadas como fuerzas en extremo fijo. Un incremento en la presión interna en una tubería tiende a generar una reducción en la longitud y a mover el cabezal hacia abajo, así que la fuerza en extremo fijo es negativa. Por otra parte, un decremento en la presión interna genera una fuerza en extremo fijo positiva. A la inversa, un incremento en la presión externa tiende a elongar la tubería, así que la fuerza en extremo fijo será positiva, mientras que un decremento en presión externa la fuerza en extremo fijo será negativa.

Para cada una de las tuberías, calcular la fuerza en extremo fijo debido a hinchamiento de la misma:

$$FEA_{hinchamiento} = 2\vartheta(-\Delta p_I A_I + \Delta P_e A_o)$$

Donde:

$FEA_{hinchamiento}$  Fuerza en extremo fijo debido a hinchamiento ( $lb_f$ )

$\vartheta$  Relación de Poisson

$\Delta p_I$  Cambio de presión interna

$A_I$	Capacidad de la tubería de revestimiento $i$ ( $in^2$ )
$\Delta P_e$	Cambio de presión externa
$A_o$	Área del espacio anular externo de la tubería de revestimiento $i$ ( $in^2$ )

9.-La fuerza total debido a hinchamiento sólo puede ser desarrollada para una tubería de revestimiento fija en sus dos extremos, lo cual significa que habrá desplazamiento nulo:

$$F_{hinchamiento} = K_i \Delta L - FEA_{hinchamiento}$$

$$F_{hinchamiento} = 0 - 2\vartheta(-\Delta p_I A_I + \Delta P_e A_o)$$

$$F_{hinchamiento} = 2\vartheta(\Delta p_I A_I - \Delta P_e A_o)$$

10.-Ahora, para el cálculo del desplazamiento, la presión y las fuerzas aplicadas a un área son tratadas como cargas externas en el análisis (sentido positivo hacia arriba) y son añadidas en el análisis de fuerzas en extremo fijo (FEA) debido a los efectos de temperatura e hinchamiento.

$$\Delta L = \frac{FEA_{t\acute{e}rmico} + FEA_{hinchamiento}}{K_t}$$

Donde:

$\Delta L$  Levantamiento total del cabezal del pozo ( $in$ )

11.- Las fuerzas individuales de cada tubería de revestimiento son calculadas utilizando:

$$F_i = K_i \Delta L - FEA_{i-t\acute{e}rmico} - FEA_{hinchamiento}$$

12.- La fuerza total en el cabezal de válvulas está dada por:

$$F_{total} = \sum F_i$$

De cualquier forma, el hinchamiento normalmente no tendrá un efecto significativo en el sistema de cargas y en el movimiento del cabezal de válvulas. Además, inmediatamente después de que la presión es liberada, el cabezal estará expuesto a la condición de máxima fuerza. Consecuentemente, es más conservativo el análisis con el cálculo de los efectos que generará el cambio de temperatura dejando sin considerar el efecto por hinchamiento (ballooning).

Durante la etapa de construcción del pozo, las tuberías de revestimiento son instaladas en el pozo con una carga en el cabezal. Cualquier carga, ya sea de tensión o compresión, que sea proporcionada a cada tubería de revestimiento tendrá su efecto en el asiento o nicho del colgador de la tubería de revestimiento (wellhead landing shoulder). Un aflojamiento reducirá la compresión en el cabezal y un jaloneo generará un aumento en la compresión. Durante etapas de producción o inyección, cargas adicionales debidas a la operación (tensión o compresión) entrarán en acción en juego tanto en el cabezal como en las tuberías de revestimiento.

Si desde condiciones de instalación, una carga de compresión es aplicada en el cabezal, la fuerza térmica deberá sobrepasar la carga de compresión instalada antes de generar cualquier fuerza que empuje hacia arriba el cabezal del pozo.

Los pesos del cabezal y del árbol de producción deberían ser considerados durante el análisis, ya que estos aplican una carga así abajo, aplicando compresión al cabezal.

### **5.3 Teoría y metodología SLEM**

Las cargas en el conductor y la tubería superficial cubiertas se consideran en particular, ya que muchos eventos superficiales y del aparejo tienden a afectar estas tuberías de forma más directa. Además, las dos tuberías más externas deben soportar la carga primaria debido a su mayor rigidez relativa y a que a tienden a desplazarse linealmente.

Modelo lineal simple de elasticidad (SLEM) de desplazamiento del cabezal del pozo.

Recordemos que una sarta de revestimiento o una tubería de producción OCTG típicamente operan dentro de la región linealmente elástica de un material. La relación de tensión-deformación axial se rige por la ley de Hooke y el módulo de Young, " $E$ ", del material del



cual está hecha la tubería. Dadas las funciones de la tubería de revestimiento como una barra prismática, entonces la ley de Hooke se puede expresar de la siguiente forma:

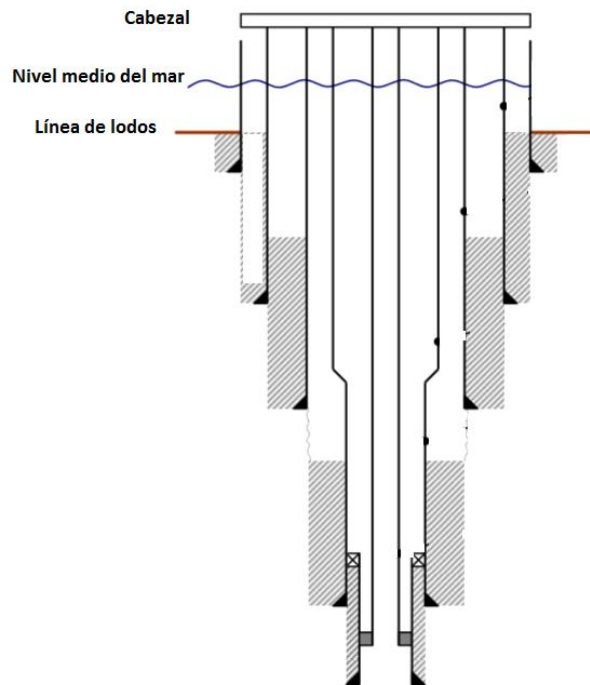
$$\Delta L = \frac{F L}{EA}$$

Donde  $\Delta L$  es el desplazamiento resultante debido a una carga axial " $F$ " aplicada en una tubería de longitud libre " $L$ " y con un área transversal " $A$ ". Esto se puede expresar en términos de una constante " $k$ " de rigidez o de elasticidad como es familiar para los resortes elásticamente lineales:

$$F = \Delta L k$$

Y de igual manera donde la rigidez, " $k$ ", está dada por:

$$k = \frac{EA}{L}$$



Para una plataforma en alta mar o de tipo auto-elevable, o bien, con una estructura independiente de cabezal de pozo como se muestra en la siguiente figura:

El cabezal del pozo es libre de moverse verticalmente y todas las tuberías de revestimiento junto con la tubería de producción que están colgadas de la cabeza del pozo están sujetos a desplazamiento junto con el cabezal. Este sistema es estáticamente indeterminado y debe

Figura 59 Representación de pozo en aguas someras. Fuente: *Wellhead Fatigue Analysis* por Lorents Reinas

ser analizado como un sistema compuesto. Para un pozo con "n" tuberías de revestimiento en la cabeza del pozo (no incluyendo liners de fondo de pozo o tuberías exteriores que no están en contacto con la cabeza del pozo), la rigidez del sistema compuesto es la suma de la rigidez de cada tubería de revestimiento y se expresa de la siguiente forma:

$$K_{sistema} = \frac{E_1 A_1}{L_1} + \frac{E_2 A_2}{L_2} + \dots + \frac{E_n A_n}{L_n} = \sum_{i=1}^n k_n$$

Tenga en cuenta que para una sarta de revestimiento o una tubería de producción "i = q" que esté compuesta de "w" secciones con cambios en la geometría y/o el material, la rigidez compuesta de esa tubería de revestimiento en particular viene dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{K_q} = \frac{1}{K_{q,1}} + \frac{1}{K_{q,2}} + \dots + \frac{1}{K_{q,w}} = \sum_{z=1}^w \frac{1}{k_{q,z}}$$

Cada tubería que se encuentra colgada en la cabeza del pozo contribuye con su peso con una carga axial,  $F_i$ . Con el fin de satisfacer el equilibrio mecánico, la suma de todas las cargas axiales en la cabeza del pozo debe ser igual a cero:

$$\sum_{i=1}^n F_i = 0$$

Si "m" cargas estáticas en la cabeza del pozo " $W_j$ " tales como el peso de la cabeza del pozo, el peso del conjunto de preventores o el peso de los árboles de válvulas, también las fuerzas ascendentes aplicadas por los sistemas de tensión del equipo de perforación se aplican al sistema, entonces la ecuación de equilibrio ahora requiere que la suma de todas las cargas axial esté en balance con la carga estática total:

$$\sum_{i=1}^n F_i + \sum_{j=1}^m W_j = 0$$

Cuando se aplica una carga, "W", en el sistema, el cabezal del pozo y todas las tuberías colgadas de la cabeza del pozo serán sometidas a un desplazamiento uniforme, " $\Delta L_{sistema}$ ",

que es determinado por la rigidez del sistema y la carga aplicada, donde el desplazamiento hacia arriba es positivo:

$$\Delta L_{sistema} = -W/K_{sistema}$$

Basándose en este desplazamiento uniforme, la carga "W" aplicada se distribuye así en cada tubería en proporción a la rigidez relativa individual. Como resultado, la carga axial de cada tubería se ve modificada por una carga incremental  $\Delta F_i$ :

$$\Delta F_i = k_i \Delta L_{sistema}$$

Para modelar el cambio y desplazamiento en la cabeza del pozo y las cargas reales en la misma para cada tubería de revestimiento a lo largo de la vida del pozo, las ecuaciones y las condiciones anteriores deben aplicarse en cada paso del proceso de construcción de pozos, así como los estados posteriores durante las operaciones de producción. El punto de referencia global para el desplazamiento de la cabeza del pozo es la altura de la pestaña de la sarta de revestimiento exterior en su estado libre inicial.

La metodología se simplifica mediante la utilización de los estados de carga inicial y posterior para cada tubería a considerarse en forma aislada del sistema general de pozo.

Un resultado como carga axial puede ser calculado y obtenido usando un modelo de una sola tubería basada en una condición de cabezal nominal fijo.

Un resultado de cambio en la carga axial se puede calcular utilizando un modelo de una sola tubería basada en una condición de cabezal de pozo nominal fijo. Cada carga de una tubería singular puede ser añadida al sistema del cabezal de pozo revestido y la adecuada redistribución de cargas axiales pueden determinarse con base en las ecuaciones y temas abordados anteriormente. El carga axial inicial,  $F_{i,0}$ , contribuye por cada tubería que es añadida al sistema corresponde a la carga del peso cuando se cuelga en la cabeza del pozo. Esto se calcula a partir del peso acumulado colgado en función de su longitud nominal, peso del tubular, densidades del lodo y del cemento, y de la desviación del pozo.

Para cualquier nuevo estado de carga, "S", como una operación durante la vida productiva del pozo, cada tubería de revestimiento se somete a un cambio en su carga axial, " $\Delta F_{i,s}$ ", en relación a su peso original colgado debido a cambios en las condiciones de operación, tales como la temperatura o la presión, en función de su longitud nominal. Por ejemplo, después del comienzo de la producción, el pozo se calienta y cualquier tubería de revestimiento dada tenderá a expandirse axialmente debido al incremento neto de la temperatura en relación con el estado inicial. Del mismo modo, durante una operación de inyección o estimulación fría, cada tubería tenderá a ir en aumento de la tensión debido a la contracción térmica.

El cambio resultante en la carga axial y el desplazamiento axial sin restricción asociado para cada tubería considerada en forma aislada puede calcularse utilizando un modelo de fuerza/desplazamiento para una sola tubería, tal y como lo hizo Mitchell (1996). A medida que se añade una nueva tubería de revestimiento en el sistema, la cabeza del pozo sufre un desplazamiento descendente uniforme como se mencionó anteriormente y el peso de la nueva tubería se distribuirá entre las tuberías exteriores. Si el cemento se ha establecido antes de que la nueva tubería se colocará, la tubería nueva también se hundirá algo para soportar una parte de su propio peso. Asimismo, para cualquier cambio en el estado de tubería de revestimiento durante producción, los cambios posteriores en la carga axial se redistribuyen en todo el sistema de tuberías dependiendo en la rigidez relativa del mismo. SLEM, un método de procedimientos basado en la discusión anterior de la elasticidad lineal, puede resumirse como sigue:

1.- En el paso operativo de carga "S", identificar las tuberías " $i = 1$  a " $n$ " ya instaladas o que se introducirán en el paso actual y después calcular la rigidez del sistema compuesto actual:

$$K_{sistema} = \sum_{i=1}^n k_n$$

2.- Para cada tubería de " $i = 1$  a " $N$ ", determinar el cambio de carga  $\Delta F_{i,s}$  con respecto a  $F_{i,o}$  basado en el análisis de una sola tubería; para una tubería que se instale en el paso actual "S", definir  $\Delta F_{i,s} = \Delta F_{i,o}$

3.- Identificar las cargas estáticas en la cabeza del pozo " $j = 1$ " a " $m$ " que se aplicarán en el paso actual de carga  $S = W_{1,S}, W_{2,S}, W_{3,S} \dots W_{m,S}$

4.- Calcular el desplazamiento del sistema de cabeza de pozo actual, " $\Delta L_S$ ", de la siguiente manera:

$$\Delta L_{Sistema} = \frac{[\sum_{i=1}^n \Delta F_{i,S} + \sum_{j=1}^m W_{j,S}]}{k_{sistema}}$$

5.- Para cada tubería, calcular la carga axial final redistribuida del sistema basada en el paso de carga actual:

$$F_{i,S} = F_{i,S-1} + \Delta F_{i,S} - \Delta L_{Sistema} K_i$$

Si el efecto no lineal de pandeo de las cargas re-distribuidas del cabezal del pozo es significativo, entonces el diseño de los resultados de la SLEM pueden ser demasiado imprecisos para ser útil. Por lo tanto, es importante evaluar la importancia de los efectos de pandeo en el sistema de cargas de un pozo revestido, para las configuraciones típicas y para distintos escenarios de carga.

En muchos casos de carga realistas de interés, el sistema de cabeza de pozo reacciona de una manera suficientemente lineal para validar el enfoque SLEM como una aproximación analítica útil.

**Referencias:**

[62] Liang J., (2012) “Casing thermal stress and wellhead growth behavior analysis”, IPM Schlumberger, publicación de SPE 157977

[63]“Prontuario Tubulares de Acero sin Costura”, Tubos de Acero de México, S. A. 2003

[64] McSpadden A. & Glover S., (2009), “Analysis of Complex Wellhead Load Events for Conductor and Surface Casing Strings”, SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, SPE/IADC 119357

## Capítulo 6.- Casos de estudio

### 6.1 Análisis y problemática del pozo Los Laureles 1

En el año del 2000 inicia la explotación del pozo Los Laureles 1, esto en la formación geológica Jurásico Superior Kimmeridgiano, aportando 7,344 bpd (barriles por día) de aceite y 7.688 mmpcd (millones de pies cúbicos por día) de gas.

#### Perforación del agujero

Se perforó con una barrena de 26 pulgadas de diámetro hasta una profundidad de 1000 metros, para esto se utilizó un lodo tipo bentonítico con un rango de densidad de 1.18 a 1.20 g/cm<sup>3</sup>

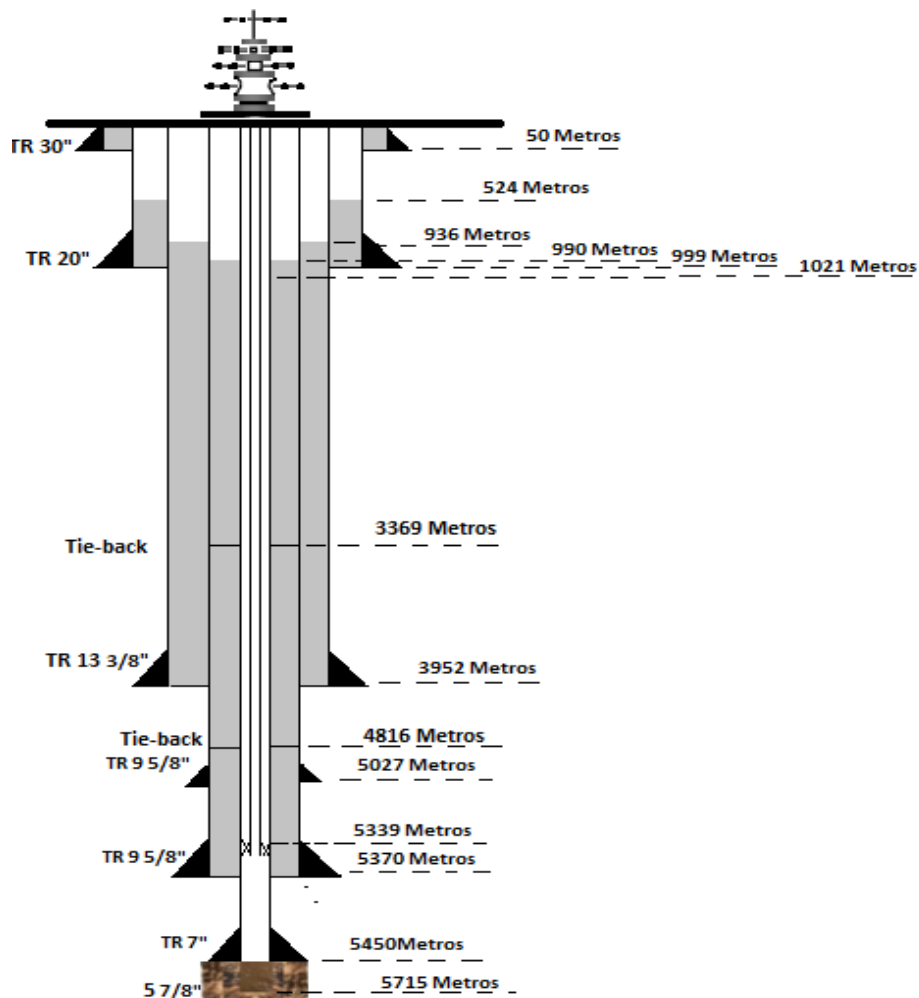


Figura 60 Estado mecánico pozo Los Laureles 1

La tubería de revestimiento de 20 pulgadas pesaba 94 libras por cada pie lineal de tubería, el grado de la misma es K-55 y en sus juntas utiliza rosca tipo Buttress (BCN, es una de las primeras conexiones acopladas que aparecieron en el mercado de la industria petrolera en la década de 1930).

Agujero [Pulgadas]	Lodo [g/cm <sup>3</sup> ]	T.R. [Pulgadas]	Cemento [ton]	Densidad [g/cm <sup>3</sup> ]	P <sub>final</sub> [psi]	Cima teórica [m]	Zapata [m]
36	1.18-1.20	<b>30</b> , X56	28	1.95	1500	Superficie	49
26	1.18-1.20	<b>20</b> , 94#, K55, BCN	100	1.6	1500	524	999
			40	1.95		910	
17 1/2	1.40-1.62	<b>13 3/8</b> , 77#, N80, P110, TAC140	230	1.7	1400	936	3952
12	1.95-2.05	<b>9 5/8</b>	41	2.15	1500	3369 Boca de Liner	5027 por atrapamiento o (liner)
		55.3# TAC 140, VFJL	7	2.2			
		55.3# TRC95, P110, VFJL	83	2.15	No alcanzó	990	3369 (Tieback)
8 3/8	2.04	<b>7</b>	28	2.1	1800	4750	5450 (Liner)



		38# TAC 140, <i>HDSLX</i>					
		35# TRC95, P110, <i>HDSLX</i>	57	2.1	1050	1021	4816 (Tieback)

Tabla 4 Programa diseñado de tuberías de revestimiento del pozo.

### Cementación de tubería de revestimiento de 20 pg.

Se cementó la tubería de revestimiento con sistema de cementación a través de tubería (Stab-In o Stringer Cementing) dejando el cople flotador a 972 metros. Se colocaron dos anillos de cemento de  $1.95\text{g/cm}^3$ , cada uno de 12 toneladas. Se realizó una prueba con 500 psi Para la cementación de la tubería de 26 pulgadas se necesitaron dos lechadas, sistema amarre y llenado, esto para controlar la presión hidrostática en las formaciones más cercanas a la zapata. La primera tenía programado bombear 110 toneladas de cemento, sin embargo durante la operación sólo se utilizaron 100 toneladas de lechada de densidad de  $1.6\text{g/cm}^3$ . La segunda cumplió con el programa de cementación y se bombearon 40 toneladas de lechada con una densidad de  $1.95\text{g/cm}^3$ . Ambas quedaron bajo el efecto de una presión desde superficie de 1500 psi.

### Cima de cemento

La cima de la lechada de amarre con densidad de  $1.95\text{g/cm}^3$  estaba diseñada para quedar a 816 metros de profundidad y sin embargo se quedó a 183 m. La cima de la lechada de llenado con densidad igual a  $1.60\text{g/cm}^3$  estaba programada para salir a superficie pero como se puede ver, no fue así.

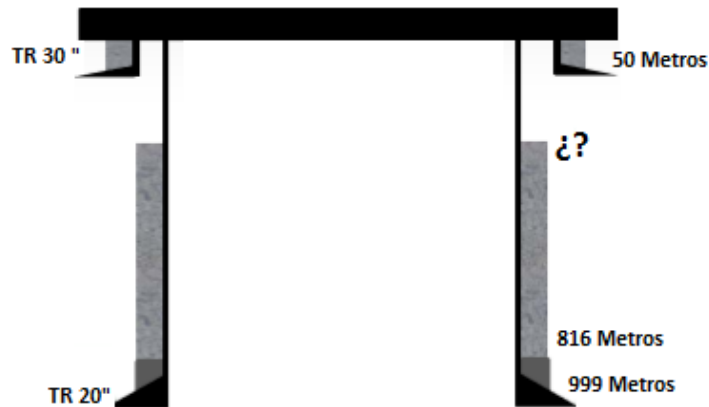


Figura 61 Cima de cemento de pozo Los Laureles 1

No hubo reportes de pérdida de lodo, el equipo de flotación estaba en buen estado.

Se suministraron 81 toneladas de lechada para el llenado y se esperaba que saliera a superficie, por lo que se le dio un exceso del 20 por ciento. A pesar de eso no salió cemento en la superficie y se bombeó un bache lavador de 10 m<sup>3</sup> y 10 m<sup>3</sup> en un bache espaciador. Con una longitud de 143 m lineales en agujero descubierto.

### Tratamiento de limpieza aparejo

A inicios de la segunda mitad del año 2012 una operación se llevó a cabo para reducir el porcentaje de la producción de agua del pozo, se dio tratamiento con unidad de alta presión. Se inició bombeando un sistema no reactivo, OSA-M, por la tubería de producción, a un gasto de 0.5 barriles por minuto, observando una presión máxima de 9,100 psi, estabilizándose en 8,500 psi. Simultáneamente inició respaldo de la tubería de revestimiento para alcanzar 5,000 psi con un gasto de 2 barriles por minuto.

Con un avance bombeado de 5.5 m<sup>3</sup> de sistema OSA-M por la tubería de producción y por el espacio anular 30 m<sup>3</sup> de agua, se escuchó un estruendo en el árbol de válvulas y se observó que el árbol se inclinó  $\pm 10^\circ$  con respecto a la vertical, quedando recargado sobre el andamio y aparentemente con las bajantes de tubería de producción 1 y tubería de producción 2 sosteniendo al árbol; y el cabezal de la tubería de revestimiento de 20 pulgadas enterrado en el fondo de del contrapozo.



*Figura 62 Cabezales en superficie antes de tratamiento.*



*Figura 64 Cabezales hundidos por contracción térmica.*



*Figura 63 Salidas lateral sostenidas en andamio.*



*Figura 66 Clara muestra del desplazamiento hacia abajo.*



*Figura 65 Vista lateral del contacto entre salidas laterales del pozo con andamio.*



Figura 67 Salida de cabezal hundida por contracción térmica.



Figura 68 Vista frontal del contacto entre salidas laterales del pozo con andamio.

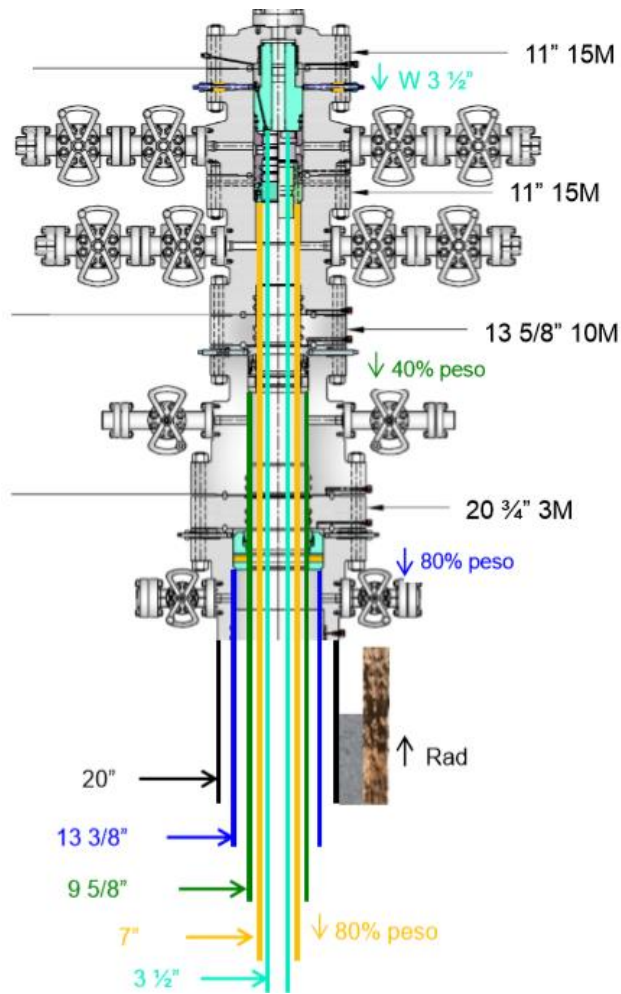
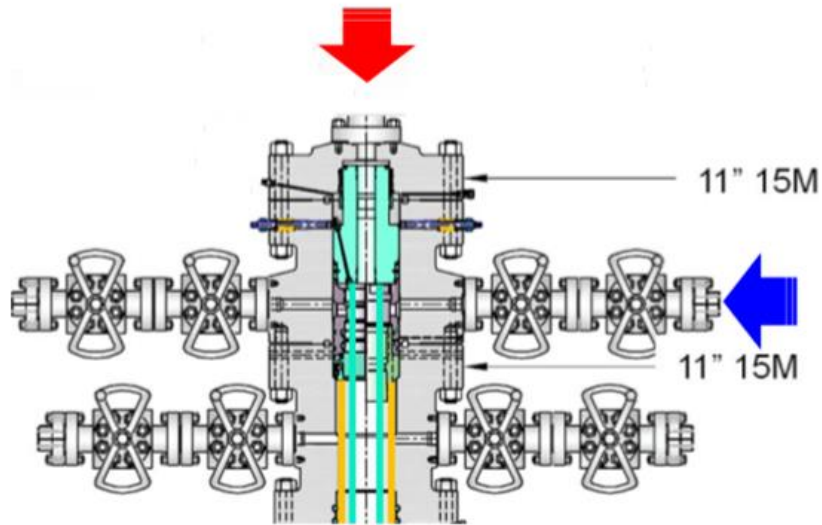


Figura 69 Análisis de cargas sobre el cabezal de 20 3/4 \"



La resistencia de adherencia del cemento en la tubería de revestimiento de 20" debe de ser mayor que las cargas sobre el cabezal de 20 3/4 pulgada.

Éste a su vez, será igual a la suma de las fuerzas generadas por las presiones de tratamiento de limpieza en la tubería de producción y en el espacio anular entre la tubería conductra y la tubería de revestimiento de 20 pg. Más la fuerza necesaria para energizar la cuñas en las tuberías de revestimiento de 13 3/8 pg. y 7 pg., más el peso del aparejo de producción de 3 1/2 pg.

$$RAD_{TR 20} > \uparrow(FTP+FEA) - \downarrow(F_C 13 \frac{3}{8} + F_C 9 \frac{5}{8} + F_C 7 + W 3 \frac{1}{2})$$

**Donde:**

$RAD$  = Resistencia de adherencia cemento formación

$F_C$  = Fuerza para energizar las cuñas

$W$  = Peso del aparejo de producción

$FTP, FEA$  = Fuerzas generadas por las presiones de tratamiento de limpieza en T.P. y espacio anular entre conductora y T.R. de 20".

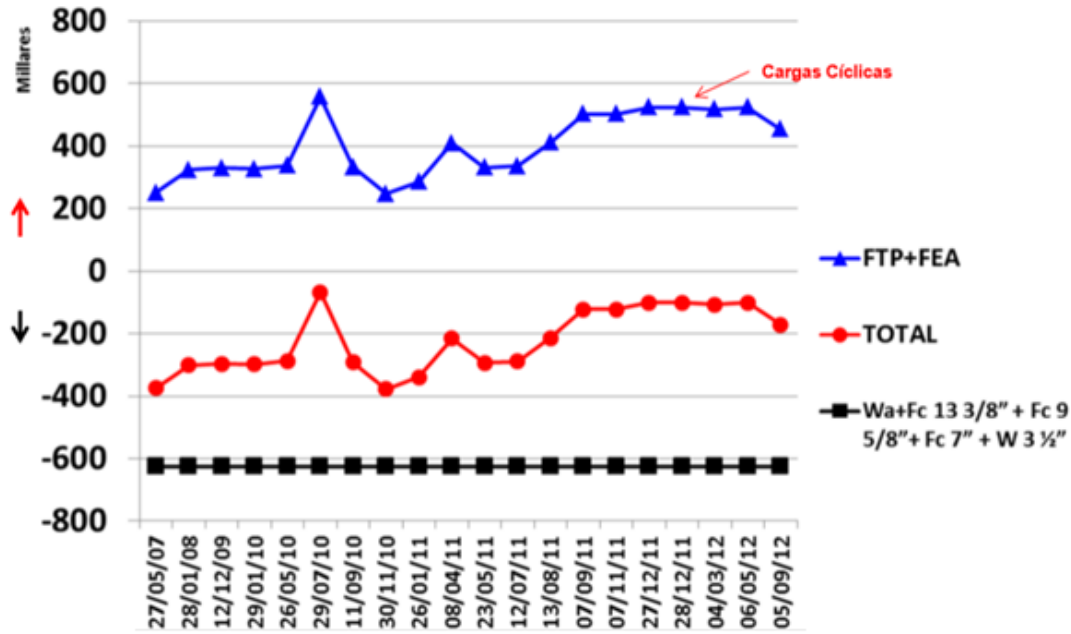


Figura 70 Cargas estimadas sobre el cabezal de 20 3/4" 3M

### Cementación dudosa

A pesar que se amarraron 183 metros lineales de la tubería de 20 pulgadas, no se llegó a llenar el espacio anular (posible pérdida o geometría irregular). Se colocaron adicionalmente dos anillos de cemento cada uno de 12 toneladas (+/- 65m). Hay duda de la adherencia del cemento porque sólo se bombearon 143 metros lineales de lavador y espaciador. Se recomienda mínimo 150 metros lineales.

Debido a taponamiento de aparejo/ baja admisión, existe evidencia que desde julio del 2010 los gastos de bombeo del tratamiento de limpieza bajaron considerablemente de 3 a 1 BPM y en julio del 2011 hasta 0.5 BPM.

Se generaron cargas cíclicas de empuje debido al bajo gasto y las altas presiones manejadas en la tubería de producción y espacio anular que hicieron que la resistencia de adherencia del poco cemento de la tubería de revestimiento de 20 pulgadas con la formación cediera, quedando una sección de la tubería de revestimiento libre.

Al ceder la tubería de 20 pulgadas, el cabezal de 20 3/4" que estaba sometido a compresión, se movió hacia abajo hasta que las válvulas de 2 1/16" 3M chocaron con la losa de cemento del contrapozo.

En síntesis, debido a la cementación dudosa en el anular de 20 pulgadas, la baja admisión del intervalo y los tratamientos reiterados de limpieza de aparejo, se generó una falla por fatiga que hizo que el cemento cediera y la TR de 20" quedó libre y por lo tanto sin soporte lateral.

Para los pozos vecinos del campo

- Se debe verificar la cementación de la TR de 20 pg. de los pozos vecinos.
- Considerar el aseguramiento del cabezal de 20 ¾" 3M con la colocación de estructuras especiales soldadas (medias lunas).
- Para evitar elevadas presiones durante los trabajos de estimulación, mejorar la admisión de la formación con el apoyo de tubería flexible y baches ácidos.
- Considerar la reparación del pozo.

Para los pozos futuros

- Se debe garantizar la cementación de la TR de 20 pg., incrementando la longitud de lechada de amarre como mínimo 20% de la longitud total de la TR. Programar la salida de la lechada de llenado a superficie. El diseño de la lechada debe considerar todas las cargas que participan en la integridad mecánica del pozo.
- Considerar 15m<sup>3</sup> de bache lavador y 15m<sup>3</sup> de bache espaciador para garantizar una mejor adherencia.
- De requerir anillos de cemento, tratar de colocar la mayor longitud de lechada permitida (si no existe pérdida).

## Análisis caso # 2

### 6.2 Problemática del pozo Guayabo 321

Fuga de hidrocarburos, descontrol e incendio

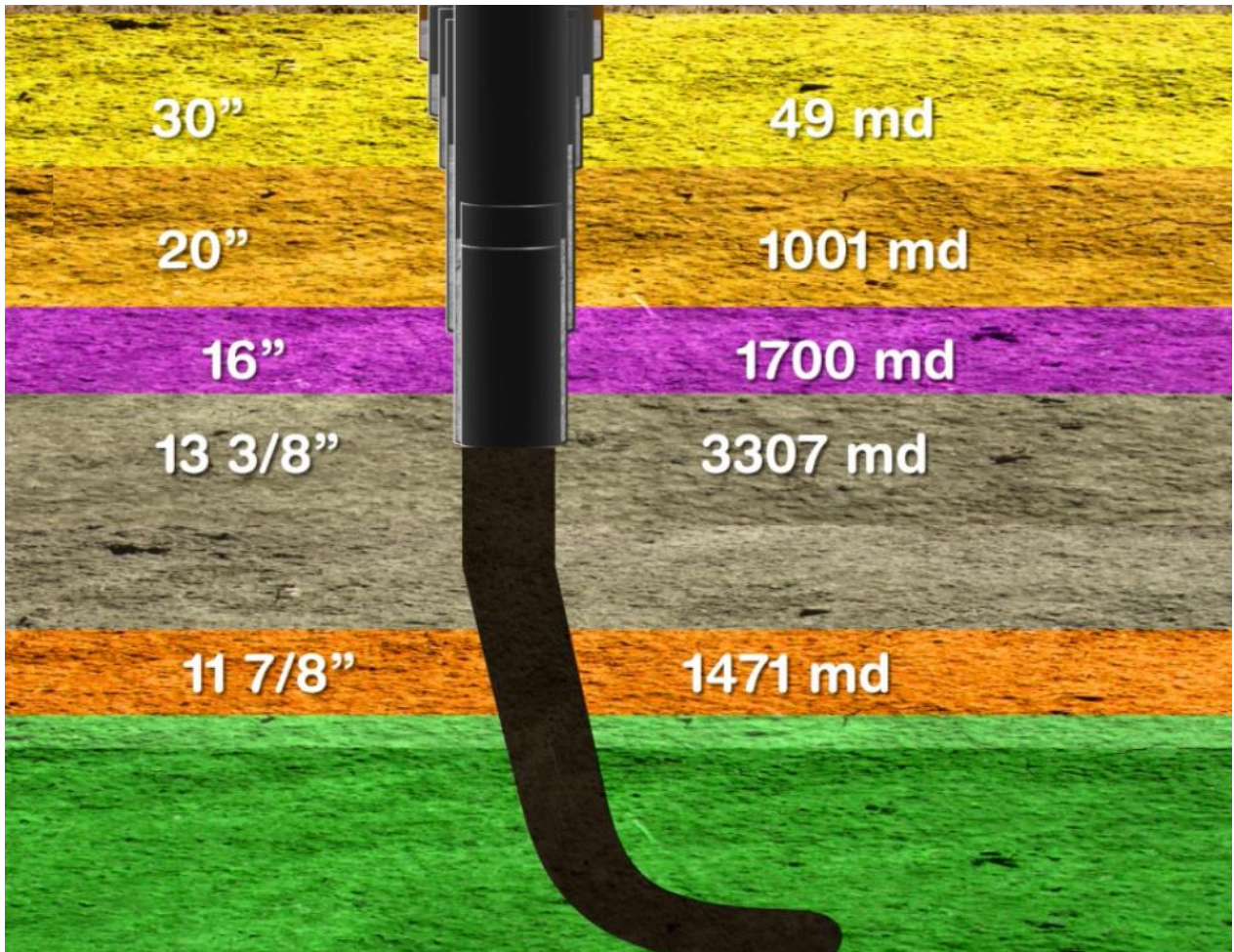


Figura 71 Programa diseñado de tuberías de revestimiento del pozo El Guayabo 321

#### Accidente:

El pozo se perforó entre agosto del 2012 y octubre del 2013 a una profundidad de 5 mil 100 metros. El 26 de octubre del 2013 ocurrió el siniestro.

Durante los trabajos de terminación del pozo Guayabo 321 y cuando éste se encontraba ya alineado a una batería de separación, se presentó una fuga en una de las válvulas laterales que se encontraban conectadas al cabezal de producción de 11 pulgadas de diámetro y un



rango de presión de trabajo de 15 mil libras por pulgada cuadrada (psi), el personal de operación realizó trabajos de reapriete de la tornillería, pero la fuga incrementó. Se dio la orden de abandonar el equipo de perforación, minutos más tarde la fuga invadió las áreas de trabajo del equipo. Al día siguiente por la madrugada se incendió la presa cercana al pozo, y una hora después, el fuego alcanzó al equipo de perforación, el cual se colapsó y cayó sobre las presas de lodo al cabo de un par de horas después, la escena fue impresionante, el equipo se convirtió en un montón de escombros, envuelto entre bocanadas de fuego que salían violentamente del pozo siniestrado.

En los trabajos de control del pozo, las condiciones no eran muy claras, se tenía una gran cantidad de escombros sobre el árbol de producción, lo cual impedía visualizar hacia el centro del pozo, fue una verdadera “caja negra”. Fue necesaria la contratación de personal extranjero, especialistas en el control de pozos de esta magnitud, quienes coordinados con el personal técnico especialista de la Unidad de Perforación, determinaron los programas diarios de trabajo, acordando en primer lugar remover todos los escombros derivados del accidente, hasta descubrir completamente el árbol de producción.

En la etapa de despeje del área, se estableció un programa de trabajo que consistió en el corte, remoción y transporte de los componentes del equipo dañados por el fuego dentro de la localización, fue necesario realizar 111 viajes de tráileres tipo plana a otro lugar para su resguardo.

Una vez removidos todos los escombros del equipo de perforación, se descubrió el árbol de producción, y se observó que solamente tenía una de las válvulas maestras y dos válvulas laterales del cabezal de producción, el flujo de gas y condensado fluía por las salidas laterales, orientadas a 180 grados una de otra. El escenario era alentador, permitía elaborar un programa que consistiría en el corte del cabezal, para conseguir un flujo vertical, que permitiera la instalación de un tubo vertical, que alejara el fuego unos 12 metros del nivel del suelo natural para revisar la integridad de las conexiones superficiales que quedaron en el pozo y generar un programa que permitiera la colocación de preventores para cerrar el flujo de aceite y gas del pozo a la atmósfera.

Se acondicionó el equipo para realizar el corte, se iniciaron los trabajos para abrir varios orificios por el impacto de la arena inyectada a chorro a través de potentes unidades de alta presión, la operación se suspendió por falla en uno de los motores de una de las unidades.

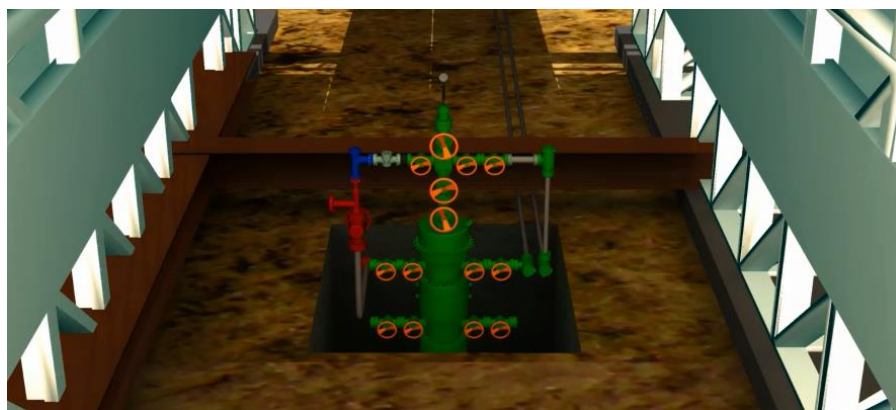
El segundo intento se realizó al día siguiente sin lograr realizar completamente el corte, debido a la falla de una de las mangueras hidráulicas de la unidad cortadora. El corte se realizó sólo en un cuarenta por ciento del cabezal.

Una vez conseguido el material y acondicionada la unidad de corte se realizó el trabajo por espacio de 3 horas con 45 minutos, este corte permitió que el pozo fluyera solamente por una salida vertical, lo que permitió entrar al pozo y eliminar la sección del cabezal mediante la eliminación de las tuercas que tenía colocadas la brida.

#### **Secuencia del accidente:**



*Figura 72 Representación del cabezal de producción del pozo El Guayabo 321*



*Figura 73 Árbol de válvulas del pozo El Guayabo 321*



Figura 74 Válvula lateral antes del desplazamiento



Figura 76 Punto de aplicación de la fuerza es sobre la válvula de 11 pulgadas, el eje de rotación se encuentra en el contacto del equipo con la salida lateral del cabezal.



Figura 75 Desplazamiento en el eje axial.



Figura 78 Fuga de hidrocarburos por válvula lateral



Figura 77 Fuga de hidrocarburos por válvula lateral



Figura 82 Conexiones superficiales de control del pozo Terra 123, después de remover los escombros del equipo de perforación



Figura 81 Conexiones superficiales antes del corte



Figura 80 Fuga de hidrocarburos vertical después del corte.



Figura 79 Instalación de salida vertical para alejar el fuego.



Figura 84 Válvulas laterales que fallaron



Figura 83 Ducto de escape de hidrocarburos instalado después del corte.

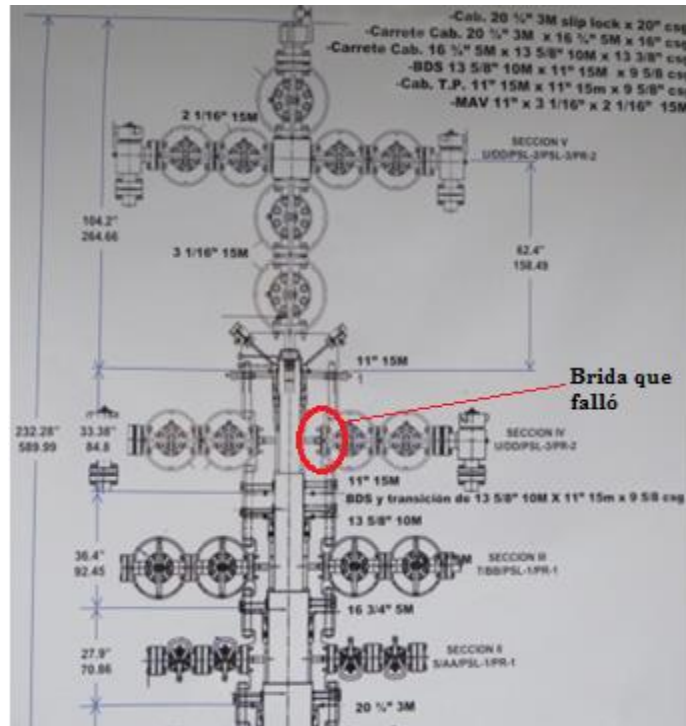


Figura 85 Esquema del árbol de producción indicando la brida que falló.

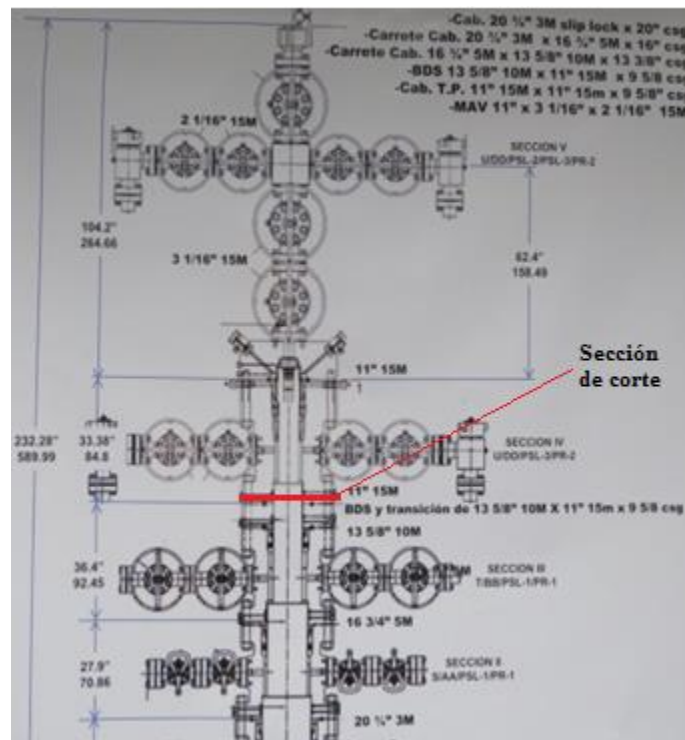


Figura 86 Esquema donde se muestra la ubicación donde se realizó el primer corte.

El segundo corte programado se realizó a tuercas y espárragos que unen el cabezal de 11", 15M y la brida doble sello de 11", 15M x 13 5/8", 10M.

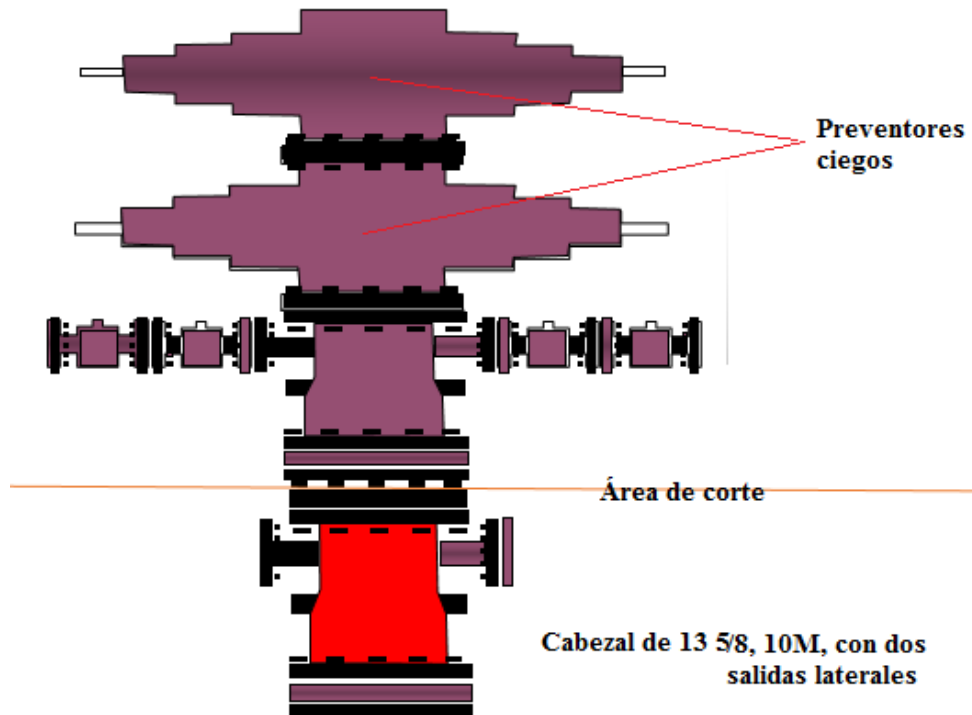


Figura 87 Conjunto de preventores que fueron instalados sobre el cabezal de 13 5/8", 10 M después del corte para poder controlar el flujo de hidrocarburos.

## Resultados

### **Recomendaciones para la minimización de fuerzas axiales en la sección libre de cemento del espacio anular.**

La fuerza térmica puede ser minimizada de diversas formas, por ejemplo, colocando los extremos superiores de la columna de cemento en el lugar adecuado. El sistema de conexiones y los ductos deben ser diseñados para permitir el crecimiento del cabezal.

El ajuste de las condiciones de tensión en superficie durante la instalación de las tuberías de revestimiento puede actuar como un contrabalance con la fuerza axial generada por el cambio de temperatura.

Para reducir el crecimiento del cabezal, la cima de la columna de cemento en el exterior de la tubería conductora necesita estar ubicado a nivel de la superficie. Así mismo, incrementar el nivel de la cima de la columna de cemento en las tuberías internas a la conductora también reducirá el crecimiento. Es importante destacar que no se debería sobrepasar la altura del cemento de la tubería de revestimiento conductora en las tuberías de revestimiento internas, ya que cualquier altura del cemento mayor a la conductora no ayudará más a reducir el crecimiento del cabezal.

Si los niveles de cemento en las tuberías internas no pueden ser colocadas a la profundidad adecuada, los esfuerzos térmicos pueden ser mayores al límite supuesto en el diseño; en este caso, se le puede aplicar tensión a las tuberías de revestimiento durante la instalación para compensar la futura fuerza térmica.

En pozos geotérmicos (altas temperaturas) el problema que sufren los cabezales por la deformación térmica es restringido mediante el uso de soportes tipo araña que consisten en cuatro barras en tensión en la cima del cabezal que lo sostiene en su lugar, así como también al peso adicional de la tubería y de la cubierta de cemento alrededor del cabezal.

Si la temperatura supera los 120°C, se recomienda emplear una grasa de enrosque de grado térmico para generar una buena conexión entre los elementos de la caja y el piñón. De acuerdo a la empresa Tenaris Tamsa, para pozos HP/HT y pozos profundos se recomienda utilizar una junta tipo rosca integral. Éstas, son las que se unen en un extremo de la tubería roscado exteriormente como piñón y se conectan en el extremo de la tubería roscado internamente, se maquilan las roscas directamente sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo. (Presentan resistencia a la tensión del 55-65%)



**Junta lisa Fuente: Tenaris-Tamsa**

Una observación importante en el análisis de desplazamiento del cabezal de pozo y cargas es que la rigidez del sistema está dominada por la sarta de revestimiento exterior. Por lo tanto, cualquier pandeo en la tubería de revestimiento exterior tendría obviamente un gran impacto en los resultados. Albert R. McSpadden y Simon Glover (2009) desarrollaron diversos modelos de desplazamientos del cabezal, en un caso de estudio de su investigación concluyeron que la tubería externa representaba el 92.1% del total de la rigidez del sistema. Sin embargo, Stahl y Baur (1983) y después Imm y Stahl (1990) argumentan a partir de algunos principios elementales que la sección libre del conductor por encima de la línea de lodo conductor no se pandeará debido al peso que es aplicado hacia el fondo del pozo por las tuberías de revestimiento interiores; tal estructura se encuentra estable para ser sujeta a cargas



de compresión de los miembros internos de tensión que actúan desde abajo del punto de fijeza.

En relación con esto, Childers y Atwood (2003) observan que en el diseño de la interfaz de la plataforma estándar/conductor se basa principalmente en líneas de tensión lateral para mitigar cualquier tendencia de pandeo del conductor; se requiere apoyo vertical de tensión principalmente para compensar las cargas extremas en la cabeza del pozo extremas como un sistema de preventores o para mitigar los movimientos de oscilación vertical que pueden deformar o romper las líneas de apoyo laterales. Por lo tanto, en muchos casos el miembro dominante del sistema compuesto es el conductor que opera bajo la suposición de un estado sin sujetarse.

## Conclusiones

El crecimiento térmico de tuberías de acero debido al aumento de la temperatura durante la producción es un fenómeno de gran interés. Es muy importante entender las fuerzas térmicas y comportamiento de las tuberías de revestimiento de un pozo durante su vida operacional. El ingeniero debe considerar los cambios de la resistencia a la cedencia para no tener una problemática con la reducción de las propiedades mecánicas del acero, o considerar un factor de seguridad adecuado.

La variación del esfuerzo a la cedencia por efecto de temperatura es un fenómeno físico que sufre cualquier material cuando es sometido a condiciones extremas. La variación del esfuerzo a la cedencia no suele ser significativa en intervalos menores a los 150°C. Sin embargo la fuerza térmica puede ser significativamente grande, ya que afecta el esfuerzo a la cedencia y en este caso debe ser considerada durante la etapa de diseño del pozo.

Durante las actividades de perforación la temperatura del fondo del pozo aumentará a medida que la construcción avanza más profundamente. El fluido de perforación que circula dentro del pozo se calentará y traerá la energía térmica hacia la superficie. Los fluidos de perforación barrerán las sartas de revestimiento que estén suspendidas desde la zona del cabezal de pozo, y posiblemente generen un aumento de la temperatura del acero por encima del gradiente térmico normal.

El esfuerzo térmico de la tubería de revestimiento y el levantamiento del cabezal del pozo está en función del incremento de la temperatura y de la longitud de la sección libre de la tubería de revestimiento.

El diseñador deberá considerar los cambios del esfuerzo a la cedencia por efecto de temperatura, a fin de considerar en su proyecto la reducción de las propiedades mecánicas del acero, lo cual puede ser a través del manejo de las nuevas ecuaciones de presión interna, colapso y tensión o bien considerarlo dentro de un factor de seguridad en función del grado de acero y de la temperatura.

La fuerza térmica total en la tubería conductora siempre es igual a la suma de las fuerzas térmicas de las tuberías de revestimiento internas a la misma, siempre y cuando la presión en la tubería de producción y en las de revestimiento sea cero. La presión interna de la tubería de revestimiento o de la tubería de producción disminuirá el total de la fuerza térmica en el cabezal del pozo e incrementará el levantamiento del cabezal, pero no significativamente.

El levantamiento del cabezal puede dañar las líneas superficiales, además, ciclos de incrementos y decrementos de temperatura pueden causar falla por fatiga, lo cual puede reducir la vida del elemento metálico por miles de veces. La fatiga es un fenómeno dinámico que puede definirse como la iniciación de micro-fisuras y su propagación en macro-fisuras como resultado de repetidas aplicaciones de esfuerzos dinámicos. Está bien establecido que un elemento estructural que no puede fallar en una sola aplicación de carga estática puede fallar muy fácilmente bajo la misma carga si se aplica repetidamente. Un fallo por fatiga de un sistema de cabezal de pozo puede tener consecuencias bastante graves. En caso de que la cabeza del pozo fallé estructuralmente por esfuerzos de gran magnitud, elementos y sellos de aislamiento, al igual que seguros internos del cabezal pueden ser dañados, haciendo que su función de aislar la presión del pozo se pierda y por esta razón, la fatiga es una amenaza potencial para la integridad del pozo. La función de soporte de carga estructural también se verá afectada. Todos estos riesgos deben ser considerados durante la etapa de diseño del cabezal y el conjunto de las tuberías de revestimiento.

Es importante enfatizar la importancia de seguir los procedimientos operativos adecuados de la perforación a fin de minimizar los factores causales del fenómeno de levantamiento.

El ingeniero de diseño debe tomar en cuenta que existen empresas que elaboran las tuberías para cumplir con los mínimos requerimientos de las normas API, sin preocuparse porque en realidad su producto tenga la suficiente calidad, para esto se deja sobrado el diseño con factores de seguridad. Si el material al que es introducido en el pozo se encuentra en los límites de operación de la fuerza de cedencia, la diferencia de la resistencia a la cedencia por efecto de temperatura puede resultar en una importante reducción de las propiedades

mecánicas del material, permitiendo de ésta manera la generación de problemas dentro del pozo. Los aceros maleables con baja dureza, tales como N-80 y TRC-95, muestran un promedio bajo en el valor de la resistencia a la cedencia del 8 de 10% para temperaturas de pozos petroleros profundos o condiciones críticas, y 13% para temperaturas comunes en pozos geotérmicos.

La creación de un modelo estructural del subsuelo es difícil de validar con mediciones o deformaciones por debajo de la superficie. La validación deberá recaer en su mayoría en mediciones superficiales por arriba de la superficie, tal como el levantamiento del cabezal durante la producción o deformaciones en el cabezal.

Normalmente el efecto de pandeo tipo helicoidal en el crecimiento por efecto térmico será pequeño en comparación con el crecimiento total. Esto se debe a que la rigidez axial de la tubería de revestimiento es grande. La mayoría de las cargas está distribuida en la tubería de revestimiento externa, la cual o está sin efecto de pandeo o para la cual el mismo efecto de deformación por pandeo es despreciable en relación a la deformación elástica.

La contribución de la fuerza térmica de la tubería de producción es relativamente baja, básicamente porque su valor de rigidez axial es muy bajo.

Si alguna de las tuberías de revestimiento se encuentra colgada por una cuña del cabezal, es posible que la expansión de la sección sin cementar cause un movimiento ascendente, desbloqueando el colgador/cuña del cabezal. Este a su vez, puede hacer que la tubería de revestimiento caiga por debajo del colgador una vez que la misma se enfríe y pierda el sello en el colgador.

Cuando la fuerza térmica en el cabezal es grande, la tubería conductora puede estar excesivamente expuesta a esfuerzos de alta compresión. En algunos pozos viejos localizados costa afuera, cuando la tubería conductora se encuentra en un estado de alta corrosión, ésta puede colapsar debido a las cargas compresivas y el cabezal caerá, debido a que la tubería de revestimiento conductora no será capaz de soportarla.

El cabezal del pozo submarino es a la vez un recipiente a presión y un componente de soporte estructural de carga que resiste cargas externas transmitidas desde un riser conectado al equipo flotante de perforación.